

**EVALUACIÓN, SELECCIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE LA MEJOR
ALTERNATIVA TÉCNICO – ECONÓMICA PARA MEJORAR EL
TRATAMIENTO DE CRUDO PESADO Y EXTRAPESADO EN EL BLOQUE
CASIMENA.**

**JAIME LIZARAZO VARGAS
JAIME MIGUEL PINILLA TORRES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACION EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2015

**EVALUACIÓN, SELECCIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE LA MEJOR
ALTERNATIVA TÉCNICO – ECONÓMICA PARA MEJORAR EL
TRATAMIENTO DE CRUDO PESADO Y EXTRAPESADO EN EL BLOQUE
CASIMENA.**

**JAIME LIZARAZO VARGAS
JAIME MIGUEL PINILLA TORRES**

**Trabajo de grado para obtener el título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**Director(a)
YACQUELINE JAIMES BARAJAS
M.Sc. Química**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACION EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015**

CONTENIDO

	Pag
INTRODUCCION.....	14
1. PROBLEMÁTICA ACTUAL EN EL PROCESO DE TRATAMIENTO DE CRUDO EN LA ESTACION YENAC	16
1.1. UBICACIÓN DEL BLOQUE CASIMENA	16
1.3. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE CRUDO EN LA ESTACIÓN YENAC	18
1.4. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN DE AGUA EN LA ESTACIÓN YENAC	18
1.5. ESQUEMA GENERAL DE LAS FACILIDADES PARA EL TRATAMIENTO DE FLUIDOS EN LA ESTACIÓN YENAC.....	19
1.6. SOBRECOSTOS ASOCIADOS AL RETRATAMIENTO DE CRUDO	23
2. TECNOLOGÍAS MÁS USADAS PARA MEJORAR EL TRATAMIENTO DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS	25
2.1 INTERCAMBIADORES DE CALOR USANDO VAPOR DE AGUA	25
2.2 TRATADORES TÉRMICOS	27
2.2.1.1 Funcionamiento de los pirotubos.	30
2.2.1.2 Control básico del tratador vertical.	30
2.3 TRATADORES TERMOELECTROSTÁTICOS	35
2.3.1 Sección de inundación.....	38
2.4 DILUCIÓN DE CRUDO	42
2.4.1 Tipos de Diluyente.	43
2.4.1.1 Crudos livianos.....	43
2.4.1.2 Nafta.....	43
2.4.2 Selección de Diluyente.	44
2.4.3 Inyección del diluyente.....	44
2.4.3.1 Inyección de diluyente en cabeza de pozo.....	44
2.4.3.2 Inyección de diluyente en la estación principal de tratamiento de fluidos.	45
3. EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LAS TECNOLOGÍAS Y/O PROCESOS SELECCIONADOS Y QUE APLICAN PARA EL TRATAMIENTO DE CRUDO EN EL BLOQUE CASIMENA.....	46
3.1 INTERCAMBIADORES DE CALOR.....	46
3.1.1 Aspectos técnicos.....	46
3.1.2 Aspectos económicos.	48
3.2 TRATADORES TÉRMICOS	48
3.2.1 Aspectos técnicos.....	48
3.2.2 Aspectos económicos.	50
3.3 TRATADORES TERMO-ELECTROSTÁTICOS.....	50

3.3.1	Aspectos técnicos.....	50
3.3.2	Aspectos económicos.....	52
3.4	DILUCIÓN CON CRUDO LIVIANO.....	53
3.4.1	Inyección de diluyente en fondo de pozo.....	53
3.4.2	Inyección de diluyente en superficie.....	53
3.4.2.1	Inyección de diluyente en cabeza de pozo.....	54
3.4.2.1.1	Aspectos técnicos.....	54
3.4.2.1.2	Aspectos económicos.....	54
3.4.2.1	Inyección de diluyente en el Manifold general de la estación Yenac.....	55
3.4.2.1.1	Aspectos técnicos.....	55
3.4.2.1.2	Aspectos económicos.....	55
4.	IMPLEMENTACION DE LA INYECCION DE DILUYENTE EN EL MANIFOLD GENERAL DE LA ESTACION YENAC.....	60
4.1	SELECCIÓN DEL DILUYENTE.....	60
4.2	PRUEBA DE COMPATIBILIDAD DE CRUDOS.....	61
4.3	COMPONENTES DEL SISTEMA.....	61
4.3.1	Descargadero de crudo liviano.....	62
4.3.2	Bombas de descargue de crudo liviano.....	63
4.3.3	Tanques de almacenamiento de crudo liviano.....	64
4.3.4	Bombas de inyección de crudo liviano.....	64
4.3.5	Línea de inyección de crudo liviano.....	64
4.3.6	Medidor de flujo.....	65
4.3.7	Manifold general de la estación.....	66
4.4	RESULTADOS.....	66
4.4.1	Sistema de separación.....	67
4.4.2	Sistema de deshidratación.....	67
4.4.3	Sistema de almacenamiento de crudo para venta.....	69
5.	CONCLUSIONES.....	70
	BIBLIOGRAFIA.....	72

LISTA DE FIGURAS

	Pag
Figura 1. Ubicación Bloque Casimena	17
Figura 2. Generalidades Bloque Casimena	17
Figura 3. Sistema General tratamiento de crudo Estación Yenac	18
Figura 4. Sistema General tratamiento de crudo/ Agua Estación Yenac.....	19
Figura 5. Facilidades de tratamiento de fluidos Campo Yenac	20
Figura 6. Intercambiador de calor de carcasa y tubos	27
Figura 7. Intercambiador de calor de carcasa y tubos	29
Figura 8. Esquema de un tratador térmico horizontal	32
Figura 9. Esquema tratador electrostático horizontal.....	36
Figura 10. Efecto de la carga eléctrica sobre las pequeñas gotas en la emulsión.....	37
Figura 11. Facilidad para el tratamiento de crudo incluyendo un intercambiador de calor	48
Figura 12. Facilidad para el tratamiento de crudo incluyendo un tratador térmico.....	50
Figura 13. Facilidad para el tratamiento de crudo incluyendo un tratador termo-electrostático	52
Figura 14. Facilidad para la inyección de diluyente en cabeza de pozo.....	55
Figura 15. Esquema de la facilidad para la inyección de diluyente en el Manifold general de la estación principal.	56

LISTA DE TABLAS

	Pag
Tabla 1. Perfil de %BSW equipos de proceso	21
Tabla 2. Volumen de crudo para retratamiento estación Corcel	24
Tabla 3. Sobrecostos retratamiento de crudo estación Corcel	24
Tabla 4. Resumen general de la evaluación técnico económica	58
Tabla 5. Volumen de crudo liviano de diferentes calidades necesario para mezclar con el crudo pesado	60
Tabla 6. Perfil de equipos posterior a la implementación de la Alternativa seleccionada.....	64

LISTA DE GRAFICAS

	Pag
Grafica 1. Perfil de %BSW en Separadores	21
Grafica 2. Perfil de %BSW en Gun Barrels.....	22
Grafica 3. Perfil de %BSW en Tanques de producción	23
Grafica 4. Perfil de %BS&W en la corriente de crudo que sale de los separadores	68
Grafica 5. Perfil de %BS&W, en los Gun Barrels.....	68
Grafica 6. Perfil de %BS&W en los tanques de almacenamiento de crudo para venta.....	69

LISTA DE FOTOGRAFIAS

	Pag
Fotografía 1. Descargadero de crudo liviano.....	61
Fotografía 2. Bombas para descargar crudo liviano.....	62
Fotografía 3. Tren de tanques para almacenar crudo liviano	62
Fotografía 4. Bombas para inyectar el crudo liviano en el Manifold general.....	63
Fotografía 5. Línea de inyección de crudo liviano	63
Fotografía 6. Medidor de flujo	64
Fotografía 7. Computador de flujo.....	65
Fotografía 8. Manifold general de la estación Yenac	66

RESUMEN

TITULO¹: EVALUACIÓN, SELECCIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA TÉCNICO – ECONÓMICA PARA MEJORAR EL TRATAMIENTO DE CRUDO PESADO Y EXTRAPESADO EN EL BLOQUE CASIMENA.

AUTORES²:

JAIME LIZARAZO VARGAS

JAIME PINILLA TORRES

PALABRAS CLAVE: TRATAMIENTO, CRUDO PESADO, CRUDO EXTRAPESADO, CRUDO LIVIANO, FACILIDADES DE TRATAMIENTO, TECNOLOGÍAS

Los crudos pesados y extrapesados por su propia naturaleza composicional son difíciles de tratar, existe una gran complejidad para romper las emulsiones que los conforman, poder separar tanto el agua del crudo como el crudo del agua siempre ha sido un gran reto. Por ello, durante la historia de la industria de los hidrocarburos se han desarrollado diversas tecnologías que buscan una solución a esta problemática. Básicamente, el tratamiento que existe en la actualidad se divide en cinco grandes grupos: inyección de químicos, segregación gravitacional, calentamiento, tratamiento electrostático, dilución con crudos más livianos y combinación de estas. En los últimos años han surgido nuevas tecnologías y/o técnicas que han dado buenos resultados pero aún no se aplican a gran escala.

En la primera parte de este trabajo se presenta una descripción de la necesidad actual en el bloque Casimena en cuanto a tratamiento y calidad de crudo para venta refiere. El segundo capítulo hace un recuento general de las principales técnicas usadas en la industria para mejorar el tratamiento de estos crudos, la tercera parte presenta la evaluación y selección de la mejor alternativa técnico-económica que se ajusta a la necesidad de este campo en particular, finalizando con la implementación de la alternativa seleccionada y los resultados obtenidos después de la implementación.

¹ Monografía

² Ingenieros de Petróleos. Facultad De Ingenierías Fisco-Químicas. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director: M.Sc. Yacqueline Jaimes Barajas.

ABSTRACT

TITLE³: EVALUATION, SELECTION AND IMPLEMENTATION OF THE BEST ALTERNATIVE TECHNICAL AND ECONOMIC TO IMPROVE TREATMENT OF HEAVY OIL AND EXTRA-HEAVY OIL IN BLOCK CASIMENA.

AUTHORS⁴:

JAIME LIZARAZO VARGAS

JAIME PINILLA TORRES

KEYWORDS: TREATMENT, HEAVY OIL, EXTRA HEAVY OIL, LIGHT OIL, TREATMENT FACILITIES, TECHNOLOGIES.

The extra-heavy Oil by his own compositional nature are difficult to treat, a great complexity to break emulsions that form, to remove as much water as crude oil water has always been a great challenge. Therefore, during the history of the oil industry they have developed various technologies seeking a solution to this problem. Basically, the treatment that exists today is divided into five groups: chemical injection, gravity segregation, heating, electrostatic treatment, dilution with lighter oil and combination thereof. In recent years new technologies and / or techniques that have been successful but not yet applied on a large scale have emerged.

In the first part of this paper we describe the current need arises in the block Casimena regarding treatment and quality of crude oil for sale concerned. The second chapter makes a general account of the main techniques used in the industry to improve the treatment of these raw, the third part presents the evaluation and selection of the best technical and economic alternative that meets the need for this particular field, ending with the implementation of the selected alternative and the results obtained after implementation.

³ Monografía

⁴ Ingenieros de Petróleos. Facultad De Ingenierías Fisco-Químicas. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director: M.Sc. Yacqueline Jaimes Barajas.

INTRODUCCION

El bloque Casimena está ubicado en el Departamento del Casanare, Municipio de Maní. Petrominerales Colombia Ltd. Inició la etapa de producción en el primer semestre del año 2010 bajo el contrato de Exploración & Producción (E&P) suscrito entre Petrominerales Colombia LTD y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). El descubrimiento del Campo Yenac, inició con la perforación y puesta en producción del Pozo Yenac-01, el cual produjo Crudo de la Formación Upper Mirador, con gravedad de 14 °API. Posteriormente se desarrollaron los Campos Mantis y Pisingo con la perforación adicional de 10 pozos productores entre los tres campos. Los campos Yenac y Mantis producen crudo con gravedades API desde 8,6 @ 17,5 °API, de las formaciones Lower Mirador y Upper Mirador, y el campo Pisingo produce crudo de 22 y 29.5 °API de las formaciones Mirador y Carbonera C7 respectivamente.

Los tres Campos (Yenac, Mantis y Pisingo), pertenecen al bloque Casimena; los fluidos de los campos Yenac y Mantis se reciben y tratan en la estación Yenac. Desde el inicio de su producción, debido a que se instalaron facilidades para manejo de crudos livianos, se han tenido serios problemas para el tratamiento (Separación y Deshidratación) del crudo directamente en las facilidades del Campo Yenac, es por ello que se hace importante buscar una alternativa que ayude a mejorar esta problemática. Los fluidos del Campo Pisingo se reciben y se tratan en una facilidad independiente (Estación Pisingo) y distante a la estación Yenac, aproximadamente a 30 Km de la estación Yenac.

Para entender la problemática actual en cuanto al tratamiento del crudo, las necesidades operacionales para la entrega de crudo exigidas por el comprador (Ecopetrol) en las diferentes ventanas de recibo para posterior bombeo por los oleoductos, en el primer capítulo de este trabajo se hace una descripción detallada acerca del tema, incluyendo los sobrecostos para la operación por concepto de movilización de crudo fuera de especificaciones hasta otra

facilidad de Petrominerales para ser retratado, esto como punto de partida, para la posterior revisión de algunas de las tecnologías disponibles actualmente en la industria de los hidrocarburos para mejorar el tratamiento de crudos pesados y extrapesados, temas que se tratan en el capítulo dos.

Una vez se haya realizado el estudio y la selección de las tecnologías que aplican para este caso específico, se presentan dos capítulos más. En el primero de ellos, se presenta un análisis técnico-económico, teniendo en cuenta algunas condiciones específicas para estos campos, este análisis nos permitirá escoger la tecnología y/o técnica que mejor se ajuste a la necesidad actual de la operación para el bloque Casimena. Posteriormente, habiendo escogido una de las alternativas propuestas, se presentan los resultados de la implementación de la tecnología escogida para mejorar y dar solución al tratamiento de crudo de estos campos.

1. PROBLEMÁTICA ACTUAL EN EL PROCESO DE TRATAMIENTO DE CRUDO EN LA ESTACION YENAC

Desde el inicio de las operaciones de Well Testing, las facilidades para el tratamiento de los fluidos en la estación Yenac, se construyeron con equipos convencionales, especialmente para manejar crudos livianos; en la medida que se fueron perforando más pozos, los fluidos se seguían recibiendo en esta facilidad y cada vez se hacía más complicado cambiar equipos por otros más apropiados para manejar crudos pesados por el impacto que esto tenía en la producción, sumado al costo económico asociado al montaje de una nueva facilidad. Por ello se han tenido serios inconvenientes para poder sacar el crudo con especificaciones de venta, especialmente $BSW < 0.5\%$; para lograr este objetivo se hacía necesario transportar el crudo fuera de especificaciones por medio de carrotanques hasta otra facilidad ubicada en el departamento del Meta, facilidad de tratamiento del campo Corcel, allí se retrataba el crudo para lograr sacarlo con especificaciones de venta, $BSW < 0.5\%$ y así enviarlo a las diferentes ventanas de recibo indicadas por el comprador para su posterior bombeo por oleoductos.

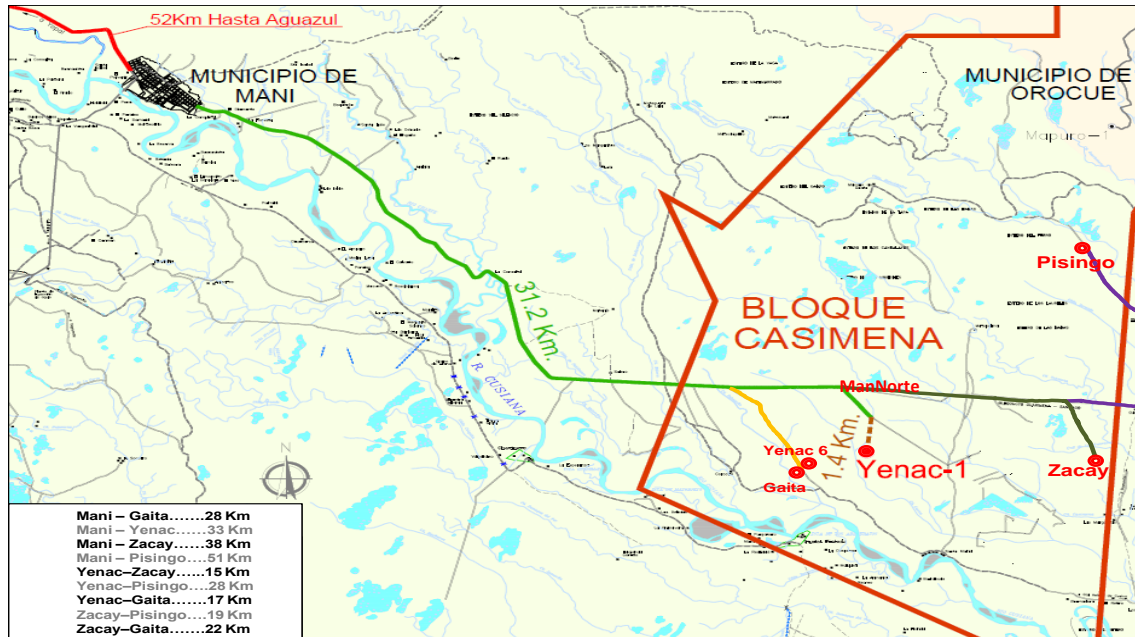
Inicialmente el objetivo era lograr $\%BSW < 0.5$, posteriormente por exigencias del comprador (Ecopetrol) para bombear por los oleoductos, el crudo se debía entregar con una calidad mínimo de 21 °API.

