

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DIAGNÓSTICO DE LA EFICIENCIA OPERATIVA DEL
PROCESO DE SEPARACIÓN DE AGUA DEL PETRÓLEO
EN LA PLANTA DE PROCESO UBICADA EN EL CAMPO
PETROLERO XAN**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

FRANTY ERNESTO MIRANDA VELÁSQUEZ

ASESORADO POR EL ING. JULIO LEONEL ELGUETA SPÍNOLA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO QUÍMICO

GUATEMALA, ABRIL DE 2007

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Williams Guillermo Álvarez Mejía
EXAMINADOR	Ing. Orlando Posadas Valdéz
EXAMINADORA	Inga. Lorena Victoria Pineda Cabrera
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**DIAGNÓSTICO DE LA EFICIENCIA OPERATIVA DEL
PROCESO DE SEPARACIÓN DE AGUA DEL PETRÓLEO
EN LA PLANTA DE PROCESO UBICADA EN EL CAMPO
PETROLERO XAN,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Química, el 22 de marzo de 2006.



Franty Ernesto Miranda Velásquez

Guatemala 19 de Septiembre de 2006


Ingeniera Lorena Victoria Pineda Cabrera
Asesor-Supervisor de E.P.S.
Área de Ingeniería Química, USAC

Ingeniera Pineda:

Por medio de la presente me dirijo a usted para informarle que he procedido a la revisión del informe final de EPS del estudiante Franty Ernesto Miranda Velásquez, carné No. 2001-12929 estudiante de Ingeniería Química, quien realizó EPS en el Ministerio de Energía y Minas, titulado "DIAGNOSTICO DE LA EFICIENCIA OPERATIVA DEL PROCESO DE SEPARACIÓN DE AGUA DEL PETROLEO EN LA PLANTA DE PROCESO UBICADA EN EL CAMPO PETROLERO XAN", trabajo del cual estoy conforme con su contenido.

Sin otro particular.

Atentamente


Ing. Julio Eigeeta
Asesor Técnico MEM

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA
UNIDAD DE EPS

Guatemala, 01 de marzo de 2007
Ref. EPS. C. 155.02.07

Ing. Angel Roberto Sic Garcia
Director Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Sic García.

Por este medio atentamente le informo que como Supervisora de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S.) del estudiante universitario de la Carrera de Ingeniería Química, **FRANTY ERNESTO MIRANDA VELÁSQUEZ**, procedí a revisar el informe final de la práctica de EPS, cuyo título es **“DIAGNÓSTICO DE LA EFICIENCIA OPERATIVA DEL PROCESO DE SEPARACIÓN DE AGUA DEL PETRÓLEO EN LA PLANTA DE PROCESO UBICADA EN EL CAMPO PETROLERO XAN”**.

Cabe mencionar que las soluciones planteadas en este trabajo, constituyen un valioso aporte de nuestra Universidad.

En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”

Inga. Lorena Victoria Pineda Cabrera
Asesora – Supervisora de EPS
Área de Ingeniería Química



LVPC/jm

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

UNIDAD DE EPS

Guatemala, 01 de marzo de 2007
Ref. EPS. C. 155.02.07

Ing. Williams Guillermo Álvarez Mejía
Director de la Escuela de Ingeniería Química
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Álvarez Mejía,

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"DIAGNÓSTICO DE LA EFICIENCIA OPERATIVA DEL PROCESO DE SEPARACIÓN DE AGUA DEL PETRÓLEO EN LA PLANTA DE PROCESO UBICADA EN EL CAMPO DE PETRÓLEO XAN"** que fue desarrollado por el estudiante universitario **FRANTY ERNESTO MIRANDA VELÁSQUEZ**, quien fue debidamente asesorado por el Ing. Julio Leonel Elgueta Spinola y supervisado por la Inga. Lorena Victoria Pineda Cabrera.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del asesor y supervisor, en mi calidad de director apruebo su contenido; solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

Ing. Angel Roberto Sic García
Director Unidad de EPS



ARSG/jm

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



Guatemala, 16 de febrero de 2007

FACULTAD DE INGENIERIA


Ing. Williams Guillermo Álvarez Mejía
Director Escuela de Ingeniería Química
Presente

Estimado Ingeniero:

Atentamente me dirijo a usted para hacer de su conocimiento que lleve a cabo la revisión del proyecto final de EPS del estudiante **FRANTY ERNESTO MIRANDA VELÁSQUEZ**, carné No. **2001-12929**, estudiante de la carrera de Ingeniería Química de la Universidad de San Carlos de Guatemala, titulado **"DIAGNOSTICO DE LA EFICIENCIA OPERATIVA DEL PROCESO DE SEPARACIÓN DE AGUA DEL PETROLEO EN LA PLANTA DE PROCESO UBICADA EN EL CAMPO PETROLERO XAN"** el cual será considerado trabajo de graduación.

Al respecto, me permito informarle que después de haber terminado las correcciones pertinentes considero que llena los requisitos para ser aprobado por parte de la escuela, el trabajo de Ejercicio Profesional Supervisado –EPS– como trabajo final de graduación. Por lo cual se lo remito y lo pongo a su consideración.

Sin otro particular.


Ing. Qco. Orlando Posadas Valdéz
Profesor Titular IX
Área de Operaciones Unitarias




Escuelas: Ingeniería Civil, Ingeniería Mención Industrial, Ingeniería Química, Ingeniería Mecánica Eléctrica, Escuela de Ciencias, Regional de Ingeniería Sanitaria y Recursos Hidráulicos (ERIS), Posgrado Maestría en Sistemas Mención Construcción y Mención Ingeniería Vial. Carreras: Ingeniería Mecánica, Ingeniería Electrónica, Ingeniería en Ciencias y Sistemas, Licenciatura en Matemática, Licenciatura en Física. Centro de Estudios Superiores de Energía y Minas (CESEM). Guatemala, Ciudad Universitaria, Zona 12, Guatemala, Centroamérica.

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA**



FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Química Ing. Williams Guillermo Álvarez Mejía
Después de conocer el dictamen del Asesor con el Visto Bueno del Jefe del Departamento
al trabajo de Graduación del estudiante Franty Ernesto Miranda Velásquez titulado:
"DIAGNÓSTICO DE LA EFICIENCIA OPERATIVA DEL PROCESO DE
SEPARACIÓN DE AGUA DEL PETRÓLEO EN LA PLANTA DE PROCESO
UBICADA EN EL CAMPO PETROLERO XAN" procede a la autorización del mismo.


~~Ing. Williams Guillermo Álvarez Mejía~~
DIRECTOR
ESCUELA INGENIERIA QUIMICA



Guatemala, abril 2.007

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG. 095.2007

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Química, al trabajo de graduación titulado: **DIAGNÓSTICO DE LA EFICIENCIA OPERATIVA DEL PROCESO DE SEPARACIÓN DE AGUA DEL PETRÓLEO EN LA PLANTA DE PROCESO UBICADA EN EL CAMPO PETROLERO XAN**, presentado por el estudiante universitario **Franty Ernesto Miranda Velásquez**, procede a la autorización para la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Murphy Olympos Paiz Recinos', written over a large, faint circular outline.

Ing. Murphy Olympos Paiz Recinos
DECANO

Guatemala, abril de 2007



/gdech



ACTO QUE DEDICO A

DIOS

Por la oportunidad que me brinda cada día de elegir mi camino y porque pese a cualquier adversidad siempre me acompaña y nunca suelta mi mano.

MI MADRE

LESBIA IGNACIA VELÁSQUEZ LÓPEZ DE MIRANDA

Por haberme traído al mundo y predicar sus enseñanzas con el ejemplo de una vida digna y trabajadora, porque desde que me llevabas en tu vientre ya me estabas enseñando que las cosas que uno quiere sólo se alcanzan cuando uno decide trabajar por ellas. Te amo.

MI PADRE

FRANTY ITURBIDE MIRANDA SOTO

Por convertirte sin decirlo en el ejemplo de vida que siempre quise ser, por que creíste en mí y por que más que con palabras fue tu ejemplo de vida el que me comprometía día a día a ser mejor en todos los aspectos de mi vida. Que este sea solo el inicio de la cosecha de los logros que un día sembraste. Te amo viejo.

FAMILIA VELÁSQUEZ VELÁSQUEZ

Por ser mi segunda familia, y por demostrarme que aunque lejos de mi familia pude tener un papá, una mamá y un par de hermanos por 5 años y aunque

nunca lo dije, los amo.

MIS HERMANOS

HERLY MASLERY Y JUAN FRANCISCO

Por ser ustedes mi ejemplo y mi motivación para seguir adelante cuando la distancia me hacia desfallecer o dudar si recorría el camino adecuado. Gracias porque aunque fueron sorbos de su vida fueron los mejores que pude haber tenido, los amo y estoy orgullosos de ustedes.

MI NOVIA

INGRID GUADALUPE REYES ALVAREZ

Por tu incondicionalidad y porque en momentos de incertidumbre nunca faltó una palabra de aliento o simplemente me escuchabas; gracias por hacerme parte de tu vida y por dejarme ser parte de la tuya.

MIS ABUELITOS

MAXIMINA SOTO DE MIRANDA, FRANCISCO MIRANDA (Q.E.P.D.), EVA LOPEZ DE VELÁSQUEZ Y DELFINO VELASQUEZ.

Por su fortaleza, porque aunque estén lejos sé que estoy en sus oraciones y ustedes en las mías.

MIS TÍOS

Por el cariño que me fue brindado y porque pese a las distancias siempre me recibieron con una sonrisa.

MIS PRIMOS

Que no sea éste un ejemplo sino una opción de vida, todos somos distintos y este trabajo va dedicado a ustedes sin ánimo de comprometer a ninguno.

MIS AMIGOS

Gracias por que estuvieron cuando los necesite, y por los momentos compartidos, son ustedes el mejor tesoro que alguien pudo haber encontrado, gracias a todos. Especialmente a: Haroldo, Marco Antonio, Mery y Ana, por demostrarme que la amistad parece más allá del tiempo y la distancia. Alejandra, Clarissa, Josué, Magda, Grisel y Mario, por su incondicionalidad aún cuando ya no nos veíamos en la universidad. Erickson, Jorge, Laura y Ronald, por los momentos compartidos. Andrea, por demostrarme que no es el tiempo sino la calidad de momentos compartidos lo que hace fuerte una amistad. Y a mis amigos de cierre: Astrid, Hector, Beatriz, Keyla, Francisco G., Claudia, Gerardo, Andrea, Iveth, Nelson, Maria José, David, Ana Lucia, Francisco M., Ginger, Emilio, Adela, Dario, Mariana, Jacobo.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

Mi querida alma mater, gracias porque fue en tus aulas donde forje mi conocimiento y en tus pasillos donde forje mi carácter. Es un orgullo y un honor ser sancarlista.

AGRADECIMIENTOS A

ING. JULIO ELGUETA

Por su valiosa asesoría y revisión de este trabajo de graduación, y por el tiempo dedicado a la elaboración del mismo.

**ING. WILLIAMS G.
ÁLVAREZ**

Por su apoyo y entrega a la Escuela de Ingeniería Química.

INGA. LORENA PINEDA

Por su dedicado a poyo y por hacer que trabajos como éste lleguen a feliz término.

**MINISTERIO DE
ENERGÍA Y MINAS**

Por haberme brindado la oportunidad de desarrollar mi EPS, especialmente a la licenciada Flora Maza por el estímulo brindado.

**PERSONAL DEL
DEPARTAMENTO DE
DESARROLLO
PETROLERO DEL
MINISTERIO DE
ENERGÍA Y MINAS**

Por brindarme la oportunidad de desarrollar la temática de mi trabajo de graduación, y por brindarme un ambiente que más que laboral fue de amistad y fraternidad, gracias por hacerme sentir parte del equipo durante estos seis meses.

**PERENCO GUATEMALA
LTD.**

Por permitir que desarrollara la parte práctica de mi investigación en las instalaciones del campo petrolero Xan, especialmente a BS Ronald Orellana, por su incondicional ayuda y el interés prestado al presente proyecto.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XVII
RESUMEN	XXI
OBJETIVOS	XXV
INTRODUCCIÓN	XXVII
1. MARCO TEÓRICO	1
1.1. El petróleo	1
1.2. Antecedentes	2
1.3. Origen del petróleo	5
1.4. Exploración del petróleo	5
1.5. La extracción	6
1.6. Características físicas y químicas del petróleo	8
1.7. Clasificación del petróleo de acuerdo a su densidad	9
1.8. Facilidad de producción	9
1.9. Múltiple de producción	11
1.10. Tipos de separadores	11
1.11. Separación trifásica	12
1.12. Tratamiento de petróleo crudo	13
1.13. Teoría del tratamiento de emulsiones	14
1.14. Clasificación de las emulsiones	15
1.15. Agente emulsificante	15
1.16. Agente demulsificante	16
1.17. Efectos de la temperatura en el tratamiento del crudo	17

1.18. Tratador térmico electrostático horizontal	17
2. RECURSOS	21
2.1. Humanos	21
2.2. De oficina	21
2.3. Instalaciones	22
2.4. Otros	22
3. PROCEDIMIENTO	23
3.1. Definición del proyecto	23
3.2. Acercamiento a la planta	23
3.3. Medición de volumen de crudo en planta	24
3.4. Medición de tiempos (tiempo de prueba)	24
3.5. Determinación de puntos de muestra y número de corridas a realizar	25
3.6. Recolección de muestras	26
3.7. Análisis de muestras	27
3.8. Tratamiento de datos obtenidos	31
4. RESULTADOS	33
4.1. Eficiencia del proceso de separación agua-petróleo	33
4.2. Influencia de la temperatura del fluido en cabeza de pozo sobre la eficiencia del proceso de separación	34
4.3. Influencia de la presión del fluido en cabeza de pozo sobre la eficiencia del proceso de separación	35
4.4. Influencia de las condiciones de operación de separadores sobre la eficiencia del proceso de separación	36
4.5. Influencia de las condiciones de operación de tratadores sobre la eficiencia del proceso de separación	38
4.6. Influencia de la producción diaria de petróleo sobre la eficiencia global del proceso de separación	40

4.7. Influencia de la dosificación de demulsificante Embreak sobre la eficiencia global del proceso de separación	41
4.8. Influencia de la presión de operación de cada separador sobre su propia eficiencia	42
4.9. Influencia de la temperatura del petróleo en cada separador sobre su propia eficiencia	47
4.10. Influencia de la presión de operación de cada tratador sobre su propia eficiencia	52
4.11. Influencia de la temperatura de operación de cada tratador sobre su propia eficiencia	55
4.12. Resultados de fase de investigación	58
4.13. Resultados fase de docencia	59
5. INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	61
6. ANÁLISIS ECONÓMICO	67
CONCLUSIONES	69
RECOMENDACIONES	73
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	75
APÉNDICE	77
A. Muestra de cálculo	77
A.1. Determinación del volumen de crudo en las tuberías de conducción desde cabeza de pozo a manifold de entrada	77
A.2. Determinación del tiempo de desalojo del crudo en las tuberías de cabeza de pozo a manifold de entrada	78
A.3. Determinación del volumen de crudo en tuberías de conducción desde manifold de entrada hasta entrada a separadores	78

A.4.	Determinación del tiempo de desalojo del crudo desde manifold hasta salida de separadores	79
A.5.	Determinación del volumen de crudo en equipos dentro de la planta	79
A.6.	Determinación del volumen de crudo en tuberías de conducción desde salida de separadores hasta salida de separador flash	80
A.7.	Determinación del tiempo de desalojo del crudo desde salida de separadores hasta salida de separador flash	81
A.8.	Determinación del tiempo de prueba	81
A.9.	Determinación de la cantidad de agua en barriles (bls)	82
A.10.	Determinación de la cantidad de agua eliminada en el proceso	82
A.11.	Determinación de la eficiencia del proceso de separación de agua del petróleo	83
A.12.	Determinación de la eficiencia individual de cada equipo en el proceso de separación de agua del petróleo	83
B.	Datos calculados	¡Error! Marcador no definido.
C.	DATOS ORIGINALES	106

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Diagrama de una facilidad de producción	10
2.	Manifold de entrada	11
3.	Separador Trfásico Horizontal	13
4.	Tratador Térmico Electroestático Horizontal	19
5.	Vista general planta de proceso Xan, San Andrés, Petén	24
6.	Puntos de muestreo de petróleo en tanque de almacenamiento	26
7.	Toma de muestra en cabeza de pozo	27
8.	Baño de Maria para muestras de petróleo	28
9.	Decantador para muestras de petróleo	28
10.	Tubo de centrífuga lleno con la muestra de petróleo	29
11.	Aplicando solvente a la muestra de petróleo	29
12.	Centrífuga para muestras de petróleo, vista interna y externa	30
13.	Tubo de centrífuga con muestra de petróleo, al salir de la centrífuga	30
14.	Eficiencia del proceso de separación Agua-Petróleo determinada desde cabeza de pozo hasta salida a oleoducto y salida de separadores <i>flash</i>	33
15.	Influencia de la temperatura promedio en cabeza de pozo diaria sobre la eficiencia del proceso de separación	34
16.	Influencia de la presión promedio en cabeza de pozo diaria sobre la eficiencia del proceso de separación	35

17. Relación entre la presión de operación promedio de los separadores y la eficiencia del proceso de separación	36
18. Relación entre la temperatura de operación promedio de los separadores y la eficiencia del proceso de separación	37
19. Relación entre la presión de operación promedio de los tratadores y la eficiencia del proceso de separación	38
20. Relación entre la temperatura de operación promedio de los tratadores y la eficiencia del proceso de separación	39
21. Influencia de la producción diaria de petróleo sobre la eficiencia del proceso de separación	40
22. Relación entre la dosificación de demulsificante y la eficiencia del proceso de separación de agua del petróleo	41
23. Relación entre la presión de operación de la vasija del separador V-203 y la eficiencia de separación	42
24. Relación entre la presión de operación de la vasija del separador V-204 y la eficiencia de separación	42
25. Relación entre la presión de operación de la vasija del separador V-206 y la eficiencia de separación	42
26. Relación entre la presión de operación de la vasija del separador V-207 y la eficiencia de separación	43
27. Relación entre la presión de operación de la vasija del separador V-209 y la eficiencia de separación	44
28. Relación entre la presión de operación de la vasija del separador V-210 y la eficiencia de separación	44
29. Relación entre la presión de operación de la vasija del separador V-211 y la eficiencia de separación	45
30. Relación entre la temperatura del petróleo en la vasija del separador V-203 y la eficiencia de separación	47

31. Relación entre la temperatura del petróleo en la vasija del separador V-204 y la eficiencia de separación	47
32. Relación entre la temperatura del petróleo en la vasija del separador V-206 y la eficiencia de separación	48
33. Relación entre la temperatura del petróleo en la vasija del separador V-207 y la eficiencia de separación	48
34. Relación entre la temperatura del petróleo en la vasija del separador V-209 y la eficiencia de separación	49
35. Relación entre la temperatura del petróleo en la vasija del separador V-210 y la eficiencia de separación	49
36. Relación entre la temperatura del petróleo en la vasija del separador V-211 y la eficiencia de separación	50
37. Relación entre la presión de operación de la vasija del tratador H-301 y la eficiencia de separación	52
38. Relación entre la presión de operación de la vasija del tratador H-302 y la eficiencia de separación	52
39. Relación entre la presión de operación de la vasija del tratador H-303 y la eficiencia de separación	52
40. Relación entre la presión de operación de la vasija del tratador H-304 y la eficiencia de separación	53
41. Relación entre la presión de operación de la vasija del tratador H-305 y la eficiencia de separación	54
42. Relación entre la temperatura del petróleo en la vasija del tratador H-301 y la eficiencia de separación	55
43. Relación entre la temperatura del petróleo en la vasija del tratador H-302 y la eficiencia de separación	55
44. Relación entre la temperatura del petróleo en la vasija del tratador H-303 y la eficiencia de separación	55

45. Relación entre la temperatura del petróleo en la vasija del tratador H-304 y la eficiencia de separación	56
46. Relación entre la temperatura del petróleo en la vasija del tratador H-305 y la eficiencia de separación	57

TABLAS

I. Composición elemental del petróleo	1
II. Características físicas y químicas del petróleo	8
III. Clasificación del petróleo de acuerdo con su densidad	9
IV. Ejemplo de tratamiento de datos obtenidos	31
V. Datos para interpretación de gráfica 1	33
VI. Datos para interpretación de gráfica 2	34
VII. Datos para interpretación de gráfica 3	35
VIII. Datos para interpretación de gráfica 4	36
IX. Datos para interpretación de gráfica 5	37
X. Datos para interpretación de gráfica 6	38
XI. Datos para interpretación de gráfica 7	39
XII. Datos para interpretación de gráfica 8	40
XIII. Datos para interpretación de gráfica 9	41
XIV. Datos para interpretación de gráficas 10 a 16	46
XV. Datos para interpretación de gráficas 17 a 23	51
XVI. Datos para interpretación de gráficas 24 a 28	54

XVII. Datos para interpretación de gráficas 29 a 33	57
XVIII. Determinación del tiempo de prueba a partir del tiempo de desalojo de crudo en diversos puntos	58
XIX. Volumen de crudo contenido en la tubería que conduce de cabeza de pozo a manifold y tiempo de desalojo	85
XX. Volumen de crudo contenido en la tubería dentro de la planta	87
XXI. Eficiencia calculada hasta oleoducto y hasta separador <i>flash</i> , datos de cabeza de pozo y dosificación de demulsificante	88
XXII. Parámetros comparados contra la eficiencia determinada hasta salida de separador <i>flash</i>	. 93
XXIII. Eficiencias individuales de los separadores	. 98
XXIV. Eficiencias individuales de los Tratadores	103
XXV. Volumen de Separadores	106
XXVI. Volumen de Tratadores	106
XXVII. Volumen de separadores <i>flash</i> y <i>strippers</i>	106

LISTA DE SÍMBOLOS

AE	Cantidad de agua que fue separada del petróleo en su paso por la planta de proceso (bls)
AE(e)	Agua eliminada en el equipo (bls)
AI(e)	Agua ingresando al equipo (bls)
AP	Cantidad de agua a la salida del pozo (bls)
API	<i>American Petroleum Association</i> (Instituto Americano del Petróleo)
AT	Cantidad de agua en el punto final del proceso (salida de separador flash o salida a oleoducto) (bls)
ΣAP	Es la suma de la cantidad de agua en cada uno de los pozos (bls)
Btu	<i>British thermal units</i> (unidades térmicas británicas)
BS&W	<i>Bottom Sediment and Water</i> (sedimentos y agua en el fondo)
d	Tiempo de muestreo para la prueba (días)
DQ	Dosis de producto químico demulsificante (<i>Embreak</i>) utilizado en la planta diariamente (bls/día)

Efs	Eficiencia del separador al cual hace referencia la gráfica medida desde entrada al separador hasta salida del separador (%)
Eft	Eficiencia del tratador al cual hace referencia la gráfica (%)
Ef(e)	Eficiencia individual de cada quipo (%)
Ef(o)	Eficiencia de la planta medida desde cabeza de pozo hasta salida a oleoducto (%)
Ef(t)	Eficiencia de la planta medida desde cabeza de pozo hasta salida de tanque separador flash oleoducto (%)
g	Gramos
GI	Galón
ml	Mililitros
P	Presión del fluido en cabeza de pozo (psi)
Pr	Producción diaria de petróleo (bls/día)
Ps	Presión de operación promedio de los separadores (psi)
Pt	Presión de operación promedio de los tratadores (psi)
Pv	Presión en la vasija del separador o del tratador (psi)

psi	<i>Pounds per square inch</i> (pies por pulgada cuadrada)
T	Temperatura del fluido en cabeza de pozo (°F)
Ts	Temperatura de operación promedio de los separadores (°F)
Tt	Temperatura de operación promedio de los tratadores (°F)
Tv	Temperatura del petróleo en la vasija del separador o en la vasija del tratador (psi)
R	Coeficiente de regresión lineal
°C	Grados centigrados o Celsius
°F	Grados Fahrenheit
σ	Desviación estándar
US\$	Dólares estadounidenses
$\Sigma VCT(p-m)$	Sumatoria de los volúmenes individuales de crudo contenidos en cada una de las tuberías provenientes de los pozos que alimentan a la planta, hasta el manifold de entrada (m ³)
L_i	Longitud de la tubería i desde la cabeza de cada pozo hasta el manifold de entrada (m)
π	Constante (3.1416)

Φ_i	Diámetro de la tuberías i (m)
Td_i	Tiempo de desalojo del crudo contenido en la tubería de cabeza de pozo i a manifold. (h)
$VCT(p-m)$	Volumen de crudo contenido en las tuberías proveniente del pozo i que alimentan a la planta (bls)
F	Flujo proveniente de cada uno de los pozos productores (bls/día)
$\Sigma VCT(m-s)$	Sumatoria de los volúmenes individuales de crudo contenidos en cada una de las tuberías provenientes del manifold de entrada, hasta la entrada de cada uno de los separadores de producción (m^3)
L_j	Longitud de la tubería j desde manifold de entrada hasta la entrada del separador j (m)
Φ_j	Diámetro de la tuberías j (m)
Tds	Tiempo de desalojo del crudo de manifold a salida de separadores (h)
$\Sigma V_{o,sep}$	Sumatoria de volúmenes de operación de separadores de producción (bls)
F_t	Flujo proveniente de todos los pozos productores (bls/día)

$V_{o\text{eq}}$	Volumen de operación de los equipos por los cuales pasa crudo dentro de la planta de proceso y en los cuales se asumió un flujo constante de petróleo (m^3)
$V_{o\text{trat}}$	Volumen de operación de todos los tratadores (m^3)
$V_{o\text{str}}$	Volumen de operación de los <i>strippers</i> (m^3)
$V_{o\text{fl}}$	Volumen de operación del separador <i>flash</i> (m^3)
$\Sigma\text{VCT}(\text{s-f})$	Sumatoria de los volúmenes de crudo contenidos en cada una de las tuberías desde salida de separadores, hasta la salida del separador <i>flash</i> (m^3)
$\Sigma\text{VCT}(\text{s-t})$	Sumatoria de volúmenes de crudo contenidos en cada una de las tuberías de conducción desde separadores hasta tratadores (m^3)
$\Sigma\text{VCT}(\text{t-st})$	Sumatoria de los volúmenes de crudo contenidos en cada una de las tuberías de conducción desde tratadores hasta <i>strippers</i> (m^3)
$\Sigma\text{VCT}(\text{st-f})$	Sumatoria de los volúmenes de crudo contenidos en cada una de las tuberías de conducción desde <i>strippers</i> hasta separador <i>flash</i> (m^3)
$L_{\text{k,l,m}}$	Longitud de las tuberías k, l, m (m)
$\Phi_{\text{k,l,m}}$	Diámetro de la tuberías k, l, m (m)
$T\text{d}(\text{s-f})$	Tiempo de desalojo del crudo de salida de separadores hasta salida de separador <i>flash</i> (h)

- Fp** Flujo de petróleo proveniente de todos los pozos productores (bls/día)
- Tp** Tiempo de prueba o tiempo necesario para que una muestra tomada en cabeza de pozo llegue a salida de separador flash (h)

GLOSARIO

Absorción	Un proceso para separar mezclas en sus constituyentes, aprovechando la ventaja de que algunos componentes son más fácilmente absorbidos que otros. Un ejemplo es la extracción de los componentes más pesados del gas natural.
Aceite crudo	El aceite que proviene de un yacimiento, después de separarle cualquier gas asociado y procesado en una refinería; a menudo se le conoce como crudo.
Aditivo	Una sustancia química agregada a un producto para mejorar sus propiedades.
Adsorción	Un proceso de separación para remover impurezas basado en el hecho de que ciertos materiales altamente porosos fijan ciertos tipos de moléculas en su superficie.
Árbol de navidad	El arreglo de tuberías y válvulas en la cabeza del pozo que controlan el flujo de aceite y gas y previenen reventones.
Barril	(bls) Una medida estándar para el aceite y para los productos del aceite. Un barril = 35 galones imperiales, 42 galones US, ó 159 litros.

