

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL DISEÑO DE UN GUN BARREL A
PARTIR DE UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO EXISTENTE PARA EL
MEJORAMIENTO DEL PROCESO DE SEPARACIÓN DE FLUIDOS EN LA
ESTACIÓN C DE UN CAMPO EN LA CUENCA CAGUÁN-PUTUMAYO.

KAREN TATIANA BONILLA MELO
MARTHA CAMILA SARMIENTO ANDRADE

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.

2018

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL DISEÑO DE UN GUN BARREL A PARTIR DE UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO EXISTENTE PARA EL MEJORAMIENTO DEL PROCESO DE SEPARACIÓN DE FLUIDOS EN LA ESTACIÓN C DE UN CAMPO EN LA CUENCA CAGUÁN-PUTUMAYO.

KAREN TATIANA BONILLA MELO
MARTHA CAMILA SARMIENTO ANDRADE

Proyecto integral de Grado para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
GUSTAVO ADOLFO BONILLA MELO
Ingeniero Químico

Codirector
JUAN MAURICIO VALES GARCÍA
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.

2018

NOTA DE ACEPTACIÓN

Adriangela Romero Sánchez

Iván Peñaloza

Yimy Parra

Bogotá, julio de 2018.

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

DR. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

DR. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrado

DRA. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de Facultad de ingeniería

ING. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

DR. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA

Las directivas de la Fundación Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

*A Dios, por ser mi guía de vida.
A mis padres, por ser mi apoyo incondicional.
A mi hermano Álvaro José que desde el cielo me ha acompañado en cada paso.
A mi hermano Gustavo, por su amor, tiempo y conocimiento.
A mi hermana Paula, por su compañía y amor.
Y a todas aquellas personas que de una u otra forma participaron
para la culminación de este proyecto.*

Con amor, Karen Bonilla.

Quiero empezar por agradecerles a mis padres Martha Cecilia y Alan Uriel por brindarme la oportunidad de estudiar esta carrera, por acompañarme en todos los sueños y metas que me he propuesto. Gracias por todo el amor que recibo diariamente de ustedes, son la fuerza que me impulsa para cada día ser mejor persona y profesional. Los amo.

A nuestra orientadora Adriángela, por acompañarnos durante todo el proyecto, por brindarnos su tiempo, conocimiento y cariño.

A nuestro director Gustavo Bonilla, porque sin él este proyecto no se hubiera podido llevar a cabo, por depositar su confianza en nosotras y por acompañarnos de principio a fin.

A mi compañera de tesis, mi amiga Karen, porque juntas logramos llevar a cabo la realización de este proyecto. Gracias por tu amistad, por escucharme y darme apoyo en todo lo que me propongo.

A toda mi familia y amigos que estuvieron conmigo a lo largo del desarrollo de este proyecto, esto es para ustedes.

Con amor, Camila Sarmiento.

AGRADECIMIENTOS

A **Dios** por brindarnos la sabiduría, ser guía y compañero, por alentarnos y darnos las capacidades para dar fin a este proyecto.

A la **Fundación Universidad de América** por brindarnos las herramientas necesarias para culminar la carrera profesional de Ingeniería de Petróleos y darnos la oportunidad de formarnos como personas integra.

A la empresa **Cingecon S.A.S** por permitirnos ser partícipes de este proyecto.

Al Ingeniero **Gustavo Adolfo Bonilla**, director del presente Trabajo de Grado, por su apoyo, dedicación y conocimientos transmitidos que permitieron la culminación oportuna del proyecto.

Al ingeniero **Mauricio Vales García**, codirector del trabajo de grado, por su participación y apoyo en la orientación del proyecto.

A la Ingeniera, **Adriangela Romero Sánchez**, gran profesora y orientadora del proyecto, por brindarnos de su tiempo y e interés en la realización del Trabajo de Grado.

Y a todas las personas que participaron y nos brindaron su apoyo a lo largo del desarrollo de este.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	26
OBJETIVOS	27
1. GENERALIDADES DEL CAMPO EN QUE SE UBICA LA ESTACIÓN C	28
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	28
1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	28
1.3 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL CAMPO C	30
1.3.1 Proyección de producción	30
2. DESCRIPCIÓN DE LA ESTACIÓN C	32
2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO ACTUAL	32
2.2 CONDICIONES DE OPERACIÓN ACTUALES	35
2.3 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS	36
2.3.1 Manifold	36
2.3.2 Intercambiador de Calor	37
2.3.3 Separadores	38
2.3.4 Scrubber	40
2.3.5 Tea	41
2.3.6 Tanque de Almacenamiento	42
2.3.7 Tanque de Desnate	44
2.3.8 Tanque Fuera de Especificación	44
2.3.9 Filtro de Cáscara de Nuez	45
2.4 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO SIMULADO	46
2.4.1 Condiciones de Operación	48
2.4.2 Requerimientos del Proceso Simulado	49
2.4.2.1 Descripción de Equipos	50
2.5 CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS	50
2.5.1 Caracterización del Agua de Producción	50
2.5.1.1 Alcalinidad	51
2.5.1.2 Cloruros	51
2.5.1.3 Conductividad	51
2.5.1.4 Dureza Total	52
2.5.1.5 Gravedad Específica	53
2.5.1.6 Oxígeno Disuelto	53
2.5.1.7 pH	53
2.5.1.8 Sólidos Totales	54
2.5.1.9 Sólidos Suspendidos Totales	54
2.5.1.10 Turbiedad	54
2.5.2 Caracterización del Gas de Producción	56
2.5.2.1 Composición del Gas	56
2.5.2.2 Contenido de H ₂ S y Humedad	56
2.5.3 Caracterización del Crudo	58
2.5.3.1 BSW	58

2.5.3.2 Contenido de Azufre	58
2.5.3.3 Contenido de sal	59
2.5.3.4 Densidad a 15 °C	59
2.5.3.5 Flash Point	59
2.5.3.6 Fire Point	60
2.5.3.7 Viscosidad	60
2.5.3.8 Gravedad API	60
2.5.4 Emulsiones	61
2.5.4.1 Estabilidad de las Emulsiones	62
2.5.4.2 Métodos para tratar las Emulsiones	63
3. EVALUACIÓN DE DISEÑO Y OPERACIÓN DE EQUIPOS	65
3.1 PROCESO DE SIMULACIÓN	65
3.2 DIAGNÓSTICO DEL PROCESO ACTUAL	65
3.3 SIMULACIÓN DEL TANQUE GUN BARREL	66
3.3.1 Requerimientos para el diseño del Tanque Gun Barrel	69
3.3.1.1 Geometría del Gun Barrel	70
3.3.1.2 Distribuidores del Gun Barrel	70
3.3.1.3 Caja recolectora del crudo del Gun Barrel	71
3.3.1.4 Requerimientos de calor	71
3.3.2 Procedimientos de cálculo	72
3.3.2.1 Consideraciones de la separación por gravedad	72
3.3.2.2 Ecuación de asentamiento	73
3.3.2.3 Ecuaciones de tiempo de retención	73
3.3.3 Simulación del Tanque Gun Barrel a partir del Tanque de Almacenamiento TK-406A	75
3.3.4 Análisis de resultados	82
3.4 SIMULACIÓN DE LA BOTA DE GAS	87
3.4.1 Aspen Hyssys	88
3.4.2 Criterios de la Simulación	90
3.4.3 Simulación de la Bota de Gas Asociada	91
3.4.4 Capacidad de la Bota de Gas	98
3.4.4.1 Altura	98
3.4.4.2 Diámetro	99
3.4.4.3 Tiempo de residencia	101
3.4.5 Análisis de resultados	102
4. EVALUACIÓN FINANCIERA	104
4.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN	104
4.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE PRODUCCIÓN	105
4.3 EVALUACIÓN FINANCIERA	106
4.3.1 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)	106
4.3.2 Valor Presente (VP)	106
4.3.3 Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE)	107
4.4 EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROCESO ACTUAL	107
4.4.1 Costos de producción	108
4.4.2 Valor Presente	108

4.4.3 Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE)	109
4.5 EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROCESO PROPUESTO	110
4.5.1 Costos de producción	110
4.5.2 Valor Presente	111
4.5.3 Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE)	112
4.6 CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA	112
5. CONCLUSIONES	114
6. RECOMENDACIONES	116
BIBLIOGRAFÍA	117
ANEXOS	123

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de localización del Campo en que se ubica la Estación C en Putumayo Colombia.	29
Figura 2. Diagrama de bloques tratamiento principal de fluidos en la Estación C.	32
Figura 3. Intercambiador de Calor HE-404 A.	37
Figura 4. Separador General Trifásico SPG-402	39
Figura 5. Separador de Prueba SPG-403	40
Figura 6. Scrubber SC-615	41
Figura 7. Tanque de almacenamiento de crudo TK-406 C.	43
Figura 8. Tanques de almacenamiento de agua Estación C.	43
Figura 9. Filtros de cáscara de nuez Estación C.	46
Figura 10. Casos de estudio de simulación Estación C.	47
Figura 11. Tanque de Almacenamiento TK-406 A desde vista panorámica Estación C.	49
Figura 12. Gun Barrel con Bota de Gas interna.	67
Figura 13. Tanque Gun Barrel con Bota de Gas externa y Pierna de Agua.	69
Figura 14. Datos del fluido a lavar para ingreso a simulador de diseño de Tanque de Lavado dinámico de crudo. Muestra de cálculo.	77
Figura 15. Parámetros de Tanque de Lavado Ideal en simulador de diseño de Tanque de Lavado dinámico de crudo. Muestra de cálculo.	78
Figura 16. Dimensiones de Tanque Gun Barrel Ideal en simulador de diseño de Tanque de Lavado dinámico de crudo. Muestra de cálculo.	79
Figura 17. Determinación de geometría de tanque preexistente en simulador de diseño de Tanque de Lavado dinámico de crudo. Muestra de cálculo.	80
Figura 18. Diseño operacional de Tanque Gun Barrel en simulador de diseño de Tanque de Lavado dinámico de crudo. Muestra de cálculo.	81
Figura 19. Distribución de alturas de los fluidos en Tanque Gun Barrel.	83
Figura 20. Datos del fluido a lavar para ingreso a simulador de diseño de Tanque de Lavado dinámico de crudo. Determinación caudal de flujo máximo .	84
Figura 21. Dimensiones de Tanque Gun Barrel Ideal en simulador de diseño de Tanque de Lavado dinámico de crudo. Determinación caudal de flujo máximo.	85
Figura 22. Diseño operacional de Tanque Gun Barrel en simulador de diseño de Tanque de Lavado dinámico de crudo. Determinación caudal de flujo máximo.	86
Figura 23. Configuración general de una Bota de Gas.	87
Figura 24. Algoritmo para construcción de caso nuevo en Aspen Hysys 8.8.	90
Figura 25. Simulación en Hysys 8.8 del Segundo Caso de estudio para la Estación C. (Separador trifásico – Intercambiador).	93
Figura 26. Adición y determinación de corrientes de la Bota de Gas para la Estación C en Hysys 8.8.	94
Figura 27. Adición de válvula de control posterior a Bota de Gas en evaluación del proceso de tratamiento de la Estación C.	95

Figura 28. Definición de presión en corriente 33 (Entrada Bota de Gas) para el proceso de tratamiento de la Estación C.	96
Figura 29. Simulación en Hysys 8.8 del proceso de tratamiento de fluidos en la Estación C incluyendo Bota de Gas.	97
Figura 30. Esquema de altura de Bota de Gas.	99
Figura 31. Valor Presente (VP) Proceso Actual.	109
Figura 32. Valor Presente (VP) Proceso Propuesto.	112

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción proyectada del Campo, años 2017-2024.	31

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Coordenadas del Campo en que se ubica la Estación C.	28
Tabla 2. Condiciones del sitio.	30
Tabla 3. Pozos activos del campo en que se ubica la Estación C.	30
Tabla 4. Capacidad instalada en la Estación C.	32
Tabla 5. Líneas de flujo de corrientes de entrada Estación C.	33
Tabla 6. Condiciones de operación mezcla de corrientes de entrada Estación C.	35
Tabla 7. Balance energético para el tratamiento de fluidos en la Estación C.	36
Tabla 8. Parámetros de operación y diseño de Intercambiadores de Calor.	38
Tabla 9. Parámetros de operación y diseño de Separadores.	39
Tabla 10. Parámetros de operación y diseño de Scrubber	40
Tabla 11. Parámetros de operación y diseño de Tanque de Almacenamiento.	42
Tabla 12. Parámetros de operación y diseño de Tanques Desnatadores.	44
Tabla 13. Parámetros de operación y diseño de Tanques Desnatadores.	45
Tabla 14. Parámetros de operación y diseño de Filtros de Cáscara de Nuez.	45
Tabla 15. Requerimientos energéticos para los casos de estudio en la Estación C.	48
Tabla 16. Condiciones de operación del Caso 2 de estudio.	48
Tabla 17. Características del Agua de Producción de la Estación C.	55
Tabla 18. Cromatografía, contenido de H ₂ S y humedad del Gas de la Estación C.	56
Tabla 19. Densidad del Crudo.	59
Tabla 20. Clasificación del petróleo según sus grados API.	61
Tabla 21. Condiciones del crudo de entrada a la Estación C, resultado de mezcla por simulación.	66
Tabla 22. Condiciones de entrada a Bota de Gas en la Estación C.	66
Tabla 23. Condiciones físicas y de operación del Tanque de Almacenamiento TK-406A en la Estación C.	70
Tabla 24. Parámetros de entrada a la simulación para cálculos Gun Barrel	75
Tabla 25. Resultados de la operación del Tanque de Almacenamiento TK-406A como Tanque Gun Barrel.	82
Tabla 26. Clasificación Tiempo de Retención.	91
Tabla 27. Condiciones de operación de Bota de Gas.	92
Tabla 28. Condiciones para dimensionamiento de la Bota de Gas	98
Tabla 29. Factor de Souders y Brown (K).	100
Tabla 30. Resultados de parámetros para el dimensionamiento de la Bota de Gas en la Estación C.	102
Tabla 31. Costo de Inversión para modificación del tratamiento actual de la Estación C.	105
Tabla 32. Costos del Consumo Energético para el Proceso Actual.	108
Tabla 33. Costos de Producción Proceso Actual.	108

Tabla 34. Costos del Consumo Energético para el Proceso Propuesto.	110
Tabla 35. Costos de Producción Proceso Propuesto.	111

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Cantidad de Cloruros.	51
Ecuación 2. Dureza Total.	52
Ecuación 3. Gravedad Específica.	53
Ecuación 4. Contenido de Agua y Sedimentos	58
Ecuación 5. Gravedad API del petróleo	61
Ecuación 6. Tiempo de respuesta para imprevisto en Tanque Gun Barrel.	71
Ecuación 7. Velocidad descendente del Agua.	72
Ecuación 8. Velocidad del crudo a través de la sección transversal.	72
Ecuación 9. Factor de Cortocircuito.	73
Ecuación 10. Tiempo de residencia Tanque Gun Barrel.	74
Ecuación 11. Tiempo de residencia Tanque Gun Barrel.	74
Ecuación 12. Altura de Interfase para Flujo máximo del Tanque Gun Barrel.	83
Ecuación 13. Altura Bota de Gas	99
Ecuación 14. Velocidad superficial máxima del gas en Bota de Gas.	100
Ecuación 15. Área interna Bota de Gas	100
Ecuación 16. Diámetro interno Bota de Gas	101
Ecuación 17. Diámetro real Bota de Gas	101
Ecuación 18. Tiempo de residencia.	101
Ecuación 19. Conversión Tasa de Interés del proyecto.	106
Ecuación 20. Valor Presente.	107
Ecuación 21. Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).	107
Ecuación 22. Solución Valor Presente (VP) Proceso Actual	109
Ecuación 23. Solución CAUE para Proceso Actual.	110
Ecuación 24. Solución Valor Presente (VP) Proceso Propuesto.	111
Ecuación 25. Solución CAUE para Proceso Propuesto.	112

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Diagrama de procesos e instrumentación PFD de la Estación C. Modificado por autores.	124
Anexo B. Propiedades del crudo de la Estación C, medidas a través de pruebas de laboratorio en cabeza de pozo.	125
Anexo C. Representación y condiciones de operación del Proceso Actual determinadas mediante el Software Hysys.	126
Anexo D. Pruebas de Botella realizadas en cabeza de pozo, Estación C.	127

ABREVIATURAS

°	Grados
'	Pies
"	Pulgadas
#	Número
%	Porcentaje
°C	Grados Celsius (Escala de Temperatura)
°F	Grados Fahrenheit (Escala de Temperatura)
°R	Grados Rankine (Escala de Temperatura)
API	Gravedad API (American Petroleum Institute)
ANSI	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares
ASSAY	Análisis
ASTM	Normas <i>American Standard Test Method</i>
ATM	Atmósferas (Escala de Presión)
Bbls	Barriles
BFPD	Barriles de Fluido por día
BOPD	Barriles de Aceite por día
BN	Barriles Normales
BPD	Barriles por Día
BSW	Contenido de Agua y Sedimentos (Basic Sediment and Water)
BTU	Unidad Térmica Británica (British Thermal Unit)
BWPD	Barriles de Agua por Día
BY	Barriles de Yacimiento
C	Estación
CAPEX	Gastos de Capital (Capital Expenditure)
CAUE	Costo Anual Uniforme Equivalente
cm	Centímetros
cP	Centipoises
CPI	Contrato de Producción Incremental
Dp	Diámetro de la Partícula
Dp W	Diámetro de la Partícula de Agua
Dp O	Diámetro de la Partícula de Aceite
EDTA	Ácido etilendiaminotetraacético
F	Factor de Cortocircuito
ft	Pies
ft ²	Pies Cuadrados
ft ³	Pies Cúbicos
ft/s	Pies por Segundo
ft ³ /s	Pies Cúbicos por Segundo
FT	Filtro Cáscara de Nuez
GAL	Galones
GE	Gravedad Específica
GPM	Galones por Minuto
g/mL	Gramos por Mililitro

g/mol	Gramos por Mol (Masa Molar)
H	Altura
HE	Intercambiador de Calor
Ha	Hectáreas
i	Tasa de Interés de oportunidad
in	Pulgadas
kg	Kilogramos
km	Kilómetros
km/h	Kilómetro por Hora
lb/h	Libra por Hora
lb/ft³	Libras por Pie Cúbico
MFG	Fecha de Fabricación (Manufacturing Date)
m	Metros
m³	Metros Cúbicos
m³/h	Metros Cúbicos por Hora
mg/L	Miligramos por Litro
min	Minutos
mm	Milímetros
MMBTU/H	Millones de BTU por Hora
MMSCFD	Millones de pies cúbicos diarios
msnm	Metros sobre el nivel del mar
N/D	No Disponible
NTU	Unidad nefelométrica de Turbidez
OD	Diámetro Externo
O/W	Emulsión Directa Aceite en Agua (Oil in Water)
O/W/O	Emulsión Múltiple (Oil -in Water -in Oil)
PFD	Diagramas de Flujo de proceso (Process Flow Diagrams)
pH	Potencial de Hidrógeno
psi	Libra Fuerza por pulgada cuadrada (Unidad de presión)
psia	Libra Fuerza por pulgada cuadrada absoluta
psig	Libra Fuerza por pulgada cuadrada (Unidad de presión)
ppm	Partes Por Millón
PTB	Libras de sal por cada mil barriles de crudo neto
S.A.S	Sociedad Anónima Simplificada
SCFD	Pies cúbicos estándar por día (Standard Cubic Feet per Day)
SG	Gravedad Específica (Specific Gravity)
SK	Tanque de Desnate
SM	Standard Method (Método Estándar)
SPG	Separador General o de prueba
S/S	Sim to Sim
STB	Barril de Tanque de Almacenamiento (Stock Tank Barrel)
TE	Tea
TK	Tanque de Almacenamiento
T/T	Tolerancia Dimensional
µm	Micrómetro

μS/cm	Microsiemens por centímetro
US	Estados Unidos (United States)
USD	Dólar Americano (United State Dollars)
USD/año	Dólar Americano por año
USD/Bbl	Dólar Americano por Barril
USD/día	Dólar Americano por Día
VP	Valor Presente
W/O	Emulsión indirecta Agua en Aceite (Water in Oil)
W/O/W	Emulsión Múltiple (Water -in Oil -in Water)
wt	Peso (Weight)

GLOSARIO

AGUA LIBRE: cantidad de agua presente en el fondo de un tanque que se encuentra separada del crudo por la acción de la gravedad.

ASPEN HYSYS: simulador de procesos químicos que permite modelar y diseñar procedimientos en estado estático y dinámico. Mide balances de materia y energía, equilibrios de vapor-líquido, transferencias de masa y calor.

ASSAY: son los datos de la composición exacta del crudo, los cuales se obtienen mediante su destilación.

ASFALTENOS: componente hidrocarburo que contiene anillos aromáticos de nitrógeno, azufre y oxígeno, componiendo las fracciones más pesadas del crudo, se encuentran suspendidas en el crudo de forma coloidal.

BOTA DE GAS: es un separador cuyo propósito principal es separar el gas remanente del aceite que proviene de separadores principales o anteriores. Es un separador vertical.

COALESCENCIA: proceso en el que dos (2) o más partículas se empiezan a unir con el fin de formar una nueva partícula más grande; es decir, debido a que las gotas muy pequeñas no logran ser separadas por gravedad, estas se unen por medio del fenómeno de coalescencia, para formar gotas más grandes, las cuales alcanzan el tamaño suficiente como para superar las tensiones superficiales individuales y de esta forma poder separarse por gravedad.

DESEMULSIFICANTE: químico que se aplica a la emulsión con el fin de neutralizarla rompiendo la película resistente que cubre las gotas presentes en el crudo la cual es el principal factor que impide la coalescencia de las gotas y por ende la separación de la emulsión.

DISTRIBUIDOR DE FLUJO: o dispersor es un elemento que se encarga de separar la emulsión lo más finamente creando un flujo ascendente, permitiendo así dividir el flujo en varias corrientes, favoreciendo así la coalescencia de las partículas de agua.

EXTRACTOR DE NEBLINA: es una malla de alambre que se encarga de retener las gotas de líquido que están presentes en el flujo de gas que está saliendo del recipiente o equipo, impidiendo su salida.

GUN BARREL: o tanque de lavado es un separador secundario el cual tiene como principio básico separar por diferencia de gravedades el crudo que llega emulsionado.

HIDRÓFILO: se conoce como una sustancia la cual es afín al agua, es decir que tiene la capacidad de absorber el agua o de disolverse en ella o en otras sustancias que sean polares.

HIDRÓFOTO: se conoce como una sustancia la cual no es afín al agua, es decir que alcanzan la miscibilidad con ella.

ION: partícula cargada que se forma cuando un átomo neutro gana o pierde electrones.

INCRUSTACIÓN: es una acumulación de sedimentos provenientes del agua que se depositan en válvulas, tuberías y equipos generando una posible obstrucción del flujo de fluidos.

MOLÉCULA: unión por medio de enlaces químicos de dos (2) o más átomos. Los átomos pueden ser del mismo elemento o de diferente elemento.

PARAFINA: es un compuesto de alto peso molecular que se obtiene de derivados del petróleo, no son solubles en el agua, y se obtiene a partir del enfriamiento del crudo, lo cual genera la cristalización de la parafina, la cual se separa por medio de centrifugas o por filtración.

ROMPEDOR INVERSO: químico utilizado en equipos de facilidades de superficie para ayudar a romper la emulsión que viene desde pozo. Está compuesto por un solvente, un secante, un humectante y un agente que se encarga de eliminar los sólidos.

SEPARACIÓN GRAVITACIONAL: proceso físico que funciona bajo el efecto de la gravedad, así, el fluido o partícula con mayor densidad (mayor gravedad) se suspenderá en el fondo y el fluido con menos densidad estará en la parte superior del recipiente. Para que ocurra la separación por este método se requiere que un fluido o sólido tenga mayor densidad que el otro.

SOLUCIÓN: dos o más sustancias que se mezclan o se combinan homogéneamente.

SÓLIDOS COLOIDALES: partículas consideradas como arcilla con tamaños menores a dos (2) micrones.

SÓLIDOS FLOTANTES: partículas sólidas, líquidos, grasas o espumas que se encuentran en la superficie de un líquido, siendo fáciles de remover.

SÓLIDOS SUSPENDIDOS: partículas presentes en el agua o en cualquier líquido que no están en solución. Abarcan los sólidos flotantes y los sólidos coloidales.

TIEMPO DE RESIDENCIA: tiempo que tarda un líquido en pasar por un recipiente desde que entra, hasta que sale.

TITULACIÓN: es un procedimiento que se realiza para conocer la concentración de una sustancia presente en una solución.

VISCOSIDAD DINÁMICA: es la oposición interna que presentan las moléculas de un fluido sometido a un esfuerzo cortante cuando se encuentra en movimiento.

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL DISEÑO DE UN GUN BARREL A PARTIR DE UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO EXISTENTE PARA EL MEJORAMIENTO DEL PROCESO DE SEPARACIÓN DE FLUIDOS EN LA ESTACIÓN C DE UN CAMPO EN LA CUENCA CAGUÁN-PUTUMAYO.

El desarrollo de este proyecto tiene como objeto la evaluación técnica y financiera del diseño de un Tanque Gun Barrel para mejorar el proceso de separación de fluidos (tratamiento de la emulsión) en la Estación C ubicada en un Campo de la Cuenca Caguán-Putumayo. La selección del equipo requerido para el tratamiento de fluidos, Tanque Gun Barrel, se realizó con base en los resultados de una simulación previa que se desarrolló con el fin de optimizar el proceso y reducir el consumo energético en la planta de tratamiento; la cual mostró una corriente de salida del separador con un %BSW y un contenido de gas mayor al actual, por lo tanto, se requiere de este equipo para su manejo.

Iniciando el desarrollo del proyecto, se realiza la descripción de las generalidades del campo en el que se ubica la Estación C, incluida la historia y localización; para continuar, se describen los equipos y parámetros operacionales encargados del tratamiento de los fluidos provenientes de pozos, junto con su caracterización.

El diseño del Tanque Gun Barrel para el tratamiento de crudo se desarrolla partiendo del Tanque de Almacenamiento existente TK-406A, se estiman dos (2) escenarios operativos aguas arriba para cada uno de los parámetros evaluativos de viscosidad y %BSW; mediante un software propio (Excel) de la compañía Cingecon S.A.S. Junto con esto se realiza el dimensionamiento de la Bota de Gas asociada al Gun Barrel, validación que se demostró con el software Aspen Hysys 8.8. El mejoramiento del proceso de separación se logra finalmente con la implementación del equipo, procedimiento que se encuentra fuera del alcance del actual proyecto.

Palabras Claves:

- Diseño Gun Barrel.
- Separación Fluidos.
- Tanque Almacenamiento.
- Estación C.
- Cuenca Caguán-Putumayo.

INTRODUCCIÓN

Las facilidades de producción son un conjunto de procesos, equipos y materiales que se encargan de la recolección, separación y tratamiento de los fluidos provenientes de los pozos productores. El Campo en el que se encuentra ubicada La Estación C, se dedica a la producción de petróleo, para esto, se debe contar con un diseño e instalación adecuado de los equipos con el fin de optimizar costos y dar cumplimiento con los parámetros requeridos para la comercialización del crudo (%BSW, salinidad y viscosidad).

La Estación C, cuenta con un proceso de tratamiento de fluidos ineficiente para operar una corriente de salida del separador con un %BSW y un contenido de gas mayor al actual, indicado por una previa simulación realizada por parte de la empresa Cingecon S.A.S. con el fin de optimizar el proceso de tratamiento. Ante este escenario, la empresa planteó un intercambio de ubicación de los equipos de calentamiento y separación primaria en el proceso de tratamiento de fluidos, por esto, se requiere de la implementación de un equipo de separación secundaria que complemente el proceso, logrando generar un ahorro en cuanto a consumo energético debido a que sólo se calentará la corriente de crudo junto con el agua emulsionada que fue previamente separada; y logre las condiciones de venta adecuadas; así mismo, que permita la disminución del contenido de agua y sedimentos en la corriente de entrada de los tanques de almacenamiento.

Es por esto, que el presente proyecto se desarrolló con el objeto de mejorar el proceso de separación de fluidos (tratamiento de emulsión) en la Estación C, mediante el diseño de un Tanque Gun Barrel por medio de un software, a partir de un Tanque de Almacenamiento existente TK-406A, con el fin de obtener un crudo con los parámetros requeridos para condiciones de venta (0.5% BSW) y lograr la optimización del proceso al disminuir los costos referidos al consumo energético y el %BSW a la entrada de los tanques de almacenamiento reduciendo los tiempos de residencia necesarios del fluido en almacenamiento.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico-financieramente el diseño de un Gun Barrel a partir de un Tanque de Almacenamiento existente para el mejoramiento del proceso de separación de fluidos en la Estación C de un Campo en la Cuenca Caguán-Putumayo.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir las generalidades del Campo ubicado en la Cuenca Caguán-Putumayo.
- Describir las facilidades de producción actuales, incluyendo los parámetros operacionales respectivos, las cuales se encargan del tratamiento de los fluidos provenientes del Campo en el que se ubica la Estación C.
- Caracterizar los fluidos de producción que son tratados en la Estación C.
- Diseñar el Gun Barrel y la Bota de Gas asociada para el tratamiento de la emulsión de la corriente de salida del separador mediante la modelación en un software.
- Evaluar financieramente la viabilidad del diseño propuesto para las facilidades de producción para el tratamiento de crudo de la Estación C, mediante la metodología del indicador financiero Costo Anual Uniforme Equivalente. (CAUE).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO EN QUE SE UBICA LA ESTACIÓN C

En el presente capítulo se presenta un resumen de las generalidades de un Campo ubicado en la Cuenca Caguán-Putumayo, al cual pertenece la Estación del estudio actual; el cual incluye la historia, información relacionada con la localización geográfica y el histórico de producción del Campo.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

El Campo en el que se encuentra La Estación C, está ubicado en el Bloque Suroriente, en la Cuenca Caguán-Putumayo. Descubierta por Ecopetrol, se inició la perforación del primer pozo en el Campo en octubre de 1989, con lo que se dio inicio al plan de exploración y desarrollo por parte de la misma compañía.

“El Bloque Suroriente es una zona de producción petrolera localizada en el departamento del Putumayo, antiguamente perteneciente a Ecopetrol y hoy perteneciente al Consorcio Colombia Energy a través de un Contrato de Producción Incremental (CPI) firmado con Ecopetrol¹, el cual fue aprobado por el Ministerio de Minas y Energía, haciéndose efectivo el día 12 de Julio de 2002.

1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo de estudio, perteneciente al “área de desarrollo del contrato de Producción incremental Suroriente, se localiza al Sur-Occidente del Departamento de Putumayo, entre los ríos Putumayo y San Miguel, en jurisdicción del municipio de Puerto Asís”². A continuación, en la **Tabla 1**, se muestran las coordenadas que delimitan el Campo.

Tabla 1. Coordenadas del Campo en que se ubica la Estación C.

Punto	Coordenadas Datum Origen 3º Oeste		Coordenadas Datum Magna Sirga	
	Norte	Este	Norte	Este
1	532.060	1'062. 400	532.066,60	1'062.383,22
2	532.060	1'066.590	532.066,67	1'066.573,25
3	527.640	1'065.010	527.646,62	1'064.993,31
4	527.640	1'062. 400	527.646,58	1'062.383,29

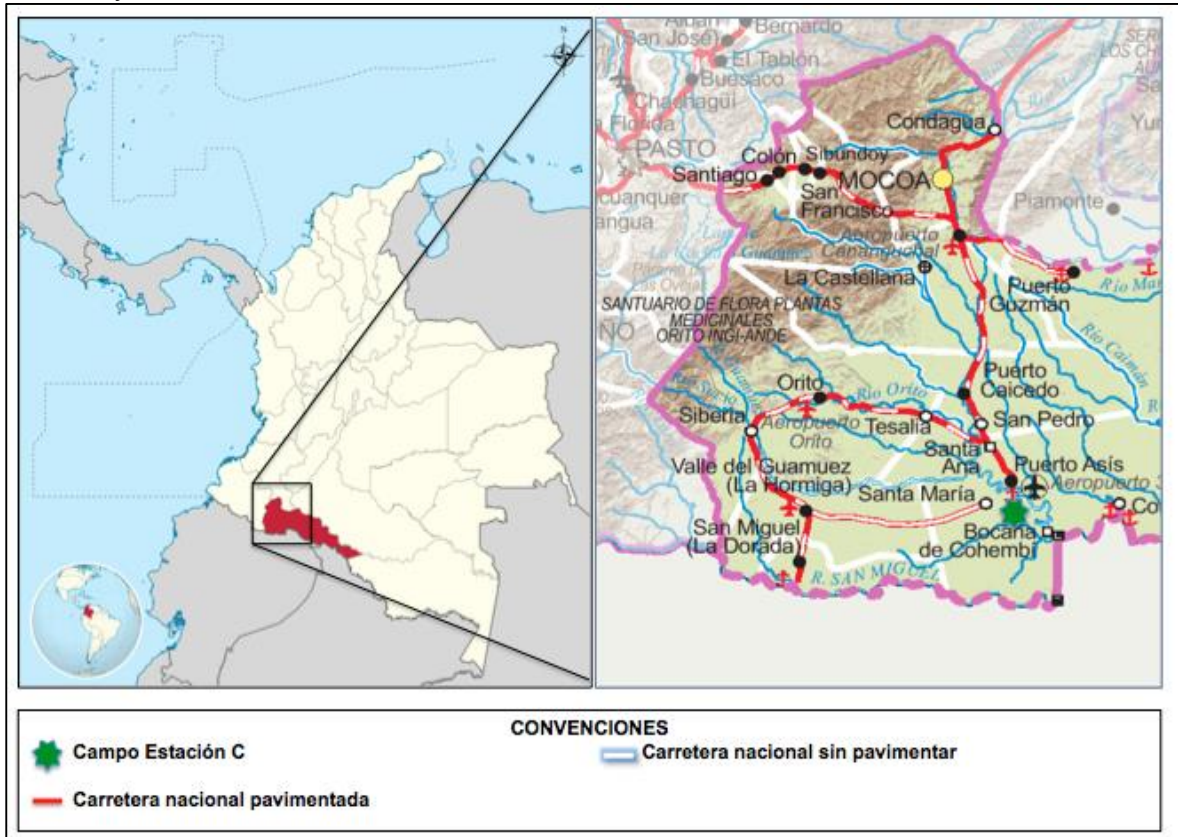
Fuente. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución Número 1930. República de Colombia. Octubre 2010. p 6.

