



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADOS

Proyecto de Investigación y Desarrollo en opción al Grado Académico de Magister de Gestión de Energías

TEMA:

Optimización del proceso de deshidratación del crudo en la planta de tratamiento del complejo de producción y facilidades Indillana (CPF) de Petroamazonas EP, bloque 15 en el año 2015.

Rediseño del proceso de deshidratación del crudo en el año 2015.

Autor: FALCÓN Gutiérrez, Diego Patricio

Tutor: PhD. Héctor Luis Laurencio Alfonso

LATACUNGA – ECUADOR

Febrero - 2017

CERTIFICADO DE VALIDACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Programa de Maestría en GESTIÓN DE ENERGÍAS, nombrado por el Honorable Consejo Académico de Posgrado.

CERTIFICO:

Que: el Trabajo de Investigación “ OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO EN LA PLANTA DE TRATAMIENTO DEL COMPLEJO DE PRODUCCIÓN Y FACILIDADES INDILLANA (CPF) DE PETROAMAZONAS EP, BLOQUE 15 EN EL AÑO 2015. REDISEÑO DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO EN EL AÑO 2015.”, presentado por el Maestrante Diego Patricio Falcón Gutiérrez con cédula de ciudadanía N°- 1712066875, egresado del programa de Maestría en Gestión de Energías cohorte 2014, reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la evaluación del tribunal examinador que el Honorable Consejo Académico de Posgrado designe.

Latacunga, febrero del 2017

PhD. Ing., Héctor Luis, Laurencio Alfonso

Tutor

AUTORÍA DE TESIS

El abajo firmante, en calidad de estudiante de la Maestría en Gestión de Energías cohorte 2014, declaro que los contenidos de este Trabajo de Graduación, requisito previo a la obtención del Grado de Magíster en Gestión de Energías, son absolutamente originales, auténticos y de exclusiva responsabilidad legal y académica del autor.

Latacunga, febrero 2017

FALCÓN Gutiérrez, Diego Patricio
C.I. 1712066875

AVAL DEL TRIBUNAL DE GRADO

En calidad de Miembros del Tribunal de Grado aprueban el presente Informe del Proyecto de Investigación y Desarrollo de posgrados de la Universidad Técnica de Cotopaxi; por cuanto, el posgraduado: FALCÓN GUTIÉRREZ DIEGO PATRICIO, con el título de tesis: OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO EN LA PLANTA DE TRATAMIENTO DEL COMPLEJO DE PRODUCCIÓN Y FACILIDADES INDILLANA (CPF) DE PETROAMAZONAS EP, BLOQUE 15 EN EL AÑO 2015. REDISEÑO DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO EN EL AÑO 2015., ha considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Defensa.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga febrero, 2017

Para constancia firman:

.....
Ing. Edwin Homero Moreano Martínez Mgs.
C.C. 0502607500
PRESIDENTE

.....
PhD. Juan José La Calle Domínguez
C.I. 1756604227
MIEMBRO

.....
PhD. Secundino Marrero Ramírez
C.I. 1757107407
MIEMBRO

.....
PhD. Enrique Torres Tamayo
C.I. 1757121940
OPONENTE

AGRADECIMIENTO

Después de este tiempo transcurrido se termina esta etapa más de mi vida con algunos aciertos y otros desaciertos, pero todos estos momentos han ayudado a mi formación profesional, por lo que es inevitable agradecer a quienes ayudaron a culminar este proyecto con satisfacción.

A Dios ya que él es mi fortaleza mi impulso a culminar las cosas que me propongo, siempre guía mi camino Gracias Dios por todas tus bendiciones.

A mi madre que es quien siempre cree en mí y está en los momentos de angustia en los momentos de felicidad está siempre a mi lado queriendo lo mejor para mí.

A mi hermana Karolay que es por quien me esfuerzo por ser mejor y demostrarle que todo se puede lograr.

A todos los profesores que me brindaron todos sus conocimientos y experiencias, en especial a mi tutor de tesis el PhD. Héctor Luis Laurencio Alfonso.

A la universidad Técnica de Cotopaxi que me dio la bienvenida y me brindo las oportunidades para poder extender mis conocimientos.

A mis compañeros quienes con sus ocurrencias me han ayudado a salir de la monotonía viéndole siempre el lado positivo de la vida.

A mis compañeros de trabajo que me brindaron la información necesaria para la realización del proyecto.

DEDICATORIA

Luego de finalizar este proyecto con ciertas dificultades, siempre batallando por cualquier cuestión, pero la vida son solo momentos lo bueno pasa ligero lo malo mucho más lento y así se van cerrando ciclos este es un logro para mi culminar este sueño creciendo profesionalmente.

Dedico a Dios todos mis logros ya que él es mi guía siempre está presente en todas mis decisiones sin el nada sería posible.

Dedico de manera especial a mi madre ya que ella es el motor en mi vida, es quien ha construido el ser que ahora soy, sentó las bases de responsabilidad y deseos de superación, su vitalidad lo que me hace admirarla cada día más. "Soy el resultado de lo que una gran mujer quiso hacer de mi" Thomas Alva Edison.

Dedico a mi hermana Karolay que cada día va encaminando su futuro y comprenda que todo lo que uno se propone puede lograrlo.

RESUMEN

La separación de las fases del crudo es un factor importante en la producción de crudo, puesto que se deben cumplir especificaciones para su transporte y exportación; debido a acuerdos ministeriales y leyes se norman estas especificaciones, dependiendo el oleoducto por el cual será transportado, en el caso del bloque 15, el corte de agua y sólidos debe ser menor al 0,5 %, puesto que el crudo es transportado por el Oleoducto de crudos pesados. La planta de tratamiento de crudo del CPF trabaja al límite por lo que se ve factible realizar la optimización del proceso, por ello la investigación está centrada en el proceso de separación agua - crudo. Se realiza un estudio de los equipos de la planta de tratamiento que intervienen en la separación del crudo, determinando que los deshidratadores electrostáticos no están cumpliendo la función para la cual fueron diseñados. Se realiza un análisis experimental de la separación, encontrando la relación entre las variables para la adecuada deshidratación, enfocado el estudio a los equipos ineficientes. Se determina que el tiempo de residencia actual es 41,6 minutos y el tiempo de residencia que se lograría con la nueva propuesta sería 69,8 minutos, logrando una mejor separación y un fluido más laminar, lo que favorece al proceso. Se propone el rediseño del sistema de separación de acuerdo a los resultados experimentales y de cálculo obtenidos; en esta propuesta se muestra una recuperación financiera de menos de un día.

Palabras claves: deshidratadores, fluido laminar, tiempo de residencia, crudo en especificaciones.

ABSTRACT

Separation of crude oil phases is a major factor in crude oil production since specifications for transportation and export must be gone into effect; due to ministerial agreements and laws are executed these specifications, depending on the pipeline for which it will be transported. In the case of block 15, the Basic Sediment and Water (BSW) should be less than 0.5% because the crude oil is transported by the "Oleoducto de Crudos Pesados" (OCP). The CPF's crude treatment plant works to the limit, so it is feasible to perform the process optimization, so this research is focused on the water - crude oil separation process. A study of the equipment of the treatment plant involved in the separation of crude oil was fulfilled, which determined that the equipment, electrostatic dehydrators, does not work in a correct way according to its designs. An experimental analysis of the separation was performed that found the relationship between the variables for efficient dehydration, focusing the study on inefficient equipment. Determines the current residence time is 41.6 minutes and the residence time with the new proposal would be 69.8 minutes, achieving a better separation and a more laminar flow, which favors the process. The redesign of the separation system is proposed according to the experimental and calculation results obtained; this proposal demonstrates a financial recovery of less than one day.