Barriles por día	(bpd or b/d) En términos de producción, el número de barriles de aceite que produce un pozo en un período de 24 horas, normalmente se toma una cifra promedio de un período de tiempo largo. (En términos de refinación, el número de barriles recibidos o la producción de una refinería durante un año, divididos por trescientos sesenta y cinco días menos el tiempo muerto utilizado para mantenimiento).
Cabeza de pozo	(<i>Wellhead</i>) Equipo de control instalado en la parte superior del pozo. Consiste de salidas, válvulas, preventores, etc. Es denominado en muchos casos como árbol de navidad.
Capacidad disponible	Espacio no ocupado de un tanque. Se emplea como medida de capacidad aún disponible.
Compuesto	Término químico que se refiere a una sustancia de dos o más elementos químicos unidos en proporciones fijas, por peso.
Emulsión	Mezcla en la cual un líquido es dispersado en otro en forma de gotitas muy finas.
Gravedad API	(<i>API/ gravity</i>) La escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para expresar la gravedad específica de los aceites.

Hidrocarburo	Cualquier compuesto o mezcla de compuestos, sólido, líquido o gas que contiene carbono e hidrógeno (p. ej. : carbón, aceite crudo y gas natural).
Petróleo	Nombre genérico para hidrocarburos, incluyendo petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural. El nombre se deriva del Latín, oleum, presente en forma natural en rocas, petra.
Pozo	(Well) Agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer aceite o gas.
Presión	El esfuerzo ejercido por un cuerpo sobre otro cuerpo, ya sea por peso (gravedad) o mediante el uso de fuerza. Se le mide como fuerza entre área, tal como newtons/por metro ² .
Solvente	Nombre genérico de un líquido capaz de disolver o dispersar otras sustancias.
Terminal	Instalación marítima que recibe y almacena petróleo crudo y productos de producción costa afuera vía ductos y/o buques tanque.
Unidad térmica británica	(<i>British thermal unit</i> (Btu)) La cantidad de calor requerido para elevar la temperatura de una libra de agua en un grado Fahrenheit.

- Viscosidad** Pegajoso, esto es: la resistencia de un líquido al movimiento o flujo; normalmente se abate al elevar la temperatura.
- Volátil** Término que describe sustancias de bajo peso molecular que se evaporan a temperaturas y presiones atmosféricas normales.
- Yacimiento** (*Reservoir*) Acumulación de aceite y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.

RESUMEN

Se determinó la eficiencia general del proceso de separación de agua del petróleo en la planta de proceso Xan, así como las eficiencias individuales de los separadores y tratadores por ser estos los actores principales en el proceso de separación durante los meses comprendidos entre abril y julio de 2006 con lo cual se pudo observar la tendencia y variaciones de las mismas a lo largo del periodo establecido. También se monitorearon los factores que pudieran influir en la eficiencia tanto global como de los equipos individuales, siendo estos factores, la temperatura y presión en cabeza de pozo, temperatura y presión en separadores y tratadores y cantidad de demulsificante utilizado. Para el caso de la eficiencia de los equipos individuales únicamente se monitorearon presión y temperatura en cada uno.

La eficiencia global de separación que se entiende como la relación entre el agua eliminada en el proceso y el agua contenida en el petróleo inicialmente se determinó tomando la cabeza de pozo como punto de muestreo para obtener la cantidad inicial de agua, y como punto final la salida del separador flash, siendo esta la eficiencia real de la planta, también se determinó la eficiencia tomando como punto final del proceso la salida del crudo hacia el oleoducto asumiendo que el proceso de separación termina en este punto.

Para la eficiencia de cada equipo se determinó la cantidad de agua entrando y saliendo de cada uno a partir de balances de masa, asumiendo que el flujo de petróleo determinado al inicio era constante durante todo el proceso.

Inicialmente se realizaron corridas de pruebas de laboratorio a los pozos productores y a los distintos puntos de muestreo para determinar la fidelidad de los datos obtenidos en los reportes, y como estos resultaron ser idénticos se decidió trabajar únicamente con los datos reportados en las fechas correspondientes al tiempo establecido para la prueba. Y únicamente se monitoreó la presión, temperatura y cantidad de demulsificante.

Para la determinación de la cantidad de agua en cada punto se utilizó el análisis denominado BS&W que por sus siglas en inglés significa agua y sedimento en el fondo de la muestra, expresado en porcentaje, siguiendo para ello el método establecido por el instituto americano del petróleo (API).

Se determinó que existe una mayor fluctuación en la eficiencia global tomada hasta la salida del separador flash que la que se determina a la salida hacia el oleoducto, y a la primera se le denominó eficiencia real del proceso de separación, considerando que los tanques deberían cumplir su función únicamente como elementos contenedores y no separadores.

También se pudo determinar que la eficiencia global del proceso hasta la salida del separador flash es independiente de la presión y la temperatura del fluido en cabeza de pozo.

La presión y temperatura promedio en los separadores muestran cierta influencia sobre la eficiencia global, especialmente la de los separadores V-209, V-210 y V-211.

La presión y temperatura promedio de los tratadores, presenta también influencia sobre la eficiencia global, y tanto en separadores como en tratadores es la temperatura el parámetro que mayor influencia tiene.

Las condiciones de operación del proceso no permiten hacer cambios considerables en la dosificación de demulsificante y las variaciones en la cantidad de demulsificante aplicadas durante el tiempo de muestreo tuvieron poca influencia sobre la eficiencia global

La parte experimental se llevó a cabo bajo las condiciones de presión y temperatura ambiente imperantes en el norte del municipio de San Andrés, Peten.

OBJETIVOS

➤ **General**

Determinar la eficiencia operativa del proceso de separación Agua-Petróleo y los factores que puedan influir en el resultado.

➤ **Específicos**

1. Utilizar un método estándar de determinación del porcentaje de agua (BS&W) para calcular la eficiencia del proceso de separación.
2. Identificar los factores que puedan influenciar el proceso de separación de la mezcla agua-petróleo.
3. Determinar la eficiencia operativa de los equipos que intervienen en el proceso de separación (separadores y tratadores).
4. Determinar la influencia que tienen las variaciones en las condiciones de operación de separadores y tratadores sobre su propia eficiencia y sobre la eficiencia de la planta en general.

INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo es hoy en día la encargada de suministrar la mayor cantidad de energía en forma de combustibles como gasolina, diésel, bunker, entre otros requerida para hacer funcionar los dispositivos que en la actualidad son utilizados por el ser humano para la realización de sus actividades cotidianas; por ejemplo se sabe que actualmente circulan mas de 600 mil millones de vehículos en carreteras en todo el mundo los cuales queman alrededor de 600 mil millones de toneladas métricas de combustible (gasolina y diésel) al año. Sin embargo el petróleo es tan versátil que su uso no se restringe únicamente a la producción de combustibles, ya que por distintos tratamientos se pueden obtener productos como plásticos, cosméticos, fibras, fertilizantes, cauchos, lubricantes, aceites y productos farmacéuticos. La industria petrolera divide sus operaciones en la fase de exploración, explotación y refinación. La primera comprende todos los estudios previos como la exploración geofísica, geología del subsuelo, métodos geoquímicas, perforación exploratoria, cuantificación de riesgos y estimación de reservas. La explotación que va desde la ingeniería de yacimientos, perforación y sus técnicas, desarrollo del yacimiento, energía del yacimiento, evolución vida útil y terminación. También en esta etapa se incluye la separación de los productos como el agua y el gas que acompañan al petróleo al momento de ser extraído. Finalmente esta la fase de refinación la cual depende del tipo o naturaleza del petróleo que se este tratando, y es en esta fase donde se obtienen los productos finales.

Actualmente, en Guatemala existen varias empresas que se dedican a explorar y explotar los campos petroleros, en los cuales es tratado el petróleo

para separar el agua y el gas que lo acompañan. Las operaciones realizadas durante el proceso son auditados por el ente rector en el campo energético constituido por el Ministerio de Energía y Minas. Y es este ministerio quien considera importante conocer la eficiencia en el proceso de separación, ya que en todo proceso es necesario conocer la eficiencia operativa de todos los componentes del sistema, este es el caso de la planta de proceso ubicada en el campo Xan, en el cual se efectúa la separación trifásica del petróleo crudo que se explota en el área que ocupa el campo petrolero Xan.

Este proyecto surge de la necesidad de sentar un precedente de medición de eficiencia puesto que nunca se ha realizado y puede servir de parámetro para poder comparar el desempeño de las distintas plantas que separan agua de petróleo en el país. Y para tal efecto se plantea la posibilidad de medir la eficiencia en base a la separación que se logra entre el petróleo y el agua.

1. MARCO TEÓRICO

1.1. El petróleo

La palabra petróleo se origina de los vocablos *petra* = roca y *oleo* = aceite o aceite de roca, es el energético más importante en la historia de la humanidad; un recurso natural no renovable que aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en el mundo.

El petróleo es una sustancia aceitosa de color oscuro a la que, por sus compuestos de hidrógeno y carbono, se le denomina hidrocarburo.

La composición elemental del petróleo normalmente está comprendida dentro de los siguientes intervalos:

Tabla I. **Composición elemental del petróleo**

I. Elemento %	Peso
Carbón	84 - 87
Hidrógeno	11 - 14
Azufre	0 - 2
Nitrógeno	0.2

Fuente: Ref. No. 7

1.2. Antecedentes

En la antigüedad, los egipcios y los romanos, utilizaron el petróleo para embalsamar momias. En medicinas para curar heridas y quemaduras. Impermeabilizante de viviendas y naves. Los aborígenes venezolanos lo llamaron Mene y lo usaban como curativo. Los descubridores de América lo usaban para calefactar sus embarcaciones. En 1846 Abraham Gesner, médico canadiense demostró el uso de destilado de petróleo para iluminación, en reemplazo de aceites vegetal y animal. En 1848 James Young, químico inglés refinó petróleo para obtener lubricantes y parafinas. En 1859 Edwin Drake, norteamericano, perforó el primer pozo petrolero en Pensilvania USA, construyendo el primer taladro de perforación.

La actividad petrolera en Guatemala se ha llevado a cabo desde hace más de 70 años, contribuyendo a la economía nacional, de tal forma que hoy día el petróleo se constituye como uno de los principales productos tradicionales de exportación. La primera legislación específica sobre exploración y explotación de hidrocarburos entra en vigencia en 1922. La actividad exploratoria se inició a fines de la década de 1930 por contrato con un grupo subsidiario de la compañía Shell, elaborando un levantamiento fotogeológico y mapas geológicos de la región de Peten. En 1948, el consorcio bajo el nombre de Petrolera Peten integrado por Atlantic Co., Tidewater, Standard Oil y Ohio Oil Co. Iniciaron el primer esfuerzo exploratorio concentrado, involucrando mapeo superficial, aeromagnetismo y levantamientos gravimétricos. Sin embargo en 1944 una legislación petrolera producto de la revolución, hace que todas las empresas se retiren.

El 7 de julio de 1955, se emite el código de Petróleo, Decreto 345 y como resultado 29 consorcios presentaron solicitudes para 91 licencias de exploración en Peten e Izabal. Realizándose los primeros registros sísmicos,

conducidos por Esso, y Atlantic contrato a Namco para adquirir su primera sísmica experimental en 1957.

El primer pozo exploratorio en Guatemala, el Castillo Armas-1 fue perforado en 1958 por el grupo de Stonry J. Sloane en Morales, Departamento de Izabal. El perforador contratado fue Coastal Plains Oil Co. y el pozo fue determinado seco a los 1371 metros de profundidad, en los siguientes 4 años se perforaron 10 pozos mas, de los cuales el pozo Chinaja-1, perforado por la compañía Ohio Oil Co., descubre petróleo de buena calidad (36.5 API), a la profundidad de 3048 metros, sin embargo se abandona el pozo debido a problemas técnicos.

La siguiente fase exploratoria en el país se inició en 1964, cuando Esso y Texaco mostraron interés en la cuenca del Pacífico y Jose Abularach, solicitó una concesión continental cerca de la costa del pacífico, donde perforó el pozo San Jose-1, mostrando buenos indicios de gas. La compañía Esso adquiere un contrato de exploración de las costas del pacífico, y se lleva a cabo el primer levantamiento sísmico mar adentro de alrededor de 1200 kilómetros. Durante 1974 la Universidad de Texas A&M perfora varios pozos estratigráficos en el cañón de San Jose como parte del proyecto de Perforación del Fondo Marino (DSDP) y se descubren horizontes con hidratos de gas metano.

La compañía Recursos del Norte y sus asociados iniciaron trabajos para la prospección mineral, específicamente azufre, en el domo salino de Tortugas; sin embargo las perforaciones exploratorias en los pozos 63-4 y 63-5 produjeron petróleo. Este acontecimiento incentivó la prospección petrolera en esta área y como resultado en 1974, el Grupo Shenandoah, hizo su primer descubrimiento comercial en Guatemala, con el pozo Rubelsanto-1, perforado a una profundidad de 1624 metros. La prueba de producción que abarcó 4 zonas de la formación Cobán C, produjo 3000 barriles /día de petróleo de 30 grados API. En Octubre de 1976, el grupo declara el campo petrolero

Rubelsanto como comercial.

En el año 1978, el consorcio Shenandoah, Saga Petroleum y Basic, inician la construcción del oleoducto Rubelsanto-Santo Tomás, con una longitud de 235 kilómetros y diseñado para transportar un promedio de 35000 barriles diarios, desde el campo Rubelsanto hacia la terminal de almacenamiento Piedras Negras en el Puerto Santo Tomás de Castilla, con el objetivo de transportar la producción de petróleo para su exportación. Iniciando sus operaciones de transporte en Enero de 1980.

Debido al auge manifestado en exploración y el inicio de la producción de petróleo, aunado al desarrollo económico y estratégico del país, justifican la creación de un ente rector que proponga e implemente políticas del sector y busque un mejor aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos, mineros y energéticos nacionales, de tal manera que el 1 de julio de 1983 queda instituido el Ministerio de Energía y Minas, que dentro de sus primeras acciones promulga la nueva Ley de Hidrocarburos (Decreto 109-83) y su Reglamento, con el objetivo de tener una legislación adaptada a los cambios dinámicos de la industria petrolera mundial.

La compañía Texaco Exploration Guatemala Inc. Perforó 4 pozos exploratorios, siendo uno de ellos el pozo Xan-1, el cual fue descubridor de petróleo en la unidad Cobán B-8 a una profundidad de 2340 metros. En 1985, se suscribe el contrato de operaciones petroleras de participación en la producción número 2-85, del campo Xan, con el consorcio Hispanoil-Basic, debido a la estimación de petróleo in-situ de 400 millones de barriles en el yacimiento y al desarrollo programado, la compañía Basic Resources Bahamas Ltd. construye el oleoducto Xan-Raxruha con una longitud de 232 Km.

Hoy en día se ha logrado desarrollar una infraestructura que permite el crecimiento sostenido de la industria petrolera, lo que estimula el interés de empresas nacionales e internacionales en invertir en el país. Actualmente el campo petrolero Xan se encuentra administrado por la empresa Perenco y produce alrededor de 15,000 barriles de petróleo diarios.

1.3. Origen del petróleo

Según la teoría más aceptada, el origen del petróleo y del gas natural es de tipo orgánico y sedimentario. Esa teoría enseña que el petróleo es el resultado de un complejo proceso físico-químico en el interior de la tierra, en el que, debido a la presión y las altas temperaturas, se produce la descomposición de enormes cantidades de materia orgánica que se convierten en aceite y gas.

Esa materia orgánica está compuesta fundamentalmente por el fitoplancton y el zooplancton marinos, al igual que por materia vegetal y animal, todo lo cual se depositó en el pasado en el fondo de los grandes lagos y en el lecho de los mares. Junto a esa materia orgánica se depositaron mantos sucesivos de arenas, arcillas, limo y otros sedimentos que arrastran los ríos y el viento, todo lo cual conformó lo que geológicamente se conoce como rocas o mantos sedimentarios, es decir, formaciones hechas de sedimentos.

1.4. Exploración del petróleo

El petróleo puede estar en el mismo lugar donde se formó (en la "roca madre") o haberse filtrado hacia otros lugares (reservorios) por entre los poros y/o fracturas de las capas subterráneas.

Por eso, para que se den las condiciones de un depósito o yacimiento de petróleo, es necesario que los mantos de roca sedimentaria estén sellados por rocas impermeables (generalmente arcillosas) que impidan su paso. Esto es lo que se llama una "trampa", porque el petróleo queda ahí atrapado.

En términos geológicos, las capas subterráneas se llaman "formaciones" y están debidamente identificadas por edad, nombre y tipo del material rocoso del cual se formaron. Esto ayuda a identificar los mantos que contienen las ansiadas rocas sedimentarias. Las "cuencas sedimentarias" son extensas zonas en que geológicamente se divide el territorio de un país y donde se supone están las áreas sedimentarias que pueden contener hidrocarburos.

1.5. La extracción

La extracción, producción o explotación del petróleo se hace de acuerdo con las características propias de cada yacimiento.

Para poner un pozo a producir se baja una especie de cañón y se perfora la tubería de revestimiento a la altura de las formaciones donde se encuentra el yacimiento. El petróleo fluye por esos orificios hacia el pozo y se extrae mediante una tubería de menor diámetro, conocida como "*tubing*" o "tubería de producción".

Si el yacimiento tiene energía propia, generada por la presión subterránea y por los elementos que acompañan al petróleo (por ejemplo gas y agua), éste saldrá por sí solo. En este caso se instala en la cabeza del pozo un equipo llamado "árbol de navidad", que consta de un conjunto de válvulas para regular el paso del petróleo.

Si no existe esa presión, se emplean otros métodos de extracción. El más común ha sido el "balancín" o "machín", el cual, mediante un permanente balanceo, acciona una bomba en el fondo del pozo que succiona el petróleo hacia la superficie.

El petróleo extraído generalmente viene acompañado de sedimentos, agua y gas natural, por lo que deben construirse previamente las facilidades de producción, separación y almacenamiento.

A pesar de los avances alcanzados en las técnicas de producción, nunca se logra sacar todo el petróleo que se encuentra (in situ) en un yacimiento. En el mejor de los casos se extrae el 50 ó 60 por ciento.

Por tal razón, existen métodos de "recobro mejorado" para lograr la mayor extracción posible de petróleo en pozos sin presión natural o en declinación, tales como la inyección de gas, de agua o de vapor a través del mismo pozo productor o por intermedio de pozos inyectoros paralelos a éste.

Características físicas y químicas del petróleo

Tabla II. Características físicas y químicas del petróleo

CARACTERÍSTICA	DESCRIPCIÓN
Color	Por transmisión de la luz: amarillo pálido, tonos de rojo y marrón hasta llegar a negro. Por reflexión de la luz: verdes, amarillos con tonos azules, rojo, marrón y negro.
Olor	Aromático como la gasolina, el querosene u otros derivados (Dulce). Si contiene azufre su olor es fuerte y hasta repugnante, como el de huevo podrido. Si contiene sulfuro de hidrogeno, los vapores son irritantes, tóxicos y hasta mortíferos (Agrio).
Sabor	Importante solo para determinar el contenido de sales.
Densidad	De 0,75 a 1,1 g/ml, equivalente a 57,2 y -3 °API.
Índice de refracción	Medido en un refractómetro de 1,39 a 1,49.
Coefficiente de Expansión	Entre 0,00036 y 0,00096. Temperatura °C por volumen.
Punto de ebullición	Varía algo menos que la temperatura atmosférica hasta la temperatura igual o por encima de 300 °C.
Punto de congelación	Varía desde 15,5 °C hasta la temperatura de -45 °C.
Punto de quema	Varía desde 2 °C hasta 155 °C.
Poder calorífico	Entre 8.500 a 11.350 calorías/gramo. (15.350 a 22.000. Btu/libra).
Calor específico	Entre 0,40 y 0,52 BTU/ °C*g
Calor latente de vaporización	Entre 70 a 90 kilocalorías/kilogramo ó 130 a 160 Btu/libra.
Viscosidad	Desde 0,2 hasta más de 1.000 centipoise

Fuente: Base de datos Departamento de Desarrollo Petrolero, MEM

Clasificación del petróleo de acuerdo a su densidad

Tabla III. Clasificación del petróleo de acuerdo con su densidad

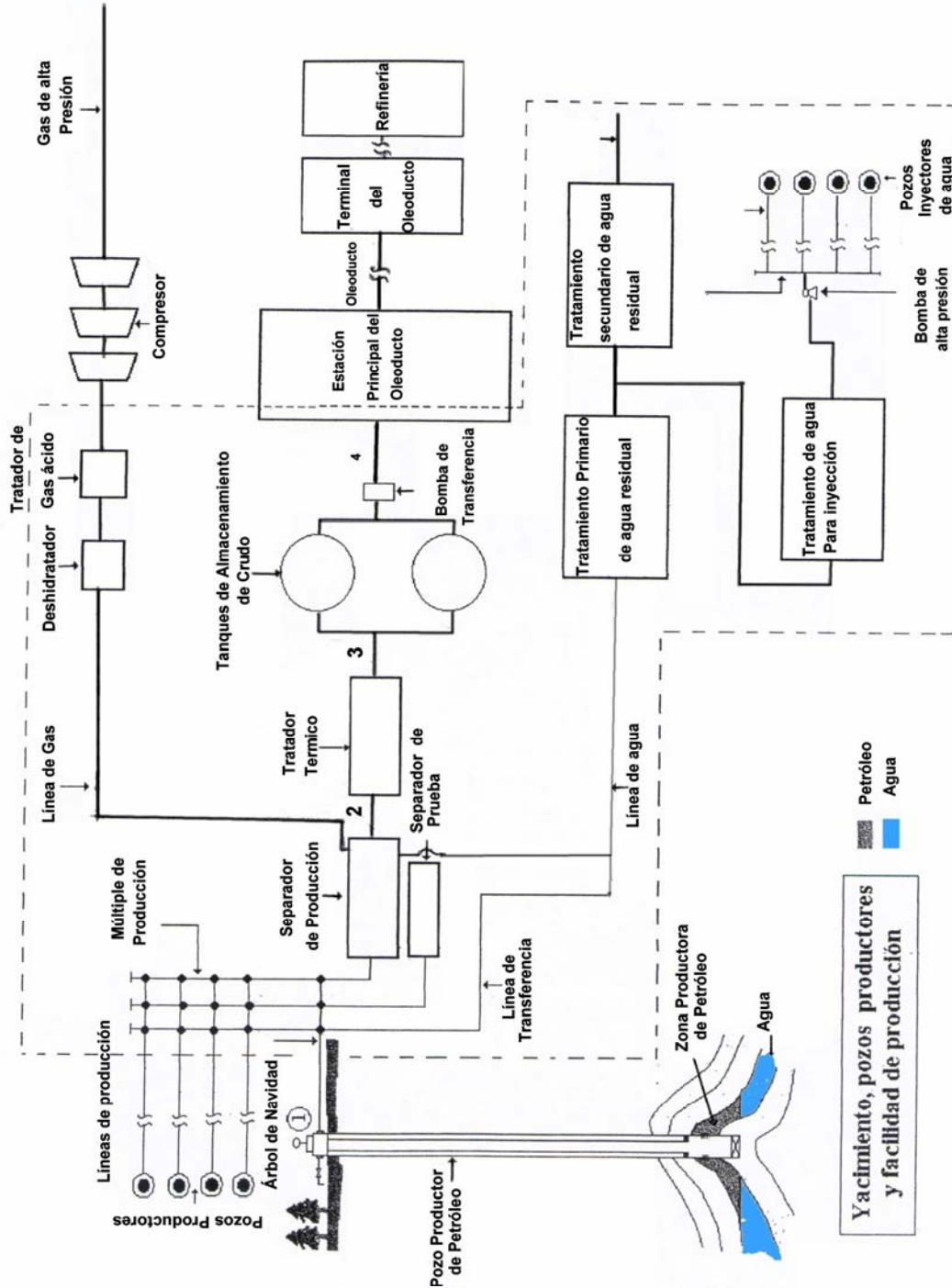
CLASIFICACIÓN	°API
Extrapesados	menos de 16 °
Pesados	menos de 21,9 °
Medianos	22,0 – 29,9 °
Livianos	30 ° y más
Superlivianos	40 ° en adelante

Fuente: Base de datos Departamento de Desarrollo Petrolero, MEM

1.8. Facilidad de producción

Es el conjunto de equipos mediante los cuales se realiza la separación de las tres o de dos fases de un campo de petróleo o de gas, y además se implementa el tratamiento de cada una de las fases para poderlas comercializar o disponerlas sin alterar el equilibrio del medio ambiente. Se denomina también módulo de producción, batería de producción, estación de producción, central de procesamiento o planta de producción. La facilidad de producción debe estar ubicada en un punto centralizado de los pozos productores, con el fin de obtener el mínimo posible de caídas de presión entre el pozo y la unidad de producción o batería.

Figura 1. Diagrama de una facilidad de producción

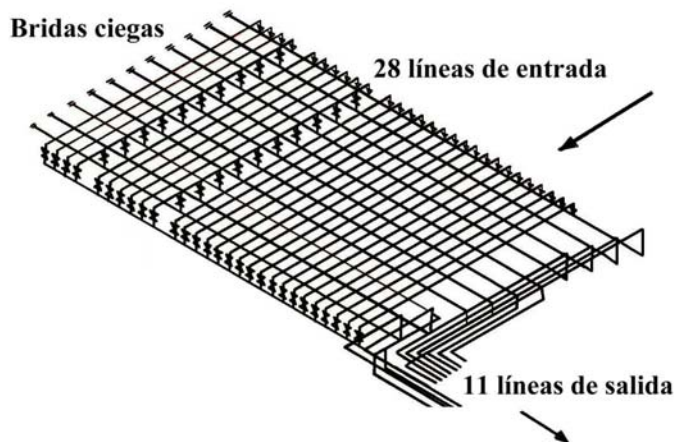


Fuente: Ref. 7, Pág. 25 departamento de Desarrollo Petrolero, MEM

1.9. Múltiple de producción

Es una unidad o elemento que reúne y centraliza el caudal de todos los pozos cuya producción se va a procesar en la facilidad de producción. Estos ensamblajes están conformados por líneas de tubería o cabezales, válvulas, tees, codos, válvulas cheque, dispositivos de medición de presión y temperatura, muestreadores y otros accesorios.

Figura 2. Manifold de entrada



Fuente: Base de datos Ing. Julio Elgueta Departamento de Desarrollo Petrolero, MEM

1.10. Tipos de separadores

Se hace la siguiente clasificación arbitraria referente al tipo de separadores que operan en la industria del petróleo.

