

Módulo de Evaluación

Para cumplir con el segundo objetivo de esta investigación, se implementó una metodología estructurada compuesta por principios ágiles enmarcados en la metodología OPEN UP, abarcando la recolección y análisis de información relevante sobre el proceso de separación agua-crudo en los tratadores térmicos. Se llevaron a cabo entrevistas con expertos en el área, revisión de literatura histórica, y simulaciones informáticas que permitieron profundizar en el funcionamiento de estos sistemas y en las variables que influyen en el proceso. Esta etapa fue fundamental para modelar las deficiencias actuales que presenta PDVSA en la construcción y operación de tratadores térmicos horizontales, buscando optimizar su eficiencia y cumplimiento normativo bajo la norma API-12L. A partir del análisis inicial y la definición de variables clave, se procedió al desarrollo del módulo de evaluación, el cual constituye el segundo componente funcional del programa propuesto. Este módulo tiene como finalidad analizar el desempeño de los tratadores térmicos diseñados, permitiendo validar si cumplen con los requerimientos técnicos establecidos por la norma API-12L. Para ello, se integraron los parámetros de entrada previamente identificados con métodos de cálculo automatizados que generan indicadores técnicos fundamentales como volumen de tratamiento, eficiencia térmica, capacidad de separación y cumplimiento con los límites de agua y sedimento. Esta fase del sistema no solo permite evaluar el tratador bajo condiciones operativas específicas, sino también identificar oportunidades de mejora y ajustes de diseño en función de los resultados obtenidos.

4.2.2.1 Identificación de variables

En la Tabla 4-1 se identificaron las siguientes variables clave como datos de entrada que influyen en el diseño y operación de los tratadores térmicos:

Tabla 4-1 Identificación de variables para datos de entrada

Variable	Medida/Unidad
Diámetro	D → ft (pies)
Longitud del Tratador Térmico	L → ft (pies)
Caudal total producido en el campo (Agua + Crudo)	B.P.D
Porcentaje de agua y sedimento	%
Porcentaje de agua libre retirada en el separador	%
Tamaño de la gota de agua	micrones (μm)
Gravedad específica del agua	1
Gravedad específica del crudo	° API (grados API)
Calor específico del crudo (CPO @ P, t)	BTU / (lb · °F)
Calor específico del agua (CPU @ P, t)	BTU / (lb · °F)
Temperatura del fluido a la entrada del Tratador térmico (T1)	°F
Temperatura ambiente	°F
Presión de operación del Tratador	psig (Lbf /in ² gauge)
Densidad del crudo (PO @ P, t)	Lb/pie ³
Densidad del agua (PU @ P, t)	Lb/pie ³
Viscosidad del crudo @ P, t	cP (centipoises)
Factor K	0,5
Nivel desde el fondo a nivel bajo bajo de agua	Pulgadas
Nivel desde el fondo al nivel de Interfase Agua - Crudo	Pulgadas
Nivel desde el fondo al nivel alto alto de	Pulgadas

crudo	
-------	--

Fuente: Autores (2024)

La tabla anterior presenta las variables clave y sus valores utilizados para el dimensionamiento de tratadores térmicos, según los lineamientos de la norma API 12L. El apéndice D de esta norma proporcionó la base teórica y las ecuaciones necesarias para llevar a cabo dicha tabla, permitiendo así determinar las dimensiones óptimas del equipo. La siguiente tabla contiene aquellos campos calculados con datos que no son de entrada:

Tabla 4-2 Campos calculados

Campos	Medida
Porcentaje de agua libre y sedimento	%
Porcentaje de agua emulsionada en la corriente de entrada del Tratador	%
Flujo volumétrico de Fluidos a ser manejados por el Tratador (Crudo + Agua)	B.P.D
Densidad del gas (PG @ P, t)	lb/pie ³
Peso molecular del gas	lb/mol o g/mol

Fuente: Autores (2024)