¹AUTORIDAD DE LICENCIAS AMBIENTALES, ANLA. Resolución Número 0551. República de Colombia. Mayo, 2014. p. 11.

² MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución Número 1930. República de Colombia. Octubre, 2010. p. 6.

El Bloque Suroriente tiene una superficie de 36.527 Ha y se ubica en la cuenca colombiana Caguán-Putumayo (Ver **Figura 1**). Actualmente, el área cuenta con tres campos de producción, en uno de los cuales se encuentra la infraestructura de la Estación C, localizada a 26 km al sur de Puerto Vega. La principal vía de acceso al Campo en el que se ubica la Estación C es desde Mocoa, encontrándose a 15 kilómetros hacia el sur del municipio de Puerto Asís, como lo reporta Villamizar³

Figura 1. Mapa de localización del Campo en que se ubica la Estación C en Putumayo Colombia.



Fuente. CARRETERAS DE COLOMBIA. Putumayo. Disponible en: <http://www.carreteracolombia.com/putumayo/>. Modificado por los autores. [Consulta: lunes, 9 de abril de 2018.]

La Cuenca Caguán-Putumayo cuenta con área de 110.304 km² (al sur, Putumayo, al norte, Caguán), “limita al occidente con la Cordillera Oriental y al oriente con el Escudo de Guyana; al norte con la Serranía de la Macarena y al sur con el límite internacional del Ecuador”.⁴

³VILLAMIZAR, Laura Camila. Evaluación de los parámetros de perforación en la sección 8 ½, en el Campo C, en la Cuenca del Caguán-Putumayo mediante sensores de vibración. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Bogotá D.C. 2014. p 31.

⁴ UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA & AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS – ANH. Sistemas hidrocarbúferos y análisis de plays en la Cuenca Caguán-Putumayo. Septiembre, 2009. p. 2.

En la **Tabla 2**, se indican las condiciones del sitio en que se encuentra ubicado la Estación C.

Tabla 2. Condiciones del sitio.

Parámetro	Valor
Altitud sobre el nivel del mar	234 msnm
Temperatura	25 °C
Humedad relativa	87.3%
Presión barométrica	14,64 PSI
Velocidad máxima del viento	20 km/h
Caída máxima pluviométrica (año)	3566 mm

Fuente. CINGECON. Alcance Técnico, Simulación de Proceso Tratamiento de Fluidos Activo Sur, Putumayo. Bogotá, Colombia. Septiembre, 2013. p. 5.

1.3 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL CAMPO C

El Campo en el que se encuentra ubicada la Estación C, tuvo sus inicios en el año 1989 cuando se perforó el primer pozo exploratorio, logrando su producción inicial en el año 2004. Este campo se caracteriza por producir agua, petróleo y gas; actualmente, debido a que la producción de gas es tan escasa, el gas que se separa del crudo es enviado a la Tea para su respectiva quema, y el agua que se produce, se reinyecta para su disposición.

La Estación C, recibe la producción de los pozos activos en el Campo, a continuación, en la **Tabla 3**, se muestran los pozos productores e inyectores que se encuentran activos actualmente.

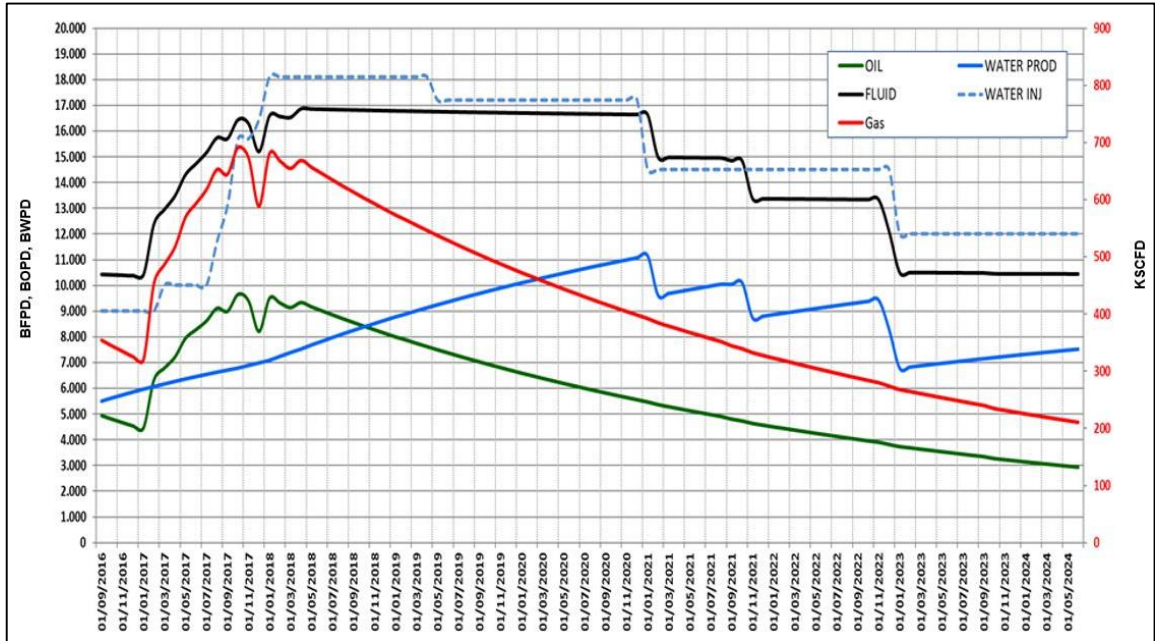
Tabla 3. Pozos activos del campo en que se ubica la Estación C.

Pozos activos Estación C	
Productores	C-3, C-9, C-10, C-11, C-12, C-13, C-14, C-15, C-19
Inyectores	C-1

Fuente. CINGECON. Ingeniería Proceso de Tratamiento de Fluidos Estación C. Simulación de Proceso de Tratamiento de Fluidos Estación C. Bogotá, Colombia. Junio, 2017. p. 9

1.3.1 Proyección de producción. En la **Gráfica 1**, se muestra la producción proyectada de fluidos en el Campo, desde el año 2017 hasta el 2024.

Gráfica 1. Producción proyectada del Campo, años 2017-2024.



Fuente. CINGECON. Diagrama de la producción proyectada del Campo. 2016.

La **Gráfica 1** muestra el comportamiento de cada uno de los fluidos que se reciben para tratamiento en la Estación C; agua, crudo y gas. El campo indica una producción de fluidos incremental hasta el año 2018, para el crudo se observa una producción máxima de aproximadamente 9.000 BOPD y una producción mínima de 4.000 BOPD. Para el caso del agua, el comportamiento se observa ascendente hasta el año 2021, por lo que hasta esa fecha se puede predecir el inicio de la disminución en la producción de fluidos totales.

La predicción del comportamiento del campo indica hasta la fecha, que para el año 2018 se inicia el depletamiento del campo por disminución en la producción del crudo, sin embargo, es posible su futuro crecimiento si se plantean métodos para el recobro del yacimiento.

2. DESCRIPCIÓN DE LA ESTACIÓN C

A continuación, se describe el proceso actual de tratamiento de fluidos que se lleva a cabo en la Estación C, incluida la descripción de cada uno de los equipos presentes y sus condiciones de operación.

2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO ACTUAL

La Estación C recibe los fluidos provenientes del Campo descrito en el capítulo anterior, específicamente, corrientes de los clústers C-2, C-3, C-4 y C-6. En la **Tabla 4**, se presenta la capacidad instalada en la Estación C para el tratamiento de crudo.

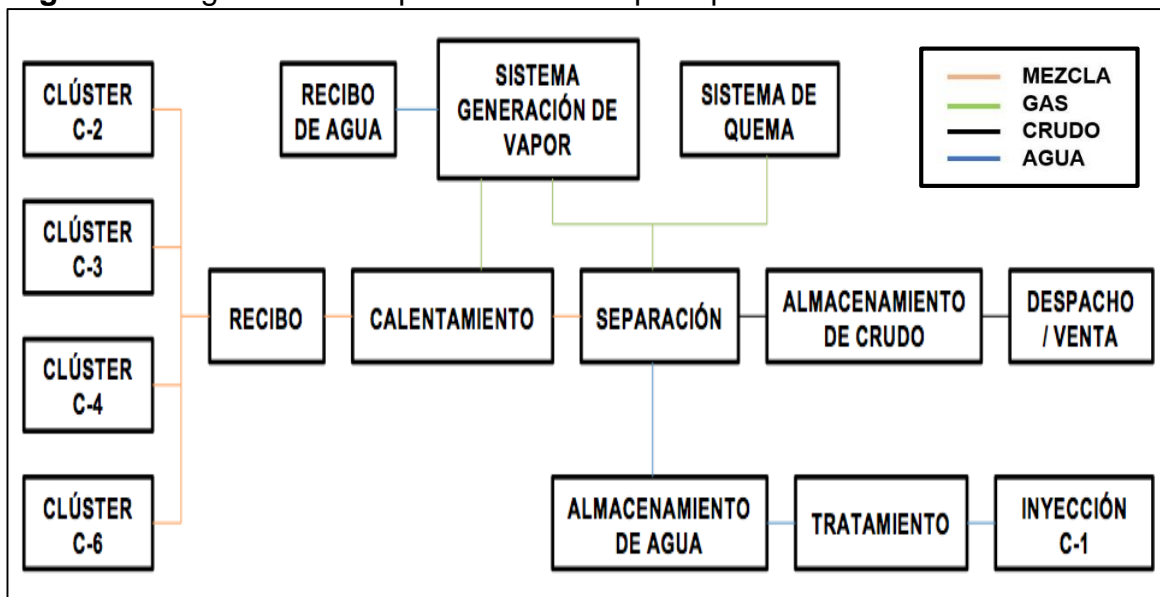
Tabla 4. Capacidad instalada en la Estación C.

Capacidad instalada Estación C	
Separación (Paralelo)	34.000 BFPD
Prueba	4.000 BFPD
Almacenamiento de crudo	17.900 Bbls
Evacuación de crudo	15.000 BOPD

Fuente. CINGECON. Diagrama Flujo de Proceso Estación C - PFD. Ingeniería detallada Activo Sur. Bogotá, Colombia. Mayo, 2015.

En la **Figura 2**, se muestra el proceso de tratamiento de crudo que se presenta en la Estación C, por medio de un diagrama de bloques, el cual se describirá a continuación.

Figura 2. Diagrama de bloques tratamiento principal de fluidos en la Estación C.



Fuente. CINGECON. Diagrama de Bloques de Proceso Estación C. Modificado por los autores.

- **Recibo:** El proceso de tratamiento de fluidos inicia con el recibo de estos, para ello se cuenta con un manifold el cual permite la mezcla de cuatro (4) líneas de flujo; las corrientes de entrada a la Estación se muestran a continuación, en la **Tabla 5**.

Tabla 5. Líneas de flujo de corrientes de entrada Estación C.

Corriente	Clúster	Pozos
1	C-3/4	(C-3/19), (C-11)
2	C-2/6	(C-12/13), (C-9/10/14/15)
3	C-2	(C-12/13)
4	C-3/4	(C-3/19), (C-11)

Fuente. CINGECON. Diagrama Flujo de Proceso Estación C - PFD Ingeniería Detallada Activo Sur. Bogotá, Colombia. Mayo, 2015.

- **Calentamiento:** El fluido multifásico se dirige a los intercambiadores de calor, HE-404A y HE-404B (intercambiadores de calor de tubo y coraza), en donde se inicia el proceso de calentamiento de la corriente de flujo para su posterior separación aguas abajo; por medio del vapor de agua saturado que circula por los serpentines del intercambiador se logra el aumento de temperatura de 140°F a 180°F permitiendo el rompimiento de una parte de la emulsión.

Los intercambiadores de calor son alimentados por el sistema de generación de vapor; este sistema, conformado por dos calderas, trabaja con el gas separado en la facilidad y cuenta con un tanque de reposición de agua, que recibe el fluido para mantener su nivel necesario para la generación del vapor. (Recibo de agua). Este sistema es operado por una empresa externa.

- **Separación:** Posteriormente, el fluido de producción calentado es dirigido hacia los tanques de separación general SPG-401 y SPG-402 (15.000 BFPD); en esta etapa la corriente es separada en tres (3) fases independientes; crudo, agua y gas.

En la Estación existe un separador de prueba SPG-403 con una capacidad de 4.000 BFPD, el cual recibe crudo del manifold de prueba, y se separa crudo, agua y gas. El gas separado es enviado al scrubber para unirse a la corriente de tratamiento de este fluido, mientras que el crudo pasa a tanques de almacenamiento. La corriente de agua es llevada a tanques de desnate.

- **Almacenamiento de crudo:** El proceso de tratamiento de crudo inicia con la entrada del fluido separado (BSW 20%) a tanques de almacenamiento de crudo verticales: TK-406A (6.600 Bbls), TK-406B (3.000 Bbls) y TK-406C (5.300 Bbls), donde se almacena el fluido y se genera el rompimiento de la emulsión por medio de la diferencia de densidades de las fases y su tiempo

de residencia, lo que permite llevar el fluido a especificaciones de venta adecuadas (BSW 0,5%).

A su vez, la Estación C, cuenta con seis (6) tanques de almacenamiento horizontales (TK-406 D/E/F/G/H/I) de 500 Bbls, los cuales reciben el crudo recuperado desde los tanques desnatadores, transferencias de crudo fuera de especificación y condensados separados en el scrubber. Estos tanques separan el fluido en tres fases; el agua se dirige a tanques desnatadores, el crudo a los tanques de almacenamiento verticales y el gas se lleva a un sistema de retención de condensados.

- **Despacho / venta:** Una vez el crudo obtiene las especificaciones adecuadas en tanques de almacenamiento, es bombeado a fiscalización donde son cuantificados y cualificados los diferentes parámetros de venta, para luego ser despachado por carrotanque.
- **Sistema de quema:** La corriente de gas proveniente de la primera etapa de separación pasa al scrubber SC-615, donde son recuperados los condensados antes de que el gas sea enviado a quema en la Tea TE-618; estos condensados son bombeados hacia los tanques de almacenamiento de crudo horizontales, donde se unen de nuevo al proceso de tratamiento anteriormente mencionado.
- **Almacenamiento y tratamiento de agua:** Por otro lado, la corriente de agua es enviada, aproximadamente con un BSW de 95%, hacia el tanque de desnate SK-408C donde por medio de la gravedad y tiempo de residencia, se logra la separación de los residuos de crudo que aún se encuentran emulsionados en el agua; igualmente, se recibe la corriente de este mismo fluido proveniente de tanques de almacenamiento de crudo horizontales y verticales, en el tanque de desnate SK-408B. Los residuos de crudo separados son llevados hacia el tanque fuera de especificación TK-406J, el cual, por ser un tanque de sacrificio, requiere del reproceso del fluido.

El agua proveniente de los tanques desnatadores se dirige a los tanques de almacenamiento de este mismo fluido, la Estación cuenta con seis (6) tanques de estos, los cuales permiten su almacenamiento antes de ser enviada al tren de tratamiento. El agua salada es tratada en dos (2) filtros de cáscara de nuez, donde son separados los contaminantes presentes para su próxima disposición.

- **Inyección a C-1:** El agua después del tratamiento, es llevada hacia el pozo C-1 para su reinyección con el objetivo simple de disponer.

A lo largo del proceso, tanto en puntos de entrada a la Estación, como en equipos de separación y tratamiento, es aplicada química que complementa el proceso de rompimiento de la emulsión. El proceso anteriormente descrito puede observarse de manera detallada en el diagrama de procesos e instrumentación PFD en el **Anexo A**.

2.2 CONDICIONES DE OPERACIÓN ACTUALES

A continuación, se observan las condiciones de operación bajo las cuales trabaja la Estación C, en diferentes puntos a lo largo del proceso de tratamiento de los fluidos. La **Tabla 6**, muestra las condiciones de las corrientes de entrada al realizar la mezcla de los fluidos.

Tabla 6. Condiciones de operación mezcla de corrientes de entrada a Estación C.

Condiciones de operación de entrada	
Parámetro	Mezcla corrientes
Temperatura (°F)	140
Presión (PSIA)	54,7
Flujo Másico (Lb/hr)	15.550
Flujo Total (BPD)	11.060
Flujo de Crudo (BOPD)	4.216
Flujo de Agua (BWPD)	6.770
Flujo de Gas (SCFD)	172.400
BSW (%)	61
Gravedad API (°)	18
Gravedad Específica	0,946

Fuente. CINGECON. Ingeniería Proceso de Tratamiento de Fluidos Estación C. Simulación de Proceso de Tratamiento de Fluidos Estación C. Bogotá, Colombia. Junio, 2017. p. 9-10.

A medida que los fluidos son tratados en la Estación por medio de los distintos equipos, sus condiciones de operación (presión, temperatura y %BSW) van modificando su valor según las necesidades para lograr las condiciones deseadas para la comercialización del producto. En la **Tabla 7**, se observan los anteriores parámetros para diferentes puntos del balance energético del sistema.

Tabla 7. Balance energético para el tratamiento de fluidos en la Estación C.

Condiciones de operación Estación C				
Corriente	Fluido	Temperatura (°F)	Presión (PSIA)	BSW (%)
Manifold-Intercambiador	<i>Multifásico</i>	140	55	61
Intercambiador-Separador	<i>Multifásico</i>	180	55	61
Separador-Tanque Almacenamiento	<i>Crudo</i>	179	32	15
Tanque Almacenamiento-Fiscalización	<i>Crudo venta</i>	120-140	50-60	0,2
Separador-Scrubber	<i>Gas</i>	179	32	N/A
Separador-Tanque Desnate	<i>Aceite/agua</i>	170-180	32-35	96
Tanque Desnate-Almacenamiento Agua	<i>Agua salada</i>	150-160	24-26	100
Almacenamiento Horizontal-Manifold Prueba	<i>Aceite/agua</i>	140-150	24-26	Mezcla
Separador-Sistema Generación Vapor	<i>Gas</i>	170-180	32-35	N/A

Fuente. CINGECON. Diagrama Flujo de Proceso Estación C - PFD. Ingeniería detallada Activo Sur. Bogotá, Colombia. Mayo, 2015.

2.3 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS

La Estación C, se encuentra ubicada en un Campo dedicado a la producción de petróleo; para lograr que el crudo cumpla con los parámetros requeridos para comercialización, se requiere de la selección adecuada de los equipos y materiales para llevar a cabo todos los procesos de recolección, separación y tratamiento de este. A continuación, se describen los principales equipos presentes en la Estación, junto con sus características.

2.3.1 Manifold. El manifold es un sistema de recibo formado por válvulas y conexiones al cual llegan las líneas de los pozos productores que hayan sido asignados a la Estación. Como lo expresa Álvarez⁵, su función es recibir la producción o los fluidos provenientes de los pozos, para luego enviarlos a los diferentes equipos encargados del procesamiento y tratamiento; también se encarga de aislar los pozos para realizar pruebas individuales y pruebas de producción.

Actualmente, la Estación C, cuenta con un manifold de recibo que permite la entrada de seis (6) corrientes o líneas de flujo provenientes de los Clústers C-2, C-3, C-4 y C-6, como se muestra anteriormente en la **Tabla 3**. Este juego de válvulas

⁵ÁLVAREZ, Roberto. Diseño de un sistema de recolección y transporte de gas natural. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Universidad Nacional de Ingeniería. Facultad de ingeniería de petróleo, gas natural y petroquímica. Lima, Perú. 2012. p. 72.

proporciona la mezcla del fluido recibido para ser enviado al proceso de calentamiento; a su vez, se cuenta con un manifold de prueba, actualmente fuera de servicio, que permite aislar cada una de las corrientes de entrada para ser enviadas a pruebas de producción en el separador asignado.

2.3.2 Intercambiador de Calor. La Estación en estudio, cuenta con dos (2) intercambiadores de calor tipo tubo y coraza, como se muestra en la **Figura 3**, los cuales se caracterizan particularmente por tener un conjunto de tubos en un contenedor llamado coraza; como lo indica Burbano⁶ la transferencia de calor entre las corrientes o fluidos ocurre de modo que mientras una de las fases se mueve por el tubo interno disminuyendo su temperatura, la otra se mueve por fuera de este, pasando por la coraza y aumentando su temperatura. Este contacto puede ser entre dos (2) corrientes líquidas, o como ocurre en la Estación C, entre una corriente líquida y una de vapor.

Figura 3. Intercambiador de Calor HE-404 A.



Fuente. CINGECON. Visita Técnica Facilidades de Producción Estación C. Modificado por los autores.

Entre las principales razones por las que se utilizan los intercambiadores de calor, como lo menciona Jaramillo⁷, se encuentran las siguientes:

⁶BURBANO, Sonia Paola. Diseño de un módulo de intercambiador de calor coraza y tubos. Trabajo de Grado. Ingeniería Mecánica. Universidad Santo Tomás. Facultad de Ingeniería Mecánica. Bogotá, Colombia. 2014. p. 24.

⁷JARAMILLO, O A. Intercambiadores de Calor. Centro en Investigación en Energía. Universidad Nacional Autónoma de México. Noviembre, 2007. p. 2.

- Calentar un fluido por medio de un fluido con una mayor temperatura.
- Reducir la temperatura de un fluido con la presencia de un fluido con menor temperatura.
- Llevar un fluido al punto de ebullición, mediante otro fluido con mayor temperatura.
- Condensar un fluido que está en estado gaseoso por medio de un fluido que se encuentra a menor temperatura.
- Llevar un fluido al punto de ebullición mientras se condensa un fluido gaseoso con mayor temperatura.

A continuación, en la **Tabla 8**, se presentan las principales características de los intercambiadores de calor presentes en la Estación C.

Tabla 8. Parámetros de operación y diseño de Intercambiadores de Calor.

Intercambiadores de calor		
Información	HE-404 A	HE-404 B
Tipo	Tubo y coraza	
Cantidad	2	
Dimensiones/ Características	36" OD-22`L S/S Aislamiento térmico, Tubos: vapor, Coraza: Crudo (8"OD)	30" OD-19`L S/S Aislamiento térmico, Tubos: vapor (4"OD), Coraza: Crudo (8"OD)
Capacidad	3,5 MMBTU/H	2,3 MMBTU/H

Fuente. PROCESOS OAM. Listado de Equipos Mecánicos, Estación C. Septiembre, 2015.

2.3.3 Separadores. Como lo expresan Flórez & Rusinque⁸, el funcionamiento general de los separadores trifásicos consiste en la segregación del fluido en tres corrientes: el gas sale por el parte superior debido que es la fase menos pesada, el petróleo por la parte intermedia en los equipos verticales y al extremo contrario de la entrada para recipientes horizontales, y, por último, el agua de producción sale por la parte inferior siendo la fase más pesada.

La Estación C tiene una producción de fluido de tres fases: agua, petróleo y gas, por lo tanto, para la separación de las mismas se requiere de separadores trifásicos (separadores generales, SPG-401 y SPG-402), los cuales se encargan de retirar el agua libre del petróleo; el agua que queda aún emulsionada se envía a las siguientes etapas de tratamiento para continuar con su respectiva separación (Ver **Figura 4**).

Adicionalmente, se cuenta con un separador de prueba SPG-403, donde se realizan las pruebas de producción de las corrientes que ingresan a la Estación, actualmente

⁸FLÓREZ, Irley Lorena & RUSINQUE, Bianca Nathaly. Rediseño de las facilidades de producción para gas de la Estación Caracas Sur. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Bogotá, Colombia. 2015.

estas se encuentran suspendidas, por lo que el separador trabaja en paralelo con los generales y las pruebas se realizan directamente en el manifold del clúster a cada uno de los pozos. En la **Figura 5**, se puede observar el separador de prueba instalado en la Estación C, además, se presentan los parámetros de diseño y operación de todos los equipos de separación presentes (Ver **Tabla 9**).

Tabla 9. Parámetros de operación y diseño de Separadores.

Separadores		
Información	SPG-401/402	SPG-403
Descripción/ Servicios	Separador general	Separador de prueba
Tipo	Horizontal trifásico neumático	Horizontal bifásico neumático
Cantidad	2	1
Dimensiones/ Características	ANSI 150# 7'-7" OD x 23' L S/S Corrosión permitida: 1/16"	ANSI 300# 3'-10" OD x 15'-10" L S/S
Capacidad	15.000 BFPD Trifásico, Volumen: 8.460 US GAL	4.000 BFPD
Modelo/Marca	TEKTO (2014)	N/D

Fuente. PROCESOS OAM. Listado de Equipos Mecánicos, Estación C. Septiembre, 2015.

Figura 4. Separador General Trifásico SPG-402



Fuente. CINGECON. Visita Técnica Facilidades de Producción Estación C. Modificado por los autores.

Figura 5. Separador de Prueba SPG-403



Fuente. CINGECON. Visita Técnica Facilidades de Producción Estación C. Modificado por los autores.

2.3.4 Scrubber. Una porción de la corriente de gas proveniente de los separadores generales es enviada a un equipo adicional para terminar de remover los hidrocarburos líquidos de baja densidad o condensados que se encuentran presentes en el gas natural, así como también las partículas sólidas y los gases ácidos provenientes de los gases residuales; este equipo o torre de limpieza húmeda es denominado scrubber.

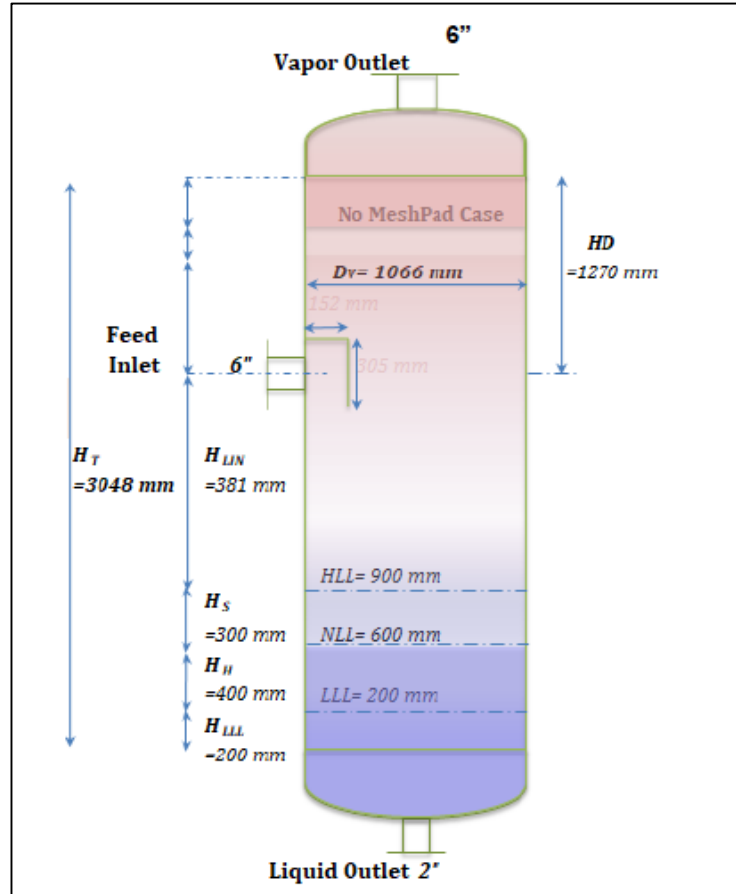
El separador tipo scrubber SC-615, que hace parte del proceso de tratamiento de fluidos de la Estación C, tiene como función principal recuperar los condensados del gas hacia la tea para su respectiva quema. El equipo instalado, de alta presión, tiene un diámetro nominal de 42 pulgadas y una altura de 10 pies, como se muestra a continuación en la **Figura 6**; además se muestran las principales características de su diseño y operación (Ver **Tabla 10**)

Tabla 10. Parámetros de operación y diseño de Scrubber.

Scrubber	
Información	SC-615
Tipo	Vertical bifásico
Cantidad	1
Dimensiones/Características	42" OD x 10' H T/T
Capacidad	90 Ft ³
Modelo/Marca	Smith MFG

Fuente. PROCESOS OAM. Listado de Equipos Mecánicos, Estación C. Septiembre, 2015.

Figura 6. Scrubber SC-615



Fuente. CINGECON. Ingeniería Proceso de Tratamiento de Fluidos Estación C. Memoria de Cálculo Scrubber SC-615. Bogotá, Colombia. 2017. p. 5.

Adicionalmente, la Estación C, cuenta un scrubber de baja presión, el cual trabaja para retirar los condensados presentes en cierta parte del gas separado, que es enviado al sistema de generación de vapor para alimentar los intercambiadores de calor. Los condensados recuperados en esta etapa, son enviados al tanque fuera de especificación.

2.3.5 Tea. Como lo menciona Flórez & Rusinque⁹, este es un equipo que se encarga de quemar el gas en las estaciones petroleras que cuenten con producción de este fluido, el cual mantiene activa una llama a través de chispa, gas u oxígeno.

La Estación C requiere que el gas que se produce sea enviado a la tea TE-618 para su respectiva quema, debido a que la producción de gas es escasa y no sería económicamente rentable su tratamiento; esta tea es vertical autosoportada con arrestallamas.

⁹Ibid., p.66

2.3.6 Tanque de Almacenamiento. Estos tanques son necesarios para mantener acumulados diferentes productos. La Estación C, cuenta con tres tipos de tanques de almacenamiento; los tanques de almacenamiento vertical (TK-406 A, TK-406 B y TK-406 C) reciben el crudo de los separadores, estos tienen la función de terminar de tratar el fluido con el fin de que cumpla con los parámetros de venta establecidos (%BSW, salinidad, viscosidad); el tratamiento ocurre por tiempo de retención, y mediante diferencia de densidades, logra separar el agua que aún sigue emulsionada con el petróleo.

Los tanques de almacenamiento horizontales (TK-406 D/E/F/G/H/I) se encargan de separar los rastros de agua y gas provenientes de las corrientes de crudo de los diferentes equipos tratadores en la Estación. A continuación, en la **Tabla 11**, se muestran los principales parámetros de operación y diseño de los tanques de almacenamiento de crudo; además, en la **Figura 7** se puede observar uno de estos tanques.

Tabla 11. Parámetros de operación y diseño de Tanque de Almacenamiento.

<i>Tanques de almacenamiento de crudo</i>				
<i>Información</i>	<i>TK-406 A</i>	<i>TK-406 B</i>	<i>TK-406 C</i>	<i>TK-406 D/E/F/G/H/I</i>
<i>Tipo</i>	<i>Vertical cónico techo fijo</i>			<i>Horizontal</i>
<i>Cantidad</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>6</i>
<i>Dimensiones/ Características</i>	<i>40'OD - H: 29'-9" Flujo máx llenado: 240 GPM, Descarga: 180 GPM</i>	<i>30'OD - H: 26'</i>	<i>40'OD - H: 24'</i>	<i>10'OD x 36'L S/S</i>
<i>Capacidad</i>	<i>Nom: 6.660 BLS</i>	<i>3.000 BLS</i>	<i>Nom: 5.300 BLS</i>	<i>500 BLS</i>
<i>Temperatura diseño (°F)</i>	<i>200</i>	<i>200</i>	<i>200</i>	<i>200</i>
<i>Presión diseño (PSI)</i>	<i>ATM</i>	<i>ATM</i>	<i>ATM</i>	<i>ATM</i>
<i>Modelo/Marca</i>	<i>PERT API-605 (2011)</i>	<i>SJ Full Services (2011)</i>	<i>PERT API-605 (2012)</i>	<i>N/D</i>

Fuente. PROCESOS OAM. Listado de Equipos Mecánicos, Estación C. Septiembre, 2015.

Figura 7. Tanque de almacenamiento de crudo TK-406 C.



Fuente. CINGECON. Visita Técnica Facilidades de Producción Estación C. Modificado por los autores.

Por último, los tanques de almacenamiento de agua reciben el fluido de los tanques desnatadores, allí es almacenada el agua de producción para su posterior tratamiento y reinyección. En la Estación C se cuenta con seis (6) tanques de estos, los cuales se muestran en la **Figura 8**.

Figura 8. Tanques de almacenamiento de agua Estación C.



Fuente. CINGECON. Visita Técnica Facilidades de Producción Estación C. Modificado por los autores.

2.3.7 Tanque de Desnate. Como lo menciona Jaimes¹⁰, los tanques desnataores o skimmer pueden ser de configuración horizontal o vertical, a presión o atmosférica, dependiendo de las condiciones de cada facilidad. El funcionamiento comienza cuando el agua entra al tanque desnataador, luego se deja en reposo para que las partículas de aceite que aún están presentes en el agua se puedan separar y por diferencia de densidades se acumulen en la parte superior de la fase del agua.

La Estación C cuenta con dos (2) tanques desnataores SK-408B y SK-408C, los cuales reciben la corriente de agua proveniente de los diferentes equipos de separación de fluidos presentes en la Estación, separadores generales y de prueba, y tanques de almacenamiento de crudo; estos tanques proporcionan elevados tiempos de retención con el fin de que se forme la coalescencia y posteriormente ocurra la separación gravitacional. En la **Tabla 12**, se observan las características de diseño y operación del equipo.

Tabla 12. Parámetros de operación y diseño de Tanques Desnataores.