Por su operación

- ✓ Bifásicos
- ✓ Trifásicos

Por su configuración

- ✓ Horizontales
- ✓ Verticales
- ✓ Esféricos
- ✓ De doble barril
- ✓ De filtro

1.11. Separación trifásica

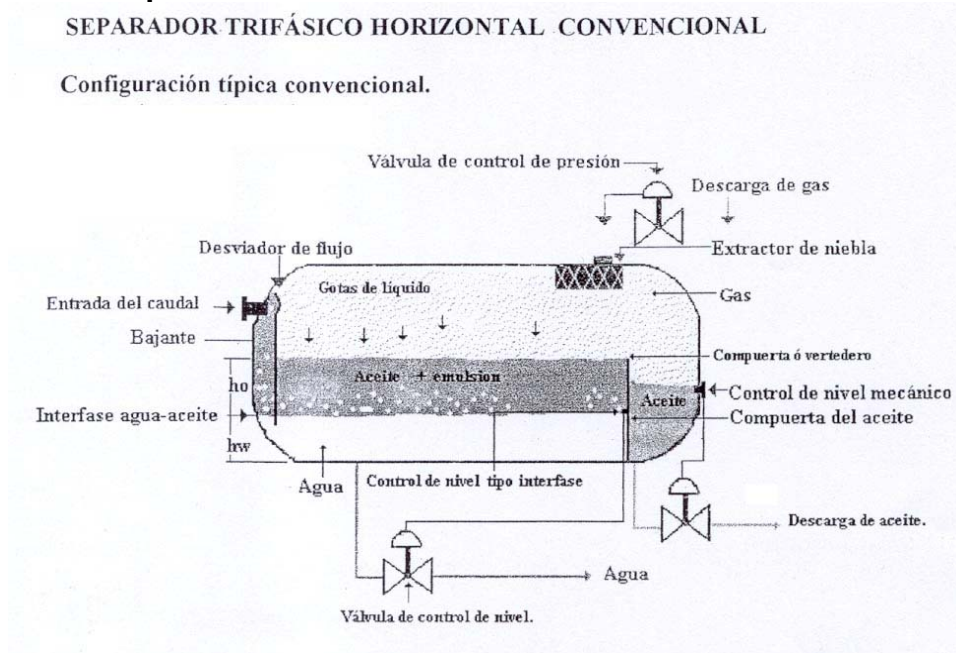
Los fluidos producidos en cabeza de pozo están constituidos por una mezcla compleja de compuestos de hidrógeno y carbono, todos con diferentes densidades, presiones de vapor y otras características físicas. A medida que el caudal de pozo fluye desde el yacimiento, donde se encuentra a altas presiones y temperaturas, este caudal experimenta reducciones en la presión y temperatura, por lo que el gas que está asociado al líquido se va liberando y separando. En estas condiciones, la velocidad del gas arrastra las gotas de líquido y éste por su parte arrastra las burbujas de gas.

Cuando el caudal de producción llega al separador primario, es sometido a una caída de presión y allí es donde se completa la separación de las dos fases líquido-gas. La separación física de estas dos fases es una de las operaciones básicas en la producción, procesamiento y tratamiento de petróleo y gas.

Una de las fases importantes del curso lo constituye el diseño apropiado del separador, ya que es la primera unidad de procesamiento en la facilidad de producción, y un diseño inadecuado de este componente del proceso conllevaría a tener un cuello de botella, lo cual puede reducir la capacidad de toda la planta de proceso.

Los separadores de tres fases, comúnmente llamados FWKO (separadores de agua libre), se utilizan para remover cualquier cantidad de agua libre que esté presente en la producción de uno o varios pozos petroleros.

Figura 3. Separador Trifásico Horizontal



Fuente: Ref. 7, Pág. 31

1.12. Tratamiento de petróleo crudo

Frecuentemente, el proceso de separar agua de aceite requiere de un tratamiento adicional a la separación gravitacional. Este fenómeno se presenta en crudos donde hay presencia de emulsión, la cual es necesario tratarla para lograr la separación de las dos fases presentes. Este tratamiento se hace más necesario en la producción de crudos pesados y en producciones de crudo de cualquier nivel de °API donde hay presencia de agentes emulsificantes naturales provenientes de la formación productora, los cuales promueven la formación de emulsiones.

Existen tres sistemas básicos de tratamiento de crudo o de emulsiones:

- ✓ Tratamiento químico
- ✓ Tratamiento térmico
- ✓ Tratamiento combinado (químico-térmico).

1.13. Teoría del tratamiento de emulsiones

Emulsión es una mezcla íntima de petróleo y agua que se hace imposible de romper sin algún tratamiento adecuado, tal como el uso de demulsificantes. Generalmente agregando dos gotas de demulsificante es posible romper la emulsión. Por contener cierta cantidad de agua, la emulsión es más pesada que el petróleo en el cual está contenida; pero, a la vez, es más liviana que el agua debido a que contiene gran proporción de petróleo. Esta se presenta como una franja achocolatada entre el nivel superior del agua y el nivel inferior del petróleo. Cuando aparece una faja de emulsión en el tubo de centrifugación y no se lograra hacerla desaparecer mediante el calentamiento a 140 °F, agitándola o añadiéndole unas gotas adicionales de demulsificantes o solventes, para fines de fiscalización se tomará la emulsión como petróleo.

Para que exista una emulsión se debe cumplir las siguientes condiciones:

- ✓ Que existan dos fluidos mutuamente inmiscibles.
- ✓ Que esté presente un agente emulsificante.
- ✓ Que haya suficiente agitación para dispersarla fase discontinua.

Estas tres condiciones se encuentran en la producción de un campo petrolero, como sigue:

- ✓ Presencia de agua y aceite, como fluidos inmiscibles.

- ✓ De la formación se producen agentes emulsificantes naturales, tales como asfáltenos, las parafinas, pequeñas partículas (slits), etc.
- ✓ La agitación se origina desde la formación productora y luego a través de la tubería de producción, en la línea de flujo, y en el múltiple de producción, en la línea de flujo, y en el múltiple de producción.

La estabilidad de una emulsión está determinada por el grado de agitación y la cantidad y naturaleza del agente emulsificante.

1.14. Clasificación de las emulsiones

Según su naturaleza:

- a) Normales o directas: Fase externa ó continua, el aceite, Fase interna o dispersa, el agua.
- b) Inversas: Fase continua o externa, el agua. Fase dispersa o interna, el aceite.

Según su estabilidad:

- ✓ Estables e Inestables

Según su facilidad para romperlas:

- ✓ En duras, Flojas e Intermedias.

1.15. Agente emulsificante

Es un producto natural que tiene comportamiento de superficie activa, el cual promueve la formación de emulsiones. Algunos tienen preferencia de atracción hacia el agua; otros, hacia el aceite. Un agente emulsificante tiende a ser insoluble en una de las dos fases líquidas y se localiza en la interfase aceite / agua. Las características principales del agente demulsificantes son:

- ✓ Reduce la tensión interfacial de la gota de agua, tendiendo a formar gotas más pequeñas.
- ✓ Fenómeno contrario a la coalescencia.
- ✓ Forma una capa viscosa alrededor de la gota de agua, impidiendo la coalescencia.
- ✓ Pueden ser moléculas polares que se alinean entre sí sobre la gota de agua generando cargas eléctricas. Que por ser de la misma carga se repelen entre sí, impidiendo la coalescencia de las gotas de agua.

Entre los principales agentes emulsificantes naturales presentes en la producción petrolera están: las Parafinas, resinas, ácidos orgánicos, sales metálicas, silts y clays coloidales, asfaltenos (material de N, S y O₂ y fluidos de perforación).

1.16. Agente demulsificante

Son productos químicos con comportamiento de superficie activa que se utilizan para neutralizar la acción del agente emulsificante y promover la ruptura de la película o capa localizada en la interfase agua / aceite y así romper la emulsión. Entre las principales características de un agente demulsificante están:

- ✓ Fuerte atracción a la interfase agua / aceite.
- ✓ Floculación: Si el agente emulsificante es débil, la fuerza de floculación es suficiente para romper la emulsión.
- ✓ Coalescencia: Induce a la coalescencia de las gotas dispersas.
- ✓ Humectabilidad a los sólidos.

Efectos de la temperatura en el tratamiento del crudo

El agregar calor a un caudal de aceite/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 siguientes:

1. Reduce la viscosidad y se alcanza una mayor velocidad de asentamiento, de acuerdo con la ley de Stokes.

$$V_t = \frac{(\Delta S G)_{w/o} (d_m)_w^2}{\mu_o}$$

2. Disuelve los pequeños cristales de parafina y asfaltenos, neutralizando el efecto del agente emulsificante
3. Al agregar calor se puede causar pérdida de hidrocarburos livianos, y como consecuencia, reducción en el volumen de aceite.
4. Como consecuencia de lo anterior quedará un crudo más pesado por la pérdida de componentes livianos, lo cual disminuye el valor unitario del crudo, en US\$/BLS.
5. Aumentando la temperatura se afectan las gravedades específicas, tanto del agua como del aceite.
6. Se requiere de combustibles para generar el correspondiente calor, lo cual incrementa los costos operacionales.
7. Requiere de una inversión adicional para la adquisición de los equipos tratadores, además de los costos por mantenimiento.

Tratador térmico electrostático horizontal

Es el elemento más utilizado para crudo, especialmente de caudales altos. El caudal de producción, proveniente del separador, entra por la sección frontal superior del recipiente donde se libera el gas que eventualmente puede traer. El líquido cae alrededor y por la parte externa de la lámina deflectora, hasta un

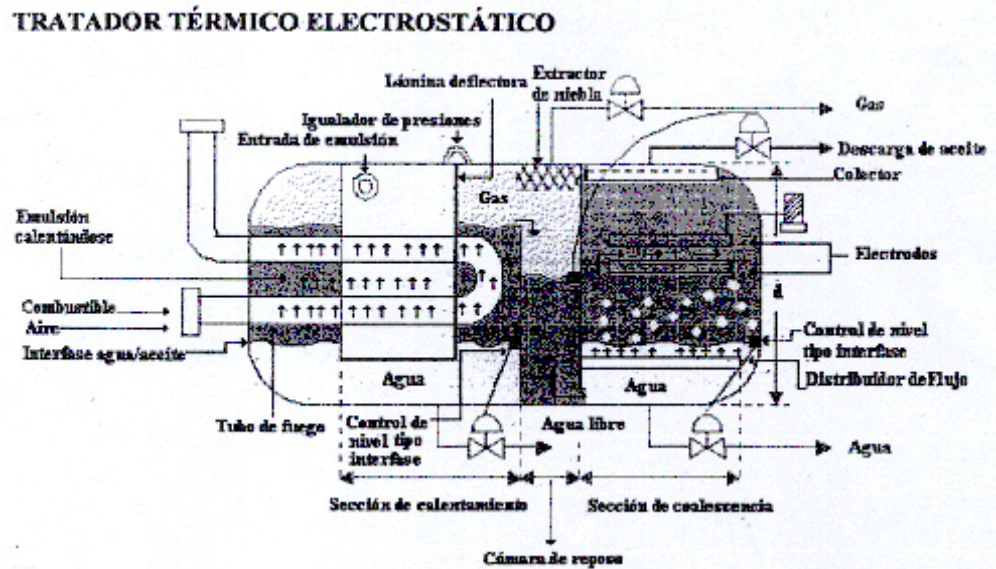
nivel ubicado levemente por debajo de la interfase agua / aceite, donde el petróleo es lavado y el agua libre es separada.

El petróleo y la emulsión ascienden alrededor del tubo de fuego donde recibe la transferencia de calor, para luego caer en la cámara de reposo. El petróleo y la emulsión calientes fluyen a través del distribuidor de flujo localizado en la parte inferior de la sección de coalescencia, la cual es completamente empaquetada. En esta sección las gotas de agua presentes coalescen y se precipitan al fondo del recipiente. En este momento, el caudal de petróleo debe quedar completamente limpio, libre de agua, o con mínimos porcentajes de BS&W, del orden 0.5 %.

El petróleo tratado y limpio es recolectado en la parte superior del recipiente a través de un dispositivo recolector, diseñado para mantener uniforme el flujo vertical de petróleo. Las gotas de agua coalescidas se precipitan al fondo del recipiente en dirección contraria al flujo de la fase continua de petróleo. En la sección de coalescencia están instalados dos electrodos paralelos, 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.

El tratador térmico electrostático es primordialmente eficiente en la reducción de contenido de agua y salinidad por debajo de 0.5 % y salinidades por debajo de 20 Lb/1000 BLS de petróleo; su utilización cobra especial interés en campos donde la deshidratación es difícil, y seguramente no es posible alcanzar los límites requeridos para la entrega del crudo al oleoducto y posterior refinación, en lo referente al BS&W y contenido salino

Figura 4. Tratador Térmico Electrostático Horizontal



Fuente: Ref. 7, Pág. 61

2. RECURSOS

Los recursos con que se cuenta para la realización del proyecto se pueden dividir en:

2.1. Humanos

Este se refiere a la cooperación y participación de los implicados en la realización del EPS.

- Director de la Escuela de Ingeniería Química, Ing. Williams Guillermo Alvarez Mejía
- Asesor-Supervisor-Docente, Inga. Lorena Victoria Pineda Cabrera
- Asesor del estudiante en la empresa fuente de la práctica, Ing. Julio Elgueta
- Epesista, Br. Franty Ernesto Miranda Velásquez
- Personal en general dentro de la empresa que se vea implicado en el desarrollo del proyecto.

2.2. De oficina

El cual será proporcionado por el ministerio de energía y minas.

- Computadoras
- Impresora
- Hojas

- Revistas informativas, Instructivos, Manuales y material bibliográfico en general.
- Planos

2.3. Instalaciones

Debido a que el proyecto se divide en la etapa de gabinete y la etapa de campo, se utilizarán dos instalaciones:

- Oficinas del Departamento de Desarrollo Petrolero de la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas.
- Planta de proceso de Perenco Guatemala Ltd. ubicada en el campo petrolero Xan, Peten

2.4. Otros

Incluye los demás recursos utilizado para el desarrollo del proyecto.

- Material de laboratorio
- Transporte
- Alimentación
- Equipo utilizado

3. PROCEDIMIENTO

El procedimiento descrito a continuación detalla todas las actividades llevadas a cabo para poder obtener los datos que a continuación se presentan como resultados de la investigación.

3.1. Definición del proyecto

Luego del conocimiento de los distintos tópicos relacionados con el proyecto, se pudieron sugerir las posibles opciones de determinación de la eficiencia dentro de una planta de proceso en un campo petrolero, las cuales fueron analizadas y discutidas y de esta manera se determinó de acuerdo a los fundamentos presentados, cual o cuales fueron las más viables y se eligió la adecuada para llevarse a cabo como proyecto. Esta definición se llevó a cabo con profesionales del departamento de desarrollo petrolero del ministerio de energía y minas, de lo cual resulta como mejor opción la determinación de la eficiencia global de la planta, y la determinación de la eficiencia individual de los equipos considerados de mayor importancia en el proceso de separación, siendo estos los separadores y los tratadores. Además de monitorear parámetros como presión y temperatura en cabeza de pozo, vasijas de tratadores y separadores, y cantidad de demulsificante utilizada.

3.2. Acercamiento a la planta

En esta fase se hará un recorrido a la planta de proceso ubicada en el campo petrolero Xan y algunos de los pozos petroleros de dicho campo, para tener

contacto visual con los equipos utilizados en la planta, los puntos de muestreo, y el equipo utilizado para la determinación del BS&W.

Figura 5. Vista general planta de proceso Xan, San Andrés, Petén



Fuente: Base de datos Ing. Julio Elgueta Departamento de Desarrollo Petrolero, MEM

3.3. Medición de volumen de crudo en planta

En esta fase se determinó la cantidad de crudo contenido en las tuberías que conectan los pozos petroleros y la planta de proceso, así como la tubería de conducción dentro de la planta y el volumen del crudo contenido en los distintos equipos por los cuales en la planta. Ver sección de datos calculados para conocer los datos puntuales.

3.4. Medición de tiempos (tiempo de prueba)

Se determinó el tiempo en el cual se desaloja el crudo contenido en tuberías y equipos dentro de la planta, o el tiempo en el cual este crudo es desplazado por uno nuevo, para determinar el tiempo en el cual se debe muestrear en la salida del separador flash, de manera que esta muestra corresponda a la que fue tomada en la cabeza de pozos. A este tiempo se le denominó tiempo de prueba y tuvo un valor de **12.06 horas**.

3.5. Determinación de puntos de muestra y número de corridas a realizar

Se hizo un reconocimiento para determinar los puntos de muestreo de crudo, las horas a las cuales se muestreará, los puntos de monitoreo de presión, temperatura dosificación de demulsificante, y en general el procedimiento seguido para obtener una muestra representativa. Los puntos de muestra elegidos fueron:

- Cabeza de pozo
- Salida de separadores
- Salida de tratadores
- Salida de separador flash
- Tanques

Las muestras fueron recolectadas junto a los encargados de realizar el recorrido de pozos y únicamente se analizaron duplicados de las muestras y como los resultados obtenidos eran idénticos a los reportados, se optó por utilizar los datos de los reportes de producción.

Los puntos de monitoreo de presión y temperatura fueron:

- Cabeza de pozo
- Salida de separadores y vasijas
- Salida de tratadores y vasijas

Para la cantidad de demulsificante, se utilizó el dato del total de demulsificante consumido por día.

3.6. Recolección de muestras

Una vez establecido el procedimiento de muestreo, se llevará a cabo la recolección de las muestras, siguiendo procedimientos determinados, para fines de objetividad de la prueba.

Figura 6. Puntos de muestreo de petróleo en tanque de almacenamiento



Fuente: Imágenes recolectadas en visitas al campo, Franty Miranda

Se tomaran muestras a la salida de cada pozo y en los tanques que estén almacenando petróleo dentro de la planta de proceso. Y para ello se seguirá el procedimiento de muestreo de petróleo sugerido en la sección 4 del Cap. 10 del manual de medidas y estándares del petróleo del API, para determinación de BS&W, para fines de objetividad de la prueba, el cual consiste en:

Figura 7. Toma de muestra en cabeza de pozo



Fuente: Imágenes recolectadas en visitas al campo, Franty Miranda

- ✓ Purgar en un recipiente el grifo de muestreo a la salida del pozo
- ✓ En un recipiente de 1 Gal. De capacidad, tomar por lo menos $\frac{1}{2}$ galón de muestra, evitando que se forme espuma.
- ✓ Trasladar la muestra lo antes posible hacia el lugar donde se realizará la prueba
- ✓ Agitar la muestra para homogenizarla, previo a su análisis.

3.7. Análisis de muestras

Se utilizara el procedimiento de Determinación de Agua y Sedimentos en Petróleo Crudo por el Método de Centrifugación, incluido en la sección 4 del capítulo 10 (Sedimentos y Agua) del Manual de Medidas y Estándares del Petróleo, del Instituto Americano del Petróleo (API) (Ref.1)

3.7.1. Materiales

- ✓ Centrifuga
- ✓ Dos tubos para centrifuga de 100 ml

- ✓ Baño de María
- ✓ Rompedor de Emulsión (demulsificante)
- ✓ Muestra fresca de petróleo crudo
- ✓ Disolvente aromático xileno, tolueno o benceno.

3.7.2. Procedimiento

- ✓ Se colocan las muestras provenientes de pozos en baño de María, a 120 F durante 10 minutos.

Figura 8. Baño de María para muestras de petróleo



Fuente: Imágenes recolectadas en visitas al campo, Franty Miranda

- ✓ La muestra caliente se pone a decantar para eliminar el agua que pueda ser retirada sin necesidad de centrifugar.

Figura 9. Decantador para muestras de petróleo



Fuente: Imágenes recolectadas en visitas al campo, Franty Miranda

- ✓ Se toman dos tubos de centrifuga y a cada uno se le vierten 50 ml de la muestra, se agita la muestra de crudo para homogenizarla.

Figura 10. Tubo de centrifuga lleno con la muestra de petrleo



Fuente: Imágenes recolectadas en visitas al campo, Franty Miranda

- ✓ A cada uno de los tubos conteniendo 50 ml de crudo, se les vierte solvente hasta completar los 100 ml en el tubo.

Figura 11. Aplicando solvente a la muestra de petrleo



Fuente: Imágenes recolectadas en visitas al campo, Franty Miranda

- ✓ Se le agrega una gota del producto rompedor de emulsión.
- ✓ Se agita vigorosamente la mezcla hasta observar que esté completamente homogénea.

- ✓ Se someten los tubos con la muestra caliente a centrifugación durante 10 minutos.

Figura 12. Centrifuga para muestras de petróleo, vista interna y externa



Fuente: Imágenes recolectadas en visitas al campo, Franty Miranda

- ✓ Se sacan los tubos de la centrifuga y se procede a tomar la lectura del contenido total de agua y sedimentos precipitados en el fondo de los tubos. Las lecturas en los dos tubos deben coincidir. Esta lectura corresponde al porcentaje de agua y sedimentos en el crudo analizado (BS&W)

Figura 13. Tubo de centrifuga con muestra de petróleo, al salir de la centrifuga



Fuente: Imágenes recolectadas en visitas al campo, Franty Miranda

3.8. Tratamiento de datos obtenidos

Con los datos obtenidos de las pruebas se determinará la eficiencia de la planta, y se realizará en varias corridas para determinar la influencia de los factores que pudieran variar entre una prueba y otra.

- ✓ Debido a que una prueba esta compuesta por dos tubos de la misma muestra. Se deben comparar las lecturas de ambos tubos, si la diferencia entre ambas lecturas es mayor que una de las subdivisiones del tubo, la prueba no es válida y debe ser repetida.
- ✓ Para tubos de 100 ml, lea y registre el volumen de agua y sedimentos en cada tubo. Sume las lecturas de ambos tubos y reporte la suma como porcentaje de agua y sedimentos. Reporte los resultados como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla IV. Ejemplo de tratamiento de datos obtenidos

Volumen de agua y/o sedimentos (ml)		Agua y/o sedimentos totales (%) (BS&W)
Tubo 1	Tubo 2	
No se observo	No se observo	0.000
No se observo	0.025	0.025
0.025	0.025	0.050
0.025	0.050	0.075
0.050	0.050	0.100
0.050	0.075	0.125
0.075	0.075	0.150
0.075	0.100	0.175
0.100	0.100	0.200
0.100	0.150	0.250

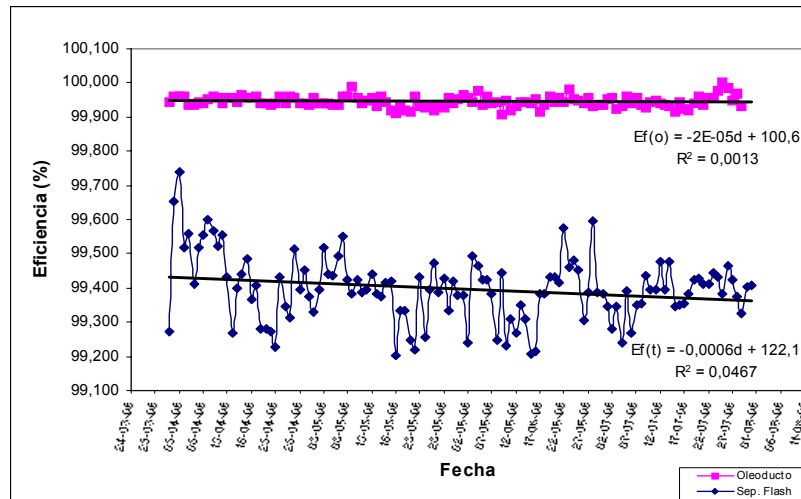
Nota: Si el volumen total de agua y sedimentos para ambos tubos es menor que el 0.025 % (00125 ml), el volumen de agua y sedimentos debe ser reportado como cero.

- ✓ Para tubos de 200 partes, el porcentaje de agua y sedimentos es el promedio de ambas mediciones, expresado con tres decimales. El porcentaje únicamente puede ser leído directamente de tubos de 200 partes, solo si el tubo contiene 100 partes (50 ml) de petróleo).

4. RESULTADOS

4.1. Eficiencia del proceso de separación agua-petróleo

Figura 14. Eficiencia del proceso de separación Agua-Petróleo Determinada Desde Cabeza de Pozo Hasta Salida a Oleoducto y Salida de Separadores Flash.



Fuente: Tabla XXI Sección 10.2

Donde:

$Ef(o)$: Eficiencia de la planta medida desde cabeza de pozo hasta salida a oleoducto (%)

$Ef(t)$: Eficiencia de la planta medida desde cabeza de pozo hasta salida de tanque separador flash oleoducto (%)

d : Tiempo de muestreo para la prueba (días)

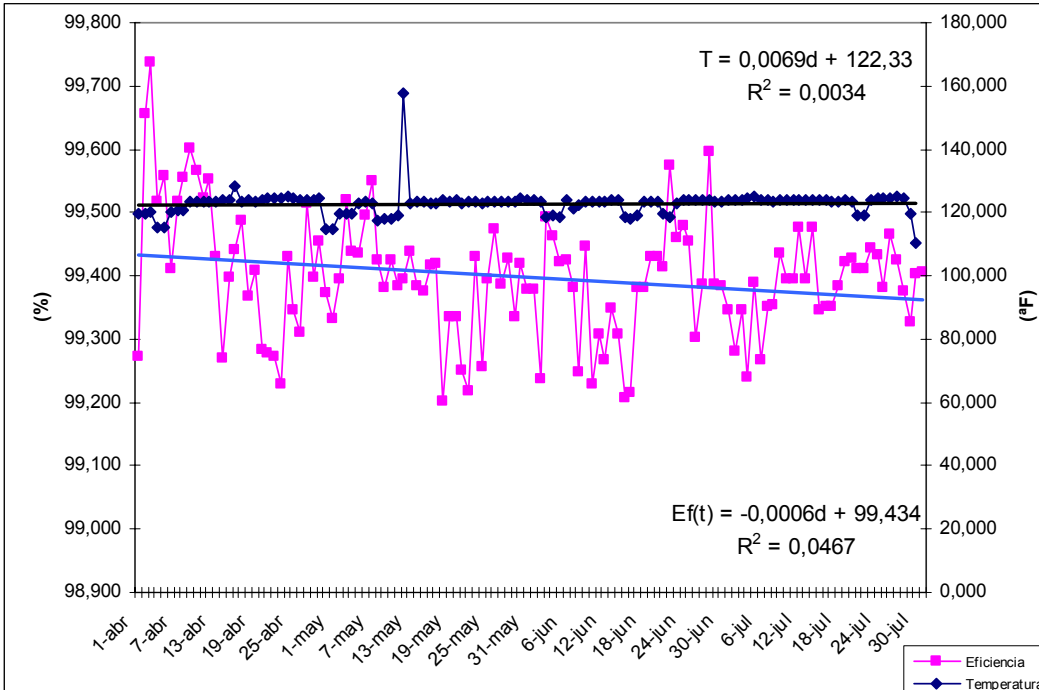
R : Coeficiente de regresión lineal

Tabla V. Datos para interpretación de gráfica 1

	Oleoducto	Separador Flash
Promedio	99,946	99,398
Desviación Estándar	0,016	0,096

4.2. Influencia de la temperatura del fluido en cabeza de pozo sobre la eficiencia del proceso de separación

Figura 15. Influencia de la temperatura promedio en cabeza de pozo diaria sobre la eficiencia del proceso de separación.