Key words: BSW, dehydrators, laminar flow, residence time, crude oil, crude oil in standard.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

Certificado de validación del tutor.....	ii
Autoría de tesis	iii
Aval del tribunal de grado.....	iv
Agradecimiento.....	v
Dedicatoria.....	vi
Resumen	vii
Abstract.....	viii
Índice de contenidos.....	ix
Índice de figuras.....	xii
Índice de tablas	xvi
Índice de ecuaciones.....	xix
Introducción.....	1
Hipótesis	2
CAPÍTULO 1	5
1. MARCO TEÓRICO	5
1.1. Marco legal referente a la investigación.....	5
1.2. El petróleo y su clasificación	7
1.2.1. Clases de crudos.....	8
1.2.2. Clases de crudo ecuatoriano.....	9
1.3. Propiedades físicas del petróleo	9
1.3.1. Densidad	9
1.3.2. Viscosidad	9
1.3.3. Poder calórico	9
1.3.4. Olor	10
1.3.5. Color.....	10
1.4. Aplicaciones del petróleo.....	10
1.5. Proceso de deshidratación, concentración de agua y solidos	10
1.5.1. Contenido de agua y sedimentos.....	11
1.5.2. Componente de las emulsiones.....	12
1.6. Métodos de separación	12
1.6.1. Método gravitacional.....	13
1.6.2. Método químico.....	13

1.6.3.	Método Térmico	14
1.6.4.	Método Eléctrico.....	15
1.7.	Tiempo de residencia	15
1.8.	Proceso y equipos de separación.....	15
1.8.1.	Separadores	16
1.8.2.	Bota de gas.....	18
1.8.3.	Calentadores	18
1.8.4.	Intercambiador de calor.....	19
1.8.5.	Tanque de surgencia	20
1.8.6.	Deshidratadores.....	21
1.9.	Conclusiones del capítulo	22
CAPÍTULO 2		23
2.	METODOLOGÍA	23
2.1.	Enfoque, nivel y alcance de la investigación.....	23
2.2.	Localización geográfica del campo CPF bloque 15	24
2.3.	Determinación y operacionalización de variables	26
2.4.	Matriz de operacionalización de variables	26
2.5.	Proceso de separación del crudo, gas y agua en el CPF.....	28
2.5.1.	Proceso de separación del crudo.	30
2.5.2.	Proceso de separación del agua.....	33
2.5.3.	Proceso de separación del gas	34
2.6.	Descripción de equipos sistema deshidratación.....	35
2.6.1.	FWKO V-101 A/B; V-104 A/B.....	35
2.6.2.	TANQUES DE TRANSFERENCIA DE CRUDO T-101 A/B.....	39
2.6.3.	BOMBAS BOOSTER DE CRUDO P-139 A/B	41
2.6.4.	DESHIDRATADORES ELECTROSTÁTICOS V-107 A/B	42
2.6.5.	UNIDAD LACT (Lease Automatic Custom Transfer)	44
2.7.	Características del demulsificante usado para la deshidratación.....	46
2.8.	Diagrama de funcionalidad de cada uno de los equipos	46
2.9.	Metodología de medición de BSW.....	48
2.9.1.	Determinación del BSW mediante centrifugación.....	49
2.9.2.	Determinación del porcentaje de agua por destilación.....	49
2.9.3.	Determinación del porcentaje de sedimento	52
2.10.	Metodología de cálculo de API seco y gravedad específica.....	54
2.11.	Sistema de adquisición de datos del proceso de deshidratación	55

2.12.	Descripción de los instrumentos y equipos empleados	55
2.13.	Conclusiones del capítulo	57
CAPÍTULO 3		58
3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO		58
3.1.	Distribución de cargas campo CPF	58
3.2.	Características del crudo utilizado en el proceso de deshidratación	60
3.3.	Comparación de BSW de ingreso vs BSW de salida	62
3.4.	Análisis equipos críticos	63
3.5.	Cálculo del tiempo de residencia de los equipos.....	91
3.5.1.	Separadores:	91
3.5.2.	Tanque de almacenamiento	92
3.5.3.	Deshidratadores.....	92
3.6.	Conclusiones del capítulo	94
CAPÍTULO 4		95
4. PROPUESTA		95
4.1.	Título de la propuesta	95
4.2.	Justificación de la propuesta.....	95
4.3.	Objetivos de la propuesta	95
4.4.	Estructura de la propuesta.....	95
4.5.	Desarrollo de la propuesta.....	97
4.6.	Comprobación del tiempo de residencia del deshidratador	99
4.7.	Resultados técnicos de la propuesta	99
4.8.	Evaluación socio-económico-ambiental de la propuesta	100
4.9.	Ventajas y desventajas del sistema de deshidratación del crudo	101
4.10.	Conclusiones del capítulo	102
CONCLUSIONES GENERALES		103
RECOMENDACIONES.....		104
BIBLIOGRAFIA.....		105
ANEXOS		106

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Interior de un reservorio.....	7
Figura 1.2. Acción del químico en una emulsión	14
Figura 1.3. Planta de procesos CPF	16
Figura 1.4. Separador trifásico.....	17
Figura 1.5. Separador bifásico fluido y gas.....	17
Figura 1.6. Bota de gas.....	18
Figura 1.7. Calentadores CPF	19
Figura 1.8. Intercambiador de calor	20
Figura 1.9. Tanque de surgencia e instrumentación	20
Figura 1.10. Placas deflectoras en tanque de almacenamiento.....	21
Figura 1.11. Tratador electrostático	21
Figura 2.1. Bloque 15 CPF.....	24
Figura 2.2. Mapa Geopolítico.....	25
Figura 2.3. Matriz causa – efecto: árbol de problemas relacionado al proceso.	26
Figura 2.4. Procesos del Centro de Facilidades de Producción (CPF).	28
Figura 2.5. Mapa geográfico del campo Indillana.	29
Figura 2.6. Diagrama de proceso de ingreso del crudo hacia los FWKO'S.....	30
Figura 2.7. Intercambiadores de calor agua/crudo E-200 A/B.....	31
Figura 2.8. Tanques de almacenamiento de crudo (T-101 A/B).....	31
Figura 2.9. Deshidratadores (V-107 A/B).....	32
Figura 2.10. Intercambiadores de calor E-300 y E-310 A/B	32
Figura 2.11. Proceso de transferencia de crudo (Unidad Lact).	33
Figura 2.12. Válvula primaria y secundaria (Interfaz agua/crudo).	34
Figura 2.13. Sistema de tratamiento de gas y membrana.	35
Figura 2.14. FWKO CPF	36
Figura 2.15. Secciones internas del vessel	37

Figura 2.16. Pantalla FWKO	39
Figura 2.17. Tanque de almacenamiento de Crudo	40
Figura 2.18. Bombas P-139A/B	41
Figura 2.19. Transformador deshidratador electrostático	42
Figura 2.20. Ingreso y salida deshidratadores V-108	43
Figura 2.21. Deshidratador electrostático	44
Figura 2.22. Unidad LACT	45
Figura 2.23. Diagrama para la determinación de funcionalidad de cada uno de los equipos	47
Figura 2.24. Esquema factores factorial completo.....	48
Figura 2.25. Equipo de extracción de sólidos	52
Figura 2.26. Sistema de adquisición de datos.....	55
Figura 3.1. Diagrama consumo energético CPF.....	62
Figura 3.2. Análisis de muestras ingreso y salida equipos.....	62
Figura 3.3. Análisis concentración demulsificante y variación temperatura.....	64
Figura 3.4. Análisis concentración demulsificante y variación tiempo.....	65
Figura 3.5. Grafico comparativo BSW vs Temperatura a un tiempo constante de 180 segundos y diferentes concentraciones de demulsificante.....	66
Figura 3.6. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 25°C y diferentes concentraciones de demulsificante.....	67
Figura 3.7. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 50°C y diferentes concentraciones de demulsificante.....	68
Figura 3.8. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 65°C y diferentes concentraciones de demulsificante.....	69
Figura 3.9. Grafico comparativo BSW vs Temperatura a un tiempo constante de 180 segundos y diferentes concentraciones de demulsificante.....	70
Figura 3.10. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 25°C y diferentes concentraciones de demulsificante.....	71
Figura 3.11. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 50°C y diferentes concentraciones de demulsificante.....	72
Figura 3.12. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 65°C y diferentes concentraciones de demulsificante.....	73

Figura 3.13. Grafico comparativo BSW vs Temperatura a un tiempo constante de 180 segundos y diferentes concentraciones de demulsificante.....	74
Figura 3.14. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 25°C y diferentes concentraciones de demulsificante.....	75
Figura 3.15. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 50°C y diferentes concentraciones de demulsificante.....	76
Figura 3.16. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 65°C y diferentes concentraciones de demulsificante.....	77
Figura 3.17. Grafico comparativo BSW vs Temperatura a un tiempo constante de 180 segundos y diferentes concentraciones de demulsificante.....	78
Figura 3.18. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 25°C y diferentes concentraciones de demulsificante.....	79
Figura 3.19. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 50°C y diferentes concentraciones de demulsificante.....	80
Figura 3.20. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 65°C y diferentes concentraciones de demulsificante.....	81
Figura 3.21. Grafico comparativo BSW vs Temperatura a un tiempo constante de 180 segundos y diferentes concentraciones de demulsificante.....	82
Figura 3.22. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 25°C y diferentes concentraciones de demulsificante.....	83
Figura 3.23. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 50°C y diferentes concentraciones de demulsificante.....	84
Figura 3.24. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 65°C y diferentes concentraciones de demulsificante.....	85
Figura 3.25. Grafico comparativo BSW vs Temperatura a un tiempo constante de 180 segundos y diferentes concentraciones de demulsificante.....	86
Figura 3.26. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 25°C y diferentes concentraciones de demulsificante.....	87
Figura 3.27. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 50°C y diferentes concentraciones de demulsificante.....	88
Figura 3.28. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 65°C y diferentes concentraciones de demulsificante.....	89
Figura 3.29. Esquema general de la planta.....	96
Figura 4.1. Diagrama de rediseño del proceso de deshidratación.....	96
Figura 4.2. Esquema rediseño del proceso de deshidratación.....	97
Figura 4.3. Voltaje y amperaje transformador del deshidratador V-107B lado izquierdo.....	98

