

**MEJORAMIENTO DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN DE
LOS EQUIPOS DE TRATAMIENTO DE EMULSIONES
APLICANDO CORRIENTES CALIENTES MEDIANTE EL EMPLEO
DEL SIMULADOR DE PROCESOS HYSYS.**

GLORIA CRISTINA ÁLVAREZ JIMÉNEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2004**

**MEJORAMIENTO DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN DE
LOS EQUIPOS DE TRATAMIENTO DE EMULSIONES
APLICANDO CORRIENTES CALIENTES MEDIANTE EL EMPLEO
DEL SIMULADOR DE PROCESOS HYSYS.**

GLORIA CRISTINA ÁLVAREZ JIMÉNEZ

Trabajo de Grado como requisito para obtener el título de Ing. De
Petróleos.

DIRECTOR

ING. JULIO CESAR PÉREZ ANGULO

Director Centro de Investigación del Gas
Docente UIS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2004**

A Manuela, por ser la fuente de inspiración y la motivación para lograr esta meta en mi vida.

A mis Padres, por la confianza y gran amor que me han brindado.

AGRADECIMIENTOS

A Dios.

A Martha, Lina y Miguel Ángel por acompañarme todos los días de mi vida.

A los Ingenieros Julio Cesar Pérez e Isaac Luque, Directores del Proyecto por la colaboración y orientación brindada en la realización de este proyecto.

A Fabián, por ser mi amigo, mi compañero y mi gran amor.

A mis Amigos, por los gratos momentos compartidos en el transcurso de la carrera.

TITULO: MEJORAMIENTO DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS DE TRATAMIENTO DE EMULSIONES APLICANDO CORRIENTES CALIENTES MEDIANTE EL EMPLEO DEL SIMULADOR DE PROCESOS HYSYS.*

AUTOR: ÁLVAREZ JIMÉNEZ, Gloria Cristina **

PALABRAS CLAVES: Emulsiones, Intercambiador de Calor, HYSYS, Integración Energética. Tratadores Termo-electrostáticos.

DESCRIPCIÓN: El Campo Jazmín, está ubicado en la cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena, posee un crudo pesado y altamente viscoso. Para reducir los elevados costos de operación que acarrea el tratamiento de este tipo de crudos, se realizó un estudio de integración energética, en el cual se utilizó la energía proporcionada por el agua proveniente de los separadores de agua libre (FWKO) y los tratadores termo-electrostáticos, por medio de intercambiadores de calor, que serán establecidos a la entrada de las facilidades, antes de los FWKO. Empleando el simulador de procesos HYSYS, se diseñaron los dos intercambiadores de calor, que pudieran calentar en mayor proporción, al fluido proveniente de los pozos, a un menor precio, con el fin de disminuir los costos de operación del campo. Se evaluaron tres alternativas de integración energética, en las que se involucran tres corrientes diferentes de agua caliente provenientes de las distintas etapas del proceso de tratamiento, obteniéndose como la más eficiente aquella que aprovecha la energía contenida en el agua separada por los tratadores termo-electrostáticos. Se presentan los resultados de la simulación, con tres posibles configuraciones de intercambiadores, para cada una de las alternativas. Se desarrolló un análisis económico aproximado, en el que se incluyen la inversión en los equipos y se calcula un periodo de restitución para tal inversión.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, **Director** : PÉREZ ANGULO, Julio Cesar

TITLE: IMPROVEMENT OF THE EQUIPMENTS OPERATIONS CONDITIONS BY TREATMENT OF CRUDE-EMULSIONS APPLYING HOT STREAMS BY HYSYS PROCESS SIMULATOR PROGRAM.*

AUTHOR. ÁLVAREZ JIMÉNEZ, Gloria Cristina **

KEYWORDS: Emulsions, Heat Exchangers, HYSYS, energetic integration, Electrostatic-Thermal Treater.

DESCRIPTION: The Jazmin field is in sedimentary basin of Magdalena Middle Valley; its crude-oil is very heavy and highly viscous. To reduce high treatment operations costs, realized an energetic integration study, in it used energy proportionate by water of free water knock-out (FWKO) and electrostatic-thermal treater, through heat exchangers, that will be established at facilities entrance, before FWKO. Make use of HYSYS process simulator program, designed two heat exchangers that can heating in bigger proportion wells crude-oil at lower cost to reduce field operation costs. Evaluated three alternatives of energetic integration, involve three different hot-water streams coming from treating process, obtained that alternative most efficient is take energy of electrostatic-thermal treater hot water. For each alternative, show simulation results of three heat exchangers configurations. Development an approximate economic analysis, its include equipment cost and restitution period for inversion.

* Trabajo de Grado.

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, **Director : PÉREZ ANGULO, Julio Cesar

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	13
OBJETIVOS.....	15
1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO.....	16
1.1. INFORMACIÓN GENERAL DEL CAMPO.....	16
1.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL MODULO DE TRATAMIENTO...19	
1.2.1 Sistema de Recolección y Tratamiento de Crudo.....	21
2. EMULSIONES.....	25
2.1 FORMACIÓN DE EMULSIONES.....	26
2.2 ESTABILIDAD Y ROMPIMIENTO DE LA EMULSIÓN.....	28
2.2.1 Película Interfacial.....	29
2.2.2 Viscosidad de la Fase Continua.....	29
2.2.3 Tamaño de la Gota.....	30
2.2.4 Relación de Volumen de Fase.....	30
2.2.5 Temperatura.....	30
2.2.6 pH.....	31
2.2.7 Edad.....	31
2.2.8 Salinidad de la salmuera.....	31
2.2.9 Tipo de aceite.....	32

2.2.10 Diferencia de densidad.....	32
2.3 VELOCIDAD DE ASENTAMIENTO.....	32
2.4 TRATAMIENTO DE EMULSIONES.....	33
2.4.1 Tratamiento Químico.....	34
2.4.2 Tratamiento Gravitacional.....	36
2.4.3 Tratamiento Térmico.....	37
2.4.4 Tratamiento Electrostático.....	40
3. INTERCAMBIADORES DE CALOR.....	43
3.1 CLASIFICACIÓN.....	43
3.1.1 Clasificación Por La Distribución De Flujo.....	43
3.1.2 Clasificación Según Su Aplicación.....	45
3.2 NORMATIVIDAD.....	47
3.2.1 Tamaño.....	48
3.2.2 Diámetro.....	49
3.2.3 Longitud.....	49
3.2.4 Tipo.....	49
3.3 INTERCAMBIADORES DE CALOR DE CARCAZA Y TUBOS.....	51
3.3.1 Elementos Constructivos.....	51
3.4 INTERCAMBIADORES DE CALOR DE CARCAZA Y TUBOS.....	51
3.5 Elementos Constructivos.....	51
3.6 COSTOS DE UN INTERCAMBIADOR DE CALOR.....	55

4. PARÁMETROS DE LA SIMULACIÓN.....	58
4.1 ASPECTOS A TENER EN CUENTA.....	59
4.1.1 Información Termodinámica De Las Corrientes Involucradas En El Proceso De Extracción De Crudo.....	59
4.1.2 Consideraciones.....	62
4.2 DISEÑO DEL INTERCAMBIADOR DE CALOR.....	65
4.2.1 Modelo de Puntos Extremos.....	65
4.2.2 Modelo de Evaluación Ponderada.....	66
4.2.3 Modelo de Estado Estable.....	66
5. RESULTADOS.....	70
5.1 ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA.....	70
5.1.1 Alternativa 1.....	71
5.1.2 Alternativa 2.....	75
5.1.3 Alternativa 3.....	79
5.2 ANÁLISIS DE COSTOS.....	83
6. CONCLUSIONES.....	85
7. RECOMENDACIONES.....	86
BIBLIOGRAFÍA.....	87
ANEXOS.....	90

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades Del Yacimiento.....	17
Tabla 2. Composición Del Fluido.....	17
Tabla 3. Caracterización de las Fracciones Pesadas.....	18
Tabla 4. Coeficientes De La Ecuación 5.....	63
Tabla 5. Resultados Alternativa 1.....	71
Tabla 6. Resultados Alternativa 1.....	72
Tabla 7. Resultados Alternativa 1.....	73
Tabla 8. Resultados Alternativa 2.....	75
Tabla 9. Resultados Alternativa 2.....	76
Tabla 10. Resultados Alternativa 2.....	77
Tabla 11. Resultados Alternativa 3.....	79
Tabla 12. Resultados Alternativa 3.....	80
Tabla 13. Resultados Alternativa 3.....	81
Tabla 14. Precio Y Cantidad De Gas Economizado.....	83
Tabla 15. Tiempo De Recuperación De Inversión En Equipos Para La Alternativa De Integración Energética.....	84
Tabla 16. Especificaciones Del Intercambiador De Calor Escogido.....	84

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Tratador Térmico Horizontal.....	39
Figura 2. Tratador Electrostático Horizontal.....	41
Figura 3. Intercambiadores De Calor: Flujo Paralelo (a). En Contracorriente (b). En flujo Cruzado (c).....	44
Figura 4. Designación Tipo TEMA Para Intercambiadores De Calor De Carcaza Y Tubos.....	50
Figura 5. Arreglo De Los Tubos.....	54
Figura 6. Índice Marshall & Swift.....	56
Figura 7. Diagrama Planta De Tratamiento De Crudo.....	61
Figura 8. Intercambiador De Calor 1-2.....	69
Figura 9. Diseño De Alternativa 1.....	74
Figura 10. Diseño De Alternativa 2.....	78
Figura 11. Diseño De Alternativa 3.....	82
Figura 12. Adicionar Un Nuevo Caso De HYSYS.....	91
Figura 13. Selección De Un Paquete De Fluidos.....	93
Figura 14. Selección de Componentes Hipotéticos.....	94
Figura 15. Paleta De Objetos.....	95
Figura 16. Selección De Unidades.....	96

INTRODUCCIÓN

Los requerimientos de energía en la industria del Petróleo son bastante altos debido a la gran cantidad de equipos que se involucran en los procesos de tratamiento. Es por esto, que las plantas procesadoras de hidrocarburos, necesitan optimizarse para reducir el consumo de energía y por consiguiente, disminuir los costos de operación de las mismas.

En la cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena se encuentra ubicado el campo Jazmín que produce un crudo pesado, de alta viscosidad, el cual, por éstas características especiales, necesita de tratamiento adicional para su transporte y comercialización. En casos como este, realizar una integración entre las corrientes de energía involucradas en el proceso, resulta de gran importancia debido a que los ahorros en el consumo de servicios industriales que puedan lograrse, se verán reflejados en una reducción en los costos de operación del campo.

En el presente trabajo de grado se consignan los principios teóricos y resultados del estudio de integración energética de las diferentes corrientes del campo Jazmín, el cual ha tenido como finalidad principal encontrar la mejor alternativa económicamente hablando, para el desarrollo de los procesos de tratamiento del crudo. Para esto, se empleó el simulador de procesos HYSYS con el

cual, fue posible el modelamiento de las posibles alternativas para el aprovechamiento de la energía.

Este trabajo comienza con una descripción del Campo y sus facilidades para el tratamiento del crudo, luego se realiza una introducción a la teoría de las emulsiones, así como a su tratamiento. Posteriormente, se tratan algunas de las principales consideraciones para el diseño de intercambiadores de calor. A continuación se describen las alternativas para el aprovechamiento eficiente de la energía, que se han evaluado a través de la simulación de procesos, consignándose en el capítulo de resultados la opción más atractiva, económicamente hablando. Se finaliza el presente proyecto, con algunas recomendaciones para estudios posteriores, además, de las conclusiones derivadas del mismo.

OBJETIVOS

Objetivo General

Evaluar el aprovechamiento de la energía suministrada por la corriente de agua caliente proveniente de los separadores y tratadores electrostáticos con el fin de disminuir el consumo de calor requerido en los equipos usados para el tratamiento de emulsiones en el campo Jazmín.

Objetivos Específicos

- Establecer las posibles alternativas que permitan un aprovechamiento eficiente y a bajo costo de la energía.
- Desarrollar una simulación numérica de procesos para evaluar el diseño de las diferentes alternativas.
- Realizar una valoración económica preliminar de la implementación del sistema de integración energética.

1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

1.1 INFORMACIÓN GENERAL DEL CAMPO

El campo Jazmín está situado en el Valle Medio del Magdalena de Colombia, en el área de Nare Norte, a una altura de 135 m sobre el nivel del mar.

La zona presenta áreas de humedales, zonas cubiertas de bosques secundarios o rastrojos altos. Las condiciones ambientales en el campo son las siguientes:

Temperatura Ambiente Promedio:	82 °F
Temperatura Mínima Promedio:	80 °F
Temperatura Máxima Promedio:	86 °F
Humedad Relativa Promedio Máxima:	87 %
Humedad Relativa Promedio Mínima:	67 %

El campo es operado por la empresa OMIMEX DE COLOMBIA Ltda., bajo el contrato de asociación Nare, firmado el 3 de septiembre de 1980, con una participación de ECOPETROL en un 50% y OMIMEX DE COLOMBIA Ltda. En el otro 50%⁸.

Algunas propiedades importantes del yacimiento se presentan a continuación:

PARÁMETRO	MÍNIMO	PROBABLE	MÁXIMO
Área (Acres)	1000	1000	1000
Espesor (Ft)	100	140	180
Porosidad	0.22	0.25	0.28
S _o	0.46	0.56	0.66
S _w	0.54	0.44	0.34
OOIP (MBbls)	78.5	152.1	258.1
Factor de Recobro (%)	15	15	15
B _o	1.035	1.035	1.035
Reservas (MBbls)	11.4	22	37.4

Tabla 1. Propiedades del Yacimiento.

La caracterización del fluido es la siguiente:

COMPONENTE	% MOLAR
C ₁	0.4169
C ₂	0.0004
CO ₂	0.0009
N ₂	0.0013
Tolueno	0.0001
C ₂₁₋₂₉ [*]	0.0276
C ₃₀₊ [*]	0.5525

Tabla 2. Composición del Fluido.

Nombre	TBN (F)	MW	Densidad (API)
C7-10 *	223.062507	102.3	58.86
C11-14*	555.507917	236.04	34.54
C15-20*	571.247261	244.72	33.81
C21-29*	711.167817	338.73	27.68
C30+ *	1222.99997	450	11

Tc (F)	Pc(psig)	Vc (ft ³ /lbmol)	Acentricidad
546.88	417.145076	6.54198345	0.323
889.12	240.218168	13.5250938	0.6158
903.71	232.211722	14.0618967	0.6281
1029.36	172.727038	19.5483859	0.7433
1431.23	64.9599017	47.5427959	1.5221

Tabla 3. Caracterización de las Fracciones Pesadas

El fluido presenta una gravedad API de 11.9 °API, clasificándose como un crudo pesado.

Uno de los inconvenientes que se presenta en la explotación de este tipo de crudos es la formación de emulsiones debido a su alta viscosidad, lo que genera que el transporte de este tipo de crudos sea un proceso altamente costoso y que se requiera la aplicación de químicos, además, de calor para romper la emulsión; esto conlleva una inversión elevada en equipos y combustibles para la generación de este calor.

1.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL MODULO DE TRATAMIENTO

El modulo de tratamiento del campo Jazmín está dividido en los siguientes sistemas:

- Sistema de recolección y tratamiento de crudo
- Sistema de recolección y tratamiento de agua producida
- Sistema de recolección y tratamiento de gas de combustión
- Sistema de almacenamiento y despacho de crudo
- Sistema de tratamiento de aguas residuales
- Sistema de tratamiento y almacenamiento de agua industrial
- Sistema de generación de vapor
- Sistema de aireación de instrumentos
- Sistema de alivio y tea
- Sistema contra incendio

El propósito de las facilidades de recolección y tratamiento es recoger los fluidos producidos en los diferentes pozos, y llevarlo al modulo de tratamiento para su posterior procesamiento, ajustando BSW y salinidad, antes de ser despachado al oleoducto. La capacidad normal de tratamiento de Crudo es de 14000 bpd. Los tanques de almacenamiento tienen una capacidad para almacenar hasta 4 días de producción, previendo problemas en el oleoducto, con el objetivo de no suspender las operaciones en el campo.