Fuente: Tabla XXI Sección 10.2

Donde:

Ef(t): Eficiencia de la planta medida desde cabeza de pozo hasta salida de tanque separador flash oleoducto (%)

T: Temperatura del fluido en cabeza de pozo (°F)

d: Tiempo de muestreo para la prueba (días)

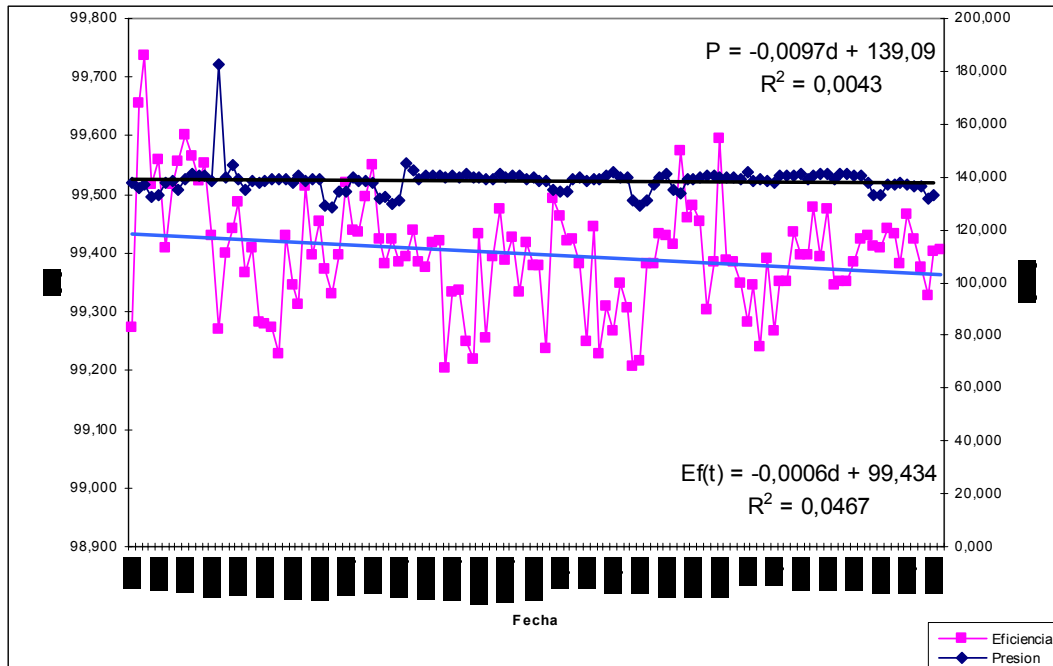
R: Coeficiente de regresión lineal

Tabla VI. Datos para interpretación de gráfica 2

	Temperatura (°F)	Eficiencia a Sep Flash (%)
Promedio	122,753	99,398
Desviación Estándar	4,154	0,096

4.3. Influencia de la presión del fluido en cabeza de pozo sobre la eficiencia del proceso de separación

Figura 16. Influencia de la presión promedio en cabeza de pozo diaria sobre la eficiencia del proceso de separación.



Fuente: Tabla XXI Sección 10.2

Donde:

Ef(t): Eficiencia de la planta medida desde cabeza de pozo hasta salida de tanque separador flash oleoducto (%)

P: Presión del fluido en cabeza de pozo (PSI)

d: Tiempo de muestreo para la prueba (días)

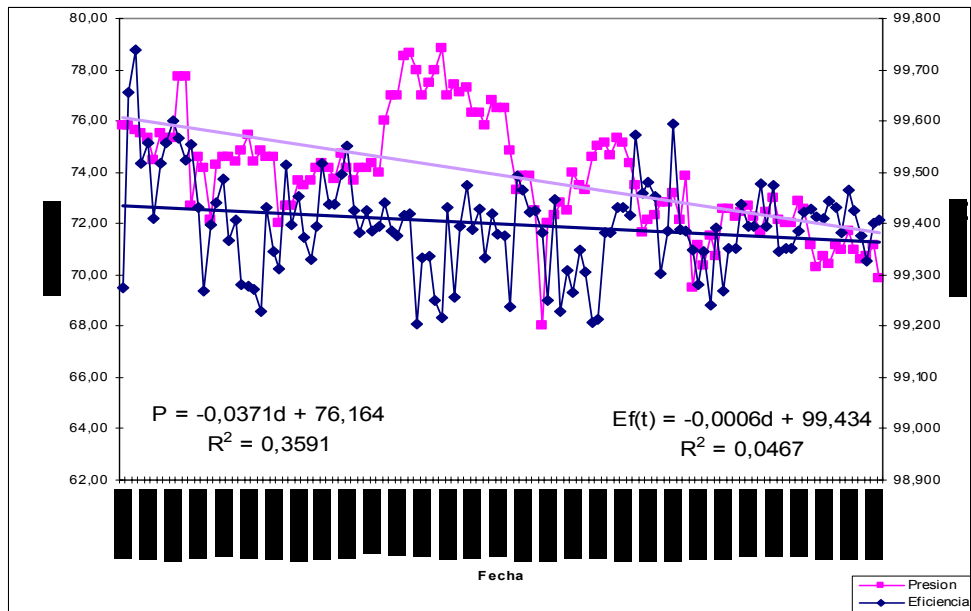
R: Coeficiente de regresión lineal

Tabla VII. Datos para interpretación de gráfica 3

	Presión (PSI)	Eficiencia a Sep Flash (%)
Promedio	138,500	99,398
Desviación Estándar	5,174	0,096

4.4. Influencia de las condiciones de operación de separadores sobre la eficiencia del proceso de separación

Figura 17. Relación entre la presión de operación promedio de los separadores y la eficiencia del proceso de separación.



Fuente: Tabla XXII Sección 10.2

Donde:

$Ef(t)$: Eficiencia de la planta de cabeza de pozo hasta salida de tanque separador Flash (%)

Ps : Presión de operación promedio de los separadores (PSI)

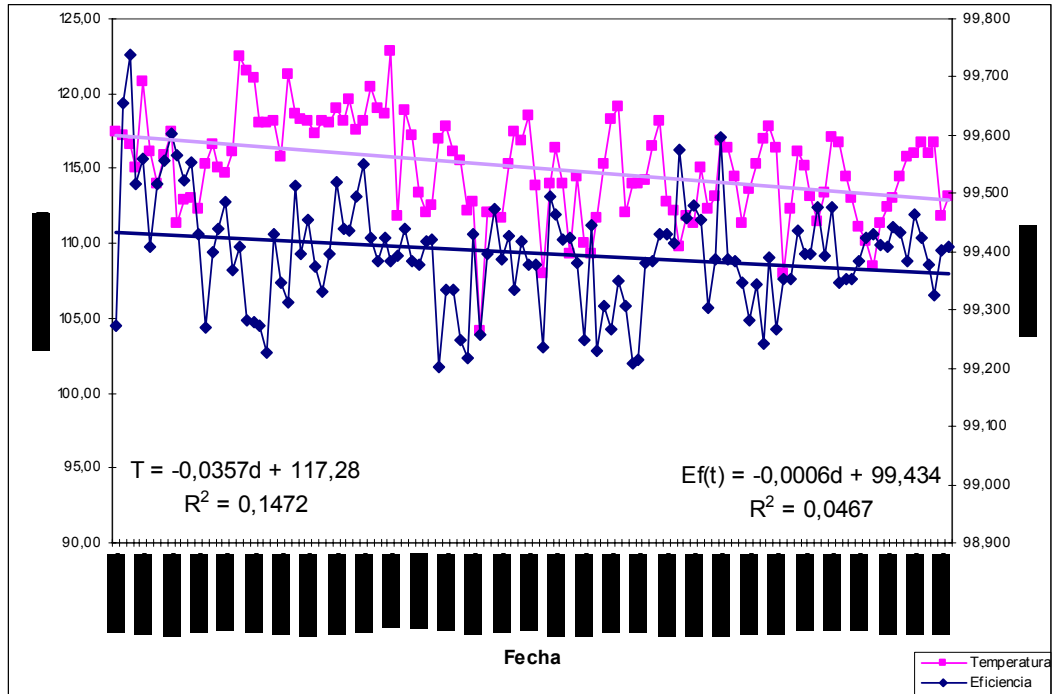
d : Tiempo de muestreo para la prueba (días)

R : Coeficiente de Regresión lineal

Tabla VIII. Datos para interpretación de gráfica 4

	Presión (PSI)	Eficiencia a Sep Flash (%)
Promedio	73,88	99,398
Desviación Estándar	2,188	0,096

Figura 18. Relación entre la temperatura de operación promedio de los separadores y la eficiencia del proceso de separación.



Fuente: Tabla XXII Sección 10.2

Donde:

Ef(t): Eficiencia de la planta medida desde cabeza de pozo hasta salida de tanque separador Flash (%)

Ts: Temperatura de operación promedio de los separadores (°F)

d: Tiempo de muestreo para la prueba (días)

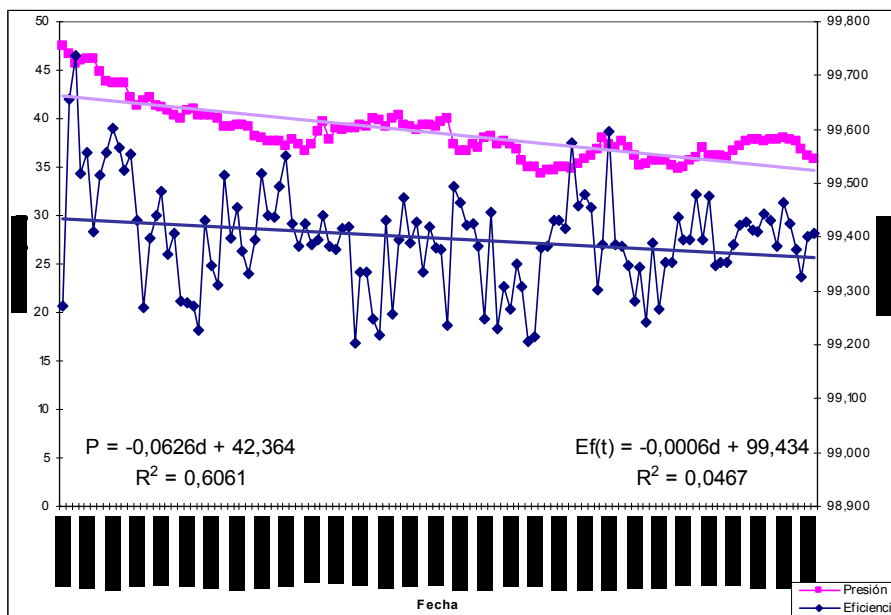
R: Coeficiente de Regresión lineal

Tabla IX. Datos para interpretación de gráfica 5

	Temperatura (°F)	Eficiencia a Sep Flash (%)
Promedio	115,08	99,398
Desviación Estándar	3,293	0,096

4.5. Influencia de las condiciones de operación de tratadores sobre la eficiencia del proceso de separación

Figura 19. Relación entre la presión de operación promedio de los tratadores y la eficiencia del proceso de separación.



Fuente: Tabla XXII Sección 10.2

Donde:

Ef(t): Eficiencia de la planta medida desde cabeza de pozo hasta salida de tanque separador Flash (%)

Pt: Presión de operación promedio de los tratadores (PSI)

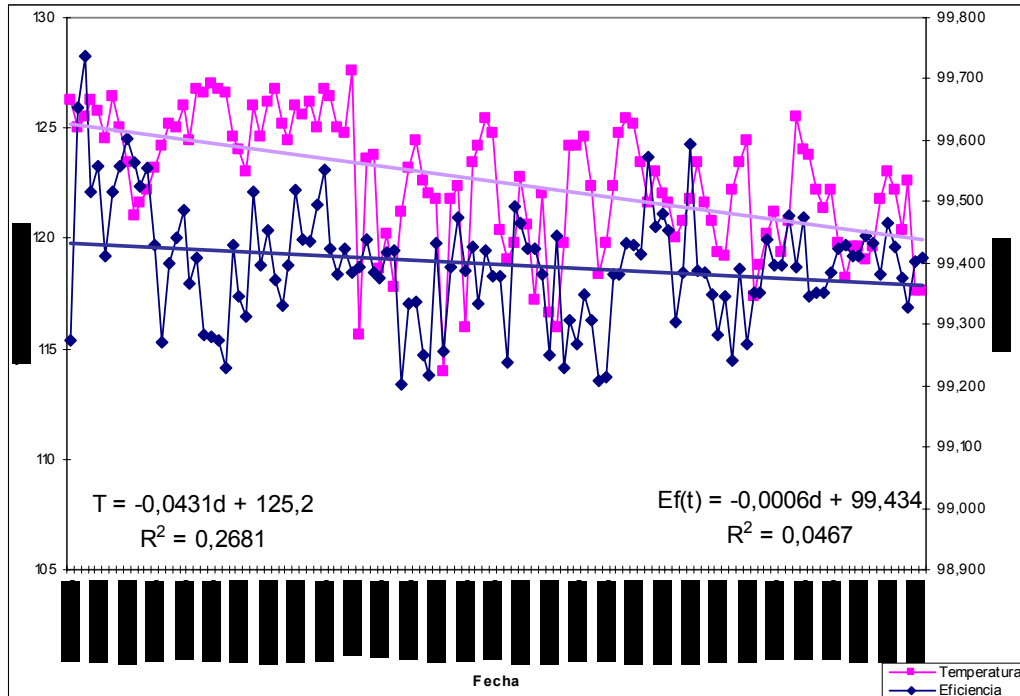
d: Tiempo de muestreo para la prueba (días)

R: Coeficiente de Regresión lineal

Tabla X. Datos para interpretación de gráfica 6

	Presión (PSI)	Eficiencia a Sep Flash (%)
Promedio	38,514	99,398
Desviación Estándar	2,844	0,096

Figura 20. Relación entre la temperatura de operación promedio de los tratadores y la eficiencia del proceso de separación.



Fuente: Tabla XXII Sección 10.2

Donde:

Ef(t): Eficiencia de la planta medida desde cabeza de pozo hasta salida de tanque separador Flash (%)

Tt: Temperatura de operación promedio de los tratadores (°F)

d: Tiempo de muestreo para la prueba (días)

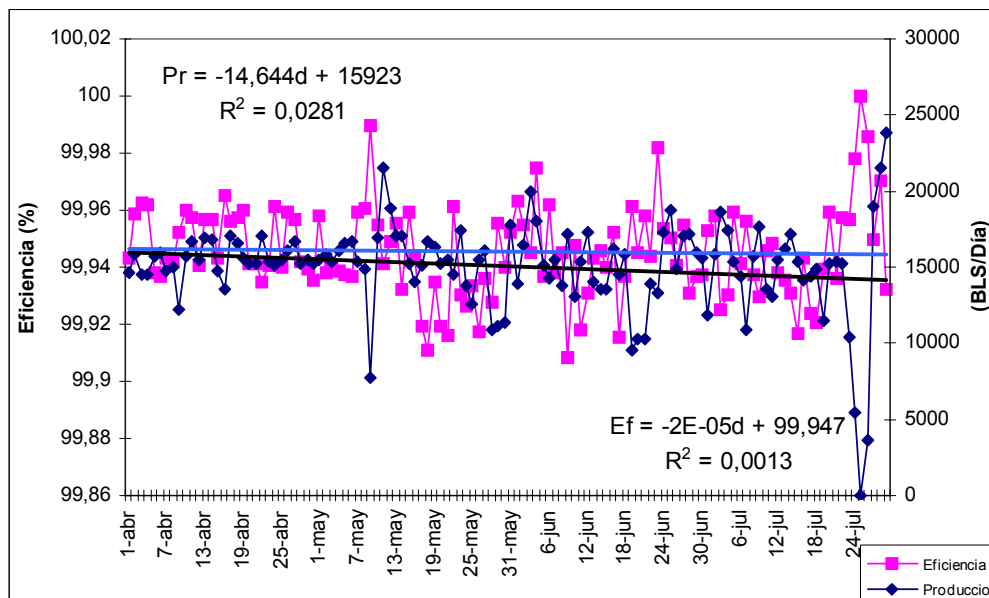
R: Coeficiente de Regresión lineal

Tabla XI. Datos para interpretación de gráfica 7

	Temperatura (°F)	Eficiencia a Sep Flash (%)
Promedio	122,555	99,398
Desviación Estándar	2,941	0,096

4.6. Influencia de la producción diaria de petróleo sobre la eficiencia global del proceso de separación

Figura 21. Influencia de la producción diaria de petróleo sobre la eficiencia del proceso de separación.



Fuente: Tabla XXI Sección 10.2

Donde:

Ef: Eficiencia de la planta medida desde cabeza de pozo hasta salida a oleoducto (%)

Pr: Producción diaria de petróleo (BLS/día)

d: Tiempo de muestreo para la prueba (días)

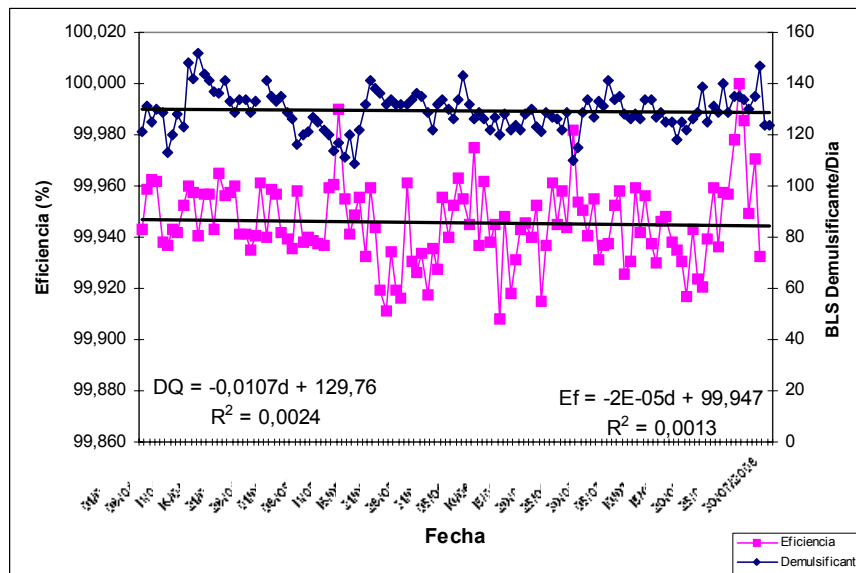
R: Coeficiente de Regresión lineal

Tabla XII. Datos para interpretación de gráfica 8

	Producción (BLS/día)	Eficiencia a Sep Flash (%)
Promedio	15037,222	99,398
Desviación Estándar	3038,123	0,096

4.7. Influencia de la dosificación de demulsificante Embreak sobre la eficiencia global del proceso de separación

Figura 22. Relación entre la dosificación de demulsificante y la eficiencia del proceso de separación de agua del petróleo.



Fuente: Tabla XXI Sección 10.2

Donde:

Ef: Eficiencia de la planta de cabeza de pozo hasta salida a oleoducto (%)

DQ: Dosis de producto químico demulsificante (*Embreak*) utilizado en la planta diariamente (BLS/día)

d: Tiempo de muestreo para la prueba (días)

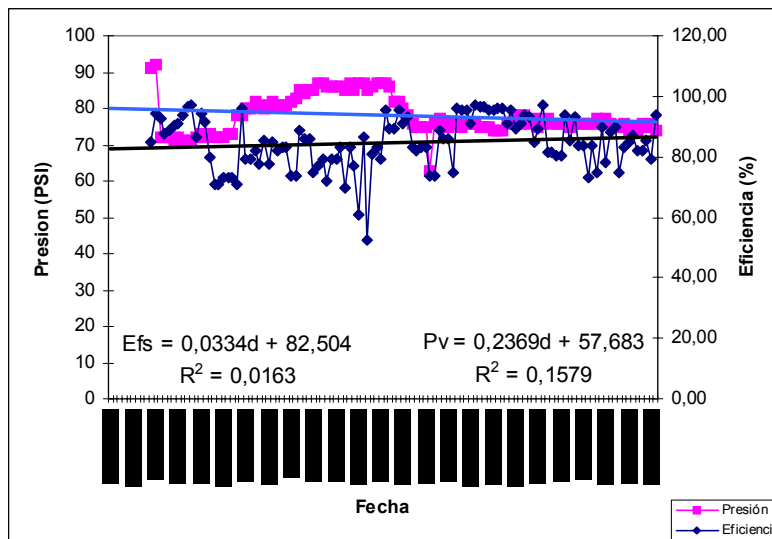
R: Coeficiente de Regresión lineal

Tabla XIII. Datos para interpretación de gráfica 9

	Presión (PSI)	Eficiencia a Sep Flash (%)
Promedio	15037,222	99,398
Desviación Estándar	3038,123	0,096

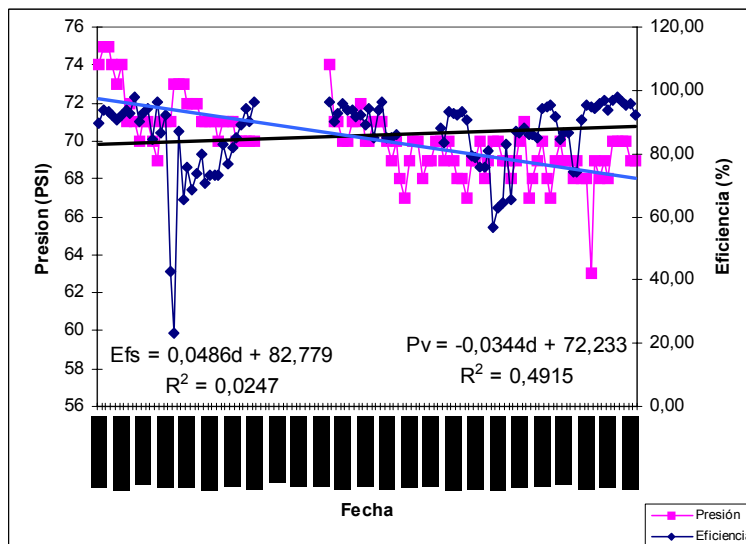
4.8. Influencia de la presión de operación de cada separador sobre su propia eficiencia

Figura 23. Relación entre la presión de operación de la vasija del separador V-203 y la eficiencia de separación.



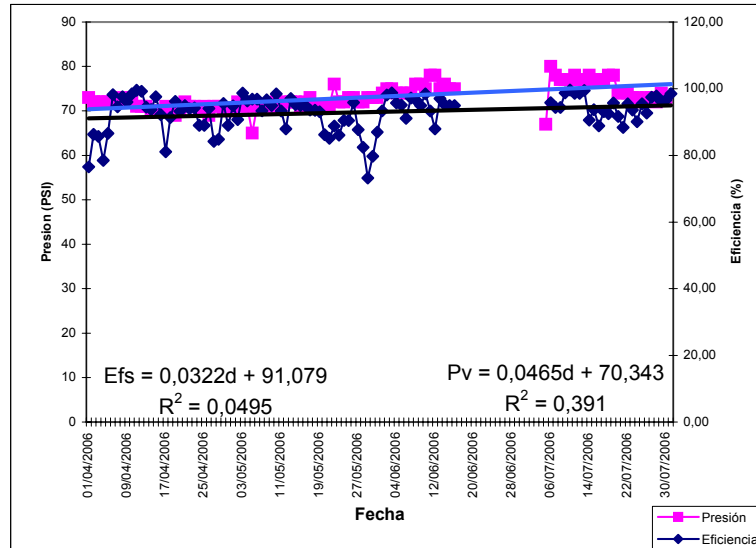
Fuente: Tablas XXII y XXIII Sección 10.2

Figura 24. Relación entre la presión de operación de la vasija del separador V-204 y la eficiencia de separación.



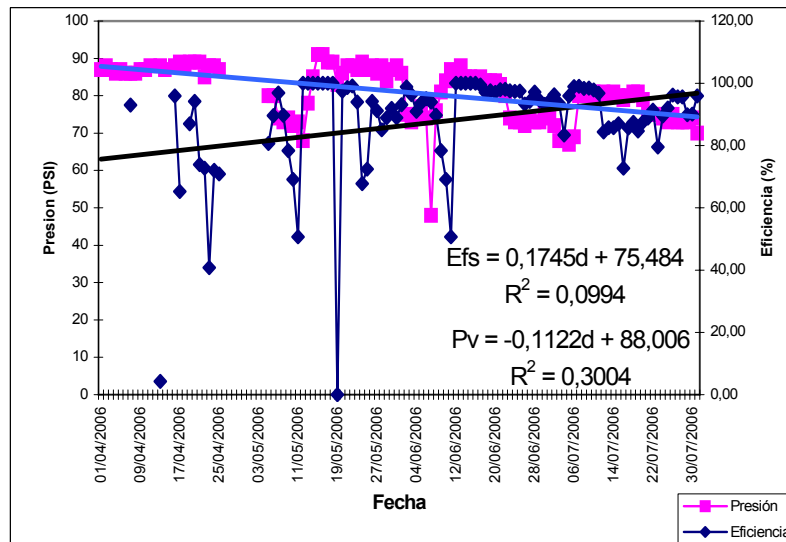
Fuente: Tablas XXII y XXIII Sección 10.2

Figura 25. Relación entre la presión de operación de la vasija del separador V-206 y la eficiencia de separación.



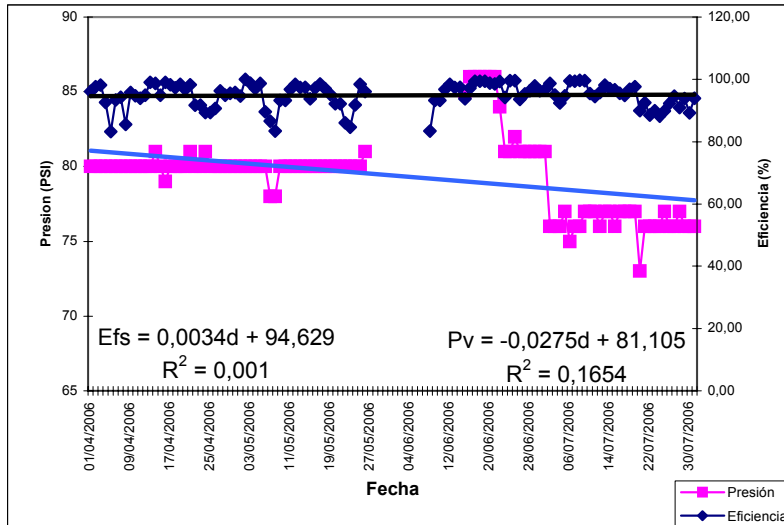
Fuente: Tablas XXII y XXIII Sección 10.2

Figura 26. Relación entre la presión de operación de la vasija del separador V-207 y la eficiencia de separación.



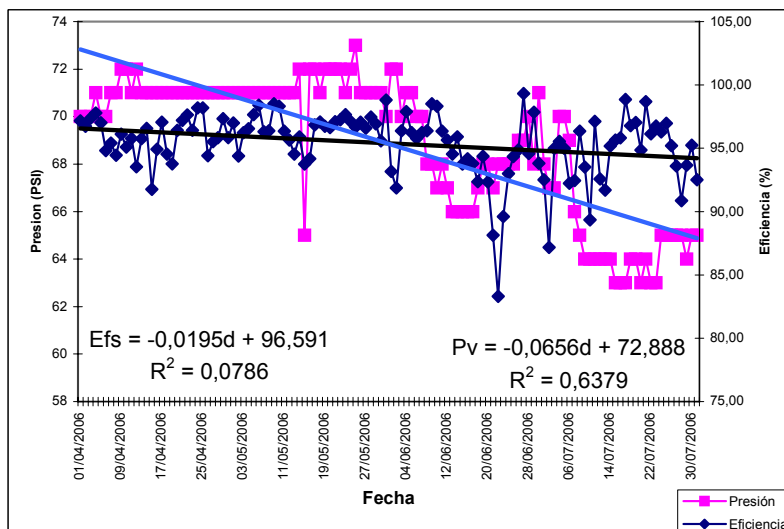
Fuente: Tablas XXII y XXIII Sección 10.2

Figura 27. Relación entre la presión de operación de la vasija del separador V-209 y la eficiencia de separación.



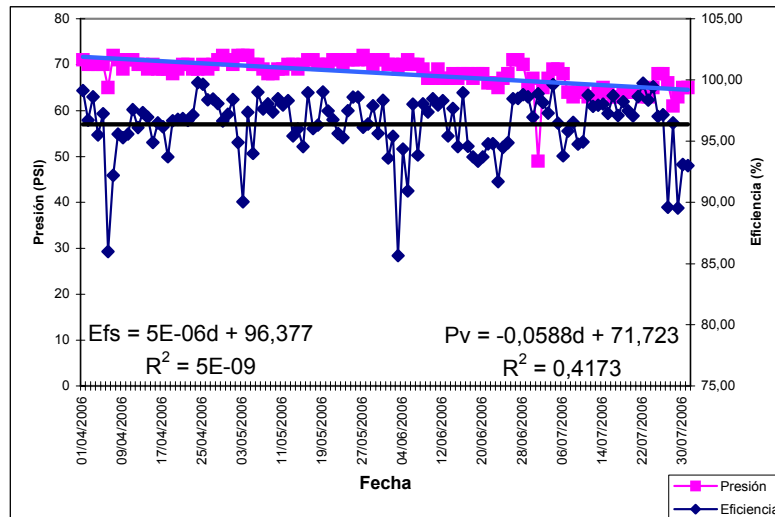
Fuente: Tablas XXII y XXIII Sección 10.2

Figura 28. Relación entre la presión de operación de la vasija del separador V-210 y la eficiencia de separación.