Figura 4.4. Voltaje y amperaje transformador del deshidratador V-107B lado derecho.	98
Figura 4.5. Diagrama del sistema de deshidratación del crudo.	99

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Clasificación del crudo según grado API	8
Tabla 2.1. Variable independiente	27
Tabla 2.2. Variable dependiente	28
Tabla 2.3. Especificaciones técnicas FWKO	38
Tabla 2.4. Capacidad de los separadores	38
Tabla 2.5. Especificaciones técnicas Tanques de almacenamiento	39
Tabla 2.6. Especificaciones técnicas bombas P-139	41
Tabla 2.7. Especificaciones técnicas deshidratadores electrostáticos	42
Tabla 2.8. Especificaciones técnicas transformadores deshidratadores	42
Tabla 2.9. Características demulsificante	46
Tabla 2.10. Tamaño de la muestra	50
Tabla 2.11. Equipos utilizados en la medida del BSW y calidad del crudo.	56
Tabla 3.1. Distribución cargas CPF.	61
Tabla 3.2. Análisis físico químico del crudo.	61
Tabla 3.3. BSW ingreso VS BSW salida.....	62
Tabla 3.4. Experimentación datos maximos y minimos.....	64
Tabla 3.5. BSW variando concentración demulsificante y la temperatura.	64
Tabla 3.6. BSW variando concentración demulsificante y el tiempo de ensayo.	64
Tabla 3.7. Experimentación deshidratadores ingreso salida seguimiento.	64
Tabla 3.8. Análisis BSW en el ingreso de los deshidratadores 20/07/2016 a temperatura variable tiempo constante y a diferentes concentraciones de demulsificante.	66
Tabla 3.9. Análisis BSW en el ingreso de los deshidratadores 20/07/2016 a temperatura constante de 25 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.	67
Tabla 3.10. Análisis BSW en el ingreso de los deshidratadores 20/07/2016 a temperatura constante de 50 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.	68
Tabla 3.11. Análisis BSW en el ingreso de los deshidratadores 20/07/2016 a temperatura constante de 65 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.	69
Tabla 3.12. Análisis BSW en la salida de los deshidratadores 20/07/2016 a temperatura variable tiempo constante y a diferentes concentraciones de demulsificante.	70

Tabla 3.13. Análisis BSW en la salida de los deshidratadores 20/07/2016 a temperatura constante de 25 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.	71
Tabla 3.14. Análisis BSW en la salida de los deshidratadores 20/07/2016 a temperatura constante de 50 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.	72
Tabla 3.15. Análisis BSW en la salida de los deshidratadores 20/07/2016 a temperatura constante de 65 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.	73
Tabla 3.16. Análisis BSW en el ingreso de los deshidratadores 21/07/2016 a temperatura variable tiempo constante y a diferentes concentraciones de demulsificante.	74
Tabla 3.17. Análisis BSW en el ingreso de los deshidratadores 21/07/2016 a temperatura constante de 25 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.	75
Tabla 3.18. Análisis BSW en el ingreso de los deshidratadores 21/07/2016 a temperatura constante de 50 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.	76
Tabla 3.19. Análisis BSW en el ingreso de los deshidratadores 21/07/2016 a temperatura constante de 65 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.	77
Tabla 3.20. Análisis BSW en la salida de los deshidratadores 21/07/2016 a temperatura variable tiempo constante y a diferentes concentraciones de demulsificante.	78
Tabla 3.21. Análisis BSW en la salida de los deshidratadores 21/07/2016 a temperatura constante de 25 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.	79
Tabla 3.22. Análisis BSW en la salida de los deshidratadores 21/07/2016 a temperatura constante de 50 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.	80
Tabla 3.23. Análisis BSW en la salida de los deshidratadores 21/07/2016 a temperatura constante de 65 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.	81
Tabla 3.24. Análisis BSW en el ingreso de los deshidratadores 22/07/2016 a temperatura variable tiempo constante y a diferentes concentraciones de demulsificante.	82
Tabla 3.25. Análisis BSW en el ingreso de los deshidratadores 22/07/2016 a temperatura constante de 25 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.	83
Tabla 3.26. Análisis BSW en el ingreso de los deshidratadores 22/07/2016 a temperatura constante de 50 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.	84
Tabla 3.27. Análisis BSW en el ingreso de los deshidratadores 21/07/2016 a temperatura constante de 65 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.	85
Tabla 3.28. Análisis BSW en la salida de los deshidratadores 22/07/2016 a temperatura variable tiempo constante y a diferentes concentraciones de demulsificante.	86
Tabla 3.29. Análisis BSW en la salida de los deshidratadores 22/07/2016 a temperatura constante de 25 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.	87
Tabla 3.30. Análisis BSW en la salida de los deshidratadores 22/07/2016 a temperatura constante de 50 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.	88

Tabla 3.31. Análisis BSW en la salida de los deshidratadores 22/07/2016 a temperatura constante de 65 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.	89
Tabla 3.32. Análisis BSW en el ingreso y salida deshidratador y porcentaje de reducción de BSW.....	90
Tabla 3.33. Tiempo de residencia FWKO.....	91
Tabla 3.34. Tiempo de residencia Tanques de almacenamiento.	92
Tabla 3.35. Tiempo de residencia Deshidratadores.	92
Tabla 4.1. Nuevo tiempo de residencia Deshidratadores.....	99
Tabla 4.2. Equipos presentes en la separación agua - crudo.	100
Tabla 4.3. Inversión del proyecto de rediseño de la separación de agua- crudo.	100
Tabla 4.4. Inversión del proyecto TIR y VAN.....	101

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1.1	Tiempo de residencia.....	15
Ecuación 2.1	Factorial completo.....	48
Ecuación 2.2	Volumen contenido de agua	51
Ecuación 2.3	Contenido de sedimento en porcentaje en peso	53
Ecuación 2.4	Contenido de sedimento en porcentaje en volumen	54
Ecuación 2.5	API seco.....	54
Ecuación 2.6	Gravedad Especifica.....	54

INTRODUCCIÓN

El petróleo es una mezcla uniforme de compuestos orgánicos, esencialmente de hidrocarburos insolubles en agua, el mismo se extrae desde el interior de la Tierra, donde se encuentra acumulado en trampas geológicas naturales conocidas como reservorios. El índice de producción de cada uno de estos reservorios depende de la cantidad de permeabilidad y porosidad que posean las zonas de donde se extrae, mediante la perforación de grandes longitudes.

El petróleo es extraído desde el interior de la corteza terrestre mediante sistemas de levantamiento artificial, el usar estos métodos ayuda a la formación de emulsiones multifásicas que son: agua, crudo, gas y sólidos. Para romper estas emulsiones es necesario utilizar sistemas de separación, ya que una vez separados cada elemento tiene diferente aplicación.

El agua de formación es reinyectada a la tierra debido que posee altas cantidades de sal y restos de hidrocarburos, motivo por el cual su vertimiento al ambiente provocaría daños irreversibles al medio. En este proceso el crudo es tratado y transportado para su exportación y refinamiento. Como tercer componente se encuentra el gas, donde la mayor parte es usada para la generación eléctrica y otra parte para su envase y comercialización como GLP (Gas licuado de petróleo).

Debido al gran porcentaje de componentes contenidos en el crudo se torna de carácter básico una buena separación de estos elementos, puesto que cada componente tiene su utilidad, por lo que logrando una buena separación se minimizan pérdidas y se reducen inconvenientes en la operación.

El agua en el crudo produce inconvenientes tales como formación de emulsiones estables, las mismas que son complejas de romper, por lo que se deben usar métodos de separación, disminución de capacidad en almacenamiento y transporte puesto que se estaría acarreado un elemento inservible que es el agua de formación, ocasionando corrosión e incrustaciones a través del sistema debido al alto contenido de sal en el agua, interferencia en el proceso y daños en equipos de refinación, ya que al refinar el crudo no debe poseer agua para una mejor calidad de los derivados.