Tanque desnataador		
Información	SK-408 B	SK-408 C
Tipo	Vertical	Vertical fondo cónico
Cantidad	1	1
Dimensiones/ Características	12`OD - H: 25` Espesor lámina: 1/4"-3/16"	12`OD - H 24`
Capacidad	Nom: 500 BLS, OP: 440 BLS	
Temperatura diseño (°F)	200	200
Presión diseño (PSI)	ATM	ATM
Modelo/Marca	Weatherford API-650 (2013)	R&M (2014)

Fuente. PROCESOS OAM. Listado de Equipos Mecánicos, Estación C. Septiembre, 2015.

2.3.8 Tanque Fuera de Especificación. La Estación cuenta con un tanque para transferencia de fluidos fuera de especificación TK-406 J, este tanque de sacrificio recibe el crudo retirado en los tanques de desnate y los condensados provenientes del scrubber de baja presión que requieren ser reprocesados. La corriente de salida puede dirigirse al inicio del tratamiento en los intercambiadores de calor, o como trabaja actualmente, a los tanques de almacenamiento horizontales. En la **Tabla 13** se presentan las principales características del equipo.

¹⁰JAIMES, Diana Marcela & PICO, María Isabel. Diseño de la planta de tratamiento de aguas residuales y de producción evaluando las diferentes alternativas nacionales y extranjeras - aplicación Campo Colorado. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Química. Bucaramanga, Colombia. 2009. p. 41.

Tabla 13. Parámetros de operación y diseño de Tanques Desnatadores

Tanque de crudo fuera de especificación	
Información	TK-406 J
Tipo	Horizontal
Cantidad	1
Dimensiones/Características	10`OD x36`L S/S
Capacidad	500 BLS
Temperatura diseño (°F)	200
Presión diseño (PSI)	ATM

Fuente. PROCESOS OAM. Listado de Equipos Mecánicos, Estación C. Septiembre, 2015.

2.3.9 Filtro de Cáscara de Nuez. La operación de filtración tiene como finalidad principal absorber y retener el aceite y partículas que no alcanzan a ser removidas en el proceso de separación previa, este proceso se realiza por un tiempo estimado, luego se requiere de un retrolavado del lecho filtrante que optimiza nuevamente el equipo para un nuevo ciclo de operación.

Como lo indica Sánchez¹¹, existen diferentes tipos de materiales que pueden ser utilizados como cama filtrante, sintéticos o naturales, según lo requiere el proceso. Una de las técnicas usadas, es el filtro de cáscara de nuez, compuesto en mayor proporción por cáscara de nuez y de avellanas; la Estación C cuenta con dos (2) filtros de estos FT-201 y FT-202 (Ver **Figura 9**), los cuales reciben el agua de los tanques de almacenamiento para retirarle las trazas de crudo y sólidos presentes, con el fin de obtener parámetros adecuados para su reinyección.

Los filtros están conectados a un decantador y lecho de secado para realizar la operación de retrolavado, en la que son retiradas las trazas de crudo de la cáscara de nuez para mantener el proceso eficiente de los filtros; los ciclos de retrolavado se realizan con una frecuencia de 12 horas. En la **Tabla 14**, se muestran las principales características de operación y diseño de los filtros de cáscara de nuez en la Estación actual.

Tabla 14. Parámetros de operación y diseño de Filtros de Cáscara de Nuez

Filtros de Agua		
Información	FT-201	FT-202
Tipo	Cáscara de nuez (1268 Kg)	
Cantidad	2	
Capacidad	5.000 BWPD	
Temperatura máxima (°F)	200	
Presión máxima (PSI)	85	
Tasa de servicio	11,6 GPM/Ft ²	

Fuente. PROCESOS OAM. Listado de Equipos Mecánicos, Estación C. Septiembre, 2015.

¹¹SÁNCHEZ, Javier. Tratamiento y disposición final del agua producida en yacimientos petroleros. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Universidad Nacional Autónoma de México. México D.F. 2013. p. 75-77.

Figura 9. Filtros de cáscara de nuez Estación C.

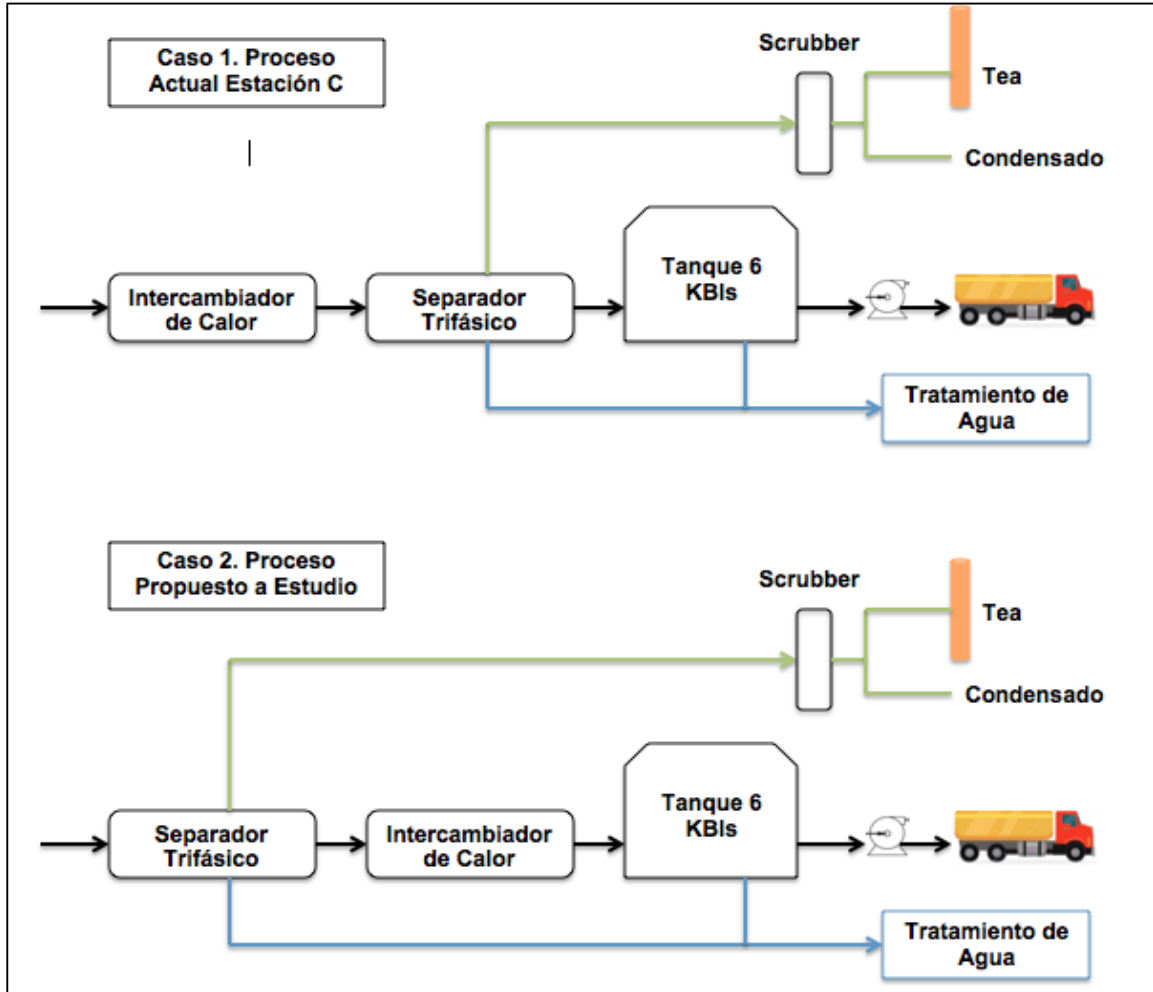


Fuente. CINGECON. Visita Técnica Facilidades de Producción Estación C. Modificado por los autores.

2.4 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO SIMULADO

La empresa prestadora de servicios, Cingecon S.A.S, realizó de manera previa una evaluación del proceso actual de tratamiento de fluidos en la Estación C, con el fin de proponer alternativas que permitieran optimizar el proceso. La evaluación reúne el impacto que tiene el consumo de energía al modificar la configuración actual del proceso, ya que el Intercambiador de Calor tiene que calentar todo el fluido que llega a la Estación, incluyendo el agua libre y el gas asociado a esas condiciones. En la **Figura 10**, se observan los dos casos de estudio de simulación del proceso.

Figura 10. Casos de estudio de simulación Estación C.



Fuente. CINGECON. Ingeniería Proceso de Tratamiento de Fluidos Estación C. Simulación de Proceso de Tratamiento de Fluidos Estación C. Bogotá, Colombia. 2017. p. 5.

La empresa simuló cada uno de los casos anteriores mediante el software Aspen Hysys; en el **primer caso**, se recreó el proceso actual en donde todo el fluido proveniente de los pozos pasa a través del intercambiador de calor, debido a este calentamiento previo, los separadores muestran un buen rendimiento en su proceso, ya que a la salida de este la corriente de crudo presenta un BSW promedio de 11%.

Adicionalmente se evaluó el **segundo caso**, el cual consiste en ubicar el intercambiador de calor después del separador trifásico, con el fin de corroborar los beneficios en cuanto a consumo energético por parte de este intercambiador; en este escenario, el calentamiento se aplicó solo al crudo y el agua en emulsión, debido a la separación previa del gas y el agua libre presentes en la corriente de entrada. Al cambiar la configuración del proceso se encontró una disminución en la

eficiencia de separación, considerando una corriente de salida de crudo con un BSW promedio de 15%.

La **Tabla 15** muestra los resultados obtenidos en cuanto a requerimientos de energía para los intercambiadores de calor, allí se puede observar que es recomendable cambiar la configuración del proceso actual, ya que la energía requerida para llevar el crudo a la temperatura con que está saliendo actualmente es de aproximadamente la tercera parte si se ubica el intercambiador de calor después del separador trifásico.

Tabla 15. Requerimientos energéticos para los casos de estudio en la Estación C.

Caso	Flujo Total BFPD	BSW	Flujo de Agua BWPD	Flujo de Crudo BOPD	Flujo de Gas SCFD	Flujo de Calor MMBTU/hr
1	11.060	61%	6.770	4.216	172.400	5,9
2	4.960	15%	744	4.216	---	1,5

Fuente. CINGECON. Ingeniería Proceso de Tratamiento de Fluidos Estación C. Simulación de Procesos de Tratamiento de Fluidos Estación C. Bogotá, Colombia. 2017. p. 12.

2.4.1 Condiciones de Operación. En consecuencia, de la evaluación realizada, se determinó que al cambiar la configuración de operación del proceso actual del tratamiento de fluidos en la Estación C (Caso 2), se obtiene un beneficio en cuanto al impacto del consumo energético, ya que al no calentar el agua libre y el gas asociado se genera un ahorro de aproximadamente el 70% del consumo de vapor. Igualmente, las condiciones de operación en diferentes puntos del proceso son modificadas, en la **Tabla 16** se pueden observar dichos parámetros de operación.

Tabla 16. Condiciones de operación del Caso 2 de estudio.

Temperatura (°F)	Presión (Psia)	Flujo Total (BPD)	Flujo de Gas (SCFD)	Flujo de Crudo (BPD)	Flujo de Agua (BPD)
Corriente Entrada Separador Trifásico					
140	54,7	11.060	171.900	6.769	4.216
Corriente Entrada Intercambiador de Calor (BSW 15%)					
140	54,7	4.970	-	744	4.216
Corriente Entrada Bota de Gas					
176,2	15	4.960	126.900	735,5	4.173
Corriente Entrada Scrubber					
140	54,7	-	171.900	-	-
Corriente Entrada Alivio Baja Presión					
176,2	15	-	126.900	-	-
Corriente Condensados Salida Scrubber					
86,33	19,9	0,3742	-	-	-

Fuente. CINGECON. Ingeniería Proceso de Tratamiento de Fluidos Estación C. Simulación de Procesos de Tratamiento de Fluidos Estación C. Bogotá, Colombia. 2017 p. 11.

2.4.2 Requerimientos del Proceso Simulado. Asumiendo el caso 2 como la configuración más eficiente para el proceso de tratamiento de fluidos en la Estación C, al intercambiar el orden de los equipos iniciales, es decir, realizar el calentamiento de los fluidos de pozo luego de pasar por el separador, se hace necesario la implementación de un equipo de separación secundaria antes de que el fluido entre a tanques de almacenamiento, debido a que esta corriente incremento el BSW a 15%.

Como equipo de separación secundaria se recomendó un Tanque Gun Barrel. para esto, se planteó la conversión del tanque de almacenamiento de crudo TK-406A a Gun Barrel, y la construcción de la bota de gas asociada a este; debido a que actualmente, no se cuentan con los equipos adecuados para manejar una corriente de salida del separador con un %BSW y un contenido de gas mayor al actual. En la **Figura 11**, se puede observar la ubicación del tanque de almacenamiento TK-406 A al que se le realizó el dimensionamiento para la conversión a Gun Barrel.

Otro de los aspectos que se analizó en el segundo caso fue el caudal de gas obtenido en los diferentes equipos (separador trifásico y bota de gas asociada al Tanque Gun Barrel), la formación de condensados y la posible presencia de hidratos en la línea que comunica con el scrubber y la que se dirige finalmente hacia la Tea. Con respecto a lo anterior, se encuentra un inconveniente en la corriente de gas obtenida en la bota, esta tiene que ser direccionada directamente hacia un sistema de alivio de baja presión sin pasar por el scrubber, ya que este equipo se encuentra a presión (5 psig) y la bota de gas opera a presión atmosférica. Por lo que se recomienda incluir un sistema independiente de alivio de gas de baja presión para manejar el gas que se obtiene en la bota y en el Gun Barrel.

Figura 11. Tanque de Almacenamiento TK-406 A desde vista panorámica Estación C.



Fuente. CINGECON. Alcance Técnico, Simulación de Proceso Tratamiento de Fluidos Activo Sur. Putumayo. Bogotá, Colombia. Septiembre, 2013. p. 4.

2.4.2.1 Descripción de Equipos. A continuación, se describen las generalidades de los equipos para el tratamiento de la corriente de crudo, necesarios para la implementación del segundo caso de estudio de simulación en la Estación C.

- **Gun Barrel:** Es un tratador térmico vertical, encargado de la separación secundaria de los fluidos en facilidades de producción. Como lo explica Arnold Y Stewart¹², el Gun Barrel funciona con una bota de gas en la parte superior, la cual recibe el fluido de entrada y permite la separación del gas remanente en la corriente; luego de esto, la emulsión se dirige a los aspersores en el fondo del tanque, donde es distribuida para lograr la separación de las fases crudo-agua.

El mecanismo de funcionamiento de este tanque se basa en la diferencia de densidades entre los fluidos y su tiempo de residencia; por esto, las gotas de la emulsión que son liberadas por los aspersores fluyen de manera ascendente, a través del agua libre acumulada, quedando atrapada el agua en la parte inferior y el crudo en la parte superior. La distribución de la emulsión se da de manera homogénea con el fin de aumentar el área de contacto entre esta y el agua libre, y así, ayudar a la separación de las fases.

- **Bota de Gas:** La instalación del Tanque Gun Barrel requiere de un equipo que permite la remoción previa del gas presente en la corriente de crudo.

La bota de gas es un separador bifásico vertical encargado de retirar los rastros de gas presentes en la corriente de entrada al tanque, mediante un extractor de niebla o demister que separa la fase líquida del gas ascendente, como lo indica Carrillo¹³. Estos equipos funcionan con una dirección de entrada de 30° de inclinación hacia abajo, permitiendo que el flujo sea turbulento y permita la separación de fases líquido-gas mientras choca con las paredes.

2.5 CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS

Para desarrollar los diferentes procesos de tratamiento en las facilidades de producción, incluyendo el dimensionamiento y eficiente funcionamiento de los equipos, es necesario tener conocimiento del comportamiento y caracterización de cada uno de los fluidos que participan en el proceso.

2.5.1 Caracterización del Agua de Producción. El agua de producción proveniente de la formación llega a superficie en emulsión junto con el crudo, debido a la presencia de compuestos emulsificantes como asfaltenos y parafinas. A

¹²ARNOLD, Ken & STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities. Vol. 1. Houston, TX. 1999. p. 178-179.

¹³CARRILLO, Sandra. Estudio y Evaluación de las facilidades de superficie para optimizar el sistema de venteo de gas en la Estación Villavo A de Agip Oil Ecuador B.V. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Geología y Petróleos. Quito, Ecuador. 2007. p. 33.

continuación, se presentan las pruebas que se realizan al agua en La Estación C, con el fin de determinar su comportamiento y adecuado tratamiento.

2.5.1.1 Alcalinidad. Se define como la cantidad de iones solubles en el agua que son capaces de neutralizar un ácido. Esta propiedad química se relaciona con la cantidad de iones (OH-, CO₃ y HCO₃-).

La técnica analítica que se utiliza para medir la alcalinidad del agua de producción es el método volumétrico, mediante la metodología SM 2320 B; la cual, como lo indica Pérez¹⁴, consiste en determinar la alcalinidad por medio de una titulación con una solución estándar de ácido sulfúrico (H₂SO₄). Es necesario que este procedimiento se realice a una temperatura de 25 °C; el resultado se expresa en unidades de mg/L de carbonato de calcio (CaCO₃).

2.5.1.2 Cloruros. La norma ASTM D512-12¹⁵, describe al ión cloruro como un anión inorgánico utilizado para medir la salinidad del agua de producción, a partir de su concentración. El cual debe ser controlado por su capacidad corrosiva.

El método usado para la determinación de esta característica es el SM 4500-CI B mediante la técnica analítica Argentométrica, esto se realiza con una titulación a la muestra mediante el titulante AgNO₃ al 0,05 N, hasta que se adquiera un color marrón rojizo. Realizar el procedimiento descrito, con agua destilada, registrando el volumen de AgNO₃ gastado, y calcular según la **Ecuación 1**.

Ecuación 1. Cantidad de Cloruros.

$$\text{Cloruros } \left(\frac{\text{mg}}{\text{L}} \right) = \frac{\text{ml Nitrato de Plata}}{\text{ml de Filtrado}} * 1000$$

Fuente. SERRATO, Diego. Guías de laboratorio de lodos y cementos. Universidad de América. p. 19

2.5.1.3 Conductividad. Esta propiedad mide la capacidad que tiene una solución acuosa de transmitir una corriente eléctrica a través sus moléculas, depende de la presencia de la concentración de sales y sólidos totales disueltos en la sustancia, de su concentración, movilidad y de la temperatura.

Esta propiedad es muy importante cuando se está realizando el tratamiento del agua producida, debido a que con ella se identifica el cambio en las concentraciones de las sales que vienen con ella, con el fin de que los procesos de deshidratación no se vean afectados.

¹⁴PÉREZ, Jessica Paulin. Evaluación de la sustitución del agente coagulante - sulfato de aluminio - en el proceso actual de coagulación - floculación de agua potable en la empresa EAF SAS ESP. Trabajo de Grado. Ingeniería Química. Fundación Universidad de América. Facultad de ingeniería. Bogotá D.C. 2017. p. 35.

¹⁵AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE. ASTM, D512-12. "Standard Test Methods for Chloride Ion in Water". USA. 2009. p. 6-8.

Las pruebas para medir la conductividad del agua de formación se realizan mediante un conductímetro, empleando el método SM-2510 B¹⁶. Esta metodología consiste en medir la conductividad mediante la utilización de una celda estandarizada con una solución de KCL; las unidades en las que se expresa la conductividad son microsiemens por centímetro ($\mu\text{S}/\text{cm}$).

2.5.1.4 Dureza Total. “Se define como la suma de las concentraciones de iones de calcio y magnesio expresado como carbonato de calcio en mg/L ”¹⁷, y se calcula mediante la **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Dureza Total.

$$\text{Dureza Total} = \text{Dureza Ca} + \text{Dureza Mg}$$

Fuente. ROMERO ROJAS, Jairo Alberto. Acuiquímica. Escuela Colombiana de Ingeniería. Bogotá D.C. 1996. p. 120.

García & Vivas¹⁸ clasifican el agua según la cantidad de ppm de CaCO_3 presentes; entre 0-15 ppm se considera muy suave, entre 16-75 ppm es suave, entre 50-76 ppm es un agua de dureza media, si presenta un contenido de CaCO_3 que varía entre 130-150 ppm el agua es dura, y si esta encima de 300 ppm el agua tiene una dureza muy dura.

Esta prueba se realiza a través del método volumétrico-EDTA o metodología SM 2340-C¹⁹, la cual consiste en realizar una titulación con EDTA (Ácido etilendiaminotetraacético) a la muestra con el fin de formar complejos estables con los iones de calcio y magnesio. La titulación termina cuando la solución se torna rosado debido a la presencia de calcio y magnesio, o azul cuando los cationes están formando complejo con EDTA.

¹⁶AMERICAN PUBLIC HEALTH ASSOCIATION. APHA Method 2510: Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater. 18th Edition. USA. 1992. p. 7-8.

¹⁷ACEVEDO, Rosa Leonor, CASTILLO, Marion Enrique & SEVERICHO, Carlos Alberto. Manual de Métodos Analíticos para la Determinación de Parámetros Físicoquímicos Básicos en Aguas. Fundación Universitaria Andaluza. Cartagena de Indias, Colombia. 2013. p. 36.

¹⁸GARCÍA, David Augusto & VIVAS, Paula Andrea. Ampliación de la capacidad del sistema de tratamiento de agua de producción mediante el dimensionamiento conceptual de nuevos equipos en la Estación Jaguar ubicada en el Bloque Caracara. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Bogotá D.C. 2016. p. 43-47.

¹⁹ AMERICAN PUBLIC HEALTH ASSOCIATION. APHA Method 3500-Ca: Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater. Laboratory Method. 18th Edition. USA. 1992. p. 2-4.

2.5.1.5 Gravedad Específica. Como lo mencionan García & Vivas²⁰, es la relación que hay entre la densidad del fluido de interés (en este caso el agua) y la densidad del fluido de referencia. Para los líquidos se toma como fluido de referencia el agua a una temperatura de 60°F y 14,69 psia, como se muestra a continuación en la **Ecuación 3.**

Ecuación 3. Gravedad Específica.

$$GE = \frac{\rho \text{ líquido}}{\rho \text{ agua @60°F y 14,7 psi}}$$

Fuente. KURT, Rolle. Termodinámica. Wisconsin, Pearson educación. 6 Ed. 2006. p 45.

Es importante recalcar que el agua que se produce no viene pura, es decir, que siempre viene acompañada de impurezas como sólidos, las cuales hacen que la gravedad específica del agua aumente.

2.5.1.6 Oxígeno Disuelto. Como lo indica Quispe²¹, hace referencia a la cantidad de oxígeno que está presente en el agua y sirve como indicador de contaminación, a mayor nivel de oxígeno, mejor calidad tendrá el agua; para que el oxígeno disuelto logre solubilizarse en el agua, depende de factores como la temperatura, la presión atmosférica y las sales.

Para la medición del oxígeno disuelto se realizan pruebas de laboratorio, mediante el método SM 4500-O G²², conocido como el Método de Electrodo de Membrana; este trabaja con electrodos que pueden ser de tipo galvánico o polarográfico, los cuales permiten realizar el análisis en fondo o en superficie; lo que permite identificar contaminantes como mercaptanos, sulfitos, materia orgánica que se oxida en medio alcalino, y agregados biológicos, como es el caso del agua producida en la Estación C.

2.5.1.7 pH. El pH o potencial de hidrógeno es un coeficiente que mide la acidez o alcalinidad de una solución, en una escala que varía entre 0 y 14; como lo indica Ordorica & Velázquez²³, cuando la solución tiene un pH menor a siete es ácida y si el pH es mayor a siete es básica.

²⁰GARCÍA. Op. cit., p 43.

²¹QUISPE, Marleny Soledad. Estudio del comportamiento del oxígeno disuelto y parámetros fisicoquímicos y microbiológicos de la Bahía Interior de Puno. Trabajo de Grado. Universidad Privada Norbert Wiener. Facultad de Farmacia y Bioquímica. Lima, Perú. 2016. p. 27.

²²AMERICAN PUBLIC HEALTH ASSOCIATION. APHA Method 4500-O: Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater. 18th Edition. USA. 1992. p. 6-8.

²³ORDORICA, Miguel Ángel & VELÁZQUEZ, María De La Luz. Ácidos, Bases, pH y Soluciones Reguladoras. Julio, 2009. p 6.

La técnica analítica que se utiliza para la medición de esta es el método electrométrico, utilizando la metodología SM 4500H+²⁴. El principio básico de la medición electrométrica del pH “consiste en la determinación de la actividad de los iones hidrógeno por medidas potenciométricas usando un electrodo combinado o un electrodo estándar de hidrógeno con un electrodo de referencia”²⁵; debido a que el electrodo de hidrógeno es difícil de usar y que posee un gran potencial de envenenamiento, comúnmente el electrodo que más se usa es el de vidrio, conocido como el pH-metro de electrodo de vidrio.

2.5.1.8 Sólidos Totales. García & Vivas²⁶, indican que los sólidos totales hacen referencia a la cantidad de materia que continúa remanente después de pasar por un proceso de evaporación y secado; el valor obtenido corresponde a todo el material disuelto y no disuelto; hay que tener en cuenta que los sólidos totales son partículas con tamaño mayor a 2µm. Para determinar los sólidos totales, la empresa Antek S.A utiliza la norma SM 2540 B, por el método gravimétrico; este método consiste en medir los residuos resultantes luego de realizar la evaporación y secado a una temperatura de 103°C - 105°C de la muestra en una estufa.

2.5.1.9 Sólidos Suspendidos Totales²⁷. Son los sólidos que están presentes en el agua como material no disuelto o residuo que no logró filtrarse; los sólidos sedimentables, sólidos coloidales y los sólidos flotantes, al igual, que sustancias orgánicas e inertes, hacen parte de los sólidos suspendidos totales. Cabe recalcar que los sólidos coloidales son materiales de muy poco tamaño, como lo son las bacterias, que contribuyen a aumentar la cantidad de sólidos totales.

Para la determinación de esta en la Estación, se utilizó la norma SM 2540 D, la cual utiliza el método gravimétrico, realizando un secado de los sólidos suspendidos que son retenidos por un filtro estándar de fibra de vidrio a una temperatura de 103°C - 105°C.

2.5.1.10 Turbiedad. Como lo indica Muyulema & Tenelanda²⁸, es un efecto óptico causado por la dispersión y obstrucción de los rayos luminosos que pasan a través del agua. La materia suspendida como arcillas, sólidos y sedimentos, son motivos por los cuales se presenta turbiedad.

²⁴AMERICAN PUBLIC HEALTH ASSOCIATION. APHA Method 4500 H+, Electrometric Method: Standard Methods for the Examination of Water & Wastewater. 18th Edition. USA. 1992. p. 5-10.

²⁵ MINISTERIO DE VIVIENDA, ORDENAMIENTO TERRITORIAL Y MEDIO AMBIENTE. Manual de Procedimientos Analíticos para Aguas y Efluentes. Dirección Nacional de Medio Ambiente. 1996. p. 13.

²⁶GARCÍA. Op. cit., p 44.

²⁷MARIÑO, Justine Lizeth & MARTINEZ, Lina Constanza. Propuesta para la gestión de vertimientos industriales de laboratorios Coaspharma S.A.S. Trabajo de Grado. Ingeniería Química. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Bogotá D.C. 2017. p 25.

²⁸MUYULEMA, José Ezequiel & TENELANDA, Freddy Rodrigo. Optimización de la unidad de floculación y calidad, microbiológica y físico-química del agua del sistema de abastecimiento de la Parroquia Sinincay. Universidad de Cuenca. Facultad de ciencias químicas. Cuenca, Ecuador. 2013. p 23.

Carpio²⁹ explica, que una vez determinados los valores de turbiedad, éstos sirven para determinar el alcance requerido para el tratamiento del agua y su grado de potabilidad; para esto se utiliza el método nefelométrico empleando la metodología SM 2130 B³⁰, la cual consiste en determinar la turbiedad en unidades nefelométricas de turbiedad (NTU), por medio de un equipo denominado turbidímetro. Este método es aplicable para cualquier tipo de agua, teniendo en cuenta que se puede llegar a obtener interferencias si hay presencia de burbujas de aire, lo que puede generar lecturas erróneas.

A continuación, en la **Tabla 17**, se presentan las características más importantes del agua de producción de la Estación C, junto con los valores que fueron determinados mediante pruebas realizadas en laboratorio. Dichas pruebas mencionadas y generalizadas en el presente capítulo, son realizadas por la empresa contratista Antek S.A. Los resultados obtenidos corresponden a los valores del agua de producción en la muestra de entrada al proceso.

Tabla 17. Características del Agua de Producción de la Estación C.

Parámetro	Valor	Unidades
pH	6,66	-
Conductividad	74500	µS/cm
Oxígeno Disuelto	0,67	mg/L
Turbiedad	78,3	NTU
Alcalinidad	280	mg/L CaCO ₃
Dureza Total	8410	mg/L CaCO ₃
Gravedad Específica	0,999	-
Sólidos Totales	49900	mg/L
Sólidos Suspendidos Totales	188	mg/L
Temperatura	25,2	°C
Salinidad	>42000	mg/L
Densidad	0,998	g/mL
Carbonatos	<1	mg/L CaCO ₃
Cloruros	33000	mg/L Cl ⁻
Sulfato	131	mg/L SO ₄ -2
Calcio	2950	mg/L

Fuente. ANTEK. Reporte de Resultados de Laboratorio No. GA-0011. Bogotá D.C. Febrero, 2013. p. 1. Modificado por los autores.

²⁹ CARPIO, Tania Milena. Turbiedad por Nefelometría (Método B). Instituto de Hidrología y Estudios Ambientales. Subdirección de Hidrología. Programa de Físicoquímica Ambiental. Junio, 2007. p 2.

³⁰AMERICAN PUBLIC HEALTH ASSOCIATION. APHA Method 2130: Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater. 18th Edition. USA. 1992. p. 6-7.

2.5.2 Caracterización del Gas de Producción. Para el estudio del gas producido en la Estación C se realizan tres (3) análisis diferentes; análisis composicional, contenido de H₂S y contenido de humedad.

2.5.2.1 Composición del Gas. Las composiciones de gas son medidas bajo la técnica analítica de la cromatografía, como lo indica Core Lab³¹, mediante un cromatógrafo Varian 3800 que utiliza tres (3) columnas, se identifican claramente todos los componentes eludidos desde el N₂, CO₂ y C₁ hasta C₁₂+. Para realizar la separación, se toma una pequeña muestra de gas del proceso en la Estación, se inyecta al equipo donde se mezcla con una corriente de gas inerte, la cual atraviesa las columnas y separa los componentes para ser detectados.

2.5.2.2 Contenido de H₂S y Humedad. El contenido de sulfuro de hidrógeno y agua presente en el flujo de gas del proceso de la Estación C, se indica mediante el método de tubos colorimétricos o tubos Drager, que permiten identificar su medida debido al cambio en la coloración de la muestra y dependiendo de la cantidad de gas utilizado. Estos tubos reciben una muestra de gas del proceso y con ayuda de una serie de compuestos que reaccionan con las moléculas, ya sean de sulfuro de hidrógeno o de agua, se determina la cantidad del componente presente en el gas mediante una escala especificada. A continuación, en la **Tabla 18**, se muestra la cromatografía del gas producido en la Estación C, la muestra fue tomada en la corriente de entrada a los separadores trifásicos en el proceso actual.

Tabla 18. Cromatografía, contenido de H₂S y humedad del Gas de la Estación C.

Cylinder Number: CLMA - 244			
Sample Description: Salida separador			
Sample Conditions: 22.0 psig @ 165.0°F			
	Component	Mole %	Weight %
CO ₂	Dióxido de Carbono	2,67	2,82
N ₂	Nitrógeno	2,60	1,75
C ₁	Metano	38,47	14,8
C ₂	Etano	9,33	6,73
C ₃	Propano	16,54	17,5
IC ₄	I-Butano	3,00	4,18
nC ₄	n-Butano	9,12	12,77
IC ₅	I-Pentano	3,00	5,19
nC ₅	n-Pentano	3,30	5,72
C ₆	Hexanos	3,64	7,47
C ₇	Heptanos	4,14	9,18

³¹CORE LAB, Reservoir Optimization. Análisis Composicional del Gas, Estación C. Reporte Final. Bogotá D.C. Diciembre, 2016. p. 5.

Tabla 18. Continuación.

C ₈	Octanos	2,39	6,17
C ₉	Nonanos	1,05	3,10
C ₁₀	Decanos	0,33	1,07
C ₁₁	Undecanos	0,23	0,82
C ₁₂₊	Dodecanos Plus	0,19	0,73
Totals:		100,00	100,00
Note: 0.00 means less than 0.005			
Calculated Residue Properties		Mole Weight (<i>g mol⁻¹</i>)	Density (<i>g cm⁻³ @60°F</i>)
C ₇₊	Heptano plus	105,6	0,7448
C ₁₀₊	Decanos Plus	145,6	0,7883
C ₁₂₊	Dodecanos Plus	164,7	0,8031
Calculated Whole Gas Properties			
Gas Gravity		1,4568	Air = 1 @ 14,73 psia & 60°F
Whole Sample Mole Weight		41,690	g mol ⁻¹
Ideal Gas Density		1,7755	kg m ⁻³ @ 14,65 psia, 60°F
Ideal Gross Calorific Value		2291,8	BTU ft ⁻³ @ 14,65 psia, 60°F
Ideal Net Calorific Value		2107,0	BTU ft ⁻³ @ 14,65 psia, 60°F
Pseudo Critical Press.		609,60	Psia
Pseudo Critical Temp.		575,30	Rankine
Gas Compressibility Factor Z		0,984998	@ 14,65 psia & 60°F
GPM (80% Propane)		15,3898	Gal/1000 PC
GPM (100% Propane)		16,2956	Gal/1000 PC
Additional Information			
Real Gross Calorific Value		2326,7	BTU ft ⁻³ @ 14,65 psia, 60°F
Real Net Calorific Value		2139,1	BTU ft ⁻³ @ 14,65 psia, 60°F
Datos de H ₂ S y Contenido de Agua en Gas			
Partes por Millón en Volumen de H ₂ S		50,00	PPM H ₂ S
Punto de Rocío		125,0	°F
Libras de Agua por Millón de Pies Cúbicos Estándar		2497	H ₂ O/MMSFC
Temperatura del Sistema		165,0	°F
Presión del Sistema		22,00	Psig

Fuente. CORE LAB, Reservoir Optimization. Análisis Composicional del Gas, Estación C. Reporte Final. Bogotá D.C. Diciembre, 2016. p. 9.