Transportar el crudo en carrotanques desde la Facilidad de Yenac (Casanare) hasta la facilidad de la Estación Corcel (Meta) para retratar y mezclar el crudo, estaba generando grandes sobre costos, los cuales hacían el proyecto poco rentable y en un corto plazo alcanzar el límite económico.

1.1. UBICACIÓN DEL BLOQUE CASIMENA

El bloque Casimena está ubicado en el departamento del Casanare, municipio de Maní, la estación Yenac está ubicada a 32 Km de la cabecera municipal del municipio.

Figura 1. Ubicación Bloque Casimena



Fuente: Presentación General Bloque Casimena

1.2. GENERALIDADES DEL BLOQUE CASIMENA

A continuación, se presentan algunas generalidades del bloque Casimena, en cuanto a producción de fluidos, características de fluidos, entre otros. Es importante tener en cuenta que los pozos que se han perforado en este bloque no producen gas.

Figura 2. Generalidades Bloque Casimena

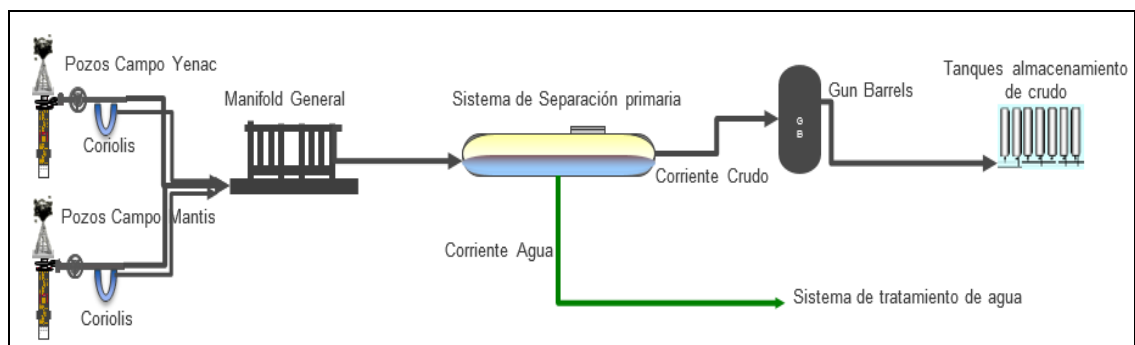
• Pozos productores	10 Pozos
• Pozos abandonados	2 Pozos
• Pozos Inyectores	2 Pozos
• Caudal de Inyección	43.000 BWPD
• API del crudo	8,6-17.5 °API
• Sistema de levantamiento artificial	Bombeo Electrosumergible
• Sistema de medición	Estática
• Producción de aceite	5300 BONPD
• Producción de gas	0.0 MSCF
• Producción de agua	43.000 BWPD
• Producción fluido total	48.300 BFPD
• Corte de agua	93% (Campos Yenac y Mantis)
• Temperatura fluido cabeza de pozo	190°F

1.3. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE CRUDO EN LA ESTACIÓN YENAC

Los fluidos de todos los pozos (9 en total) de los campos Yenac y Mantis, llegan por línea de flujo hasta el Manifold general de la estación Yenac, de este Manifold, los fluidos de los diferentes pozos se distribuyen por dos colectores independientes hacia dos separadores horizontales trifásicos que operan a baja presión, aproximadamente 34 psi, la capacidad de los separadores es de 30k bfpd y 12k bfpd. En estos separadores, mediante procesos físicos y con ayuda de tratamiento químico, se realiza el proceso de separación primaria.

Posteriormente, la corriente de crudo que sale de los separadores va hacia 4 Gun Barrels de 750 Bls C/U para el proceso de lavado y/o deshidratación del crudo. El crudo que rebosa de los Gun Barrels va hacia los tanques de almacenamiento o tanques de producción, 21 tanques cilíndricos horizontales de 500 bls de capacidad C/U.

Figura 3. Sistema General tratamiento de crudo Estación Yenac



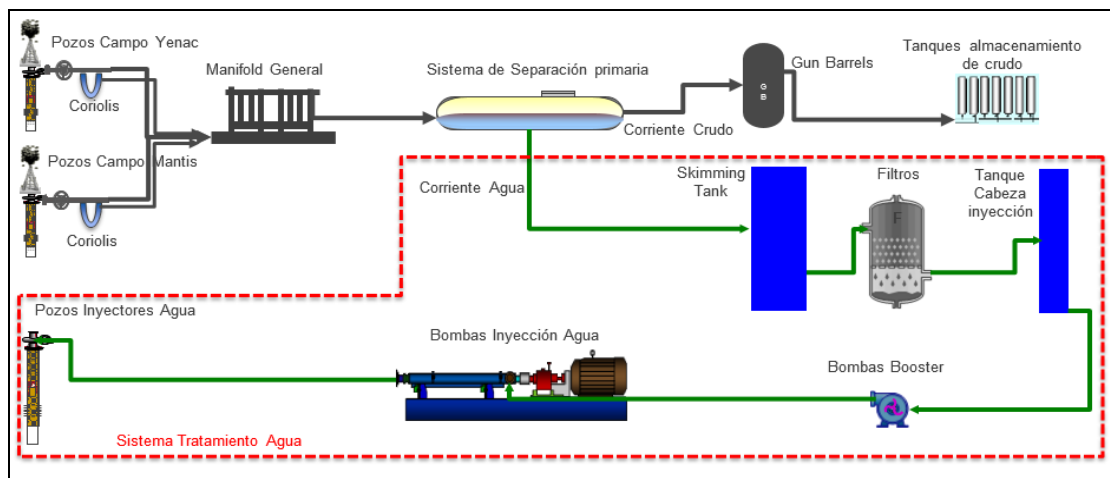
Fuente: Autores

1.4. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN DE AGUA EN LA ESTACIÓN YENAC

La corriente de agua que sale de los separadores se envía a tres Skimming Tank de 20K BWPD C/U, allí se retira la mayor cantidad de sólidos y trazas de crudo, de estos tanques desnatadores, el agua pasa al sistema de filtración, compuesto por tres filtros de cascara de nuez, dos ellos con capacidad para filtrar 15K BWPD C/U y un tercer filtro de 20k BWPD. Del sistema de filtración

el agua sale con la calidad máxima permisible en cuanto a concentración de solidos suspendidos ($TSS < 5 \text{ ppm}$) y concentración de grasas ($O/W < 5 \text{ ppm}$). El agua se envía al tanque cabeza de inyección de 1000 Bls, de este tanque succionan las bombas booster que alimentan las bombas horizontales de inyección de agua, que finalmente inyectan el agua en dos pozos inyectoros que se usan como disposición.

Figura 4. Sistema General tratamiento de crudo/ Agua Estación Yenac

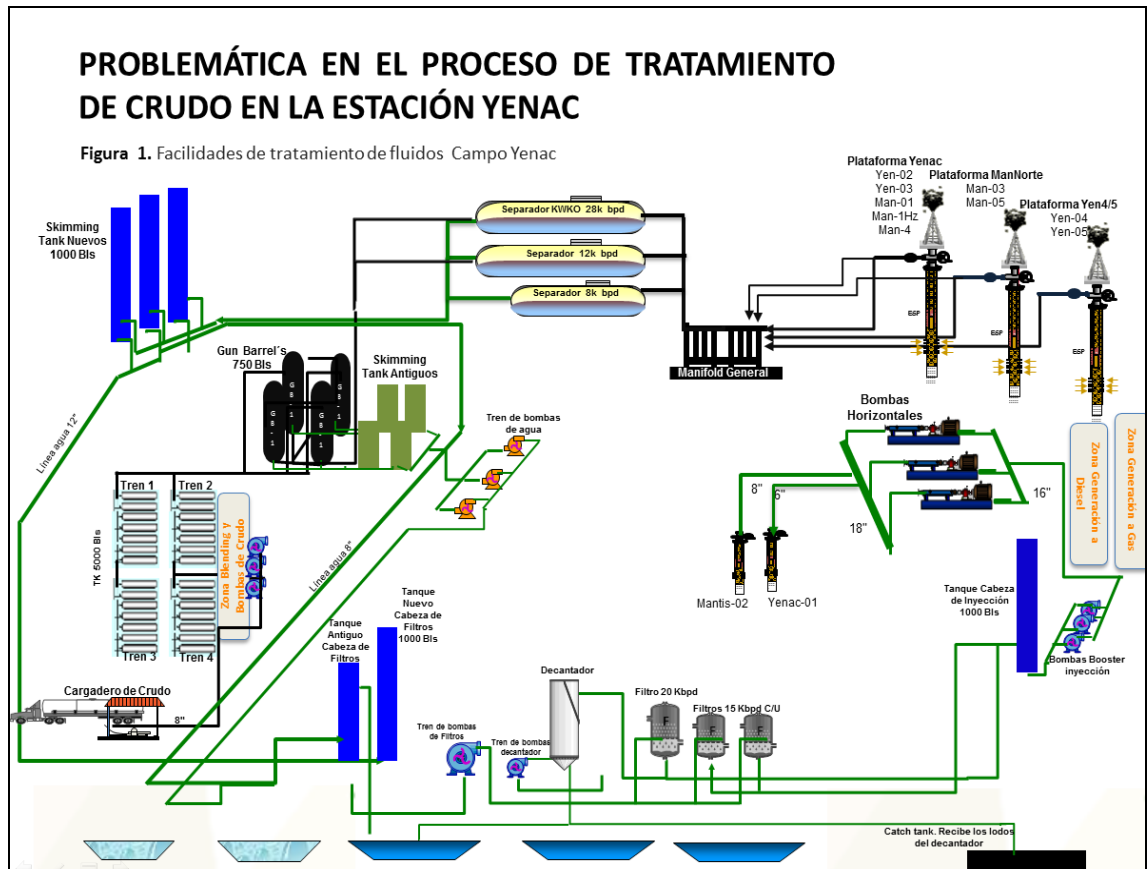


Fuente: Autores

1.5. ESQUEMA GENERAL DE LAS FACILIDADES PARA EL TRATAMIENTO DE FLUIDOS EN LA ESTACIÓN YENAC

En el siguiente esquema (Fig 5) se muestra la configuración y diseño general de la facilidad Yenac para tratamiento de fluidos. Se puede observar que la facilidad cuenta con equipos convencionales para tratar crudos no tan pesados como los que hoy día se producen en el bloque Casimena (Hasta de $8,6 \text{ }^\circ\text{API}$). Actualmente en esta estación se recibe los fluidos producidos por los 9 pozos de los campos Mantis y Yenac, y el agua producida (43 KBWPD) se le realiza un tratamiento, para dejarla en condiciones y se dispone para inyección, con los 2 pozos dispuestos para este fin.

Figura 5. Facilidades de tratamiento de fluidos Campo Yenac⁵



Fuente: Autores

En la tabla 1, se presentan los perfiles de los diferentes equipos que se usan en el sistema de separación primaria y deshidratación de crudo. Para los separadores se relacionan los valores promedios por mes obtenidos tanto a la entrada como en la corriente de salida de los mismos equipos, así mismo, se comparan con los valores de referencia que en teoría deberían obtenerse en dichas corrientes en aras de verificar el resultado final. Igualmente, se relacionan los resultados obtenidos en la línea de rebose de los Gun Barrels y en los tanques de almacenamiento de crudo, reportando el valor real de %BSW y el valor de referencia.

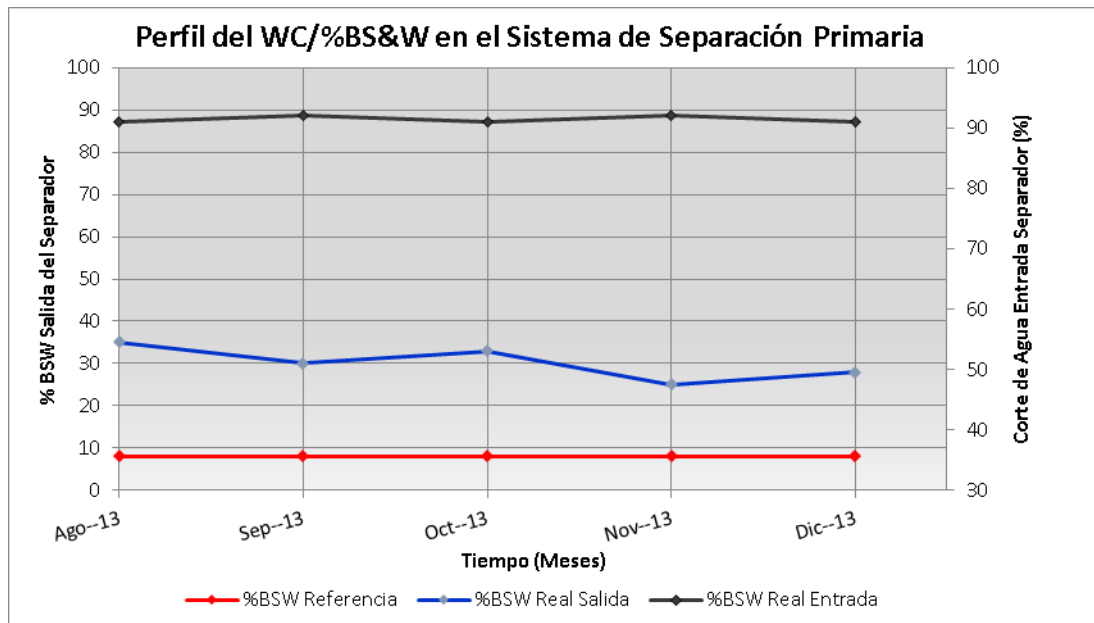
⁵ Petrominerales, presentación general Campo Yenac.

Tabla 1. Perfil de %BSW equipos de proceso⁶

Perfil de equipos							
Equipo	Separadores			Gun Barrel		Tanques Producción	
Punto	Entrada	Salida		Salida		Salida	
Mes	%BSW Real Entrada	%BSW Real Salida	%BSW Referencia	%BSW Real Salida	%BSW Referencia	%BSW Real	%BSW Referencia
Ago--13	91	35	8	20	0,5	3	0,4
Sep--13	92	30	8	15	0,5	2	0,4
Oct--13	91	33	8	18	0,5	2,5	0,4
Nov--13	92	25	8	17	0,5	2	0,4
Dic--13	91	28	8	19	0,5	2	0,4

En la gráfica 1, se observa que el corte de agua en la entrada de los separadores esta por el orden del 92% tal cual como llega de los diferentes pozos. El %BSW en la corriente de salida de crudo oscila entre 20 y 40%, cuando de acuerdo a la teoría y práctica, debería estar por el orden de 5-10% para lograr un buen resultado saliendo (Rebose) de los Gun Barrels.