La fracción de agua que se encuentra en el crudo, es conocida como corte de agua. El corte de agua es muy irregular, incluso puede ser en altas cantidades con baja fracción de crudo, esto depende de muchas variables siendo el tiempo de producción del pozo el factor predominante.

El agua que es extraída con el petróleo, se le conoce como agua de formación, la misma puede presentarse en diversas maneras: en forma libre, es decir separada del crudo, donde es fácil separarla ya que las gotas son grandes y coalescen por gravedad; también puede presentarse en forma emulsionada en donde las gotas son más pequeñas y es más compleja la separación, donde poseen agentes emulsionantes alrededor de las moléculas de agua que no permiten la fácil separación y es necesario el tratamiento para

romper estas emulsiones; otra manera de presentarse es en forma disuelta, sumamente complejo de separar pero por sus bajas cantidades no suele afectar en la calidad del crudo procesado.

Existen equipos diseñados para la separación de las fases del petróleo los cuales son colocados en el pozo, puesto que mientras más cerca de donde se produce la extracción, la separación será más eficiente.

Dentro de los procesos usados para la separación de las fases del crudo se encuentran los procesos mecánicos, procesos químicos, procesos electrostáticos y procesos térmicos. Las propiedades químicas y físicas del fluido determinan que métodos son los más aplicables para realizar la separación eficiente del mismo. Los procesos de separación de fases son complejos, involucrando fenómenos tales como: corrientes de densidad, coalescencia y rotura de gotas.

Situación problemática

En la planta de procesos CPF Indillana el proceso de deshidratación del crudo se cumple al límite puesto que existen equipos que no realizan eficientemente su función, por lo que es necesario verificar el punto más crítico para afrontar y poder mejorar la separación agua- crudo, mediante estudios del tiempo de residencia capacidades de los equipos y no tener inconvenientes con los oleoductos que tienen la facultad de permitir o negar el transporte del crudo si no cumple especificaciones, por esto es necesario un rediseño para la optimización del proceso de separación, permitiendo el uso eficiente de todos los equipos.

Problema

Ineficiencia en el proceso de deshidratación del crudo en la planta de tratamiento del complejo de producción y facilidades (CPF).

Hipótesis

Mediante el rediseño del proceso de deshidratación de crudo en función del aumento de tiempo de residencia del fluido, dependiendo de la temperatura y la carga electrostática, se disminuye el contenido de agua en el crudo mediante la coalescencia de las moléculas de agua, permitiendo una mejor separación gravitacional.

Justificación

El tema propuesto es importante para esta planta de producción, puesto que para el transporte del crudo se deben cumplir ciertas especificaciones, las mismas que son máximo 0,5% de agua y sólidos en el crudo. Para ser entregado al Oleoducto de crudos pesados (OCP), si no se cumple con estas especificaciones el crudo puede no ser recibido o recibir altas multas por parte de la Agencia de regulación y control Hidrocarburífero o por parte del oleoducto, por lo que es indispensable el buen manejo del mismo y en

esta planta se trabaja con valores al límite, por lo que se hace factible optimizar el proceso para reducir el contenido de agua y sólidos en el mismo.

Objeto de estudio

Proceso de separación agua – crudo

OBJETIVOS

Objetivo general

Optimizar el proceso de deshidratación del crudo en la planta de tratamiento del complejo de producción y facilidades Indillana (CPF) de Petroamazonas EP, bloque 15 en el año 2015.

Objetivos específicos

Identificar los puntos críticos del sistema de deshidratación del crudo en la Planta de tratamiento.

Caracterizar las propiedades físicas y químicas del fluido multifásico a tratarse en la planta.

Evaluar íntegramente el proceso de deshidratación de crudo verificando la función de cada uno de los elementos que lo componen.

Campo de acción

El campo de acción de este tema de investigación es la eficiencia en los procesos de deshidratación de crudo.

Nivel y tipo de investigación

Para el desarrollo de este proyecto utilizare el método deductivo, puesto que servirá de punto de partida para analizar toda la información que se posee para poder seleccionarla y aplicarla a mi investigación.

El Método del análisis, será usado para las investigaciones de campo y estudiar por totalidad el proceso que tenemos actualmente.

El Método de síntesis se usará para sintetizar la información adecuada en la elaboración del proyecto.

La resolución del problema lo realizare mediante el método de la búsqueda exhaustiva que consiste en la búsqueda sistemática de soluciones, ya que es una aplicación directa de la exploración a todo estado del problema posible, agotando todas las posibilidades.

El alcance del proyecto será el análisis de cada uno de los equipos, verificando la eficiencia de cada uno de ellos y si están cumpliendo con su función.

Se realizarán estudios del proceso de separación agua - crudo en la planta de procesos del CPF Indillana del bloque 15, analizando cada uno de los equipos y comprobando su funcionalidad para reducir el contenido de agua para poder transportar el crudo en especificaciones, cumpliendo así con la ley de hidrocarburos, y procedimientos para la transferencia de custodia del OCP, esto se logra optimizando los métodos de separación que posee la planta de procesos.

CAPÍTULO 1

1. MARCO TEÓRICO

Los sistemas y términos relacionados con el petróleo serán descritos en este trabajo para poder comprender el tema relacionado con la deshidratación del crudo.

Iniciare describiendo de lo general a lo particular hasta irnos involucrando en el tema a estudiar y analizar todos los puntos a estudiar.

1.1. Marco legal referente a la investigación

“Que los Arts. 1 y 317 de la Constitución de la República del Ecuador, establecen que los recursos naturales no renovables del territorio del Estado pertenecen a su patrimonio inalienable, irrenunciable e imprescriptible” (Ley de hidrocarburos, 2011);

En la ley de hidrocarburos se menciona:

Que en el Suplemento del Registro Oficial No. 244 de 27 de julio del 2010, se publicó la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, en cuyos artículos 5 y 6 se crea la Secretaría de Hidrocarburos y la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (Ley de hidrocarburos, 2011);

En el Art. 24 de la ley de hidrocarburos se contemplan las atribuciones de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero establecidas en la Ley de Hidrocarburos y en los reglamentos

Mediante estos reglamentos y acuerdos ministeriales se garantiza el cumplimiento de la entrega de un crudo dentro de especificaciones, por lo que es muy importante el tema de investigación.

Los hidrocarburos para transferirse por la red de oleoductos tiene que cumplir con especificaciones de calidad a nivel nacional e internacional donde se toma en cuenta como parámetro fundamental el porcentaje de agua y sedimentos, el mismo que debe ser igual o menor al 1% (Acuerdo ministerial 014, 2004). Estos parámetros se encuentran normalizados y son exigidos por entes reguladores como son ARCH y Red de oleoductos del distrito amazónico.

Los hidrocarburos para transferirse por la red de oleoductos tiene que cumplir con especificaciones de calidad a nivel nacional e internacional donde se toma en cuenta como parámetro fundamental el porcentaje de agua y sedimentos, el mismo que debe ser igual o menor al 0,500% (Acuerdo ministerial 018, 2004). Estos parámetros se encuentran normalizados y son exigidos por entes reguladores como son ARCH y el oleoducto de crudos pesados.

El Art. 11. De la Ley de hidrocarburos, sustituido por el Art. 5. de la Ley Reformatoria a la Ley de hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, publicado en el Registro Oficial N°244 de 27 de julio de 2010, dispone la creación de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), como organismo técnico – administrativo encargado de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera, cuyo literal e) Establece que es atribución de la ARCH, la aplicación de multas y sanciones por las infracciones en cualquier fase de la industria hidrocarburífera por los incumplimientos a los contratos y las infracciones a la Ley de Hidrocarburos y a sus Reglamentos.- Conforme la disposición legal señalada el Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, es competente para conocer y resolver sobre este caso.- De conformidad con lo expuesto en los Artículos 35 de la Ley de Modernización del Estado, Privatizaciones y Prestación de Servicios Públicos por parte de la Iniciativa Privada y 55 del Estatuto del Régimen Jurídico y Administrativo de la Función Ejecutiva, el Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, se encuentra legalmente facultado para delegar dicha facultad al funcionario que el estime conveniente (Ley de hidrocarburos, 2011).

El artículo 77 de la Ley de Hidrocarburos, reformado por los artículos 14 y 17 de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, expedida en Suplemento del Registro Oficial N° 244 de 27 de julio del 2010, dispone: “Art. 77.- (Sanción por incumplimiento del contrato) .- El incumplimiento de los contratos suscritos por el Estado Ecuatoriano para la exploración y/o explotación de hidrocarburos, y/o la infracción de la Ley y/o de los reglamentos, que no produzcan efectos de caducidad, serán sancionados en la primera ocasión con una multa de hasta quinientas remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general; la segunda ocasión con una multa de quinientas a un mil remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general, y la, tercera ocasión con una multa de un mil a dos mil remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general, la misma que será impuesta por la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos de forma motivada, utilizando criterios de valoración objetivos, como: gravedad de la infracción, negligencia, daño producido, alcance de la remediación, volumen de ventas, perjuicio al Estado y al consumidor y otros que se consideren pertinentes guardando proporcionalidad con la infracción de conformidad con lo que se establezca en el Reglamento (Ley de hidrocarburos, 2011).