2.5.3 Caracterización del Crudo. Existen diferentes propiedades que permiten caracterizar o clasificar el crudo. Antek S.A es la empresa encargada de analizar por medio de pruebas de laboratorio todas las propiedades del crudo necesarias para poder tener buen manejo de los fluidos en superficie En el **Anexo B**, se observan las propiedades características del crudo que son medidas en la Estación C, a través de pruebas de laboratorio.

2.5.3.1 BSW. Indica el contenido de sedimentos y agua presentes en el crudo. Para la determinación de este volumen, se puede realizar la prueba de laboratorio basada en la norma ASTM D-4007-11³², la cual indica que mediante el método de centrifugación y con ayuda de un desemulsificante, se puede tomar lectura del agua y los sedimentos presentes en determinada muestra de petróleo.

Las medidas registradas se reportan como fracción o porcentaje del volumen inicial de muestra de petróleo, según la **Ecuación 4**.

Ecuación 4. Contenido de Agua y Sedimentos

$$\%BS\&W = \frac{A}{B} * 100\%$$

Fuente. AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE. ASTM, D4007-11. "Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure)". USA. 2012. p. 5.

Donde;
% BSW = Porcentaje de Agua y Sedimentos
A = Volumen de Agua y Sedimentos
B = Volumen de Muestra de Petróleo

2.5.3.2 Contenido de Azufre. El petróleo se puede clasificar como dulce o ácido, según el contenido de azufre que tenga. Como lo indica Galindo,³³ conocer la cantidad de azufre que contiene el crudo, facilita los procesos, determina cómo será el crudo como combustible y la corrosión que pueden presentar los equipos presentes en las facilidades.

- **Petróleo Dulce**³⁴: Cuando el contenido de azufre es menor al 0,5 (%w.t.) es un petróleo dulce. Se considera que tiene mucha demanda, debido a que de este petróleo se obtienen derivados como la gasolina, la nafta y la bencina.

³²AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE. ASTM, D4007-11. "Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure)". USA. 2012. p. 4-6.

³³GALINDO, Diego. Evaluación técnico-financiera del uso de tecnología Selex Asp para el mejoramiento del proceso de transporte del crudo Castilla por un tramo del Oleoducto Apiay – Porvenir. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Bogotá, D.C. 2017. p. 44.

³⁴Ibíd., p. 44.

- **Petróleo Ácido**³⁵: Cuando el contenido de azufre es mayor al 0,5 (%w.t.) es un petróleo ácido. Es el que más oferta presenta, debido a que es muy común. Obtiene derivados como polímeros, aceites y parafinas.

2.5.3.3 Contenido de sal. La determinación del contenido de sales se lleva a cabo con el objetivo de disminuirlo, reduciendo la alta corrosión que esta puede generar a lo largo del proceso de tratamiento de fluidos producidos. Este análisis se realiza a través de la técnica analítica de conductimetría, explicada por el método ASTM D-3226.

2.5.3.4 Densidad a 15 °C. Como lo indica Daza³⁶, es una propiedad física relacionada a la gravedad API, que permite estimar la calidad del crudo producido; si la densidad es baja, el crudo tendrá destilados de mejor calidad, lo que indica que generará mayores ganancias.

Para la medición se utiliza el método ASTM D-5002, el cual funciona adicionando 0,7 mL de crudo en un densímetro que se encuentra oscilando, y la modificación que exista en la frecuencia de oscilación, genera un cambio en la masa del tubo; por último, al calibrar el tubo, se determina la densidad de la muestra; esto lo expresa Daza³⁷.

A continuación, en la **Tabla 19**, se presentan los rangos de densidades que presentan los crudos en relación con su gravedad API.

Tabla 19. Densidad del Crudo.

Aceite Crudo	Densidad (g/cm)	Densidad API
Extrapesado	>1.0	<10
Pesado	1.0-0.92	10-22
Mediano	0.92-0.87	22-32
Ligero	0.87-0.83	>40

Fuente. Instituto Mexicano del Petróleo, Tipos de Crudo. 2014

2.5.3.5 Flash Point. “Es la temperatura mínima a la que un líquido genera una concentración suficiente de vapores inflamables sobre la superficie del líquido para que se inflame al aproximar una pequeña llama, pero sin continuar la inflamación.”³⁸

³⁵Ibíd., p. 44.

³⁶DAZA, Kevin Arturo & ESPAÑA, María Alejandra. Evaluación técnico-financiera del uso de una emulsión inversa de crudo pesado, en caldera, para el proceso de inyección cíclica de vapor del Campo Girasol. Trabajo de Grado. Ingeniería Química. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Bogotá, D.C. 2017. p. 60.

³⁷Ibíd., p. 61.

³⁸INSTITUTO NACIONAL DE SEGURIDAD E HIGIENE EN EL TRABAJO. Carga de Fuego Ponderada: Parámetros de Cálculo. 2007. p. 3.

El método de laboratorio utilizado para definir esta propiedad es el de la Copa Cerrada Pensky, el cual determina el punto de inflamación de residuos líquidos, incluyendo los que tienen sólidos suspendidos y aquellos que forman una película superficial bajo las condiciones de temperatura. La norma ASTM D-93 90³⁹ explica el procedimiento, el cual consiste en calentar la muestra en la copa a una velocidad constante y agitarla de manera continua, luego, se debe acercar a la copa una llama en intervalos regulares hasta que se observe la inflamación instantánea en la muestra.

2.5.3.6 Fire Point. Prasa⁴⁰ expresa en su texto, que se define como la temperatura a la cual el crudo genera una llama en superficie manteniendo la inflamación de manera permanente. Esta propiedad se determina a partir de la prueba experimental de flash point; se mantiene el acercamiento de la llama a la muestra hasta generar una inflamación de manera permanente, (mínimo 3 segundos).

2.5.3.7 Viscosidad. Es una propiedad que está relacionada con la composición del crudo, es decir, a mayor número de moléculas pesadas presentes en el crudo, mayor es su viscosidad. Heidemann⁴¹ la define como la resistencia interna del fluido a la fricción. Es una de las características más importantes del crudo, debido a que se con la facilidad que tiene el fluido a fluir, por lo tanto, interfiere en el comportamiento de los fluidos a través de todo su tratamiento.

La técnica analítica utilizada para calcular la viscosidad de un fluido es la viscosimétrica, esta, dictada por el método ASTM D-445 15⁴², utiliza un viscosímetro para líquidos Cannon-Fenske, el cual permite medir el tiempo requerido de una cantidad de muestra específica para fluir a través de su orificio o estrangulamiento por acción de la gravedad, a determinada temperatura.

2.5.3.8 Gravedad API. Escala de densidad definida por el Instituto Americano del Petróleo (API) que permite clasificar que tan pesado o liviano es el crudo en comparación con el agua a una misma temperatura. Como lo indica Boni⁴³, es una forma de expresar la gravedad específica de un crudo y varía inversamente con respecto a esta, como se observa en la **Ecuación 5**.

³⁹AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE. ASTM, D93-90. "Standard Test Methods for Flash Point by Pensky-Martens Closed Tester". USA. 1990.

⁴⁰PRASAD, Rajendra. A Hand Book on Engineering Chemistry: A Text Book for Diploma Students. Mizoram Polytechnic, Lunglei. India. 2011.

⁴¹HEIDEMANN, R. A., JEJE, A. A. & MOHTADI, M. F. An Introduction to the Properties of Fluids and Solids. University of Calgary. 1987. Disponible en: <http://press.ucalgary.ca/books/9780919813069> [Consulta: viernes, 4 de mayo de 2018].

⁴²AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE. ASTM, D445-15 A. "Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and Calculation of Dynamic Viscosity)". British Standard 2000: Part 71. USA. 1996. p. 7.

⁴³BONI, O., BANDEIRA, C., & DA SILVA, C. Prospecção Geoquímica Depósitos Minerais Metálicos, Não-Metálicos, Óleo e Gás. 2007. Pag: 173-197.

Ecuación 5. Gravedad API del petróleo

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{\text{G. E. (60}^{\circ}\text{F)}} - 131,5$$

Fuente. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, MINMINAS. Resolución 4125. República de Colombia. Diciembre, 2016. Disponible en:
http://legal.legis.com.co/document?obra=legcol&document=legcol_a5de18fbbfcf420c95f4add8adf296d9.

Donde;

$^{\circ}\text{API}$ = Grados API

G. E. = Gravedad específica del crudo a 60° F.

Para su determinación se utiliza el método ASTM D-5002, el cual, un densímetro hecho de vidrio, que tiene en su parte extrema un cilindro hueco con un bulbo pesado con el fin de que pueda flotar en posición vertical, determina la densidad del líquido; no se requiere realizar un cálculo previo de la masa y su volumen para poder determinar. A continuación, en la **Tabla 20**, se muestra la escala de clasificación del petróleo según sus grados API.

Tabla 20. Clasificación del petróleo según sus grados API.

Aceite Crudo	Gravedad API
Condensados	> 40,0
Livianos	31,1 - 40,0
Medianos	22,3 - 31,1
Pesados	10,0 - 22,3
Extrapesados	< 10,0

Fuente. ROLDÁN, José. Energías Renovables, Lo que hay que saber. España. 2013. p. 26.

La Estación C produce un crudo de una gravedad de 18 API, lo que indica según la **Tabla 20** que hace parte de la clasificación de crudos pesados. Como lo indica Camargo⁴⁴ los crudos pesados son característicos por tener altas densidades y viscosidades, bajas relaciones gas-petróleo, altos contenidos de carbono y sulfuro, son más complejos que los crudos livianos, lo que indica que los procesos de producción, tratamiento y transporte son más difíciles y costosos.

2.5.4 Emulsiones. Daza & España⁴⁵ indican que una emulsión está compuesta por dos líquidos inmiscibles entre sí, uno disperso en forma de gotas en el otro. La fase dispersa es el líquido que forma gotas dentro de la fase continua; el ejemplo más

⁴⁴ CAMARGO, Daniela Natalia. Evaluación técnico-financiera de la implementación de potenciador de separación de fases como parte de las facilidades de producción del Bloque CPE-6. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Bogotá D.C. 2016. p 42-43.

⁴⁵DAZA. Op. cit., p 63.

claro y común es el del agua y el aceite. Según esto, Salager⁴⁶ clasifica las emulsiones como se muestra:

- Emulsión Directa (Aceite en Agua). En este tipo de emulsión la fase dispersa es el aceite y la fase continua el agua.
- Emulsión Inversa (Agua en Aceite): En este tipo de emulsión la fase dispersa es de naturaleza acuosa y la fase continua es el aceite. Este es el tipo de emulsión más común en los campos petrolíferos.
- Emulsión Múltiple: Son emulsiones más complejas debido a que las gotas de la fase dispersa de una emulsión directa contienen dentro de ellas gotas de la fase continua o gotas de agua; entonces esta sería una emulsión W/O/W, el caso contrario sería una emulsión O/W/O.

2.5.4.1 Estabilidad de las Emulsiones. Arnold & Stewart⁴⁷ explican que la estabilidad de una emulsión depende de los siguientes factores:

- Diferencia de densidades: Este factor determina la velocidad a la cual las gotas de agua se depositarán en la fase continua. Entre mayor sea la diferencia de densidades entre ambas fases, más rápido se depositarán las gotas de agua en la fase continua.
- Agitación: Entre mayor turbulencia y agitación aplicada a la emulsión, más pequeñas serán las gotas de agua, provocando que la emulsión sea más estable.
- Tamaño de las partículas dispersas de agua: El tamaño de la gota de agua depende del grado de agitación que presente la emulsión antes de comenzar el tratamiento de esta. Este factor también afecta la velocidad a la cual se mueven las gotas de agua a través de la fase continua. Entre más grande es la gota de agua, más rápido se asentará la fase continua.
- Viscosidad: A mayor viscosidad del aceite, más se retardarán los agentes emulsionantes en retirarse de la superficie de las gotas de agua, lo que genera como resultado que las gotas de agua sean más grandes. Es por esto que altas viscosidades de aceite, generan mayor tamaño de las gotas de agua, impidiendo que se separen de la fase continua; por ende, siempre es más difícil el tratar los crudos que tienen mayor viscosidad.

⁴⁶SALAGER, Jean Louis. Formulación, composición y fabricación de emulsiones para obtener las propiedades deseadas. Estado del arte parte B, propiedades de las emulsiones y su medición. Laboratorio de Formulación, Interfases; Reología y Procesos. Universidad de los Andes. Facultad de Ingeniería. Mérida, Venezuela. 1999. p. 5.

⁴⁷ARNOLD, & STEWART. Op. cit., p 385.

- **Tensión Interfacial:** “Es la fuerza que mantiene unida las superficies de las fases de agua y aceite ⁴⁸. Cuando no hay presencia de un agente emulsionante, la tensión interfacial entre el agua y el aceite será muy baja, generando que las gotas de agua se combinen más rápido entre sí cuando entran en contacto, ayudando a la separación de la emulsión.
- **Presencia y concentración de agentes emulsionantes:** Los desemulsificantes son utilizados con el fin de disminuir la tensión interfacial entre la fase dispersa y la fase continua, eliminando o reduciendo el agente emulsionante. Por ende, se requiere que la adición de desemulsificantes cuente con un buen mezclado, tiempo suficiente para que entre en contacto con la fase dispersa y la temperatura adecuada para que la química realice su función.
- **Salinidad del agua:** Si la salinidad del agua aumenta, esto genera que su densidad también lo haga lo que lleva a que la diferencia de densidades entre el agua y el aceite también aumente. Esta diferencia de densidades facilita a que se separen las fases, rompiendo la emulsión.
- **Edad de la Emulsión:** “A medida que las emulsiones envejecen, se vuelven más estables y la separación de las gotas de agua se hace más difícil”⁴⁹ Cuando el aceite se empieza a mezclar con el agua, los agentes emulsionantes empiezan a agruparse alrededor de las gotas de agua, originando que la emulsión se estabilice. El proceso de formación de esta película continua hasta que sea tan densa que no se puedan atraer allí más agentes emulsificantes. Cuando ocurre esto, la emulsión se considera vieja. Es por esto que usualmente se realiza tratamiento de la emulsión tan pronto sea posible. En el caso de la Estación C, se inyecta química (rompedor inverso) desde el manifold, con el fin de que la emulsión no envejezca antes de iniciar el tratamiento en los respectivos equipos.
- **Coalescencia:** Proceso en el que dos (2) o más partículas se empiezan a unir con el fin de formar una nueva partícula más grande; es decir, debido a que las gotas muy pequeñas no logran ser separadas por gravedad, estas se unen por medio del fenómeno de coalescencia, para formar gotas más grandes, las cuales alcanzan el tamaño suficiente como para superar las tensiones superficiales individuales y de esta forma poder separarse por gravedad.

2.5.4.2 Métodos para tratar las Emulsiones. La forma más simple de tratar una emulsión es mediante la sedimentación, debido a que el agua es más pesada que el crudo, se sedimentará en el fondo del tanque. El tiempo requerido para separar una emulsión es conocido como el tiempo de sedimentación, aunque es un método

⁴⁸Ibíd. p. 386-387

⁴⁹Ibíd. p. 387-388

efectivo, es demorado, por esta razón se utilizan otros métodos para darle carga a la separación.

Los métodos más utilizados para el tratamiento de las emulsiones en diferentes industrias son:

- **Uso de Químicos:** Los químicos se utilizan para que la emulsión entre en contacto con la película que rodea las gotas, destruyéndolas para permitir que las gotas se combinen entre sí y logren separarse del crudo.
- **Calentamiento de la Emulsión:** El calentamiento permite que las gotas se muevan más rápido chocando con más fuerza y frecuencia, rompiendo así la película del agente emulsificante; al mismo tiempo se disminuye la viscosidad del crudo lo que permite que las gotas de agua se separen fácilmente. El uso de calor para romper la emulsión solo se debe aplicar si es necesario, debido a que, si se aplica demasiado calor, se genera más gasto de energía y mayor desgaste del equipo, disminuyendo así las ganancias económicas.
- **Dispositivos mecánicos para eliminar el agua libre:** El principio básico de estos dispositivos es por gravedad para lograr separar los fluidos emulsionados. Los tratadores electrostáticos emplean el uso de la electricidad, junto con químicos y calor para tratar la emulsión. La función de un tratador es disolver la emulsión para que el agua se separe, permitiendo la obtención del crudo limpio.

Actualmente, en la Estación C, se cuenta con tratamiento para romper la emulsión de tipo químico, al inicio del proceso en el manifold; por calentamiento, mediante los Intercambiadores de Calor; y con equipos mecánicos, como los son los Separadores Trifásicos. Igualmente, el Tanque Gun Barrel, es un equipo mecánico, que se proyecta en la Estación, como equipo de separación secundaria adicional, con el propósito del rompimiento efectivo de la emulsión existente.

3. EVALUACIÓN DE DISEÑO Y OPERACIÓN DE EQUIPOS

Para el adecuado funcionamiento del tratamiento de los fluidos en la Estación C con la implementación del segundo caso de estudio mencionado en el... capítulo 2..., es de gran importancia verificar las condiciones en las que deben operar los equipos necesarios para cumplir con las condiciones de venta del crudo; la Bota de Gas y el Tanque Gun Barrel, junto con los volúmenes a manejar en cada uno de estos. Para la determinación de estas condiciones, se requiere de la evaluación de masa y energía del proceso, la cual se realizó mediante un proceso de simulación. En este capítulo, se describen las simulaciones correspondientes a cada uno de los equipos que se requieren implementar en el proceso actual.

3.1 PROCESO DE SIMULACIÓN

La simulación de procesos es una herramienta necesaria para la predicción más cercana del comportamiento real de un fenómeno. Según Shannon⁵⁰, es el proceso de desarrollar un modelo computarizado que represente un proceso real, con el fin de comprender su comportamiento y permitir establecer diferentes condiciones de operación del sistema. La evaluación del proceso de tratamiento de fluidos en una facilidad se basa en los cálculos de masa y energía donde se presentan transformaciones físicas, químicas y/o energéticas.

3.2 DIAGNÓSTICO DEL PROCESO ACTUAL

Inicialmente se realizó la simulación del proceso de evaluación presentado como segundo caso de estudio (Intercambio de equipos, Separador- Intercambiador de Calor). Para ello, se recopiló la caracterización de crudo de los diferentes pozos que se tratan en la Estación C, haciendo uso de la información suministrada de cada uno de los fluidos; una vez creados los componentes, se procedió a realizar la mezcla de los fluidos, con el fin de recrear el fluido a tratar en la Estación de la manera más real posible.

Seguido de esto, se realizó la evaluación del proceso de tratamiento, la simulación se inició con los datos resultantes de la mezcla de los fluidos de la Estación; las condiciones del crudo (datos de entrada al simulador), se indican a continuación, en la **Tabla 21**. El proceso consiste en ubicar el Intercambiador de Calor después del Separador Trifásico, con el fin de disminuir la carga del calentamiento a solo el crudo y el agua en emulsión, debido a la previa separación del gas y el agua libre presentes en la corriente de entrada; su representación y las condiciones de operación del sistema se muestran en el **Anexo C**.

⁵⁰SHANNON, Robert E. Simulación: Un Enfoque Práctico. Limusa, México. 2003. p. 12, 14.

Tabla 21. Condiciones del crudo de entrada a la Estación C, resultado de mezcla por simulación.

Condiciones Resultantes de Mezcla de Crudo	
Parámetro	Mezcla corrientes
Temperatura (°F)	140
Presión (PSIA)	54,7
Flujo Másico (Lb/hr)	15.550
Flujo Total (BPD)	11.060
Flujo de Crudo (BOPD)	4.216
Flujo de Agua (BWPD)	6.770
Flujo de Gas (SCFD)	172.400
BSW (%)	61
Gravedad API (°)	18
Gravedad Específica	0,946

Fuente. CINGECON. Ingeniería Proceso de Tratamiento de Fluidos Estación C. Simulación de Proceso de Tratamiento de Fluidos Estación C. Bogotá, Colombia. 2017. P. 9-10.

El tratamiento de los fluidos inicia con la separación en tres fases; crudo, agua y gas; la corriente de interés para el tratamiento del fluido en la Bota de Gas es la del crudo, la cual ingresa al Intercambiador de Calor y, por último, se dirige hacia la Bota. En la **Tabla 22**, se observan algunas de las condiciones de operación que se tienen al ingreso de la Bota de Gas.

Tabla 22. Condiciones de entrada a Bota de Gas en la Estación C.

Corriente de entrada a Bota de Gas	
Temperatura (°F)	176,2
Presión (PSIA)	14,7
Flujo Total (BPD)	4.960
Flujo de Crudo (BOPD)	735,5
Flujo de Agua (BWPD)	4.173
Flujo de Gas (SCFD)	130.900
BSW (%)	15

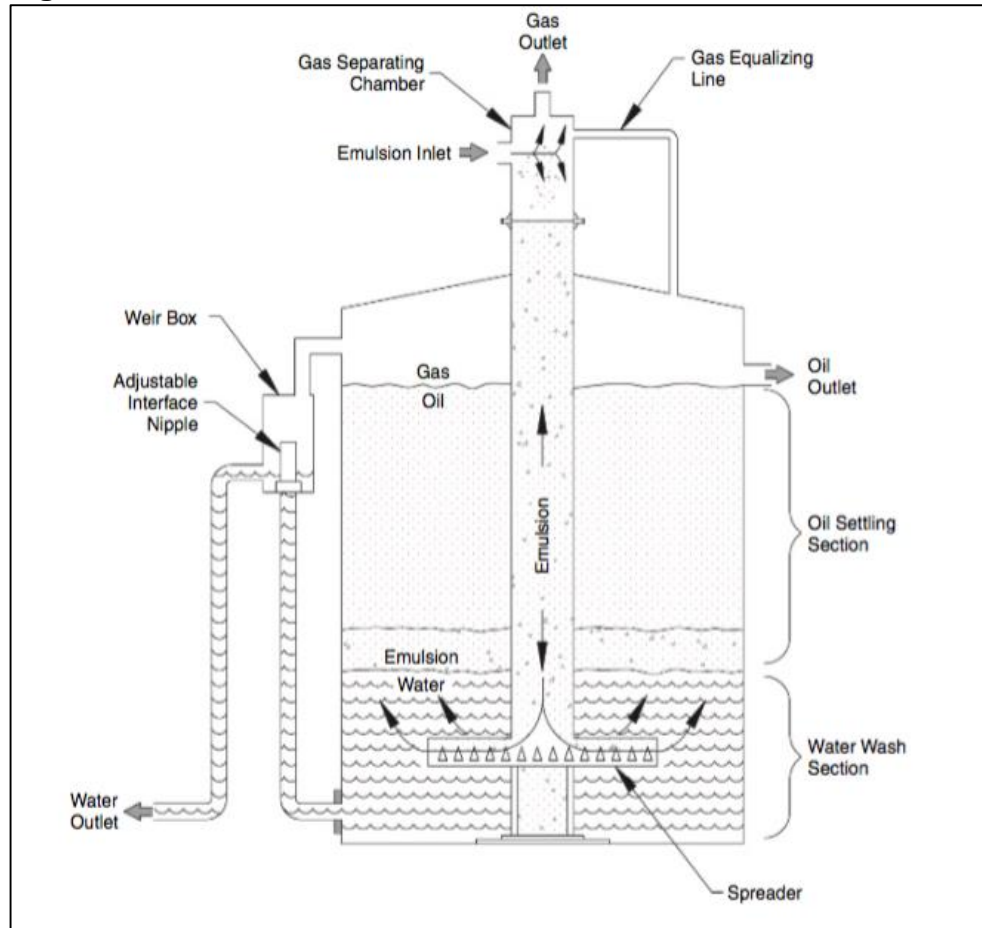
Fuente. CINGECON. Ingeniería Proceso de Tratamiento de Fluidos. Estación C. Simulación de Proceso de Tratamiento de Fluidos Estación C. Bogotá, Colombia. 2017. p. 11

3.3 SIMULACIÓN DEL TANQUE GUN BARREL

El Tanque Gun Barrel es un separador secundario atmosférico que tiene como función separar el aceite y el agua que continúan emulsionados después de haber sido sometidos a un tratamiento térmico y/o químico y no han conseguido la separación total de las fases. Si se cuenta con una producción de gas, se requiere la implementación de una Bota de Gas, la cual puede ser ubicada en la parte interna

del tanque o en la parte externa. A continuación, en la **Figura 12**, se muestra un Tanque Gun Barrel con una Bota de Gas interna.

Figura 12. Gun Barrel con Bota de Gas interna.



Fuente. ARNOLD, Ken & STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities. Vol. 1. Houston, TX. 1999. P. 353.

Arnold & Stewart⁵¹ indican que cuando la Bota de Gas está ubicada en la parte externa del tanque, es debido a que maneja grandes volúmenes, con posibilidad de tratar hasta 60.000 barriles de fluidos, por lo que diseñar la bota en la parte interna, resultaría difícil.

La emulsión resultante de la Bota de Gas fluye por la parte inferior de esta hacia el Tanque Gun Barrel. El fluido ingresa a la zona de lavado de agua a través de un distribuidor que se encarga de separar la emulsión lo más finamente posible con el fin de aumentar el área de contacto entre el agua de lavado y la emulsión, favoreciendo así la coalescencia de las partículas de agua. Este tanque opera mediante la diferencia de densidades entre fluidos y sus tiempos de residencia, por

⁵¹ARNOLD, & STEWART. Op. cit., p. 353.

lo tanto, si los fluidos alcanzan el tiempo necesario para la separación de fases crudo-agua, el agua se dirigirá hacia el fondo del tanque y el crudo hacia la parte superior; esto, debido a que el agua generalmente presenta mayor densidad que el crudo. “El tiempo de asentamiento en el recipiente para la corriente de fluido total suele ser de 12 a 24 horas.”⁵²

Según Arnold & Stewart⁵³, internamente el tanque cuenta con unos aspersores o distribuidores de flujo que se encuentran ubicados en la parte inferior del tanque, estos se encargan de liberar las gotas de la emulsión, creando un flujo ascendente uniforme. Los distribuidores permiten dividir el flujo en varias corrientes más pequeñas para evitar que existan regímenes turbulentos y por ende post-mezclado. La distribución de la emulsión se da de manera homogénea con el fin de aumentar el área de contacto entre esta y el agua libre, y así, ayudar a la separación de las fases. El diseño del distribuidor de flujo es muy importante debido a que puede generar cortocircuito en tanques.

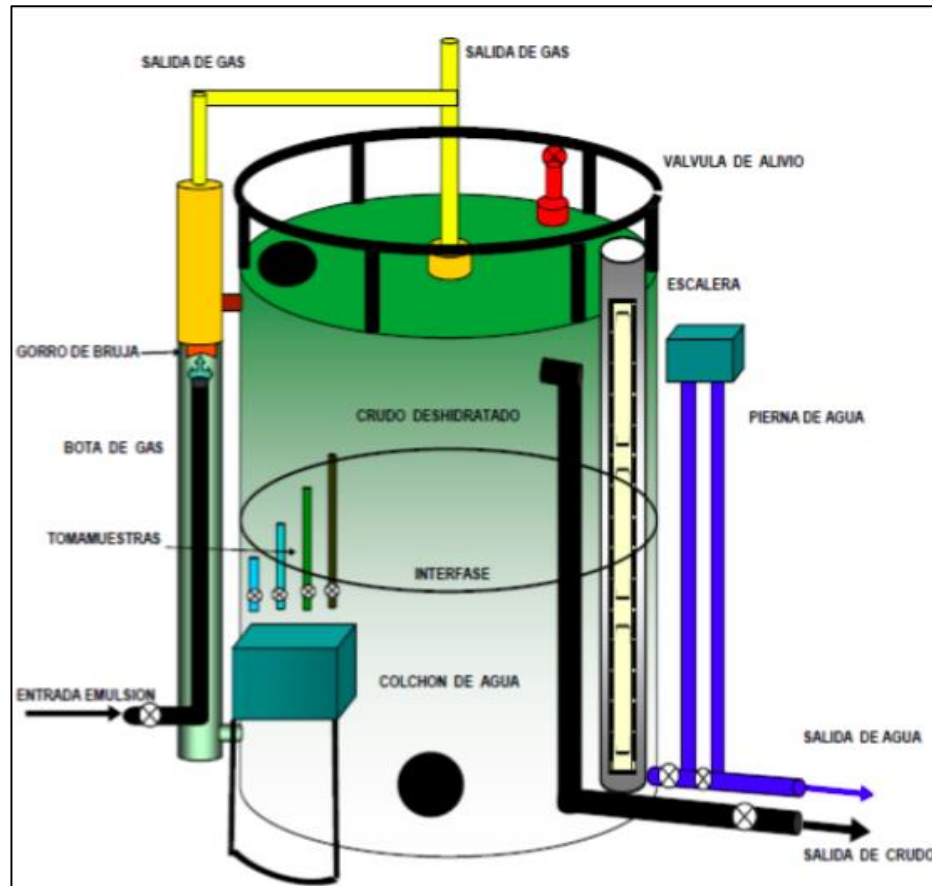
En la parte superior del Gun Barrel se cuenta con una caja recolectora la cual tiene como función recolectar todo el crudo deshidratado y conducirlo por una línea hacia los tanques de almacenamiento de crudo. Normalmente, los tanques cuentan con tomamuestras para monitorear el %BSW que tiene el crudo, con válvulas de control, ubicadas generalmente en la entrada de la Bota de Gas y en la entrada del Gun Barrel y con válvulas de bola como elemento de control de reboce. Adicionalmente, los Tanques Gun Barrel pueden tener externamente una bota de agua o pierna de agua que se encarga de controlar automáticamente el nivel del agua cuando este se hace demasiado grande.

Debido al asentamiento gravitacional y el lavado de la emulsión, el agua dentro del tanque tiende a incrementar su nivel, por ende, el Gun Barrel cuenta con una válvula de salida en la parte inferior como elemento de control, la cual se comunica con la línea de drenaje. A continuación, en la **Figura 13**, se muestra un Tanque Gun Barrel que presenta una Bota de Gas externa.

⁵²Ibíd. p. 354.

⁵³Ibíd. p. 354-356, 636

Figura 13. Tanque Gun Barrel con Bota de Gas externa y Pierna de Agua de Agua.



Fuente. MARTÍNEZ DÍAZ, Angie Catherine. Rediseño de las facilidades de producción en las estaciones Caracara Sur y Jaguar del Bloque Caracara. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Bogotá D.C. 2014.

3.3.1 Requerimientos para el diseño del Tanque Gun Barrel. A continuación, se presenta un resumen de las consideraciones relevantes usadas como lineamientos generales para el dimensionamiento del Tanque Gun Barrel a partir del Tanque de Almacenamiento TK-406 A.

Actualmente, el Tanque de Almacenamiento TK-406^a se utiliza para deshidratación y desalado del crudo producido en la Estación C, mediante calentamiento, tiempo de residencia y adición de agua fresca en la línea de entrada a este. En la siguiente Tabla (Ver **Tabla 23**) se presentan las características físicas del tanque y los principales parámetros de operación (Valores promedio de febrero de 2017); la operación de este tanque interviene en el Caso 1 de estudio (Caso actual).

Tabla 23. Condiciones físicas y de operación del Tanque de Almacenamiento TK-406^a en la Estación C.

Tanque de Almacenamiento TK-406^a		
Parámetro	Valor	Unidades
Tipo de Tanque	Vertical, Cónico Techo Fijo	-
Capacidad Nominal	6.660	Barriles
Diámetro	40	ft
Altura	29-9"	ft
Internos	Serpetín 2"	-
Boquillas	Entrada 6"-150#. Salida Crudo 8"-150#. Drenajes 3"-150# y 4"-150#.	In
Material	ASTM-A36	-
Temperatura de Diseño	200	°F
Presión de Diseño	ATM	ATM
Año de Construcción	2013	-
BSW Entrada	20-30	%
BSW Salida	0.26	%
Contenido Sal Salida	< 20	PTB
Tiempo de Reposo	15	Horas
Volumen Agua Dulce	20	BWPD
Temperatura Fluido	< 180	°F

Fuente. CINGECON. Alcance Técnico, Simulación de Proceso Tratamiento de Fluidos Activo Sur, Putumayo. Bogotá, Colombia. Septiembre, 2013. P. 1-2.

3.3.1.1 Geometría del Gun Barrel. El diseño del Tanque Gun Barrel, se hará con base en la geometría ya definida por las dimensiones del Tanque de Almacenamiento TK-406 A.

3.3.1.2 Distribuidores del Gun Barrel. Para el dimensionamiento de estos accesorios se tuvo en cuenta las siguientes premisas de diseño:

- El diámetro del agujero de distribución se encuentra entre 3/8 y 1 in.⁵⁴
- La velocidad de flujo en los hoyos de distribución no puede superar 1 ft/s.⁵⁵
- La caída de presión en el distribuidor no debe ser superior a 0,25 psi.⁵⁶
- El distribuidor se ubica en la parte inferior del colchón de agua de forma que garantice el proceso de lavado dinámico.

⁵⁴LARRY W, Lake. Petroleum Engineering Handbook. Society of Petroleum Engineers, SPE. Volume VII. Texas, USA. 2007. p. 1. Disponible en: <http://www.spe.org/authors/docs/symbols.pdf>.

⁵⁵Ibíd. p. 2.

⁵⁶EXXON MOBIL, DP. Tower Internal. Sec III-H. 2000.