Adicionalmente, se tienen todas las facilidades para tratar el gas producido de tal forma que se pueda reutilizar como gas

combustible; también se cuenta con una unidad de tratamiento de agua residual.

El modulo de recolección, tratamiento y disposición de los fluidos producidos en el campo, tiene las siguientes áreas de proceso:

- Múltiples de entrada.
- Separadores de agua libre -FWKO- y tratadores termo-electrostáticos -EHT-.
- Almacenamiento intermedio.
- Almacenamiento final.
- Bombeo y medición al oleoducto.

Todas las líneas de producción general provenientes de los "clusters" (líneas de flujo del tren de producción), llegan al múltiple de producción que envían el fluido de pozo a los dos separadores FWKO en donde el agua libre es separada y enviada al sistema de tratamiento de aguas residuales; el gas libre es separado y enviado al sistema de tratamiento para ser utilizado como gas combustible.

La emulsión que sale de los separadores de agua libre es enviada a los tratadores electrostáticos, en donde se separa el agua libre emulsionada con crudo; ésta agua es enviada al sistema de tratamiento de aguas residuales. El gas es conducido al sistema de tratamiento de gases y el crudo con un contenido de agua y sedimentos inferior a 0.5% es enviado al tanque de crudo limpio para su posterior transferencia al sistema de almacenamiento y despacho.

En caso de tener crudo por fuera de las especificaciones, un sistema automático lo enviará al tanque de crudo sucio para su posterior procesamiento.

1.2.1 Sistema de Recolección y Tratamiento de Crudo.

A continuación se presentan los principales componentes del proceso de recolección y tratamiento:

- **Múltiple de Crudo y de Gas.** En este sistema, el crudo proveniente de los "clusters" es recogido en el cabezal de producción, para ser conducido hasta los separadores FWKO e iniciar el proceso de separación de agua y sedimentos.

Cada una de las líneas provenientes de los "clusters", tiene a la entrada una válvula de seguridad, que protege las líneas en caso de encontrarse cerradas, al enviar el fluido al tanque de crudo sucio.

- **Múltiple de Prueba.** Las líneas de prueba provenientes de los "clusters" son llevadas a los múltiples para llevar el crudo hasta los tres separadores de prueba.

Para facilitar la operación de puesta en línea de los separadores de prueba, cada una de las líneas que vienen de los "clusters", tienen

una conexión al múltiple de producción que permite la conexión a los separadores de prueba.

- **Separadores de Agua Libre.** En estos equipos se retira el agua libre que trae el fluido proveniente de los pozos. El sistema consiste en un separador horizontal equipado con un calentador tubular para aumentar la temperatura de los fluidos y así, mejorar la separación de las tres fases: crudo, gas y agua con sedimentos.

La salida del gas se realiza mediante una válvula autorreguladora que mantiene el equipo a presión constante y envía los gases separados al área de tratamiento del gas combustible.

La emulsión de aceite y agua es retirada de los FWKO utilizando dos controladores de nivel para enviarlo a la siguiente etapa de separación: los tratadores termo-electrostáticos.

El agua separada es extraída del recipiente, utilizando un controlador de interfase y luego, es enviada al sistema de tratamiento de aguas residuales.

- **Tratadores Termo-Electrostáticos.** En este equipo se separan el agua emulsionada, la salmuera y los sedimentos provenientes del FWKO. El sistema consiste de un separador horizontal equipado con dos calentadores tubulares, que aumentan la temperatura de los fluidos y dos rejillas metálicas entre las cuales,

se genera un campo magnético al aplicar una diferencia de potencial eléctrico. Este campo magnético origina una aceleración en las partículas de agua de mayor tamaño, las cuales se separan del crudo por gravedad.

La salida del gas se realiza mediante una válvula autorreguladora, que mantiene el equipo a presión constante y lo envía al área de tratamiento de gas combustible.

La emulsión de aceite y agua es retirada de los tratadores, utilizando un controlador de nivel para enviarlo al tanque de crudo limpio si el contenido de agua está por debajo de 0.5% de BSW, o al tanque de crudo sucio si está por fuera de especificación. La medición del BSW a la salida de cada tratador, se realiza con un patín equipado con un sensor-interruptor y una válvula de tres vías.

El agua separada es extraída del recipiente utilizando un controlador de interfase y posteriormente enviada al sistema de tratamiento de aguas residuales.

- **Separadores de Prueba.** Con el propósito de medir la producción diaria de crudo de cada uno de los pozos del campo, se dispone de tres patines que cuantifican el caudal real del pozo, para así establecer los parámetros de producción del campo, el estado mecánico de los pozos, el funcionamiento de los equipos de superficie y la eficiencia de la inyección de vapor al yacimiento.

El sistema consiste en un separador horizontal equipado con un calentador tubular para aumentar la temperatura del fluido, y un tambor medidor, el cual, a cada desplazamiento de crudo hacia el tanque de 5000 Bbl, determina la producción durante periodos de bombeo de 8 a 24 horas.

La salida del gas se realiza mediante una válvula autorreguladora, que mantiene el equipo a presión constante y lo envía al área de tratamiento del gas combustible.

El agua separada es extraída del recipiente utilizando un controlador de interfase y es enviada al sistema de tratamiento de aguas residuales.

- **Sistema de Tea.** Los gases generados en la planta en situaciones de emergencia, tal como en caso de fuego, son descargados por las válvulas de seguridad al cabezal de recolección y llevados al tambor de tea, allí se separan los condensados del gas antes de ser enviado a la tea para su quema.

Los condensados colectados en el tambor, son enviados al tanque de crudo sucio mediante bombas. El sistema de control implementado para éstas, permite que la bomba escogida como principal, active el arranque de la bomba escogida como secundaria, mediante un interruptor, en caso de alcanzarse el nivel alto-alto, cuando el nivel sea bajo-bajo, el interruptor parará la bomba.

2. EMULSIONES

El petróleo crudo que se produce en un campo se encuentra en la mayoría de los casos mezclado con agua, en cantidades que varían en un rango muy amplio de acuerdo con varios factores, como la vida productiva del pozo, la tasa de producción y la procedencia del agua, entre otros.

Dos tipos de agua están asociadas con la producción de petróleo, definidas como agua libre y agua emulsionada.

El agua libre, es definida por el Instituto Americano del Petróleo (API), como la cantidad de agua de producción que se sedimentará y se separará del petróleo en un lapso no mayor de cinco minutos, como consecuencia del asentamiento gravitacional. El resto de agua presente se considerara como emulsionada y requiere de un proceso de tratamiento para ser removida.

Una emulsión es una mezcla de dos líquidos mutuamente inmiscibles, uno de los cuales está disperso en finas gotas en el otro. El líquido presente como pequeñas gotas es la fase dispersa o interna, mientras que el líquido que lo rodea es la fase continua o externa.

Se pueden encontrar tres tipos de emulsiones agua-petróleo:

- Inversa.

Petróleo en agua: Hidrofílica.

Fase Dispersa: Petróleo.

Fase Continua: Agua.

- Directa o Normal.

Agua en Petróleo: Oleofílica.

Fase Dispersa: Agua.

Fase Continua: Petróleo.

- Emulsiones Duales o Triples.

Petróleo en agua en Petróleo y agua en Petróleo en agua.

La emulsión de petróleo en agua o inversa, en la mayoría de los casos consiste en gotas finas de petróleo rodeadas por una tenue película de agua. Para eliminarlas, generalmente, se requiere de tratamiento químico. Las emulsiones triples o duales aunque son de rara ocurrencia, se pueden presentar en crudos muy pesados y viscosos acompañados de agua fresca y blanda. Por lo general, requieren tratamiento químico especial².

La emulsión agua en petróleo o directa, es la que se presenta en el 90% de los casos.

2.1 FORMACIÓN DE EMULSIONES

Existen tres requisitos para formar una emulsión:

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

La mayoría de los petróleos crudos tienen tensión superficial inferior al agua, por lo tanto, existe una mayor tendencia del agua a formar gotas pequeñas, con un menor radio que las gotas de crudo; esto favorece la formación de emulsión directa, o de agua en petróleo.

Las emulsiones son causadas por turbulencia o agitación, ya que el golpeteo, dispersa una de las fases en gotas pequeñas. Dos líquidos inmiscibles no pueden formar una emulsión estable; si no hay presencia de fuerzas estabilizadoras dentro de la emulsión, entonces, pequeñas gotas se unirán nuevamente.

Una tercera sustancia o el llamado agente emulsificante, debe estar presente para estabilizar la emulsión. Éstos agentes, son compuestos que contienen moléculas polares y no polares. Las moléculas polares tienen afinidad fuerte por otras moléculas polares y tienen una tendencia marcada a disolverse en solventes polares como el agua.

Las sustancias no polares tienen mejor solubilidad en solventes no polares como el petróleo.

Los surfactantes estabilizan las emulsiones por migración hacia la interfase aceite-agua, además, forman una película interfacial

alrededor de las gotas de aceite. Esta película estabiliza la emulsión debido a las siguientes causas:

- Reduce las fuerzas de tensión superficial que se requieren para la coalescencia de las gotas.
- Forman una barrera viscosa que inhibe la coalescencia de las gotas.
- Si el surfactante es polar, al alinearse en la superficie de las gotas de agua, su carga eléctrica provoca que se repelan unas gotas con otras.

2.2 ESTABILIDAD Y ROMPIMIENTO DE LA EMULSIÓN

Las emulsiones pueden ser rotas por tres mecanismos que son:

- Sedimentación.
- Agregación.
- Coalescencia.

La sedimentación se refiere a la caída de las gotas de agua en el aceite crudo. Por su parte, el agrupamiento de dos o más gotas es llamado agregación y la coalescencia ocurre cuando las gotas originales pierden sus identidades y se funden en gotas más grandes reduciendo el área de interfase total¹².

El rompimiento de la emulsión depende de los siguientes parámetros:

- Película Interfacial.
- Viscosidad de la fase continua.
- Tamaño de la gota.
- Relación de volumen de fase.
- Temperatura.
- pH.
- Edad,
- Salinidad de la salmuera.
- Tipo de aceite.
- Diferencia de densidad.

2.2.1 Película Interfacial.

Las gotas dispersas están en constante movimiento, por lo tanto, frecuentemente colisionan. Una película interfacial suficientemente fuerte para evitar la coalescencia, es absolutamente necesaria para mantener la estabilidad de la emulsión. Una mezcla de surfactantes forma un empaque cerrado, el cual produce una película mecánicamente fuerte, que impide la separación de la emulsión.

2.2.2 Viscosidad de la Fase Continua.

Una viscosidad alta en la fase continua disminuye el coeficiente de difusión y la frecuencia de colisión de las gotas, por lo que se incrementa la estabilidad de la emulsión. Una alta concentración de

las gotas también incrementa la viscosidad aparente de la fase continua y estabiliza la emulsión.

Una viscosidad alta indica lenta sedimentación y por lo general, los crudos pesados o de baja gravedad API, tienen alta viscosidad.

2.2.3 Tamaño de la Gota.

Gotas muy pequeñas toman más tiempo para sedimentarse, esto debido a la menor atracción gravitacional de las más grandes; cuando están rodeadas por películas, son más difíciles de romper por impacto con otras gotas; cuando las gotas que forman la emulsión son pequeñas y de tamaño uniforme, es difícil que estas aumenten lo suficiente de tamaño, como para separarse por gravedad, lo que si ocurriría si existieran gotas grandes y pequeñas.

2.2.4 Relación de Volumen de Fase.

Incrementando el volumen de la fase dispersa se incrementa el número de gotas y/o tamaño de gota, el área interfacial y la tensión superficial. La distancia de separación también se reduce y esto incrementa la frecuencia de colisión entre las gotas.

2.2.5 Temperatura.

La temperatura tiene un efecto muy importante en la estabilidad de la emulsión. Incrementando la temperatura, se incrementa la

difusión de las gotas, decrece la viscosidad de la fase externa, disminuye la película interfacial y modifica la tensión superficial, y consecuentemente, se facilita el rompimiento de la emulsión.

2.2.6 pH.

La adición de ácidos o bases inorgánicas cambia radicalmente la formación de películas de asfaltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua/aceite.

Ajustando el pH se puede minimizar la estabilidad de la película, e incrementar la tensión superficial.

2.2.7 Edad.

La edad incrementa la estabilidad de la emulsión, porque el tiempo permite que los surfactantes migren a la interfase de la gota. Esta película o piel alrededor de la gota, llega a ser más gruesa, más fuerte y más dura, a medida de transcurre el tiempo.

2.2.8 Salinidad de la salmuera.

La concentración de la salmuera es un factor importante en la formación de emulsiones estables. La presencia de agua fresca o salmuera con baja concentración de sal, favorecen la estabilidad de las emulsiones.

2.2.9 Tipo de aceite.

Los crudos con aceite de base parafínica, usualmente, no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta si lo hacen. El tipo de crudo determina la cantidad y tipos de emulsificadores naturales.

2.2.10 Diferencia de densidad.

La fuerza neta de gravedad que actúa en una gota es directamente proporcional a la diferencia en densidades entre la gota y la fase continua. Esto quiere decir, que a mayor diferencia de densidad entre las fases constituyentes de una emulsión, será más fácil su separación.

2.3 VELOCIDAD DE ASENTAMIENTO

La velocidad de asentamiento de la gota de agua, ecuación 1, se determina usando la ley de Stokes:

$$V = 1.072 * 10^{-4} d^2 \frac{(\rho_d - \rho_f)}{\mu_f} \quad (1)$$

Donde:

V = velocidad de asentamiento o descenso, ft/min.

d = diámetro de la gota, m μ .

ρ_d = Densidad de la gota, g/cm³.

ρ_f = Densidad del fluido, g/cm³.

μ_f = Viscosidad absoluta del fluido, cp.

Estrictamente hablando, la Ley de Stokes es válida solamente para una sola y rígida gota moviéndose lentamente (no interactuando con otras gotas, con número de Reynolds < 1).

La Ley de Stokes también puede ser usada para determinar los efectos de las propiedades del fluido producido en la estabilidad de la emulsión. Primero, la velocidad de asentamiento es proporcional al cuadrado del diámetro de la gota, por lo tanto, una emulsión puede ser estabilizada reduciendo el diámetro de gota.

Actualmente, el 90 % de las técnicas utilizadas para la extracción de petróleo crudo generan o agravan los problemas de emulsión. Los químicos usados en los procedimientos de fracturamiento de la formación, de estimulación de pozos, de inhibición de corrosión, etc., frecuentemente causan problemas de emulsión muy severos, por lo que existen también métodos para romperlas, tales como el calentamiento, la adición de aditivos químicos, el empleo de tratamiento eléctrico y asentamiento².

2.4 TRATAMIENTO DE EMULSIONES

El tratamiento de emulsiones busca neutralizar de alguna manera la acción del agente emulsificante, ya sea venciendo las fuerzas repulsivas que impiden que las gotas de la fase dispersa se unan, o destruyendo la película adherida a las gotas de la fase dispersa.

Para el tratamiento de emulsiones, se emplean los siguientes métodos típicos de deshidratación de crudo:

- Tratamiento Químico.
- Tratamiento Gravitacional.
- Calentamiento.
- Tratamiento Eléctrico.

2.4.1 Tratamiento Químico.

Consiste en agregar a la emulsión ciertas sustancias químicas, llamadas desemulsificantes, las cuales atacan la sustancia emulsificante y neutralizan su efecto para promover la neutralización de la emulsión.