La optimización de la deshidratación del crudo minimizara inconvenientes con el transporte puesto que si excede el valor de 0,5 % en nuestro caso el oleoducto está en la facultad de negar la recepción del crudo lo que implicaría problemas de producción ya que no se posee capacidad de almacenamiento.

1.2. El petróleo y su clasificación

“La etimología de la palabra petróleo, petro=roca y oleum=aceite, lo que significa aceite de roca. Contiene carbono (C) en sus moléculas, y forma variedad de compuestos con el hidrógeno (H), por lo que se denominan hidrocarburos” (FONCIED, 1998).

El petróleo es una mezcla homogénea de compuestos orgánicos que se deriva del interior de la corteza terrestre, a miles de metros de profundidad, el mismo que es el resultado de los restos de los organismos y fósiles.

“Las principales características físicas de los petróleos crudos son la densidad, la viscosidad, la solubilidad, la fluorescencia, la resistividad, la constante dieléctrica y el índice de refracción, el contenido de impurezas, entre las más importantes” (FONCIED, 1998).

El descubrimiento y el uso del petróleo ha sido algo muy trascendental en la tierra puesto que determina e impulsa el crecimiento económico, ya que por los múltiples usos y aplicaciones que provee es muy importante ahora en la actualidad.

Existen diferentes clases de crudo que varían sus características físicas y químicas dependiendo del campo de producción o del yacimiento del cual es extraído.

Como se puede apreciar en la figura 1.1 se visualiza como se encuentra el petróleo en el interior de la corteza terrestre.

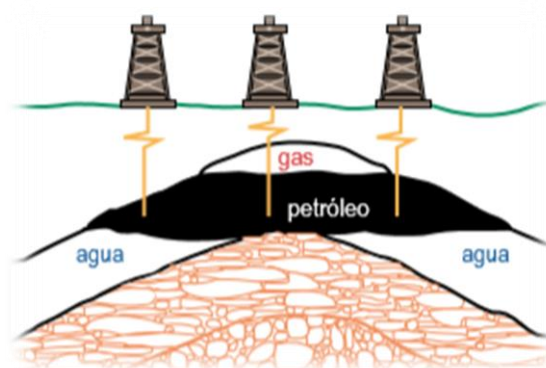


Figura 1.1. Interior de un reservorio

Fuente: (FONCIED, 1998)

1.2.1. Clases de crudos

La gravedad API es la característica física del crudo que establece la calidad del producto por lo que cataloga y establece el precio del mismo, teniendo en cuenta otras propiedades como el contenido de azufre y salinidad.

Los petróleos crudos se clasifican como livianos, medianos, pesados o extra pesados, según el grado API que está relacionado con la gravedad específica que se la mide en grados API.

Tabla 1.1. Clasificación del crudo según grado API

Fuente: (PDVSA, 2005)

Crudos Livianos	30 ÷ 40	° API
Crudos Medianos	22 ÷ 29,9	° API
Crudos Pesados	10 ÷ 21,9	° API
Crudos Extra pesados	Menos 10	° API

La presencia de azufre en los hidrocarburos implica la necesidad de mayores procesos de refinamiento, y por ende un mayor costo final, por lo que el petróleo puede clasificarse de 2 formas:

Petróleo Dulce (Sweet Crude Oil), es aquel que contiene menos de 0,5% de contenido sulfuroso, es decir, con presencia de azufre. Es un petróleo de alta calidad y es ampliamente usado para ser procesado como gasolina (Olmedo, 2014).

Petróleo Agrio (Sour Crude Oil), es aquel que contiene al menos 1% de contenido sulfuroso en su composición. Debido a la mayor presencia de azufre su costo de refinamiento es mayor, razón por la cual es usado mayormente en productos destilados como el diésel, dado su menor costo de tratamiento (Olmedo, 2014).

Otra forma de diferenciar los crudos puede ser dependiendo la base, el crudo es catalogado dependiendo el porcentaje de las bases, y estas son analizadas mediante análisis químicos por niveles de temperatura como de base aromática, nafténica o parafínica (FONCIED, 1998).

1.2.2. Clases de crudo ecuatoriano

En el país se exportan dos tipos de crudo, el crudo Oriente de 23 grados API de calidad (semipesado) y el crudo Napo de entre 18 y 21 grados API (pesado), este tipo de petróleo es de menor calidad que el marcador *internacional West Texas Intermediate* (WTI), que se cotiza diariamente en la Bolsa de Valores de Nueva York y sirve de referencia para el petróleo ecuatoriano, por ello es la penalización que se le aplica al crudo Ecuatoriano.

De los dos tipos de crudo disponibles en el Ecuador, el crudo Oriente representa aproximadamente el 67 % de las exportaciones mientras que el crudo Napo, el 33 % restante. Siempre el crudo Oriente se cotiza a un mayor precio que el Napo debido a su mejor calidad (Araujo, 2015).

1.3. Propiedades físicas del petróleo

1.3.1. Densidad

La densidad, la gravedad específica o los grados API denotan la relación correspondiente de peso específico y de fluidez de los crudos con respecto al agua. El agua es más pesada que el petróleo considerando que la densidad del agua es 1 kg/l. Su peso definido es afectado por causas físicas y por la estructura química del crudo. $0,75 \div 0,95$ kg/l (Comunidad Petrolera, 2009).

1.3.2. Viscosidad

Indica la resistencia que opone el crudo al flujo interno, se obtiene por varios métodos y se le designa por varios valores de medición. De la viscosidad del crudo dependen los aspectos de producción, refinación, petroquímica y transporte (FONCIED, 1998).

La viscosidad, es la propiedad que señala la resistencia a fluir que posee un fluido. La viscosidad varía de acuerdo al aumento o disminución de la temperatura.

1.3.3. Poder calórico

El poder calórico de un combustible es la cantidad de energía desprendida en la reacción de combustión, referida a la unidad de masa de combustible; refiriéndose a la cantidad de calor que entrega un kilogramo, o un metro cúbico, de combustible al oxidarse en forma completa (Red Proteger, 2012).

Puede ser entre 8 500 a 11 350 calorías/gramo. En Unidad Térmica Británica este valor puede ser de $15\ 350 \div 22\ 000$ BTU/lb (FONCIED, 1998).

1.3.4. Olor

El olor de los crudos es particular puesto que es aromático es similar al de la gasolina. Es particular y varía de acuerdo a la naturaleza y estructura del crudo, sin embargo depende a su composición, es decir la cantidad de hidrocarburos livianos y de las impurezas (FONCIED, 1998).

1.3.5. Color

Normalmente el color del petróleo puede ser negro, pero es amarillo o rojo oscuro. El crudo más pesado debido a su densidad es más oscuro la tonalidad depende al peso específico (FONCIED, 1998).

1.4. Aplicaciones del petróleo

Dependemos del petróleo para muchos usos debido a que es la base de energía en el mundo. Posterior a la extracción del crudo es necesario tratarlo y separar sus componentes, para separar los enlaces de hidrocarburos para otorgarlos un uso determinado.

Los productos más conocidos y usados del refinamiento del crudo son los siguientes: gases licuados de petróleo, gasolinas, lubricantes, asfaltos (PDVSA, 2005).

El petróleo se encuentra en todas partes puede lubricar maquinas hasta nuestra piel, es la base química del caucho y fibras sintéticas. Algunos medicamentos tienen al petróleo como base en la industria petroquímica, como el ácido acetil salísico (aspirina), por lo que nos damos cuenta que es un elemento sumamente importante en nuestra vida (FONCIED, 1998).

En el maquillaje, las pinturas son elaboradas de propileno esto nos da indicios de que un barril de crudo se aprovecha al máximo (FONCIED, 1998).

El plástico es un subproducto de petróleo es el más usado, el más caro y el más abundante.

1.5. Proceso de deshidratación, concentración de agua y solidos

El fluido que es extraído desde el interior de la tierra es multifásico, la separación de estas “fases es importante para el transporte, almacenamiento y refinación del petróleo” (Rodríguez, 2008).

El crudo al ser extraído contiene agua, gas y sedimentos los mismos que deben ser retirados cada uno de estos elementos puesto que cada elemento debe recorrer diferentes procesos, por lo que una buena separación provoca un eficiente manejo de cada uno de los elementos.