- Se debe garantizar la mayor uniformidad posible en el diseño del distribuidor para hacer más eficiente el Tanque.

3.3.1.3 Caja recolectora del crudo del Gun Barrel. Para la caja de recolección se tuvo en cuenta un 10% de la sección de separación para su longitud inferior y el 85% del diámetro del tanque como su diámetro interno con el objeto de mantener el diámetro mínimo de flujo del equipo y evitar sobre esfuerzos en las paredes del equipo. Para la altura de la parte superior, se verificó el plano mecánico del Tanque de Almacenamiento TK-406^a, allí se encontró una boquilla disponible para la salida de crudo ubicada a 23 cm (0,78 pies) de la parte superior del tanque.

Una vez realizados los cálculos se encontró que el tiempo de respuesta ante cualquier imprevisto es de aproximadamente **59 minutos**. Esto es más que suficiente con respecto a lo recomendado por el estándar API 2350⁵⁷ donde se habla de un tiempo de respuesta de 10 minutos. El cálculo del tiempo se desarrolló a partir de la siguiente ecuación (Ver **Ecuación 6**).

Ecuación 6. Tiempo de respuesta para imprevisto en Tanque Gun Barrel.

$$t = \frac{V}{Q_o}$$

Fuente. ARNOLD, Ken & STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil- Handling Systems and Facilities. Vol. 1. Houston, TX. 1999. P. 423.

Donde;

t = Tiempo de respuesta para imprevisto en Gun Barrel, horas.
 Q_o = Flujo de crudo, $\frac{m^3}{h}$.
 V = Volumen sección caja recolectora, m³.

3.3.1.4 Requerimientos de calor. Para lograr el tratamiento de la emulsión de manera eficaz, se requiere que antes de que llegue al Tanque Gun Barrel para ser separada, sea calentada con el fin de que la viscosidad del crudo disminuya, permitiendo que las gotas de agua se desprendan más fácilmente. El calor también acelera la reacción química haciendo que las gotas se expandan hasta romper la película, permitiendo que se combinen con otras mayores y así lograr la separación. Es por esto, que el fluido que llega emulsionado al Tanque Gun Barrel, proviene de los Intercambiadores de Calor tipo tubo y coraza HE-404^a y HE-404B.

⁵⁷ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API 2350: "Overfill Protection for Storage Tanks in Petroleum Facilities". Third Edition. USA. January, 2005. Disponible en: <https://law.resource.org/pub/us/cfr/ibr/002/api.2350.2005.pdf>

3.3.2 Procedimientos de cálculo. Para el dimensionamiento del Tanque Gun Barrel y la definición de sus condiciones de operación, se empleó un simulador realizado por la compañía Cingecon, este se creó en el programa informático Excel, con base en el comportamiento que presentan los fluidos dentro del tanque, basados en el método de Ken Arnold & Maurice Stewart. A continuación, se indica el procedimiento de cálculo principal que construyó el simulador.

3.3.2.1 Consideraciones de la separación por gravedad. Comúnmente los equipos para el tratamiento del crudo funcionan y dependen de la gravedad para separar las gotas de agua dispersas en la fase continua de aceite, debido a que las gotas de agua presentan mayor peso que el volumen de crudo que ellas desplazan. De igual manera, Arnold & Stewart⁵⁸ indican que la gravedad presenta una resistencia debido a una fuerza de arrastre, generada por el movimiento descendente que tienen las gotas de agua a través del aceite; “cuando ambas fuerzas se igualan, se alcanza una velocidad constante que se puede calcular a partir de la ley de Stokes” en unidades de Campo, como se muestra a continuación en la **Ecuación 7**.

Ecuación 7. Velocidad descendente del Agua.

$$V_t = 1,78 \times 10^{-6} \frac{(\Delta SG)d_m^2}{\mu}$$

Fuente. ARNOLD, Ken & STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities. Vol. 1. Houston, TX. 1999. P. 416.

Donde;

- V_t = Velocidad descendente del agua, $\frac{ft}{s}$.
 D_m = Diámetro de la gota de agua, micrones.
 ΔSG = Diferencia en la gravedad específica aceite-agua.
 M = Viscosidad dinámica del aceite, Cp.

También se puede determinar la velocidad vertical del crudo a través de la sección transversal (Ver **Ecuación 8**):

Ecuación 8. Velocidad del crudo a través de la sección transversal.

$$V_o = 6,498 \times 10^{-5} \left(\frac{Q_o}{\pi \cdot \frac{D^2}{4}} \right)$$

Fuente. ARNOLD, Ken & STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities. Vol. 1. Houston, TX. 1999. P. 416

⁵⁸ARNOLD, & STEWART. Op. cit., p. 415.

Donde;

V_o	=	Velocidad vertical del crudo, $\frac{ft}{s}$.
Q_o	=	Flujo de crudo, BOPD.
D	=	Diámetro del tanque, Ft.

3.3.2.2 Ecuación de asentamiento. Como lo indica Arnold & Stewart⁵⁹ los Tanques Gun Barrel experimentan problemas de cortocircuito debido a la distribución desigual del flujo; esto es debido a los grandes diámetros que presentan estos tanques y al mal diseño de los dispersores de flujo. La ecuación de dimensionamiento para estos tanques incluye un factor de cortocircuito “F”, como se muestra a continuación en la **Ecuación 9**. “Este factor cuantifica la distribución de líquido imperfecta a través de toda la sección transversal del tanque tratador y es función de las condiciones de flujo en el recipiente. Cuanto mayor sea el tiempo de residencia, mayor será el factor de cortocircuito.”⁶⁰

Ecuación 9. Factor de Cortocircuito.

$$d = 81,8 \left[\frac{FQ_o\mu_o}{(\Delta SG)d_m^2} \right]^{1/2}$$

Fuente. ARNOLD, Ken & STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities. Vol. 1. Houston, TX. 1999. P. 416.

Donde;

d	=	Diámetro interno mínimo, in.
Q_o	=	Flujo de crudo, BOPD.
M_o	=	Viscosidad del crudo, Cp.
ΔSG	=	Diferencia en la gravedad específica crudo-agua.
D_m	=	Diámetro de la gota de agua, micrones.
F	=	Factor de cortocircuito.

3.3.2.3 Ecuaciones de tiempo de retención. El tiempo de retención en la sección de coalescencia-asentamiento del tratador es el volumen de dicha sección dividido entre el flujo de crudo. El volumen de la sección de coalescencia-asentamiento del tratador es una función del cuadrado del diámetro del recipiente y la longitud de la trayectoria de la sección de coalescencia.

Como lo expresan Arnold & Stewart⁶¹, para permitir la separación de la fase continua de aceite y la fase dispersa, es decir el agua, el crudo debe permanecer a cierta temperatura durante un tiempo de aproximadamente 20 a 30 minutos.

⁵⁹Ibíd. p. 415.

⁶⁰Ibíd. p 419.

⁶¹Ibíd. p 419.

La ecuación de tiempo de residencia para los Tanques Gun Barrel, se muestra a continuación en la **Ecuación 10**.

Ecuación 10. Tiempo de residencia
Tanque Gun Barrel.

$$d^2h = \frac{F(t_r)_o Q_o}{0,12}$$

Fuente. ARNOLD, Ken & STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities. Vol. 1. Houston, TX. 1999. P. 423.

Donde;

d	=	Diámetro del tanque, Inch.
T	=	Tiempo de residencia, min.
Q _o	=	Flujo de crudo, BOPD.
H	=	Altura de la sección de coalescencia, Inch.
F	=	Factor de cortocircuito.

Esta ecuación se puede representar de una mejor manera dando el diámetro del tanque y la altura del recipiente en pies, su resultado para tiempo de residencia es en horas, como se muestra a continuación en la **Ecuación 11**.

Ecuación 11. Tiempo de residencia
Tanque Gun Barrel.

$$(t_r)_o = 3,456 \frac{D^2 H}{F Q_o}$$

Fuente. ARNOLD, Ken & STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities. Vol. 1. Houston, TX. 1999. P. 423.

Donde;

d	=	Diámetro del tanque, Ft.
T	=	Tiempo de residencia, horas.
Q _o	=	Flujo de crudo, BOPD.
H	=	Altura de la sección de coalescencia, Ft.
F	=	Factor de cortocircuito.

Dependiendo de las propiedades específicas del fluido que será tratado, la geometría requerida para proveer un cierto tiempo de residencia puede ser más grande o más pequeña que la geometría requerida para satisfacer la ecuación de asentamiento. La geometría definitiva será pues determinada por el más grande de los dos criterios.

3.3.3 Simulación del Tanque Gun Barrel a partir del Tanque de Almacenamiento TK-406^a. El simulador desarrollado por la compañía Cingecon, indica los datos de diseño del Gun Barrel Ideal y los resultados de la operación del Tanque de Almacenamiento TK-406^a como Tanque Gun Barrel. Los datos del fluido y la información de entrada para ingresar al simulador se tomaron de la simulación realizada en Hysys 8.8 del segundo caso de estudio. A continuación, en la **Tabla 24** se indican los parámetros de entrada al simulador necesarios para realizar el dimensionamiento del Tanque Gun Barrel.

Tabla 24. Parámetros de entrada a la simulación para cálculos Gun Barrel

Datos de Entrada Cálculo Gun Barrel		
Parámetro	Valor	Unidades
Flujo Normal de Entrada	4000	BFPD
Flujo Máximo de Entrada	9000	BFPD
Viscosidad Mínima	100	Cp
Viscosidad Máxima	300	Cp
Viscosidad Agua	0,34	Cp
BSW Mínimo Entrada	15	%
BSW Máximo Entrada	30	%
BSW Salida	0,5	%
Gravedad Específica Agua	0,9609	-
Gravedad Específica Crudo	0,8673	-
Diámetro de Partícula de Agua en Aceite Inicial	150	Micrones
Diámetro de Partícula de Aceite en Agua Inicial	150	Micrones
Tiempo de Residencia Prueba de Botellas @170°F (Químico L1254 @600 ppm)	6	Horas
Diámetro Tanque	40	Ft
Altura Efectiva Tanque	28,22	Ft
Factor de Cortocircuito	1,3	-
Temperatura	176,2	°F

Fuente. CINGECON. Datos suministrados y calculados a partir de la simulación realizada en Hysys 8.8 del segundo caso de estudio. Bogotá, Colombia. Marzo, 2018.

Datos calculados y suministrados por Cingecon.

En el **Anexo D** se muestra el reporte de los resultados de las Pruebas de Botella realizadas en cabeza de pozo.

A continuación, se indica el paso a paso del proceso para desarrollar la evaluación del diseño del Tanque Gun Barrel mediante el simulador:

- La simulación inicia con el ingreso de los datos del “fluido a lavar” en el Tanque Gun Barrel Ideal, en la **Figura 14** se pueden observar los parámetros requeridos. El cálculo de la gravedad API lo realiza automáticamente el simulador a la temperatura de operación suministrada.
- El simulador arroja los datos del flujo de salida del crudo que va a venta y del agua que se envía a tratamiento, seguido de esto se ingresan los datos de “parámetros del Tanque de Lavado”; allí se asume un diámetro de gota de crudo y agua ideal para que la separación de fluidos se realice de manera eficiente. El diámetro asumido fue de 150 micrones como se observa en la **Figura 15**.
- Después de cargar los datos de entrada, el simulador describe las dimensiones del Tanque Gun Barrel Ideal que garantiza la salida de crudo en punto de venta (BSW <0,5%) para gotas mayores a 150 micrones (**Ver Figura 16**). Otro de los parámetros que se describe en este paso es el volumen dinámico de los fluidos, el cual expresa el volumen mínimo requerido para que el tanque cumpla su función de separación de la emulsión.
- Para diseñar el Tanque de Lavado a partir de la geometría establecida por el Tanque de Almacenamiento TK-406A, el simulador da la opción, como se muestra en la **Figura 17**, de ingresar las dimensiones de la vasija y los volúmenes dinámicos de crudo y agua. Los volúmenes dinámicos mínimos requeridos pueden ser modificados, con el fin de que el tiempo de lavado sea superior al de las pruebas de botella (360 min) y así, se logre un crudo de venta con BSW < 0,5%.
- Por último, en la **Figura 18**, se muestra el diseño operacional del Gun Barrel que arroja el simulador a las condiciones del fluido ingresadas; los parámetros que se determinan son la geometría dinámica, tiempos y velocidades de lavado y diámetros de gotas removidas.

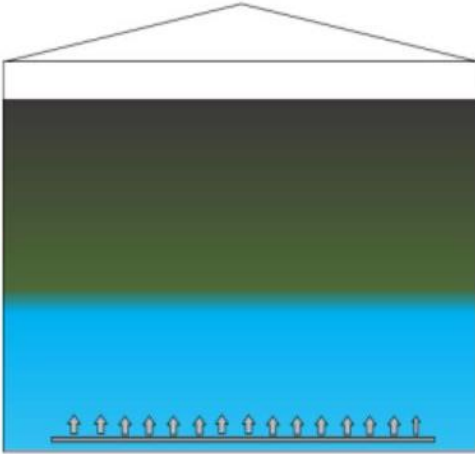
El procedimiento indicado es una muestra de cálculo del Gun Barrel para una de las condiciones evaluadas. Para definir el comportamiento del Tanque Gun Barrel a partir del Tanque de Almacenamiento TK-406A, se realizó el análisis de diferentes parámetros como la altura mínima de la interfase y el diámetro de gota removido en cada fase en el Gun Barrel, para cada una de las condiciones establecidas.

Figura 14. Datos del fluido a lavar para ingreso a simulador de diseño de Tanque de Lavado dinámico de crudo. Muestra de cálculo.

DISEÑO TANQUE DE LAVADO DÍNAMICO DE CRUDO TIPO GUN BARREL

Ingrese los parámetros del fluido a lavar, tenga en cuenta que el %BSW debe estar entre 0 y 100, a continuación presione el botón (CARGAR)

FLUIDO A LAVAR	
BFPD	<input type="text" value="4000"/>
% BSW	<input type="text" value="15"/>
SG AGUA	<input type="text" value="0,9609"/>
SG CRUDO	<input type="text" value="0,8673"/>
VISC. AGUA (cP)	<input type="text" value="0,34"/>
VISC. CRUDO (cP)	<input type="text" value="100"/>
TEMP. (°F)	<input type="text" value="176,4"/>
API	<input type="text"/>



CARGAR

Figura 15. Parámetros de Tanque de Lavado Ideal en simulador de diseño de Tanque de Lavado dinámico de crudo. Muestra de cálculo.

DISEÑO TANQUE DE LAVADO DÍNAMICO DE CRUDO TIPO GUN BARREL

Ingrese los parámetros del tanque de lavado y presione continuar El factor de corto circuito es adimensional y depende del Diametro y el tipo de distribuidor)

FLUIDO A LAVAR

BFPD	4000
% BSW	15
SG AGUA	0,9609
SG CRUDO	0,8673
VISC. AGUA (cP)	0,34
VISC. CRUDO (cP)	100
TEMP. (°F)	176,2
API	31,7

CRUDO A VENTA

BOPD	3383
BWPD (W/O)	17
% BSW	0,5

AGUA A TRATAMIENTO

BWPD	583
BOPD (O/W)	17

PARÁMETROS TK DE LAVADO

Dp W/O (µm)	150
Dp O/W (µm)	150
Tiempo Botellas (min)	360
Factor de corto circuito	1,3

CONTINUAR

LIMPIAR

Figura 16. Dimensiones de Tanque Gun Barrel Ideal en simulador de diseño de Tanque de Lavado dinámico de crudo. Muestra de cálculo.

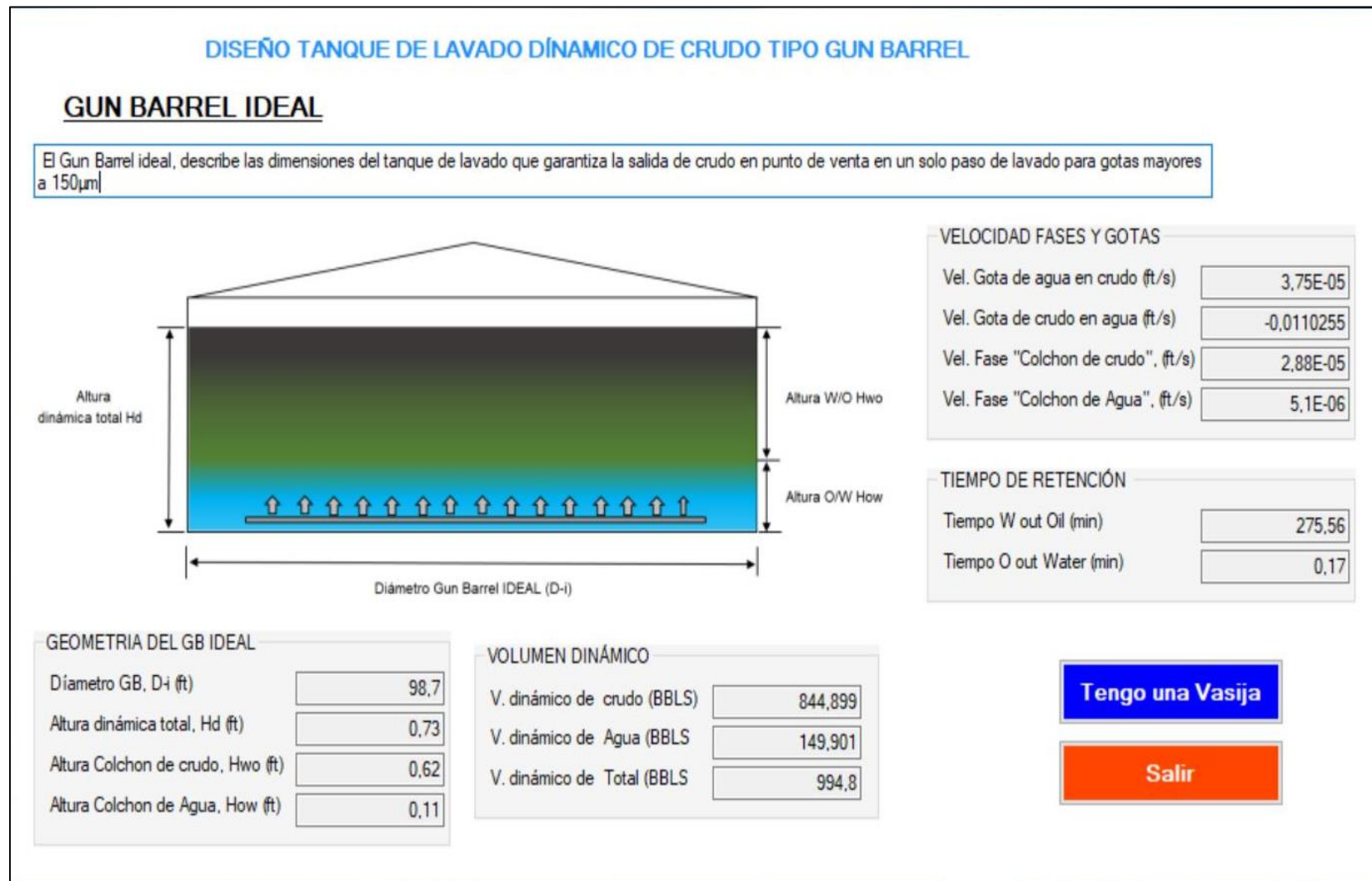


Figura 17. Determinación de geometría de tanque preexistente en simulador de diseño de Tanque de Lavado dinámico de crudo. Muestra de cálculo.

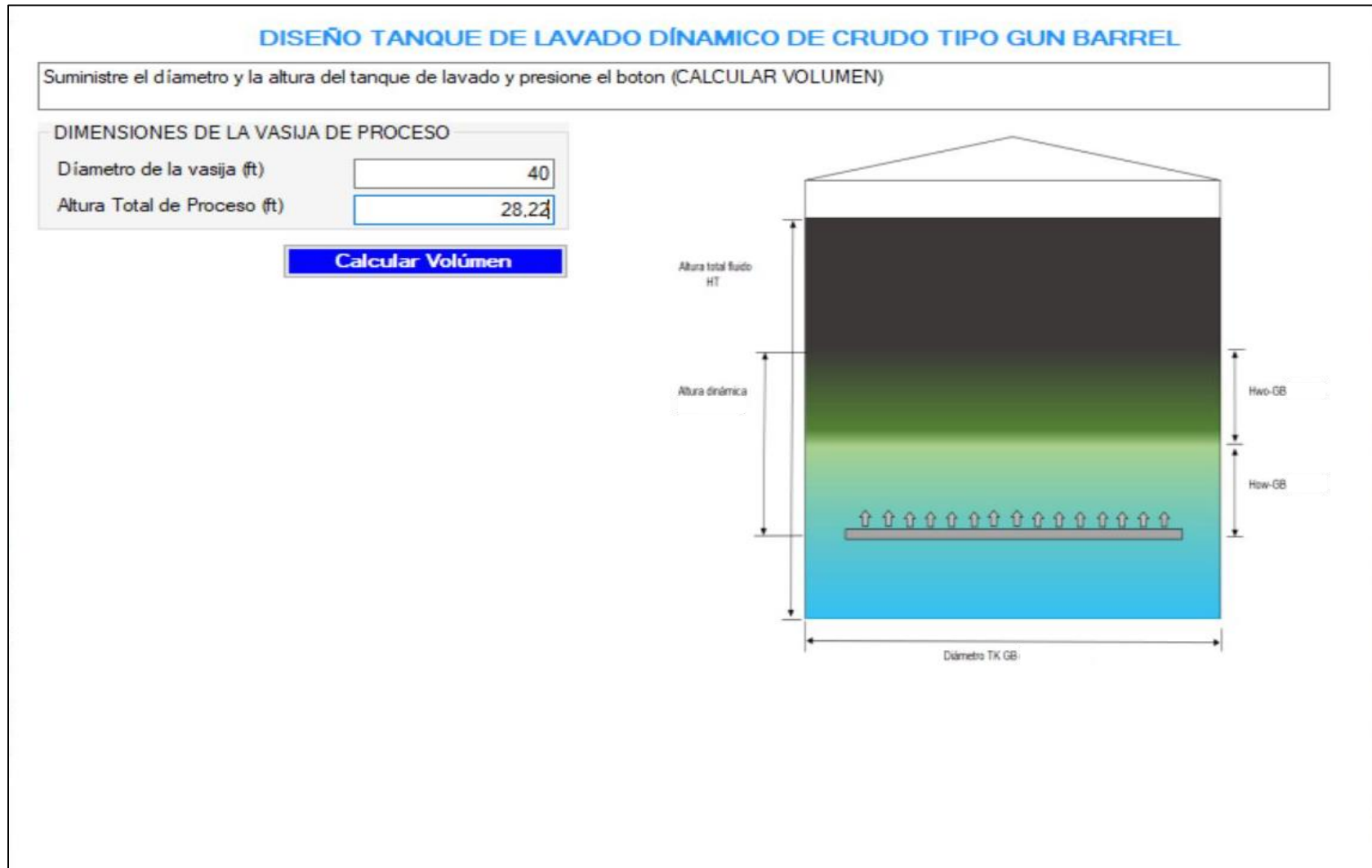


Figura 18. Diseño operacional de Tanque Gun Barrel en simulador de diseño de Tanque de Lavado dinámico de crudo. Muestra de cálculo.

DISEÑO TANQUE DE LAVADO DINÁMICO DE CRUDO TIPO GUN BARREL

El tiempo de lavado es superior al tiempo de la prueba de botellas 360min el crudo sale con %BSW < 0.5 El colchón de lavado correspondiente a la distancia entre el distribuidor y el colchón de crudo en punto de venta debe ser como mínimo 4,5ft

DIMENSIONES DE LA VASIJAS DE PROCESO

Díametro de la vasija (ft)

Altura Total de Proceso (ft)

DIMENSIONES DE LA VASIJAS DE PROCESO

Volumen Total de proceso (BBLs)

Volumen Dinámico de crudo (BBLs)

Volumen Dinámico de Agua (BBLs)

GEOMETRÍA DINÁMICA

Altura dinámica Total, HG (ft)

Altura para remover agua del crudo, Hwo (ft)

Altura para remover crudo del agua, How (ft)

TIEMPOS DE LAVADO Y VELOCIDAD DE LAVADO

Tiempo para remover Agua del crudo (min)

Tiempo para remover Crudo del agua (min)

Velocidad de lavado W/O (ft/s)

Velocidad de lavado O/W (ft/s)

TIEMPOS DE LAVADO Y DIÁMETRO DE GOTAS REMOVIDAS

Díametro de gota de Agua removida (µm)

Díametro de gota de crudo removida (µm)

Limpiar

Salir

A continuación, en la **Tabla 25**, se presentan los resultados del estudio realizado de la operación del Tanque de Almacenamiento TK-406A como Tanque Gun Barrel en condiciones mínimas y máximas de viscosidad, %BSW y caudal de crudo.

Tabla 25. Resultados de la operación del Tanque de Almacenamiento TK-406A como Tanque Gun Barrel.

Condiciones de Operación del Tanque de Almacenamiento TK-406A como Gun Barrel								
BSW	Viscosidad Media 100 cP				Viscosidad Media 300cP			
	4000 BFPD		9000 BFPD		4000 BFPD		9000 BFPD	
15%	Altura Mínima de Interfase (Ft)							
	4,5		10,1		4,7		10,3	
	Diámetro de Partículas Removidas de cada Fase (Micrones)							
	Dp W	Dp O	Dp W	Dp O	Dp W	Dp O	Dp W	Dp O
	324,9	8,1	488,5	11,9	562,8	8	846,1	11,8
30%	Altura Mínima de Interfase (Ft)							
	4,5		10,1		4,6		10,1	
	Diámetro de Partículas Removidas de cada Fase (Micrones)							
	Dp W	Dp O	Dp W	Dp O	Dp W	Dp O	Dp W	Dp O
	293,5	11,3	441	17	513,8	11,4	765,2	16,7

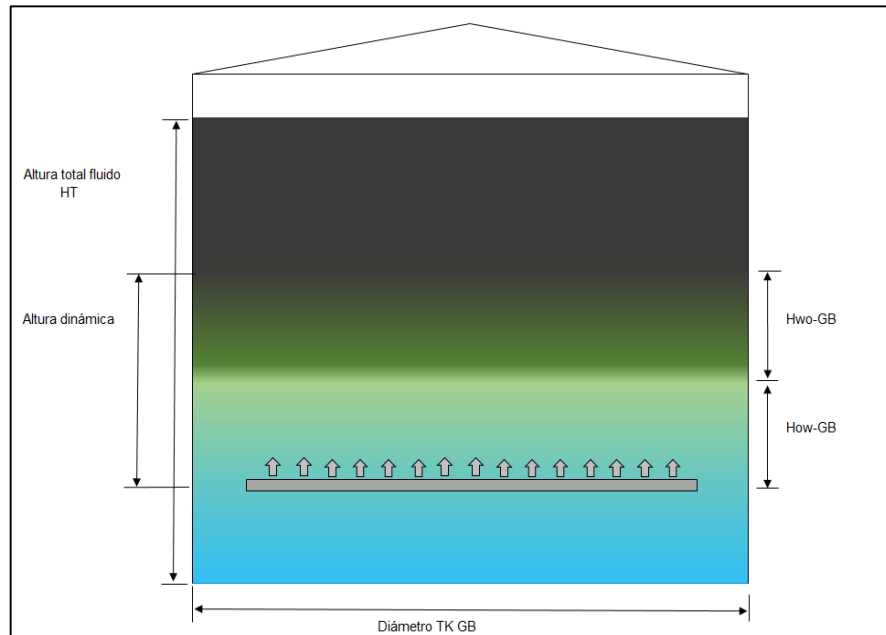
Fuente. Elaboración propia.

3.3.4 Análisis de resultados. A partir de la evaluación realizada se puede determinar que el Tanque de Almacenamiento TK-406A puede operar como Tanque Gun Barrel en las condiciones de viscosidad, BSW y flujos establecidos, ajustando la altura de la interfase en el Tanque. Para asegurar la separación de las fases y obtener condiciones de venta adecuadas, es decir, un porcentaje de BSW menor a 0,5, se recomienda operar el Gun Barrel con un nivel de interfase entre los 4,5 pies y 10 pies, dependiendo de las condiciones de operación. La efectividad de la separación dependerá del tamaño de partícula que se obtenga durante la operación.

En caso de no obtener el crudo de venta dentro de las especificaciones durante la operación, el tanque cuenta con capacidad para aumentar o disminuir el nivel de la interfase y operar con las condiciones indicadas. Para esto, se recomienda que el distribuidor de alimentación se ubique por debajo, desde el nivel de rebose, a una distancia del 20% de la altura de la interfase; es decir, que, para la interfase de 10 pies, en la condición de flujo máximo establecida, se debe ubicar el distribuidor a 12 pies, de manera que se conserve un colchón de 2 pies con crudo en punto de venta en la parte superior del tanque.

En la **Figura 19**, se observa la distribución de las alturas de los fluidos en el Tanque Gun Barrel, la altura dinámica representa la interfase.

Figura 19. Distribución de alturas de los fluidos en Tanque Gun Barrel.



Si se considera operar a caudales superiores a los 9000 BOPD y viscosidades superiores a 300 cP, se recomienda que la ubicación del distribuidor de flujo permita una interfase mayor a los 10 pies. Por lo tanto, para determinar la capacidad máxima de manejo del fluido en el Tanque Gun Barrel, se estableció una altura mínima para el colchón de agua y el colchón de aceite de 2 pies cada uno; la **Ecuación 12**, indica el cálculo para la altura de la interfase en la condición de flujo máximo para el Tanque Gun Barrel.

Ecuación 12. Altura de Interfase para Flujo Máximo del Tanque Gun Barrel.

$$\begin{aligned}
 H_{\text{Interfase}} &= H_{\text{Efectiva}} - (H_{\text{Colchón Agua}} + H_{\text{Colchón Aceite}}) \\
 &= 28,22 \text{ Pies} - (2 \text{ pies} + 2 \text{ pies}) \\
 &= 24,2 \text{ Pies}
 \end{aligned}$$

A partir de la altura de la interfase, se realizó la simulación del diseño del Tanque de Lavado mediante el método de ensayo/error para determinar el caudal máximo de operación. En la **Figura 20, 21 y 22**, se muestra el paso a paso del proceso.

Figura 20. Datos del fluido a lavar para ingreso a simulador de diseño de Tanque de Lavado dinámico de crudo. Determinación caudal de flujo máximo.

DISEÑO TANQUE DE LAVADO DÍNAMICO DE CRUDO TIPO GUN BARREL

Ingerese los parámetros del tanque de lavado y presione continuar (El factor de corto circuito es adimensional y depende del Diametro y el tipo de distribuidor)

FLUIDO A LAVAR

BFPD	21600
% BSW	15
SG AGUA	0.9609
SG CRUDO	0.8673
VISC. AGUA (cP)	0.34
VISC. CRUDO (cP)	100
TEMP. (°F)	176.2
API	31.7

CRUDO A VENTA

BOPD	18268
BWPD (W/O)	91
% BSW	0.5

AGUA A TRATAMIENTO

BWPD	3149
BOPD (O/W)	92

PARÁMETROS TK DE LAVADO

Dp W/O (µm)	150
Dp O/W (µm)	150
Tiempo Botellas (min)	360
Factor de corto circuito	1.3

CONTINUAR

LIMPIAR

Figura 21. Dimensiones de Tanque Gun Barrel Ideal en simulador de diseño de Tanque de Lavado dinámico de crudo. Determinación caudal de flujo máximo.

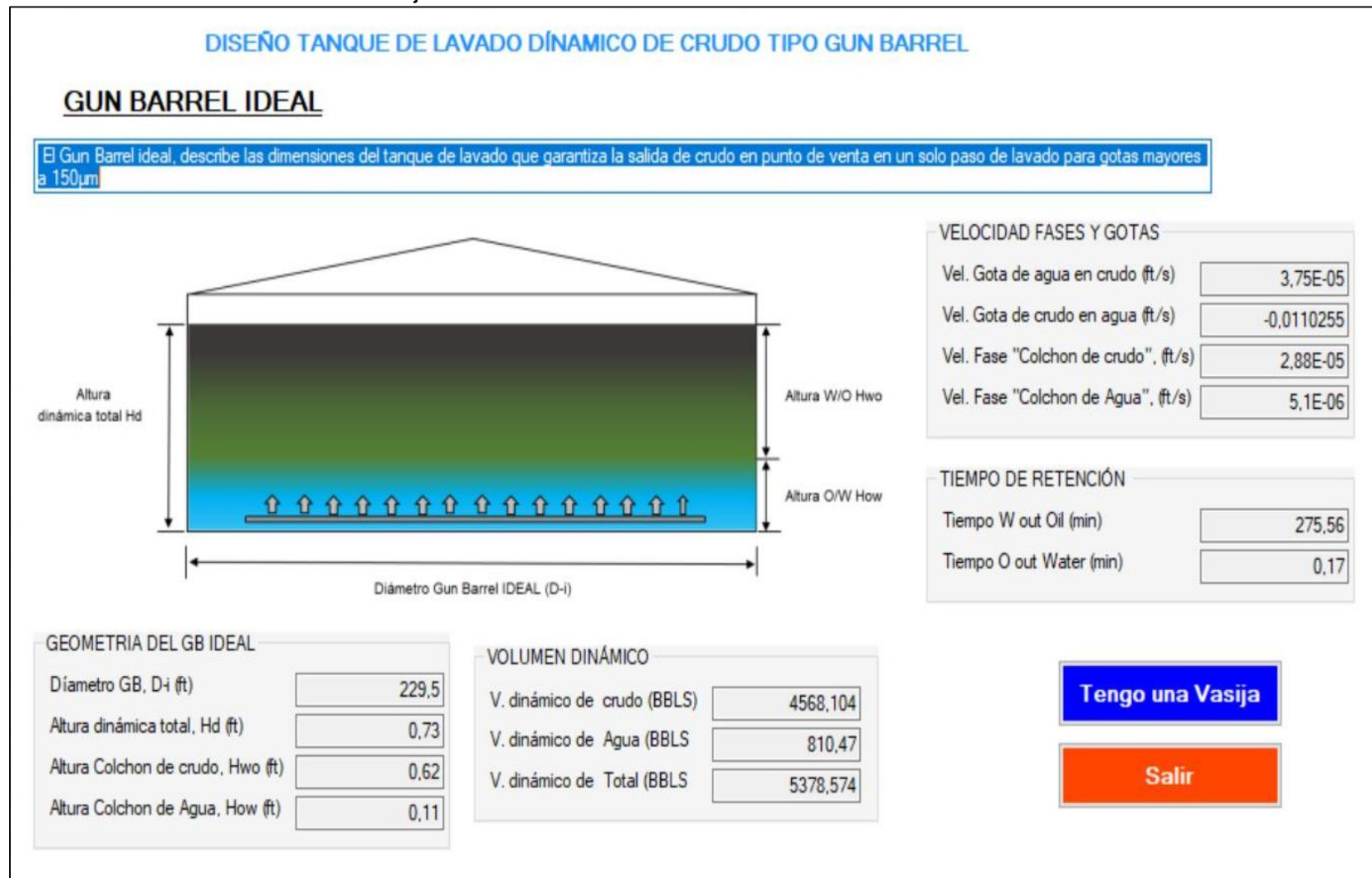


Figura 22. Diseño operacional de Tanque Gun Barrel en simulador de diseño de Tanque de Lavado dinámico de crudo. Determinación caudal de flujo máximo.