Grafica 1. Perfil de %BSW en Separadores

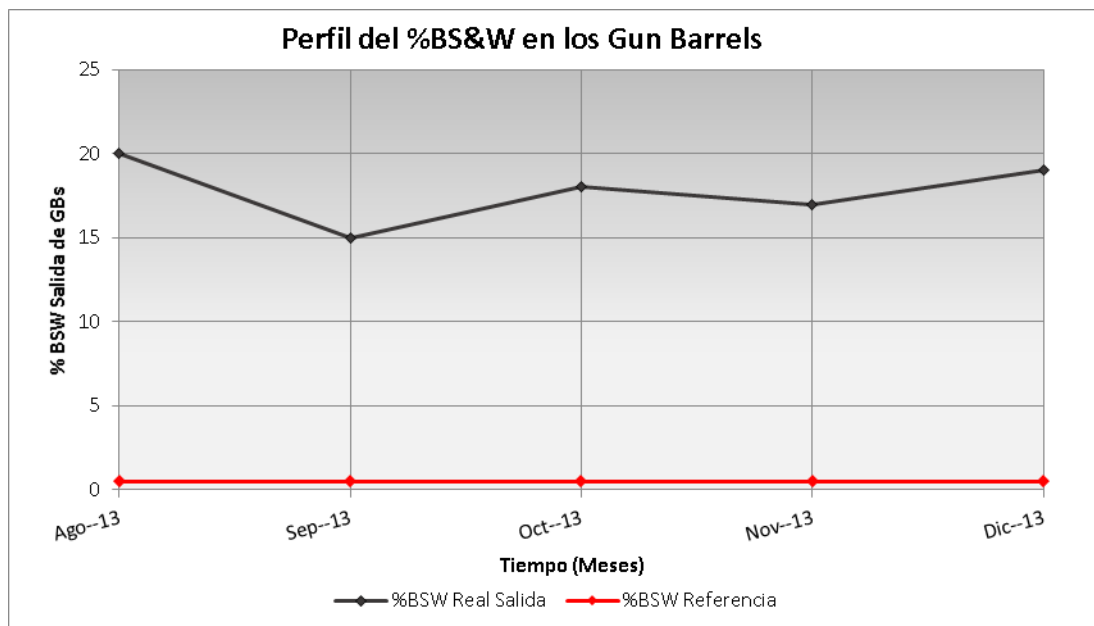


Fuente: Autores

⁶ Petrominerales, archivos de producción.

La corriente de crudo que rebosa de los Gun barrels, sale con un %BSW que varía entre 15 – 20% cuando de estos equipos (referencia) se debería rebosar crudo con especificaciones de venta, %BSW= $<0.5\%$, resultado muy lejos de obtener bajo estas condiciones, en la gráfica 2, se muestra las variables descritas anteriormente.

Grafica 2. Perfil de %BSW en Gun Barrels

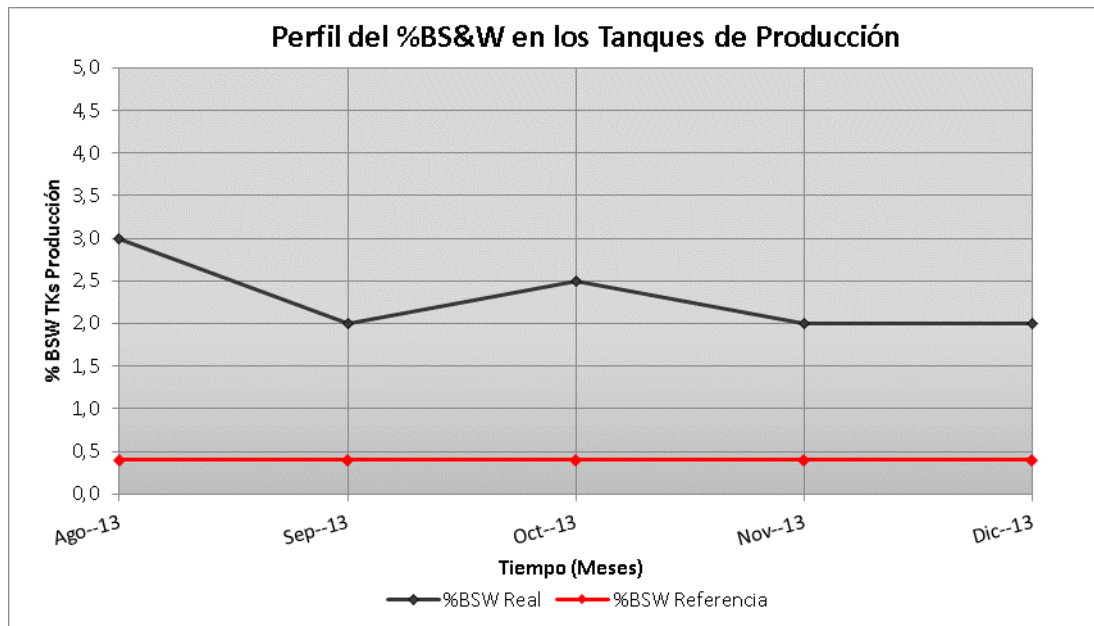


Fuente: Autores

El otro componente de las facilidades de producción en el cual se evaluaron los valores de %BSW obtenidos son los tanques de producción, a la salida de estos se tienen valores promedio de %BSW de 2.5%, muy por encima del 0.5% con el que se debe despachar el crudo a las diferentes ventanas de recibo o de venta.

El 2-3%BSW en los tanques de producción, se logra después de varios trabajos de reproceso que consisten en tiempos largos de reposo, drenado de tanques, retratamiento químico, entre otras, y aun con esto no se logra obtener el crudo con especificaciones de venta, ver grafica 3.

Grafica 3. Perfil de %BSW en Tanques de producción



Fuente: Autores

Por todo lo anterior, se debe buscar la mejor alternativa técnico-económica que permita tratar el fluido en sitio, obteniendo crudo de venta con $BSW \leq 0.5\%$ y a su vez cumplir con el requerimiento de calidad de 21 °API que se requiere para el bombeo. Se van a verificar varias alternativas que permitan mejorar el sistema de Separación y deshidratación del mismo, evaluando tiempos de entrega de equipos, tiempos para el montaje, costos de montaje, costos de operación y mantenimiento entre otros, y con base en esto se va a elegir la que mejor aplique de acuerdo a las condiciones operacionales y proyección de producción de crudo que se tiene en el Bloque Casimena.

1.6. SOBRECOSTOS ASOCIADOS AL RETRATAMIENTO DE CRUDO

Dado que el crudo que se trata en la facilidad de Yenac no sale con especificaciones de venta ($BS\&W < 0.5\%$), actualmente es necesario movilizarlo en carrotanques hasta otra facilidad más robusta (Campo Corcel) para retratarlo y así darle punto de venta, de allí cargarlo nuevamente en carrotanques para transportarlo hasta las diferentes ventanas de recibo/venta para su posterior bombeo por oleoducto. En la tabla #2, se presenta un

resumen del volumen promedio de crudo a retratar en las facilidades del campo Corcel.

Tabla 2. Volumen de crudo para retratamiento estación Corcel

Volumen de Crudo Retratamiento	
Volumen total a transportar (Bls/Día)	5,500
Volumen/Vehículo (Bls)	220
No Vehículos necesarios para transportar el crudo	25

En la tabla # 3, se relacionan todos los sobrecostos asociados al transporte de crudo, stand by de vehículos esperando descargue, personal de la operación para el descargue del crudo y retratamiento químico de crudo en las facilidades de la estación Corcel.

Tabla 3. Sobrecostos retratamiento de crudo estación Corcel

Sobrecostos (USD/MES)	
Transporte	711,711
Stand by Vehículos	134,615
Retratamiento químico	4,500
Operación	7,692
Costo total (USD/AÑO)	10,302,224
Costo (USD/BL)	5.1

Este sobrecosto (USD 10.302.224) equivalente a 5.1 \$USD /Bl es un valor muy alto que impacta significativamente el OPEX del Campo, el cual lleva a que el limite económico de los pozos se alcance en un menor tiempo. Por ello, se hace muy necesario buscar otras alternativas que permitan reducir estos sobrecostos asociados a la operación del campo de tal forma que se pueda producir la misma cantidad de crudo, lograr su óptimo tratamiento en las facilidades de Yenac pero a un menor costo.

2. TECNOLOGÍAS MÁS USADAS PARA MEJORAR EL TRATAMIENTO DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS

Dentro de la industria de los hidrocarburos uno de los procesos más importantes es el tratamiento del crudo, el cual se refiere al acondicionamiento que debe hacerse a los fluidos de producción para cumplir con los criterios de calidad exigidos para venta o transporte por oleoductos. Dentro de estos criterios los más importantes a tener en cuenta son el %BSW, contenido de Sal y la calidad API para el bombeo.

La actualidad del país muestra que en gran parte de los campos productores este acondicionamiento o tratamiento se torna difícil por los fluidos producidos y las facilidades con las que se cuenta. Uno de los retos más importantes para el incremento de la producción está en el manejo de los crudos pesados y extra pesados, los cuales implican la incorporación de nuevas alternativas y tecnologías, las cuales se deben analizar de acuerdo a las necesidades y proyecciones de las operaciones para el campo bajo análisis, y con toda esta información se toma la decisión de cuál de estas técnicas implementar de acuerdo a la viabilidad técnico económica del proyecto

Teniendo en cuenta que la necesidad en el bloque Casimena para venta y transporte por oleoducto es entregar crudo con $BSW < 0,5\%$, crudo con calidad de 21 °API y con base en las proyecciones del campo en cuanto a producción de crudo, que no justifican altas inversiones, se decidió revisar y evaluar las siguientes alternativas para el tratamiento del crudo pesado y extrapesado.

2.1 INTERCAMBIADORES DE CALOR USANDO VAPOR DE AGUA⁷

Un intercambiador de calor es un equipo en el cual dos corrientes a diferentes temperaturas fluyen sin mezclarse, transfiriendo calor a través de una pared metálica o de un tubo que separa ambos fluidos.

⁷ Pérez, M, J. Verificación del diseño mecánico y análisis financiero de los intercambiadores de calor programados para la reposición del 2012 en la refinería de Barrancabermeja de Ecopetrol.

De acuerdo a las necesidades de producción se diseña el tipo de intercambiador, siendo el más usado el intercambiador de calor de carcasa y tubos, por ser más eficiente en el servicio en los que se requiere grandes superficies de intercambio de calor.

Los intercambiadores de calor de carcasa y tubos están compuestos por tubos cilíndricos, montados dentro de una carcasa también cilíndrica, con el eje de los tubos paralelos al eje de la carcasa. Un fluido circula por dentro de los tubos, y el otro por el exterior (fluido del lado de la carcasa). Son el tipo de intercambiadores de calor más usado en la industria.

Se usa una amplia variedad de configuraciones en los intercambiadores de calor de carcasa y tubos, dependiendo del desempeño deseado de transferencia de calor, caída de presión y los métodos empleados para reducir los esfuerzos térmicos, prevenir fugas, fácil mantenimiento, soportar las presiones y temperaturas de operación, y la corrosión. Estos intercambiadores se construyen de acuerdo a las normas de la Asociación de Fabricantes de Intercambiadores de Calor Tubulares (TEMA), con algunas modificaciones, dependiendo del país.

TEMA ha desarrollado una nomenclatura para designar los tipos básicos de intercambiadores de calor de carcasa y tubos. En este sistema, cada intercambiador se designa con tres letras, la primera indicando el cabezal delantero, la segunda el tipo de carcasa y la tercera el cabezal posterior.

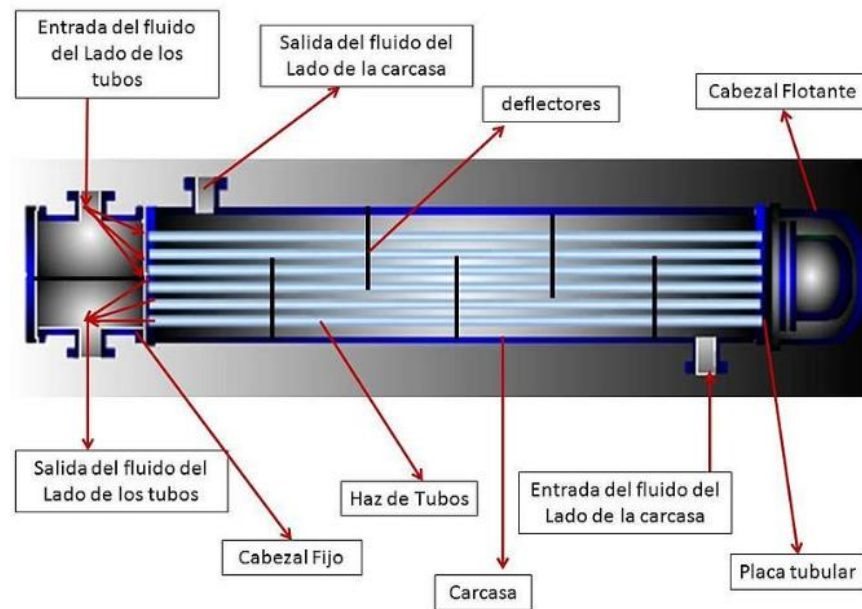
TEMA también ha conformado una serie de normas mecánicas para la construcción, fabricación, y materiales constructivos de tres tipos de intercambiadores de calor tubulares: R, C, B. Los intercambiadores clase R son los usados en condiciones de operación severas, en procesos petroleros y afines. La Clase C designa a los intercambiadores usados en aplicaciones comerciales y procesos generales bajo condiciones moderadas. La clase B designa a los intercambiadores de calor de carcasa y tubos usados en procesos químicos. Generalmente, en estos últimos, los materiales

constructivos son no-ferrosos, mientras que en los Clase C y Clase R, se usan materiales ferrosos.

Los tipos más frecuente de intercambiador son: AES, AEP, CFU, AKT, y AJW. Aunque pueden existir diferentes configuraciones a las mencionadas, estas no pueden ser identificadas por la nomenclatura TEMA.

Los componentes básicos de un intercambiador de carcasa y tubos son: El haz de tubos (o banco de tubos), carcasa, cabezal fijo, cabezal removible (o trasero), deflectores, y la placa tubular

Figura 6. Intercambiador de calor de carcasa y tubos



Fuente: Los autores.

2.2 TRATADORES TÉRMICOS⁸

Los tratadores térmicos son una versión mejorada de los sistemas de calentamiento. Se han propuesto muchos diseños para manejar varias condiciones como la viscosidad, la gravedad del crudo, las altas y bajas tasas de flujo, la corrosión, y el clima frío. Cuando se comparan con los gunbarrels,

⁸ GRANADOS BARRIOS, Paola Andrea et ál. Definición de estándares operativos para tratadores térmicos y termoelectrostáticos en facilidades de producción.

los tratadores térmicos son inicialmente menos costosos, ofrecen costos de instalación más bajos, proporcionan mayor eficiencia de calentamiento y presentan una mayor eficiencia global. Por otro lado, son más complicados de operar, suministran menos espacio de almacenamiento para sedimentos y son más sensibles a los químicos debido a que los tratadores térmicos son más pequeños que los otros tratadores, comparados con los gunbarrels y con los tratadores de flujo horizontales.

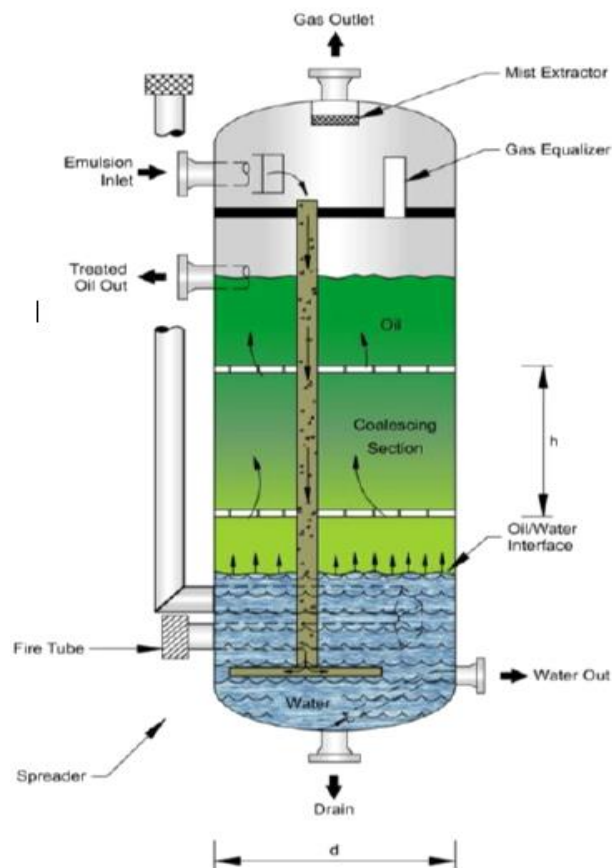
Estos tratadores térmicos tienen un método de separación de emulsiones de agua en aceite, incrementando la temperatura de los fluidos para romper la emulsión. Los principios básicos con los cuales funciona esta tecnología se basan en aumentar la temperatura, haciendo que las gotas de agua choquen entre sí, las fuerzas de choque las hacen coalescer haciendo crecer el tamaño de las gotas y generando un asentamiento más rápido de las mismas. Las variables más importantes en un tratador térmico son: la temperatura, tiempo de residencia, viscosidad del aceite y diámetro del tratador. Existen dos tipos de tratadores, los tratadores verticales y tratadores horizontales.