Seguidamente se observa la Tabla 4-3 que contiene las propiedades de los componentes del gas natural con su peso molecular y las constantes de Peng-Robinson para cada componente listado:

Tabla 4-3 Propiedades seleccionadas de componentes del gas natural

Componente	Peso molecular (lb/mol)	Símbolo para cálculos	Peng-Robinson aci	Peng-Robinson bi	Peng-Robinson mi
Metano	16,043	C ₁	8.689,27150	4,78139	0,4963
Etano	30,070	C ₂	21.040,78928	7,22706	0,6334
Propano	44,097	C ₃	35.422,10919	10,04910	0,7157
n-Butano	58,123	n-C ₄	52.390,26345	12,92866	0,7892
i-Butano	58,123	i-C ₄	53.747,33576	12,91743	0,7648
n-Pentano	72,151	n-C ₅	77.058,90946	16,09538	0,8682
i-Pentano	72,151	i-C ₅	73.791,61728	15,72153	0,8212
n-Hexano	86,178	n-C ₆	100.593,25589	19,44733	0,9373
n-Heptano	100,205	n-C ₇	125.550,09478	22,79766	1,0090
n-Octano	114,232	n-C ₈	153.145,57112	26,41229	1,0840
n-Nonano	128,259	n-C ₉	181.771,15082	29,98887	1,1462
n-Decano	142,286	n-C ₁₀	214.169,56664	34,01799	1,2069
Dióxido de carbono	44,010	CO ₂	14.755,59716	4,75719	0,8252

Nitrógeno	28,013	N ₂	5.103,64937	0,34830	0,47592
Sulfuro de hidrógeno	34,076	H ₂ S	18.240,77719	4,78979	0,6356

Fuente: Autores (2024)

Además de la tabla descrita anteriormente, lo siguiente se debe tomar en cuenta para el cálculo de Z:

$$Z^3 - (1-B)Z^2 + (A - 3(B^2) - 2(B))Z - ((A)(B) - B^2 - B^3) = 0 \quad (1.1)$$

Tabla 4-4 Coeficientes para Z

Coeficientes	a	b	c	d
	1	0.8355419	0.3803384	0.0984922

Valor Z 0.4715718

Fuente: Autores (2024)

$$A = \frac{a * P}{R^2 * T^2} = 0.790394 \quad (1.2)$$

$$B = \frac{b * P}{R * T} = 0.1644581 \quad (1.3)$$

4.2.2.2 Metodología de cálculo

Para cada una de las variables identificadas, se aplicaron las siguientes fórmulas según lo establecido en la norma API-12L, cabe resaltar que se designaron ciertas variables para una mejor transcripción de las fórmulas:

- **Área ocupada por el crudo:**

- Nivel desde el fondo al nivel alto del crudo = A
- Área total del recipiente = B
- Área total ocupada por el agua = C
- Área desde el fondo del equipo = E

$$\frac{(2 * \arccos\left(1 - \frac{2 * A}{D * 12}\right)) - \sin\left(2 * \arccos\left(1 - \frac{2 * A}{D * 12}\right)\right) * B - C - E}{2 * \pi} \quad (1.4)$$

- **Volumen de retención del crudo:**

$$\text{Área ocupada por el crudo} * \text{Longitud} (L) \quad (1.5)$$

- **Caudal de agua:**

- Flujo volumétrico de fluido a ser manejado por el equipo (Crudo + Agua) = Q_f
 - Fracción volumétrica de agua en la corriente de entrada del equipo = F
- $$Q_f * F \quad (1.6)$$

- **Caudal de crudo seco:**

- Flujo volumétrico de fluido a ser manejado por el equipo (Crudo + Agua) = Q_f
- $$Q_f - \text{Caudal de agua} \quad (1.7)$$