Los desemulsificantes tienen tres acciones principales:

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

El éxito en el tratamiento químico consiste en seleccionar el desemulsificante apropiado y usarlo en la proporción adecuada. La

mayoría de los desemulsificantes son solubles en agua, y algunos en petróleo y sus derivados, para aplicarlos se pueden usar puros o disueltos en agua, crudo, gasolina o queroseno.

El sitio de aplicación depende principalmente, de las características de la emulsión y se debe tener presente lo siguiente:

- Se necesita agitación para que el desemulsificante pueda mezclarse íntimamente con la emulsión, aunque no debe ser excesiva porque puede ocurrir separación de fases y una nueva emulsificación.
- Si hay mucha agua libre, se recomienda retirarla antes de agregar el desemulsificante pues éste casi siempre es soluble en agua, y se puede disolver parte de él en el agua libre y disminuir el porcentaje que actúa rompiendo la emulsión.
- A mayor temperatura, mayor será el efecto del desemulsificante, por esto se debe tener en cuenta que la temperatura disminuye desde el fondo del pozo hacia el separador.

Dentro de las ventajas que se tienen con la aplicación de tratamiento químico para provocar el rompimiento de las emulsiones se presentan las siguientes:

- Bajo costo de instalación y operación.
- Proceso y equipo sencillo.

- Versátil: Se puede aplicar a procesos en gran y pequeña escala.
- La calidad del crudo no se altera.
- Separación rápida y efectiva².

2.4.2 Tratamiento Gravitacional.

El asentamiento gravitacional se lleva a cabo en grandes recipientes llamados tanques, sedimentadores, tanques de lavado, Gun Barrels y eliminadores de agua libre –FWKO-.

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

El crudo de salida de un FWKO todavía contiene de 1 a 30% de agua emulsionada. En el interior de estos recipientes que son de simple construcción y operación, se encuentran baffles para direccionar el flujo y platos de coalescencia que aumentan su eficiencia.

El agua es removida por la fuerza de gravedad y esta remoción provoca ahorros en el uso de combustible para los calentadores. El calentamiento de agua, aparte de que ser un desperdicio de energía, provoca problemas de incrustación y requiere del uso de tratamiento químico adicional para prevenir la incrustación, el cual sumamente costoso².

2.4.3 Tratamiento Térmico.

Un método común en la separación de emulsiones de agua en aceite, es tratar que la corriente que llega al recipiente tratador adquiera calor para ayudar al rompimiento de la emulsión. Incrementado la temperatura de los dos fluidos se aumenta la posibilidad que las gotas de agua dispersadas puedan chocar con suficiente fuerza para coalescer.

El proceso requiere que las gotas de agua tengan suficiente tiempo de contacto una con otra. También se supone que las fuerzas de boyanza que actúan sobre las gotas que están coalesciendo, permitan el asentamiento en el fondo del tratador. Por esta razón, en el diseño de estos equipos, se deben tener en cuenta la temperatura, el tiempo, las propiedades viscosas del aceite, el diámetro físico del recipiente, propiedades que determinan la velocidad a la cual puede ocurrir el asentamiento.

Los tratadores térmicos pueden ser de tipo directo e indirecto en función de la forma en que se aplica el calor. Ver figura 1.

En los calentadores de tipo directo el calor es transferido por contacto directo de la corriente alimentada con el calentador. Aunque este tipo presenta problemas de sedimentos y de corrosión, pueden manejar mayores volúmenes de fluidos con menor gasto de combustible que los calentadores indirectos, en donde el calentamiento se realiza por medio de un fluido a alta temperatura que rodea el fluido a calentar.

Es importante que el nivel de fluido sea chequeado continuamente en el calentador, porque siempre debe estar por encima del tubo de combustión, pues, éste se podría fundir.

La temperatura del fluido exige un chequeo constante, porque si esta es muy baja no se alcanza a romper la emulsión y si es muy alta, se podrían afectar las propiedades físicas del crudo.

El aire que entra al calentador debe ser controlado para no desperdiciar combustible.

Las tasas y las presiones a las que entra el combustible y el aire son también importantes, porque la presión puede afectar la posición de la llama, y esta, debe estar lo mas centrada posible, evitándose que se acerque a las paredes del tubo de combustión, porque podría llegar a fundirlo².

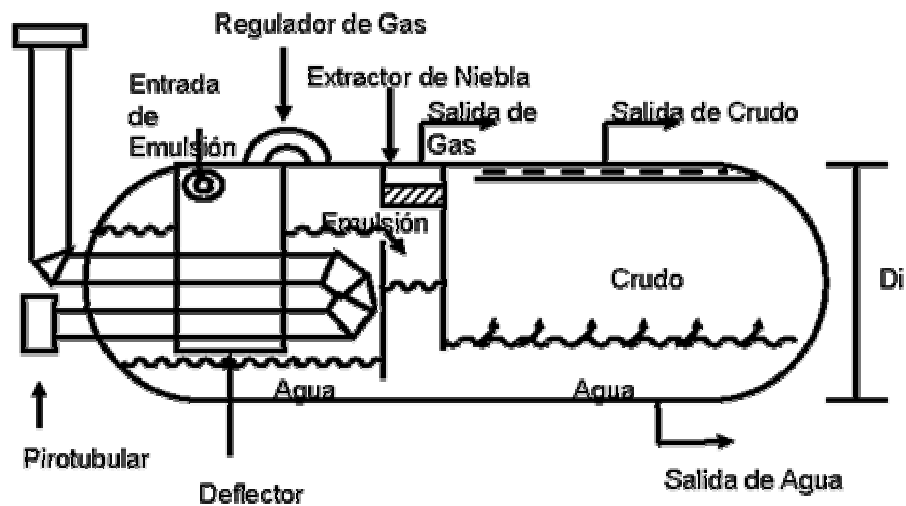


Figura 1. Tratador Térmico Horizontal

- **Ventajas.**

- Reduce la viscosidad de la fase continua.
- Incrementa el movimiento browniano y la colisión de las gotas de agua para su coalescencia.
- Incrementa la diferencia de densidad entre la salmuera y el crudo.
- Promueve una mejor distribución del desemulsificante.
- Disuelve las parafinas cristalizadas que le dan estabilidad a las emulsiones, manteniendo la temperatura del crudo por arriba de su punto de nube.
- Debilita la película de emulsificante que rodea a las gotas de agua.

- **Desventajas.**

- Provoca la migración de los compuestos más volátiles del crudo hacia la fase gas.
- Incrementa los costos por el combustible.
- Incrementa los riesgos en las instalaciones.
- Requieren mayor instrumentación y control.
- Causa depósitos de coke¹¹.

2.4.4 Tratamiento Electrostático.

Los tratadores electrostáticos son recipientes cilíndricos colocados horizontalmente, provistos internamente de dos secciones limitadas claramente. La primera, corresponde a la zona de calentadores tubulares, cuyos quemadores consumen gas o aceite. En la segunda, se encuentran dispuestas dos rejillas para crear un campo electrostático; una de las rejillas es móvil, con el fin de graduar el potencial eléctrico¹¹. Ver figura 2.

Una vez el crudo se somete a calentamiento y se le ha retirado el gas y el agua libre, pasa caliente a la zona de tratamiento electrostático.

El hecho que hace posible este fenómeno, es la composición molecular del agua, de tal forma que al presentar ésta naturaleza polar, es decir, que en una misma molécula existen dos polos, uno positivo y otro negativo, cuando estas moléculas son ubicadas en

un campo electrostático, se orientan de acuerdo la dirección de este.

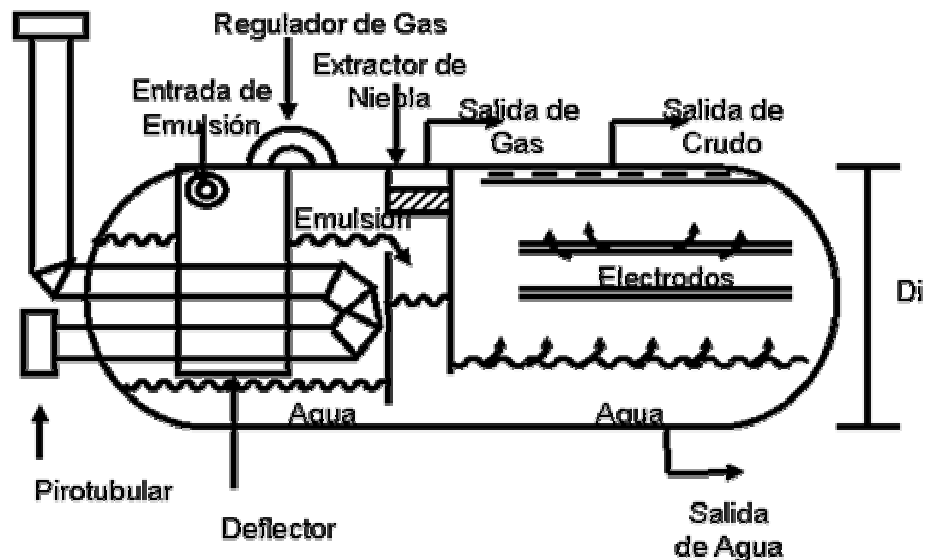


Figura 2. Tratador Electrostático Horizontal.

Los tratadores electrostáticos son usados generalmente, cuando existen las siguientes circunstancias:

- Cuando el gas combustible para calentar la emulsión no está disponible o es muy costoso.
- Cuando la pérdida de gravedad API es económicamente importante.
- Cuando grandes volúmenes de crudo deben ser tratados en una planta a través de un número mínimo de recipientes.

Cabe señalar algunas de las principales ventajas que hacen pensar en el uso de tratadores electrostáticos en las facilidades de superficie para el tratamiento de las emulsiones, estas son:

- La emulsión puede ser rota a temperaturas más bajas que la que requieren los calentadores.
- Debido a que sus recipientes son mucho más pequeños que los tratadores térmicos, son ideales para ser usados en plataformas petroleras costa fuera.
- Las menores temperaturas de tratamiento provocan escasos problemas de corrosión e incrustación.

3. INTERCAMBIADORES DE CALOR

Los procesos de transferencia de calor que se realizan en las operaciones unitarias tienen como objetivo: calentar o enfriar una corriente, o modificar su estado físico; esto es, en operaciones de vaporización o condensación. Estas operaciones se realizan en un equipo llamado intercambiador de calor, mediante una corriente que cede calor a otra que es capaz de recibirlo.

3.1 CLASIFICACIÓN

Los intercambiadores normalmente se clasifican de acuerdo a:

3.1.1 Clasificación por la distribución de flujo.

Se tienen cuatro tipos de configuraciones comunes, dependiendo de la trayectoria del flujo: en paralelo, en contracorriente, en flujo cruzado de un solo paso y en flujo cruzado de paso múltiple.

En la distribución de flujo en paralelo, los fluidos caliente y frío, entran por el mismo extremo del intercambiador, fluyendo a través de él en la misma dirección y saliendo por el otro extremo.

En la distribución en contracorriente, los fluidos caliente y frío entran por los extremos opuestos del intercambiador y fluyen en direcciones opuestas.

En la distribución en flujo cruzado de un solo paso, un fluido se desplaza dentro del intercambiador perpendicularmente a la trayectoria del otro fluido.

En la distribución en flujo cruzado de paso múltiple, un fluido se desplaza transversalmente en forma alternativa con respecto a la otra corriente de fluido¹⁵.

En la figura 3., se pueden observar, los diferente tipos de intercambiador según su flujo.

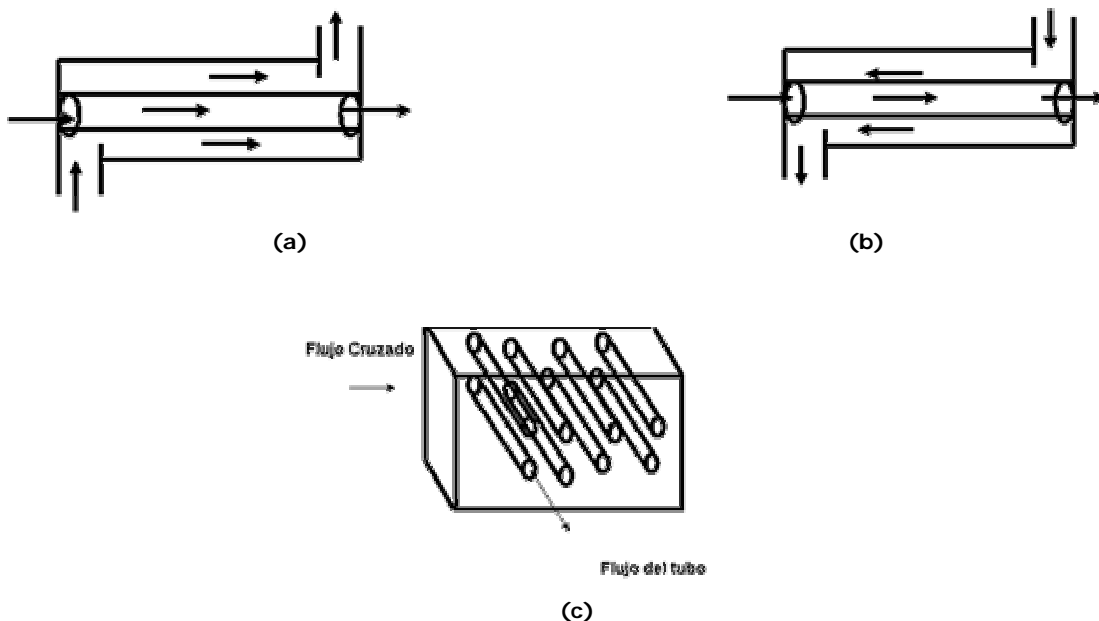


Figura 3. Intercambiadores de calor: de flujo paralelo (a). En contracorriente (b). De flujo cruzado en un solo paso (c).

3.1.2 Clasificación según su aplicación.

A continuación se presenta una clasificación general de los intercambiadores de calor, dependiendo del empleo que se le de.

- **Regeneradores.** Los regeneradores son intercambiadores en donde un fluido caliente fluye a través del mismo espacio seguido de uno frío en forma alternada, con tan poca mezcla física como sea posible entre las dos corrientes.

- **Intercambiadores de Tipo Abierto.** Como su nombre lo indica, los intercambiadores de calor de tipo abierto son dispositivos en los que las corrientes de fluido de entrada fluyen hacia una cámara abierta, y ocurre una mezcla física completa de las corrientes. Las corrientes caliente y fría que entran por separado a este tipo de intercambiador salen mezcladas en una sola.

- **Intercambiadores de Tipo Cerrado o Recuperadores.** Los intercambiadores de tipo cerrado son aquellos en los cuales, ocurre transferencia de calor entre dos corrientes fluidas que no se mezclan o que no tienen contacto entre sí. Las corrientes de fluido están separadas entre sí por una pared de tubo, o por cualquier otra superficie involucrada en el camino de la transferencia de calor¹⁵.

Existen dos condiciones fundamentales para que haya transferencia de calor entre dos fluidos. Estas son³:

- Debe existir una diferencia de temperaturas entre los dos fluidos. La velocidad de transmisión de calor será mayor a medida que la diferencia de temperaturas sea más grande.
- Los fluidos deben estar separados por una superficie a través de la cual pueda transferirse calor, a la que se llamará área de transferencia de calor (*atr.*); el área de transferencia debe ser grande para que la cantidad de calor sea mayor.

Las anteriores condiciones pueden resumirse en la siguiente expresión:

$$Q = U * atr * \Delta T \quad (2)$$

Donde:

U = Coeficiente Global de Transferencia de Calor

ΔT = Diferencia de Temperatura entre los dos fluidos

La diferencia de temperaturas a través del equipo, es variable, por lo cual, se utiliza una diferencia media, entre las temperaturas de entrada y salida, denominada temperatura media logarítmica⁹ "LMTD", y se expresa de la siguiente forma⁵:

$$\Delta T_{LM} = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln\left(\frac{\Delta T_1}{\Delta T_2}\right)} \quad (3)$$

Donde

$$\Delta T_1 = T_{\text{hot, out}} - T_{\text{cold, in}}$$

$$\Delta T_2 = T_{\text{hot, in}} - T_{\text{cold, out}}$$

El objetivo del diseño de un intercambiador de calor es lograr el mayor valor del Coeficiente Global U, de acuerdo a las condiciones del proceso.