Tratadores Térmicos Verticales. Los tratadores verticales se usan generalmente en corrientes de pozos individuales y tienen tiempos cortos de retención entre 3 y 4 minutos. Constan de cuatro secciones principales: Separación de gas, free –water knockout, calentamiento y lavado con agua, y sección de coalescencia asentamiento. El fluido entra por la parte superior del tratador a la sección de separación de gas, donde el gas se separa del líquido. Debe tenerse mucho cuidado al diseñar esta sección para que ésta tenga las dimensiones adecuadas que permitan separar el gas de la corriente de entrada. Si el tratador se encuentra aguas abajo de un separador, la sección de separación de gas puede ser muy pequeña. La sección de separación de gas debe tener un deflector de entrada y un extractor de niebla.

Durante la operación de estos tratadores los líquidos fluyen a través de un bajante hacia la base del tratador, la cual sirve como sección de separación de agua libre (fwko). Si el tratador se localiza aguas abajo de un free water

knockout o de un separador trifásico, la sección de fondo puede ser muy pequeña. Si se trata la corriente total del pozo, esta sección debe ser dimensionada para tiempos de retención de 3 a 5 minutos para permitir que el agua libre salga. Esto reducirá al mínimo la cantidad de gas combustible necesario para calentar el líquido que sube a través de la sección de calentamiento. El extremo inferior del downcomer debe estar ligeramente por debajo de la interfase de agua-crudo para permitir el “lavado con agua” del crudo que está siendo tratado. Esto ayudará a la coalescencia de las gotas de agua presentes en el crudo. El crudo y la emulsión suben a través de la sección de calentamiento y de lavado con agua donde se calienta el fluido.

Figura 7. Tratador térmico vertical



Fuente: ARNOLD Ken, STEWART Maurice, Surface Production Operations, Design of Oil – Handling Systems and Facilities, 3ra edición, Volumen 1. Cap. 7, p. 364.

2.2.1.1 Funcionamiento de los pirotubos⁹.

En los tratadores térmicos la emulsión se calienta por medio de pirotubos. Por lo general, cuando un tratador tiene un pirotubo, éste es capaz de generar 1000 BTU y cuando posee dos pirotubos, por lo regular cada uno de ellos genera 500 BTU. La generación de calor depende directamente de la calidad del gas, de la presión de suministro de gas a los quemadores y de la cantidad de gas con que se opera el equipo. Por lo general, el tratador térmico vertical opera entre 60°C (140° F) y 85°C (185°F). A la cámara de combustión, en el quemador de los pirotubos, llegan dos líneas de gas combustible: una para el quemador principal y otra para el piloto; la línea del quemador principal termina algunas veces en una especie de boquilla a donde también llega una corriente de aire que se encargará de atomizar la mezcla aire – combustible, y de hacerla avanzar hacia delante en el tubo. La línea del piloto se mezcla con el aire que entra a la cámara de combustión y de esta manera se forma la mezcla de combustible la cual sólo requiere de una chispa para que se dé inicio a la combustión. La chispa se puede producir por una bujía o puede ser un mechón encendido que se acerca manualmente al piloto. Una vez iniciada la combustión, ésta se propaga porque en el mechero principal se está produciendo la mezcla combustible-oxígeno.

2.2.1.2 Control básico del tratador vertical¹⁰.

La altura de la interfase agua-crudo se regula mediante la válvula de salida del agua y mediante la altura del sifón. Tanto la salida de agua como la salida de crudo se manejan con un tipo de válvula autorregulada comúnmente llamada “Kimray”. Este tipo de válvula funciona con base en el peso de la columna hidrostática, la cual se opone al peso instalado en el brazo de la válvula. La presión en el equipo se controla mediante una PCV ubicada en la línea de salida de gas y que mantiene el equipo presurizado.

⁹ *Ibíd.*, Cap. 3, p. 94 – 95.

¹⁰ *Ibíd.*, Cap. 3, p. 95 – 96.

El control de temperatura en el equipo se realiza por intermedio de un controlador de temperatura (TC) el cual da órdenes a una válvula controladora de temperatura (TCV) ubicada en la línea de suministro de gas del quemador. Cuando la temperatura sobrepasa el Set point, la TCV se va cerrando proporcionalmente para disminuir el paso de gas y disminuir la temperatura. Cuando se presenta una baja temperatura, la TCV se abre para aumentar el paso de gas y aumentar la temperatura.

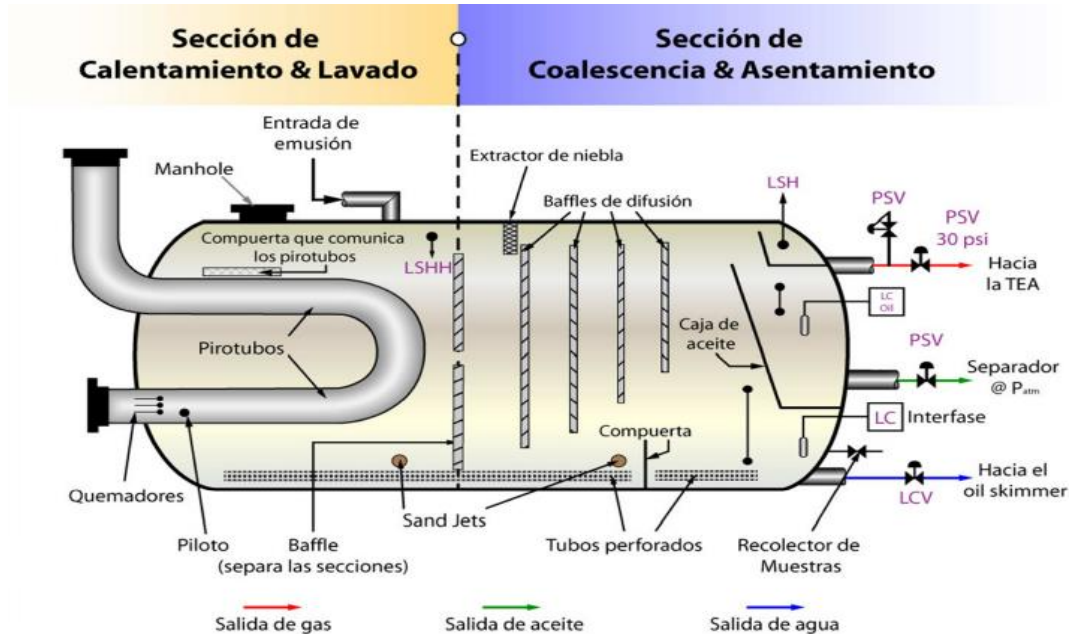
Los tratadores están provistos de un sistema de quemadores y pilotos que son los que originan el calentamiento. El gas combustible llega a cierta presión, la cual es controlada por un regulador para los quemadores y por un regulador para los pilotos. Antes de ser regulada, pasan primero por una válvula (SDV), que está conectada a un sistema de seguridad que opera cuando hay un aumento de temperatura dentro del equipo o ausencia de llama en los pilotos. Esta válvula SDV se cierra con las señales de BSL, TSH, LSL Y TSH, interrumpiendo el paso de gas y apagando los pirotubos.

Tratadores Térmicos Horizontales. Los tratadores térmicos horizontales se usan para instalaciones de varios pozos, tienen tiempos de retención entre 20 y 30 minutos, y son especiales para manejar grandes cantidades fluido. Un tratador horizontal tiene tres secciones principales: sección de entrada (calentamiento y lavado con agua), cámara de estabilización de crudo (surge chamber) y sección de coalescencia. Los fluidos entran en la sección calentamiento y lavado con agua, posteriormente descienden al deflector donde el gas es flasheado y removido. Los materiales más pesados (agua y sólidos) fluyen hacia el fondo mientras los materiales más livianos (gas y crudo) fluyen hacia el tope.

La emulsión y el agua libre pasan de los alrededores del deflector al distribuidor, el cual está localizado ligeramente por debajo de la interfase crudo –agua, donde el líquido es “lavado con agua” y el agua libre es separada. Para bajas relaciones gas –crudo puede requerirse un “manto de gas” (blanket gas) para mantener la presión del gas. El crudo y la emulsión se calientan a medida

que ascienden por los tubos de fuego y se desnatán en la cámara de estabilización de crudo.

Figura 8. Esquema de un tratador térmico horizontal



Fuente: GRANADOS BARRIOS, Paola Andrea et ál. Definición de estándares operativos para tratadores térmicos y termoelectrostáticos en facilidades de producción. Cap. 3, p. 98. Modificada.

Si no se retira el agua en la sección de entrada, su nivel aumentará hasta desplazar toda la emulsión y comenzará a volcarse sobre la pared en la sección de estabilización (surge section). Por otro lado, si el nivel de agua disminuye demasiado, la sección inicial no podrá realizar el lavado con agua al crudo y a la emulsión entrante, lo cual reduce la eficiencia del tratador. Por consiguiente, es muy importante controlar de una manera exacta la interfase crudo –agua en la sección de entrada. La interfase crudo –agua se controla mediante un controlador de nivel, el cual acciona una válvula de descarga para el agua libre.

Se requiere un sensor de seguridad de apagado por bajo nivel en la parte superior de la sección de entrada. Este sensor garantiza que el líquido esté siempre cubriendo el tubo de fuego. Si la válvula de descarga de agua falla, el nivel del líquido que rodea el tubo de fuego cae, por lo tanto, no se transfiere el

calor generado por el tubo de fuego ocasionando daños en el mismo, posiblemente por recalentamiento.

También es importante controlar la temperatura del fluido en la sección de entrada. Por lo tanto, se necesita un controlador de temperatura para controlar el combustible de la fuente de calor, en la parte superior de la sección de entrada.

Funcionamiento de los pirotubos¹¹. Como se mencionó anteriormente, por lo general existen dos pirotubos en el tratador térmico horizontal. Cada pirotubo consta de tres quemadores y de un piloto. El gas que consume los pirotubos tiene como fuente: el gas de instrumentación o el gas de salida de los separadores. Normalmente, se emplea el gas que sale de los separadores para disminuir el consumo del gas de instrumentación. Por lo general los quemadores consumen 100 MPCSD.

El gas que se emplea como combustible es conducido por una línea que posteriormente pasa por un regulador que disminuye la presión, para luego ser regulado por unas válvulas de diafragma (normalmente cerradas) que son gobernadas por el controlador de temperatura del pirotubo que envían la señal a un solenoide que a su vez transmite esta señal a la válvula de diafragma que controla el paso de gas. A partir de las válvulas de diafragma la tubería se reduce y el gas es conducido al quemador. Con esta tubería entra a cada uno de los quemadores.

El gas combustible es llevado a determinada presión mediante un regulador, luego pasa al solenoide del pirotubo y finalmente por intermedio de una tubería de gas es conducido hacia el piloto ubicado dentro del pirotubo.

Cuando se apaguen los quemadores y adicionalmente los pilotos, el pirotubo puede encenderse directamente desde el tablero eléctrico ubicado por lo general en un costado del equipo. Para esto es necesario reajustar la señal y

¹¹ *Ibíd., Cap. 3, p. 98 – 100.*

dar “start” en el tablero (llevar el switch a la posición “off” y luego a la posición “on”) lo que conlleva a dos cosas: primero, que la solenoide del piloto se abra durante unos segundos (por lo regular son 30s); si el piloto no se enciende durante este tiempo una fotocelda volverá a dar señal a la solenoide para que suspenda el paso de gas al piloto.

La segunda acción que se sucede al reajustar y dar “start” en el tablero eléctrico es la de enviar la electricidad a un transformador que convierte la energía y luego la transmite a un electrodo que crea un arco y posteriormente una chispa que enciende el piloto y luego los quemadores.

Generalmente estos equipos cuentan con un TSH (switch de alta temperatura) que cuando se alcanza una temperatura indeseable, suspende la señal de gas a los controladores de temperatura que a su vez suspenden la señal de gas a la solenoide, cortándose esta misma señal en las válvulas de diafragma las cuales se cerrarán y suspenderán el paso de gas hacia los quemadores. Adicional a este TSH, existen los controladores de temperatura (uno por cada pirotubo), los cuales regulan la temperatura del equipo incrementando el paso de gas en los quemadores cuando la temperatura cae, o en su defecto disminuyendo el paso de gas en los quemadores cuando la temperatura se sube.

Seguridad del equipo¹². El equipo debe contar con un tablero en el cual se pueden visualizar tres señales: LSHH (switch de alto nivel), LSH (switch de alto nivel) y PSH (switch de alta presión). Cuando se activa cualquiera de estas señales se debe escuchar una alarma sonora y cambia un indicador de verde a rojo.

La condición de LSHH y LSH se puede presentar cuando cualquiera de la válvulas de evacuación ya sea de crudo o agua se quedan cerradas o exista una obstrucción en las líneas de evacuación o algún equipo aguas abajo de las LCV del tratador térmico tiene problemas. Otra condición que puede ocasionar

¹² *Ibíd.*, Cap. 3, p. 100 – 101.

un LSHH o LSH es la entrada excesiva de fluido ya sea porque el yacimiento lo aporta o porque los separadores están funcionando de manera inadecuada. Lo que se busca con estas dos señales es evitar que el crudo sea arrastrado por la línea del gas.

La condición de PSH (por lo general 45 psi) se puede presentar cuando la bomba se queda cerrada o en su defecto hay obstrucción de la línea o algún equipo aguas abajo de la salida de gas del tratador térmico. Otra condición de alta presión se puede presentar cuando hay una entrada excesiva de gas al equipo y/o el diámetro de la línea de evacuación del mismo es insuficiente. Cuando el equipo adquiere una presión superior a lo normal, una válvula PSV se dispara y permite que la presión dentro del mismo se alivie.

2.3 TRATADORES TERMOELECTROSTÁTICOS¹³

Algunos tratadores térmicos horizontales adicionan una rejilla (grid) electrostática en la sección de coalescencia. El patrón de flujo en un tratador electrostático es prácticamente el mismo que en un tratador térmico horizontal, excepto que una rejilla electrostática se adiciona en la sección de coalescencia–asentamiento, la cual ayuda a promover la coalescencia de las gotas de agua.

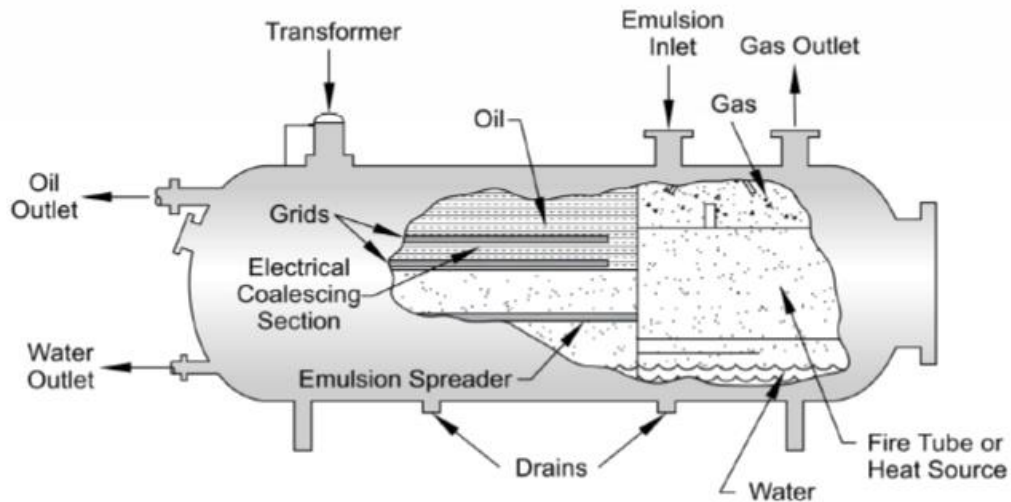
La sección electrostática tiene dos o más electrodos, uno adherido al tratador y otro suspendido mediante aislantes. Un sistema eléctrico proporciona el potencial eléctrico al electrodo suspendido. En las aplicaciones usuales, los rangos de voltaje van de 10.000 a 35.000 VAC y el consumo de potencia va desde 0.05 a 0.010 KVA/pie² (0.54 a 1.08 KVA/m²). La intensidad del campo electrostático se controla por la aplicación del voltaje y el espaciamiento de los electrodos. En algunas instalaciones, la localización del electrodo fijo puede ajustarse externamente para incrementar o disminuir su distancia al electrodo “caliente”. Intensidades óptimas en campo varían con las aplicaciones, pero generalmente caen en el rango de 1.000 - 40.000 V/pulg. (39 a 157 V/mm) de

¹³ GRANADOS, B, P. DEFINICION DE ESTANDARES OPERATIVOS PARA TRATADORES TERMICOS Y TERMOELECTROSTATICOS EN FACILIDADES DE PRODUCCION.

separación. El uso de un campo eléctrico es más efectivo cuando la viscosidad del fluido es menor que 50 cp a la temperatura de separación, la diferencia en las gravedades específicas del crudo y del agua es mayor a 0.001, y la conductividad eléctrica de la fase crudo no excede los 10^{-6} mho/cm.