- **Tiempo de retención estimado (T0):**

- Volumen de retención del crudo = G

$$\left(\frac{G}{5,6146} \right) * 24 * 60 \quad (1.8)$$

- **Área desde el fondo del equipo al nivel bajo de agua:**

-Nivel fondo al nivel bajo de agua = H

-Área total del recipiente = B

$$\frac{\left(2 * \arccos\left(1 - \frac{2 * H}{D * 12}\right)\right) - \sin\left(2 * \arccos\left(1 - \frac{2 * H}{D * 12}\right)\right) * B}{2 * \pi} \quad (1.9)$$

- **Área total del recipiente:**

$$\frac{\pi * D^2}{4} \quad (1.10)$$

- **Área disponible para el gas:**

-Altura libre para el gas = I

-Área total del recipiente = B

$$\frac{\left(2 * \arccos\left(1 - \frac{2 * I}{D * 12}\right)\right) - \sin\left(2 * \arccos\left(1 - \frac{2 * I}{D * 12}\right)\right) * B}{2 * \pi} \quad (1.11)$$

- **Altura libre para el gas:**

$$0,5 * 12 \quad (1.12)$$

- **Volumen de retención de agua:**

-Área total ocupada por el agua = C

$$C * Longitud (L) \quad (1.13)$$

- **Corte de agua del crudo saliendo del tratador térmico:**

+ Cantidad de agua saliendo con el crudo * 100

$$\frac{\text{Cantidad de agua saliendo con el crudo} + \text{Caudal de crudo seco}}{\quad} \quad (1.14)$$

- **Velocidad permisible para el gas:**

-Densidad del crudo = J

-Densidad del gas = L

$$\text{Factor } K * \left(\frac{(J - L)}{L}\right)^{0,5} \quad (1.15)$$

- **Área requerida para el gas:**

-Flujo volumen del gas = Q_g

-Temperatura final = T_f

-Presión de operación = M

$$\frac{\text{Velocidad permisible para el gas}}{1.000.000 * 14} \frac{,7 * Q_g * (T_f + 460) * 0,994}{24 * 3600 * (60 + 460) * (M + 14,7)} \quad (1.16)$$

- **Área ocupada por el agua:**

-Nivel desde el fondo al nivel de interfase Agua-Crudo = N

-Área desde el fondo del equipo al nivel bajo de agua = N_b

-Área total del recipiente = N_r

$$\frac{\left(2 * \arccos\left(1 - \frac{2 * N}{D * 12}\right)\right) - \sin\left(2 * \arccos\left(1 - \frac{2 * N}{D * 12}\right)\right) * N_r}{2 * \pi} - N_b \quad (1.17)$$

- **Cantidad de agua saliendo con el crudo:**

-Flujo de agua a ser manejado por el tratador F-1801 en función del agua libre y emulsionada retirada en el despojador de agua libre V-2701 = F_{AT}

-Porcentaje de deshidratación del equipo = P_D

$$+ F_{AT} \frac{-\dot{Q}_{(P_D * F_{AT})}}{100} \quad (1.18)$$

• **Porcentaje de deshidratación del equipo (P_D):**

-Volumen de retención de agua = V_A

-Cantidad de agua libre entrando = C_{AL}

-Cantidad de agua emulsionada entrando = C_{AE}

-Tiempo de decantación de la fase pesada = T_{DP}

$$\frac{100 * \left(\frac{V_A}{5,6146} \right)}{\left(\frac{C_{AL} * 10}{60 * 24} \right) + \left(\frac{C_{AE} * T_{DP}}{60 * 24} \right)} \quad (1.19)$$

• **Flujo másico del crudo:**

$$14,58 * \text{Caudal de crudo seco} * \text{Gravedad específica del crudo} \quad (1.20)$$

• **Flujo másico de agua:**

$$14,58 * \text{Caudal de agua} * \text{Gravedad específica del agua} \quad (1.21)$$