DISEÑO TANQUE DE LAVADO DÍNAMICO DE CRUDO TIPO GUN BARREL

El tiempo de lavado es superior al tiempo de la prueba de botellas 360min el crudo sale con %BSW < 0.5 El colchón de lavado correspondiente a la distancia entre el distribuidor y el colchón de crudo en punto de venta debe ser como mínimo 24,2ft

DIMENSIONES DE LA VASIJAS DE PROCESO

Díametro de la vasija (ft)

Altura Total de Proceso (ft)

DIMENSIONES DE LA VASIJAS DE PROCESO

Volumen Total de proceso (BBLs)

Volumen Dinámico de crudo (BBLs)

Volumen Dinámico de Agua (BBLs)

GEOMETRÍA DINÁMICA

Altura dinámica Total, HG (ft)

Altura para remover agua del crudo, Hwo (ft)

Altura para remover crudo del agua, How (ft)

TIEMPOS DE LAVADO Y VELOCIDAD DE LAVADO

Tiempo para remover Agua del crudo (min)

Tiempo para remover Crudo del agua (min)

Velocidad de lavado W/O (ft/s)

Velocidad de lavado O/W (ft/s)

Díametro TK GB

TIEMPOS DE LAVADO Y DIÁMETRO DE GOTAS REMOVIDAS

Díametro de gota de Agua removida (µm)

Díametro de gota de crudo removida (µm)

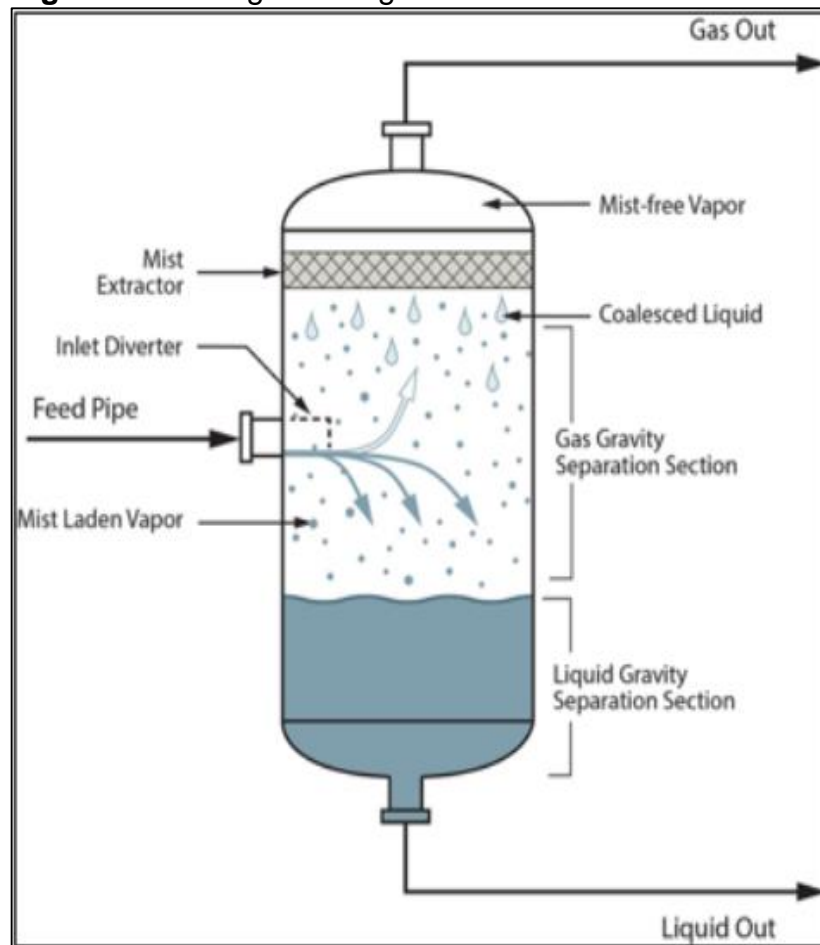
Limpiar
Salir

Según los resultados de la simulación y dependiendo de las condiciones de viscosidad y %BSW del crudo, el Tanque Gun Barrel podría manejar hasta 21.600 BOPD; para esta condición máxima la distancia entre el rebose y el distribuidor es de 26,2 pies.

3.4 SIMULACIÓN DE LA BOTA DE GAS

Para la implementación del Tanque Gun Barrel que permita llevar el fluido a condiciones adecuadas de venta, es necesario la instalación de un separador bifásico que retire el contenido de gas presente en la corriente de entrada al equipo, definido como Bota de Gas. Para esto, se realizó una evaluación del proceso a partir de la corriente de entrada arrojada en la simulación previa mediante el simulador Aspen Hysys 8.8. En la **Figura 23**, se muestra la configuración de una Bota de Gas.

Figura 23. Configuración general de una Bota de Gas.



Fuente. PETROSKILLS & CAMPBELL, John M. Parámetros de Dimensionamiento Separadores Gas-Líquido. Septiembre, 2015. Disponible en línea en: <http://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/spanish/?p=1487>

Este equipo, generalmente, se ubica después de un separador trifásico y antes del tanque de lavado, con el fin de separar las fases líquido-gas. El funcionamiento de separación de fluidos en la Bota, es el de un separador bifásico vertical común; Arnold indica, que el flujo de entrada se recibe por el costado del tanque, en donde se tiene una placa deflectora que realiza la separación de las fases en el momento en que la corriente choca con esta; el líquido alcanza el equilibrio en la parte inferior, por lo tanto, las partículas de gas ascienden hasta el extractor de niebla en la parte superior, donde se acumulan las gotas de agua las cuales caen por gravedad.

3.4.1 Aspen Hysys. Para el desarrollo de la evaluación de la Bota de Gas requerida en el proceso de tratamiento de fluidos en la Estación C, se utilizó la versión Aspen Hysys 8.8. Es un Software de simulación de procesos utilizado para estimar balances de materias y energía, propiedades físicas y equilibrios líquido-vapor; Martínez⁶², indica las condiciones que permiten aplicarse en el programa:

- Utiliza modelos termodinámicos, componentes y propiedades de paquete de fluidos corrientes.
- Simula unidades de proceso como son: división, mezcla y fraccionamiento de corrientes, ciclos de refrigeración, separación de dos y tres fases.
- Simula procesos con reciclaje, ajuste de variables, manejo de columnas de destilación y absorción, etc.
- Simula reactores de conversión, reactor de mezcla completa, reactor de flujo pistón y reactor catalítico heterogéneo.
- Establece balance de materia y calor.
- Diferentes campos de acción de la industria del petróleo como producción, refinación, destilación, entre otras, además de tener gran aplicación en la industria química para el diseño de equipos como intercambiadores de calor, bombas, tanques, compresores, etc.; como lo menciona Salguero⁶³.

Las principales ventajas y desventajas del Software Aspen Hysys, son definidas a continuación:

Ventajas:

- Facilidad de uso por tener una interfaz amigable con el usuario final.
- Posee una base de datos extensa.

⁶² MARTINEZ TRILLOS, Omar & PORRAS AMAYA, Romel Rolando. Simulación de sistemas de control en procesos del sector Oil & Gas a través del Software Aspen Hysys y conexión a Rockwell Automation con el estándar de comunicación. Trabajo de Grado. Ingeniería en Control. Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Facultad Tecnológica. Bogotá. 2015. p. 24

⁶³ SALGUERO VILLAFUERTE, Freddy Rolando & ZURITA CADENA, Carlos Alberto. Estudio de factibilidad para la optimización de las facilidades de producción de la Estación Pichincha, correspondiente al campo Libertador. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. Quito, Ecuador. 2009. p. 1-2.

- Utiliza datos experimentales para sus correlaciones, aunque algunos son estimados.

Desventajas:

- Posee una optimización limitada.
- Es susceptible a los datos de entrada.
- Pocas o nulas aplicaciones de sólidos.
- No simula correctamente la viscosidad de los fluidos, por ello, ésta debe ser ajustada.

La simulación previa de las corrientes de entrada a la Estación C y el proceso de tratamiento actual se realizó en el simulador Aspen Hysys; para iniciar la evaluación del nuevo caso se realizó el ingreso de los componentes del fluido que se iba a tratar, para esto, se creó una lista de componentes a cada una de las corrientes de los pozos que ingresan a la Estación C; para cada pozo se creó una corriente independiente de gas y agua con base en los informes de caracterización de estos fluidos. Para el caso de la corriente de crudo, se ingresaron los datos del Assay de crudo. Esta es la sección inicial de cualquier proceso de simulación en este software.

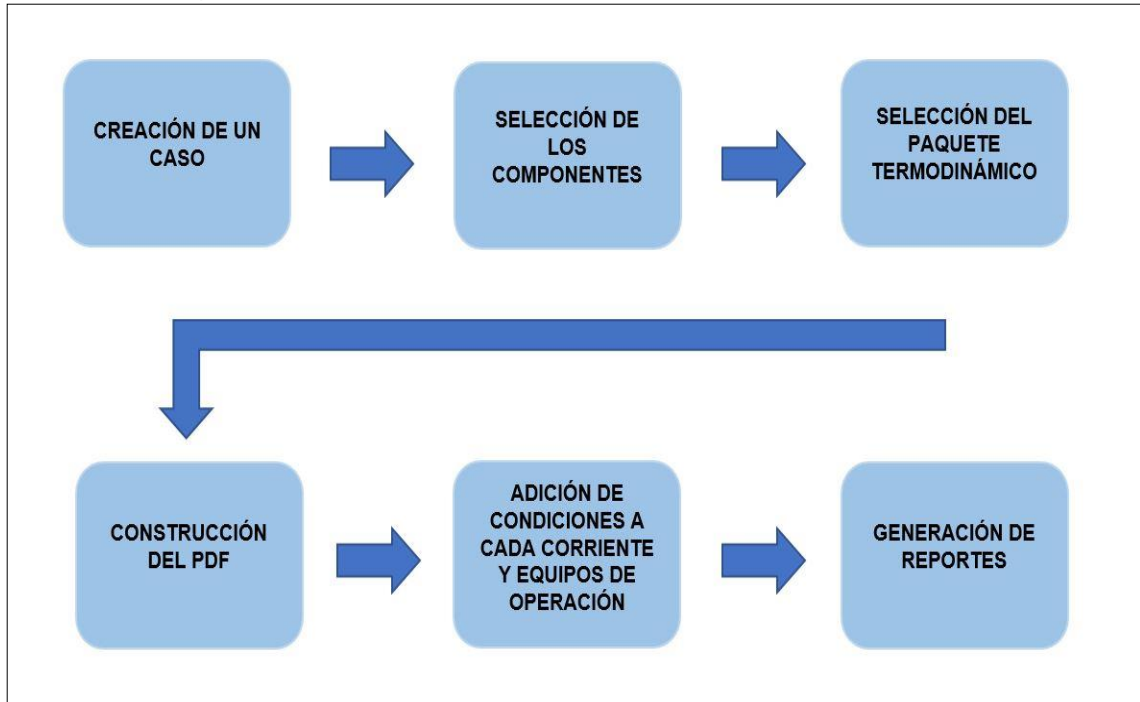
Seguido de esto, se realiza la selección del paquete fluido que se desea aplicar en la evaluación, el cual contiene toda la información necesaria para realizar los cálculos de las propiedades de los componentes. Para la caracterización de los componentes simulados en la Estación C, se seleccionó el paquete de fluidos Peng Robinson, el cual resuelve de manera rigurosa, eficiente y confiable, sistemas de hasta tres (3) fases. Según Carrillo⁶⁴, esta ecuación permite realizar cálculos flash para sistemas que contienen hidrocarburos o no en una segunda fase líquida y presenta una amplia variedad de aplicación en condiciones de presión y temperatura.

Una vez creados los componentes y definido el paquete de fluido para cada uno se trabaja sobre el entorno de la simulación, allí se adicionan cada una de las corrientes, se realizan las mezclas, se seleccionan los equipos que intervienen en el tratamiento y transferencia de fluidos y se determinan las condiciones de operación de cada uno de estos a través del proceso.

A continuación, en la **Figura 24**, se indica el algoritmo general necesario para construir un caso nuevo de simulación en Aspen Hysys 8.8.

⁶⁴CARRILLO, Naissa. Análisis de prefactibilidad técnica para la implementación de un sistema de procesamiento del gas de la estación Balcón. Trabajo de grado. Ingeniería de petróleos. Universidad de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas. Bucaramanga, 2004.

Figura 24. Algoritmo para construcción de caso nuevo en Aspen Hysys 8.8.



Fuente. Elaboración propia.

3.4.2 Criterios de la Simulación. Para realizar la simulación de la Bota de Gas de manera eficiente, se tuvieron en cuenta las siguientes premisas evaluación:

- Los datos de entrada a la simulación son el resultado de la corriente de salida del Intercambiador de Calor (Simulados anteriormente por la compañía Cingecon SAS).
- En la simulación se asume una eficiencia de separación de fases líquido-gas del 100%.
- El dimensionamiento de la Bota de Gas se calculó con respecto al caudal máximo proyectado en el campo a ser tratado por el Tanque Gun Barrel, 9000 BOPD.
- El cálculo para el dimensionamiento de la Bota de Gas se realizó bajo la norma API 12J – “Specification for Oil and Gas Separators” para la sección transversal ascendente de gas y el método de Ken Arnold & Maurice Stewart.
- La Bota de Gas actúa como un separador bifásico, por lo tanto, el tiempo de retención debe estar acorde a los parámetros establecidos por la norma API 12J – “Specification for Oil and Gas Separators” (Ver **Tabla 26**):

Tabla 26. Clasificación Tiempo de Retención.

Gravedad API	Tiempo de retención (min)
Superior a 35°	1
20° - 30°	1 a 2
10° 20°	2 a 4
Máximo	5

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE API 12J.
"Specification for Oil and Gas Separators". Séptima Edición.
Octubre, 1989.

- En las corrientes de salida del Tanque Gun Barrel se espera un valor de %BSW de 0,5.
- El diámetro real de la Bota de Gas debe poseer una eficiencia de trabajo como máximo de 65% para el desprendimiento de gas.
- El gas recuperado de la separación debe ser enviado a un sistema de alivio de baja presión que no se encuentra instalado en la Estación C.

3.4.3 Simulación de la Bota de Gas Asociada. Para determinar las corrientes tanto de entrada como de salida de la Bota de Gas, se realizó un balance de materia mediante la simulación en Aspen Hysys 8.8. A continuación se muestra el paso a paso del proceso:

- La evaluación se realizó con base en la simulación del proceso descrito en el segundo caso de operación de la Estación C (Cambio de lugar entre intercambiador de calor y separador). Ver **Figura 25**.
- La simulación inicia con la adición del equipo de separación bifásico, para el cual se determina la corriente de entrada (Corriente 33, salida del intercambiador de calor), y se crean las corrientes de salida; fase gaseosa (Corriente 29) y fase líquida (Corriente 30). Ver **Figura 26**.
- Debido a que el Tanque Gun Barrel es un equipo que trabaja a presión atmosférica, la Bota debe cumplir con la misma condición, por lo tanto, se requiere de una válvula de control de presión que disminuya la presión con que sale la corriente de crudo del separador. Para esto, se realiza la adición del equipo y se determinan las corrientes de entrada y salida. Ver **Figura 27**.
- Para completar los requerimientos de trabajo óptimo de la Bota de Gas se debe modificar la presión en la corriente de entrada a esta, Corriente 29, a 14,7 psi (Ver **Figura 28**), lo que permitirá establecer la misma presión en todo el sistema posterior y generar la caída de presión en la válvula de control. Terminado esto, las corrientes cumplen a cabalidad con los requisitos necesarios para el funcionamiento correcto del proceso como lo indica la **Figura 29**.

Las principales condiciones de operación a tratar en la bota de gas, dictadas por la simulación, se muestran a continuación en la **Tabla 27**.

Tabla 27. Condiciones de operación de Bota de Gas.

Condiciones de Operación Bota de Gas		
Parámetro	Valor	Unidades
Temperatura	176,2	°F
Presión	14,7	psia
Flujo Másico	67.240	lb/hr
Flujo Total	4.960	BFPD
Flujo Líquido	4.907	BFPD
Flujo Gas	0,1309	MMSCFD
Densidad del líquido	55,76	lb/ft3
Densidad del Gas	0,06865	lb/ft3

Fuente. CINGECON. Datos suministrados y calculados a partir de la simulación realizada en Hysys 8.8. del segundo caso de estudio. Bogotá, Colombia. Marzo, 2018.

Figura 25. Simulación en Hysys 8.8 del Segundo Caso de estudio para la Estación C. (Separador trifásico – Intercambiador).

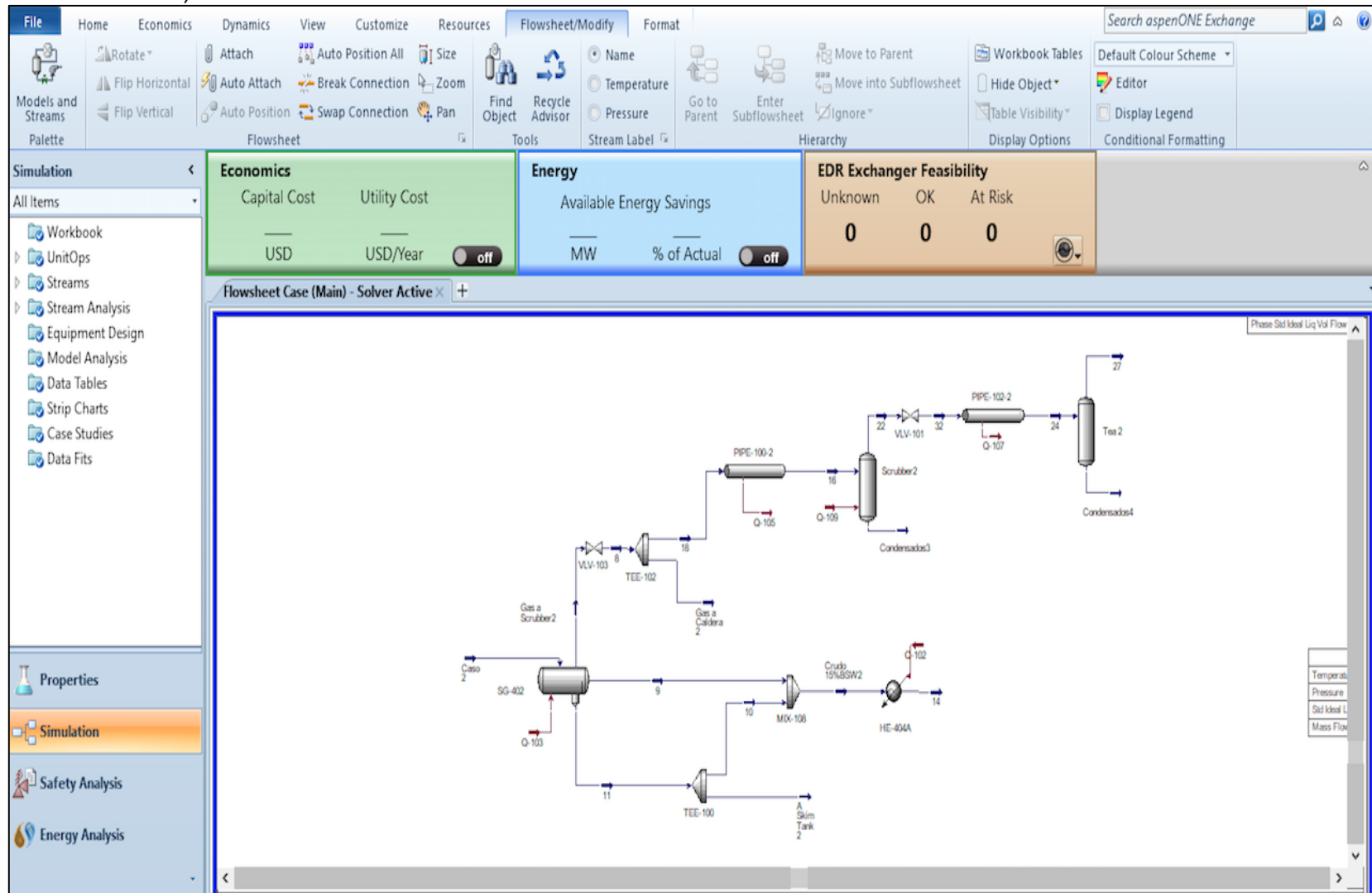


Figura 26. Adición y determinación de corrientes de la Bota de Gas para la Estación C en Hysys 8.8.

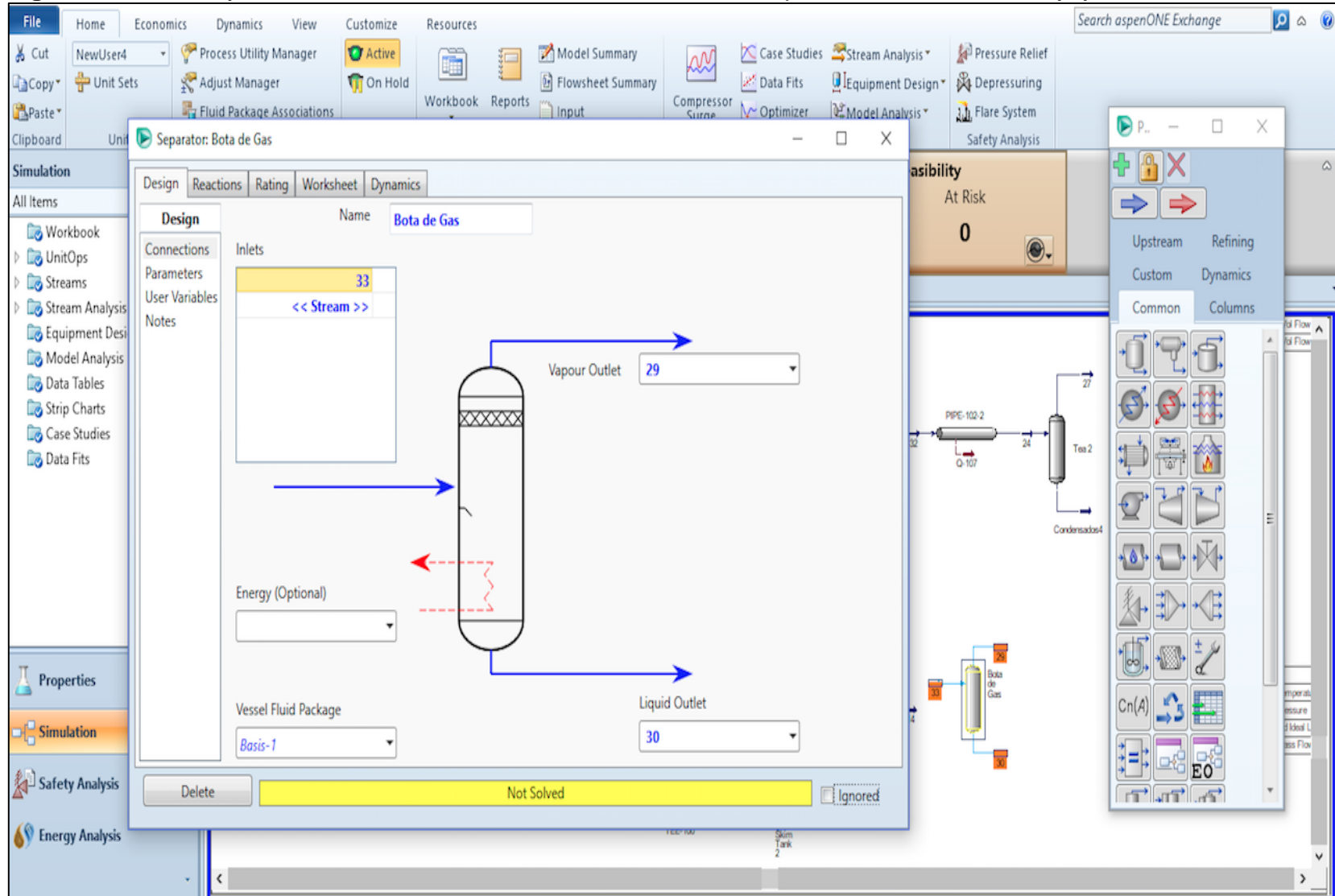


Figura 27. Adición de válvula de control posterior a Bota de Gas en evaluación del proceso de tratamiento de la Estación C.

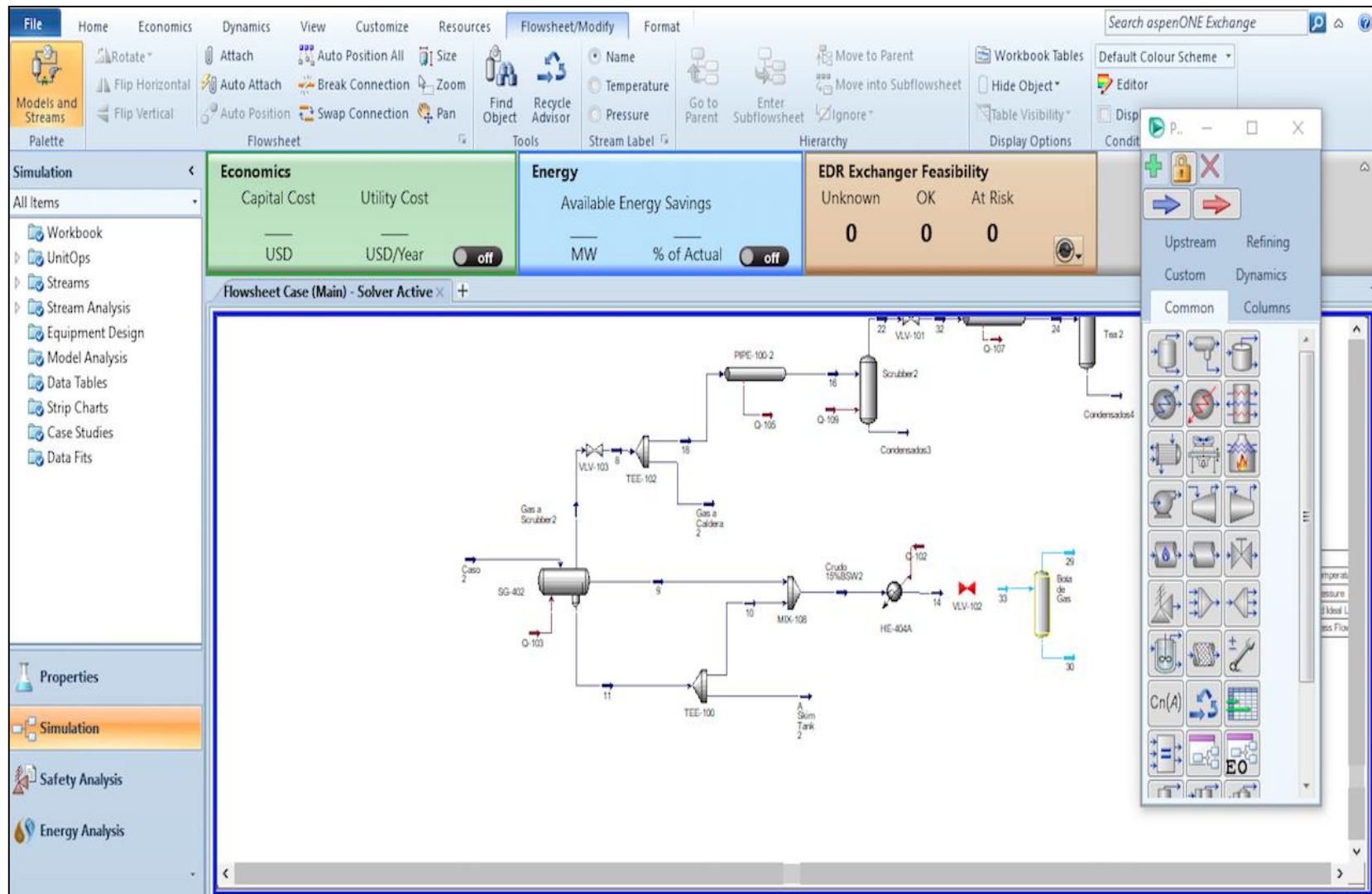
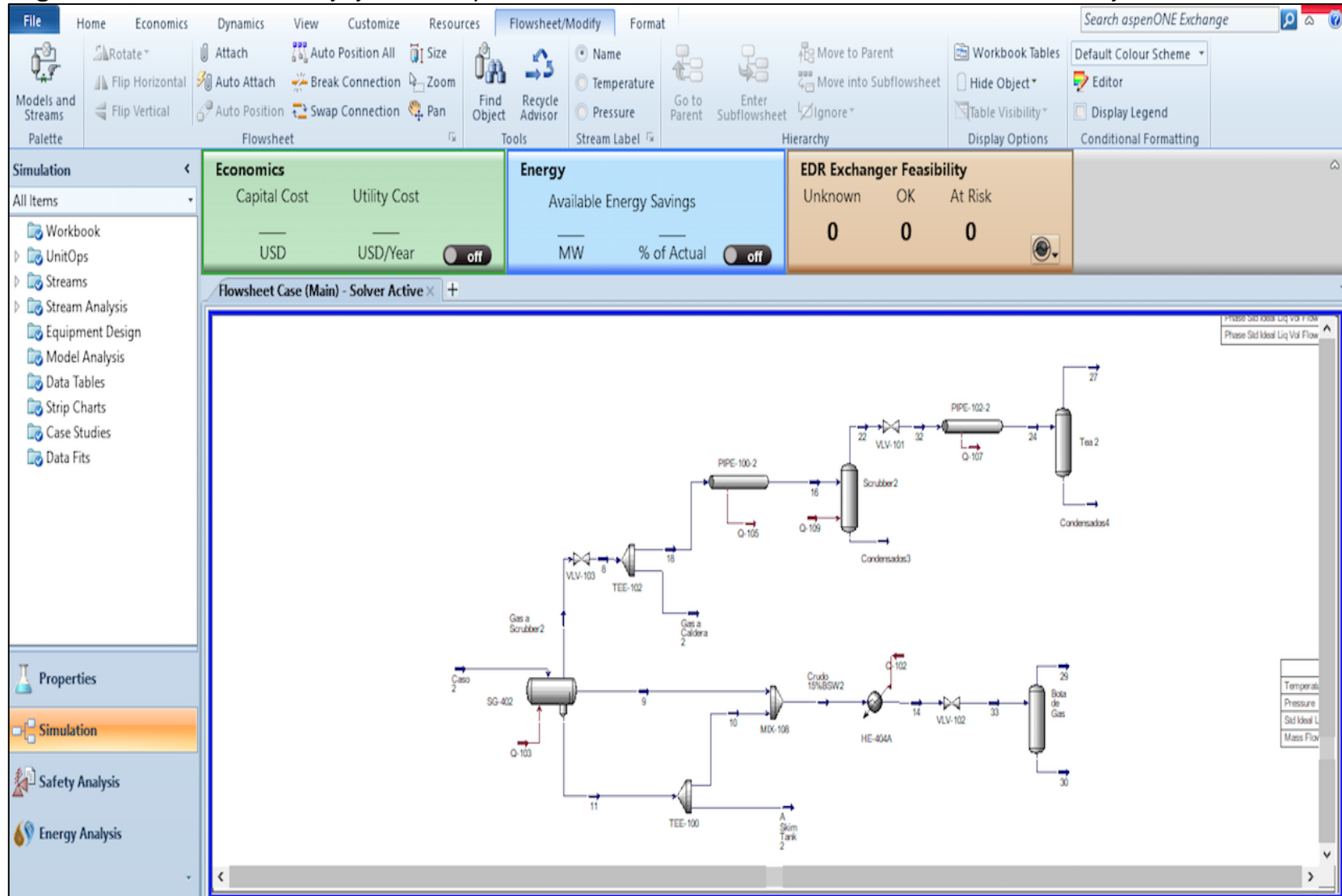


Figura 28. Definición de presión en corriente 33 (Entrada Bota de Gas) para el proceso de tratamiento de la Estación C.

The screenshot displays the 'Material Stream: 33' dialog box in Aspen Plus. The 'Worksheet' tab is selected, showing a table of properties for stream 33. The 'Pressure [psia]' is set to 14.70. The background shows a process flow diagram with a distillation column and a gas inlet stream labeled 'Bota de Gas'.