Para el diseño del intercambiador de calor a utilizar en el presente proyecto, se escogió un intercambiador de Carcaza y Tubos, pues, este tipo de intercambiadores son utilizados cuando la cantidad de calor a transferir y los caudales de los fluidos manejados son altos.

3.2 NORMATIVIDAD

Los institutos normalizadores, son entes oficiales o asociaciones particulares que elaboran las normas constructivas sobre determinados temas, esto con el fin de facilitar la especificación de los equipos industriales. De ésta manera, la construcción de un equipo deberá ajustarse a estas normas de calidad. Aunque en casi todos los países existen estos institutos, algunos son

universalmente conocidos y por lo tanto, sus normas conocidas y empleadas comúnmente en la industria a nivel mundial⁷.

Se pueden citar el **DIN** (Deutsche Industrie Normen), **ASTM** (American Society for Testing Materials), **ANSI** (American National Standards Institute). La construcción de los intercambiadores de calor de carcaza y tubos encuadra dentro de la sección VII del código **ASME**, que establece normas generales para el diseño de recipientes a presión.

En Estados Unidos existe una asociación que reúne a los fabricantes de intercambiadores de calor, cuya sigla es **TEMA** (Tubular Exchanger Manufacture Association).

Esta institución ha elaborado normas para la construcción de intercambiadores de calor, bajo su mismo nombre; estas normas complementan el código **ASME** en los aspectos constructivos específicos de los intercambiadores de calor. Las prácticas recomendadas para la designación de intercambiadores de calor convencionales de carcaza y tubos, se recomienda sea realizada mediante números y letras.

3.2.1 Tamaño.

Los tamaños de las carcazas y los haces de tubos deberán designarse mediante números que describan los diámetros de carcaza y el haz de tubos, al igual que las longitudes de los tubos.

3.2.2 Diámetro.

El diámetro nominal tiene que ser el diámetro interior de la carcaza, en pulgadas, redondeado al número entero más cercano. Para rehervidores de calderas, el diámetro nominal será el diámetro del orificio seguido por el de la carcaza, redondeados al número entero más cercano.

3.2.3 Longitud.

La longitud nominal será la del tubo, pulgadas. La longitud del tubo para tramos rectos se considerará como la longitud real total. Para tubos en U, la longitud será la del tramo recto desde el extremo del tubo a la tangente al acodamiento.

3.2.4 Tipo.

La designación del tipo se hará mediante letras que describen el cabezal estacionario, la carcaza (que se omite para los haces exclusivamente) y el cabezal posterior, en ese orden, tal como se indica en la figura 4.

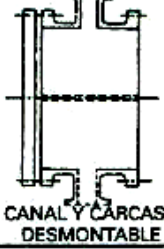
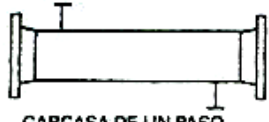

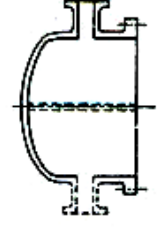


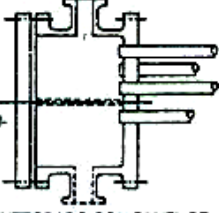
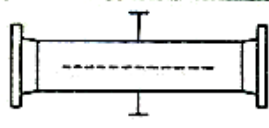

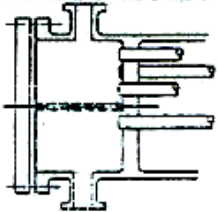
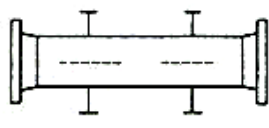
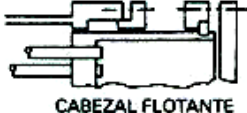
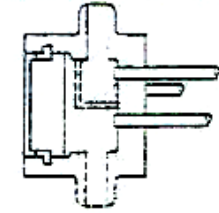
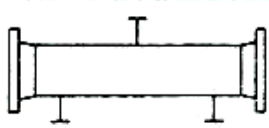

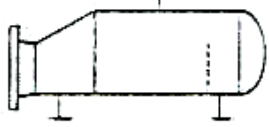
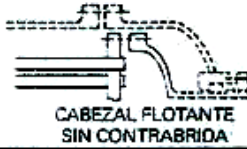
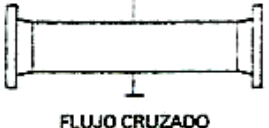
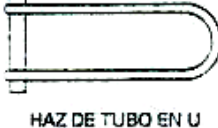

	TIPOS DE CABEZAL ESTACIONARIO, EXTREMO FRONTAL		TIPOS DE CARCASA		TIPOS DE CABEZALES, EXTREMO POSTERIOR
A	 CANAL Y CARCASA DESMONTABLE	E	 CARCASA DE UN PASO	L	 DE PANEL DE TUBOS FIJO COMO EL CABEZAL ESTACIONARIO "A"
B	 CASQUETE (CARCASA INTEGRADA)	F	 CARCASA DE DOS PASOS CON DEFLECTOR LONGITUDINAL	M	 DE PANEL DE TUBOS FIJO COMO EL CABEZAL ESTACIONARIO "B"
C	 SÓLO HAZ DE TUBOS DESMONTABLES CANAL INTEGRADO CON PANEL DE TUBOS Y CARCASA DESMONTABLE	G	 DE FLUJO PARTIDO	N	 DE PANEL DE TUBOS FIJO COMO EL CABEZAL ESTACIONARIO "N"
N.	 CANAL INTEGRADO CON PANEL DE TUBOS Y CARCASA DESMONTABLE	H	 DE FLUJO PARTIDO DOBLE	P	 CABEZAL FLOTANTE CON EMPAQUE EXTERIOR
D	 CIERRE ESPECIAL A ALTA PRESIÓN	J	 DE FLUJO DIVIDIDO	S	 CABEZAL FLOTANTE CON DISPOSITIVO DE APOYO
		K	 REHERVIDOR DE CALDERA	T	 CABEZAL FLOTANTE SIN CONTRABRIDA
		X	 FLUJO CRUZADO	U	 HAZ DE TUBO EN U
				W	 PANEL DE TUBOS FLOTANTE SELLADO EXTERNAMENTE

Figura 4. Designación tipo TEMA para intercambiadores de calor de carcasa y tubos (Perry, 2001).

Se define en la normas tipo TEMA, una clasificación para intercambiadores de calor de carcaza y tubos, en la cual no incluye intercambiadores de doble tubo:

- Clase R: Diseñados buscando el máximo de durabilidad y confiabilidad en condiciones de servicio rigurosas. Son usados ampliamente en la industria petrolera.
- Clase C: Las condiciones de proceso son moderadas. Utilizados principalmente para aplicaciones comerciales.
- Clase B: Utilizados en la industria química de procesos.

3.3 INTERCAMBIADORES DE CALOR DE CARCAZA Y TUBOS

3.3.1 Elementos Constructivos de los intercambiadores de carcaza y tubos.

- **Carcaza.** El intercambiador de calor, consta, de un tubo de gran diámetro llamado carcaza o envolvente, la cual está cerrada en sus extremos por las placas portatubos, llamadas placas tubulares. Estas están atravesadas por los tubos de intercambio; la unión entre los tubos y las placas debe ser hermética para impedir que se mezclen ambos fluidos. Los cabezales están unidos a la placa y actúan como colectores y distribuidores del fluido que circula por los tubos. El fluido ingresa por uno de los cabezales a los tubos, recorriéndolos hasta llegar al otro cabezal por donde se

extrae. El otro fluido entra a la carcaza por una de sus bocas de conexión y llena el espacio que rodea los tubos desplazándose hasta la boca de salida³.

- **Deflectores o Baffles.** Se colocan en la carcaza y orientan el movimiento del fluido en la dirección perpendicular al eje de los tubos. Se colocan debido a que el coeficiente de transferencia de calor, crece al aumentar la velocidad de los fluidos y la turbulencia de escurrimiento.

El tipo más común de baffle es el segmentado, que consiste en una placa circular de casi el mismo diámetro de la carcaza a las cuales se les realiza un corte horizontal o vertical. Estas placas deben ser perforadas para permitir el paso de los tubos, y deben colocarse de manera tal, que en placas consecutivas los cortes queden girados 180°. El corte más común con el que se construyen los deflectores, es de un 25%. Esto quiere decir que la parte circular que constituye la ventana es un 25% del diámetro.

- **Ranuras de Drenaje.** En la parte inferior de los baffles se practican ranuras, que impiden que quede líquido atrapado en el espacio contenido entre baffles, para que el intercambiador de calor pueda ser drenado fácilmente cuando se saca de servicio.

- **Tubos.** Los tubos empleados en la construcción de intercambiadores de calor responden a las normas **BWG**

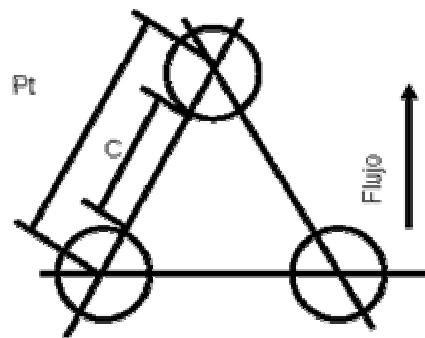
(Birmingham Wire Gage), que se guía por el diámetro exterior y un número de serie que define el espesor del tubo. Pueden utilizarse tubos que van desde 0.25" hasta 1.25", pero casi todos se construyen utilizando diámetros de 0.75" o de 1".

La longitud de los tubos la elige el diseñador aunque no es aconsejable utilizar tubos de más de 6 metros de longitud, ya que se hace más difícil su limpieza.

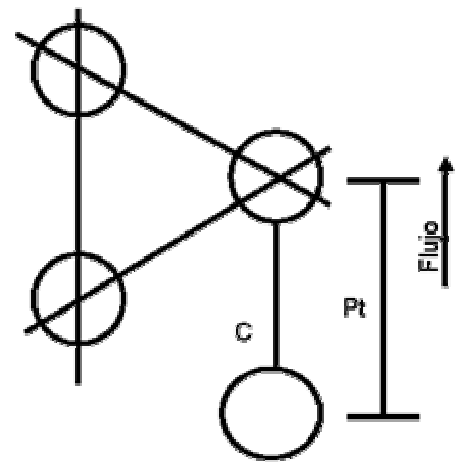
- **Arreglo de Tubos.** El arreglo es la disposición geométrica de los tubos en la placa tubular. Se llama paso (Pt) a la separación entre centros de tubos. Un arreglo de tubos puede ser definido por su tipo, que puede ser cuadrado, cuadrado rotado, triangular o triangular alineado; por el diámetro de los tubos y el de los pasos.

Los arreglos de tubos en triangulo permiten mayores coeficientes de transferencia y presentan mayores caídas de presión pero los arreglos en cuadro permiten realizar la limpieza del lado exterior de los tubos en forma mecánica.

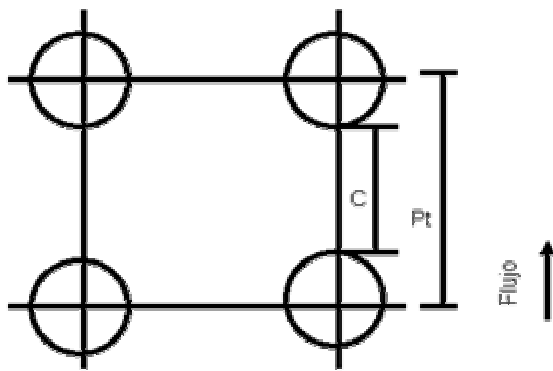
Los arreglos de tubos se muestran en la figura 5.



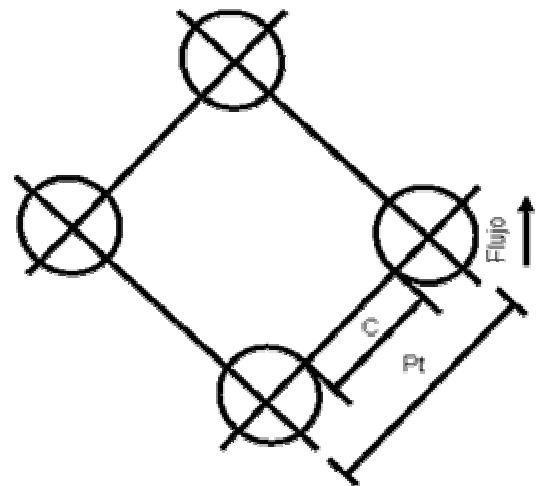
Triangulo



Triangulo Rotado



Cuadrado



Cuadrado Rotado

Figura 5. Arreglo de los Tubos.

3.4 COSTOS DE UN INTERCAMBIADOR DE CALOR DE CARCAZA Y TUBOS^{4, 7}

Para calcular el costo de los equipos industriales, es común el empleo de correlaciones que integren el costo de los mismos a través del tiempo.

Los datos de costos de intercambiadores de calor de carcaza y tubos de 15 empresas se correlacionaron, encontrándose una adecuada consistencia al ponderarse con el índice Marshall y Swift, mostrado en la figura 6. Este índice es un indicativo estadístico, el cual es ponderado mensualmente por una firma Americana, para muchos bienes y servicios, con el cual se puede establecer, aproximadamente, el costo de éstos en relación con el costo verdadero de los equipos relativo a algún tiempo fijo en el pasado. Con el índice Marshall y Swift es posible valorar la variación temporal de los precios de los equipos industriales, como el caso de los intercambiadores de calor

Los pequeños intercambiadores de calor, y los equipos adquiridos en cantidades pequeñas, tienen posibilidad de resultar más costosos de lo que se podría pensar.

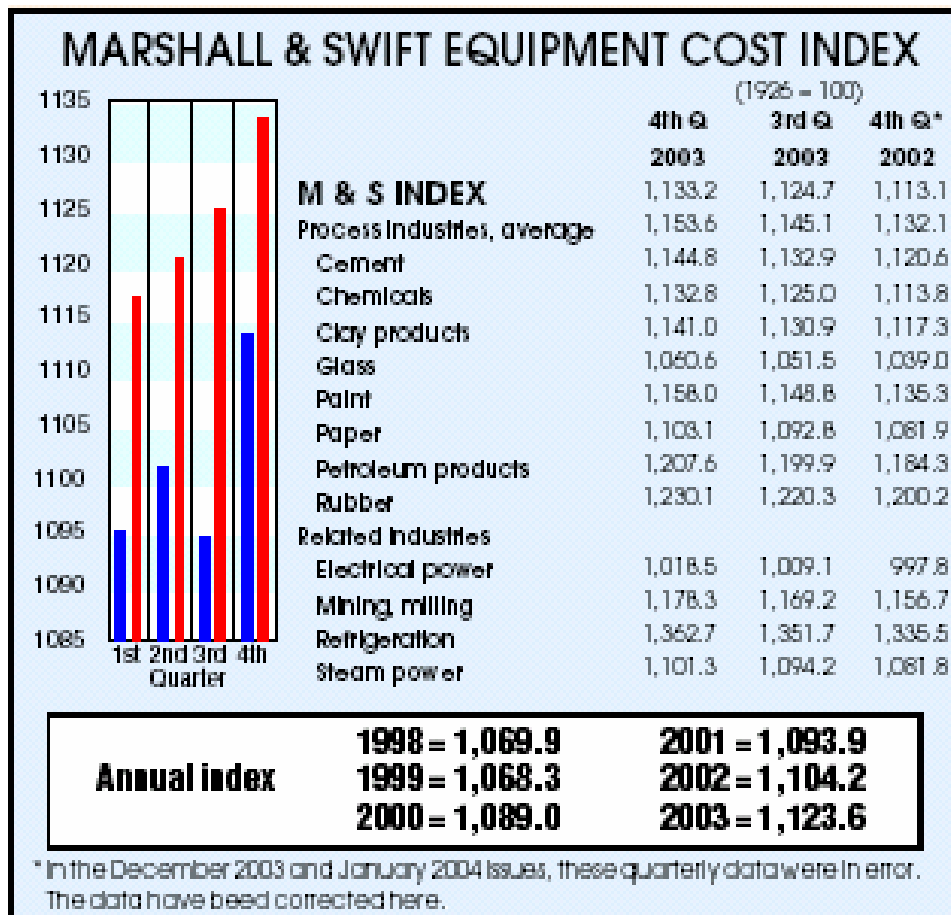


Figura 6. Índice Marshall & Swift (Chemical Engineering, Marzo 2004).