• **Velocidad de decantación de la fase pesada V_{DP} :**

-Tamaño de la gota de agua = T_{GA}

-Densidad del agua = D_A

-Densidad del crudo = D_C

-Viscosidad del crudo = V_C

$$\frac{18,4663 * (T_{GA})^2 * (D_A - D_C)}{V_C} \quad (1.22)$$

• **Tiempo de decantación de la fase pesada T_{DP} :**

-Nivel desde el fondo al nivel alto alto de crudo = N_{FA}

-Nivel desde el fondo al nivel de interfase Agua-Crudo = N

-Velocidad de decantación de la fase pesada = V_{DP}

$$\frac{\frac{(N_{FA} - N)}{12}}{V_{DP}} \quad (1.23)$$

• **Tiempo de decantación de la fase liviana:**

-Tiempo de decantación de la fase pesada = T_{DP}

$$\frac{T_{DP}}{60} \quad (1.24)$$

• **Calor total requerido:**

$$\text{Calor absorbido por el proceso (heat duty)} + \text{Pérdidas de calor} \quad (1.25)$$

• **Caudal de agua libre entrando al tratador térmico:**

-Porcentaje de agua emulsionada en la corriente de entrada al tratador = P_{AT}

-Porcentaje de agua libre retirada en el separador = P_{AL}

-Caudal de agua producida = C_{AP}

$$+ \left(\frac{\left(\frac{(100 - P_{AT}) * C_{AP}}{100} \right) * (100 - P_{AL})}{100} \right) \quad (1.26)$$

- **Caudal de agua emulsionada entrando al tratador térmico:**

-Porcentaje de agua emulsionada = P_{AE}

-Caudal de agua producida = C_{AP}

$$+ \left(\frac{C_{AP} * P_{AE}}{100} \right) \quad (1.27)$$

- **Cantidad de agua total a ser manejada por el tratador térmico:**

-Cantidad de agua libre entrando al tratador = C_{ALT}

-Cantidad de agua emulsionada entrando al tratador = C_{AET}

$$C_{ALT} + C_{AET} \quad (1.28)$$

- **Fracción volumétrica del agua en la corriente de entrada al tratador térmico:**

$$\frac{\text{Cantidad de agua total a ser manejada por el tratador}}{\text{Flujo volumétrico de fluido a ser manejado por el tratador (crudo + agua)}} \quad (1.29)$$

- **Caudal de crudo seco:**

-Flujo volumétrico de fluido a ser manejado por el tratador = F_{VT}

-Cantidad de agua total a ser manejada por el tratador = C_{AT}

$$F_{VT} - C_{AT} \quad (1.30)$$

- **Densidad de un gas real:**

-P: Presión absoluta (Psia = Psig + 14.7)

- PM_g : Peso molecular del gas (Lb/mol)

-Z: Factor de compresibilidad

-R: Constante de los gases = 10.7316

-T: Temperatura absoluta ($^{\circ}R = ^{\circ}F + 459.67$)

Ecuación de estado para gases reales:

$$\rho_g = \frac{P \cdot PM_g}{Z \cdot R \cdot T} \text{ (lb/ pie}^3\text{)} \quad (1.31)$$

- **Gravedad específica del crudo (γ_{crudo}):**

La gravedad API es una escala específica de la industria petrolera para medir la densidad relativa del crudo, mientras que la gravedad específica (GE) es una medida general de densidad relativa al agua. A continuación, se muestran las fórmulas para determinar cada una:

1. Fórmula de la gravedad API:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_{a 60^{\circ}F}} - 131.5$$

Ejemplo: Si un crudo tiene una GE de 1,0 (igual al agua), su gravedad API es:

$$API = \frac{141.5}{1.0} - 131.5 = 10.0^{\circ}API$$

2. Fórmula de la gravedad específica (GE):

$$\gamma_{a 60^{\circ}F} = \frac{141.5}{^{\circ}API + 131.5}$$

Ejemplo: Un crudo de 30°API tiene:

$$\gamma = \frac{141.5}{30 + 131.5} \approx 0.876 \text{ (adimensional)}$$

Por lo tanto, La gravedad específica del crudo (GE) se calcula directamente a partir de los grados API (°API) mediante la siguiente ecuación:

$$\gamma_{crudo} = \frac{141.5}{^{\circ}API + 131.5} \quad (1.32)$$

- **Calor específico del crudo (C_{po}):**

-T: Temperatura del crudo (°F)