Worksheet	Stream Name	33	Vapour Phase	Aqueous Phase	Liquid Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0,0174	0,0174	0,7204	0,2621
Properties	Temperature [F]	176,0	176,0	176,0	176,0
Composition	Pressure [psia]	14,70	14,70	14,70	14,70
Oil & Gas Feed	Molar Flow [lbmole/hr]	825,5	14,40	594,7	216,4
Petroleum Assay	Mass Flow [lb/hr]	6,724e+004	455,4	1,071e+004	5,607e+004
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	4960	53,27	735,1	4172
User Variables	Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-1,488e+005	-7,352e+004	-1,212e+005	-2,295e+005
Notes	Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	33,57	46,07	15,98	81,09
Cost Parameters	Heat Flow [Btu/hr]	-1,228e+008	-1,058e+006	-7,209e+007	-4,966e+007
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [barrel/day]	4504	48,63	722,9	4157
	Fluid Package	Basis-1			
	Utility Type				

Figura 29. Simulación en Hysys 8.8 del proceso de tratamiento de fluidos en la Estación C incluyendo Bota de Gas.



3.4.4 Capacidad de la Bota de Gas. A partir de los resultados obtenidos en la simulación, se determinó el Caudal de flujo de gas a manejar cuando el caudal de fluido sea el máximo proyectado en la Estación C para tratamiento en el Tanque Gun Barrel; este procedimiento se realizó por balance de materia. A continuación, en la **Tabla 28** se indican las condiciones para el dimensionamiento de la Bota de Gas, incluyendo el caudal máximo de operación.

Tabla 28. Condiciones para dimensionamiento de la Bota de Gas

Condiciones Dimensionamiento Bota de Gas		
Parámetro	Valor	Unidades
Temperatura	176,2	°F
Presión	14,7	psia
Flujo Total Máximo	9.000	BFPD
Flujo Gas	0,2375	MMSCFD
Flujo Líquido	8903,83	BFPD
Densidad del líquido	55,76	lb/ft3
Densidad del Gas	0,06865	lb/ft3

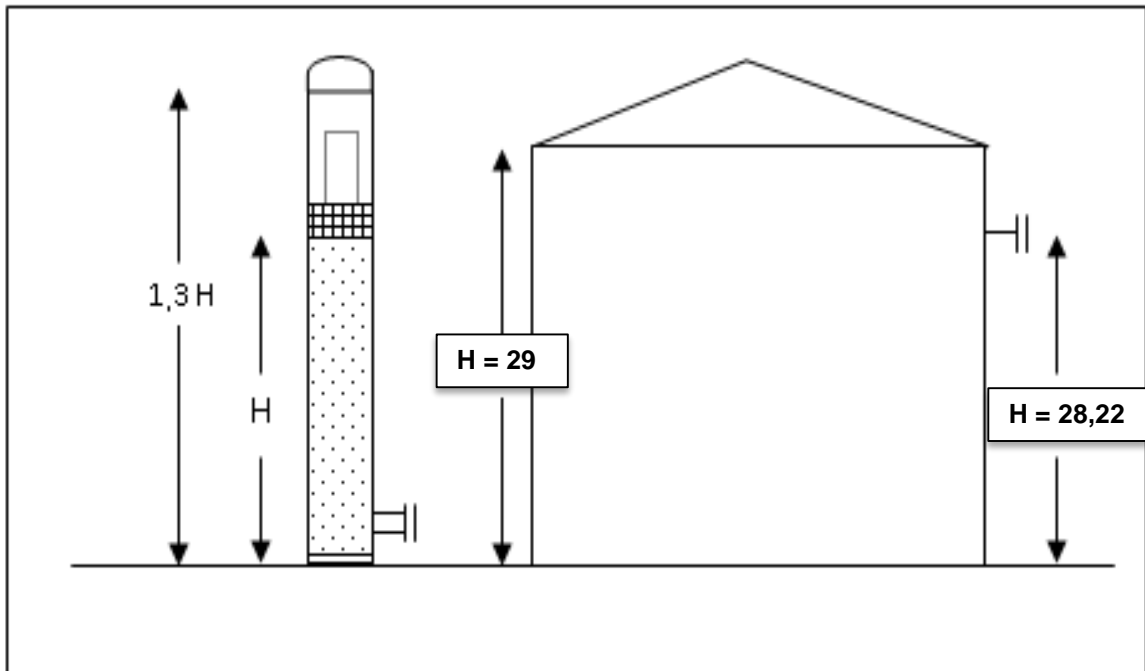
Para el diseño de la Bota de Gas solo se realizó el dimensionamiento hidráulico, el cual consiste en determinar la altura del recipiente, diámetro y tiempo de residencia de los fluidos en el tanque.

3.4.4.1 Altura. El Tanque Gun Barrel es un tratador de flujo vertical dentro de un tanque atmosférico. Arnold & Stewart ⁶⁵ expresan que la Bota de Gas, sea externa o interna, se extiende alrededor de 6 a 12 pies (2 a 4 metros) por encima de la parte superior del tanque, donde ocurre la separación y ventilación del fluido con menor densidad (gas), y, además, tiene una bajante que se extiende de 2 a 5 pies (0,6 a 1,5 metros) por encima del fondo del tanque.

Para determinar la altura de la Bota de Gas se tomó como criterio de diseño un 30% adicional a la altura efectiva del Gun Barrel, asumiendo que el flujo hacia este tanque será a través de vasos comunicantes; este porcentaje tiene en cuenta la altura requerida para la separación del gas en la bota, y el flujo eficiente de la emulsión crudo-agua hacia el Gun Barrel. La **Figura 30** muestra un esquema de la relación de altura entre los equipos.

⁶⁵ARNOLD, & STEWART. Op. cit., p. 353

Figura 30. Esquema de altura de Bota de Gas.



Fuente. Elaboración propia.

A continuación, en la **Ecuación 13**, se indica el procedimiento para el cálculo de la altura de la Bota; se debe tener en cuenta que la altura efectiva del Gun Barrel es de 28,22 pies.

Ecuación 13. Altura Bota de Gas

$$H_{Bota} = 1,3 * H_{Efectiva}$$

Donde;

H_{Bota} = Altura de la Bota de Gas, Ft.

$H_{Efectiva}$ = Altura efectiva de separación del Gun Barrel, Ft.

3.4.4.2 Diámetro. Después de identificar los datos para las corrientes que intervienen en el diseño de la Bota de Gas, se calculó la velocidad superficial máxima desarrollada por el gas en la unidad de separación. Según la norma API 12J, esta velocidad “es determinada por la resistencia de la partícula al movimiento del gas y a las fuerzas sobre la partícula debido a la gravedad”⁶⁶. En la **Ecuación 14**, se indica su cálculo.

⁶⁶ REDONDA GODOY, Cinthya Adriana. Determinación de la eficiencia del separador en flujo Bache. Maestría en Ingeniería Petrolera. Universidad Nacional Autónoma de México. México D.F. 2013. p. 19.

Ecuación 14. Velocidad superficial máxima del gas en Bota de Gas.

$$V_g = k \sqrt{\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g}}$$

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API 12J. "Specification for Oil and Gas Separators". Séptima Edición. Octubre, 1989.

Donde;

- k = Factor de Souders y Brown.
 V_g = Velocidad superficial máxima del gas, $\frac{ft}{s}$.
 ρ_l = Densidad del líquido, $\frac{lb}{ft^3}$.
 ρ_g = Densidad del gas, $\frac{lb}{ft^3}$.

Para este cálculo se deben tener en cuenta las propiedades de las dos fases que ingresan a la vasija y que el separador es de tipo vertical. Este hecho nos presenta que el valor del Factor K, que se define como una constante para determinar la velocidad superficial máxima con respecto a la geometría de los internos que deben poseer los separadores, toma un valor de 0,35. A continuación, en la **Tabla 29**, se muestran los rangos para la determinación del Factor de Souders y Brown.

Tabla 29. Factor de Souders y Brown (K).

Factor de Souders y Brown (K)		
Tipo de Separador	Altura (ft)	Rango del Factor K
Vertical	5	0,12 a 0,24
	10 o más	0,18 a 0,35
Horizontal	10	0,40 a 0,50
	Otras Longitudes	$0,40 a 0,50 * \left(\frac{L}{10}\right)^{0,56}$
Esférico	Todos	0,2 a 0,35

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API 12J. "Specification for Oil and Gas Separators". Séptima Edición. Octubre, 1989.

Para calcular el diámetro interno de la bota, se aplicaron las siguientes ecuaciones que relacionan el área y diámetro como se indica en la **Ecuación 15** y **Ecuación 16** respectivamente.

Ecuación 15. Área interna Bota de Gas

$$A_i = \frac{Q_g}{V_g}$$

Fuente ARNOLD, Ken & STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities. Vol. 1. p. 184.

Donde;

A_i = Área interna de la Bota de Gas, ft^2 .

Q_g = Flujo de gas, $\frac{\text{ft}^3}{\text{s}}$.

V_g = Velocidad superficial máxima del gas, $\frac{\text{ft}}{\text{s}}$.

Ecuación 16. Diámetro interno Bota de Gas

$$D_i = \sqrt{\frac{4A_i}{\pi}}$$

Fuente ARNOLD, Ken & STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities. Vol. 1. p. 184.

Donde;

D_i = Diámetro interno de la Bota de Gas, ft.

A_i = Área interna de la Bota de Gas, ft^2 .

Debido a que los diámetros necesarios para estos separadores son pequeños, estos valores anteriormente calculados corresponden al área libre de ascensión del gas. Se debe dejar un área para la caída del fluido por las paredes del recipiente (generación del vórtice). Arnold⁶⁷ indica que el diámetro real debe poseer una eficiencia de trabajo como máximo de 65% para el desprendimiento del gas, como se muestra en la **Ecuación 17**.

Ecuación 17. Diámetro real Bota de Gas

$$D_{\text{real}} = \frac{D_i}{65\%}$$

Fuente ARNOLD, Ken & STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities. Vol. 1. p. 185. Modificado por las autores.

3.4.4.3 Tiempo de residencia. Para determinar el tiempo requerido por los fluidos dentro de la Bota de Gas con el fin de lograr la separación de fases líquido-gas, se aplica la siguiente ecuación (Véase **Ecuación 18**).

Ecuación 18. Tiempo de residencia.

$$t_r = \frac{V}{Q_l}$$

Fuente ARNOLD, Ken & STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities. Vol. 1. Houston, TX. 1999. p. 185.

⁶⁷ ARNOLD, & STEWART. Op. cit., p. 185.

Donde;

t_r	=	Tiempo de retención, min.
Q_l	=	Flujo total del líquido, BFPD.
V	=	Volumen de la sección coalescente, Inch ³ .

A continuación, en la **Tabla 30**, se muestran los resultados de los cálculos realizados para el dimensionamiento hidráulico de la Bota de Gas en la Estación.

Tabla 30. Resultados de parámetros para el dimensionamiento de la Bota de Gas en la Estación C.

Dimensionamiento hidráulico Bota de Gas		
Parámetro	Valor	Unidades
Altura Efectiva	28,22	ft
Altura Bota de Gas	36,686	ft
Velocidad Superficial Gas	9,968	ft/s
Caudal Entrada Gas	3,327	$\frac{\text{ft}^3}{\text{s}}$
Área Interna	0,334	ft ²
Diámetro Interno	7,822	in
Diámetro Real	12,034	in
Diámetro Comercial	16	in
Caudal Total Líquido	8903,83	BFPD
Tiempo de Residencia	1,168	min

Fuente. CINGECON. Datos suministrados y calculados a partir de la simulación realizada en Hysys 8.8. del segundo caso de estudio. Bogotá, Colombia. Marzo, 2018.

3.4.5 Análisis de resultados. De acuerdo con los resultados obtenidos de la simulación de la Bota de Gas asociada al Tanque Gun Barrel que se diseñó a partir del Tanque de Almacenamiento preexistente y para la condición de operación máxima planteada en el Tanque Gun Barrel (9000 BFPD), se determinan como condiciones de diseño para el equipo lo siguiente:

- Se recomienda que la Bota de Gas tenga una altura mínima de 37 pies y un diámetro de 12 pulgadas, por lo que se determina un diámetro comercial de 16 pulgadas para la correcta operación.
- Con las dimensiones obtenidas se calculó un tiempo de residencia del líquido de 1,168 minutos para el desprendimiento del gas disuelto en este, el cual se encuentra por debajo del rango recomendado por la norma API 12J para separadores bifásicos y crudos pesados de 10⁰ a 20⁰.

Sin embargo, teniendo en cuenta la simulación del diseño de la Bota de Gas y en socialización con Cingecon, se definió que es posible el uso de un equipo de mayor diámetro comercial con el fin de que este sea autosoportado, debido a que maneja

una altura significativa para el diámetro definido. Para esto, se determinó el diámetro necesario que diera cumplimiento al rango de tiempo de residencia basado en la norma API 12J; el diámetro recomendado es de 22 pulgadas, con un tiempo de residencia de 2,2 minutos.

Cabe aclarar que los cálculos realizados para el dimensionamiento de la Bota de Gas se realizaron únicamente con la condición de operación de máximo caudal proyectado en la Estación C, a partir de las condiciones dictadas por la simulación del proceso en el software Aspen Hysys 8.8. y con el fin principal de determinar las condiciones de entrada al Tanque Gun Barrel. Igualmente, ninguno de los procesos de dimensionamiento de los equipos, Bota de Gas y Tanque Gun Barrel, incluye la instrumentación y tubería.

4. EVALUACIÓN FINANCIERA

Para realizar la evaluación financiera del presente proyecto se utilizó el análisis de los casos de estudio presentados para el proceso de tratamiento de fluidos en la Estación C; este se desarrolló con base en los costos requeridos para la operación del proceso actual de la Estación y los costos de la operación del segundo caso evaluado, el cual incluye el intercambio de los equipos de separación y calentamiento, junto con el rediseño del Tanque de Almacenamiento TK-406A a Tanque Gun Barrel.

Las variables que se tuvieron en cuenta para la evaluación financiera incluyen los costos de producción del barril de crudo tratado en la Estación C, para cada uno de los casos expuestos; en el segundo caso, también se incluyen los costos de material y mano de obra, junto con la instalación, de los equipos necesarios para la modificación del Tanque de Almacenamiento TK-406A.

A partir de la información suministrada por Cingecon de informes de costos de operación diaria, material y mano de obra para implementación de equipos, e informes diarios de producción y mantenimiento, se realizó la evaluación financiera del proyecto mediante la herramienta financiera, Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE), con una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del 13% efectivo anual, manejada por la empresa operadora, y utilizando el dólar americano USD como unidad monetaria constante. La evaluación del proyecto se desarrolló por un periodo de tiempo de cuatro (4) años con periodos anuales para los dos casos mencionados.

4.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN

El análisis de los costos de inversión inicial que realiza una empresa hace referencia al CAPEX. Como lo indica Camargo⁶⁸ las inversiones se desarrollan con el fin de que las compañías logren ampliar los bienes y/o activos, mediante la implementación de maquinaria, inmuebles o fábricas que les generen beneficios económicos.

Para el análisis de la inversión del proceso de tratamiento propuesto como segundo caso de estudio, en el cual se desarrolló el diseño de un Tanque Gun Barrel a partir del Tanque de Almacenamiento TK-406A para cumplir con la exigencia requerida por la optimización de la operación planteada por la compañía Cingecon de intercambiar los equipos de calentamiento y separación con el fin de provocar un ahorro en el consumo energético de la planta; se requiere tener en cuenta el suministro de los materiales y mano de obra necesaria para la construcción e instalación de los equipos.

⁶⁸ CAMARGO, Daniela Natalia. Evaluación técnico-financiera de la implementación de potenciador de separación de fases como parte de las facilidades de producción del Bloque CPE-6 . Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Bogotá D.C. 2016. p 42-43.

En la **Tabla 31**, se evidencian los costos de inversión de los equipos, materiales, instrumentación requerida para el funcionamiento adecuado de la Estación C, en donde se incluye la mano de obra de construcción e instalación de cada uno de estos.

Tabla 31. Costo de Inversión para modificación del tratamiento actual de la Estación C.

Costo de Inversión para Modificación de Tanque		
Descripción	Cantidad	Valor \$USD
Línea de Intercambiadores de Calor a Bota de Gas	1	11.802
Bota de Gas	1	9.627
Línea de Salida del Gas de Bota de Gas	1	13.116
Línea de Bota a Gun Barrel	1	5.453
Gun Barrel (Mecánica)	1	72.783
Línea Salida del Agua de Gun Barrel	1	9.812
Línea Salida del Crudo de Gun Barrel	1	11.546
Válvulas de Control	1	2.310
Instrumentación	-	45.610
TOTAL		182.059

Fuente. Cotizaciones realizadas por Cingecon para modificación de Tanque en Estación C, 2018.

Analizando los costos de inversión indicados en la **Tabla 31** para la modificación del proceso actual de tratamiento de fluidos en la Estación C, se obtiene una inversión total de **182.059,00 \$USD**. Esta inversión proviene de una cotización realizada por la empresa Cingecon, la cual incluye los costos del diseño de la Bota de Gas y la modificación del Tanque de Almacenamiento TK 406-A a Tanque Gun Barrel incluyendo su instrumentación y líneas que comunican cada uno de los equipos; igualmente, se tienen en cuenta los costos de mano de obra para la instalación y construcción de equipos y materiales.

4.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE PRODUCCIÓN

Los costos de producción (OPEX) definidos para la Estación C hacen referencia a los costos de operación, mantenimiento, transporte y consumo energético necesarios para lograr el funcionamiento del proceso de tratamiento de fluidos; estos costos son indispensables por lo que se requieren de manera permanente. El análisis del OPEX se realizó con base en el lifting cost o costo de levantamiento que genera un barril de crudo diariamente en la Estación.

Para la evaluación financiera se tuvieron en cuenta los costos de operación de cada uno de los casos de estudio, teniendo en cuenta para cada uno de estos, el consumo energético requerido por el sistema de generación de vapor que integran los Intercambiadores de Calor. Con base en que el consumo energético es el único

costo de producción que varía debido a la implementación del segundo caso de estudio, se realizó el análisis de costos para cada uno de los escenarios expuestos.

4.3 EVALUACIÓN FINANCIERA

Mediante el instrumento de evaluación financiera Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE) se realizó el análisis financiero del proyecto, con el fin de determinar cuál de los casos de estudio evaluados para el tratamiento de fluidos en la Estación C muestra mayor viabilidad financiera.

Para la determinación del Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE) se requiere conocer el Valor Presente y la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO). A continuación, en la **Ecuación 19** y **Ecuación 20**, se muestra cómo determinarlos.

4.3.1 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO). La empresa a cargo de la operación de la Estación C maneja una tasa de interés de oportunidad TIO del 13% efectivo anual, para aquellos proyectos de inversión que la requieren. Esta tasa representa la rentabilidad mínima que se le debe exigir al proyecto en relación con el riesgo que este maneja, basado en que el retorno esperado alcance a cubrir la inversión realizada.

A continuación, en la **Ecuación 19**, se muestra la conversión de la TIO anual a la TIO del periodo en que se requiera, debido a que la evaluación financiera se realizó en periodos anuales durante cuatro (4) años, se asumen el valor de la TIO anual (13%). Esta tasa se empleó para el cálculo del Costo Anual Uniforme Equivalente CAUE en el análisis financiero del actual proyecto.

Ecuación 19. Conversión Tasa de Interés del proyecto.

$$(1 + i_{ea})^1 = (1 + i_{em})^4$$

Fuente. MESA OROZCO, Jhonny De Jesús. Matemáticas Financieras Aplicadas. Sexta Edición. Editorial ECOE. Bogotá, Colombia. 2010.

4.3.2 Valor Presente (VP). Es el valor que representa los flujos de caja de un proyecto en el presente o en cualquier punto que se expresa como base de inicio del tiempo. A continuación, en la **Ecuación 20**, se muestra el cálculo para determinar el Valor Presente.

Ecuación 20. Valor Presente.

$$VP(i) = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+i)^t} - I_0$$

Fuente. MESA OROZCO, Jhonny De Jesús. Matemáticas Financieras Aplicadas. Sexta Edición. Editorial ECOE. Bogotá, Colombia. 2010.

Donde;

$VP(i)$ = Valor presente en función de la tasa de interés de oportunidad.

V_t = Flujos de caja en cada periodo t .

i = Tasa de interés de oportunidad.

I_0 = Costo de la inversión inicial.

n = Número de periodos considerados para la evaluación del proyecto.

4.3.3 Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE). A continuación, en la **Ecuación 21**, se indica el procedimiento para el cálculo del CAUE. Este método consiste en determinar los ingresos y egresos como una serie uniforme de pagos, medidos en términos del costo anual uniforme al cual equivalen. Generalmente, se aplica para proyectos que no generan directamente ingresos, es decir, proyectos que fundamentalmente son fuentes de gastos.

Ecuación 21. Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).

$$CAUE(i) = \frac{VP}{\frac{(1+i)^n - 1}{i * (1+i)^n}}$$

Fuente. MESA OROZCO, Jhonny De Jesús. Matemáticas Financieras Aplicadas. Sexta Edición. Editorial ECOE. Bogotá, Colombia. 2010.

Donde;

CAUE = Costo Anual Uniforme Equivalente.

VP = Valor Presente.

i = Tasa de Interés de Oportunidad, TIO.

n = Número de periodos existentes entre el periodo descontado y el presente.

4.4 EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROCESO ACTUAL

El proceso actual de la Estación C inicia con el calentamiento de todos los fluidos provenientes de los pozos en los Intercambiadores de Calor HE-404A y HE-404B (Intercambiadores de Calor tipo tubo y coraza). Este proceso, aunque es efectivo, genera un mayor consumo energético debido a que se calienta toda la corriente de fluido proveniente del manifold de producción a la entrada de la Estación; efecto que se puede disminuir si se calienta sólo la corriente de crudo mediante la previa separación. A continuación, en la **Tabla 32**, se muestran los costos asociados al consumo energético en el proceso actual de tratamiento.

Tabla 32. Costos del Consumo Energético para el Proceso Actual.

Costo Consumo Energético Proceso Actual	
Consumo Energético Por Hora (BTU/hrs)	5.956.000
Barriles de Crudo para Funcionamiento Calderas por Hora (Bbls/h)	1,17
Barriles de Crudo para Funcionamiento Calderas por Hora (BPD)	28,1875

Fuente. CINGECON. Datos suministrados y calculados a partir de la simulación realizada en Hysys 8.8. del primer caso de estudio. Bogotá, Colombia. Marzo, 2018.

Según la **Tabla 24**, debido a que se identifica un consumo energético de 5.956.000 BTU/h necesarios para el funcionamiento de las calderas en el sistema de generación de vapor, se requieren 29 BOPD de combustible producido en la Estación para llevar a cabo el calentamiento.

4.4.1 Costos de producción. Según la compañía operadora, el proceso de tratamiento de fluidos actual en la Estación C presenta un lifting cost o costo de levantamiento de un barril por día de 21,00 \$USD, bajo esta condición y con base en los informes de la producción diaria de crudo, se realizó el cálculo de los costos de producción requeridos para el proceso actual. A continuación, en la **Tabla 33**, se observan los costos de producción para cada trimestre durante el año 2017.

Tabla 33. Costos de Producción Proceso Actual.

Periodo	Producción Diaria Crudo (BOPD)	Lifting Cost (USD/Bbl)	Costos de Producción (USD/día)	Costos de Producción (USD/Año)
1	3091	21	64.911	23.692.515
2	4577	21	96.117	35.082.705
3	4765	21	100.065	36.523.725
4	4960	21	104.160	38.018.400

Fuente. Elaboración propia.

4.4.2 Valor Presente. En la **Ecuación 22**, se expresa la solución de la **Ecuación 20** (Valor Presente) para el proceso actual de tratamiento en la Estación C. Además, en la **Figura 31**, se puede observar el comportamiento del valor presente mediante el diagrama de egresos por un periodo de cuatro (4), representado por periodos anuales. Debido a que en el caso actual de tratamiento de fluidos no existe una inversión inicial, los egresos del periodo cero (0) son nulos.

Ecuación 22. Solución Valor Presente (VP) Proceso Actual

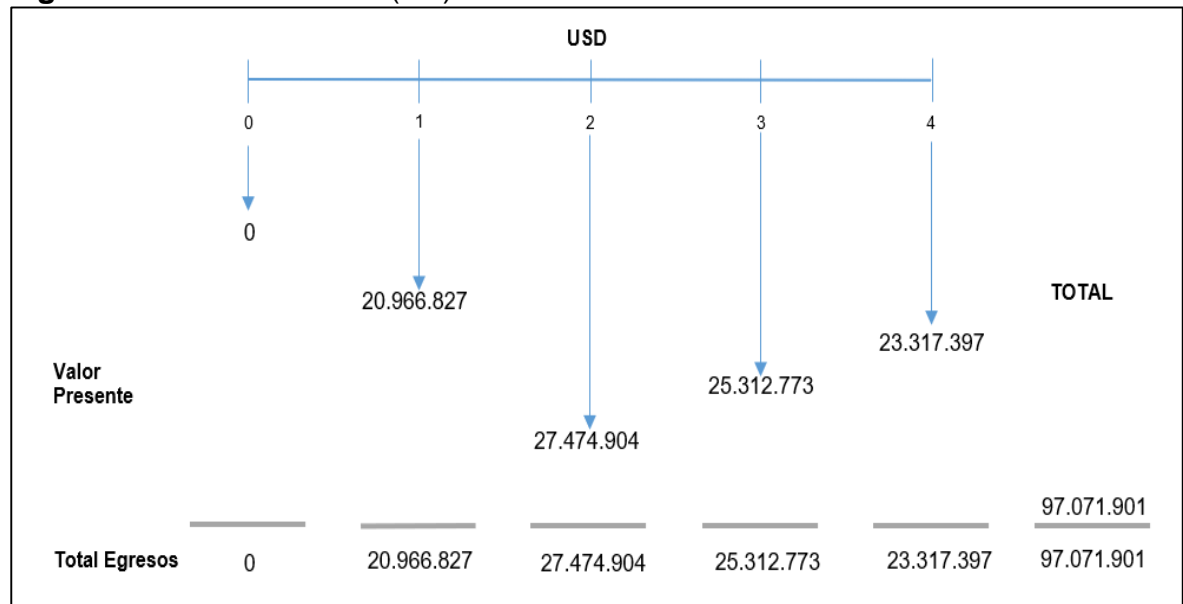
$$VP_{\text{PROCESO ACTUAL}(0,13)} = -\frac{VF_i}{(1+i)^0} - \frac{VF_1}{(1+i)^1} - \frac{VF_2}{(1+i)^2} - \frac{VF_3}{(1+i)^3} - \frac{VF_4}{(1+i)^4}$$

$$VP_{\text{PROCESO ACTUAL}(0,13)} = -\frac{0}{(1+0,13)^0} - \frac{23.692.515}{(1+0,13)^1} - \frac{35.082.705}{(1+0,13)^2} - \frac{36.523.725}{(1+0,13)^3} - \frac{38.018.400}{(1+0,13)^4}$$

$$VP_{\text{PROCESO ACTUAL}(0,13)} = -0 - 20.966.827 - 27.474.904 - 25.312.773 - 23.317.397$$

$$VP_{\text{PROCESO ACTUAL}(0,13)} = -97.071.901$$

Figura 31. Valor Presente (VP) Proceso Actual.



4.4.3 Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE). Por último, se desarrolló la Ecuación 21 para determinar el Costo Anual Uniforme Equivalente del proceso de tratamiento actual que se desarrolla en la Estación C. A continuación, en la Ecuación 23, se muestra la solución del CAUE, en la que se utilizó la tasa de interés de 13% efectivo anual.

Ecuación 23. Solución CAUE para Proceso Actual.

$$CAUE_{\text{PROCESO ACTUAL}(0,13)} = VP * \left(\frac{i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \right)$$
$$CAUE_{\text{PROCESO ACTUAL}(0,13)} = -97.071.901 * \left(\frac{0,13 * (1 + 0,13)^4}{(1 + 0,13)^4 - 1} \right)$$
$$CAUE_{\text{PROCESO ACTUAL}(0,13)} = -32.635.009$$

4.5 EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROCESO PROPUESTO

Debido al alto consumo energético del proceso actual, se planteó el cambio de ubicación entre los equipos de calentamiento y separación de fluidos, permitiendo que los fluidos provenientes de pozo sufrieran una separación inicial y solo se dirigiera a calentar la corriente de crudo. A continuación, en la **Tabla 34**, se indica el consumo y costos energéticos asociados a este proceso propuesto.

Tabla 34. Costos del Consumo Energético para el Proceso Propuesto.

Costo Consumo Energético Proceso Propuesto	
Consumo Energético Por Hora (BTU/hrs)	1.497.000
Barriles de Crudo para Funcionamiento Calderas por Hora (Bbl/h)	0,3
Barriles de Crudo para Funcionamiento Calderas por Hora (Bbl/día)	7,08

Fuente. CINGECON. Datos suministrados y calculados a partir de la simulación realizada en Hysys 8.8. del segundo caso de estudio. Bogotá, Colombia. Marzo, 2018.

Según la **Tabla 34**, se requiere de 1.497.000 BTU/h para lograr el calentamiento de la corriente de crudo proveniente de los Separadores Trifásicos, lo que genera un consumo diario de 8 BOPD.

Debido a que la implementación del caso propuesto indica un consumo energético mucho menor que el proceso actual de tratamiento, se obtiene un ahorro del consumo de combustible necesario para el funcionamiento del sistema de generación de vapor de 22 BOPD.

4.5.1 Costos de producción. Para determinar los costos de operación del segundo caso de estudio analizado en el presente proyecto, se tomó en cuenta el costo del

ahorro de combustible en el proceso de calentamiento. Asumiendo que para el proceso actual se tiene un lifting cost de 21 \$USD, y debido a que la diferencia en el consumo energético de los dos (2) escenarios es de 22 BOPD, se tiene un ahorro monetario de 462.000,00 \$USD. A continuación, en la **Tabla 35**, se indican los costos de producción del proceso propuesto, teniendo en cuenta la producción trimestral del año 2017.

Tabla 35. Costos de Producción Proceso Propuesto.

Periodo	Producción Diaria Crudo (BOPD)	Lifting Cost (USD/Bbl)	Costos de Producción (USD/día)	Costos de Producción (USD/Año)
1	3091	19	64.467	23.530.455
2	4577	20	95.674	34.921.010
3	4765	20	99.622	36.362.030
4	4960	20	103.717	37.856.705

Fuente. Elaboración propia.

4.5.2 Valor Presente. En la Ecuación 24, se expresa la solución del cálculo correspondiente al valor presente para el proceso propuesto de intercambiar los equipos de calentamiento y separación de ubicación en el tratamiento de fluidos en la Estación. Mediante la Figura 32 se puede observar el comportamiento de egresos que se presentan anualmente por un periodo de tiempo de cuatro (4) años, al realizar el diseño del Tanque Gun Barrel como requisito para obtener el ahorro energético generado por la disminución de combustible para el funcionamiento de calderas, mediante la implementación del caso propuesto.

Ecuación 24. Solución Valor Presente (VP) Proceso Propuesto.

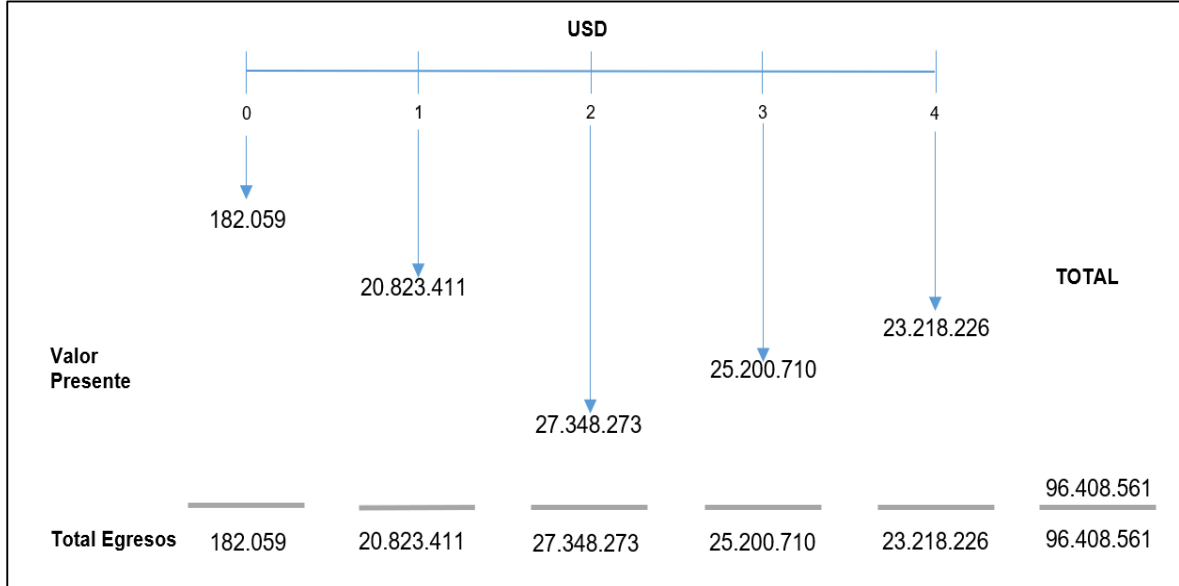
$$VP_{PROCESO\ PROPUESTO(0,13)} = -\frac{VF_i}{(1+i)^0} - \frac{VF_1}{(1+i)^1} - \frac{VF_2}{(1+i)^2} - \frac{VF_3}{(1+i)^3} - \frac{VF_4}{(1+i)^4}$$

$$VP_{(0,13)} = -\frac{182.590}{(1+0,13)^0} - \frac{23.530.455}{(1+0,13)^1} - \frac{34.921.010}{(1+0,13)^2} - \frac{36.362.030}{(1+0,13)^3} - \frac{37.856.705}{(1+0,13)^4}$$

$$VP_{(0,13)} = -182.059 - 20.823.411 - 27.348.273 - 25.200.710 - 23.218.226$$

$$VP_{PROCESO\ PROPUESTO(0,13)} = -96.408.561$$

Figura 32. Valor Presente (VP) Proceso Propuesto.