La cantidad de agua y sedimento, y sal, debe cumplir ciertas especificaciones de acuerdo a cada uno de los oleoductos, la especificación objetivo de agua y sedimento es de 0,5% o inferior.

El agua que está presente en el crudo es un problema puesto que ayuda a la formación de emulsiones más estables, se disminuye la capacidad de almacenamiento puesto que estaremos almacenando agua mas no crudo, disminución en la capacidad de transporte, aumento de corrosión en las líneas, interferencias en los procesos, problemas en el refinamiento, por ello una buena separación es indispensable para un adecuado proceso.

La separación del agua del crudo es cada vez más complejo resolver por los métodos con los que se extrae el crudo estos ayudan a extraer más pronto pero ayuda a la formación de emulsiones más fuertes, los métodos de tratamiento para la separación de crudo cambian paulatinamente mejorando cada vez.

Es indispensable verificar que cada equipo en la planta realice su función para poder tener el crudo en especificaciones.

1.5.1. Contenido de agua y sedimentos

Basic Sediment and Water (BSW) corresponde al porcentaje de contenido de agua libre y sedimentos que trae el crudo. Es importante que su valor sea bajo, para evitar inconvenientes durante el procesamiento del crudo. Se presenta su valor como porcentaje en volumen sobre el crudo.

La determinación del contenido de sedimentos y agua se requiere, para establecer con precisión los volúmenes netos de petróleo crudo que se negocia en transacciones de venta, intercambio, interventoría, transferencia de custodia, liquidación de regalías e impuestos sobre el petróleo crudo. Una excesiva cantidad de agua y sedimentos en el petróleo crudo, también puede generar problemas operacionales, como corrosión de equipos y problemas en el procesamiento y transporte del mismo, generando costos de tratamiento y reparación. En la actualidad existen normas para el porcentaje de BSW con el que puede llegar el crudo a una refinería. El hecho de que este porcentaje no se cumpla implica sanciones económicas para la empresa comercializadora; de ahí que la determinación del BSW sea tan importante a la hora de establecer la calidad del crudo.

Puede ser determinado mediante centrifuga o mediante destilación, pero el usado para la fiscalización es el método de destilación mediante NORMA ASTM D4006 Standard Test Method for Water in Crude Oil by Distillation, crude oil, distillation, water. (2012). Estados Unidos De América, y para el porcentaje de solidos mediante la NORMA ASTM D473 Standard Test Method for Sediment in Crude Oils and Fuel Oils by the Extraction Method. (2012). Estados Unidos De América, los análisis mediante centrifuga es NORMA ASTM D4007 Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method. (2011). Estados Unidos De América, se lo realiza para verificación del proceso.

1.5.2. Componente de las emulsiones

Una emulsión es una mezcla de dos líquidos inmiscibles, es decir son dos líquidos que normalmente no se mezclan, pero se encuentra el uno disperso en forma de gotas en el otro.

Las emulsiones de crudo y agua son dispersiones de gotas de agua en el crudo, que se vuelven estables por la acción de algunos materiales presentes en el crudo (Rio-Napo, 2012).

También puede existir emulsión inversa, en la cual la fase dispersa es el crudo y la fase continua, los factores que favorecen a la formación de emulsiones son los agentes emulsificantes que hacen que se establezca la emulsión.

“Los agentes emulsificantes presentes en el crudo son: Asfáltenos, resinas, cresoles, fenoles, Ácidos orgánicos, sales metálicas, Sedimentos, arcillas, productos de la corrosión” (UNAM, 2010).

Otros factores que afectan la estabilidad de una emulsión son:

El grado de agitación es decir la turbulencia que posee el fluido, la viscosidad del crudo, la agitación determina el tamaño de las gotas dispersas es decir es inversamente proporcional el tamaño de gota en función a la agitación a mayor agitación menor tamaño de gotas y, por lo tanto, mayor estabilidad de la emulsión.

Las emulsiones cambian con el tiempo, la película que rodea a la gota de agua se torna más gruesa y es más resistente y la emulsión resulta más estable, por ello que mientras más pronto se realice la separación es mucho mejor, y se reduce costos (UNAM, 2010).

En el proceso de separación del agua del crudo se presentan tres procesos principales

Coagulación: debilitar la película superficial de la gota

Floculación: Unir las gotas de agua desestabilizadas

Sedimentación: separación gravitacional de las fases

1.6. Métodos de separación

Los principios que se usan en la deshidratación de crudos para acelerar la coalescencia y la separación del agua emulsionada del crudo son (Congreso, 2012):

1. Tratamiento químico,
2. Tratamiento mecánico o gravitacional,

3. Tratamiento térmico,

4. Tratamiento eléctrico.

Es muy importante para realizar un buen proceso de separación realizar combinación de métodos de separación para desestabilizar las emulsiones y las partículas de agua coalescan de mejor manera.

1.6.1. Método gravitacional

En los procesos de separación es importante la remoción del agua lo más cerca de donde es producida, para aumentar así la capacidad de manejo de crudo (Congreso, 2012).

Mediante este método se promueve la separación al proveer un tiempo de residencia.

La deshidratación del crudo se realiza mediante la acción de la gravedad, la gravedad proporciona la fuerza para que las moléculas de agua coalescan al fondo y puedan ser removidas del crudo.

Para la separación de agua por gravedad existen variedad de equipos entre los cuales están los deshidratadores, los eliminadores de agua libre, los separadores de trifásicos, tanques de lavado.

La manera en la que ayudan a la separación se produce debido al tiempo de reposo de la emulsión, necesario para que el proceso de deshidratación y desalado se lleve a cabo, limita el volumen de crudo tratado en la unidad de tiempo, la capacidad de tratamiento del recipiente depende del tiempo de residencia del fluido.

Ningún método usado solo es muy eficiente es necesario la combinación de algunos métodos para realizar una eficiente separación y en varias etapas.

La selección del método para romper la emulsión es complicada y se necesitan realizar varias pruebas.

Generalmente, el tratamiento de las emulsiones se efectúa combinando los efectos gravitacionales, mecánicos, térmicos, químicos y eléctricos.

1.6.2. Método químico

Para el tratamiento de una emulsión es necesario la adición de agentes demulsificantes, los mismos que buscan romper las emulsiones y desplazar los agentes emulsificantes para desestabilizar la emulsión.

Al inyectarse el químico debe migrar hasta la película que rodea a las gotas, donde desplazan o anulan el efecto del demulsificante en la interface.

El demulsificante posee un agente floculante, coalescente y son generalmente dos o más compuestos los que conforman el demulsificante, el floculante es aquel compuesto que provoca la floculación (Rio-Napo, 2012).

Su función es aglutinar sólidos en suspensión provocando posteriormente su precipitación

El coalescente es un separador que usa la tensión interfacial entre los dos líquidos y la diferencia en la adherencia de los dos líquidos inmiscibles. (Ver figura 1.2)



Figura 1.2. Acción del químico en una emulsión

Fuente: (Congreso, 2012)

Demulsificante: Son agentes de actividad superficial de alto peso molecular con características químicas definidas que promueven la desestabilización de un sistema estable aceite-agua., su acción está centrada en el proceso de desestabilización de la emulsión (Rio-Napo, 2012).

1.6.3. Método Térmico

Mediante el tratamiento térmico se reduce la viscosidad del crudo, adicional se incrementa el movimiento molecular de las gotas, acelerando la coalescencia, desactiva los emulsificantes, mejora la acción de los químicos y ayuda a incrementar la diferencia de densidad entre el crudo y el agua.

“Es importante verificar la temperatura adecuada de calentamiento puesto que puede causar evaporación de los hidrocarburos más ligeros, causando pérdida de volumen” (Congreso, 2012).

1.6.4. Método Eléctrico

En este método la emulsión es inducida a un campo eléctrico, el cual es generado por alto voltaje entre dos electrodos, el campo eléctrico induce que se formen dipolos en las gotas de agua y sean atraídas entre ellas y por gravedad coalescan.

“La unión de las gotas pequeñas en gotas cada vez más grandes facilita su sedimentación por gravedad, la coalescencia electroestática mejora la calidad del agua separada” (Congreso, 2012).

1.7. Tiempo de residencia

Tiempo promedio en que una sustancia permanece en un medio, se entiende como “tiempo medio de residencia, permanencia o tiempo de retención” (t_o) del flujo en la unidad al cociente del volumen sobre el caudal (Keller, 1988), así:

$$t_o = \frac{V}{Q}$$

Ecuación 1.1

Dónde:

V = volumen de la unidad;(m³).

Q = flujo volumétrico;(m³/s).