- γ_{crudo} : Gravedad específica del crudo

Correlación de Katz (1942) para crudos líquidos:

$$C_{po} = \frac{0.388 + 0.00045 \cdot T}{\sqrt{\gamma_{crudo}}} \quad (1.33)$$

- **Calor específico del agua (C_{pw}):**

-Temperatura del agua (°F)

Correlación para agua líquida (rango 32–212°F):

$$C_{pw} = 1.0 - 0.000117 \cdot (T - 60) \quad (1.34)$$

- **Densidad del crudo (ρ_0):**

- γ_{crudo} : Gravedad específica del crudo

-T: Temperatura del crudo (°F)

Ajuste por temperatura (ecuación de Standing, 1977):

$$\rho_0 = \frac{\gamma_{crudo} \cdot 62.4}{1 + 0.00065 \cdot (T - 60)} \text{ (lb/ pie}^3\text{)} \quad (1.35)$$

- **Densidad del agua (ρ_w):**

-T: Temperatura del agua (°F).

Ajuste por temperatura:

$$\rho_w = 62.4 - 0.013 \cdot (T - 60) \text{ (lb/ pie}^3\text{)} \quad (1.36)$$

4.2.2.3 Simulación informática

Las gráficas presentadas a continuación (ver Figura 4-1, Figura 4-2 y Figura 4-3) ilustran los resultados obtenidos a partir de la simulación del proceso de separación agua-crudo en un tratador térmico, utilizando el software MATLAB. Estas visualizaciones permiten observar de manera clara y concisa las tasas de flujo de petróleo y agua, así como los volúmenes de retención y el calor requerido para el tratamiento. Cada gráfico ha sido diseñado para facilitar la comprensión de cómo las variables influyen en el rendimiento del tratador térmico, proporcionando una herramienta visual que complementa los cálculos realizados y ayuda a identificar patrones y tendencias en el comportamiento del sistema.

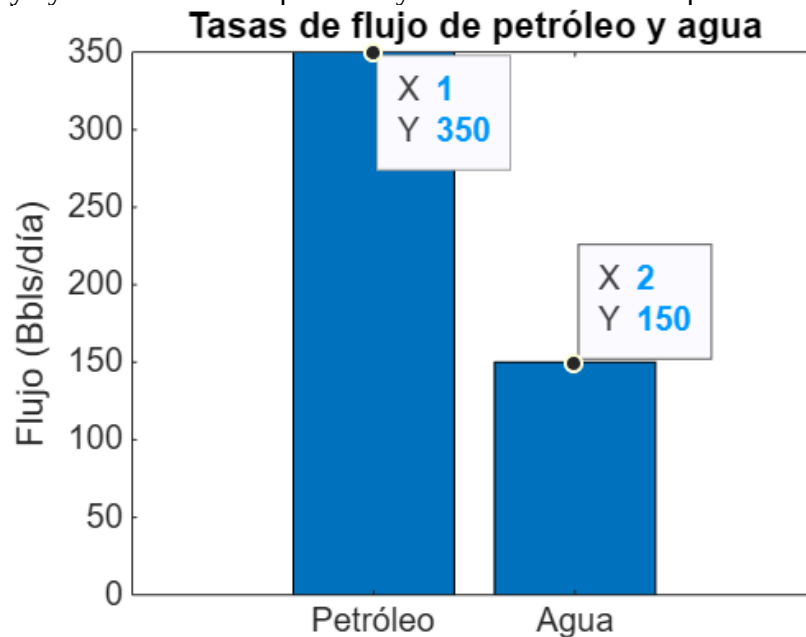


Figura 4-1 Tasas de flujo de petróleo y agua

Fuente: Autores (2024)