El sistema de control eléctrico que suministra la energía a los electrodos consiste de un transformador (sencillos o trifásicos), el cual está conectado a una fuente de poder de bajo voltaje (208, 220, o 440 V). El transformador convierte el voltaje de la línea (440 V) al voltaje requerido (16.000 V). Este alto voltaje es alimentado a través de un buje aislado al electrodo inferior, también llamado electrodo cargado. Este sistema permite controlar que el voltaje inducido sea de la magnitud deseada.

Figura 9. Esquema tratador electrostático horizontal

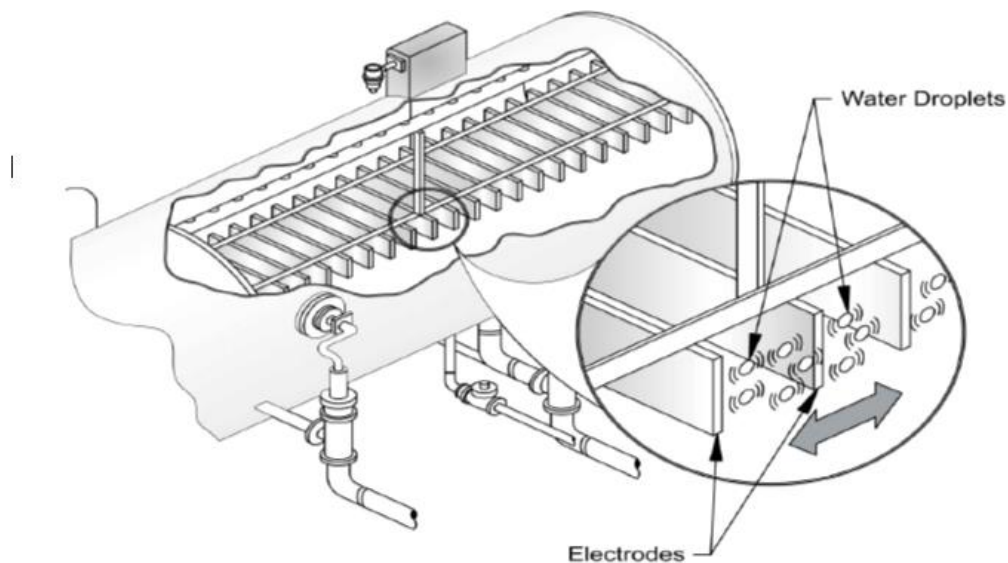


Fuente: ARNOLD Ken, STEWART Maurice, Surface Production Operations, Design of Oil –Handling Systems and Facilities, 3 ra edición, Volumen 1. Capítulo 7, 2008

El electrodo a tierra está suspendido y aislado, arriba del electrodo cargado. Usualmente los dos electrodos horizontales están paralelos a una distancia de 6 a 8 pies. El crudo y pequeñas gotas de agua entran a la sección de coalescencia y ascienden dentro de la rejilla electrostática, donde las gotas de agua son “electrificadas” o “ionizadas” y forzadas a colisionar.

Entre mayor sea el movimiento de las gotas de agua, mayor tendencia tienen de chocar unas con otras, romper la película de agente emulsificante, coalescer y asentarse fuera de la emulsión. Debido a las fuerzas de colisión, los tratadores térmicos electrostáticos normalmente operan a temperaturas más bajas y usan menos combustible que los tratadores térmicos horizontales. El tiempo del campo eléctrico es controlado por el espaciamiento de los electrodos y por la configuración del tratador. La mayor coalescencia ocurre cerca de los electrodos porque en este sitio es mayor la intensidad del campo eléctrico.

Figura 10. Efecto de la carga eléctrica sobre las pequeñas gotas en la emulsión



Fuente: ARNOLD Ken, STEWART Maurice, *Surface Production Operations, Design of Oil –Handling Systems and Facilities*, 3 ra edición, Volumen 1. Cap.7,p. 382

Sección de entrada¹⁴. La emulsión entra al tratador, se riega sobre bajante en forma de U y fluye hacia el fondo del tratador. El gas libre es liberado cuando la emulsión choca contra el bajante y se eleva hasta la parte superior de la sección de entrada.

¹⁴ *Ibíd.*, Cap. 3, p. 102.

La mayor parte del agua contenida en la emulsión se asienta y los líquidos restantes más ligeros se mueven hacia arriba, a través del agua, lo cual les sirve como un baño caliente.

2.3.1 Sección de inundación¹⁵.

El principal objeto de la sección de inundación es mantener la sección de tratamiento completamente llena de líquido. Cuando esto ocurre se dice que la sección está completamente llena de líquido y gas en la parte superior. El crudo limpio no abandona la sección de tratamiento a menos que una cantidad igual de líquido entre a la sección de inundación.

Sección de tratamiento¹⁶. Dentro de la sección de tratamiento, un distribuidor de flujo asegura la distribución uniforme de la emulsión. En esta sección ocurre el tratamiento y el asentamiento final del agua y de los sedimentos. Desde el distribuidor, la emulsión asciende hacia las rejillas eléctricas de corriente alterna y alto voltaje. La rejilla más baja tiene una carga de 15.000 a 0.000 voltios; la más alta está adherida al tratador. En el tratamiento electrostático las gotas de agua se combinan entre sí, se asientan, y se polarizan.

Cuando una gota de agua se polariza adquiere una carga positiva (+) en un extremo y una negativa (-) en el otro.

La corriente alterna (C.A) en la rejilla eléctrica hace que se invierta la polaridad (que cambie de positiva a negativa) 120 veces, y por lo tanto las gotas de agua se mueven rápidamente y chocan entre sí con una fuerza suficiente como para romper la delgada película que rodea cada gota. Las gotas de agua se combinan convirtiéndose en gotas más grandes y se asientan en el fondo de la sección de tratamiento para ser evacuadas por la línea de agua libre. El crudo, ya separado del agua, asciende hasta la parte superior de la sección de

¹⁵ *Ibíd., Cap. 3, p. 104.*

¹⁶ *Ibíd., Cap. 3, p. 104 – 105.*

tratamiento. Un cabezal colector de crudo limpio desnata este crudo para ser removido del tratador.

Sistema eléctrico¹⁷. El sistema eléctrico consiste en un transformador de aumento y dos rejillas eléctricas (electrodos). El transformador aumenta el voltaje entrante a un nivel más alto, por ejemplo, muchos tratadores electrostáticos de 440 voltios se elevan hasta 15.000 - 20.000 voltios para producir el campo electrostático alrededor de las rejillas.

Las dos rejillas están suspendidas una sobre la otra en la sección de tratamiento. La más alta está adherida a la pared del tanque y se puede ajustar para que el campo electrostático pueda regularse, y así satisfacer varios requerimientos de coalescencia de las gotas de agua. La rejilla inferior no está adherida y recibe la carga eléctrica del transformador. Ambas rejillas están suspendidas en la pared interna de la parte superior del tratador por barras colgantes aisladas. Todos los componentes del sistema eléctrico están diseñados para recibir alto voltaje.

Niveles de fluidos¹⁸. El nivel del crudo en la sección de tratamiento se mantiene con la válvula de control de nivel, la cual es operada mediante un flotador en la sección de inundación. Cuando la emulsión asciende por encima del nivel predeterminado en la sección de inundación, el flotador se eleva con la emulsión y causa que la válvula se abra permitiendo al crudo abandonar el tanque. Cuando la emulsión retorna al nivel predeterminado, la válvula se cierra y permite que el crudo se acumule en la sección de tratamiento.

Los niveles de agua liberada y tratada en el tratador se mantienen con las válvulas de descarga del agua. Tal como con el crudo, la válvula de descarga se abre para dejar salir el agua cuando el nivel en el área de contacto aumenta por encima del nivel predeterminado, y se cierra cuando está por debajo del nivel predeterminado. Ambas válvulas de descarga operan por medio de un

¹⁷ *Ibíd., Cap. 3, p. 105.*

¹⁸ *Ibíd., Cap. 3, p. 106 – 107.*

control de nivel, el cual usa gas o aire comprimido para abrirlas o cerrarlas. El gas o aire comprimido es desviado al diafragma de la válvula de descarga, y su presión vence la tensión que mantiene el diafragma en posición cerrada. Así, el gas levanta el diafragma y permite que el agua fluya a través de la válvula de descarga. Cuando la interfase entre los líquidos regresa al nivel predeterminado, el control de nivel libera el gas o aire comprimido y permite que el diafragma se asiente, cerrando así la válvula de descarga.

Algunos tratadores electrostáticos están diseñados para permitir que el agua en la sección de entrada se una a la de la sección de tratamiento antes de ser removidas del tratador. Este arreglo utiliza una válvula de descarga y un control de nivel para mantener los niveles de agua en el tratador.

Otros tipos de válvulas de descarga de crudo y agua pueden utilizarse en los tratadores electrostáticos.

Temperatura de operación¹⁹. La temperatura de operación es importante y varía de un campo a otro. Debe usarse la mínima temperatura posible para tratar adecuadamente la emulsión. Cuando se hace necesaria la aplicación de calor, pueden usarse temperaturas más bajas en tratadores electrostáticos que en tratadores convencionales. Normalmente, las temperaturas de tratamiento oscilan entre las escalas de 85° y 135°F (300 y 330°K).

La temperatura de una emulsión en la sección de entrada debería ser de unos 140°F (60°C) para que la temperatura del fluido en la sección de tratamiento alrededor de las rejillas nunca baje de 70°F (21°C). Si la temperatura del fluido baja de este nivel, las rejillas no tendrán el efecto en el tratamiento de la emulsión.

La relación entre los químicos y la temperatura es un factor de importante consideración. Usualmente se requieren menos químicos para tratar una emulsión caliente. Sin embargo, el ahorro de químicos cuando hay

¹⁹ *Ibíd.*, Cap. 3, p. 107 – 109.

temperaturas más altas, puede compensarse o anularse con la pérdida de ganancias causadas por la disminución de la gravedad, la pérdida de volumen de crudo y el aumento en los costos del combustible.

Los controles de temperatura, o termostatos, son parte importante de un tratador de emulsiones. Si no funcionan apropiadamente, los incineradores pueden permanecer encendidos o apagados todo el tiempo. Si estos controles permanecen apagados, la emulsión podría enfriarse, siendo incapaz de separarse completamente. Si permanecen encendidos, el tratador se puede recalentar y dañar, los crudos más ligeros pueden consumirse cambiando la gravedad y disminuyendo el volumen de crudo, resultando en pérdida de ganancias.

Los tubos de fuego deben inspeccionarse periódicamente. Debido a que muchas emulsiones tratadas contienen cierta cantidad de lodo y sedimentos, los tubos de fuego deben revisarse buscando corrosión, oxidación y acumulación sólidos de lodo. La llama del incinerador debe apuntar o estar directamente debajo del centro del tubo de fuego. Si toca al tubo de fuego directamente, se formará un punto de recalentamiento y ocurrirán fallas prematuras en el tubo incinerador. Por ello se debe encender y arder uniformemente por un largo período de tiempo, en lugar de cambiar de la llama intermitentemente. Una llama amarilla con suficiente aire para prevenir la formación de hollín es la mejor.

Presión de operación²⁰. Los tratadores electrostáticos operan bajo presiones de 5 a 30 psi (34 a 340 KPa). La máxima presión de operación de un tratador aparece en la placa de información del fabricante adherida a la pared externa de tratador. El tipo de válvula y los controles utilizados varían dependiendo a la construcción del tratador.

La tubería de descarga del crudo, agua y gas debe estar equipada con controles. Además, como los tratadores electrostáticos operan bajo presión,

²⁰ *Ibíd.*, Cap. 3, p. 109 – 110.

deben estar equipados con dispositivos de alivio de presión con suficiente capacidad para proteger el tratador si la presión aumenta. El gas que abandona el tratador por la parte superior del mismo está controlado por válvula de contrapresión que controla la presión en el tratador.

Las secciones de entrada y de inundación se mantienen a una presión ligeramente más alta que la sección de tratamiento. Cuando no hay suficiente gas en el fluido, se conecta un tubo compensador de gas al equilibrador (tubo entre la sección de entrada y la de inundación) para mantener la presión necesaria en ambas secciones. Hay varias razones para mantener una presión más alta en las primeras dos secciones.

El diferencial de presión asegura un flujo de fluido positivo de la sección de inundación a la de tratamiento.

La sección de tratamiento debe permanecer llena de líquido.

Debe haber un diferencial de presión suficiente para mover el crudo limpio a los tanques de almacenamiento.

Se debe regular la presión del gas natural usada para encender el tratador termoelectrostático. Cualquier presión por encima de la escala del termostato impedirá que este se cierre y resulte en el recalentamiento del tratador.

2.4 DILUCIÓN DE CRUDO²¹

El objeto de esta técnica es proporcionar una alternativa económica y ambientalmente aceptable que reduzca la viscosidad del crudo para su producción, tratamiento y posterior transporte por oleoducto.

Es una alternativa moderna que consiste en mezclar crudo pesado con hidrocarburos livianos, medianos o con cortes de petróleo como querosén o nafta, en una proporción tal que permita su movimiento en condición

²¹ PLATA G., Jesus Eduardo. *Et al. Dilución en fondo de pozo para aumentar la producción de crudo pesado en campos colombianos. Proyecto de Pregrado. Universidad industrial de Santander. 2013 Capitulo 2, pp. 32*

económicamente aceptable; es decir, diluirlo hasta conseguir una mezcla operacionalmente manejable desde el punto de vista de su fluidez. Para esto se tendrá que determinar la calidad y cantidad de diluyente necesario para conseguir la mezcla deseada.

Para implementar esta técnica es importante contar con fuentes de abastecimiento y en las cantidades requeridas, un sistema de inyección de diluyentes y una inversión económica que pueda suplir los costos de transporte, almacenamiento y mantenimiento del sistema en general.

2.4.1 Tipos de Diluyente.

El tipo de diluyente a inyectar es clave en la implementación de esta técnica y depende de las características del crudo de producción su correcta selección.

2.4.1.1 Crudos livianos.

Es una alternativa viable cuando se tiene la disponibilidad de volúmenes suficientes de diluyente. Reduce la viscosidad del crudo pesado, mejorando el tratamiento y bombeo. La desventaja de diluir con crudos livianos son: la compatibilidad con los asfáltenos y parafinas, la disponibilidad del crudo liviano y los altos costos.

2.4.1.2 Nafta.

La nafta es un derivado del petróleo, es una mezcla de hidrocarburos que se encuentran refinados parcialmente, obtenidos en la parte superior de la torre de destilación atmosférica. Su mayor uso es como diluyente o adelgazante. Se convierte en una alternativa interesante para la producción de crudo pesado, debido a la alta gravedad API y a la compatibilidad con los asfáltenos. Las desventajas de diluir con Nafta son la disponibilidad debido a que algunas reservas de crudo pesado están localizadas en áreas remotas, los altos costos y la alta inflamabilidad de las naftas o gasolinas que requieren un manejo y almacenamiento cuidadoso y especial.

2.4.2 Selección de Diluyente.

La selección del diluyente se determina teniendo en cuenta los siguientes parámetros: calidad de la mezcla y del diluyente, aumento de la tasa de flujo en la vida útil del proyecto, disponibilidad y costo del diluyente, y un análisis económico que incluya todas las opciones técnicamente factibles.

2.4.3 Inyección del diluyente²².

La inyección del diluyente puede realizarse en fondo de pozo o en superficie. A su vez la inyección en fondo puede hacerse a la succión o a la descarga de la bomba. La ventaja de hacerlo en la succión es que la viscosidad de los fluidos a la entrada disminuye, lo cual proporciona un mayor llenado de la cavidad, aumentando la eficiencia volumétrica. En este caso la bomba maneja no solo los fluidos del yacimiento, sino también el caudal del diluyente, lo cual disminuye la eficiencia global del sistema, en el caso de la inyección en fondo a la descarga de la bomba, parecería lógico pensar está más protegida pues no maneja el diluyente, sin embargo en caso de fallas eléctricas, el diluyente se desvía hacia abajo, inundando la bomba y produciendo su falla casi inmediata.