Fuente: Tablas XXII y XXIII Sección 10.2

Figura 29. Relación entre la presión de operación de la vasija del separador V-211 y la eficiencia de separación.



Fuente: Tablas XXII y XXIII Sección 10.2

Donde:

Efs: Eficiencia del separador al cual hace referencia la grafica medida desde entrada al separador hasta salida del separador (%)

Pv: Presión en la vasija del separador (PSI)

d: Tiempo de muestreo para la prueba (días)

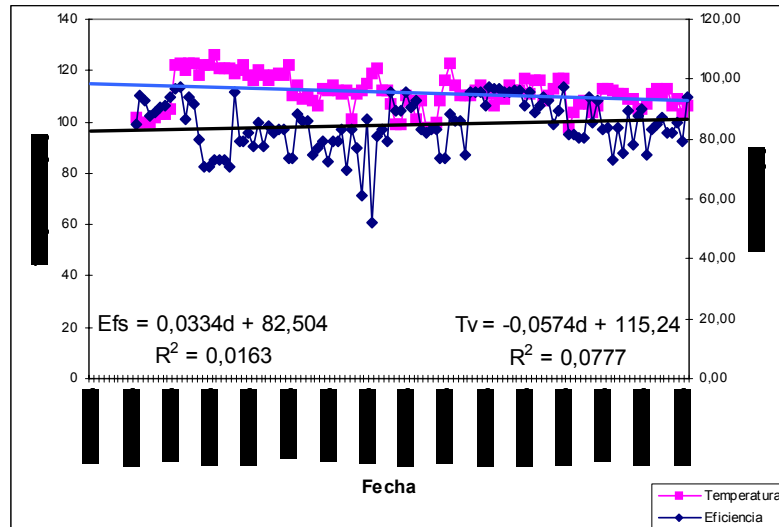
R: Coeficiente de Regresión lineal

Tabla XIV. Datos para interpretación de gráficas 23 a 29

	Presión (PSI)	Eficiencia a Sep Flash (%)
Promedio SepV-203	78,009	84,708
σ Sep V-203	5,238	8,567
Promedio SepV-204	70,028	85,852
σ Sep V-204	1,828	12,004
Promedio SepV-206	72,971	92,906
σ Sep V-206	2,688	5,285
Promedio SepV-207	80,721	88,028
σ Sep V-207	7,210	16,950
Promedio SepV-209	79,437	94,838
σ Sep V-209	2,596	3,968
Promedio SepV-210	68,852	95,390
σ Sep V-210	2,905	2,464
Promedio SepV-211	68,107	96,378
σ Sep V-211	3,219	2,537

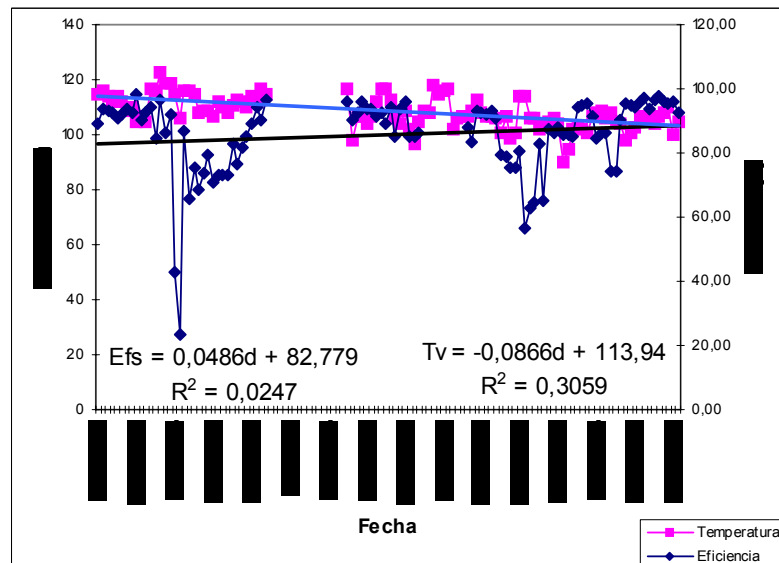
4.9. Influencia de la temperatura del petróleo en cada separador sobre su propia eficiencia

Figura 30. Relación entre la temperatura del petróleo en la vasija del separador V-203 y la eficiencia de separación.



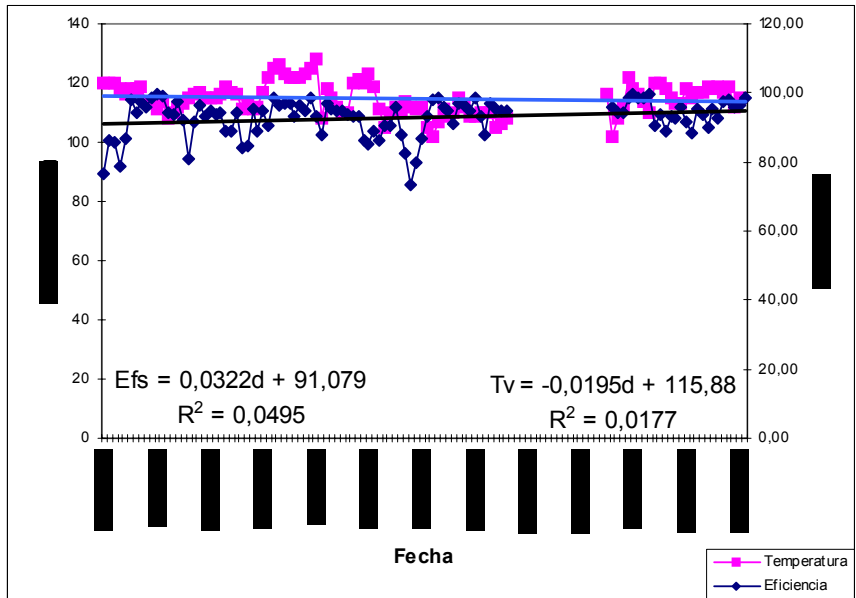
Fuente: Tablas XXII y XXIII Sección 10.2

Figura 31. Relación entre la temperatura del petróleo en la vasija del separador V-204 y la eficiencia de separación.



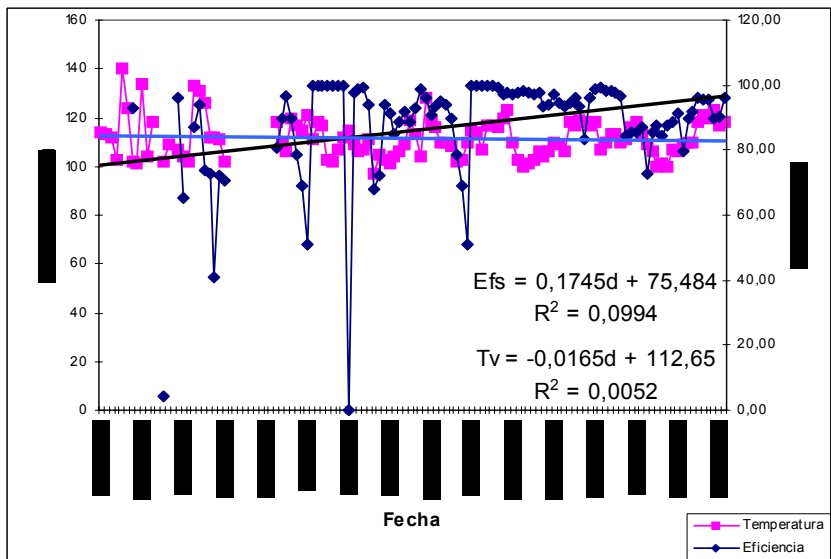
Fuente: Tablas XXII y XXIII Sección 10.2

Figura 32. Relación entre la temperatura del petróleo en la vasija del separador V-206 y la eficiencia de separación.



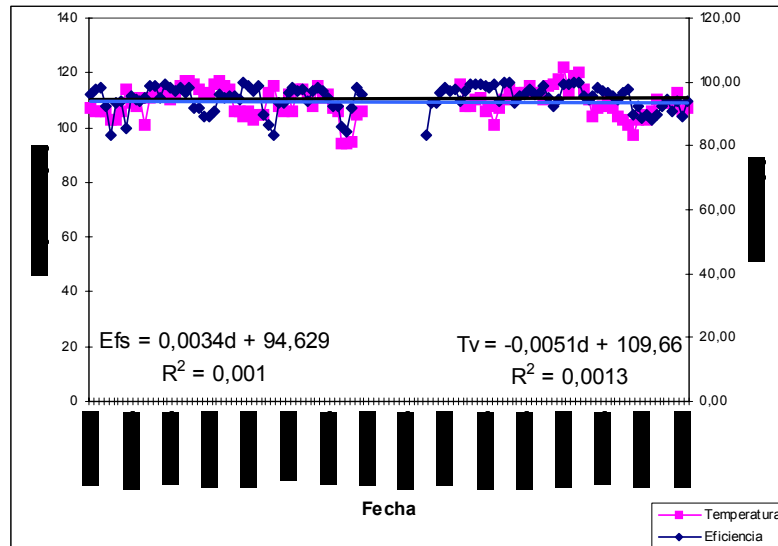
Fuente: Tablas XXII y XXIII Sección 10.2

Figura 33. Relación entre la temperatura del petróleo en la vasija del separador V-207 y la eficiencia de separación.



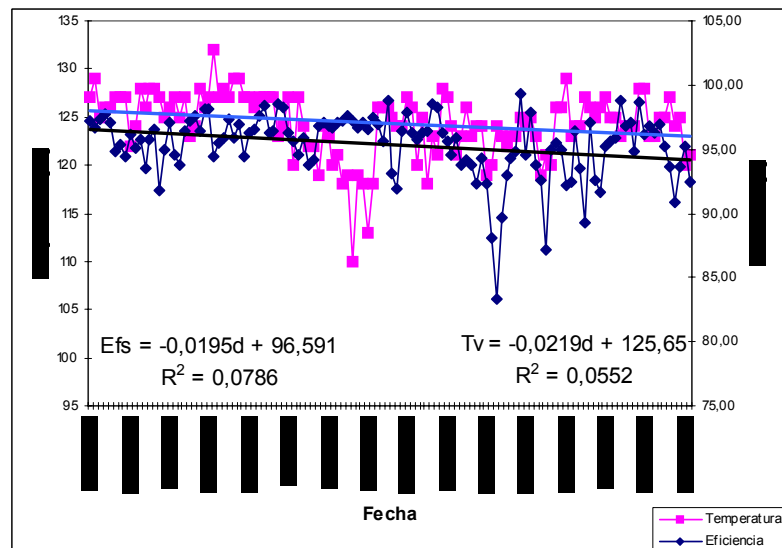
Fuente: Tablas XXII y XXIII Sección 10.2

Figura 34. Relación entre la temperatura del petróleo en la vasija del separador V-209 y la eficiencia de separación.



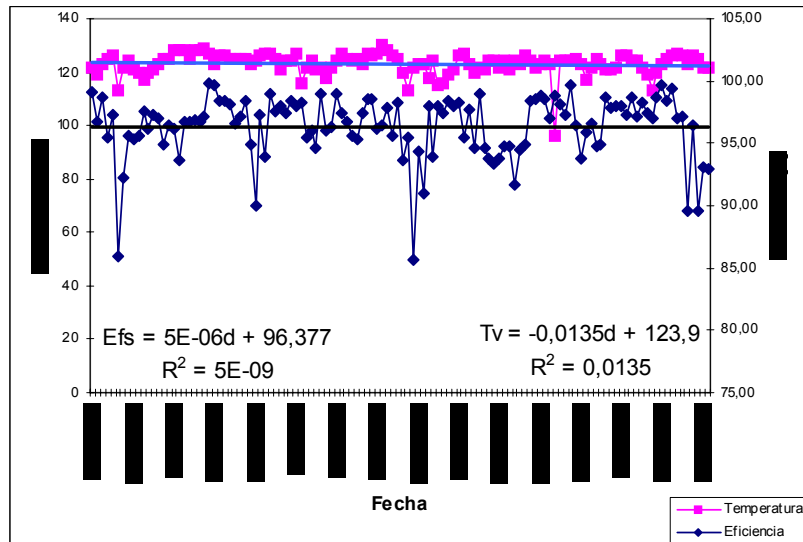
Fuente: Tablas XXII y XXIII Sección 10.2

Figura 35. Relación entre la temperatura del petróleo en la vasija del separador V-210 y la eficiencia de separación.



Fuente: Tablas XXII y XXIII Sección 10.2

Figura 36. Relación entre la temperatura del petróleo en la vasija del separador V-211 y la eficiencia de separación.



Fuente: Tablas XXII y XXIII Sección 10.2

Donde:

Efs: Eficiencia del separador al cual hace referencia la gráfica medida desde entrada al separador hasta salida del separador (%)

Tv: Temperatura del petróleo en la vasija del separador (PSI)

d: Tiempo de muestreo para la prueba (días)

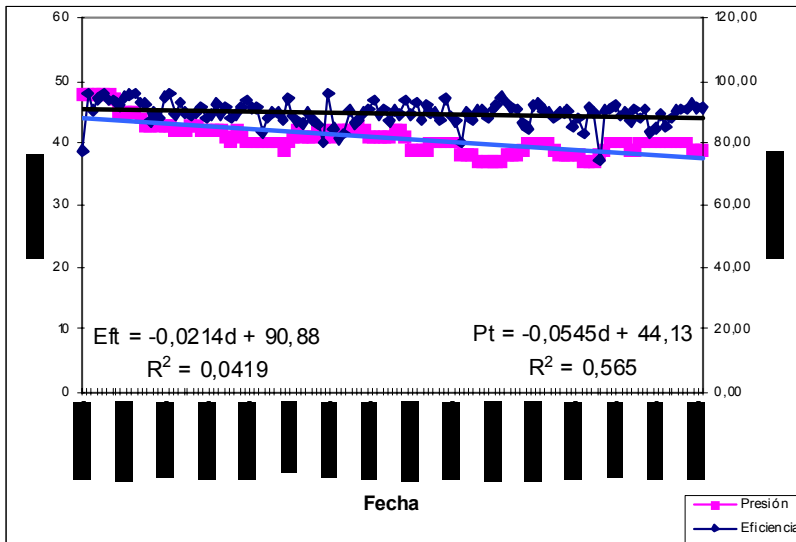
R: Coeficiente de Regresión lineal

Tabla XV. Datos para interpretación de gráficas 30 a 36

	Temperatura (°F)	Eficiencia a Sep Flash (%)
Promedio SepV-203	111,451	84,708
σ Sep V-203	6,749	8,567
Promedio SepV-204	108,396	85,852
σ Sep V-204	5,830	12,004
Promedio SepV-206	114,777	92,906
σ Sep V-206	5,301	5,285
Promedio SepV-207	111,586	88,028
σ Sep V-207	8,044	16,950
Promedio SepV-209	109,350	94,838
σ Sep V-209	5,414	3,968
Promedio SepV-210	124,303	95,390
σ Sep V-210	3,300	2,464
Promedio SepV-211	123,074	96,378
σ Sep V-211	4,100	2,537

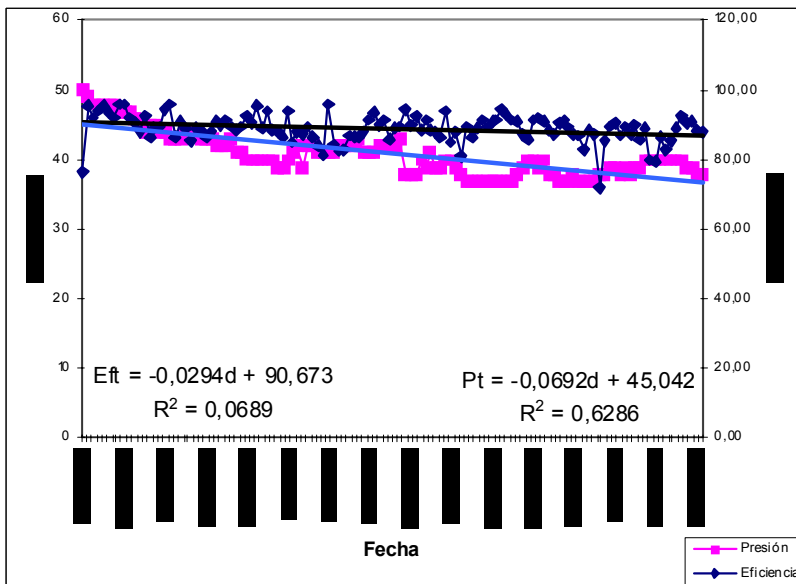
4.10. Influencia de la presión de operación de cada tratador sobre su propia eficiencia

Figura 37. Relación entre la presión de operación de la vasija del tratador H-301 y la eficiencia de separación.



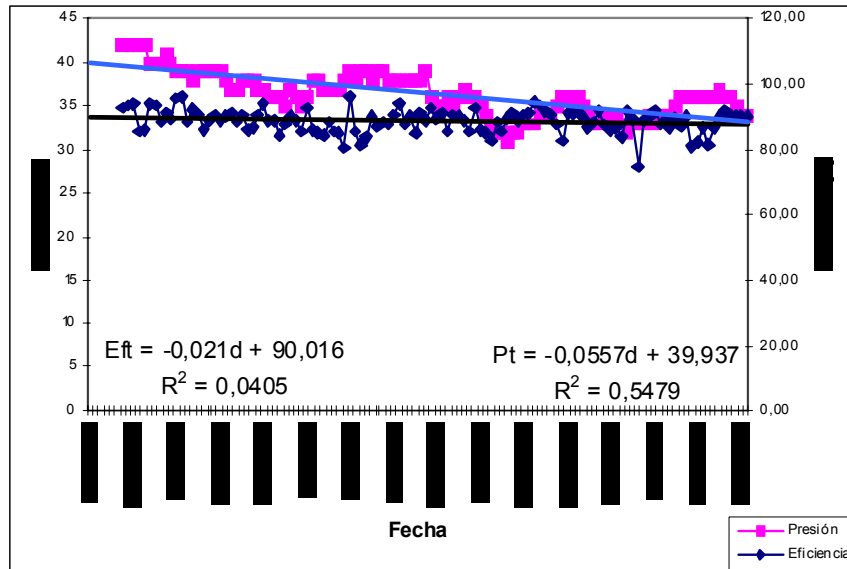
Fuente: Tablas XXII y XXIV Sección 10.2

Figura 38. Relación entre la presión de operación de la vasija del tratador H-302 y la eficiencia de separación.



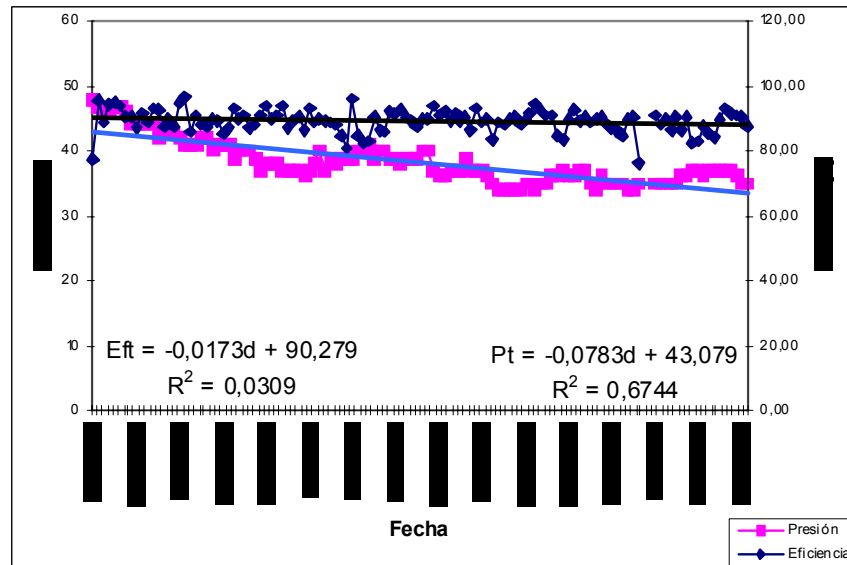
Fuente: Tablas XXII y XXIV Sección 10.2

Figura 39. Relación entre la presión de operación de la vasija del tratador H-303 y la eficiencia de separación.



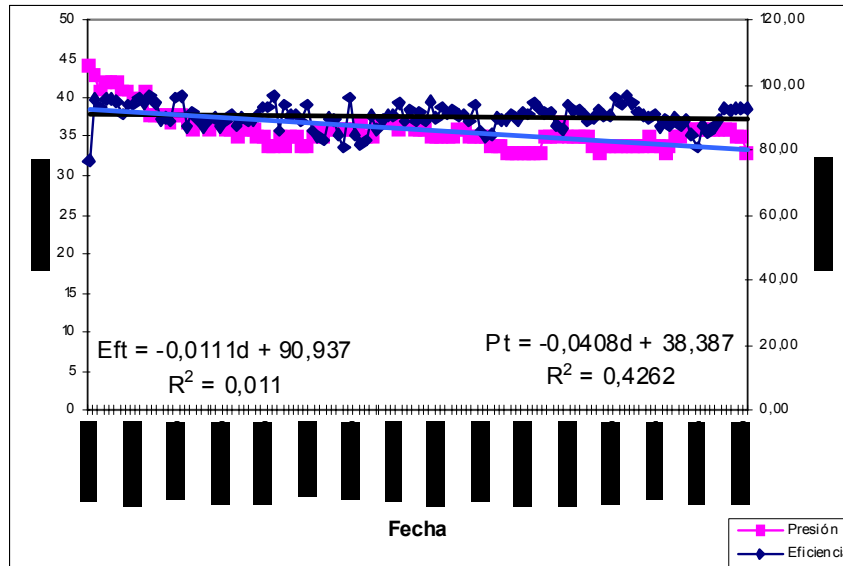
Fuente: Tablas XXII y XXIV Sección 10.2

Figura 40. Relación entre la presión de operación de la vasija del tratador H-304 y la eficiencia de separación.



Fuente: Tablas XXII y XXIV Sección 10.2

Figura 41. Relación entre la presión de operación de la vasija del tratador H-305 y la eficiencia de separación.



Fuente: Tablas XXII y XXIV Sección 10.2

Donde:

Eft: Eficiencia del tratador al cual hace referencia la gráfica (%)

Pv: Presión en la vasija del tratador (PSI)

d: Tiempo de muestreo para la prueba (días)

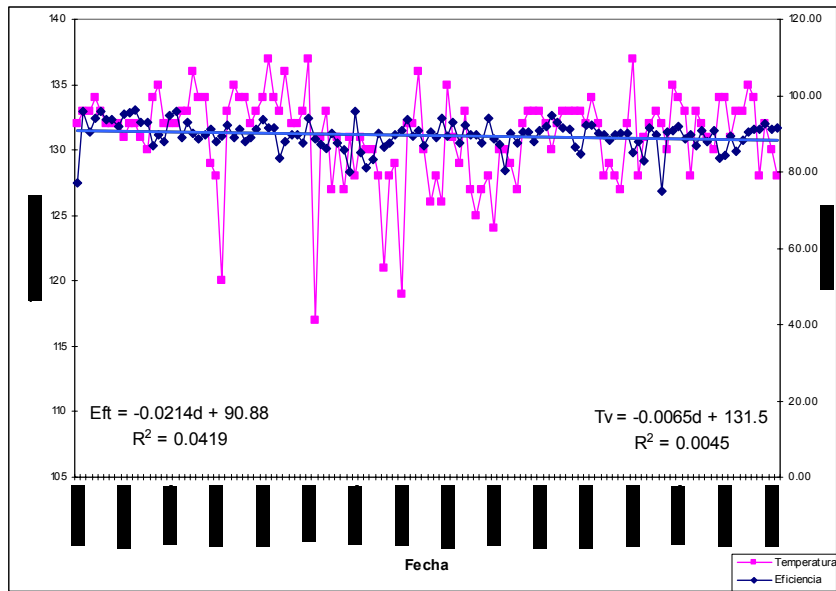
R: Coeficiente de Regresión lineal

Tabla XVI. Datos para interpretación de gráficas 37 a 41

	Presión (PSI)	Eficiencia Tratador (%)
Promedio Trat H-301	40,779	89,564
σ Sep H-301	2,563	3,696
Promedio Trat H-302	40,787	88,866
σ Trat H-302	3,086	3,959
Promedio Trat H-303	36,345	88,662
σ Trat H-303	2,530	3,508
Promedio Trat H-304	38,317	89,225
σ Trat H-304	3,361	3,475
Promedio Trat H-305	35,877	90,253
σ Trat H-305	2,210	3,752

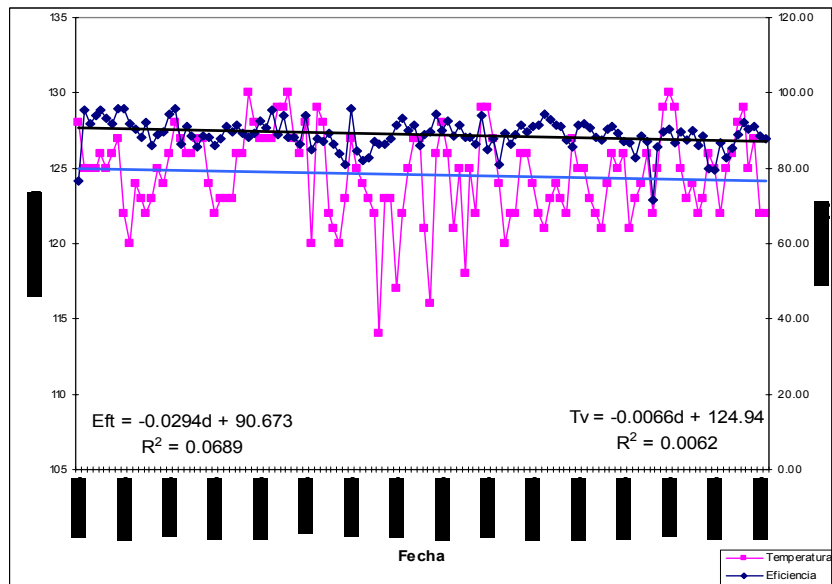
4.11. Influencia de la temperatura de operación de cada tratador sobre su propia eficiencia

Figura 42. Relación entre la temperatura del petróleo en la vasija del tratador H-301 y la eficiencia de separación.



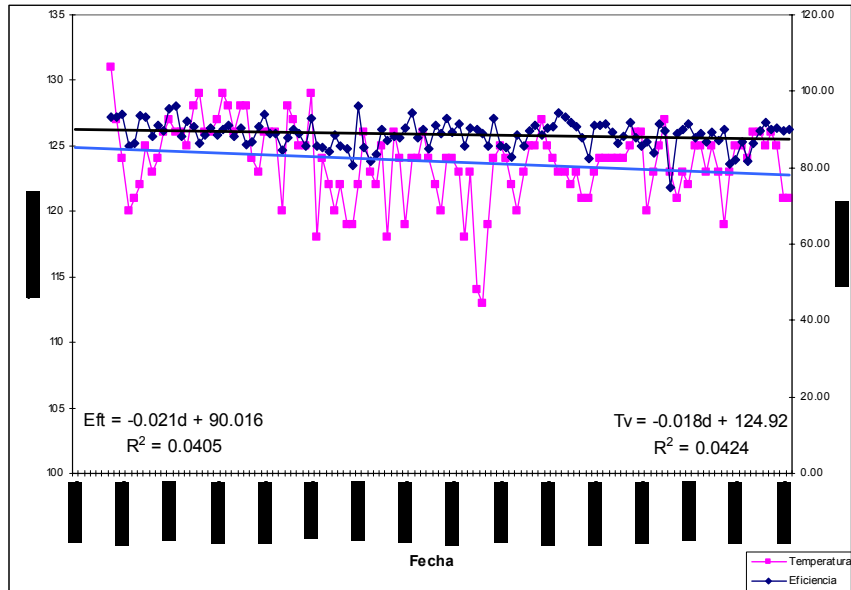
Fuente: Tablas XXII y XXIV Sección 10.2

Figura 43. Relación entre la temperatura del petróleo en la vasija del tratador H-302 y la eficiencia de separación.