La permanencia es un concepto abstracto. Puede concebirse como el “tiempo promedio en el que el fluido de caudal (Q) pasa a través del recipiente de volumen (V)”; es decir, es el tiempo que tardaría una partícula cualquiera del fluido en entrar y salir de la unidad, en el caso de que todas las partículas del fluido evolucionaran de la misma forma, suponiendo un flujo idealmente estable (Quimipac, 2012).

1.8. Proceso y equipos de separación

El proceso que se maneja para la separación de agua crudo en la planta del CPF Indillana del bloque 15 consta de separadores trifásicos, intercambiadores de calor, calentadores, tanques de surgencia, deshidratadores, para la separación del agua en el crudo. (Ver figura 1.3)

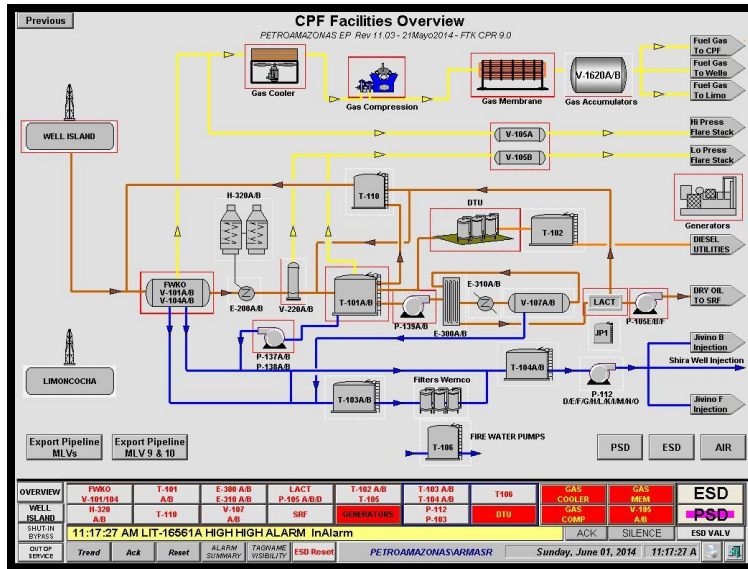


Figura 1.3. Planta de procesos CPF

Fuente: (Planta de procesos CPF, 2014)

1.8.1. Separadores

Son ubicados luego del ingreso del fluido de los diferentes campos, son presurizados y actúan como una cámara de expansión para disminuir la turbulencia, promover el asentamiento y hacer el fluido laminar (Repsol-YPF, 2011).

El fluido ingresa al separador y choca con una placa deflectora. Todo el líquido y gas tratan de separarse en esta sección. Si el agua y el crudo no están emulsionados, el agua caerá al fondo del recipiente y el crudo se depositará sobre el agua, el gas fluirá hacia la salida de gas en la parte superior.

El gas suele arrastrar gotas de agua y crudo hacia su salida, para evitar que crudo y vapor condensado salgan junto al gas se instalan dentro de estos separadores placas coalescentes y mallas de alambre, sin embargo a veces no se logra una total separación de las gotas de líquido por lo que es recomendable realizar la inyección de químico antiespumante.

Los factores importantes para dimensionarlos son el caudal, tiempo de residencia, temperatura, gravedad y viscosidad del crudo, características de la emulsión, volúmenes de gas.

Los elementos internos deben poseer recubrimiento para proteger la corrección ya que el agua es un fluido altamente corrosivo por el contenido de sal que posee, existen separadores bifásicos y separadores trifásicos.

El separador trifásico es el encargado de separar agua, crudo y gas. (Ver figura 1.4)

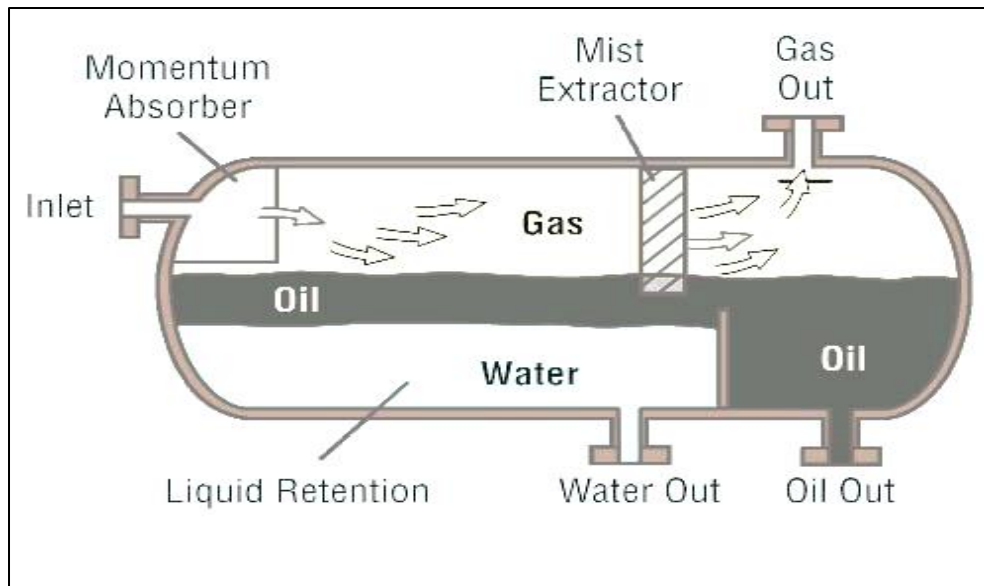


Figura 1.4. Separador trifásico

Fuente: (Repsol-YPF, 2011)

El separador bifásico es el encargado de separar fluido y gas. (Ver figura 1.5)

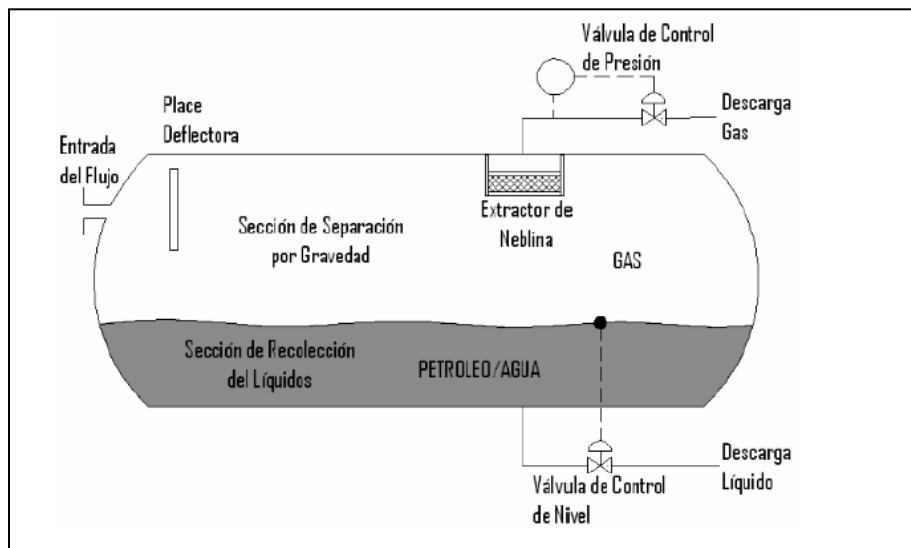


Figura 1.5. Separador bifásico fluido y gas.

Fuente: (Quimipac, 2012)

1.8.2. Bota de gas

En estos equipos el gas que se encontraba disuelto en el crudo que sale de los separadores liberado por un proceso de expansión brusca. Las botas internamente tienen unas placas colocadas alternadamente que facilitan la separación del gas. El crudo que ingresa a las Botas sigue su camino hacia los tanques de surgencia y el gas ingresa al sistema de Recuperación de gases y condensados.

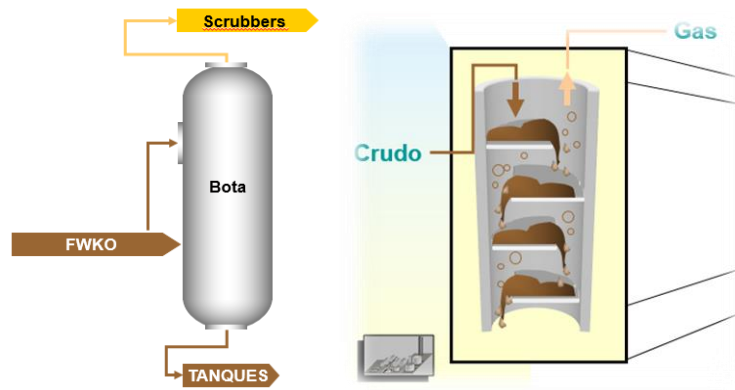


Figura 1.6. Bota de gas

Fuente: (Repsol-YPF, 2011)

1.8.3. Calentadores

El calentador o heater treaters es usado para calentar agua dulce y luego transferir el calor al crudo para facilitar la separación del agua y crudo. (Ver figura 1.7).