Existen intercambiadores estándares de calor, en tamaños que van desde 1.9 a 37 m² (20 a 400 ft²) de área superficial a costos inferiores a los de las unidades construidas sobre pedido.

Los costos de 1960 de este tipo de intercambiadores de calor pueden actualizarse con el índice Marshall y Swift.

La ecuación para la estimación de costo de un intercambiador de calor de carcasa y tubos, deducida por Armando B. Corripio, se muestra a continuación:

$$COSTO = 1125 * (M \& S / 301) * 2.66 * (A / 1000)^{0.65} \quad (4)$$

Donde:

1125= Costo base del intercambiador de calor

M&S= Índice Marshall y Swift

2.66= Factor de estimación de costos por material

A= Área del intercambiador de calor, ft²

4. PARÁMETROS DE LA SIMULACIÓN

La integración energética de procesos, cada día toma más importancia en la industria del petróleo, debido a que los ahorros en el consumo de servicios industriales logrados con ésta metodología, conllevan finalmente a una reducción de costos de operación de los campos.

Partiendo de la necesidad planteada por la administración del Campo Jazmín (OMIMEX de Colombia) de encontrar una alternativa de mejoramiento en el proceso existente, con fines de reducir sus costos de operación, haciendo énfasis en el consumo de gas natural como servicio industrial, se elabora un estudio de integración energética del campo con el propósito de determinar el potencial termodinámico existente en las diferentes corrientes superficiales de los Módulos del Campo Jazmín, para evaluar las posibles opciones de intercambio y recuperación de calor, de manera tal, que se reduzca el consumo de gas utilizado como combustible de los equipos empleados en el tratamiento de las emulsiones y finalmente, elaborar un diseño conceptual inicial de la alternativa en estudio como base para establecer la factibilidad preliminar de su implementación.

Luego de solicitar la información termodinámica correspondiente a las corrientes de superficie del campo, se procede con base en ella, a realizar un análisis termodinámico, con el fin de determinar la

configuración más eficiente que permita aprovechar el contenido energético de las corrientes de agua provenientes del FWKO y de los separadores electrostáticos.

Para ello se evaluarán las siguientes opciones:

- Precalear el fluido de pozo con el agua proveniente de los FWKO empleando dos intercambiadores de calor.
- Precalear el fluido de pozo con el agua proveniente de los separadores electrostáticos empleando dos intercambiadores de calor.
- Precalear el fluido de pozo con la mezcla resultante de las corrientes provenientes tanto de los FWKO como de los separadores electrostáticos, empleando dos intercambiadores de calor.

4.1 ASPECTOS A TENER EN CUENTA

4.1.1 Información Termodinámica De Las Corrientes Involucradas En El Proceso De Extracción De Crudo.

Se solicitó información termodinámica detallada de las corrientes involucradas en el proceso para con ella, realizar un análisis termodinámico del proceso, que permitirá determinar una configuración adecuada de corrientes mediante la cual, se

aproveche eficientemente su contenido energético. La información suministrada por los ingenieros de la planta es la que se presenta a continuación:

- **Modulo De Tratamiento De Crudo.**

Equipos de Tratamiento de Crudo.

- Condiciones de Operación de los Separadores de Agua Libre (FWKO):

Presión de Entrada:	33 psig.
Temperatura de Entrada:	130 °F
Temperatura de Salida:	150 °F
Caudal de Agua Residual Drenada:	4728 Lbmol/hr

- Condiciones de Operación del Tratadores Electrostático (EHT):

Presión de Entrada:	21 psig.
Temperatura de Salida:	210 °F
Caudal de Agua Residual Drenada:	2345 Lbmol/hr

Caudal de Crudo Tratado en Este Módulo:	130 BPOD
Caudal de Gas Separado en cada FWKO:	132 Lbmol/hr
Caudal de Gas Separado en cada EHT:	12 Lbmol/hr

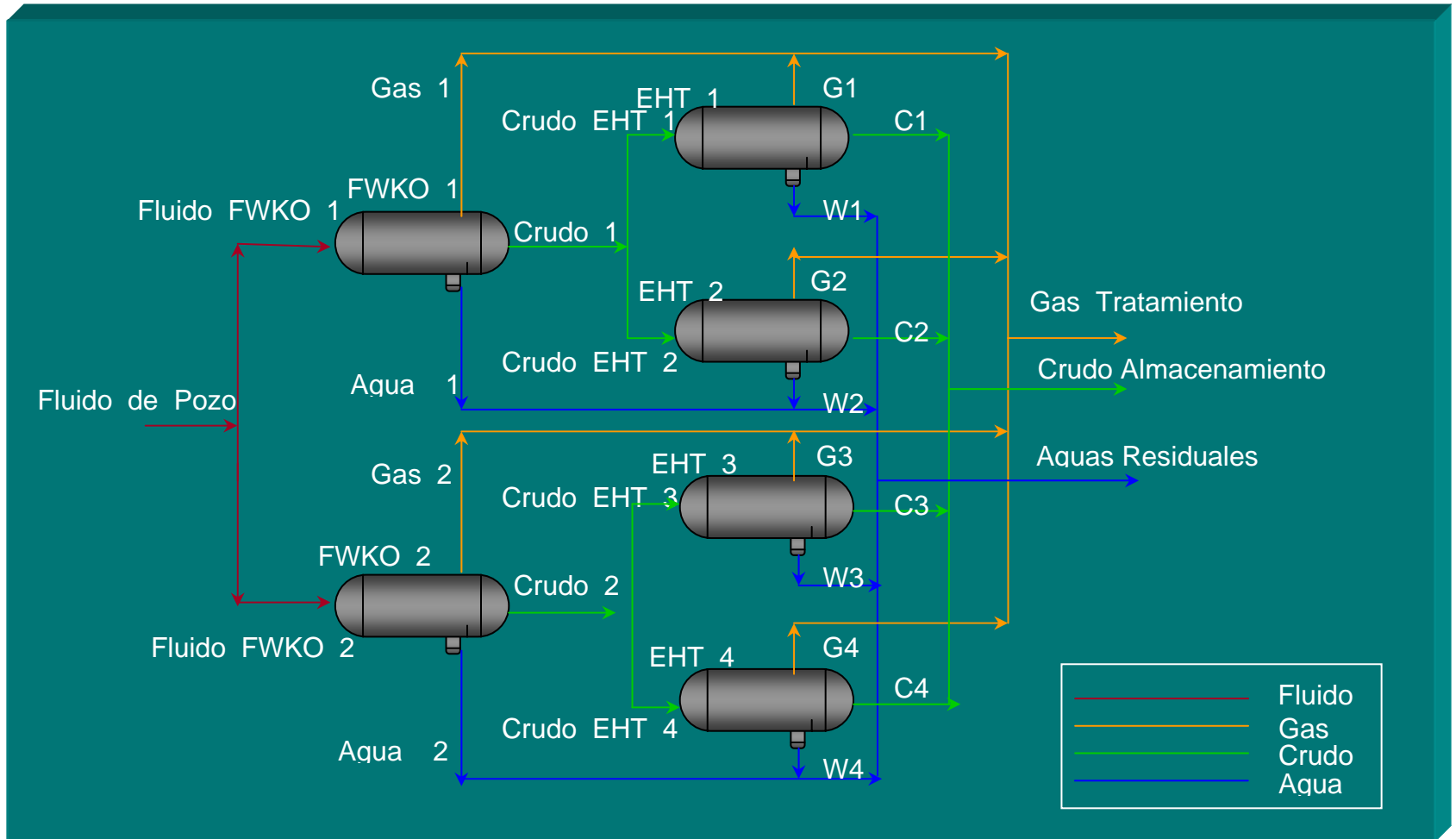


Figura 7. Diagrama Planta de Tratamiento de Crudo.

4.1.2 Consideraciones.

- Para realizar la simulación se requiere introducir datos de composición molar, peso molecular, Temperatura Normal de Ebullición y Gravedad del crudo. Con base en los datos proporcionados por OMIMEX de Colombia, y empleando una correlación desarrollada por Tarek Amed (1985), basada en las propiedades físicas tabuladas por Katz y Firoozabadi, se obtuvo una caracterización aproximada de las fracciones pesadas del fluido.

La correlación desarrollada por Tarek Amed y utilizada en la simulación se presenta a continuación:

$$\theta = a_1 + a_2n + a_3n^2 + a_4n^3 + (a_5/n) \quad (5)$$

Donde:

θ = Cualquier propiedad física

n = Numero de átomos de carbono

$a_1 - a_5$ = Coeficientes de la ecuación

El número de átomos se halla a partir de la siguiente ecuación:

$$n = \frac{MW - 2}{14} \quad (6)$$

Donde:

MW = Peso Molecular de la fracción pesada

θ	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5
MW	-131.11375	24.96156	-0.34079022	$2.4941184 \cdot 10^{-3}$	468.32575
T_c , °R	915.53747	41.421337	-0.7586859	$5.8675351 \cdot 10^{-3}$	$-1.3028779 \cdot 10^{-3}$
P_c , Psia	275.562756	-12.522269	0.29926384	$-2.8452129 \cdot 10^{-3}$	$1.7117226 \cdot 10^{-3}$
T_b , °R	434.38878	50.125279	-0.9097293	$7.0280657 \cdot 10^{-3}$	-601.85651
T	-0.50862704	$8.700211 \cdot 10^{-2}$	$-1.8484814 \cdot 10^{-3}$	$1.466389 \cdot 10^{-5}$	1.8518106
γ	0.86714949	$3.4143408 \cdot 10^{-3}$	$-2.839627 \cdot 10^{-5}$	$2.4943308 \cdot 10^{-8}$	-1.1627984
V_c , ft ³ /lb	$5.223458 \cdot 10^{-2}$	$7.87091369 \cdot 10^{-4}$	$-1.9324432 \cdot 10^{-5}$	$1.7547264 \cdot 10^{-7}$	$4.4017952 \cdot 10^{-3}$

Tabla 4. Coeficientes de la Ecuación 5.

- Se puede afirmar, que la simulación numérica es un arte y no una ciencia exacta, a raíz de esto, es necesario tener en cuenta que los datos arrojados por el simulador, son producto de procesos ideales. Por lo tanto, el ingeniero debe estar en la capacidad de realizar un ajuste numérico basado en los datos reales y en sus conocimientos ingenieriles, para que la simulación sea lo más aproximada al comportamiento real de los procesos.

Debido a esto, fue necesario realizar un ajuste de los datos anteriormente correlacionados para las fracciones pesadas, teniendo en cuenta que la gravedad del crudo es de 11.9 °API y su viscosidad es de 223 cp; para esto se variaron las Temperaturas Normales de Ebullición para ajustar la viscosidad, y la gravedad de la fracción mas pesada (C_{30+}), siendo esta fracción en donde se tiene la mayor incertidumbre en cuanto a la magnitud de sus propiedades.

- En la simulación, la corriente principal que entra al ciclo de tratamiento, toma diferentes nombres según la presión que lleve o el flujo másico que sea transportado, pero la composición sigue siendo la misma. Según esto las siguientes corrientes corresponden al mismo fluido: Fluido_de_pozo, Fluido_Pozo, Fluido_FWKO1, Fluido_FWKO2. Igual ocurre con la corriente de crudo que sale de FWKO y el tratador electrostático.
- El modelamiento que realiza HYSYS, para la operación del FWKO, supone que el proceso de separación será del 100%, lo que quiere decir que toda el agua contenida en la corriente de alimento será separada. Sin embargo, en la realidad este modelo no aplica, por lo tanto, se debe introducir el agua nuevamente al fluido que entra en los tratadores electrostáticos, para ajustar la composición de ésta corriente, a la verdadera, la cual es proporcionada por los datos de OMIMEX.
- Para simular las caídas de presión que presentan las corrientes a través del ciclo de tratamiento, se introducen válvulas de expansión.
- Cuando se desea dividir una corriente, se debe hacer con un tee, función que permite que el simulador realice la correspondiente división. Y para causar el efecto, es decir, la mezcla de corrientes, se utiliza una herramienta denominada mixer.

4.2 DISEÑO DEL INTERCAMBIADOR DE CALOR

En el análisis que realiza el simulador HYSYS, los cálculos para los Intercambiadores de Calor están basados en balances de energía para los fluidos calientes y fríos.

Para modelar el intercambiador de calor, HYSYS presenta una serie de métodos, que pueden ser aplicados según las necesidades.

4.2.1 Modelo de Puntos Extremos.

Esta basado en el flujo de calor estándar del intercambiador de calor, la ecuación esta definida en términos de coeficiente global de transferencia de calor, área de intercambio de calor y la temperatura media logarítmica.

Asunciones del modelo

- El coeficiente global de transferencia de calor es constante.
- Los calores específicos de ambos fluidos de la coraza y los tubos es constante.

El modelo toma lineal las curvas de calor para ambos lados del intercambiador de calor. Este modelo bastara para modelar los problemas donde no hay cambio de fase y C_p es relativamente constante.

4.2.2 Modelo Evaluación Ponderada.

Este modelo es excelente para resolver problemas de curvas de calor no lineales y cambio de fase de los componentes puros en uno o ambos lados del intercambiador. En este modelo, las curvas son fragmentadas en intervalos, y el balance de energía se realiza para cada intervalo. Se calcula la LMTD y UA para cada intervalo en las curvas de calor, realizando una sumatoria de éstas.

4.2.3 Modelo de Estado Estable.

Es una extensión del modelo de puntos extremos que involucra un cálculo ponderado, usa las mismas asunciones del modelo de puntos extremos. Como su nombre lo indica este modelo se usa para estado estable. Y se rige por la siguiente ecuación.

$$(M_C(H_{OUT} - H_{IN})_C - Q_{LEAK}) - (M_H(H_{IN} - H_{OUT})_H - Q_{LOSS}) = ERROR\ BALANCE \quad (7)$$

Donde:

M = Masa del fluido, flujo másico.

H = Entalpía.

Q_{leak} = Calor escapado del fluido frío.

Q_{loss} = Calor perdido en el fluido caliente.

El error en el Balance es una especificación en el Intercambiador de Calor, que se iguala a cero para la mayoría de las aplicaciones.

Los subíndices h y c, designan a los fluidos calientes y fríos respectivamente, así mismo, los subíndices in y out se refieren a la entrada y la salida.

El calor total transferido entre las paredes de los tubos y la carcaza (Duty del Intercambiador de Calor) puede ser definido en términos del coeficiente total de transferencia de calor, el área disponible para el intercambio de calor y la temperatura media logarítmica (LMTD):

$$Q = U * A * LMTD * Ft \quad (8)$$

El coeficiente de transferencia de calor y el área superficial son a menudo combinados en una única variable denominada UA. Mientras que la LMTD y su factor de corrección son definidas en la sección de comportamiento –Performance section-

- UA: Producto del coeficiente global de transferencia de calor, y el área total disponible para la transferencia de calor, El UA es igual al flujo de calor global dividido por el LMTD.
- LMTD: El LMTD no corregido multiplicado por el factor Ft. Para el Método de Evaluación Ponderada, el LMTD no corregido es igual al LMTD efectivo.