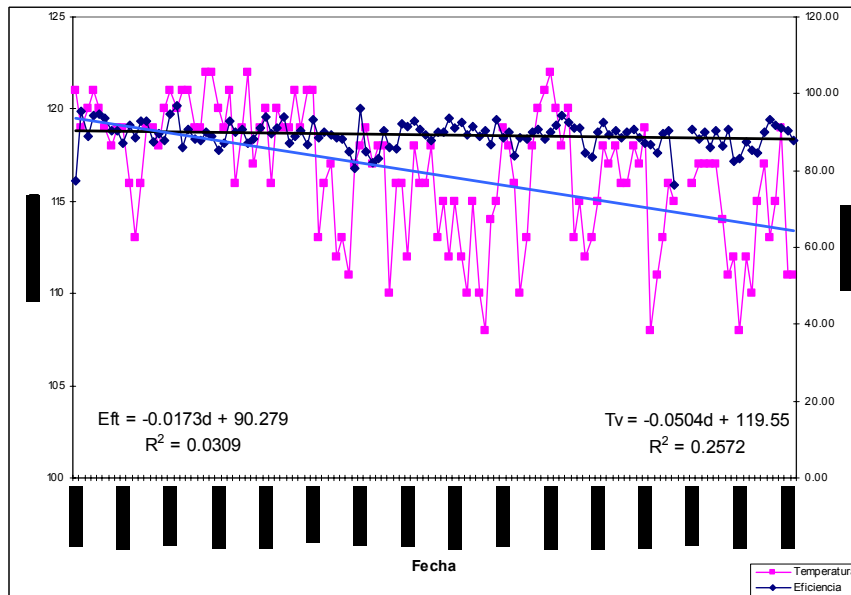
Fuente: Tablas XXII y XXIV Sección 10.2

Figura 44. Relación entre la temperatura del petróleo en la vasija del tratador H-303 y la eficiencia de separación.



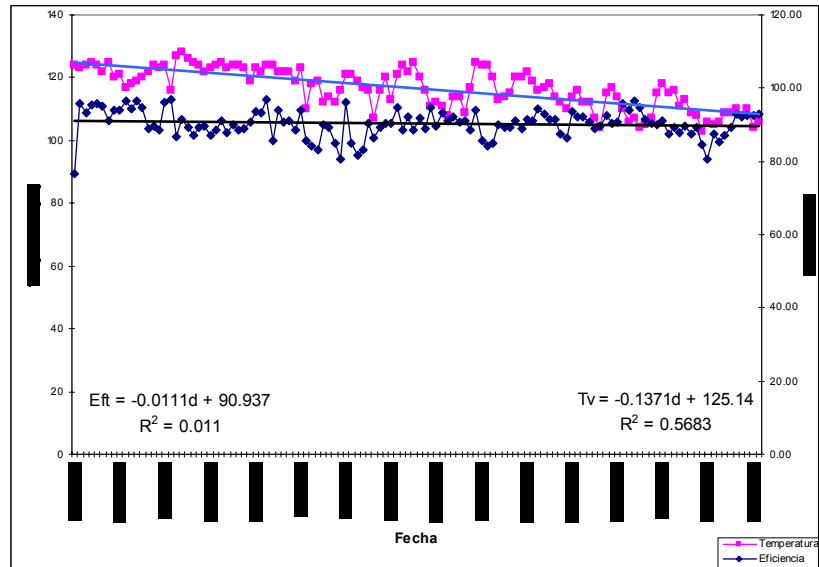
Fuente: Tablas XXII y XXIV Sección 10.2

Figura 45. Relación entre la temperatura del petróleo en la vasija del tratador H-304 y la eficiencia de separación.



Fuente: Tablas XXII y XXIV Sección 10.2

Figura 46. Relación entre la temperatura del petróleo en la vasija del tratador H-305 y la eficiencia de separación.



Fuente: Tablas XXII y XXIV Sección 10.2

Donde:

Eft: Eficiencia del tratador al cual hace referencia la gráfica (%)

Tv: Temperatura del petróleo en la vasija del tratador (PSI)

d: Tiempo de muestreo para la prueba (días)

R: Coeficiente de Regresión lineal

Tabla XVII. Datos para interpretación de gráficas 42 a 46

	Temperatura (°F)	Eficiencia Tratador (%)
Promedio Trat H-301	131.098	89,564
σ Sep H-301	3.432	3,696
Promedio Trat H-302	124.533	88,866
σ Trat H-302	2.941	3,959
Promedio Trat H-303	123.759	88,662
σ Trat H-303	2.939	3,508
Promedio Trat H-304	116.483	89,225
σ Trat H-304	3.500	3,475
Promedio Trat H-305	116.705	90,253
σ Trat H-305	6.432	3,752

4.12 Resultados de fase de investigación

Tabla XVIII. Determinación del tiempo de prueba a partir del tiempo de desalojo de crudo en diversos puntos

			Tdi
			8.396
$\Sigma VCT(m-s)$	$\Sigma Vosep$	F_t	Tds
73.565	726	127729.73	0.150
$\Sigma VCT(s-f)$	$Voeq$	F_p	Td(s-f)
121.061	2731.707	19476.409	3.515
		Tp	12.062

En la fase de investigación se proponía básicamente diseñar la prueba y específicamente encontrar el tiempo mínimo necesario para que una muestra que se recolectaba en la cabeza de un pozo cualquiera llegara al punto de muestreo en el cual se determinaría la cantidad final de agua a la salida del proceso, este punto es la salida del separador flash, y el tiempo mínimo para que esto suceda es de **12.06 hrs.**

4.13. Resultados fase de docencia

1. Como primer resultado de la fase de docencia se tuvo la capacitación o inducción por parte del Ministerio de Energía y Minas, en la cual se conocieron los distintos tópicos relacionados con la industria petrolera y los objetivos del proyecto, a partir de ello se pudo diseñar la prueba, de donde se obtuvo en primer lugar los tiempos requeridos para la fase de investigación, y posteriormente los resultados de la fase de servicio técnico.

2. A partir de los resultados obtenidos se elaboró una presentación para informar y capacitar al respecto de los resultados obtenidos, esto se hizo únicamente con el personal del departamento de Desarrollo Petrolero de la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas la presentación pretendía responder a las siguientes expectativas:

- Dar a conocer los factores que motivaron la realización del proyecto.
- Explicar el procedimiento utilizado para la realización de la prueba y obtención de resultados.
- Divulgar los resultados obtenidos, y la utilidad que estos puedan tener.
- Conclusiones a las cuales se llegó a partir de los resultados.
- Recomendaciones sobre posibles estudios que pudieran realizarse a partir del estudio realizado.

Al finalizar la capacitación se evaluó a los presentes para tener de forma objetiva un resultado sobre si habían cumplido con las expectativas, de lo cual se obtuvieron 4 encuestas con resultados satisfactorios. El modelo de encuesta realizado se incluye a continuación:

EVALUACIÓN DE CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS DE CAPACITACIÓN

TEMA: Diagnóstico de la Eficiencia Operativa del Proceso de Separación de Agua del Petróleo en la Planta de Proceso Ubicada en el Campo Petrolero Xan.

Instrucciones: Conteste a las siguientes afirmaciones en el paréntesis correspondiente con una V si considera que es verdadero y con una F si considera que es falso.

1. Se entiende por eficiencia al proceso de separación de agua del petróleo a la relación existente entre el agua eliminada del proceso y el agua que originalmente acompaña al petróleo. ()
2. No es cierto que el factor principal que motivó la realización del proyecto es sentar un precedente de medición de eficiencia en campos petroleros en Guatemala. ()
3. El cálculo de eficiencia del proceso de separación de agua de petróleo, esta basado en el supuesto de que toda la cantidad de petróleo que entra al proceso es recuperada a final del mismo y a partir de ello se elaboran balances de masa. ()
4. La eficiencia del proceso de separación de agua del petróleo en general siempre fue mayor al tomar como punto final del proceso la salida del separador flash que cuando se tomó como punto final del proceso la salida hacia el oleoducto. ()
5. La eficiencia general del proceso de separación de agua del petróleo, tuvo una tendencia a disminuir a lo largo del tiempo en el cual se desarrollo la prueba. ()

5. INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Los resultados que se muestran en la sección anterior se dividen en dos partes, primero se muestran las eficiencias calculadas hasta dos puntos distintos del proceso que son la salida de los tanques de almacenamiento y la salida del separador flash que es en realidad la parte final del proceso de separación y el monitoreo de los factores que pudieran afectarlo, en la segunda parte se muestran las eficiencias de los equipos que llevan a cabo la separación tanto de forma individual como en grupo, además del monitoreo de presión y temperatura analizadas de forma individual y colectiva respectivamente.

La figura 14 muestra los datos de eficiencia calculados hasta ambos puntos (salida de tanques y salida de separador flash) sin embargo estas eficiencias parecieran ser poco coherentes ya que dan valores superiores al 99 % de eficiencia, esto se justifica en el hecho de que al inicio del proceso se tuvo una producción promedio de 75000 bls de agua que acompañaban a los 15000 bls estimados de petróleo, y al final del proceso (salida del separador flash) un 5 % del total del flujo (15000 bls en promedio) que se recupera es agua. Este 5% de agua que va incluido dentro de los 15000 bls que salen del separador flash constituye un total de 750 bls de agua, que comparados con los 75000 bls que había inicialmente da como resultado una alta eficiencia de separación superior al 99 %. En esta misma gráfica se puede ver que hay una mayor eficiencia en el proceso de separación al calcularla tomando como punto final, la salida al oleoducto, con un valor medio de 99.946 % que cuando se calcula la misma tomando como punto final del proceso de separación, la salida del separador flash, que presenta un valor medio de 99.398 % esto es lógico y fácil de entender ya que el BS&W del crudo a la salida del oleoducto debe ser menor a

0.3 % por disposiciones contractuales y por lo tanto la cantidad de agua siempre va a ser menor que la que se tiene a la salida del separador flash ya que en este punto no existe una regulación que obligue a que se tenga un BS&W determinado. Además el petróleo reside por tiempo más prolongado en los tanques donde se decanta parte del agua que este lleva a la salida de los separadores flash y posteriormente es drenada de los tanques. Considerando que para calcular la eficiencia únicamente se toma en cuenta el parámetro volumen como determinante y no así la influencia que pueda tener el tiempo, es fácil comprender que la eficiencia sea mayor a la salida del oleoducto ya que se muestrean dos puntos en los cuales se sabe de antemano que el segundo obligadamente deberá tener una menor cantidad de agua. Además la cantidad de agua a la salida del oleoducto debe ser mínima y la eficiencia calculada hasta este punto tuvo una desviación estándar (0.016) menor a la que presentan los datos de eficiencia calculados a la salida del separador flash (0.096)

Para el resto de los cálculos se usa como punto de comparación la salida del separador flash considerando que los tanques deberían cumplir su función únicamente como elementos contenedores y no separadores.

Los datos de eficiencia global calculados hasta ambos puntos no se ajustan en nada a un modelo lineal ya que los coeficientes de regresión para ambos casos son inferiores a 0.05, sin embargo al analizar la pendiente de la recta de tendencia se puede ver que para ambos casos, la eficiencia global tiende a disminuir a lo largo de los 4 meses que duró la prueba.

Tanto la temperatura como la presión en cabeza de pozo presentadas en las figuras 15 y 16 respectivamente, no presentan influencia alguna sobre la eficiencia global del proceso, especialmente la temperatura cuyo valor medio es de 122.75 °F y presenta una desviación estándar de 4.15 °F. Además, los

datos presentan un comportamiento ascendente de acuerdo al valor positivo de la pendiente de la recta de tendencia que los describe, contrario a la tendencia de la eficiencia. La presión cuyo valor también es casi constante ya que para un valor medio de 138.5 PSI presenta una desviación de 5.174 PSI durante el tiempo que duró la prueba tiene un valor de pendiente negativa de la recta de tendencia que describe el comportamiento de los datos, coincidiendo así con la tendencia de los datos de eficiencia.

Las condiciones de presión y temperatura de operación de los separadores ilustradas en las figuras 17 y 18 respectivamente si presentan influencia sobre la eficiencia medida hasta la salida del separador flash, aunque no es tan clara a lo largo del tiempo, sin embargo se puede decir que las condiciones de presión y temperatura en separadores, si tienen mayor influencia sobre la eficiencia global, comparadas con la que pudieran tener las condiciones de operación en cabeza de pozo. En estas figuras se presenta en forma gráfica el promedio de los valores de presión y temperatura para los distintos separadores. Hay que tomar en consideración que los separadores son de distinta capacidad, por lo tanto las condiciones promedio reflejarán en mayor medida la influencia de los separadores de mayor capacidad, especialmente la temperatura en la cual se ve un comportamiento más uniforme comparado con el de la presión. En ambos casos la tendencia general de los datos esta descrita por una pendiente negativa de la gráfica de tendencia, lo cual coincide con la tendencia general de los datos de eficiencia calculados.

Las figuras 19 y 20, muestran la influencia de las condiciones de presión y temperatura en tratadores respectivamente sobre la eficiencia del proceso de separación, sin embargo no puede concluirse respecto de si hay o no influencia ya que los datos están muy dispersos. Se puede inferir respecto de la

pendiente de la recta de tendencia que en ambos casos los datos van disminuyendo, puesto que sus pendientes son negativas.

La figura 21 muestra la clara relación inversa que existe entre la eficiencia del proceso de separación y la producción de petróleo, ya que mientras menos petróleo se produzca, menor cantidad de agua se producirá con él y por lo tanto la eficiencia tiende a aumentar. Aunque es lógico el razonamiento no es lo que se espera, ya que la eficiencia debería de estar de la mano con la capacidad de separación de agua del petróleo, sin embargo, esto solo se logrará en un proceso cuyo diseño sea el adecuado para separar el total de agua producida o más.

La relación que existe entre la cantidad de demulsificante *Embreak* aplicado diariamente en los diferentes puntos en todo el proceso y la eficiencia del proceso de separación, es presentada en la figura 22 y al analizarla se puede determinar que la variación en la dosificación de demulsificante, esta limitada por las condiciones de operación del proceso y por lo tanto no se pueden hacer cambios significativos en dicha dosificación. Las variaciones en la cantidad de demulsificante aplicadas durante el tiempo de muestreo tuvieron poca influencia sobre la eficiencia global por ser muy pequeñas.

Respecto de la influencia de la presión de operación de cada uno de los separadores sobre su propia eficiencia, presentadas en las figuras de la 23 a la 29, se puede ver que en los separadores V-203 y V-204 hay una relación inversa entre la eficiencia y la presión, sin embargo no se puede generalizar ya que estos separadores presentan una desviación estándar de los datos de presión mayor que la del resto de separadores, en los separadores V-206, V-207 y V-209 no esta claro si existe o no influencia y en los separadores V-210 y V-211 se puede ver que no existe relación alguna entre la presión en la vasija y la eficiencia del proceso de separación en cada uno de ellos. Estos datos son

mas confiables para extrapolar la interpretación al proceso de separación en general ya que aparte de que son éstos los separadores que tienen mayor capacidad, los datos de eficiencia son más constantes ya que tienen una desviación estándar menor respecto a los demás.

La influencia de la temperatura del fluido dentro de los separadores sobre la eficiencia del proceso de separación de cada uno, es presentada en la figuras de la 30 a la 36 y al analizarlas se puede observar que en los separadores V-203 y V-207 no existe ninguna relación entre la eficiencia y la temperatura dentro de la vasija, en los separadores V-204 y V-206 no se puede asegurar si existe o no relación alguna entre la presión y la temperatura; en los separadores V-209 y V-211 existe una relación directa entre la temperatura de operación y la eficiencia individual del proceso de separación de cada equipo, en el separador V-210 sería muy aventurado afirmar que existe una relación de proporcionalidad directa entre los datos, puesto que no está claro al observar únicamente la gráfica. Esta observación es apoyada por el hecho de que las pendientes de las rectas de tendencia de los datos de temperatura y eficiencia son muy parecidas.

Es importante hacer notar que los separadores más eficientes, basando el análisis en el dato de eficiencia media a lo largo de los meses de abril a julio de 2006, son el V-209 con una eficiencia promedio de 94.84%, el V-210 con una eficiencia promedio de 95.39 % y el separador V-211 con una eficiencia promedio de 96.38 %, teniendo los últimos tres una eficiencia más constante. Y a partir de estos resultados se puede inferir que son los separadores más grandes los que tienen eficiencias mayores ya que el resto exceptuando el V-206 no superan el 85 % de eficiencia, por lo tanto se debe considerar la posibilidad de utilizar únicamente separadores de mayor capacidad.

Para el caso de la influencia de la presión de cada uno de los tratadores sobre su propia eficiencia para separar agua de petróleo, presentado en las figuras de la 37 a la 41 no es clara la influencia de la presión sin embargo es conveniente mencionar que las pendientes de la línea de tendencia para presión y eficiencia tienen valores negativos en todos los tratadores. Además se puede notar que según el dato de eficiencia media, el tratador más eficiente es el H-305 con una eficiencia de 90.25 %, que coincidentemente tiene un dato de presión de operación media, menor a los demás. Es importante hacer notar que este tratador se encuentra más alejado que el resto de tratadores, del manifold de salida de los separadores que es donde se juntan los flujos provenientes de todos los separadores para alimentar a los tratadores, por lo tanto aumenta la turbulencia del fluido y por ende la tendencia a emulsificarse, entonces mientras más alejado esté un tratador de este manifold, menor será la influencia por turbulencia y la separación será más fácil, aumentando así la eficiencia del equipo. También se puede justificar la mayor eficiencia de este equipo en el hecho de que al estar más alejado es menor el flujo que lo alimenta y esto solo se comprobaría colocando medidores de flujo a la entrada de cada uno de los tratadores ya que para fines de cálculo se asume que a cada uno de los tratadores entra una quinta parte del total del flujo que sale de los separadores, lo cual no es necesariamente cierto ya que el fluido tiene preferencia por los lugares más cercanos por ser un fluido viscoso.

La influencia de la temperatura que se presenta en las gráficas de la 42 a la 46 muestra que no existe una relación clara entre la temperatura y la eficiencia de cada tratador, aunque para ciertos días pareciera que si existe. Al igual que en el análisis de presión, las pendientes de las líneas de tendencia de temperatura son negativas para todos los tratadores, y el tratador que tiene el valor medio de temperatura de operación menor, es el H-305.

6. ANÁLISIS ECONÓMICO

Un análisis económico real del costo de disposición del agua producida, para tener una relación directa con la eficiencia debe tomar en consideración los siguientes factores:

- Costo de levantamiento
- Costo de separación de agua libre
- Eliminación de restos de crudo
- Filtrado (si hubiera)
- Bombeo o Transporte
- Inyección

Sin embargo para el caso concreto del campamento Xan, únicamente se cuenta con el costo de transporte del agua desde las terminales donde se haga el drenado de agua, el cual tiene un valor de **0.002505 Q/(Km*GI)**, según datos proporcionados por la empresa administradora.

Y asumiendo que el único drenado se hace en la terminal Piedras Negras y el agua allí drenada se dispone en el campamento más cercano que es Rubelsanto, que esta a una distancia de 236 Kms. Entonces cada galón de agua que es regresado desde la terminal Piedras Negras a el campamento Rubelsanto, tiene un costo únicamente por transporte de:

$$0.002505 \text{ Q}/(\text{Km} \cdot \text{GI}) * 236 \text{ Km} = \mathbf{0.59118 \text{ Q}/\text{GI} \approx 0.60 \text{ Q}/\text{GI}}$$

CONCLUSIONES

1. La eficiencia del proceso de separación de agua de petróleo tomando como punto final del proceso la salida al oleoducto, tiene un valor medio de 99.946% y una desviación estándar de 0.016 %, y tomando como punto final del proceso la salida del separador flash el valor medio es 99.398 % y una desviación estándar de 0.096 %. Ambos datos fueron calculados en el período comprendido entre abril y julio de 2006.
2. Aunque los datos de eficiencia calculados durante el período de muestra no se acoplan a un modelo lineal, puesto que tienen un coeficiente de regresión inferior a 0.05 en ambos casos; las ecuaciones que describen las líneas de tendencia de las eficiencias calculadas hasta el oleoducto y hasta el separador flash tienen pendientes negativas, mostrando así que la eficiencia global tendió a disminuir a lo largo del tiempo muestreado.
3. Las condiciones de operación de presión y temperatura promedio en la cabeza de los pozos productores, no tienen influencia directa sobre la eficiencia global del proceso de separación de agua del petróleo, sin embargo, la recta de tendencia que describe el comportamiento de los datos a lo largo del tiempo, tiene una pendiente positiva, contrario al dato de la recta de tendencia de la eficiencia.
4. Las condiciones de presión y temperatura del petróleo en los separadores tienen mayor influencia que las condiciones en cabeza de pozo sobre la eficiencia global del proceso de separación; sin embargo, es poco clara en algunas fechas debido, a que se trabaja con los datos promedio de todos los

separadores, sin tomar en cuenta que, tienen capacidades distintas y por ende, influencias distintas. Además sus valores van disminuyendo a lo largo del tiempo, según las rectas de tendencia respectivas.

5. Las condiciones de presión y temperatura del petróleo en los tratadores, no muestran relación alguna con la eficiencia, global debido a que éstos valores resultaron dispersos, sin embargo, a lo largo del tiempo los datos van disminuyendo, según lo indica la pendiente de la recta de tendencia que describe el comportamiento de los datos.
6. Las variaciones en la cantidad de demulsificante inyectadas al fluido durante el tiempo que duró la prueba tuvieron poca influencia sobre la eficiencia global del proceso de separación, debido a que fueron muy pequeñas y que no se pueden realizar cambios bruscos en las tasas de inyección, ya que éstas están limitadas por las condiciones de operación del proceso.
7. La presión dentro de cada uno de los separadores, no tiene influencia directa sobre la eficiencia particular de los mismos, siendo más claro observar en los separadores V-210 y V-211. La temperatura del petróleo dentro de los separadores sí tiene influencia directa sobre la eficiencia individual de cada uno siendo más clara esta relación en los separadores V-209 y V-211.
8. Los separadores más eficientes, basando el análisis en el dato de eficiencia media durante el período comprendido entre los meses de abril a julio de 2006, son el V-206, V-209, V-210 y V-211, teniendo los últimos tres una eficiencia más constante.

9. Tanto la presión en vasija como la temperatura del petróleo en los tratadores, tienen una relación poco clara con respecto a la eficiencia individual de cada uno de los tratadores. Y el tratador más eficiente es el H-305, cuya característica principal es que tiene las condiciones de presión y temperatura de operación más bajas, respecto de los demás tratadores.
10. Se determinó que las variables que tienen mayor influencia sobre la eficiencia global del proceso de separación, son las condiciones de presión y temperatura medidas en los separadores, seguidas por las condiciones de operación en los tratadores.
11. El parámetro del BS&W es la herramienta indicada para determinar la eficiencia del proceso de separación de la planta en general y de cada equipo individualmente, si se conoce la cantidad de fluido a la entrada y a la salida de cada uno de los equipos.

RECOMENDACIONES

1. Realizar un estudio en el cual se determinen los costos reales del proceso de disposición del agua producida, el cual deberá incluir el costo de levantamiento, separación de agua libre, eliminación de restos de crudo, bombeo e inyección, además de otros gastos que pudieran ser identificados durante la realización de dicho estudio.
2. Utilizar el presente trabajo como modelo para determinar la eficiencia de los distintos campos explotados en el país y para poder evaluar la influencia de proyectos a implementar sobre la eficiencia general del proceso de separación del agua del petróleo.
3. Realizar estudios que determinen la eficiencia específica del tratamiento químico, y los puntos de muestreo adecuados, trazando rutas específicas para el fluido que incluyan por lo menos un determinado número de pozos alimentando a un separador en particular.
4. Realizar un estudio que determine la eficiencia de la planta de endulzamiento de gas en los distintos campos petrolero que cuenten con una planta de este tipo, y la eficiencia individual de lo equipos utilizados en este proceso que es complementario a la explotación petrolera.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. American Petroleum Institute, **Manual of Petroleum Measurement Standards**, Chapter 10 (Sediment and Water), Section 4 (Determination of Water and/or Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method, Field Procedure) Third Edition, December 1999.
2. American Petroleum Institute, **Manual of Petroleum Measurement Standards**, Chapter 11.1 Volume Correction Factors API Standard 2540, First edition, August 1980.
3. Barberi, Efraín. **El Pozo Ilustrado I y II**. Ediciones PDVSA. Caracas-Venezuela.
4. De Leon, Marco Antonio, **Técnicas de Producción de Petróleo** Baton Rouge Louisiana United States Csl, Inc.
5. **Engineering Handbook Tech Facts**, Baker Oil Tools, USA 1995 Pag. 7.
6. Ministerio de Energía y Minas, Suplemento del XVI aniversario **En Busca del Equilibrio**, julio de 1999
7. Perenco Guatemala Limited, **Programa de Explotación, Contrato 2-85**, Anexo No. 2.2.8 año 2006
8. Velandia Galeano, Daniel. Seminario **Facilidades de Producción en Campos Petroleros**, 5-9 de noviembre de 2001.

9. International Federation of Chemical, Energy, Mine and General Workers' Unions (ICEM), Brussels, Belgium.) página electrónica: www.ICEM.org

Referencias electrónicas

10. **Biblioteca Digital** www.pdvsa.com.ve, consultado en junio de 2006.
11. **Composición Química del Petróleo** www.aldeaeducativa.com, consultado en junio de 2006.
12. **Composición Química del Petróleo** www.petrolatin.com, consultado en junio de 2006.
13. **El petróleo, polímeros y Derivados** www.rena.e.12.ve.com consultado en junio de 2006.
14. **Petróleo en Latinoamérica** www.matersalvatoris.org.com consultado en junio de 2006.
15. **Petróleo en Venezuela** www.venezuelatuya.com, consultado en junio de 2006.
16. **Real Academia Española**; página electrónica: www.rae.es consultado en agosto de 2006.

APÉNDICE

A. Muestra de cálculo

A.1. Determinación del volumen de crudo en las tuberías de conducción desde cabeza de pozo a manifold de entrada

$$\Sigma VCT(p-m) = \Sigma(L_i * \pi * \Phi_i^2 / 4) \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde:

$\Sigma VCT(p-m)$ = Sumatoria de los volúmenes individuales de crudo contenidos en cada una de las tuberías provenientes de los pozos que alimentan a la planta, hasta el manifold de entrada (m^3)

L_i = Longitud de la tubería i desde la cabeza de cada pozo hasta el manifold de entrada (m)

π = Constante (3.1416)

Φ_i = Diámetro de la tuberías i (m)

NOTA: El volumen de crudo en m^3 es convertido a bls mediante la siguiente relación:

$$1 m^3 = 6.29 \text{ bls}$$

A.2. Determinación del tiempo de desalojo del crudo en las tuberías de cabeza de pozo a manifold de entrada

$$T_{d_i} = (VCT(p-m) / F) * 24 \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde:

T_{d_i} = Tiempo de desalojo del crudo contenido en la tubería de cabeza de pozo i a manifold. (h)

$VCT(p-m)$ = Volumen de crudo contenido en las tuberías proveniente del pozo i que alimentan a la planta (bls)

F = Flujo proveniente de cada uno de los pozos productores (bls/día)

NOTA: Se calcula el tiempo de desalojo de cada uno de los pozos y se toma el más tardío como dato para la prueba.