4.5.3 Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE). Para la determinación del CAUE del proceso propuesto, se reemplazó en la **Ecuación 21** los valores de la tasa de interés de oportunidad manejada por la empresa operadora y el valor presente (VP) del proyecto, como se indica a continuación en la **Ecuación 25**.

Ecuación 25. Solución CAUE para Proceso Propuesto.

$$CAUE_{\text{PROCESO PROPUESTO}(0,13)} = VP * \left(\frac{i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \right)$$

$$CAUE_{\text{PROCESO PROPUESTO}(0,13)} = -96.408.561 * \left(\frac{0,13 * (1 + 0,13)^4}{(1 + 0,13)^4 - 1} \right)$$

$$CAUE_{\text{PROCESO PROPUESTO}(0,13)} = -32.411.998$$

4.6 CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero el proceso propuesto por los autores de intercambiar de ubicación los equipos de calentamiento y separación para el tratamiento de fluidos en la Estación C, es la opción más favorable para la empresa Cingecon, debido a que mediante la determinación del Costo Anual Unitario Equivalente CAUE, es el proceso que representa menos gastos para la empresa en un periodo de cuatro (4) años.

El diseño del Tanque Gun Barrel a partir del Tanque de almacenamiento TK-406A como condición necesaria para la implementación del intercambio de los equipos en el proceso de tratamiento en la Estación C, mostró un CAUE de -32.411.998 \$USD y el proceso de tratamiento actual un CAUE de -32.635.009 \$USD, por lo tanto, el proceso propuesto indica una diferencia a favor de 223.011 \$USD.

5. CONCLUSIONES

- Con base en la simulación previa realizada por la compañía Cingecon, se determina un ahorro en cuanto al consumo energético en el sistema de generación de vapor para los intercambiadores de calor en la Estación, al implementar el proceso propuesto. Sin embargo, la eficiencia de la corriente de salida de crudo del separador disminuye, ya que el %BSW que indica el proceso actual es de 11% y el del proceso propuesto es de 15%.
- Mediante el proceso de simulación en el Software diseñado por la empresa Cingecon, se determinó que el Tanque de Almacenamiento TK-406A puede operar como Tanque Gun Barrel en las condiciones establecidas por la operación de la Estación; entre 4000 BOPD y 9000 BOPD, entre 100 cP a 300 cP de viscosidad, y un %BSW entre 15% y 30%.
- El rediseño del Tanque Gun Barrel a partir del tanque de Almacenamiento TK-406A, se realizó bajo ocho (8) escenarios diferentes a partir de las condiciones máximas y mínimas de caudal, viscosidad y %BSW proyectados en la Estación C; con el fin de determinar la altura de la interfase y el tamaño de gota en las que debe operar el Tanque. Bajo estas condiciones, el Tanque permite una operación entre 4,5 y 10 pies de interfase para caudales de 4000 BOPD a 9000 BOPD.
- Con base en la máxima interfase que puede manejar el Tanque Gun Barrel, considerando un colchón de agua y aceite de 4 pies totales, se determina un manejo de caudal máximo para el tanque de 21600 BOPD para las condiciones de operación establecidas de viscosidades y %BSW.
- En la simulación de la Bota de Gas en Hysys, se determinaron mediante el balance de materia, las condiciones de operación del equipo junto con las corrientes de salida de la fase líquida y de la fase de vapor; con esto, se realizó el balance del caudal de fluido máximo de operación (9000 BOPD), para determinar el máximo caudal de gas a tratarse en el equipo. Bajo estas condiciones, la Bota de Gas asume una altura de 37 pies y un diámetro comercial de 16 pulgadas.
- Por otro lado, el tiempo de residencia dictado por el diámetro de 16 pulgadas es de 1,825 minutos, condición que no cumple con el rango establecido por la norma API 12J para separadores bifásicos.
- Debido a que el diámetro comercial establecido de 16 pulgadas solo da cumplimiento al parámetro de la velocidad de las partículas de gas en suspensión, se estableció la posibilidad de implementar un diámetro de 22 pulgadas, que además de cumplir con este aspecto, igualmente permite

obtener un tiempo de residencia dentro del rango de norma API 12J establecido para crudos pesados, en este caso 2,2 minutos para un crudo de 18° API.

- El proyecto indica ser viable técnicamente debido a que, por el cambio de ubicación entre el Intercambiador de Calor y el Separador Trifásico, además de generarse un ahorro en cuanto al consumo energético para el calentamiento del fluido, la implementación necesaria del Tanque Gun Barrel disminuye el %BSW en la corriente de entrada a Tanques de Almacenamiento; en el caso de estudio actual se presenta un %BSW de 15% y al realizar la conversión del Tanque de Almacenamiento TK-406A a Tanque Gun Barrel el %BSW es de 0,5%.
- La disminución del contenido de agua y sedimentos en la corriente de entrada a los Tanques de Almacenamiento por la instalación del Tanque Gun Barrel aguas arriba, permite disminuir el tiempo de residencia del crudo necesario en almacenamiento antes de ser enviado a fiscalización y comercialización.
- Con base en la viabilidad técnica y financiera que asume el proyecto, se indica que este resulta viable para su desarrollo e instalación en la facilidad de producción, Estación C.

6. RECOMENDACIONES

- Realizar la evaluación del proceso propuesto teniendo en cuenta para la Bota de Gas un diámetro de 22 pulgadas sugerido en el análisis realizado, con el fin de dar cumplimiento a la norma API 12J y a la velocidad máxima superficial del gas en suspensión, debido a que el diámetro determinado solo cumple con el primero de los parámetros.
- Implementar la Bota de Gas y realizar la conversión del Tanque de Almacenamiento de crudo TK-406A a Tanque Gun Barrel, debido a que actualmente no se cuentan con los equipos adecuados para manejar una corriente de salida del separador con un %BSW y contenido de gas mayor al actual, condiciones requeridas para realizar el cambio operativo propuesto en el segundo caso de evaluación del proceso de tratamiento de fluidos en la Estación C.
- Diseñar e instalar un sistema independiente de alivio de gas de baja presión para manejar el gas que se obtiene de la Bota, debido a que la Estación solo cuenta con un sistema de alta presión que permite la quema del gas separado al inicio del proceso en los separadores trifásicos.
- Como estudio adicional, para el diseño mecánico de la Bota de Gas se debe realizar la selección del diámetro de líneas de entrada y salida, el tipo de soporte de la tubería de bota, elemento de golpe o placa, diseño de la línea equalizadora con el Tanque Gun Barrel, sistema de drenaje, entre otros detalles del diseño.
- Instalar para el Tanque Gun Barrel un distribuidor de flujo tipo araña con boquillas de distribución (No emplear agujeros sobre tubería como distribuidor) que garantice la mayor uniformidad posible para hacer más eficiente el funcionamiento del equipo.
- Realizar el diseño y dimensionamiento de las líneas de tubería de entrada y descarga del Tanque Gun Barrel, igualmente establecer la instrumentación necesaria para el correcto funcionamiento del proceso.

BIBLIOGRAFÍA

ACEVEDO, Rosa Leonor, CASTILLO, Marion Enrique & SEVERICHO, Carlos Alberto. Manual de Métodos Analíticos para la Determinación de Parámetros Fisicoquímicos Básicos en Aguas. Fundación Universitaria Andaluza. Cartagena de Indias, Colombia. 2013. p. 36.

ÁLVAREZ, Roberto. Diseño de un sistema de recolección y transporte de gas natural. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Universidad Nacional de Ingeniería. Facultad de ingeniería de petróleo, gas natural y petroquímica. Lima, Perú. 2012. p. 72.

AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE. ASTM, D93-90. "Standard Test Methods for Flash Point by Pensky-Martens Closed Tester". USA. 1990.

_____. ASTM, D445-15 A. "Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and Calculation of Dynamic Viscosity)". British Standard 2000: Part 71. USA. 1996. p. 7.

_____. ASTM, D512-12. "Standard Test Methods for Chloride Ion in Water". USA. 2009. p. 6-8.

_____. ASTM, D4007-11. "Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure)". USA. 2012. p. 4-6.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API 2350: "Overfill Protection for Storage Tanks in Petroleum Facilities". Third Edition. USA. January, 2005. Disponible en: <https://law.resource.org/pub/us/cfr/ibr/002/api.2350.2005.pdf>

_____. API 12J. "Specification for Oil and Gas Separators". Séptima Edición. Octubre, 1989.

AMERICAN PUBLIC HEALTH ASSOCIATION. APHA Method 2130: Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater. 18th Edition. USA. 1992. p. 6-7.

_____. APHA Method 2510: Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater. 18th Edition. USA. 1992. p. 7-8.

_____. APHA Method 3500-Ca: Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater. Laboratory Method. 18th Edition. USA. 1992. p. 2-4.

_____. APHA Method 4500 H+, Electrometric Method: Standard Methods for the Examination of Water & Wastewater. 18th Edition. USA. 1992. p. 5-10.

_____. APHA Method 4500-O: Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater. 18th Edition. USA. 1992. p. 6-8.

ANTEK. Reporte de resultados de laboratorio No. GA-0011. Bogotá D.C. Febrero, 2013. p. 1.

ARNOLD, Ken & STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities. Vol. 1. Houston, TX. 1999.

ASPEN TECH. Aspen HYSYS. Engineering products. [En línea]. 2017. Disponible en: <http://www.aspentech.com/products/aspen-hysys.3>

AUTORIDAD DE LICENCIAS AMBIENTALES, ANLA. Resolución Número 0551. República de Colombia. Mayo, 2014. p. 11.

BONI, O., BANDEIRA, C., & DA SILVA, C. Prospecção Geoquímica Depósitos Minerais Metálicos, Não-Metálicos, Óleo e Gás. 2007. p. 173-197.

BURBANO, Sonia Paola. Diseño de un módulo de intercambiador de calor coraza y tubos. Trabajo de Grado. Ingeniería Mecánica. Universidad Santo Tomás. Facultad de Ingeniería Mecánica. Bogotá, Colombia. 2014. p. 24.

CADAVID HERNÁNDEZ, Natalia Andrea. Incidencia de la selección del paquete de termodinámica en la simulación para el diseño de procesos en la producción del formaldehído y estireno. Ingeniería de Procesos. Universidad EAFIT. Facultad de Ingenierías. Medellín, Colombia. 2013.

CAMARGO, Daniela Natalia. Evaluación técnico-financiera de la implementación de potenciador de separación de fases como parte de las facilidades de producción del Bloque CPE-6. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Bogotá D.C. 2016. p 42-43.

CARPIO, Tania Milena. Turbiedad por Nefelometría (Método B). Instituto de Hidrología y Estudios Ambientales. Subdirección de Hidrología. Programa de Fisicoquímica Ambiental. Junio, 2007. p 2.

CARRILLO, Naissa. Análisis de prefactibilidad técnica para la implementación de un sistema de procesamiento del gas de la estación Balcón. Trabajo de Grado. Ingeniería de petróleo. Universidad de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas. Bucaramanga, 2004.

CARRILLO, Sandra. Estudio y Evaluación de las facilidades de superficie para optimizar el sistema de venteo de gas en la Estación Villavo A de Agip Oil Ecuador B.V. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Geología y Petróleos. Quito, Ecuador. 2007. p. 33.

CINGECON. Alcance Técnico, Simulación de Proceso Tratamiento de Fluidos Activo Sur, Putumayo. Bogotá, Colombia. Septiembre, 2013.

_____. Diagrama Flujo de Proceso Estación C - PFD. Ingeniería detallada Activo Sur. Bogotá, Colombia. Mayo, 2015.

_____. Ingeniería Proceso de Tratamiento de Fluidos Estación C. Simulación de Proceso de Tratamiento de Fluidos Estación C. Bogotá, Colombia. Junio, 2017.

_____. _____. Memoria de Cálculo Scrubber SC-615. Bogotá, Colombia. 2017. p. 5.

CORE LAB, Reservoir Optimization. Análisis Composicional del Gas, Estación C. Reporte Final. Bogotá D.C. Diciembre, 2016. p. 5, 9.

DAZA, Kevin Arturo & ESPAÑA, María Alejandra. Evaluación técnico-financiera del uso de una emulsión inversa de crudo pesado, en caldera, para el proceso de inyección cíclica de vapor del Campo Girasol. Trabajo de Grado. Ingeniería Química. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Bogotá, D.C. 2017.

EXXON MOBIL, DP. Tower Internal. Sec III-H. 2000.

FLÓREZ, Irley Lorena & RUSINQUE, Bianca Nathaly. Rediseño de las facilidades de producción para gas de la Estación Caracara Sur. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Bogotá, Colombia. 2015.

GALINDO, Diego. Evaluación técnico-financiera del uso de tecnología Selex Asp para el mejoramiento del proceso de transporte del crudo Castilla por un tramo del Oleoducto Apiay – Porvenir. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Bogotá, D.C. 2017. p. 44.

GARCÍA, David Augusto & VIVAS, Paula Andrea. Ampliación de la capacidad del sistema de tratamiento de agua de producción mediante el dimensionamiento conceptual de nuevos equipos en la Estación Jaguar ubicada en el Bloque Caracara. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Bogotá D.C. 2016. p. 43-47.

HEIDEMANN, R. A., JEJE, A. A. & MOHTADI, M. F. An Introduction to the Properties of Fluids and Solids. University of Calgary. 1987. Disponible en: <http://press.ucalgary.ca/books/9780919813069> [Consulta: viernes, 4 de mayo de 2018].

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá D.C. 2018. p. 110.

_____. Referencia bibliográfica, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C. 2008. p. 36.

_____. Referencia documental para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 4490. Bogotá D.C. 2008. p. 36.

INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO. Tipos de Crudo. 2014.

INSTITUTO NACIONAL DE SEGURIDAD E HIGIENE EN EL TRABAJO. Carga de Fuego Ponderada: Parámetros de Cálculo. 2007. p. 3.

JAIMES, Diana Marcela & PICO, María Isabel. Diseño de la planta de tratamiento de aguas residuales y de producción evaluando las diferentes alternativas nacionales y extranjeras - aplicación Campo Colorado. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Química. Bucaramanga, Colombia. 2009. p. 41.

JARAMILLO, O A. Intercambiadores de Calor. Centro en Investigación en Energía. Universidad Nacional Autónoma de México. Noviembre, 2007. p. 2.

KURT, Rolle. Termodinámica. Wisconsin, Pearson educación. 6 Ed. 2006. p 45.

LARRY W, Lake. Petroleum Engineering Handbook. Society of Petroleum Engineers, SPE. Volume VII. Texas, USA. 2007. p. 1. 2. Disponible en: <http://www.spe.org/authors/docs/symbols.pdf>.

MARIÑO, Justine Lizeth & MARTINEZ, Lina Constanza. Propuesta para la gestión de vertimientos industriales de laboratorios Coaspharma S.A.S. Trabajo de Grado. Ingeniería Química. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Bogotá D.C. 2017. p 25.

MARTÍNEZ DÍAZ, Angie Catherine. Rediseño de las facilidades de producción en las estaciones Caracara Sur y Jaguar del Bloque Caracara. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Bogotá D.C. 2014.

MARTINEZ TRILLOS, Omar & PORRAS AMAYA, Romel Rolando. Simulación de sistemas de control en procesos del sector Oil & Gas a través del Software Aspen Hysys y conexión a Rockwell Automation con el estándar de comunicación. Trabajo de Grado. Ingeniería en Control. Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Facultad Tecnológica. Bogotá. 2015. p. 24.

MESA OROZCO, Jhonny De Jesús. Matemáticas Financieras Aplicadas. Sexta Edición. Editorial ECOE. Bogotá, Colombia. 2010.

MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución Número 1930. República de Colombia. Octubre, 2010. p. 6.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, MINMINAS. Resolución 4125. República de Colombia. Diciembre, 2016. Disponible en: http://legal.legis.com.co/document?obra=legcol&document=legcol_a5de18fbbcf420c95f4add8adf296d9.

MINISTERIO DE VIVIENDA, ORDENAMIENTO TERRITORIAL Y MEDIO AMBIENTE. Manual de Procedimientos Analíticos para Aguas y Efluentes. Dirección Nacional de Medio Ambiente. 1996. p. 13.

MUYULEMA, José Ezequiel & TENELANDA, Freddy Rodrigo. Optimización de la unidad de floculación y calidad, microbiológica y físico-química del agua del sistema de abastecimiento de la Parroquia Sinincay. Universidad de Cuenca. Facultad de ciencias químicas. Cuenca, Ecuador. 2013. p 23.

ORDORICA, Miguel Ángel & VELÁZQUEZ, María De La Luz. Ácidos, Bases, pH y Soluciones Reguladoras. Julio, 2009. p 6.

PÉREZ, Jessica Paulin. Evaluación de la sustitución del agente coagulante - sulfato de aluminio - en el proceso actual de coagulación - floculación de agua potable en la empresa EAF SAS ESP. Trabajo de Grado. Ingeniería Química. Fundación Universidad de América. Facultad de ingeniería. Bogotá D.C. 2017. p. 35.

PETROSKILLS & CAMPBELL, John M. Parámetros de dimensionamiento separadores gas-líquido. Septiembre, 2015. Disponible en: <http://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/spanish/?p=1487>.

PRASAD, Rajendra. A Hand Book on Engineering Chemistry: A Text Book for Diploma Students. Mizoram Polytechnic, Lunglei. India. 2011.

PROCESOS OAM. Listado de Equipos Mecánicos, Estación C. Septiembre, 2015.

QUISPE, Marleny Soledad. Estudio del comportamiento del oxígeno disuelto y parámetros fisicoquímicos y microbiológicos de la Bahía Interior de Puno. Trabajo de Grado. Universidad Privada Norbert Wiener. Facultad de Farmacia y Bioquímica. Lima, Perú. 2016. p. 27.

REDONDA GODOY, Cinthya Adriana. Determinación de la eficiencia del separador en flujo Bache. Maestría en Ingeniería Petrolera. Universidad Nacional Autónoma de México. México D.F. 2013. p. 19.

ROLDÁN, José. Energías Renovables, Lo que hay que saber. España. 2013. p. 26.

ROMERO ROJAS, Jairo Alberto. Acuiquímica. Escuela Colombiana de Ingeniería. Bogotá D.C. 1996. p. 120.

SALAGER, Jean Louis. Formulación, composición y fabricación de emulsiones para obtener las propiedades deseadas. Estado del arte parte B, propiedades de las emulsiones y su medición. Laboratorio de Formulación, Interfases; Reología y Procesos. Universidad de los Andes. Facultad de Ingeniería. Mérida, Venezuela. 1999. p. 5.

SALGUERO VILLAFUERTE, Freddy Rolando & ZURITA CADENA, Carlos Alberto. Estudio de factibilidad para la optimización de las facilidades de producción de la Estación Pichincha, correspondiente al campo Libertador. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. Quito, Ecuador. 2009. p. 1-2.

SÁNCHEZ, Javier. Tratamiento y disposición final del agua producida en yacimientos petroleros. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Universidad Nacional Autónoma de México. México D.F. 2013. p. 75-77.

SHANNON, Robert E. Simulación: Un enfoque práctico. Limusa, México. 2003. p. 12, 14.

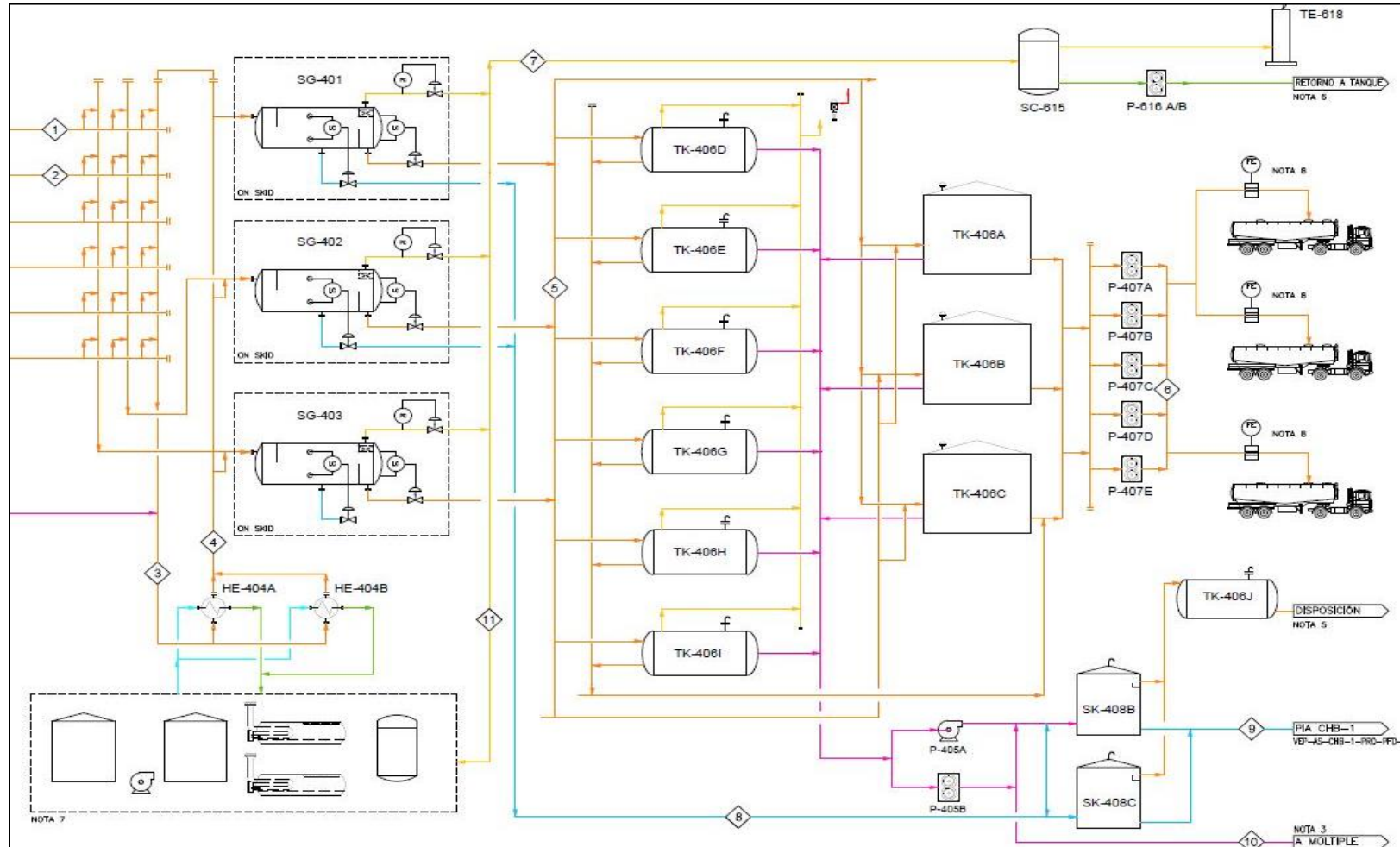
UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA & AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS – ANH. Sistemas hidrocarburíferos y análisis de plays en la Cuenca Caguán-Putumayo. Septiembre, 2009. p. 2.

VILLAMIZAR, Laura Camila. Evaluación de los parámetros de perforación en la sección 8 ½, en el Campo C, en la Cuenca del Caguán-Putumayo mediante sensores de vibración. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Bogotá D.C. 2014. p 31.

ANEXOS

ANEXO A.

DIAGRAMA DE PROCESOS E INSTRUMENTACIÓN PFD DE LA ESTACIÓN C. MODIFICADO POR AUTORES.



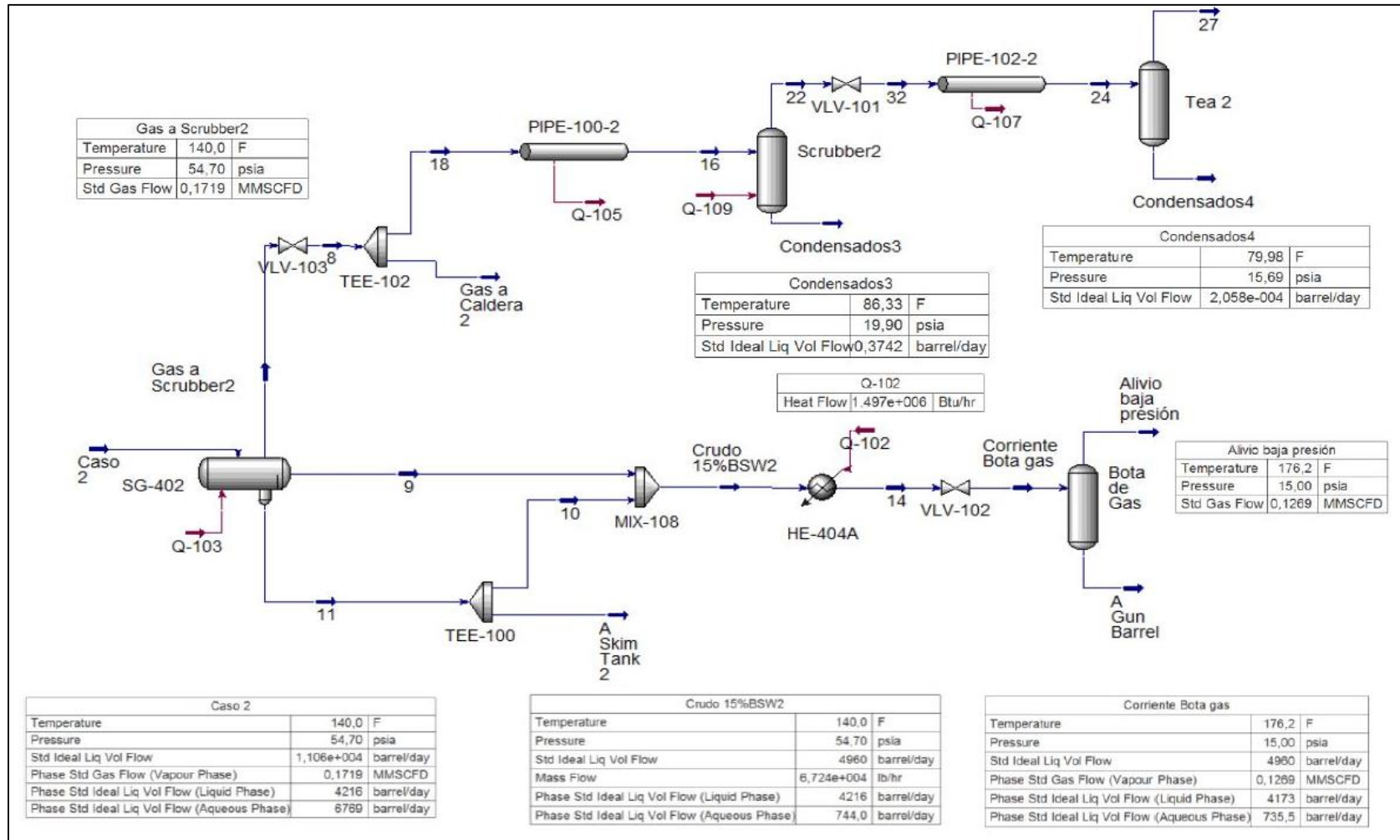
ANEXO B.

PROPIEDADES DEL CRUDO DE LA ESTACIÓN C, MEDIDAS A TRAVÉS DE PRUEBAS DE LABORATORIO EN CABEZA DE POZO.


REPORTE DE RESULTADOS DE LABORATORIO											
Parámetro	Método	Pozo C-3	Pozo C-4	Pozo C-8	Pozo C-5	Pozo C-7	Pozo C-12	Pozo C-11	Pozo C-2	Pozo C-10	Pozo C-15
Gravedad API (°)	Densimetría	18,21	19,54	16,37	18,57	16,54	17,95	17,49	16,77	17,77	17,51
Densidad a 15 °F (g/mL)	Densimetría	0,9443	0,936	0,956	0,942	0,9549	0,9459	0,9488	0,9534	-	-
BSW (%)	Volumétrico	<0,025	<0,025	0,05	<0,025	0,025	0,6	0,025	<0,025	0	0
HMWH (%)	Gravimetría	15,19	4,04	5,42	7,45	4,07	1,39	13,44	7,93	-	-
Viscosidad Dinámica 40 °F (cPs)	Viscosimetría	-	-	-	-	-	-	-	-	196	301
Viscosidad Dinámica 80 °F (cPs)	Viscosimetría	306	186	2164	215	1075	487	1338	532	-	-
Viscosidad Dinámica 120 °F (cPs)	Viscosimetría	175	140	596	168	215	177	427	177	-	-
Viscosidad Dinámica 205 °F (cPs)	Viscosimetría	36,1	19,5	99,7	27,2	73,9	67,4	116	47,5	36,2	65,2
Viscosidad Cinemática 40 °C (cSt)	Viscosimetría	853	329	4962	485	1385	1155	3755	1116	575,3	572,9
Flash Point (°F)	Copa Cerrada	37	<23	57	40	49	39	40	51	-	-
Pour Point (°F)	Termométrico	9	9	57	9	39	39	48	48	-	-
Cenizas (%)	Gravimetría	0,101	0,789	0,123	0,0917	0,0987	0,118	0,0998	0,177	-	-
Saturados (%)	Cromatografía Líquida	47,21	49,5	43,12	48,85	47,9	47,55	48,39	43,12	-	-
Aromáticos (%)	Cromatografía Líquida	24,36	23,66	24,98	23,06	22,85	22,45	20,14	26,48	-	-
Resinas (%)	Cromatografía Líquida	8,19	10,55	8,38	9,03	9,29	8,57	8,49	10,96	-	-
Asfaltenos (%)	Gravimetría	19,7	16,29	23,53	19,96	22,97	21,43	19,44	20,21	-	-
Asfaltenos en Caliente (%)	Gravimetría	10,67	11,53	17,35	12,64	9,94	15,21	17,77	5,43	-	-
Índice de Inestabilidad Colidal (%)	Cálculo	2,07	1,92	2	2,12	2,11	2,22	2,49	1,67	-	-
Sedimentos por Extracción (%)	Gravimetría	0,0155	0,146	0,0377	0,0454	0,0266	0,14	0,038	0,0147	-	-
Karl Fischer (%)	Titulometría	0,0925	0,1298	0,3157	0,0765	0,0707	0,7773	0,1992	0,0936	-	-
Sal (PTBs)	Conductimetría	6,73	6,94	3,51	7,11	6,94	42,4	7,33	5,74	-	-
Microcarbón Residual (%)	£	5,17	8,61	10,8	5,09	6,05	9,26	5,17	5,12	-	-
Azufre (%)	Fluorescencia RX	2,134	1,9104	2,4627	2,0558	2,1328	2,0281	2,068	2,1584	-	-
Níquel (ppm)	E.A.A	2,16	0,923	3,23	1,47	1,39	2,84	1,61	0,841	-	-
Vanadio (mg/L)	E.A.A	188	92,1	141	126	107	138	70,5	68,7	-	-
Sodio (ppm)	E.A.A	1,9	4,69	30,9	2,77	1,51	9,72	9,65	19,8	-	-

ANEXO C.

REPRESENTACIÓN Y CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL PROCESO ACTUAL DETERMINADAS MEDIANTE EL SOFTWARE HYSYS.



ANEXO D.
PRUEBAS DE BOTELLA REALIZADAS EN CABEZA DE POZO, ESTACIÓN C.

		REPORTE DE PRUEBA DE BOTELLAS														Test N° 1			
Empresa: VETRA		Campo: COHEMBI				Pto de muestro: Cabeza Pozo				Pozos: Cohembi 3,9, 10, 11, 12,13, 14,15,19									
Quimico usado: EMUL.8548		ppm: 230		gal/d: 36		Gravedad: 18°		Tipo de Sistema: Mec. - BE.				%BS: 12		%W: 22		Slug: 34%			
BOPD: 4017		BWPD: 6624				Temp: 170°F		Duración de prueba: 6H				Tiempo Thief: 3H Y 6H							
Formula	Temp	Caída de Agua										Calidad		Thief			Thief		
		170°F	170°F	170°F	170°F	170°F	170°F	170°F	170°F	170°F	170°F			Tiempo : 3 H			Tiempo: 6H		
		ppm	15'	30'	45'	60'	90'	120'	180'	240'	360'	I	A	BS	H2O	SLUG	BS	H2O	SLUG
1	CAMPO	100	5	8	15	20	25	27	28	28	28	R	R	6,0	10,0	6,0	6,4	1,6	6,0
2	CAMPO	200	8	20	25	30	32	32	32	32	32	R	R	2,0	2,0	3,6	2,4	1,2	4,0
3	CAMPO	400	10	25	28	30	32	32	33	33	33	R	R	1,2	2,0	2,8	0,8	1,6	2,0
4	CAMPO	600	11	28	30	32	32	32	34	34	34	B	B	1,2	1,6	2,0	0,8	0,8	1,6
5	L1254	100	10	17	25	30	32	32	33	34	34	B	B	0,0	4,0	4,0	0,0	2,0	2,0
6	L1254	200	14	20	28	32	34	34	34	34	34	B	B	0,0	3,2	3,2	0,0	1,2	1,2
7	L1254	400	20	26	32	34	34	34	34	34	34	B	B	0,0	2,0	2,4	0,0	0,5	0,5
8	L1254	600	22	30	34	34	34	34	34	34	34	B	B	0,0	2,0	2,0	0,0	0,4	0,4
9	L-1254 / L-562	100/30	12	20	26	34	34	34	34	34	34	B	B	0,0	3,2	3,2	0,0	1,2	1,2
10	L-1254 / L-562	200/30	20	25	28	34	34	34	34	34	34	B	B	0,0	2,4	2,4	0,0	0,8	0,8
11	L-1254 / L-562	400/30	25	28	34	34	34	34	34	34	34	B	B	0,0	1,2	1,2	0,0	0,4	0,4
12	L-1254 / L-562	600/30	28	30	34	34	34	34	34	34	34	B	B	0,0	1,0	1,0	0,0	0,3	0,3
OBSERVACIONES:																			