- Ft: factor de corrección de la LMTD (diferencia media logarítmica de temperatura), es calculado como una función de el numero de pasaos por la carcaza y la temperatura aproximada.
- LMTD no corregido: (aplicado solo al método de los puntos extremos), el LMTD es calculado en términos de la temperatura aproximada (diferencia final de temperaturas) en el intercambiador, usando la ecuación (3).

Se decidió utilizar el Modelo d Estado Estable en la simulación, ya que cumple con las condiciones de operación.

Para el diseño del intercambiador de calor se tuvieron en cuenta las especificaciones de construcción tipo TEMA, escogiendo un intercambiador de calor de tubo en U, de un paso por la carcaza y 2 por los tubos, diámetro exterior de tubo $\frac{3}{4}$ in, Calibre BGW 16, con paso triangular por ser esta distribución más fácil de limpiar, 15/16 in de paso por los tubos. La longitud de los tubos más utilizada es 16 in y 19.685 in. Se considero utilizar una separación entre Baffles de 15 in con un 25% de corte transversal por ser óptima.

Se escogió este arreglo, porque suministra un mayor coeficiente global de transferencia de calor, y por lo tanto, habrá mayor calentamiento.

El diámetro interno de la carcaza se varió según las especificaciones para obtener una mejor área de transferencia de calor a menor costo.

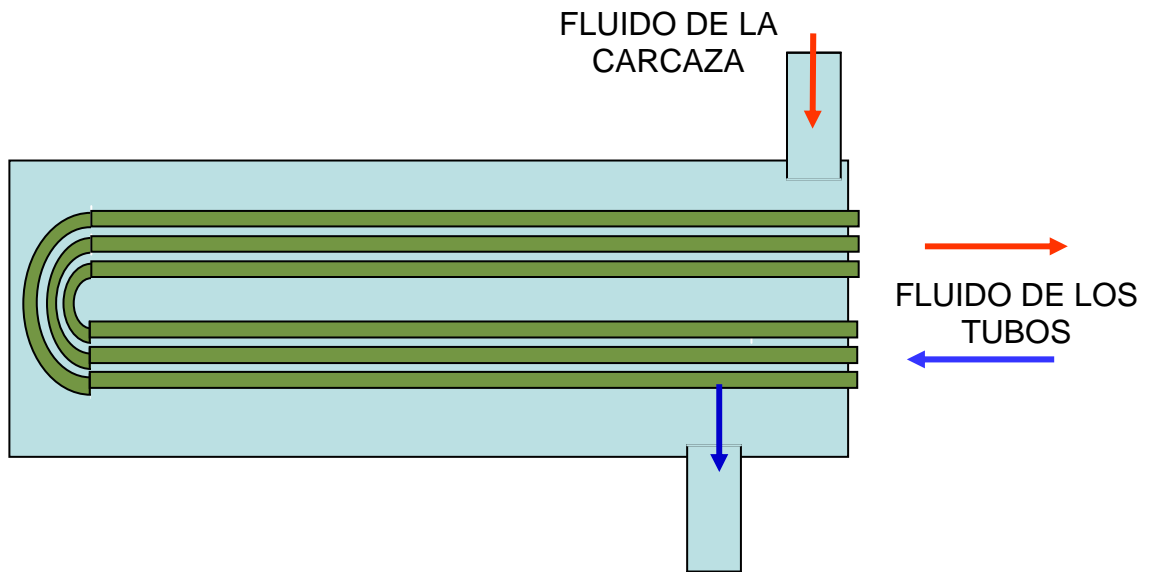


Figura 8. Intercambiador de Calor 1-2. Un paso por la carcaza, 2 por los tubos.

5. RESULTADOS

Se puede observar que el agua separada en el FWKO y los separadores electrostáticos, puede ceder calor hacia el fluido de pozo que se va a tratar, lo cual se refleja en el hecho, que si el fluido de pozo ingresa al ciclo de tratamiento de crudo a una mayor temperatura será menor la cantidad de calor necesaria para la separación y a su vez menor el consumo de gas.

Se evaluaron las tres alternativas de integración energética planteadas anteriormente; se realizaron tres corridas para cada alternativa, variando las dimensiones del intercambiador de calor, para encontrar la configuración más eficiente en el aprovechamiento de la energía contenida en las corrientes de agua provenientes del FWKO y de los separadores electrostáticos. Los resultados obtenidos con la simulación, para cada una de las alternativas propuestas son mostrados a continuación:

5.1 ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA

En las tablas siguientes, en las que se presentan los resultados, se muestra la energía que requiere el separador antes de la simulación, después de la simulación, y el correspondiente ahorro de energía expresado en %.

5.1.1 Alternativa 1.

Precalear el Fluido de pozo con el agua proveniente de los FWKO.

- **Corrida 1.** Las dimensiones del Intercambiador usado en esta simulación son:

DI Carcaza: 15.25 in

Número de Tubos: 180

Longitud de Tubos: 16 ft

Área: 565.49 ft²

Los demás parámetros no se modifican.

Agua Separador	T1	T2
fluido	130	130.41
Agua	150	148.98

Energía FWKO (MMBTU/hr)	4.54
Energía FWKO sim (MMBTU/hr)	4.44
Energía ahorrada (%)	2.03
LMTD (F)	19.30
U (BTU/ft-hr-°F)	4786.79

Tabla 5. Resultados Alternativa 1.

- **Corrida 2.** Las dimensiones del Intercambiador usado en esta simulación son:

DI Carcaza: 17.25 in

Número de Tubos: 244

Longitud de Tubos: 16 ft

Área: 747.70 ft²

Agua Residual	T1	T2
Fluido	130	130.68
Agua	150	148.31

Energía FWKO (MMBTU/hr)	4.54
Energía FWKO sim (MMBTU/hr)	4.39
Energía ahorrada (%)	3.30
LMTD (F)	18.82
U (BTU/ft-hr-°F)	8065.33

Tabla 6. Resultados Alternativa 1.

- **Corrida 3.** Las dimensiones del Intercambiador usado en esta simulación son:

DI Carcaza: 17.25 in

Número de Tubos: 244

Longitud de Tubos: 19.65 ft

Área: 919.90 ft²

Agua Separador	T1	T2
Fluido	130	130.82
Agua	150	147.95

Energía FWKO (MMBTU/hr)	4.54
Energía FWKO sim (MMBTU/hr)	4.35
Energía ahorrada (%)	4.19
LMTD (F)	18.55
U (BTU/ft-hr-°F)	7772.82

Tabla 7. Resultados Alternativa 1.

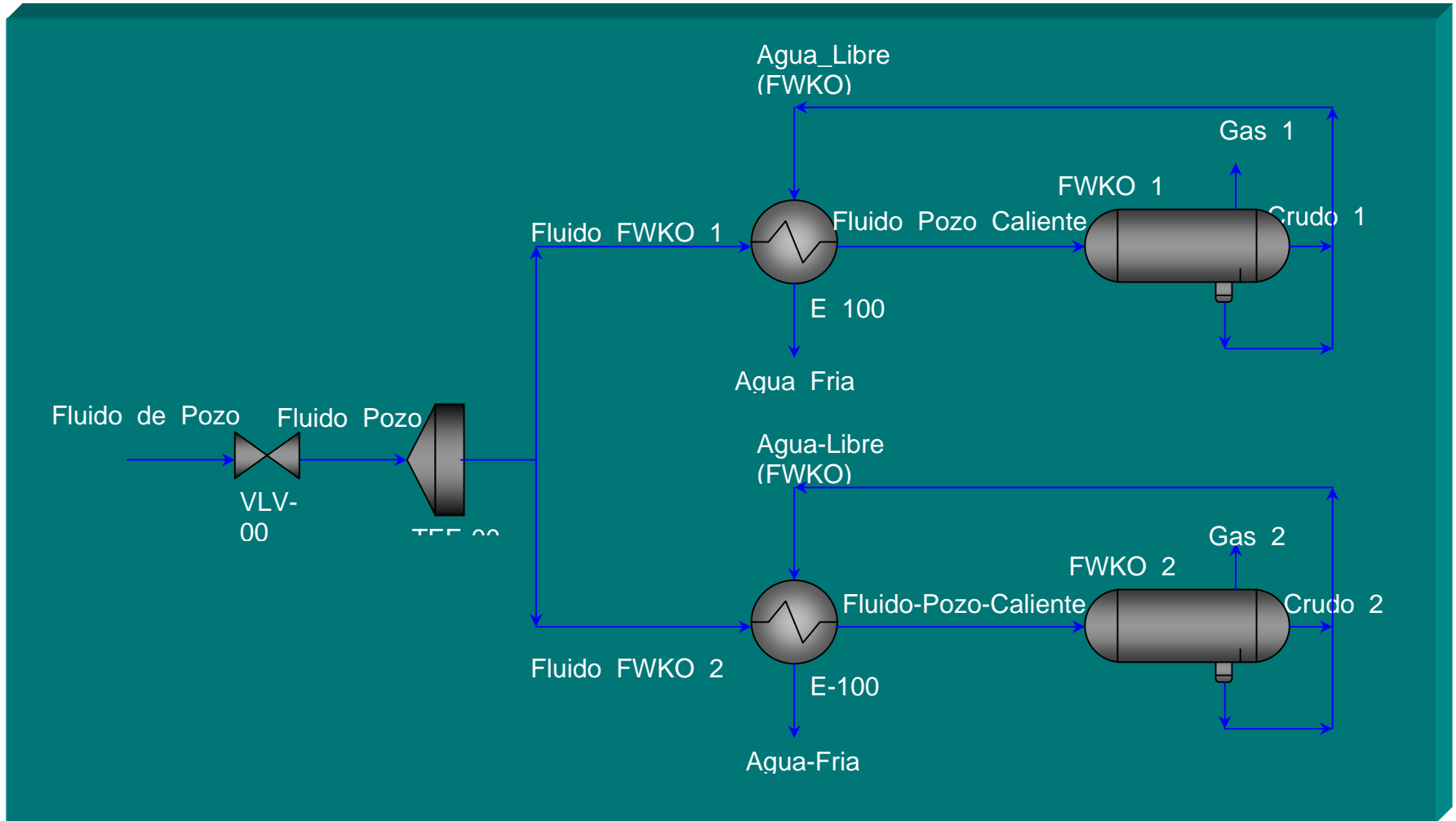


Figura 9. Diseño de Alternativa 1.

5.1.2 Alternativa 2

Precalentar el fluido de pozo con el agua proveniente de los separadores electrostáticos.

- **Corrida 1.** Las dimensiones del Intercambiador usado en esta simulación son:

DI Carcaza: 15.25 in

Número de Tubos: 180

Longitud de Tubos: 16 ft

Área: 565.49 ft²

Agua Tratador	T1	T2
Fluido	130	133.09
Agua	210	204.05

Energía FWKO (MMBTU/hr)	4.54
Energía FWKO sim (MMBTU/hr)	4.07
Energía ahorrada (%)	10.35
LMTD (F)	76.29
U (BTU/ft-hr-°F)	6144.32

Tabla 8. Resultados Alternativa 2.

- **Corrida 2.** Las dimensiones del Intercambiador usado en esta simulación son:

DI Carcaza: 17.25 in

Número de Tubos: 244

Longitud de Tubos: 16 ft

Área: 747.70 ft²

Agua Tratador	T1	T2
Fluido	130	132.73
Agua	210	203.14

Energía FWKO (MMBTU/hr)	4.54
Energía FWKO sim (MMBTU/hr)	3.93
Energía ahorrada (%)	13.44
LMTD (F)	75.15
U (BTU/ft-hr-°F)	8137.32

Tabla 9. Resultados Alternativa 2.

- **Corrida 3.** Las dimensiones del Intercambiador usado en esta simulación son:

DI Carcaza: 17.25 in

Número de Tubos: 244

Longitud de Tubos: 19.65 ft

Área: 919.90 ft²

Agua Tratador	T1	T2
Fluido	130	133.31
Agua	210	201.68

Energía FWKO (MMBTU/hr)	4.54
Energía FWKO sim (MMBTU/hr)	3.80
Energía ahorrada (%)	16.30
LMTD (F)	74.10
U (BTU/ft-hr-°F)	10007

Tabla 10. Resultados Alternativa 2.

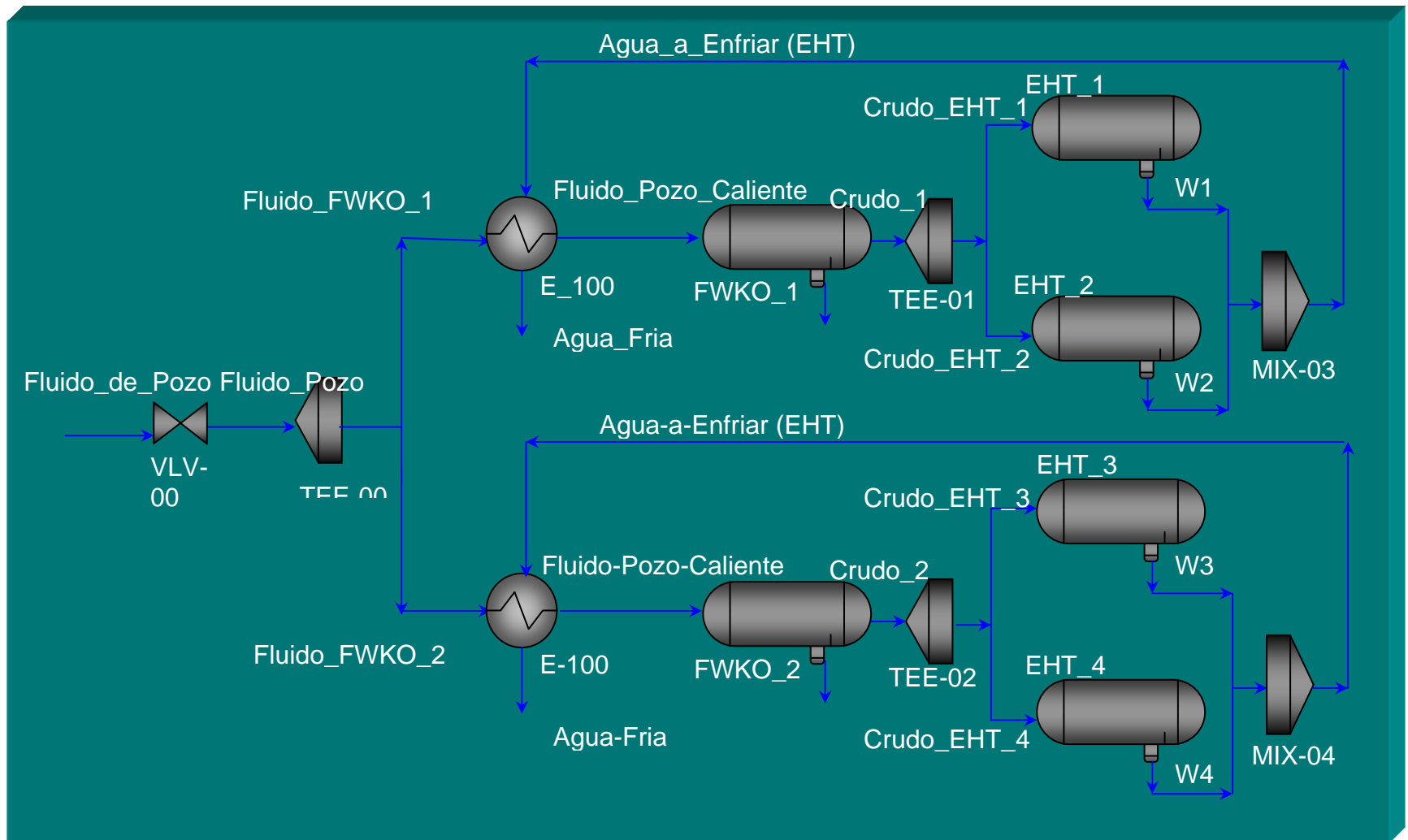


Figura 10. Diseño de Alternativa 2.