A.3. Determinación del volumen de crudo en tuberías de conducción desde manifold de entrada hasta entrada a separadores

$$\Sigma VCT(m-s) = \Sigma (L_j * \pi * \Phi_j^2 / 4) \quad (\text{Ec. 3})$$

Donde:

$\Sigma VCT(m-s)$ = Sumatoria de los volúmenes individuales de crudo contenidos en cada una de las tuberías provenientes del manifold de entrada, hasta la entrada de cada uno de los separadores de producción (m^3)

L_j = Longitud de las tubería j desde manifold de entrada hasta la entrada del separador j (m)

π = Constante (3.1416)

$\Phi_j =$ Diámetro de la tuberías j (m)

NOTA: El volumen de crudo en m^3 es convertido a bls mediante la siguiente relación:

$$1 m^3 = 6.29 \text{ bls}$$

A.4. Determinación del tiempo de desalojo del crudo desde manifold hasta salida de separadores

$$Tds = [\Sigma VCT(m-s) + \Sigma V_{o\text{sep}}] * (24/ Ft) \quad (\text{Ec. 4})$$

Donde:

$Tds =$ Tiempo de desalojo del crudo de manifold a salida de separadores (h)

$\Sigma V_{o\text{sep}} =$ Sumatoria de volúmenes de operación de separadores de producción (bls)

$Ft =$ Flujo proveniente de todos los pozos productores (bls/día)

A.5. Determinación del volumen de crudo en equipos dentro de la planta

$$V_{o\text{eq}} = V_{o\text{trat}} + V_{o\text{str}} + V_{o\text{fl}} \quad (\text{Ec. 5})$$

Donde:

$V_{o\text{eq}} =$ Volumen de operación de los equipos por los cuales pasa crudo dentro de la planta de proceso y en los cuales se asumió un flujo constante de petróleo (m^3).

$V_{o\text{trat}} =$ Volumen de operación de todos los tratadores (m^3).

$V_{o\text{str}} =$ Volumen de operación de los strippers (m^3).

$V_{ofl} =$ Volumen de operación del separador flash (m^3).

NOTA: El volumen de crudo en m^3 es convertido a bls mediante la siguiente relación:

$$1 m^3 = 6.29 \text{ bls}$$

A.6. Determinación del volumen de crudo en tuberías de conducción desde salida de separadores hasta salida de separador flash

$$\Sigma VCT(s-f) = \Sigma VCT(s-t) + \Sigma VCT(t-st) + \Sigma VCT(st-f) \quad (\text{Ec. 6})$$

$$\Sigma VCT(s-t) = \Sigma(L_k * \pi * \Phi_k^2 / 4) \quad (\text{Ec. 7})$$

$$\Sigma VCT(t-st) = \Sigma(L_l * \pi * \Phi_l^2 / 4) \quad (\text{Ec. 8})$$

$$\Sigma VCT(st-f) = \Sigma(L_m * \pi * \Phi_m^2 / 4) \quad (\text{Ec. 9})$$

Donde:

$\Sigma VCT(s-f)$ = Sumatoria de los volúmenes de crudo contenidos en cada una de las tuberías desde salida de separadores, hasta la salida del separador flash (m^3)

$\Sigma VCT(s-t)$ = Sumatoria de los volúmenes de crudo contenidos en cada una de las tuberías de conducción desde separadores hasta tratadores (m^3)

$\Sigma VCT(t-st)$ = Sumatoria de los volúmenes de crudo contenidos en cada una de las tuberías de conducción desde tratadores hasta strippers (m^3)

$\Sigma VCT(st-f)$ = Sumatoria de los volúmenes de crudo contenidos en cada una de las tuberías de conducción desde strippers hasta separador flash (m^3)

$L_{k,l,m} =$ Longitud de las tuberías **k, l, m** (m)

$\pi =$ Constante (3.1416)

$\Phi_{k,l,m} =$ Diámetro de la tuberías **k, l, m** (m)

NOTA: El volumen de crudo en m^3 es convertido a bls mediante la siguiente relación:

$$1 m^3 = 6.29 \text{ bls}$$

A.7. Determinación del tiempo de desalojo del crudo desde salida de separadores hasta salida de separador flash

$$T_d(s-f) = [\Sigma VCT(s-f) + V_{o,eq}] * (24/ F_p) \quad (\text{Ec. 10})$$

Donde:

$T_d(s-f) =$ Tiempo de desalojo del crudo de salida de separadores hasta salida de separador flash (h)

$F_p =$ Flujo de petróleo proveniente de todos los pozos productores (bls/día)

A.8. Determinación del tiempo de prueba

$$T_p = T_d(s-f) + T_{ds} + T_{di} \quad (\text{Ec. 11})$$

Donde:

$T_p =$ Tiempo de prueba o tiempo necesario para que una muestra tomada en cabeza de pozo llegue a salida de separador flash (h)

A.9. Determinación de la cantidad de agua en barriles (bls)

Debido a que los resultados de la prueba se expresan como porcentaje, y dado que se conoce el flujo total, se proceden a calcular los barriles de agua contenidos en la salida de los pozos y en los tanques, de la siguiente forma.

$$\mathbf{AP = BS\&W(Petr\acute{o}leo) * V(Pozos)} \quad (\text{Ec. 12})$$

$$\mathbf{AT = BS\&W(Tanques) * V(Tanques)} \quad (\text{Ec. 13})$$

Donde:

AP = Cantidad de agua a la salida del pozo (bls)

AT = Cantidad de agua en el punto final del proceso (salida de separador flash o salida a oleoducto) (bls)

BS&W: Cantidad de agua contenida en la muestra (%)

V: Cantidad de fluido registrada en pozos o tanques (bls)

A.10. Determinación de la cantidad de agua eliminada en el proceso

Conociendo el volumen de agua a la salida de los pozos y el volumen de agua en los tanques se puede determinar la cantidad de agua eliminada:

$$\mathbf{AE = AP - AT} \quad (\text{Ec. 14})$$

Donde:

AE = Cantidad de agua que fue separada del petróleo en su paso por la planta de proceso (bls)

A.11. Determinación de la eficiencia del proceso de separación de agua del petróleo

Esta se calcula a partir de los datos obtenidos de agua al inicio o agua en pozos y agua eliminada

$$\text{Eficiencia} = \text{AE}/\Sigma\text{AP} * 100 \quad (\text{Ec. 15})$$

Donde:

$\Sigma\text{AP} =$ Es la suma de la cantidad de agua en cada uno de los pozos (bls)

A.12. Determinación de la eficiencia individual de cada equipo en el proceso de separación de agua del petróleo

Esta se calcula a partir de los datos obtenidos de agua a la entrada y salida de cada equipo

$$\text{Ef}(e) = \text{AE}(e)/\text{AI}(e) * 100 \quad (\text{Ec. 16})$$

Donde:

$\text{Ef}(e) =$ Eficiencia individual de cada equipo (%)

$\text{AE}(e) =$ Agua eliminada en el equipo (bls)

$\text{AI}(e) =$ Agua ingresando al equipo (bls)

B. Datos calculados

Tabla XIX. Volumen de crudo contenido en la tubería que conduce de cabeza de pozo a manifold y tiempo de desalojo.

Pozo	Distancia (m)	Diametro (plg)	Diametro (m)	Volumen (m3)	Volumen (BLS)	Flujo en los Pozos	Tiempo (h)	BSW	Volumen de Petróleo (BLS)
Xan 1	100.000	4.052	0.103	0.832	5.233	794.310	0.158	70.000	238.293
Xan 2	750.000	4.052	0.103	6.240	39.247	1143.300	0.824	88.000	137.196
Xan 5	3000.000	4.052	0.103	24.958	156.989	1454.000	2.591	88.000	174.480
Xan 6	1100.000	4.052	0.103	9.151	57.563	40005.870	0.035	92.000	3200.470
Xan 7	3050.000	4.052	0.103	25.374	159.605	1757.810	2.179	92.000	140.625
Xan 8	1900.000	4.052	0.103	15.807	99.426	2200.280	1.085	85.000	330.042
Xan 9	3500.000	4.052	0.103	29.118	183.154	1997.800	2.200	58.000	839.076
Xan 11	2050.000	4.052	0.103	17.055	107.276	1732.570	1.486	60.000	693.028
Xan 13	7100.000	4.052	0.103	59.068	371.541	1925.000	4.632	38.000	1193.500
Xan 14	3125.000	4.052	0.103	25.998	163.530	4452.570	0.881	92.000	356.206
Xan 15	1700.000	4.052	0.103	14.143	88.960	1483.940	1.439	62.000	563.897
Xan 17	8000.000	4.052	0.103	66.556	418.637	2704.160	3.715	88.000	324.499
Xan 18	2500.000	4.052	0.103	20.799	130.824	7854.220	0.400	66.000	2670.435
Xan 19	1700.000	4.052	0.103	14.143	88.960	3500.000	0.610	97.000	105.000
Xan 20	3750.000	4.052	0.103	31.198	196.236	3052.810	1.543	88.000	366.337
Xan 21	1050.000	4.052	0.103	8.735	54.946	2664.940	0.495	86.000	373.092
Xan 22	1400.000	4.052	0.103	11.647	73.262	1014.730	1.733	73.000	273.977
Xan 23	2100.000	4.052	0.103	17.471	109.892	4003.020	0.659	96.000	160.121
Xan 25	3800.000	4.052	0.103	31.614	198.853	2920.030	1.634	92.000	233.602
Xan 27	2450.000	4.052	0.103	20.383	128.208	6767.660	0.455	88.000	812.119
Xan 28	4500.000	4.052	0.103	37.438	235.483	6314.010	0.895	85.000	947.102
Xan 31	5150.000	4.052	0.103	42.845	269.498	2234.330	2.895	97.000	67.030
Xan 32	2800.000	6.065	0.154	52.189	328.268	3888.250	2.026	70.000	1166.475
Xan 33	7150.000	4.052	0.103	59.484	374.157	1719.940	5.221	76.000	412.786
Xan 34	700.000	6.065	0.154	13.047	82.067	6922.330	0.285	86.000	969.126

Pozo	Distancia (m)	Diametro (plg)	Diametro (m)	Volumen (m3)	Volumen (BLS)	Flujo en los Pozos	Tiempo (h)	BSW	Volumen de Petróleo (BLS)
Xan 35	4150.000	4.052	0.103	34.526	217.168	1725.600	3.020	76.000	414.144
Xan 36	1500.000	6.065	0.154	27.958	175.858	4475.920	0.943	76.000	1074.221
Xan 38	3200.000	6.065	0.154	59.644	375.163	4607.530	1.954	82.000	829.355
Xan 40	7200.000	6.065	0.154	134.200	844.118	2412.800	8.396	83.000	410.176
Total	90475.000			911.625	5734.123	127729.730	54.389		19476.409
Promedio	3119.828			31.435	197.728	4404.473	1.875		671.600
Desv	2103.074			26.501	166.692	7102.736	1.802		715.643
Máximo	8000.000			134.200	844.118	40005.870	8.396		3200.470

Tabla XX. Volumen de crudo contenido en la tubería dentro de la planta.

	Distancia		Distancia (m)	Diametro (plg)	Diametro (m)	Volumen (m3)	Volumen (BLS)
	pies	plg					
Entrada a Separadores	2103	6	641.1468	6	0.1524	11.69549	73.56461
Salida de Separadores	297	7	90.7034	3	0.0762	0.413642	2.601807
Salida de Separadores	520	1	158.5214	6	0.1524	2.89167	18.1886
Manifold Tratadores	134	0	40.8432	6	0.1524	0.745042	4.686312
Entrada a Tratadores	1206	6	367.7412	8	0.2032	11.92561	75.01209
Salida de Tratadores	490	1	149.3774	6	0.1524	2.72487	17.13943
Entrada a Strippers	29	8	9.0424	6	0.1524	0.164947	1.037517
Salida a Strippers	68	6	20.8788	6	0.1524	0.380861	2.395615
Total	4847	35	1478.2546			30.94213	194.626

Tabla XXI. Eficiencia calculada hasta oleoducto y hasta separador flash, datos de cabeza de pozo y dosificación de demulsificante.

FECHA	Eficiencia Hasta Oleoducto (%)	Volumen Bruto (BLS)	Presion Cabeza de Pozo (PSI)	Temperatura Cabeza de Pozo (°F)	Eficiencia a Separador Flash (%)	Demulsificante Embreak (gl/día)
01/04/2006	99.943	14650.78	137.966	119.793	99.273	121
02/04/2006	99.959	15843.83	136.069	119.793	99.655	131
03/04/2006	99.962	14535.03	137.276	120.034	99.737	125
04/04/2006	99.962	14472.3	132.448	115.276	99.517	130
05/04/2006	99.938	15762.74	132.931	115.483	99.558	129
06/04/2006	99.937	15933.18	137.586	120.138	99.410	113
07/04/2006	99.943	14722.66	138.276	120.621	99.516	120
08/04/2006	99.942	15038.28	135.448	120.966	99.556	128
09/04/2006	99.952	12247.59	139.414	123.414	99.602	123
10/04/2006	99.960	15729.85	140.862	123.414	99.565	148
11/04/2006	99.957	16694.71	140.690	123.448	99.524	142
12/04/2006	99.941	15490.05	140.172	123.690	99.554	152
13/04/2006	99.957	16923.67	138.448	123.276	99.430	144
14/04/2006	99.957	16868.59	182.931	123.759	99.270	141
15/04/2006	99.943	14733.59	140.000	124.241	99.399	137
16/04/2006	99.965	13504.33	144.655	128.345	99.440	136
17/04/2006	99.956	17060.61	138.966	123.552	99.486	141
18/04/2006	99.957	16611.82	134.828	123.897	99.368	133
19/04/2006	99.960	15617.43	138.276	123.276	99.408	129
20/04/2006	99.942	15251.74	137.586	123.897	99.282	134
21/04/2006	99.942	15292.84	138.414	124.724	99.279	134
22/04/2006	99.935	17011.22	139.379	124.379	99.273	129
23/04/2006	99.941	15381.01	139.448	124.655	99.228	133
24/04/2006	99.962	15069.09	139.310	124.931	99.430	

FECHA	Eficiencia Hasta Oleoducto (%)	Volumen Bruto (BLS)	Presion Cabeza de Pozo (PSI)	Temperatura Cabeza de Pozo (°F)	Eficiencia a Separador Flash (%)	Demulsificante Embreak (gl/día)
25/04/2006	99.940	15529.4	137.586	124.379	99.346	141
26/04/2006	99.959	16105.86	140.690	123.828	99.312	135
27/04/2006	99.957	16752.84	138.586	123.828	99.514	133
28/04/2006	99.942	15202.93	139.000	124.000	99.397	135
29/04/2006	99.940	15447.11	139.172	124.379	99.454	129
30/04/2006	99.936	15263.02	129.172	114.690	99.373	126
01/05/2006	99.958	15450.89	128.483	114.759	99.331	116
02/05/2006	99.938	15872.14	134.414	119.517	99.395	120
03/05/2006	99.940	15413.2	134.690	119.690	99.519	121
04/05/2006	99.938	16074.31	139.690	119.828	99.439	127
05/05/2006	99.938	16549.35	138.207	122.690	99.436	125
06/05/2006	99.937	16646.62	138.379	123.414	99.495	122
07/05/2006	99.960	15367.3	137.724	122.931	99.551	120
08/05/2006	99.961	14866.58	131.759	117.517	99.424	114
09/05/2006	99.990	7697.19	132.759	117.793	99.383	117
10/05/2006	99.955	16876.33	130.069	117.966	99.425	111
11/05/2006	99.941	21521.85	131.379	118.862	99.385	120
12/05/2006	99.949	18904.74	144.828	157.517	99.395	109
13/05/2006	99.956	17049.59	142.586	122.690	99.439	122
14/05/2006	99.932	17020.8	139.310	123.310	99.384	132
15/05/2006	99.959	15298.8	140.690	123.621	99.377	141
16/05/2006	99.944	14034.3	140.690	122.966	99.417	138
17/05/2006	99.919	15135.13	140.345	122.828	99.420	136
18/05/2006	99.911	16740.64	139.655	123.862	99.203	132
19/05/2006	99.935	16359.97	140.690	123.517	99.334	134
20/05/2006	99.919	15209.51	140.000	123.862	99.335	132
21/05/2006	99.916	15430.5	140.862	122.897	99.249	132
22/05/2006	99.961	14459.64	139.483	123.655	99.218	132
23/05/2006	99.931	17460.48	140.000	123.448	99.431	134

FECHA	Eficiencia Hasta Oleoducto (%)	Volumen Bruto (BLS)	Presion Cabeza de Pozo (PSI)	Temperatura Cabeza de Pozo (°F)	Eficiencia a Separador Flash (%)	Demulsificante Embreak (gl/día)
24/05/2006	99.926	13802.56	139.310	122.828	99.256	136
25/05/2006	99.934	12538.62	139.103	123.655	99.395	135
26/05/2006	99.918	15505.44	141.207	123.345	99.474	129
27/05/2006	99.936	16136.27	139.483	123.621	99.388	122
28/05/2006	99.928	10916.34	140.172	123.621	99.427	132
29/05/2006	99.956	11180.64	140.345	123.690	99.334	134
30/05/2006	99.940	11333.57	139.172	124.310	99.419	130
31/05/2006	99.953	17838.7	139.517	123.759	99.379	126
01/06/2006	99.963	13951.58	138.483	123.759	99.378	134
02/06/2006	99.955	16447.67	138.483	123.414	99.237	143
03/06/2006	99.945	19967.65	135.379	118.448	99.494	132
04/06/2006	99.975	18060.46	134.517	119.069	99.464	126
05/06/2006	99.937	15107.94	134.517	118.724	99.422	129
06/06/2006	99.962	14308.29	139.000	123.759	99.424	126
07/06/2006	99.938	15438.52	139.517	121.207	99.382	122
08/06/2006	99.945	13745.27	138.276	122.586	99.249	127
09/06/2006	99.908	17232.66	139.310	123.207	99.445	120
10/06/2006	99.948	13025.4	139.310	123.448	99.229	128
11/06/2006	99.918	15395.7	140.690	123.483	99.308	122
12/06/2006	99.931	17262.57	141.517	123.552	99.267	124
13/06/2006	99.943	14053.44	139.655	123.897	99.349	122
14/06/2006	99.946	13593.51	140.000	124.103	99.307	128
15/06/2006	99.940	13494.08	131.034	118.310	99.207	130
16/06/2006	99.952	16246.5	129.310	118.276	99.215	123
17/06/2006	99.915	14461.59	131.034	118.862	99.381	121
18/06/2006	99.937	15806.28	137.241	123.483	99.383	129
19/06/2006	99.961	9614.6	140.000	123.621	99.431	127
20/06/2006	99.945	10296.18	141.379	123.310	99.430	126
21/06/2006	99.958	10249.11	135.172	119.655	99.415	122

FECHA	Eficiencia Hasta Oleoducto (%)	Volumen Bruto (BLS)	Presión Cabeza de Pozo (PSI)	Temperatura Cabeza de Pozo (°F)	Eficiencia a Separador Flash (%)	Demulsificante Embreak (gl/día)
22/06/2006	99.944	13852.76	133.793	118.690	99.574	129
23/06/2006	99.982	13254.16	138.966	122.724	99.459	110
24/06/2006	99.954	17301.42	139.310	123.897	99.480	115
25/06/2006	99.950	18731.33	139.828	124.069	99.454	129
26/06/2006	99.941	14903.5	140.517	124.069	99.303	134
27/06/2006	99.955	17075.8	140.517	123.828	99.385	127
28/06/2006	99.931	17225.69	139.655	123.862	99.595	133
29/06/2006	99.937	15908.29	139.828	123.655	99.387	131
30/06/2006	99.938	15657.66	139.655	123.621	99.384	141
01/07/2006	99.953	11827.14	139.034	123.724	99.347	134
02/07/2006	99.958	15829.06	142.138	123.828	99.282	135
03/07/2006	99.925	18644.71	138.517	123.897	99.345	128
04/07/2006	99.931	17425.74	139.034	124.414	99.241	126
05/07/2006	99.959	15325.84	138.448	124.828	99.390	128
06/07/2006	99.942	14413.99	138.103	123.931	99.267	126
07/07/2006	99.956	10902.17	140.345	123.828	99.352	134
08/07/2006	99.937	15709.88	140.345	123.690	99.353	134
09/07/2006	99.930	17631.95	140.345	123.828	99.437	127
10/07/2006	99.946	13582.1	141.379	123.966	99.395	129
11/07/2006	99.948	13054.24	138.897	123.966	99.396	125
12/07/2006	99.938	15527.55	140.690	124.103	99.478	125
13/07/2006	99.935	16200.73	141.379	123.897	99.394	118
14/07/2006	99.931	17230.69	141.034	124.172	99.475	125
15/07/2006	99.917	15408.98	139.310	124.207	99.346	122
16/07/2006	99.943	14183.06	141.379	123.828	99.352	126
17/07/2006	99.924	14361.14	141.034	123.621	99.352	129
18/07/2006	99.921	14934.23	140.345	123.690	99.385	139
19/07/2006	99.939	11504.84	140.345	124.103	99.423	125
20/07/2006	99.959	15191.87	137.759	123.414	99.429	131

FECHA	Eficiencia Hasta Oleoducto (%)	Volumen Bruto (BLS)	Presion Cabeza de Pozo (PSI)	Temperatura Cabeza de Pozo (°F)	Eficiencia a Separador Flash (%)	Demulsificante Embreak (gl/día)
21/07/2006	99.936	15302.73	132.931	119.207	99.412	129
22/07/2006	99.958	15240.18	133.103	119.310	99.410	140
23/07/2006	99.957	10433.81	136.897	124.138	99.443	129
24/07/2006	99.978	5464.67	136.897	124.345	99.432	135
25/07/2006	100.000	0	137.759	124.621	99.383	135
26/07/2006	99.986	3603.16	137.241	124.552	99.465	134
27/07/2006	99.950	19021.41	136.655	124.828	99.425	130
28/07/2006	99.970	21586	136.310	124.552	99.376	135
29/07/2006	99.932	23815.1	131.483	119.793	99.327	147
30/07/2006			132.862	110.207	99.402	124
31/07/2006					99.407	124
Prom	99.946	15037.222	138.500	122.753	99.398	129.099
Desv	0.016	3038.123	5.174	4.154	0.096	7.763

Tabla XXII. Parámetros comparados contra la eficiencia determinada hasta salida de separador flash.

FECHA	Presión Promedio en Separadores (%)	Temperatura Promedio en Separadores (°F)	Presión Promedio en Tratadores (%)	Temperatura Promedio en Tratadores (°F)	Eficiencia a Separador Flash (%)	Eficiencia Promedio Separadores (%)	Eficiencia Promedio Tratadores (%)
01/04/2006	75.83	117.500	47.500	126.250	99.273	92.530	76.896
02/04/2006	75.83	117.167	46.750	125.000	99.655	78.522	95.540
03/04/2006	75.67	116.667	45.750	125.500	99.737	93.331	91.051
04/04/2006	75.50	115.000	46.000	126.250	99.517	76.116	94.435
05/04/2006	75.33	120.833	46.250	125.750	99.558	75.820	95.413
06/04/2006	74.50	116.167	46.250	124.500	99.410	93.187	93.939
07/04/2006	75.50	114.000	44.800	126.400	99.516	93.962	92.066
08/04/2006	75.33	115.833	43.800	125.000	99.556	93.771	93.016
09/04/2006	75.33	117.500	43.600	123.400	99.602	96.356	93.224
10/04/2006	77.71	111.286	43.600	121.000	99.565	93.354	92.255
11/04/2006	77.71	112.857	43.600	121.600	99.524	90.923	91.160
12/04/2006	72.67	113.000	42.200	122.200	99.554	94.956	92.891
13/04/2006	74.57	112.286	41.400	123.200	99.430	80.424	93.147
14/04/2006	74.14	115.286	41.800	124.200	99.270	88.190	87.595
15/04/2006	72.17	116.667	42.200	125.200	99.399	92.660	89.739
16/04/2006	74.29	115.000	41.400	125.000	99.440	94.537	88.640
17/04/2006	74.57	114.714	41.200	126.000	99.486	82.025	95.147
18/04/2006	74.57	116.143	40.800	124.400	99.368	82.796	96.215
19/04/2006	74.43	122.429	40.400	126.800	99.408	93.765	87.211
20/04/2006	74.86	121.571	40.000	126.600	99.282	89.930	91.674
21/04/2006	75.43	121.000	40.800	127.000	99.279	90.132	89.332
22/04/2006	74.43	118.000	41.000	126.800	99.273	87.615	87.008
23/04/2006	74.86	118.000	40.400	126.600	99.228	81.981	89.315
24/04/2006	74.57	118.143	40.400	124.600	99.430	85.535	89.784
25/04/2006	74.57	115.714	40.400	124.000	99.346	84.050	86.991
26/04/2006	72.00	121.333	40.000	123.000	99.312	87.258	88.666

FECHA	Presión Promedio en Separadores (%)	Temperatura Promedio en Separadores (°F)	Presión Promedio en Tratadores (%)	Temperatura Promedio en Tratadores (°F)	Eficiencia a Separador Flash (%)	Eficiencia Promedio Separadores (%)	Eficiencia Promedio Tratadores (%)
27/04/2006	72.67	118.667	39.200	126.000	99.514	86.757	91.625
28/04/2006	72.67	118.333	39.200	124.600	99.397	86.659	88.886
29/04/2006	73.67	118.167	39.400	126.200	99.454	89.747	90.818
30/04/2006	73.50	117.333	39.400	126.800	99.373	91.760	87.771
01/05/2006	73.67	118.167	39.200	125.200	99.331	90.906	88.334
02/05/2006	74.17	118.000	38.200	124.400	99.395	90.721	90.589
03/05/2006	74.33	119.000	38.000	126.000	99.519	92.422	93.539
04/05/2006	74.17	118.167	37.600	125.600	99.439	93.163	90.715
05/05/2006	73.71	119.571	37.600	126.200	99.436	91.941	92.815
06/05/2006	74.71	117.571	37.600	125.000	99.495	92.480	87.291
07/05/2006	74.17	118.167	37.200	126.800	99.551	92.557	90.117
08/05/2006	73.67	120.500	37.800	126.400	99.424	91.046	89.570
09/05/2006	74.17	119.000	37.400	125.000	99.383	90.891	89.625
10/05/2006	74.17	118.667	36.600	124.800	99.425	90.084	87.014
11/05/2006	74.33	122.833	37.400	127.600	99.385	84.753	93.621
12/05/2006	74.00	111.833	38.600	115.600	99.395	92.301	86.750
13/05/2006	76.00	118.833	39.600	123.600	99.439	95.462	86.849
14/05/2006	77.00	117.167	37.800	123.800	99.384	95.082	85.927
15/05/2006	77.00	113.333	39.000	118.600	99.377	93.820	89.249
16/05/2006	78.50	112.000	38.800	120.200	99.417	93.351	87.406
17/05/2006	78.67	112.500	39.000	117.800	99.420	93.667	84.841
18/05/2006	78.00	117.000	39.000	121.200	99.203	93.813	80.614
19/05/2006	77.00	117.833	39.400	123.200	99.334	91.248	95.981
20/05/2006	77.50	116.167	39.200	124.400	99.335	91.497	84.890
21/05/2006	78.00	115.500	40.000	122.600	99.249	91.477	81.797
22/05/2006	78.83	112.167	39.800	122.000	99.218	91.630	83.157
23/05/2006	77.00	112.714	39.200	121.800	99.431	89.054	89.531
24/05/2006	77.43	104.143	40.000	114.000	99.256	88.247	86.554