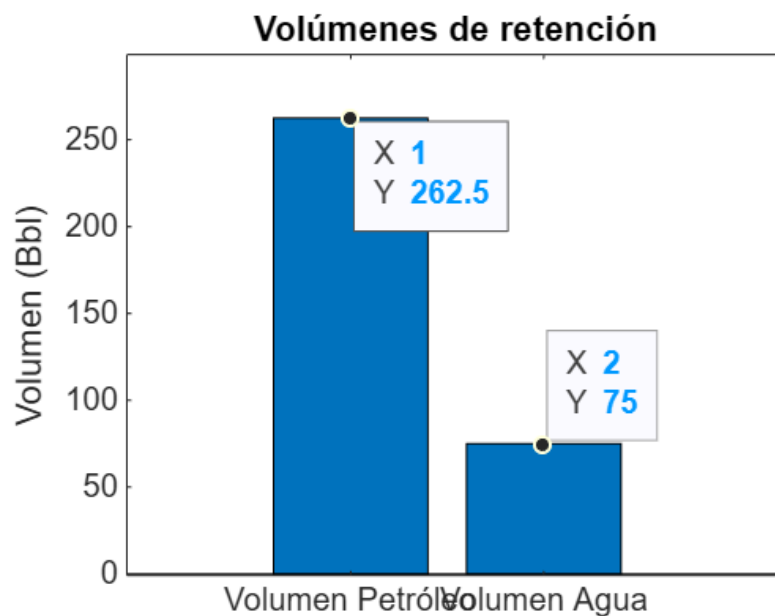


Figura 4-2 Volúmenes de retención

Fuente: Autores (2024)

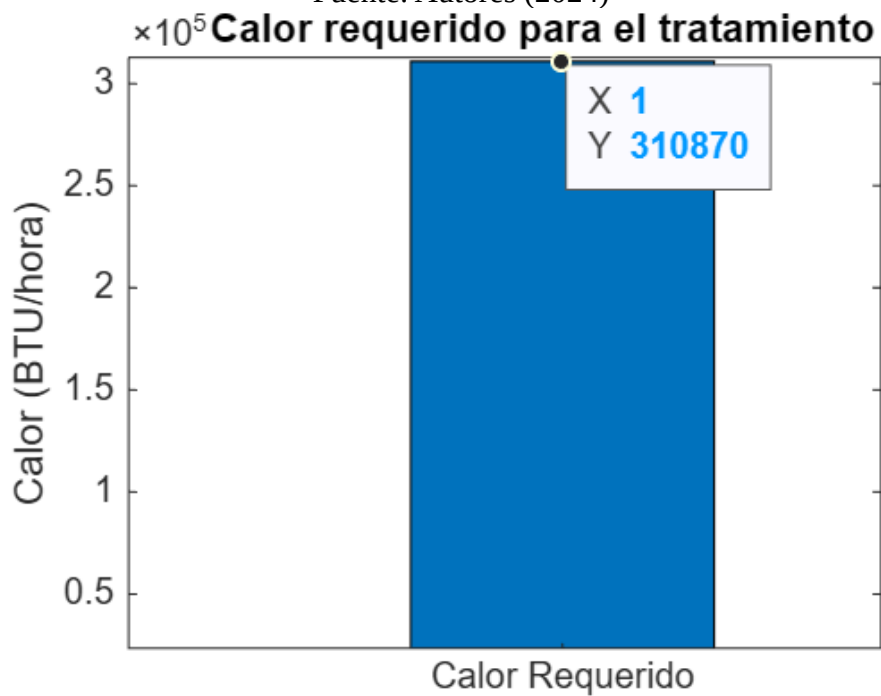


Figura 4-3 Calor requerido para el tratamiento

Fuente: Autores (2024)

La simulación en MATLAB ha demostrado ser una herramienta valiosa para comprender y optimizar el proceso de separación agua-crudo en tratadores térmicos. Los resultados obtenidos, corroborados por la norma API-12L, permitieron identificar las condiciones operativas óptimas para maximizar la eficiencia de tratamiento. Esta investigación proporciona una guía práctica para ingenieros y diseñadores, facilitando la toma de decisiones informadas en la selección y configuración de equipos para el procesamiento de crudos.