5.1.3 Alternativa 3.

Precalentar el fluido con la mezcla de las corrientes provenientes tanto del FWKO como de los separadores electrostáticos.

- **Corrida 1.** Las dimensiones del Intercambiador usado en esta simulación son:

DI Carcaza: 15.25 in

Número de Tubos: 180

Longitud de Tubos: 16 ft

Área: 565.49 ft²

Agua Residual	T1	T2
Fluido	130	131.05
Agua	180	177.05

Energía FWKO (MMBTU/hr)	4.54
Energía FWKO sim (MMBTU/hr)	4.30
Energía ahorrada (%)	5.29
LMTD (F)	48.88
U (BTU/ft-hr-°F)	4824.40

Tabla 11. Resultados Alternativa 3.

- **Corrida 2.** Las dimensiones del Intercambiador usado en esta simulación son:

DI Carcaza: 17.25 in

Número de Tubos: 238

Longitud de Tubos: 16 ft

Área: 747.70 ft²

Agua Residual	T1	T2
fluido	130	131.38
Agua	180	178.34

Energía FWKO (MMBTU/hr)	4.54
Energía FWKO sim (MMBTU/hr)	4.23
Energía ahorrada (%)	6.83
LMTD (F)	48.51
U (BTU/ft-hr-°F)	6373.21

Tabla 12. Resultados Alternativa 3.

- **Corrida 3.** Las dimensiones del Intercambiador usado en esta simulación son:

DI Carcaza: 17.25 in

Número de Tubos: 238

Longitud de Tubos: 19.685 ft

Área: 919.90 ft²

Agua Residual	T1	T2
Fluido	130	131.69
Agua	180	177.95

Energía FWKO (MMBTU/hr)	4.54
Energía FWKO sim (MMBTU/hr)	4.16
Energía ahorrada (%)	8.37
LMTD (F)	48.15
U (BTU/ft-hr-°F)	7847.14

Tabla 13. Resultados Alternativa 3.

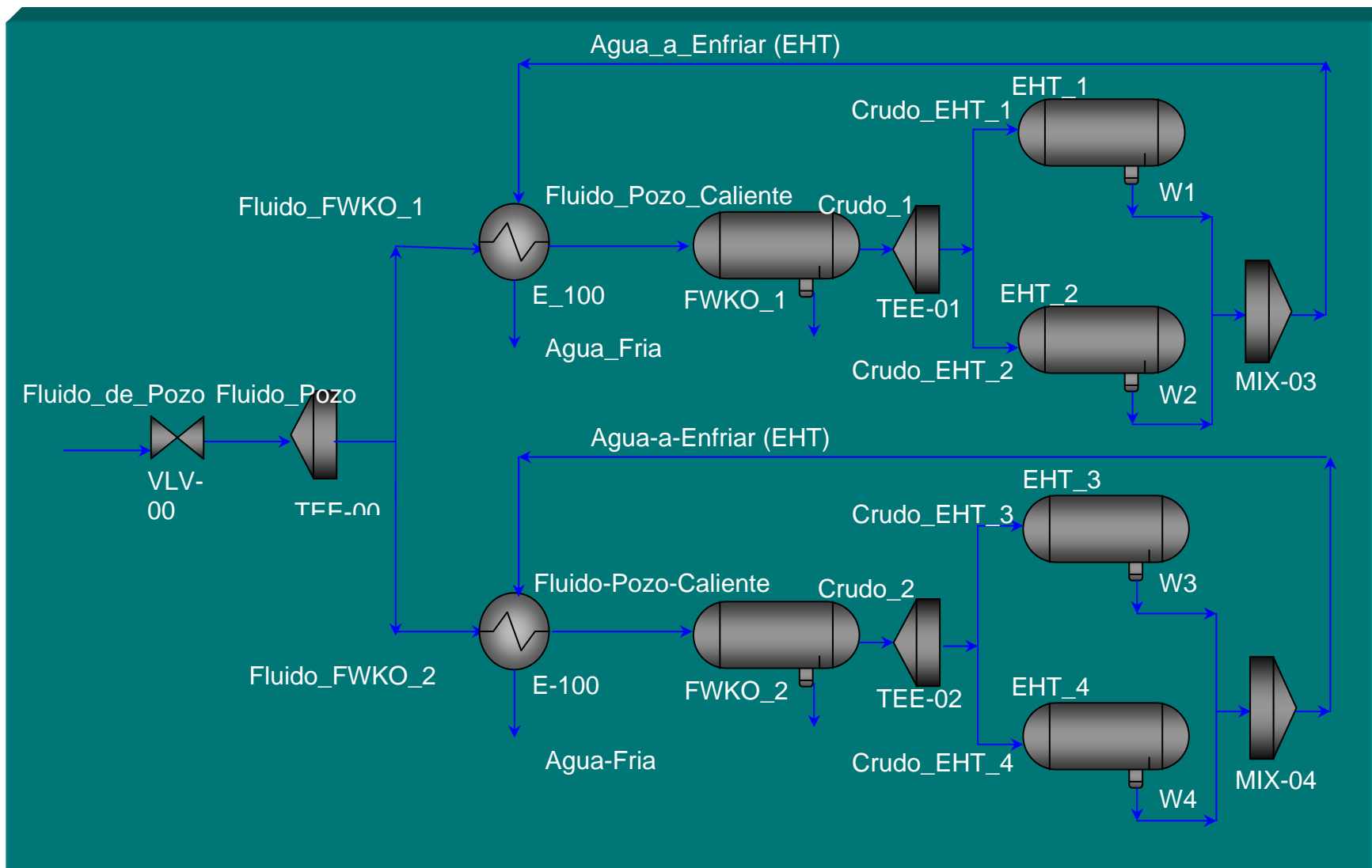


Figura 11. Diseño de Alternativa 3.

5.2 ANÁLISIS DE COSTOS

Los equipos involucrados en el diseño conceptual presentado anteriormente representan un costo, el cual, se calcula de modo global con base en las características principales de cada uno de ellos, empleando correlaciones encontradas en la literatura y el índice actualizado de costos Marshall & Swift que a diciembre de 2003 es 1123.6.

Teniendo en cuenta la cantidad de energía suministrada por el fluido caliente hacia el fluido frío en cada uno de los Módulos es posible determinar el ahorro en el consumo de gas en el FWKO. Estas cifras y su conversión a dólares se encuentran en la tabla 19 teniendo en cuenta que el poder calorífico del gas es de 1086.1 BTU/ft³, que el precio del gas es 2.4 U\$/MMBTU y que el valor del dólar es \$2750.

	ENERGÍA ECONOMIZAD A	GAS ECONOMIZADO	COSTO GAS		
	MMBTU/h	ft ³ /h	U\$/h	U\$/mes	\$/mes
1	0.94	865.48	2.26	1624.32	4.47E+06
2	1.22	1123.29	2.93	2108.16	5.80E+06
3	1.48	1362.67	3.55	2557.44	7.03E+06

Tabla 14. Precio Y Cantidad De Gas Economizado.

	COSTO EQUIPOS INTEGRACIÓN ENERGÉTICA (U\$/Intercambiador)	COSTO GAS AHORRADO (U\$/mes)	TIEMPO EN QUE SE RECUPERA LA INVERSIÓN (meses)
Corrida 1	7700	1624.32	9.48
Corrida 2	9225	2108.16	8.75
Corrida 3	10554	2557.44	8.25

Tabla 15. Tiempo en que se recupera la inversión en equipos para la alternativa de integración energética.

Teniendo en cuenta el análisis anterior, la alternativa más atractiva es implementar dos intercambiadores con las especificaciones de la tabla 15., precalentando con el agua proveniente de los separadores electrostáticos pues con él, se obtiene un mayor calentamiento del fluido y la inversión se recupera en menor costo.

EQUIPO	CARACTERÍSTICAS	COSTO
Intercambiador de calor	Tipo: carcaza y tubo. Pasos por los tubos: 2. Pasos por la carcaza: 1. Área: 920 ft ² . U: 10007 BTU/h-°F. Longitud tubos: 20 ft. Diámetro carcaza: 17.25 in. Diámetro tubos: 0.75 in. Número de tubos: 238. Material tubos: Admiralty. Material carcaza: Carbon steel. Aislamiento: foamglass.	10 554 U\$/Intercambiador

Tabla 16. Especificaciones del intercambiador escogido.

6. CONCLUSIONES

La integración energética de procesos cada día toma más importancia en la industria, debido a los ahorros en consumo de energía, y por consiguiente, la reducción de costos de operación de los campos.

La alternativa de integración energética, mas atractiva para economizar energía en el campo Jazmín, es la alternativa 2 configuración del intercambiador 3, en donde el ahorro de gas es de U\$2557.44/mes.

Implementar la integración energética en el campo Jazmín, representará una disminución en el consumo de energía de los equipos de tratamiento del crudo y una reducción en los costos de operación, ya que la inversión se recuperará en tan solo 8.25 meses.

Al obtener un mayor coeficiente global de transferencia de calor, aumentará el área transferencia y por lo tanto, el fluido de pozo se hará mas caliente.

El simulador de procesos HYSYS, es una herramienta de gran utilidad que permite predicciones aproximadas del comportamiento de los procesos que se realizan en la industria del petróleo, bajo diferentes escenarios de operación.

7. RECOMENDACIONES

Para ingeniería básica, sería conveniente, que la empresa realizara una destilación simulada, para obtener, la Temperatura Normal de Ebullición y la gravedad de las fracciones pesadas del crudo y obtener una caracterización del fluido con base en datos experimentales.

Se recomienda, para estudios posteriores, realizar una simulación en HYSYS en sistema dinámico, para controlar los tiempos de descarga de los separadores.

Como inquietud para otros trabajos, se podría implementar como alternativa, el diseño de los equipos adicionales al intercambiador de calor, como tubería, tanques y bombas, ya que no es el propósito de esta tesis.

Se podría aumentar el tamaño del intercambiador para obtener una mayor transferencia de calor, pero implicaría un sobre dimensionamiento del equipo, ya que para precalentar el caudal de fluido del campo sería suficiente con implementar un intercambiador propuesto en las alternativas.

BIBLIOGRAFÍA

1. AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 2 Ed. Gulf Professional Publishing. Boston, 2001.
2. ARNOLD, Ken and STEWART, Maurice. surface Production Operations (Volumen 1). Gulf Publishing Company. Houston – Texas, 1998.
3. BONILLA, German y SERRANO, Fabiola. Simulación de Procesos de Transferencia de Calor en Intercambiadores. Bucaramanga, 1990. Trabajo de Grado (Ingeniería Química). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas.
4. Economics Indicators. Chemical Engineering Magazine. March, 2004.
5. HYPROTECH LTD, HYSYS Process Simulator Program, 300 Hyprotech Centre, 1110 Centre Street North, Calgary, Alberta T2E 2R2, Canada.
6. KERN, Donald. Procesos de Transferencia de Calor. Continental, S.A. México. 1965
7. PERRY, Robert H.; GREEN, D.W.; and MALONEY, J.O. Manual del Ingeniero Químico. Volumen II, 7 Ed, McGraw-Hill, España 2001.
8. OMIMEX de Colombia LTDA. Empresa Operadora.

9. WELTY, James; WICK, Charles and WILSON, Robert. Fundamentals of Momentum, heat, and mass. John Wiley and Sons, Inc. Canada, 1984.

10. C.B. CUMMINGS AND C.E. ENGELMAN, ENGELMAN-GENERAL INC.: "The Theory and Economics of Electrostatic Treaters" SPE 18850, presented at Production Operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, March 13-14, 1989.

11. IR. RAZMAHWATA, RAZALLI, MARWAN SAHAT EXXONMOBIL INC.: "Emulsion Treatment Utilizing Hot Produced Water" SPE 77848, presented at SPE Asia Pacific Oil and Gas conference in Melbourne, Australia, 2002.

12. J.L. ZAKIN; T.H. PLEGUE; S.G. FRANK; D.H. FRUMAN. "Studies of Water Continuous Emulsions of Heavy Crude Oils" SPE 015792. Department of Chemical Engineering, The Ohio State University, Columbus; Ohio 43210.

13. SUNIL KOKAL, SPE SAUDI ARAMCO.: "Crude Oil Emulsion: A State of the Art Review" SPE 77497, presented at SPE Annual Technical Conference and exhibition held Production Operations Symposium held in San Antonio, Texas, 2002.

14. <http://scsx01.sc.ehu.es/nmwmigaj/intercambiadores.htm>"inter cambiadores"

15. [http://www.geocities.com/MadisonAvenue/6883/trabajos/6inter cambiadores/intercambiadores98.htm](http://www.geocities.com/MadisonAvenue/6883/trabajos/6intercambiadores/intercambiadores98.htm)

16. <http://www.armstrong.com>

17. <http://www.ijee.dit.ie/articles/Vol14-3/ijee1015.pdf>

18. http://www.engr.pitt.edu/chemical/undergrad/lab_manuals/shell_tube.pdf (shell tube)

19. http://www.directindustry.com/find/shell_tube_heat_exchanger.html

20. <http://www.bryanboilers.com/Bryanlit/bys1997.pdf>

21. <http://www.ittstandard.com/slzd/PRDSLGD.PDF>

22. <http://www.che.com>

ANEXOS

1. SIMULACIÓN DE PROCESOS

1.1 INTRODUCCIÓN

El propósito de este capítulo es dar las guías necesarias para construir casos de simulación de procesos mediante el programa de computador HYSYS⁵ versión HYSYS. Process Ver 2.4. No se trata de un curso para dar a conocer en forma detallada la herramienta, sino de desarrollar ejemplos en forma aplicada.

1.2 Bases para Construir un Caso

Cuando se da inicio al programa aparece la pantalla que se indica abajo. El primer paso es seleccionar un nuevo caso "New Case", haciendo click donde indica la flecha, en la figura 12.

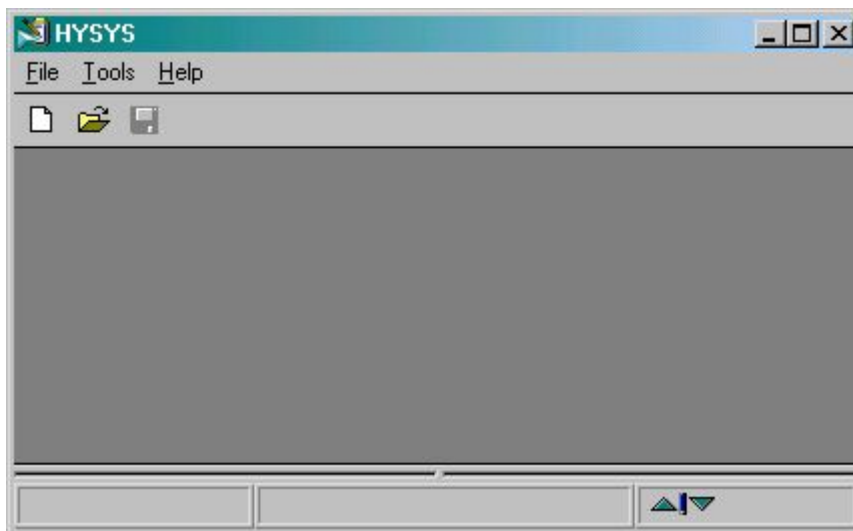


Figura 12. Adicionar Un Nuevo Caso De HYSYS

1.3 SIMULATION BASIS MANAGER

Al iniciar un nuevo caso, se entra al "Simulation Basis Manager". Esta pantalla permite crear y manipular cualquier paquete de fluido. HYSYS usa el concepto de paquete propietario de fluido "Property Package", en el cual está contenida toda la información necesaria para hacer cálculos de propiedades físicas y de equilibrios flash. Aquí se define toda la información tal como: paquete propietario, componentes puros, componentes hipotéticos, etc. Ver Figura 13. El usuario puede crear estos componentes hipotéticos, en "Hypotetical Groups", figura 14, con la siguiente información: TBN o Peso Molecular y Densidad.