La inyección de diluyente en superficie, puede realizarse de dos maneras, en cabeza de pozo y en el Manifold general de la estación. Para este proyecto se contemplan estas dos opciones, debido a que la inyección en fondo de pozo no es viable para los actuales completamientos que se tienen en los pozos de los Campos Yenac y Mantis.

2.4.3.1 Inyección de diluyente en cabeza de pozo.

El alcance de esta alternativa básicamente contempla la inyección de crudo liviano como diluyente en cabeza de todos los pozos o de los más problemáticos en cuanto a tratamiento de fluidos se refiere, para este caso, los

²² PLATA G., Jesus Eduardo. *Et al. Dilución en fondo de pozo para aumentar la producción de crudo pesado en campos colombianos. Proyecto de Pregrado. Universidad industrial de Santander. 2013 Capitulo 2, pp. 33*

pozos con calidad de crudo promedio 12.5 °API, que son 9 sumando los dos campos (Yenac y Mantis).

En el siguiente capítulo se muestra la evaluación técnico-económica para determinar si realmente esta alternativa aplica, teniendo en cuenta lo complejo que sería inyectar diluyente en cabeza de pozo por separado. Por la logística, costos de inversión y operación del sistema para cada uno de ellos.

2.4.3.2 Inyección de diluyente en la estación principal de tratamiento de fluidos.

En esta alternativa se contempla la inyección de crudo liviano como diluyente en un punto específico, en la corriente general de entrada al proceso, donde están mezclados los fluidos de todos los pozos de los Campos Yenac y Mantis (Manifold general de la estación). Como se mencionó anteriormente, al diluir crudo pesado con crudo liviano, la viscosidad y densidad de la mezcla baja considerablemente, la Gravedad API de la Mezcla incrementa, todo esto favorece la separación de las fases lo que lleva a mejorar el tratamiento del crudo en general, tanto en el proceso de separación como en el proceso de deshidratación.

En cualquiera de los casos anteriores, con base en la evaluación técnico-económica y la necesidad operacional del campo más el requerimiento de la calidad de crudo que se debe despachar a las diferentes ventanas de recibo para bombear posteriormente por el oleoducto se tomara la decisión de hacer las pruebas para evaluar resultados.

3. EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LAS TECNOLOGÍAS Y/O PROCESOS SELECCIONADOS Y QUE APLICAN PARA EL TRATAMIENTO DE CRUDO EN EL BLOQUE CASIMENA

Para realizar la evaluación técnico-económica de cada una de las alternativas previamente seleccionadas, se tuvieron en cuenta varios factores que de una u otra forma pueden afectar la ejecución de cada proyecto en temas como: Aprobación del proyecto, consecución de equipos, tiempos de entrega de equipos, consecución y tiempo de entrega de accesorios, construcción, montaje y transporte y costos del proyecto en general.

La selección de la alternativa tecnológica más apropiada para este proyecto está orientada a satisfacer las necesidades actuales de la operación, expuestas en el Capítulo 2, en cuanto a calidad de crudo (BS&W, °API).

3.1 INTERCAMBIADORES DE CALOR

3.1.1 Aspectos técnicos.

Estos equipos permiten incrementar la temperatura de una corriente de fluidos en particular y hasta una temperatura determinada, mediante el flujo en contracorriente (Por lo general) de un fluido a mayor temperatura, de acuerdo a la necesidad y las condiciones o facilidades disponibles para hacerlo.

Se requieren equipos y facilidades apropiados (Ej.: Calderas o generadores de vapor) para calentar una corriente de agua o generar vapor que adicionen temperatura a la corriente de crudo que sale de los separadores. El agregar temperatura a una corriente de crudo/agua es uno de los métodos tradicionales para separar estas dos fases. Los efectos más importantes de la temperatura en un sistema de tratamiento de crudo son los siguientes²³:

Reduce la viscosidad, esto favorece la velocidad de asentamiento.

²³ VELANDIA Galeano, DANIEL, *Facilidades de Producción en Campos Petroleros. 1ra Edición, Cap 5, p. 109. 2002*

Disuelve los pequeños cristales de parafina y asfáltenos, neutralizando el efecto del agente emulsificante.

Al subir la temperatura se puede causar pérdida de hidrocarburos livianos y como consecuencia, reducción en el volumen de aceite y disminución de la calidad API.

Aumentando la temperatura se afectan las gravedades específicas, tanto del crudo como del agua.

La corriente de fluidos que llega al Manifold general de la estación Yenac, tiene una temperatura aproximada a los 195 °F, que operacionalmente hablando es una buena temperatura para realizar la separación de fluidos sin llegar a generar vapor de agua o desmejorar la calidad del crudo por pérdida de componentes livianos. Estos equipos (Intercambiador de calor) se podrían instalar en la corriente de crudo que sale de los separadores, justo antes de entrar a los Gun Barrels.

Para manejar el caudal que sale de los separadores se necesitaría un intercambiador de calor con capacidad de 8K BPD, teniendo en cuenta que la corriente de crudo que sale de los separadores lleva aproximadamente 7k BFPD con 30% BS&W. El incremento de temperatura del fluido en este punto de la corriente puede mejorar la etapa de lavado o deshidratación del crudo en los Gun barrels, pero operacionalmente se ha comprobado que el crudo que rebosa de los Gun Barrels a temperaturas aproximadas a los 205°F salen con 1%BSW, calidad que no satisface la necesidad actual de la operación, más aun si tenemos presente que la calidad de crudo para venta debe ser 21°API, es decir, se tendría que implementar otro proceso aguas abajo de los Gun Barrel para cumplir con este requerimiento.

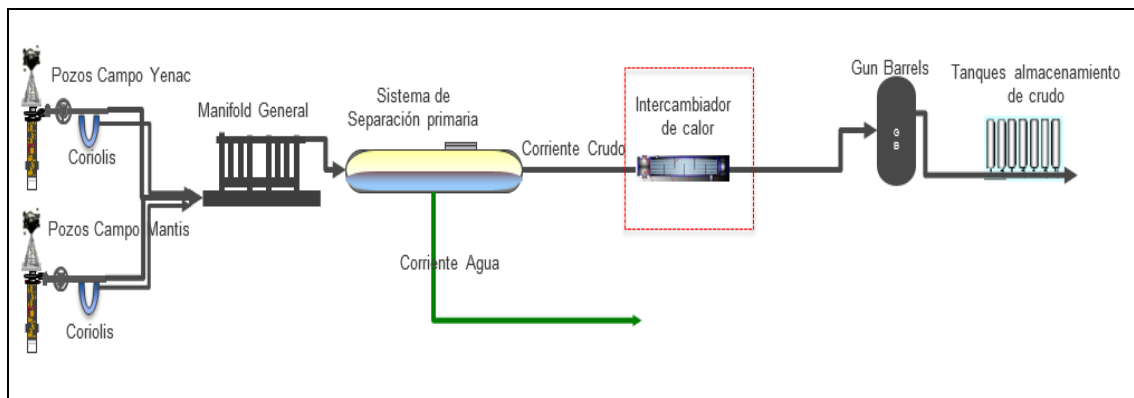
Respecto a área necesaria para ubicar y realizar el montaje del equipo no habría inconveniente, se requieren aproximadamente 27 M2, los cuales se tienen disponibles entre los separadores y los Gun Barrels.

3.1.2 Aspectos económicos.

Un intercambiador de esta capacidad (8k BPD), puede tener un tiempo de entrega cercano a las 16 semanas desde la liberación de la orden de compra, el costo del equipo está alrededor de los usd 400K, el tiempo y costo de montaje son aproximadamente 4 semanas y usd100k respectivamente.

Un aspecto importante a tener en cuenta, es el combustible que se requiere para generar el correspondiente calor, lo cual incrementa los costos operacionales.

Figura 11. Facilidad para el tratamiento de crudo incluyendo un intercambiador de calor



Fuente: Los autores

3.2 TRATADORES TÉRMICOS

3.2.1 Aspectos técnicos.

Los tratadores térmicos son equipos muy utilizados en la industria del petróleo para mejorar el tratamiento de crudo en campos donde se tiene producción de crudo pesado y extrapesado, especialmente si la temperatura de los fluidos a tratar es inferior a 160 °F.

Como se mencionó anteriormente, la corriente de fluidos que llega al Manifold general de la estación Yenac, tiene una temperatura promedio de 195 °F.

Después de la etapa de separación primaria, la corriente de crudo que va hacia los Gun Barrels, tiene una temperatura aproximada a los 180°F.

Los efectos más importantes de la temperatura en un sistema de tratamiento de crudo utilizando tratadores térmicos, son similares a los expuestos para el caso de los intercambiadores de calor²⁴:

Reduce la viscosidad, esto favorece la velocidad de asentamiento.

Aumenta el tiempo de residencia, esto favorece la separación de la fase agua de la fase crudo en el sentido que hay más tiempo para que ocurra la separación.

Disuelve los pequeños cristales de parafina y asfáltenos, neutralizando el efecto del agente emulsificante.

Al subir la temperatura se puede causar pérdida de hidrocarburos livianos y como consecuencia, reducción en el volumen de aceite y disminución de la calidad API.

Aumentando la temperatura se afectan las gravedades específicas, tanto del crudo como del agua.

Para la necesidad actual de la operación, se debería instalar un tratador térmico con una capacidad de tratamiento de 8k BPD con 30% BS&W. De acuerdo a las temperaturas de operación de estos equipos, más que adicionar temperatura a la corriente de fluidos, se adicionaría tiempo de residencia.

En cuanto a área para construir la cimentación donde debe quedar el equipo, es necesario hacer adecuaciones civiles que permitan la ubicación del mismo. Técnicamente no habría problema para el montaje e instalación del tratador térmico aguas abajo de los separadores y aguas arriba de los Gun Barrels.

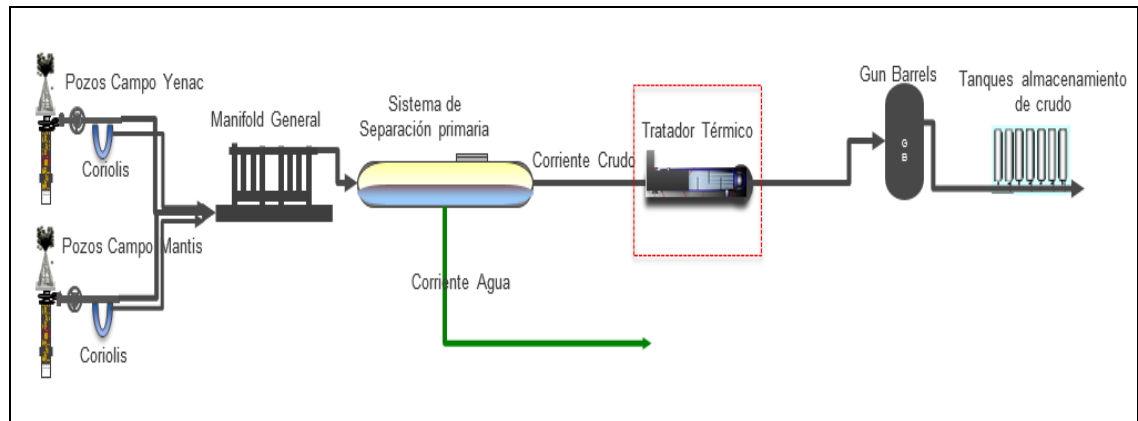
²⁴ VELANDIA Galeano, DANIEL, *Facilidades de Producción en Campos Petroleros*. 1ra Edición, Cap 5, p. 109. 2002

3.2.2 Aspectos económicos.

De los aspectos económicos más importantes que pueden afectar un proyecto donde se requiera un tratador térmico, son el tiempo de entrega y costo del equipo, alrededor de 48 semanas y usd 2500K respectivamente, sumado a dos meses estimados para la aprobación del proyecto y liberación de la orden de compra. El tiempo y costo de montaje son aproximadamente 8 semanas y usd 500k respectivamente.

Otro aspecto importante a tener en cuenta, es el combustible que se requiere para generar el correspondiente calor, lo cual incrementa los costos operacionales, más aun si se tiene en cuenta que en estos campos no se produce gas, sumado al costo asociado a la operación y mantenimiento del equipo.

Figura 12. Facilidad para el tratamiento de crudo incluyendo un tratador térmico



Fuente: Los autores

3.3 TRATADORES TERMO-ELECTROSTÁTICOS

3.3.1 Aspectos técnicos.

La configuración y operación de los tratadores termo-electrostáticos es igual a la del tratador térmico convencional, sólo que en este caso se instalan dos electrodos paralelos en la sección de coalescencia dentro de los cuales se origina el campo eléctrico de alto voltaje y a través del cual se hace pasar la

emulsión que está siendo tratada. Estos equipos se consideran como equipos altamente eficientes.

Los tratadores termo-electrostáticos son primordialmente eficientes en la reducción de contenido de agua y salinidad por debajo de 0,5% y 20 Lbs/1000Bls de aceite respectivamente. Su utilización cobra importancia en campos como Yenac y Mantis donde la deshidratación del crudo es muy compleja debido a la baja calidad de estos crudos (8,6 – 17,5 °API). Respecto al contenido de sal no se tiene inconveniente, dado que la salinidad de estos crudos es menor a 5Lbs/1000Bls de aceite.

Las gotas de agua (Conductivas) dispersas en la fase continua aceite (No conductivo) sometidas a un campo eléctrico, son forzadas a unirse por uno de los siguientes tres fenómenos²⁵:

Las gotas de agua se polarizan y tienden a alinearse entre sí, por lo opuesto de sus cargas.

Debido a una carga inducida, las gotas de agua son atraídas a uno de los electrodos, donde se juntan y coalescen así:

En un campo de corriente alterna (CA) las gotas vibran, se juntan y coalescen.

En un campo de corriente directa (CD), las pequeñas gotas de agua tienden a reunirse en los electrodos, formando gotas cada vez más grandes hasta que se precipitan por gravedad.

El campo eléctrico tiende a distorsionar y debilitar la película envolvente de la gota de agua hasta que se rompe, quedando el agua libre y lista para precipitarse.

Para la necesidad actual de la operación, se debería instalar un tratador termo-electrostático con una capacidad de tratamiento de 8k BPD con 30% BS&W y

²⁵ VELANDIA Galeano, DANIEL, *Facilidades de Producción en Campos Petroleros*. 1ra Edición, Cap 5, p. 112. 2002

12.5 °API promedio, buscando que la corriente de crudo salga con un %BS&W<0.5.

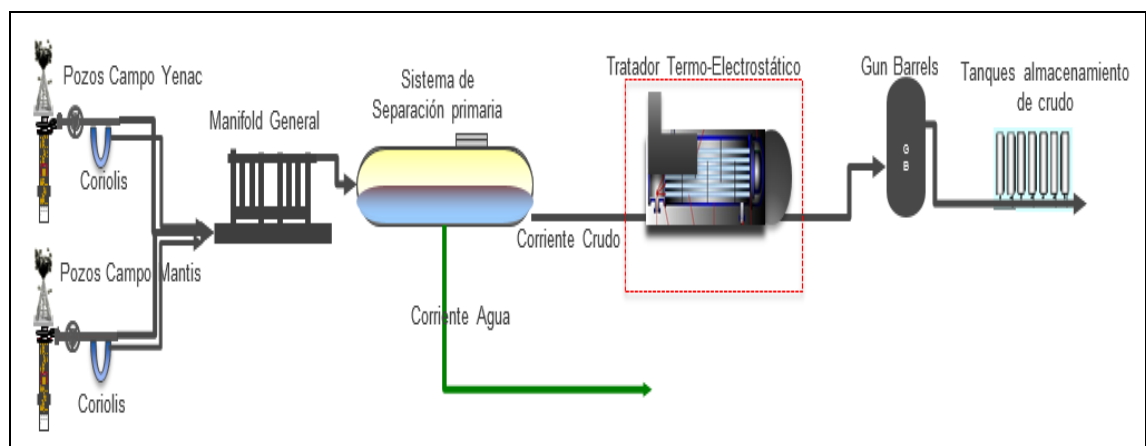
Se deben hacer adecuaciones civiles que permitan la ubicación del equipo entre los separadores y los Gun barrels.