4.2.2.4 Diagrama de variables

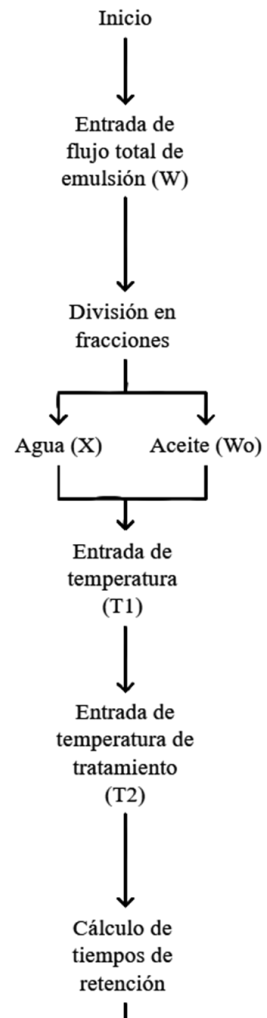


Figura 4-4 Diagrama de variables (1/2)

Fuente: Autores (2024)

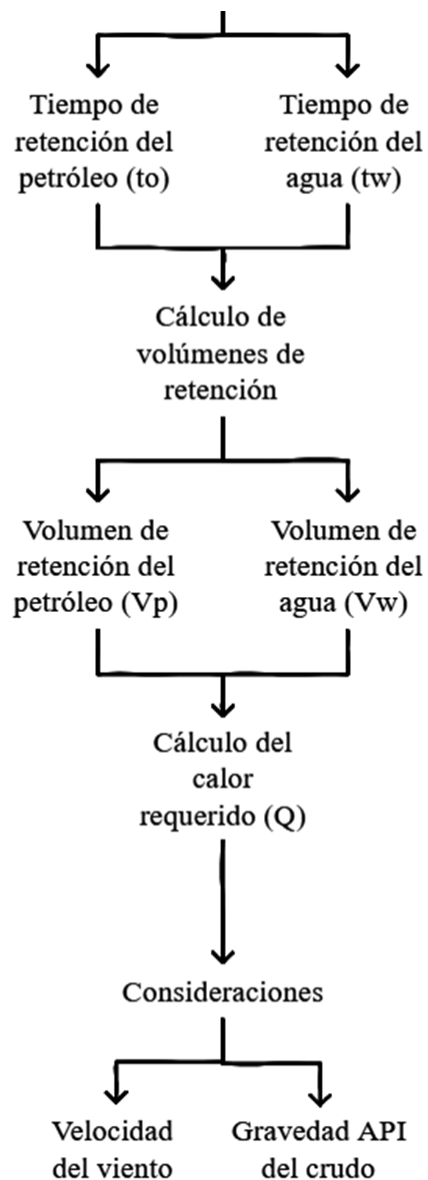


Figura 4-5 Diagrama de variables (2/2)

Fuente: Autores (2024)

Las Figura 4-4 y Figura 4-5 presentan un diagrama que describe el proceso de tratamiento de emulsiones, comenzando con la entrada del flujo total de emulsión y dividiéndose en fracciones de agua y aceite. Se consideran las temperaturas de entrada y tratamiento, así como los tiempos de retención y volúmenes de retención necesarios para calcular el calor requerido para el tratamiento. Este diagrama es útil para entender las interacciones entre las variables involucradas en el proceso, proporciona una representación clara de cómo se procesan las emulsiones, facilitando la comprensión de cada paso y su interrelación en el tratamiento.