El segundo paso es hacer click en el botón "Add" para seleccionar un paquete de propiedades.

El paso 3 es seleccionar "EOSs" para escoger una ecuación de estado. El modelo recomendado para aplicaciones en procesamiento de hidrocarburos que contiene agua es el de Peng Robinson. Por eso el paso 4 es escoger Peng Robinson.

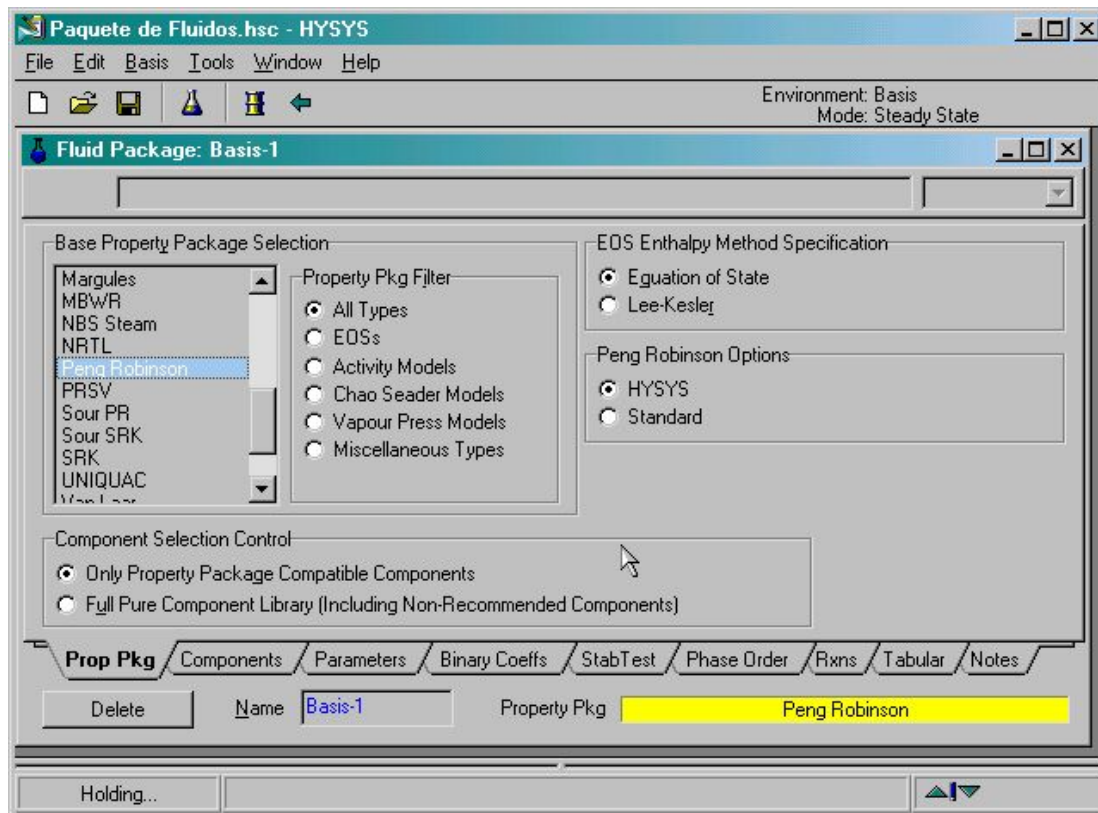


Figura 13. Selección De Un Paquete De Fluidos

El paso 5 es seleccionar los componentes. Se van a seleccionar los siguientes componentes: H₂O, N₂, CO₂, H₂S, C₁, C₂, C₃, iC₄, nC₄, iC₅, nC₅, C₆ y C₇. Ir a la pestaña "Components", donde dice "Match" colocar el cursor escribir H₂O y dar "Enter", en "Match" escribir N₂ y dar "Enter", en "Match" escribir CO₂ y dar "Enter", en "Match" escribir H₂S y dar "Enter", con el cursor marcar desde "Methane" hasta "n-Heptane" y dar "Enter". Cerrar haciendo click en "X" y nuevamente en "Enter Simulation Environment". Ahora se puede empezar a construir un caso de simulación.

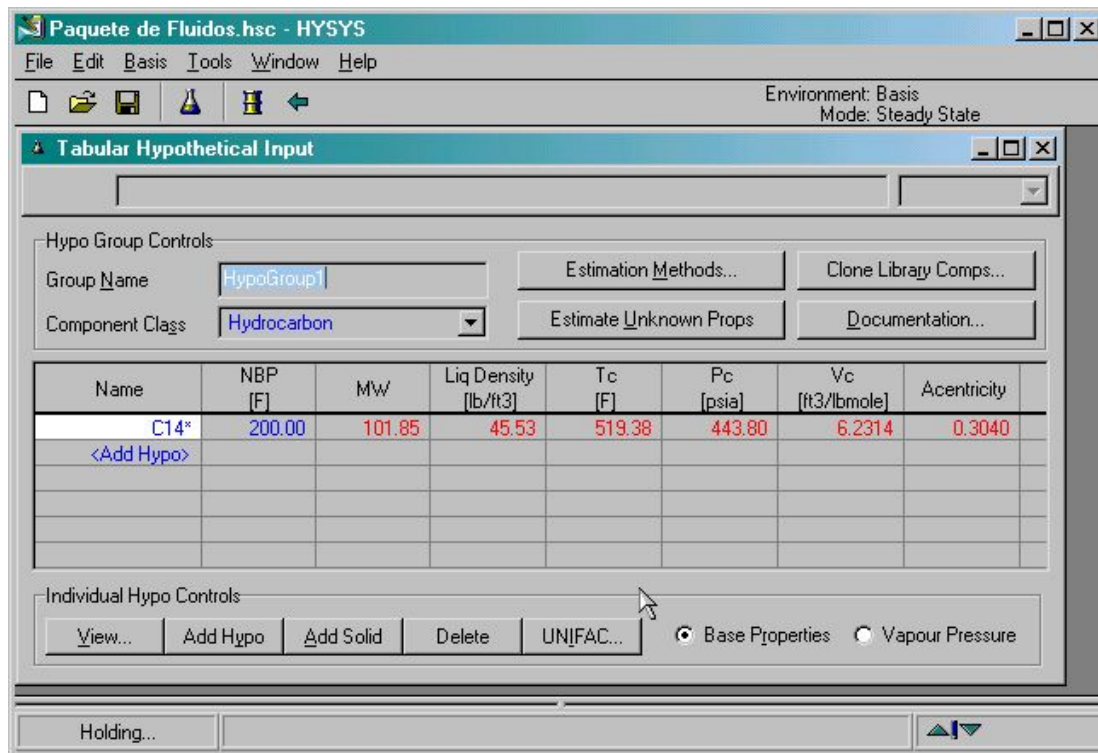


Figura 14. Selección De Componentes Hipotéticos

El "Object Palette" contiene todos los objetos (corrientes, equipos, unidades lógicas, etc.), que se usan para construir un caso de simulación; se activa o desactiva con "F4". Para escoger un objeto se da doble click sobre él, o se coge con el botón derecho del "mouse" y se arrastra soltándolo en el "PFD". Ver Figura 15.

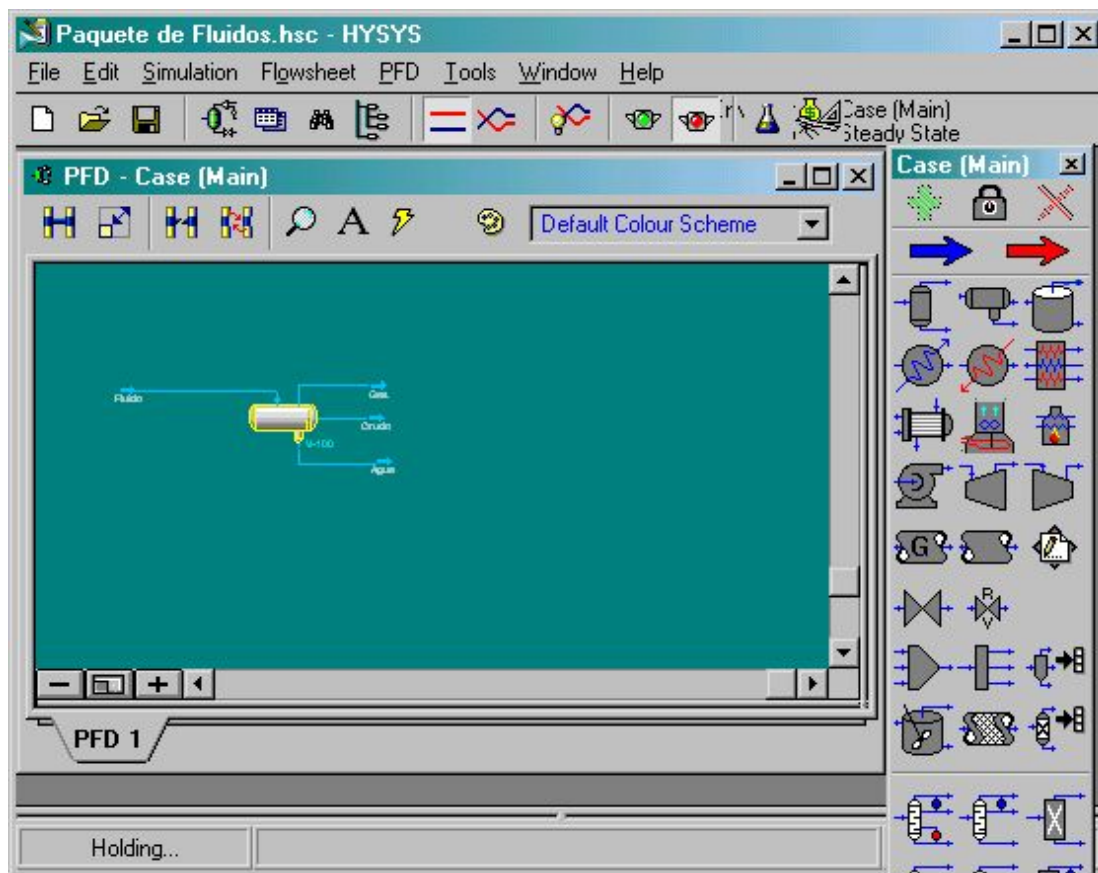


Figura 15. Paleta de Objetos

Selección de Unidades

En HYSYS es posible cambiar el conjunto de unidades tales como Sistema Internacional, Sistema Europeo y Sistema Británico o unidades de campo "Field", y con base en ellas, el usuario puede conformar su propio conjunto. En este curso se usarán las unidades de campo "Field" y variaciones de usuario con base en este conjunto, puesto que tienen un uso generalizado en la industria del petróleo. La selección de unidades se hace de la siguiente forma. Ver figura 16:

1. Seleccionar "Tools" de la barra de menús, escoger "Preferences".
2. En la pestaña "Variables" señalar "Units".
3. Seleccionar el conjunto de unidades de campo "Field".
4. Hacer click en "X" para retornar a la simulación.

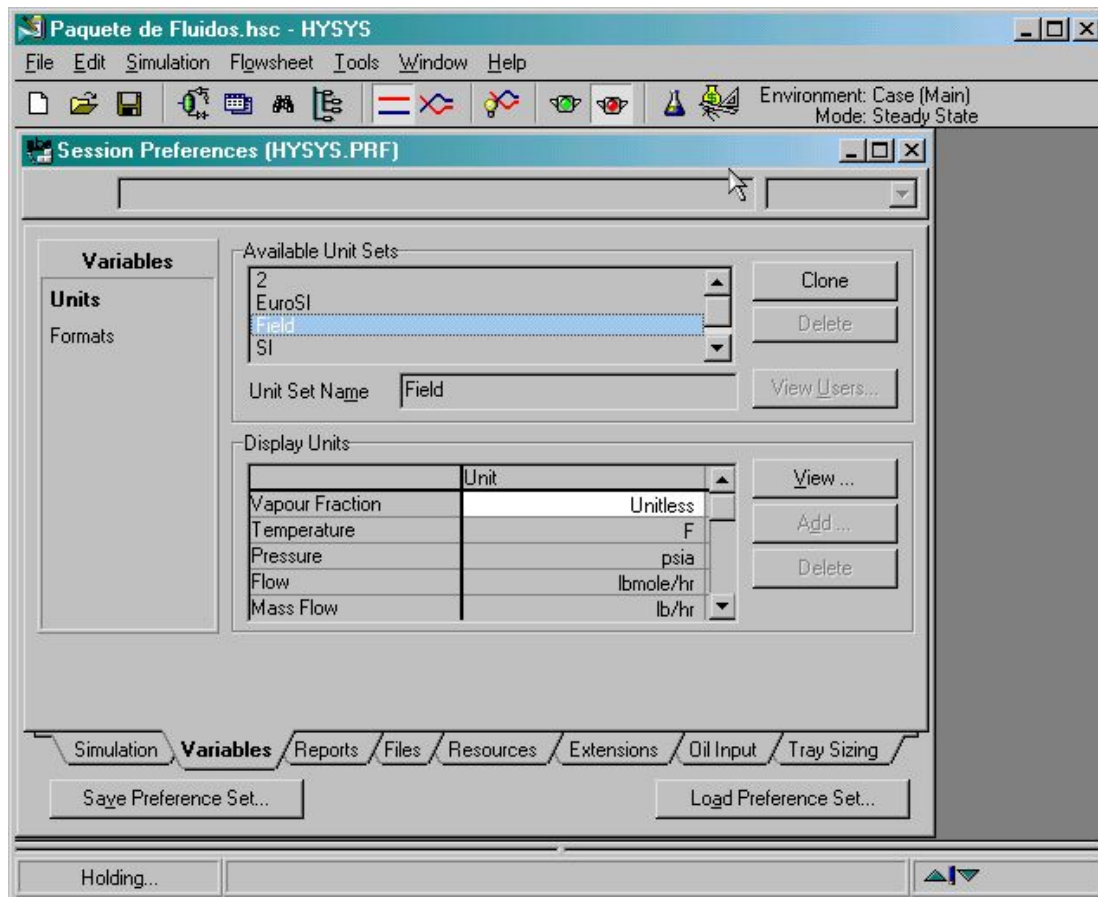


Figura 16. Selección de Unidades

Adicionar una Corriente y Hacer un Cálculo Flash

En HYSYS hay dos tipos de corrientes, de materia y de energía. Las corrientes de materia tienen una composición y parámetros tales como temperatura, presión y tasas de flujo. Se usan para representar corrientes de proceso. Las corrientes de energía tienen solamente un parámetro, flujo de calor. Se usan para representar el duty suministrado o retirado en una operación unitaria.

Una de las formas para adicionar una corriente es desde el "Object Palette".

1. Si no está activado el "Object Palette" presionar "F4", coger con el botón derecho del "mouse" la flecha azul "Material Stream" y arrastrarla soltándola solamente en el "PFD".
2. Aparece en el "PFD" una flecha azul que indica la corriente 1, hacer doble click sobre la flecha azul para que se despliegue la vista de propiedades de la corriente.
3. Subrayar el 1 de la parte superior escribir el nombre y dar "enter".
4. Hacer doble click en el cajón "Molar Flow" para empezar a suministrar la composición molar del fluido.
5. Entrar la composición: H₂O, N₂, CO₂, H₂S, C₁, C₂, C₃, iC₄, nC₄, iC₅, nC₅, nC₆ y nC₇.

6. Presionar el botón "OK" cuando todas las fracciones molares hayan sido entradas.

7. Adicionar valores para "Temperature", "Pressure" y "Molar Flow"