3.3.2 Aspectos económicos.

Igual que el tratador térmico, en este caso se deben tener en cuenta dos aspectos económicos muy importantes que pueden afectar el proyecto, estos son, tiempo de entrega y costo del equipo, alrededor de 52 semanas y usd 2900K respectivamente, sumado a dos meses estimados para la aprobación del proyecto y liberación de la orden de compra. Igual, se debe tener en cuenta, es el combustible que se requiere para generar el correspondiente calor en la sección de calentamiento, lo cual incrementa los costos operacionales, sumado al costo asociado a la operación y mantenimiento del equipo.

Respecto al tiempo y costo de montaje, se estiman 9 semanas y usd 800k respectivamente. Estos costos incrementan comparados con los del tratador térmico, dado que al montaje de los tratadores termo-electrostáticos se les debe adicionar la parte eléctrica e instrumentación,

Figura 13. Facilidad para el tratamiento de crudo incluyendo un tratador termo-electrostático



Fuente: Los autores

3.4 DILUCIÓN CON CRUDO LIVIANO

Evaluando las diferentes alternativas para inyectar un diluyente que permita mejorar el tratamiento y a su vez la calidad del crudo para venta en las facilidades del campo Yenac, existen dos alternativas, inyección en fondo de pozo e inyección en superficie.

Igualmente se puede hacer dilución con diferentes fluidos, como crudos livianos y nafta. Antes de evaluar la inyección de diluyente en fondo o en superficie, se descarta la utilización de la nafta como diluyente teniendo en cuenta la dificultad para la consecución y transporte del producto por la regulación del DNE (Departamento Nacional de Estupefacientes), y más si tenemos en cuenta las altas temperaturas de los fluidos de producción de los campos en estudio (190-200 °F), que al mezclar la nafta a estas temperaturas gran parte de la nafta se va a volatilizar instantáneamente, generando pérdida del producto y dependiendo del punto de inyección puede llegar a generar inconvenientes operacionales. Por lo anterior y la facilidad para la consecución del producto, solo se contempla la dilución con crudo liviano.

3.4.1 Inyección de diluyente en fondo de pozo.

Esta alternativa fue descartada rápidamente por la organización ya que no se cuenta con la facilidad para inyectar el diluyente hasta el fondo del pozo, y sabiendo que el habilitar esta facilidad contempla un Well service por pozo que sumado al costo del mismo, se asume el riesgo de falla del equipo de levantamiento, posible afectación al yacimiento más el costo por la pérdida de producción. Adicional, técnicamente no es necesario, sabiendo que los fluidos se producen a altas temperaturas (190-200 °F) con altos cortes de agua (WC 93%).

3.4.2 Inyección de diluyente en superficie.

La inyección de diluyente en superficie se puede realizar en diferentes puntos del sistema, especialmente en dos puntos que son, la cabeza del pozo o en el

Manifold general de la estación principal de tratamiento de fluidos (Estación Yenac).

3.4.2.1 Inyección de diluyente en cabeza de pozo.

En este caso debemos evaluar tanto técnica como económicamente la aplicación del producto en cada uno de estos puntos.

3.4.2.1.1 Aspectos técnicos.

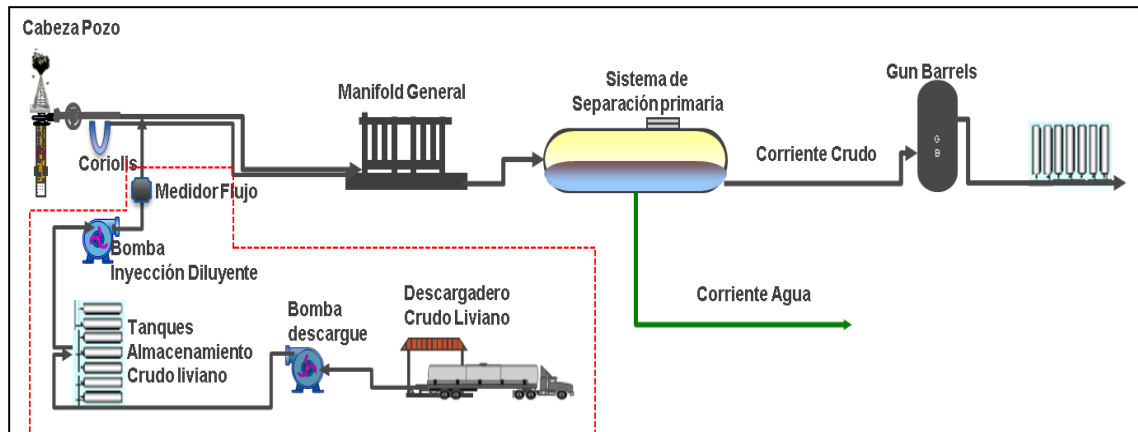
Al inyectar el diluyente en la cabeza de cada pozo en las proporciones necesarias para obtener crudo de 21°API como es la necesidad actual de la operación, no solo se va a obtener el crudo con la calidad exigida en cuanto a gravedad API, sino que al disminuir la viscosidad del crudo, se van a mejorar las condiciones para la separación de los fluidos y la deshidratación del crudo en los Gun barrels.

3.4.2.1.2 Aspectos económicos.

Este es un punto que se debe revisar detalladamente, puesto que se requieren facilidades para la inyección en la cabeza de cada pozo o en su defecto en cada plataforma satélite, es decir, se deben instalar facilidades en cada punto para: descargar y almacenar el diluyente, inyectar el producto, medir y controlar la inyección del producto, recursos para asegurar el producto más personal para la operación y el mantenimiento del sistema.

Los costos de inversión para implementar este sistema en 5 puntos tiene un valor aproximado a usd 4.200k y usd 24.6k/mes asociados a la operación y mantenimiento del sistema.

Figura 14. Facilidad para la inyección de diluyente en cabeza de pozo



Fuente: Autores

3.4.2.1 Inyección de diluyente en el Manifold general de la estación Yenac.

Para la inyección de diluyente en este punto del sistema, igual debemos hacer el análisis técnico-económico con la salvedad que se hará para un solo punto.

3.4.2.1.1 Aspectos técnicos.

Igual que la inyección en cabeza de pozo, al inyectar el diluyente en el Manifold general de la estación, en las proporciones necesarias para obtener crudo de 21°API como es la necesidad actual de la operación, no solo se va a obtener el crudo con la calidad exigida en cuanto a gravedad API, sino que al disminuir la viscosidad del crudo, se van a mejorar las condiciones para la separación de los fluidos y la deshidratación del crudo en los Gun barrels.

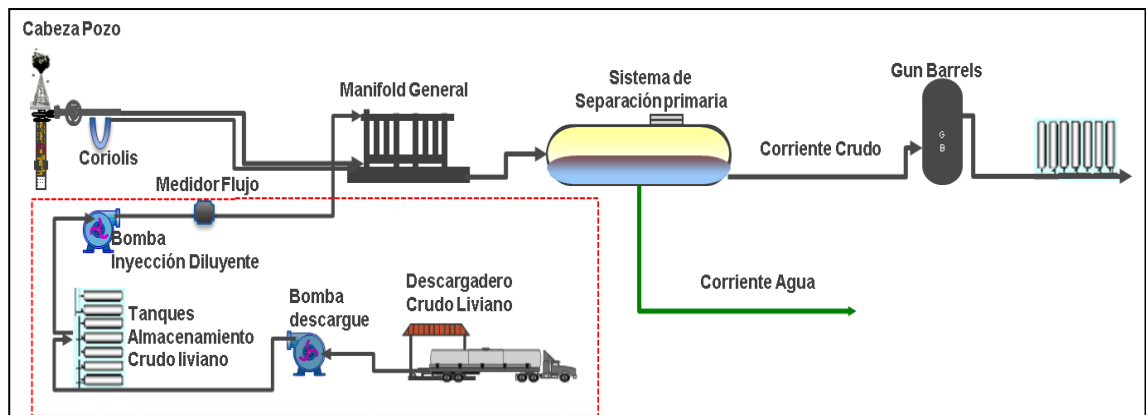
Desde el punto de vista de constructibilidad es viable esta alternativa, puesto que gran parte de la infraestructura y recursos necesarios para la implementación se tienen en sitio, es posible que solo requieran pequeñas adecuaciones para satisfacer la necesidad.

3.4.2.1.2 Aspectos económicos.

Un factor importante a tener presente al implementar este sistema en la estación general Yenac, es la utilidad que se le puede dar a varios de los equipos existentes en la estación principal. Para este caso se podrían utilizar

las facilidades actuales para descargar o recibir el diluyente, tanques para almacenar el producto y las bombas para inyectar el crudo liviano al sistema actual, es decir, los equipos y facilidades en general pueden tener un costo de inversión aproximado a usd 115k y usd 2.8k/mes asociados a la operación y mantenimiento del sistema.

Figura 15. Esquema de la facilidad para la inyección de diluyente en el Manifold general de la estación principal.



Fuente: Autores

En la tabla 4, se presenta un resumen general de la evaluación técnico-económica de las diferentes alternativas, teniendo en cuenta los factores más importantes que pueden afectar la implementación del proyecto.

Para tomar la decisión de la alternativa más apropiada para implementar en el campo y que cumpla con los dos necesidades actuales de la operación, tales como obtener crudo rebosando de los Gun barrels con BS&W<0.5% y calidad de crudo de 21 °API, debemos pensar en los siguientes factores que van a ser determinantes a la hora de tomar la decisión.

Reservas de crudo y proyecciones del campo: De acuerdo a los estudios de Yacimientos, se proyecta que la mayoría de los pozos o el campo en general, llegue a su límite económico en aproximadamente 5 años, es decir, el tiempo de entrega de los equipos, tiempo para el montaje y puesta en operación de los mismos, es fundamental y decisivo a la hora de tomar la decisión de la tecnología a implementar.

Tiempo de retorno de la inversión: Debido a la vida que se estima para el campo, no se pueden o no se recomiendan hacer grandes inversiones, pues no habría retorno de la misma.

API para crudo de venta: Con la nuevas exigencias del comprador de crudo en cuanto a la calidad API del crudo de entrega para bombear por el oleoducto, es más viable económicamente transportar crudo liviano para hacer dilución en Yenac (Proporción 2:1 / crudo pesado: crudo liviano) que transportar el crudo pesado de Yenac a otra facilidad para realizar la dilución.

Tiempo de implementación del proyecto: Se requiere que lo que se haga, se implemente en el menor tiempo posible por la misma necesidad de la operación.

Tabla 4. Resumen general de la evaluación técnico-económica

Tecnología	Tiempo Entrega Equipo (Semanas)	Tiempo Montaje (Semanas)	Costo Equipo (KUSD)	Costo Montaje (KUSD)	Costo Operación y Mantenimiento (KUSD)	Aplica para obtener %BSW<0.5	Aplica para obtener calidad API=21°	Observaciones
Tratador Térmico	48	8	2500	500	Alto	Si	No	* El tiempo de entrega incluye: Tiempo Elaboración Orden de Compra / Tiempo Fabricación / Tiempo Transporte al país / Tiempo Nacionalización / Movilización al Campo. * Para obtener la calidad deseada (21 °API) se debe hacer dilución aguas abajo de los gun barrels.
Tratador Termo-Electrostático	52	9	2900	800	Alto	Si	No	* El tiempo de entrega incluye: Tiempo Elaboración Orden de Compra / Tiempo Fabricación / Tiempo Transporte al país / Tiempo Nacionalización / Movilización al Campo. * Para obtener la calidad deseada (21 °API) se debe hacer dilución aguas abajo de los gun barrels.
Intercambiador de Calor	16	4	400	100	Bajo	No	No	* El tiempo de entrega incluye: Tiempo Elaboración Orden de Compra / Tiempo Fabricación / Tiempo Transporte al país / Tiempo Nacionalización / Movilización al Campo. * Para obtener la calidad deseada (21 °API) se debe hacer dilución aguas abajo de los gun barrels.
Dilución con Crudo Liviano en Cabeza de Pozo	12	12	3300	900	Alto	Si	Si	* El tiempo de entrega incluye: Tiempo Elaboración Orden de Compra / Tiempo Fabricación y consecución de equipos / Movilización al Campo. * No habría necesidad de hacer dilución adicional para obtener la calidad API de 21°.
Dilución con Crudo Liviano en la Estación Principal	3	2	70	46	Bajo	Si	Si	El tiempo de entrega incluye: * Tiempo Elaboración Orden de Compra de la tubería y accesorios / Movilización de la tubería y accesorios al campo. * No habría necesidad de hacer dilución adicional para obtener la calidad API de 21°.

Con base en todo lo expuesto anteriormente, solo se evaluaron las alternativas relacionadas en la tabla 4, y de acuerdo a los resultados de la evaluación técnico-económica, se tomó la decisión de implementar la alternativa que contempla la Dilución con crudo liviano en el Manifold general de la estación Yenac.

4. IMPLEMENTACION DE LA INYECCION DE DILUYENTE EN EL MANIFOLD GENERAL DE LA ESTACION YENAC

En el capítulo anterior se hizo la evaluación técnico-económica de las alternativas seleccionadas previamente para este estudio, de allí se decidió que la alternativa que mejor se ajusta a la necesidad de la operación y de acuerdo a la proyección del Bloque, es la de inyectar crudo liviano en el Manifold general de la estación Yenac.

En este capítulo se muestra como se dio el desarrollo del proyecto y los resultados obtenidos con la implementación del mismo.

4.1 SELECCIÓN DEL DILUYENTE

Como diluyente se pueden usar varios tipos de crudo liviano con diferentes calidades °API para mezclar con el crudo pesado y así obtener el crudo con la calidad deseada, 21 °API (Ver tabla 4.1).

Tabla 5. Volumen de crudo liviano de diferentes calidades necesario para mezclar con el crudo pesado

Volumen Crudo Pesado (BONPD)	°API Crudo Pesado	°API después de la mezcla
5300	12,5	
Volumen Crudo Liviano (BONPD)	°API Crudo Liviano	
5000	30	21,0
4100	32	21,0
3450	34	21,0
3000	36	21,0
2650	38	21,0

En la tabla 5, se muestra la cantidad de crudo liviano necesario de acuerdo a su calidad API para mezclar con el crudo pesado y así lograr una mezcla con calidad de 21 °API. Se requieren aproximadamente 2650 BONPD de crudo liviano de 38 °API para mezclar con los 5300 BONPD de crudo pesado de 12.5 °API para obtener crudo de venta con calidad de 21 °API según el requerimiento del comprador. Se tomó la decisión de usar crudo de 38 °API como diluyente principalmente por dos razones, disponibilidad de crudo en los

campos de la compañía y menor volumen a transportar desde el campo productor hasta la estación Yenac.

4.2 PRUEBA DE COMPATIBILIDAD DE CRUDOS

Para asegurar de no tener inconvenientes de precipitación de parafinas o asfaltenos al mezclar el crudo liviano con el crudo pesado, se hicieron pruebas de compatibilidad en el laboratorio a la temperatura de mezcla (190 °F) de los crudos, en estas pruebas se pudo evidenciar que los crudos son compatibles a las diferentes temperaturas de operación.

Pronto se definió la cantidad y calidad del crudo a usar como diluyente, se dio continuidad a los siguientes pasos para adecuar el sistema de tal forma que quedara habilitado y así iniciar con la inyección del diluyente.

4.3 COMPONENTES DEL SISTEMA

Como se mencionó en la evaluación de esta alternativa, una de las ventajas es la utilidad que se le puede dar a varios de los equipos y facilidades existentes en la estación para usarlos como parte del sistema a implementar.

Fotografía 1. Descargadero de crudo liviano



Fuente: Archivos bloque Casimena

4.3.1 Descargadero de crudo liviano.

En la fotografía 1, se observa el descargadero que se va a usar para descargar los vehículos con crudo liviano, consta de dos bahías para ubicar dos vehículos simultáneos así como con sus pasarelas, líneas de vida y accesorios necesarios para realizar la actividad de descargue.

Fotografía 2. Bombas para descargar crudo liviano



Fuente: Archivos bloque Casimena

Fotografía 3. Tren de tanques para almacenar crudo liviano



Fuente: Archivos bloque Casimena

4.3.2 Bombas de descarga de crudo liviano.

Se cuenta con dos bombas centrifugas de capacidad de 12k BPD c/u para realizar el descargue de los vehículos (Ver fotografía 2), lo cual permite descargar un vehículo con aproximadamente 220 Bls en 30 min. Una de las bombas se tiene en operación y la segunda en stand by.

Fotografía 4. Bombas para inyectar el crudo liviano en el Manifold general



Fuente: Archivos bloque Casimena

Fotografía 5. Línea de inyección de crudo liviano



Fuente: Archivos bloque Casimena

4.3.3 Tanques de almacenamiento de crudo liviano.

Para recibir, almacenar, y despachar el crudo liviano, se cuenta con un tren de siete tanques horizontales de 500 Bls de capacidad c/u (Ver fotografía 3), para una capacidad total de almacenamiento de 3000 Bls descontando el volumen muerto.