FECHA	Presión Promedio en Separadores (%)	Temperatura Promedio en Separadores (°F)	Presión Promedio en Tratadores (%)	Temperatura Promedio en Tratadores (°F)	Eficiencia a Separador Flash (%)	Eficiencia Promedio Separadores (%)	Eficiencia Promedio Tratadores (%)
25/05/2006	77.14	112.000	40.400	121.800	99.395	89.456	87.390
26/05/2006	77.29	112.000	39.400	122.400	99.474	91.191	89.561
27/05/2006	76.33	111.667	39.200	116.000	99.388	92.041	90.982
28/05/2006	76.33	115.333	38.800	123.400	99.427	84.581	93.723
29/05/2006	75.83	117.500	39.400	124.200	99.334	88.265	89.307
30/05/2006	76.83	116.833	39.400	125.400	99.419	89.761	90.760
31/05/2006	76.50	118.500	39.200	124.800	99.379	90.288	86.834
01/06/2006	76.50	113.833	39.600	120.400	99.378	93.860	90.430
02/06/2006	74.83	108.000	40.000	119.000	99.237	93.077	89.279
03/06/2006	73.33	114.000	37.400	119.800	99.494	93.402	93.933
04/06/2006	73.83	116.333	36.600	122.800	99.464	95.115	89.802
05/06/2006	73.83	114.000	36.600	120.600	99.422	91.967	92.465
06/06/2006	72.50	109.333	37.400	117.200	99.424	93.035	88.379
07/06/2006	68.00	114.500	37.000	122.000	99.382	91.735	91.573
08/06/2006	72.00	110.000	38.000	116.600	99.249	91.046	89.570
09/06/2006	72.33	109.333	38.200	116.000	99.445	90.891	89.625
10/06/2006	72.83	111.667	37.400	119.800	99.229	90.084	87.014
11/06/2006	72.50	115.333	37.600	124.200	99.308	84.753	93.621
12/06/2006	74.00	118.333	37.400	124.200	99.267	92.301	86.750
13/06/2006	73.50	119.167	36.800	124.600	99.349	95.462	86.849
14/06/2006	73.33	112.000	35.600	122.400	99.307	95.359	82.466
15/06/2006	74.57	114.000	35.000	118.400	99.207	93.820	89.249
16/06/2006	75.00	114.000	35.000	119.800	99.215	93.351	87.406
17/06/2006	75.17	114.167	34.400	122.400	99.381	95.218	89.600
18/06/2006	74.67	116.500	34.600	124.800	99.383	93.573	90.937
19/06/2006	75.33	118.167	34.600	125.400	99.431	95.556	88.704
20/06/2006	75.17	112.833	35.000	125.200	99.430	94.269	90.687
21/06/2006	74.33	112.167	35.000	123.400	99.415	94.779	91.484

FECHA	Presión Promedio en Separadores (%)	Temperatura Promedio en Separadores (°F)	Presión Promedio en Tratadores (%)	Temperatura Promedio en Tratadores (°F)	Eficiencia a Separador Flash (%)	Eficiencia Promedio Separadores (%)	Eficiencia Promedio Tratadores (%)
22/06/2006	73.50	109.833	34.800	121.600	99.574	94.213	94.508
23/06/2006	71.67	111.833	35.400	123.000	99.459	93.411	92.896
24/06/2006	72.17	111.333	35.800	122.000	99.480	93.225	91.446
25/06/2006	72.33	115.000	36.200	121.600	99.454	93.397	91.094
26/06/2006	72.83	112.333	36.800	120.000	99.303	91.984	86.716
27/06/2006	72.83	113.167	38.000	120.800	99.385	93.183	84.510
28/06/2006	73.17	116.833	37.400	121.800	99.595	93.122	91.693
29/06/2006	72.17	116.333	37.000	123.400	99.387	90.222	92.008
30/06/2006	73.83	114.500	37.600	121.600	99.384	88.665	90.699
01/07/2006	69.50	111.333	37.000	120.800	99.347	89.648	89.751
02/07/2006	71.17	113.667	36.200	119.400	99.282	92.881	87.919
03/07/2006	70.33	115.333	35.200	119.200	99.345	89.827	89.668
04/07/2006	71.50	117.000	35.400	122.200	99.241	90.455	91.168
05/07/2006	70.71	117.857	35.600	123.400	99.390	92.984	89.277
06/07/2006	72.57	116.429	35.600	124.400	99.267	95.046	87.229
07/07/2006	72.57	108.000	35.600	117.400	99.352	92.606	88.757
08/07/2006	72.29	112.286	35.200	118.800	99.353	93.206	85.538
09/07/2006	72.43	116.143	34.800	120.200	99.437	92.865	91.517
10/07/2006	72.71	115.143	35.000	121.200	99.395	93.048	90.267
11/07/2006	72.29	113.143	35.600	119.400	99.396	96.292	77.798
12/07/2006	71.71	111.429	36.000	120.750	99.478	92.818	88.831
13/07/2006	72.43	113.429	37.000	125.500	99.394	93.923	90.084
14/07/2006	73.00	117.143	36.200	124.000	99.475	90.599	91.176
15/07/2006	72.14	116.714	36.200	123.800	99.346	91.479	87.688
16/07/2006	72.00	114.429	36.200	122.200	99.352	87.269	89.460
17/07/2006	72.00	113.000	36.000	121.400	99.352	89.621	87.023
18/07/2006	72.86	111.143	36.600	122.200	99.385	88.741	90.091
19/07/2006	72.57	110.143	37.200	119.800	99.423	93.230	87.015

FECHA	Presión Promedio en Separadores (%)	Temperatura Promedio en Separadores (°F)	Presión Promedio en Tratadores (%)	Temperatura Promedio en Tratadores (°F)	Eficiencia a Separador Flash (%)	Eficiencia Promedio Separadores (%)	Eficiencia Promedio Tratadores (%)
20/07/2006	71.14	108.429	37.600	118.200	99.429	90.648	89.853
21/07/2006	70.29	111.286	37.800	119.600	99.412	92.862	82.280
22/07/2006	70.71	112.429	37.800	119.600	99.410	93.676	81.955
23/07/2006	70.43	113.000	37.600	119.000	99.443	89.827	87.519
24/07/2006	71.14	114.429	37.800	119.600	99.432	91.959	84.089
25/07/2006	71.00	115.714	37.800	121.800	99.383	92.856	86.325
26/07/2006	71.71	116.000	38.000	123.000	99.465	93.893	89.725
27/07/2006	71.00	116.714	37.800	122.200	99.425	92.939	92.214
28/07/2006	70.57	116.000	37.600	120.400	99.376	92.881	91.115
29/07/2006	70.71	116.714	36.800	122.600	99.327	91.999	91.560
30/07/2006	71.14	111.857	36.200	117.600	99.402	91.304	90.490
31/07/2006	69.83	113.167	35.800	117.600	99.407	94.307	89.895
Prom	73.88	115.079	38.514	122.555	99.398	91.112	89.340
Desv	2.188	3.293	2.844	2.941	0.096	3.844	3.440

Tabla XXIII. Eficiencias individuales de los separadores.

FECHA	Eficiencia Sep V-203	Eficiencia Sep V-204	Eficiencia Sep V-206	Eficiencia Sep V-207	Eficiencia Sep V-209	Eficiencia Sep V-210	Eficiencia Sep V-211
01/04/2006		89.378	76.480		96.121	97.171	99.118
02/04/2006		93.771	86.280		97.624	96.738	96.719
03/04/2006		93.069	85.668		98.119	97.382	98.627
04/04/2006		92.329	78.513		92.538	97.787	95.528
05/04/2006		90.849	86.573		83.238	97.008	97.253
06/04/2006		92.030	98.177		93.412	94.816	85.986
07/04/2006		93.643	94.530	93.048	94.215	95.405	92.192
08/04/2006		92.643	97.520		85.507	94.452	95.592
09/04/2006		98.088	96.008		95.734	96.107	95.290
10/04/2006	84.749	90.234	98.408		94.698	95.093	95.592
11/04/2006	94.487	92.562	99.463		93.901	95.780	97.575
12/04/2006	92.919	94.373	99.216		94.874	93.538	96.119
13/04/2006	87.862	84.326	94.449	4.224	99.016	95.745	97.345
14/04/2006	88.986	96.293	93.737		98.643	96.569	96.951
15/04/2006	90.559	86.336	97.533		94.874	91.759	94.897
16/04/2006	91.056	92.156	92.176	95.908	99.053	94.913	96.496
17/04/2006	93.783	42.698	81.068	65.217	98.188	97.050	96.173
18/04/2006	96.532	23.424	91.365		97.212	94.534	93.712
19/04/2006	97.301	87.048	96.178	86.957	98.425	93.776	96.671
20/04/2006	86.681	65.461	93.230	94.203	96.751	96.419	96.769
21/04/2006	94.214	75.614	94.921	73.913	98.211	97.196	96.856
22/04/2006	91.803	68.748	93.997	72.727	91.700	97.633	96.697
23/04/2006	80.043	73.639	94.187	40.752	91.700	96.413	97.131
24/04/2006	70.722	79.711	89.036	71.996	89.335	98.185	99.760
25/04/2006	70.722	70.584	89.036	70.850	89.335	98.185	99.640
26/04/2006	73.046	73.003	94.048		90.676	94.411	98.366
27/04/2006	73.046	73.003	84.212		96.321	95.512	98.449
28/04/2006	73.046	73.309	84.793		94.899	95.836	98.075

FECHA	Eficiencia Sep V-203	Eficiencia Sep V-204	Eficiencia Sep V-206	Eficiencia Sep V-207	Eficiencia Sep V-209	Eficiencia Sep V-210	Eficiencia Sep V-211
29/04/2006	70.722	82.735	95.509		95.521	97.342	96.651
30/04/2006	95.938	76.782	89.017		95.790	95.838	97.194
01/05/2006	78.979	81.651	94.820		94.591	96.987	98.408
02/05/2006	79.280	85.049	90.706		100.000	94.389	94.904
03/05/2006	81.796	89.080	98.615		98.776	96.215	90.051
04/05/2006	77.462	94.280	96.333		97.014	96.534	97.358
05/05/2006	85.511	90.283	96.862	80.636	98.655	97.651	93.989
06/05/2006	77.462	96.518	96.862	89.573	89.552	98.397	98.998
07/05/2006	84.596		93.398	96.848	86.592	96.299	97.611
08/05/2006	82.051		96.658	89.744	83.407	96.374	98.043
09/05/2006	82.970		94.926	78.340	93.232	98.500	97.379
10/05/2006	82.970		98.370	69.167	93.232	98.310	98.455
11/05/2006	73.508		93.274	50.725	96.714	96.342	97.954
12/05/2006	73.508		87.941	100.000	98.398	95.651	98.305
13/05/2006	88.485		96.999	100.000	97.310	94.543	95.434
14/05/2006	85.929		95.192	100.000	97.456	95.907	96.005
15/05/2006	85.929		94.921	100.000	93.764	93.748	94.556
16/05/2006	74.937		94.921	100.000	97.131	94.176	98.941
17/05/2006	77.046		93.610	100.000	98.473	96.843	96.032
18/05/2006	79.032		93.480	100.000	96.979	97.075	96.314
19/05/2006	72.261		93.082	0.000	95.137	96.743	99.018
20/05/2006	79.005		86.203	97.519	92.151	96.629	97.473
21/05/2006	79.005		85.152	98.684	92.151	97.103	96.764
22/05/2006	82.951		88.774	99.085	86.081	97.249	95.637
23/05/2006	69.632	96.141	86.033	93.949	84.678	97.656	95.286
24/05/2006	82.951	90.077	90.470	67.792	91.787	97.150	97.500
25/05/2006	76.862	92.814	90.422	72.455	98.370	96.671	98.597
26/05/2006	60.906	95.747	95.851	94.183	95.993	97.061	98.597
27/05/2006	86.743	93.927	87.707	91.161		96.578	96.131
28/05/2006	52.214	93.927	82.421	85.066		97.468	96.393

FECHA	Eficiencia Sep V-203	Eficiencia Sep V-204	Eficiencia Sep V-206	Eficiencia Sep V-207	Eficiencia Sep V-209	Eficiencia Sep V-210	Eficiencia Sep V-211
29/05/2006	81.030	91.642	73.199	88.895		96.932	97.890
30/05/2006	83.223	92.431	79.741	91.980		95.577	95.617
31/05/2006	79.413	89.314	86.983	88.901		98.798	98.321
01/06/2006	95.601	94.323	93.390	93.066		93.166	93.616
02/06/2006	89.218	85.053	98.111	98.814		91.859	95.404
03/06/2006	89.506	93.867	98.727	96.273		96.382	85.656
04/06/2006	95.611	96.190	95.686	90.948		97.889	94.362
05/06/2006	90.767	85.121	95.052	93.670		96.252	90.938
06/06/2006	93.084	85.121	91.127	95.077		95.772	98.030
07/06/2006	83.073	86.077	97.177	93.968		96.252	93.862
08/06/2006	82.051		96.658	89.744	83.407	96.374	98.043
09/06/2006	82.970		94.926	78.340	93.232	98.500	97.379
10/06/2006	82.970		98.370	69.167	93.232	98.310	98.455
11/06/2006	73.508		93.274	50.725	96.714	96.342	97.954
12/06/2006	73.508		87.941	100.000	98.398	95.651	98.305
13/06/2006	88.485		96.999	100.000	97.310	94.543	95.434
14/06/2006	85.929		95.192	100.000	97.456	95.907	97.670
15/06/2006	85.929		94.921	100.000	93.764	93.748	94.556
16/06/2006	74.937		94.921	100.000	97.131	94.176	98.941
17/06/2006	95.927	88.175		99.445	99.384	93.792	94.586
18/06/2006	95.694	83.177		97.101	99.384	92.354	93.726
19/06/2006	95.694	92.997		97.547	99.384	94.360	93.351
20/06/2006	91.143	92.584		97.102	98.715	92.344	93.726
21/06/2006	97.207	92.160		97.946	98.444	88.122	94.793
22/06/2006	96.797	92.997		98.106	99.276	83.304	94.799
23/06/2006	96.692	90.783		97.534	94.151	89.614	91.689
24/06/2006	95.546	79.356		97.357	99.575	93.005	94.508
25/06/2006	95.546	78.605		97.446	99.575	94.340	94.871
26/06/2006	96.022	75.701		93.299	93.537	94.886	98.459
27/06/2006	96.022	75.701		94.200	95.355	99.326	98.494

FECHA	Eficiencia Sep V-203	Eficiencia Sep V-204	Eficiencia Sep V-206	Eficiencia Sep V-207	Eficiencia Sep V-209	Eficiencia Sep V-210	Eficiencia Sep V-211
28/06/2006	91.080	80.819		97.167	96.282	94.583	98.800
29/06/2006	95.633	56.842		94.505	97.901	97.837	98.612
30/06/2006	89.121	62.582		93.233	96.282	93.803	96.967
01/07/2006	90.903	64.591		94.377	96.641	92.512	98.867
02/07/2006	93.883	83.106		96.346	98.634	87.173	98.147
03/07/2006	93.000	65.182		93.526	94.978	94.992	97.285
04/07/2006	84.649	87.202		83.354	92.370	95.536	99.623
05/07/2006	89.232	86.552		95.951	94.696	94.996	96.479
06/07/2006	97.217	87.913	95.739	98.937	99.493	92.236	93.788
07/07/2006	81.275	85.844	94.407	99.044	99.402	92.453	95.820
08/07/2006	81.275	85.844	94.407	98.370	99.642	96.356	96.546
09/07/2006	80.132	84.921	98.756	98.399	99.572	93.511	94.765
10/07/2006	80.132	94.125	99.538	97.847	95.415	89.339	94.940
11/07/2006	93.699	94.689	98.592	96.782	94.409	97.118	98.752
12/07/2006	85.197	95.317	98.592	84.416	95.785	92.574	97.845
13/07/2006	92.980	91.592	99.432	85.729	98.101	91.697	97.931
14/07/2006	83.455	84.344	90.529	85.729	96.961	95.167	98.010
15/07/2006	83.522	86.561	93.687	87.036	96.630	95.657	97.259
16/07/2006	72.959	86.314	88.842	72.754	95.469	95.825	98.717
17/07/2006	83.522	74.331	93.134	85.640	94.776	98.843	97.099
18/07/2006	75.045	74.331	92.542	87.451	96.819	96.780	98.220
19/07/2006	89.632	90.450	95.694	84.655	97.644	97.046	97.491
20/07/2006	78.156	95.385	91.642	87.539	89.899	94.855	97.060
21/07/2006	88.013	94.917	88.384	88.870	92.509	98.686	98.651
22/07/2006	90.110	94.462	95.455	91.338	88.496	96.135	99.737
23/07/2006	74.924	95.725	93.583	79.546	89.899	96.755	98.360
24/07/2006	83.350	96.876	90.125	89.501	88.144	96.292	99.428
25/07/2006	84.719	93.937	95.455	92.001	89.882	96.979	97.020
26/07/2006	87.216	96.617	92.657	96.171	92.247	95.194	97.148
27/07/2006	81.889	97.825	97.408	95.639	94.610	93.593	89.606

FECHA	Eficiencia Sep V-203	Eficiencia Sep V-204	Eficiencia Sep V-206	Eficiencia Sep V-207	Eficiencia Sep V-209	Eficiencia Sep V-210	Eficiencia Sep V-211
28/07/2006	82.213	96.272	97.780	95.639	90.900	90.874	96.489
29/07/2006	85.507	95.316	96.154	89.950	93.855	93.668	89.544
30/07/2006	79.060	95.832	96.591	90.069	89.245	95.251	93.077
31/07/2006	94.041	92.293	98.485	95.911	93.933	92.500	92.985
Prom	84.708	85.852	92.906	88.028	94.838	95.390	96.378
Desv	8.567	12.004	5.285	16.950	3.968	2.464	2.537

Tabla XXIV. Eficiencias individuales de los Tratadores.

FECHA	Eficiencia Trat H-301	Eficiencia Trat H-302	Eficiencia Trat H-303	Eficiencia Trat H-304	Eficiencia Trat H-305
01/04/2006	77.243	76.549		77.243	76.549
02/04/2006	95.807	95.273		95.273	95.807
03/04/2006	90.356	91.751		88.956	93.140
04/04/2006	93.961	93.961		94.437	95.383
05/04/2006	95.740	95.305		94.867	95.740
06/04/2006	93.710	93.247		93.710	95.088
07/04/2006	93.740	91.812	93.100	90.514	91.164
08/04/2006	91.766	95.933	93.166	90.354	93.862
09/04/2006	94.955	95.805	94.103	87.154	94.103
10/04/2006	95.593	91.839	85.669	91.839	96.335
11/04/2006	96.045	90.372	86.220	88.722	94.441
12/04/2006	93.055	88.022	93.762	93.055	96.563
13/04/2006	92.803	92.308	93.297	92.803	94.522
14/04/2006	86.882	86.163	88.312	87.598	89.022
15/04/2006	89.606	88.934	90.943	89.606	89.606
16/04/2006	87.805	89.475	89.475	87.805	88.642
17/04/2006	94.765	94.380	95.532	94.765	96.291
18/04/2006	95.971	95.725	95.971	96.703	96.703
19/04/2006	88.965	86.334	88.091	85.892	86.775
20/04/2006	92.815	91.103	92.247	90.815	91.389
21/04/2006	89.948	88.719	90.559	88.100	89.335
22/04/2006	88.502	85.508	86.261	87.758	87.011
23/04/2006	89.899	88.730	88.730	89.899	89.316
24/04/2006	91.282	88.280	90.536	89.035	89.787
25/04/2006	87.833	86.153	88.667	85.308	86.995
26/04/2006	89.357	87.977	90.043	87.283	88.669
27/04/2006	92.341	90.911	90.911	93.051	90.911
28/04/2006	88.888	89.650	88.123	90.030	87.739
29/04/2006	91.168	91.516	90.469	90.818	90.118
30/04/2006	87.774	89.448	86.087	86.932	88.613
01/05/2006	89.088	88.336	86.824	88.336	89.088
02/05/2006	91.236	89.292	90.591	91.236	90.591
03/05/2006	93.540	92.432	94.090	94.090	93.540
04/05/2006	91.422	90.545	88.780	89.664	93.166
05/05/2006	91.661	95.564	89.005	91.001	96.844
06/05/2006	83.516	88.783	84.578	93.944	85.636
07/05/2006	87.827	94.000	87.827	86.930	94.000
08/05/2006	89.892	88.288	89.892	89.092	90.688
09/05/2006	89.628	88.098	88.865	90.389	91.146
10/05/2006	87.698	86.236	85.747	86.724	88.667
11/05/2006	94.060	94.060	92.742	93.183	94.060

FECHA	Eficiencia Trat H-301	Eficiencia Trat H-302	Eficiencia Trat H-303	Eficiencia Trat H-304	Eficiencia Trat H-305
12/05/2006	88.568	84.927	85.843	88.568	85.843
13/05/2006	87.048	87.998	85.136	89.886	84.175
14/05/2006	86.140	87.157	84.095	89.177	83.066
15/05/2006	89.988	89.250	88.510	88.510	89.988
16/05/2006	87.409	86.482	85.551	88.333	89.252
17/05/2006	85.881	83.797	84.841	84.841	84.841
18/05/2006	80.084	81.144	80.615	80.615	80.615
19/05/2006	95.981	95.851	96.110	95.981	95.981
20/05/2006	84.890	84.402	85.377	84.890	84.890
21/05/2006	81.164	82.219	81.692	82.219	81.692
22/05/2006	83.157	82.696	83.617	83.157	83.157
23/05/2006	90.253	87.000	89.895	90.253	90.253
24/05/2006	86.554	86.554	86.941	86.166	86.554
25/05/2006	87.393	86.525	88.258	85.653	89.119
26/05/2006	89.567	87.912	87.912	92.024	90.389
27/05/2006	90.983	91.601	90.362	91.601	90.362
28/05/2006	93.725	93.263	94.185	92.799	94.644
29/05/2006	89.310	89.998	87.923	90.684	88.618
30/05/2006	90.763	91.440	90.083	89.400	92.115
31/05/2006	86.838	85.932	85.021	87.741	88.640
01/06/2006	90.362	88.940	91.069	90.008	91.773
02/06/2006	88.962	89.597	88.962	89.913	88.962
03/06/2006	93.886	94.368	92.917	93.645	94.848
04/06/2006	89.208	90.058	89.208	90.905	89.633
05/06/2006	92.968	92.411	91.291	92.411	93.245
06/06/2006	87.467	88.386	85.617	89.301	91.121
07/06/2006	92.152	91.574	90.411	91.574	92.152
08/06/2006	89.892	88.288	89.892	89.092	90.688
09/06/2006	89.628	88.098	88.865	90.389	91.146
10/06/2006	87.698	86.236	85.747	86.724	88.667
11/06/2006	94.060	94.060	92.742	93.183	94.060
12/06/2006	88.568	84.927	85.843	88.568	85.843
13/06/2006	87.048	87.998	85.136	89.886	84.175
14/06/2006	80.188	80.791	82.591	83.785	84.974
15/06/2006	89.988	89.250	88.510	88.510	89.988
16/06/2006	87.409	86.482	85.551	88.333	89.252
17/06/2006	90.314	88.884	89.601	89.958	89.243
18/06/2006	90.313	91.559	90.937	90.626	91.248
19/06/2006	87.926	89.479	88.704	88.316	89.092
20/06/2006	90.688	91.030	90.345	90.002	91.371
21/06/2006	92.068	91.484	90.898	91.777	91.191
22/06/2006	94.763	94.508	94.253	94.508	94.508
23/06/2006	92.896	92.896	93.157	92.635	92.896
24/06/2006	91.446	91.446	91.783	91.108	91.446

FECHA	Eficiencia Trat H-301	Eficiencia Trat H-302	Eficiencia Trat H-303	Eficiencia Trat H-304	Eficiencia Trat H-305
25/06/2006	91.094	91.094	90.755	91.094	91.433
26/06/2006	86.456	87.329	87.764	84.700	87.329
27/06/2006	84.627	85.755	82.358	83.495	86.317
28/06/2006	92.205	91.479	91.115	90.018	93.648
29/06/2006	92.313	91.705	91.094	92.617	92.313
30/06/2006	90.017	90.702	91.384	89.329	92.063
01/07/2006	89.753	88.339	89.401	90.456	90.806
02/07/2006	88.165	87.350	86.531	88.571	88.977
03/07/2006	89.740	90.444	88.324	90.092	89.740
04/07/2006	89.952	91.171	91.776	90.563	92.379
05/07/2006	90.210	89.435	87.876	88.657	90.210
06/07/2006	85.133	87.240	85.838	87.240	90.695
07/07/2006	87.786	86.697	86.697	86.697	95.910
08/07/2006	82.767	82.767	83.707	84.644	93.805
09/07/2006	91.541	88.401	91.541	89.665	96.434
10/07/2006	89.659	87.119	89.659	90.287	94.614
11/07/2006	74.808	71.727	74.808	76.339	91.307
12/07/2006	90.474	85.533	88.841		90.474
13/07/2006	90.843	89.492	90.169		89.831
14/07/2006	91.824	90.527	91.501	90.852	91.177
15/07/2006	88.482	86.892	87.689	88.086	87.291
16/07/2006	89.800	89.460	88.779	90.140	89.120
17/07/2006	87.024	87.443	86.605	86.185	87.860
18/07/2006	90.772	90.092	89.410	90.432	89.751
19/07/2006	87.968	86.060	87.016	86.538	87.492
20/07/2006	90.969	88.733	89.855	90.599	89.107
21/07/2006	83.500	79.840	81.065	82.285	84.710
22/07/2006	84.429	79.470	81.960	83.197	80.717
23/07/2006	89.347	86.602	86.602	87.521	87.521
24/07/2006	85.259	82.921	81.745	85.259	85.259
25/07/2006	88.201	85.388	86.329	84.442	87.267
26/07/2006	90.535	88.912	89.726	90.131	89.319
27/07/2006	91.068	92.217	91.644	93.356	92.788
28/07/2006	91.118	90.506	89.891	91.727	92.333
29/07/2006	92.648	91.018	90.469	91.018	92.648
30/07/2006	91.193	88.388	89.796	90.496	92.578
31/07/2006	91.384	87.667	89.906	87.667	92.849
Prom	89.564	88.866	88.662	89.225	90.253
Desv	3.696	3.959	3.508	3.475	3.752

C. DATOS ORIGINALES

Tabla XXV. Volumen de Separadores.

No.	Volúmen de Separadores (L)	Volúmen de Separadores (BLS)	Volumen Según Planos (BLS)	Volumen de Operación (BLS)
V-203	14560	91.71	91	45.5
V-204	14560	91.71	91	45.5
V-206	11120	70.04	70	35
V-207	11120	70.04	70	35
V-209	20.9	131.4	150	75
V-210	77840.19	490.3	490	245
V-211	77840.19	490.3	490	245
Totales	207061.28	1435.5	1452	726

Tabla XXVI. Volumen de Tratadores.

No.	Volúmen de Tratadores	Volúmen de Tratadores	Volúmen de operación	Volumen (planos)
H-301	83000	522.8	492.8	535
H-302	83000	522.8	492.8	535
H-303	83000	522.8	492.8	535
H-304	83000	522.8	492.8	535
H-305	83000	522.8	492.8	535
Totales	415000	2614	2464	2675

Tabla XXVII. Volumen de separadores flash y strippers.

Equipo	Volumen en Placa (BLS)	Volumen de Operación (BLS)
Separador Flash 1	45.67	22.835
Stripper 1	101.616	33.872
Total	147.286	29.565