4.3.4 Bombas de inyección de crudo liviano.

La inyección del crudo liviano al Manifold general se hace con dos bombas de desplazamiento positivo, con capacidad de 9k BPD c/u, una operando y otra en stand by. Se usan este tipo de bombas porque son la que están disponibles en el momento, aunque son especialmente diseñadas para manejar crudo pesado, pero igual aplican para la necesidad actual (Ver fotografía 4).

4.3.5 Línea de inyección de crudo liviano.

Se construyó una línea de 4" de diámetro y aproximadamente 50 metros de longitud, la línea conecta la descarga de las bombas de inyección de crudo liviano con el Manifold general de la estación (Ver fotografía 5). A través de esta línea se inyecta el crudo liviano al sistema general para hacer la dilución con el crudo pesado (Mezcla de fluidos de todos los pozos de los campos Yenac y mantis).

Fotografía 6. Medidor de flujo



Fuente: Archivos bloque Casimena

4.3.6 Medidor de flujo.

Para medir y controlar el volumen de crudo liviano que se inyecta al sistema general, se usa un medidor de flujo autocontrolado con su Computador de flujo, allí se programa la tasa de inyección de crudo de acuerdo al requerimiento de la operación (Ver fotografía 6 y 7).

Fotografía 7. Computador de flujo



Fuente: Archivos bloque Casimena

Fotografía 8. Manifold general de la estación Yenac



Fuente: Archivos bloque Casimena

4.3.7 Manifold general de la estación.

En este punto del sistema, se realiza la mezcla de crudo liviano con el fluido de producción de los diferentes Pozos de los campos Yenac y Mantis (Ver fotografía 7). Aquí se regula el caudal de crudo liviano que debe entrar en cada colector de los diferentes separadores de acuerdo a la cantidad de crudo que trata cada equipo.

4.4 RESULTADOS

Cuando finalizaron las adecuaciones de las diferentes partes del sistema, incluyendo la línea de inyección de crudo liviano, se dio inicio a la dilución con una tasa de 77.3 GPM (2650 BPD), monitoreando continuamente el comportamiento del tratamiento del crudo en cada uno de los nodos del proceso, en la tabla 6 se presenta un resumen del resultado obtenido en cada una de las etapas del proceso.

Tabla 6. Perfil de equipos posterior a la implementación de la Alternativa seleccionada.

Equipo	Separadores			Gun Barrel		Tanques Producción	
Punto	Entrada	Salida		Salida		Salida	
Mes	%BSW Real Entrada	%BSW Real Salida	%BSW Referencia	%BSW Real Salida	%BSW Referencia	%BSW Real	%BSW Referencia
Ago--13	91	35	8	20	0.5	3	0.4
Sep--13	92	30	8	15	0.5	2	0.4
Oct--13	91	33	8	18	0.5	2.5	0.4
Nov--13	92	25	8	17	0.5	2	0.4
Dic--13	91	28	8	19	0.5	2	0.4
Ene--14	84.4	10	8	0.6	0.5	0.4	0.4
Feb--14	84	8	8	0.55	0.5	0.3	0.4
Mar--14	84.3	7	8	0.4	0.5	0.3	0.4
Abr--14	84	5	8	0.5	0.5	0.25	0.4
May--14	84	9	8	0.6	0.5	0.3	0.4
Jun--14	84	7	8	0.5	0.5	0.35	0.4

En las siguientes gráficas se muestran las tendencias y resultados en detalle obtenidos en el tratamiento de crudo antes y después de la implementación de la inyección de crudo liviano, tanto en el sistema de separación primaria como en el sistema de deshidratación de crudo.

4.4.1 Sistema de separación.

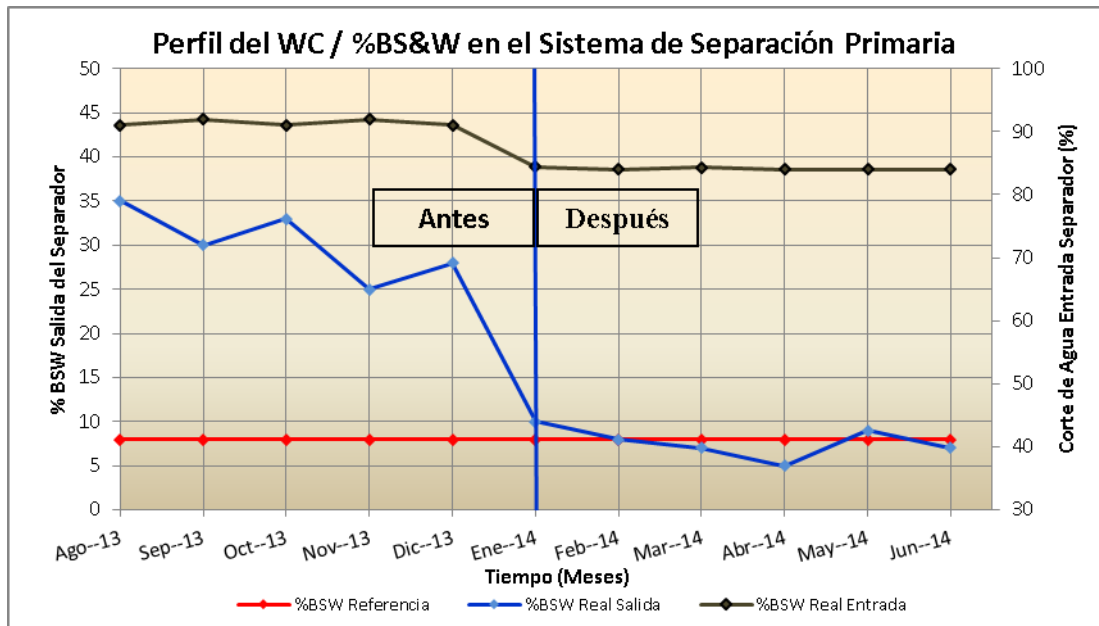
Después de la dilución con crudo liviano en el Manifold general de la estación, la eficiencia del sistema de separación agua-crudo mejoró notablemente, como consecuencia de la disminución en la viscosidad y densidad del crudo, alcanzando los valores esperados en el % de BS&W en la corriente de salida de crudo. El BS&W pasó de 20%-30% a 5%-10%, que son porcentajes razonables para entrar al sistema de deshidratación. Ver gráfica 4.

Aunque no era el objeto de este estudio, la calidad de agua saliendo de los separadores (OW) hacia los tanques desnatadores, también mejoró en un 35%.

4.4.2 Sistema de deshidratación.

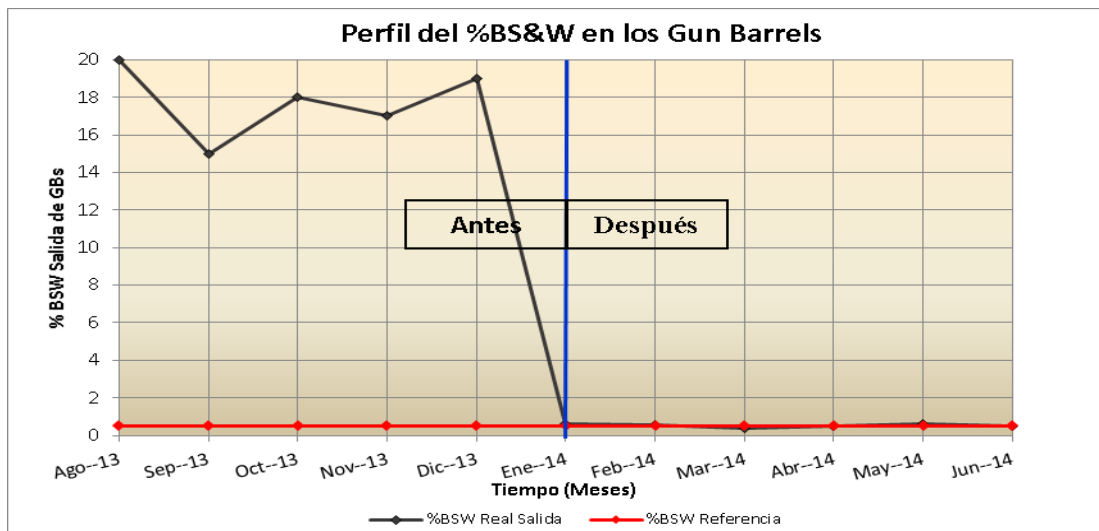
En la gráfica 5, se observa el comportamiento del %BS&W en la corriente de crudo que sale de los Gun barrels antes y después de la inyección de crudo liviano, allí se puede notar que el BS&W bajó de 17% a 0.4%.

Grafica 4. Perfil de %BS&W en la corriente de crudo que sale de los separadores



Fuente: Autores

Grafica 5. Perfil de %BS&W, en los Gun Barrels

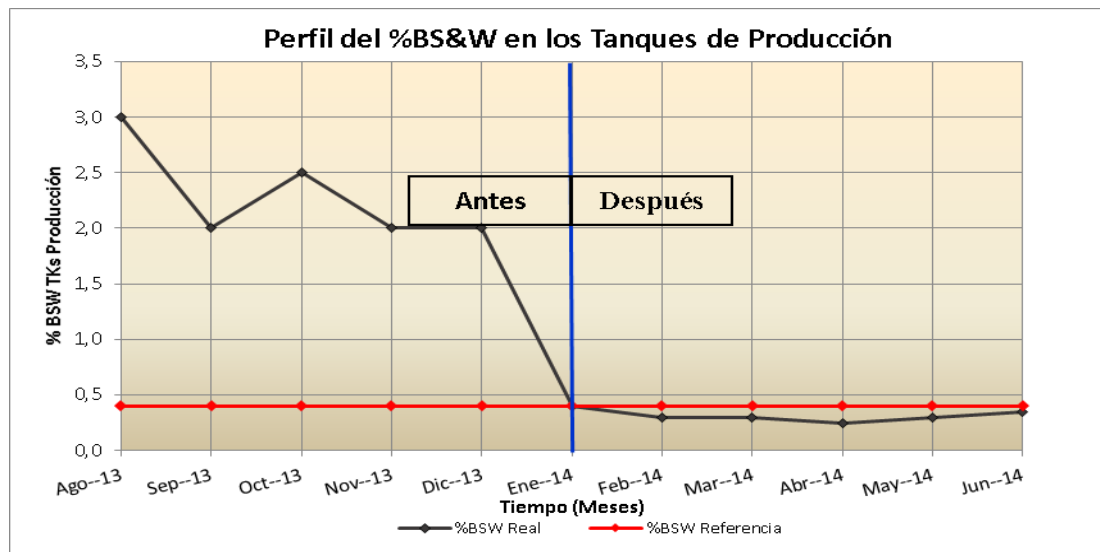


Fuente: Autores

4.4.3 Sistema de almacenamiento de crudo para venta.

Después de realizar el proceso de separación, proceso de lavado o deshidratación, el crudo llega a los tanques de producción con BS&W menor a 0.4%, adicional a esto, el crudo sale con una gravedad API de 21°, que es una de las necesidades actuales de acuerdo al requerimiento del comprador de crudo (Ver grafica 6).

Grafica 6. Perfil de %BS&W en los tanques de almacenamiento de crudo para venta.



Fuente: Autores

Como se pudo evidenciar en las gráficas anteriores, los resultados fueron muy positivos en cada uno de los subsistemas del proceso de tratamiento de crudo, cumpliendo así con todas las expectativas propuestas, implementando el sistema en menos de tres semanas, bajos costos de implementación, logrando obtener el crudo con especificaciones de venta en cuanto a BS&W, calidad API del crudo de acuerdo al requerimiento del comprador e incluso, mejoro la calidad de agua a la salida de los equipos de separación.

5. CONCLUSIONES

- Los procesos de calentamiento son muy útiles en el tratamiento de crudos pesados y extrapesados. Sin embargo, tienen asociado un alto costo de operación debido al consumo continuo de combustibles para la generación de calor. El efecto del calentamiento es mínimo en crudo livianos, por el contrario, puede generar pérdidas en calidad y cantidad del producto, por ello no se recomienda en esos casos.
- El tratamiento electrostático ha mostrado ser muy eficiente arrojando excelentes resultados. Sin embargo, su uso se restringe principalmente a crudos con alta salinidad y/o bajo contenido de agua en emulsión, y en campos donde otras tecnologías no han permitido obtener buenos resultados, debido a su alto costo.
- La dilución con crudos livianos es una alternativa técnicamente atractiva en campos donde se producen crudos pesados y extrapesados, al reducir la viscosidad y la densidad del crudo, favorece el proceso de coalescencia y permite que la separación de las fases en los diferentes equipos de tratamiento sea más eficiente.
- Al hacer la evaluación técnico-económica de las alternativas propuestas para mejorar el tratamiento de crudo pesado y extrapesado en el bloque Casimena, se determinó que la alternativa que mejor aplicaba de acuerdo a las condiciones específicas de este campo, es la de hacer dilución con crudo liviano en el Manifold general de la estación Yenac.
- Cuando se implementó la dilución con crudo liviano en el Manifold general de la estación, el tratamiento de crudo mejoró notablemente en la etapa de separación primaria, en la etapa de deshidratación y en los tanques de almacenamiento de crudo, logrando una disminución en el % de BS&W en la corriente de crudo que sale de los separadores de 25% @ 7.5%. En la corriente de crudo que rebosa de los Gun barrels el %BS&W bajó de 17% @ 0.4% y en los tanques de producción (Crudo para venta), el %BS&W disminuyó de 2.5% @ 0.3%.

- Al diluir la mezcla de crudo pesado y extrapesado de 12.5 °API promedio con crudo liviano de 38 °API, se logró la calidad de crudo exigida por el comprador para su posterior bombeo por oleoducto. La gravedad API del crudo de venta subió de 12.5 °API @ 21 °API.
- Desde el punto de vista económico, al implementar la dilución con crudo liviano, se ahorran en promedio USD 6M / Año, equivalente al 60% de los sobrecostos que se tenían por el transporte y retratamiento del crudo fuera de especificaciones en una estación diferente a la estación Yenac.
- El sistema se logró implementar de acuerdo a los tiempos propuestos en la evaluación técnico-económica y a un muy bajo costo.
- Aunque la dilución con un crudo liviano es técnicamente viable para mejorar el tratamiento del crudo pesado y extrapesado, para este caso en particular, no se recomienda hacer dilución con nafta o crudos muy livianos, puesto que en los campos de estudio los fluidos se producen a altas temperaturas y al mezclarse con crudo liviano a temperatura ambiente, se generarían pérdidas de componentes livianos e incluso tener inconvenientes a nivel de proceso.
- Para este campo en particular, si a futuro no es necesario mejorar la gravedad API del crudo de venta, se recomienda usar tratadores electrostáticos en lugar de diluir con crudo liviano, por sus altos costos asociados a transporte.
- La selección de tecnologías, técnicas y equipos para el tratamiento de los fluidos de un campo, depende únicamente de las condiciones particulares de ese campo, pues son ellas las que determinan si la decisión es acertada.

BIBLIOGRAFIA

ARCHIVOS DE PRODUCCION. Bloque Casimena.

ARNOLD Ken, STEWART Maurice, Surface Production Operations, Design of Oil – Handling Systems and Facilities, 3ra edición, Volumen 1. Cap. 7, 2008. *Ibíd.*, Cap. 3, p. 94 – 95.

GRANADOS BARRIOS, Paola Andrea et ál. Definición de estándares operativos para tratadores térmicos y termoelectrostáticos en facilidades de producción, tesis de grado. Universidad Industrial de Santander.

MONTES PAEZ, Erik Giovany. Tecnologías de tratamiento de emulsiones en campos petroleros. Universidad Industrial de Santander. 2010. Capítulo 3.

PARRA, D. Definición de estándares operativos para los procesos de deshidratación y desalado de crudo. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander, 2007.

PEREZ, M, J. Verificación del diseño mecánico y análisis financiero de los intercambiadores de calor programados para la reposición del 2012 en la refinería de Barrancabermeja de Ecopetrol.

PLATA G., Jesus Eduardo. Et al. Dilución en fondo de pozo para aumentar la producción de crudo pesado en campos colombianos. Proyecto de Pregrado. Universidad industrial de Santander. 2013 Capitulo 2.

VELANDIA Galeano, DANIEL, Facilidades de Producción en Campos Petroleros. 1ra Edición, Cap. 5. 2002.