Está instalado en el proceso luego de los separadores para transferir crudo con mayor temperatura al tanque de surgencia y pueda decantar el exceso de agua en el mismo

El incremento de temperatura por métodos directos o indirectos, beneficia la coalescencia de las gotas por la reducción de la viscosidad del petróleo.

El incremento de temperatura provoca un movimiento irregular que facilita la coalescencia, ya que al incrementar la temperatura la gota se expande y cae con más facilidad.

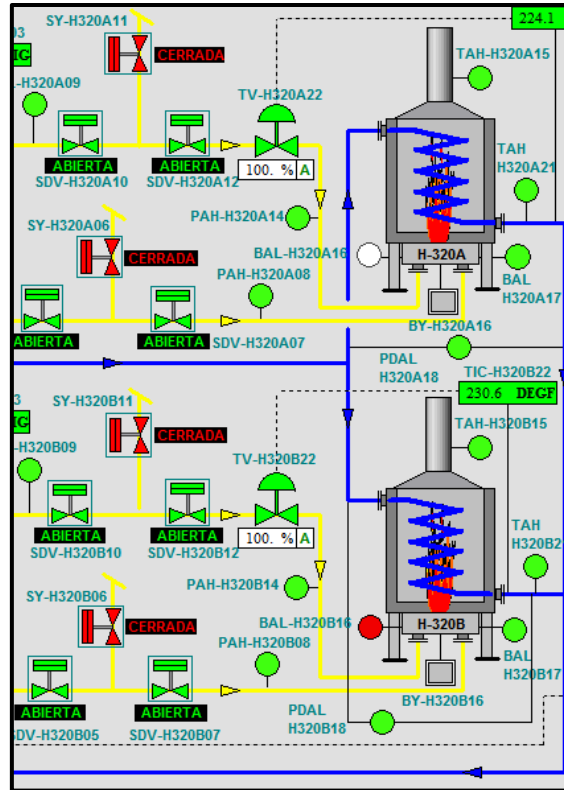


Figura 1.7. Calentadores CPF

Fuente: (Planta de procesos CPF, 2014)

1.8.4. Intercambiador de calor

Eleva la temperatura del crudo con el fin de reducir su viscosidad y mejorar la separación de la emulsión tanto para el tanque de surgencia como para el Deshidratador.

El fluido utilizado es agua dulce caliente que recircula luego de calentarse en el heat treator.

En este equipo se eleva la temperatura de la mezcla agua-crudo que ha salido de los FWKO. El incremento de temperatura produce una reducción de viscosidad en el crudo, lo que facilita la separación del agua.

Hay que tener en cuenta la importancia de la temperatura en la reducción de la viscosidad del petróleo y de la diferencia de la gravedad específica o densidad relativa. Es importante indicar que la temperatura de salida de crudo no debe exceder los 212 °F para evitar el arrastre de vapor de agua con el gas que se libera tanto en los separadores de producción como en las botas de gas.

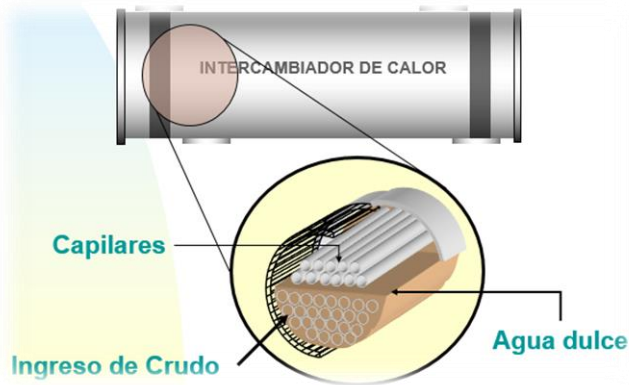


Figura 1.8. Intercambiador de calor

Fuente: (Repsol-YPF, 2011)

1.8.5. Tanque de surgencia

El almacenamiento del crudo es muy importante y se hace en tanques atmosféricos por lo general diseñados según la norma API 650, para la selección y dimensionamiento de un tanque se debe tener en cuenta el tiempo de residencia para que pueda desprender el exceso de agua en el tanque.

Permite la sedimentación de agua y sólidos del crudo antes de despacharlo por oleoducto.

Son utilizados como elementos de medición del producto producido. (Ver figura 1.9)

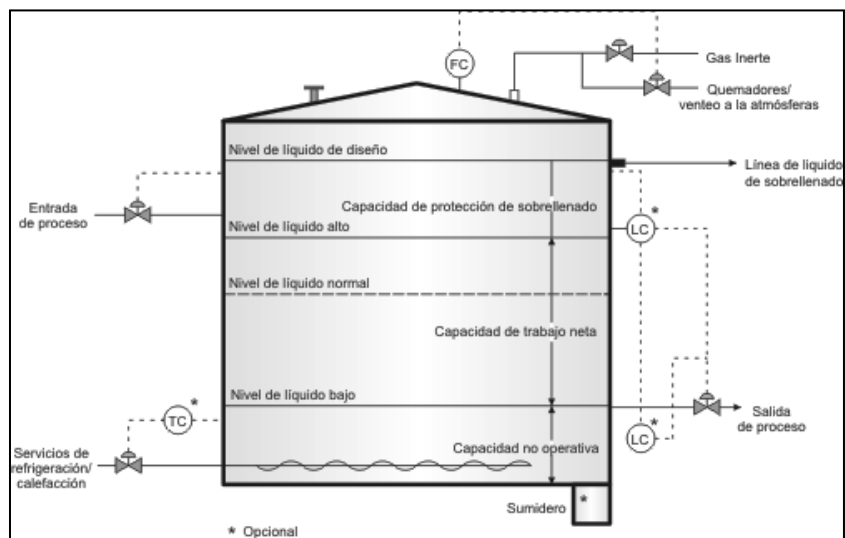


Figura 1.9. Tanque de surgencia e instrumentación

Fuente: (Congreso, 2012)

Existen algunos que poseen placas deflectoras para aumentar el tiempo de residencia y así facilitar la separación de agua en el crudo. (Ver figura 1.10)

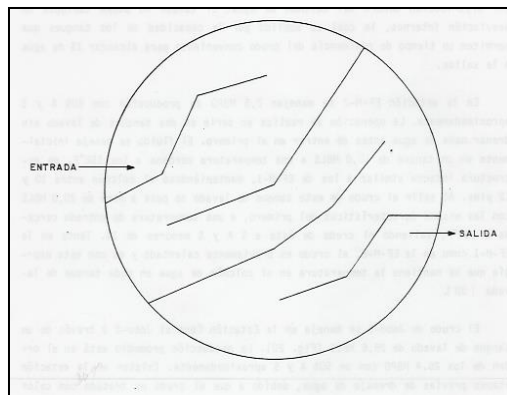


Figura 1.10. Placas deflectoras en tanque de almacenamiento

Fuente: (Congreso, 2012)

1.8.6. Deshidratadores

Extraen la mayor cantidad de agua de formación del crudo, Es la última etapa en la que se puede extraer agua del crudo.

La emulsión es distribuida en la parte electrostática para que pase varias veces a través del campo eléctrico.

Si se usa un tratador electrostático se requiere menos calor para la separación del agua en crudo, al no aplicar calor se mantiene el volumen y °API del crudo no varía, existe mejor control de las partículas del crudo en el agua.

Se puede ver en la (figura 1.11) el interior de un tratador electrostático.

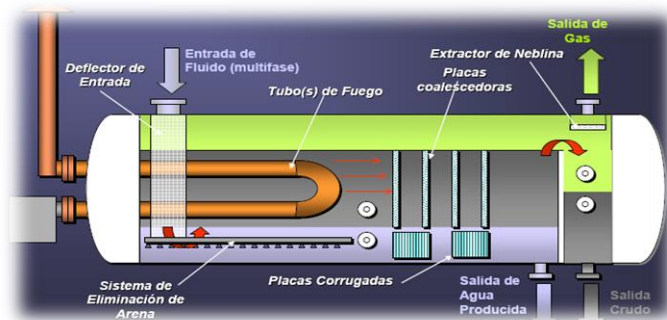


Figura 1.11. Tratador electrostático

Fuente: (Quimipac, 2012)

El método electrostático radica en aplicar un campo eléctrico al sistema emulsionado.

El campo eléctrico provoca que las gotas de agua con carga eléctrica se unan debido a la electricidad que contienen puesto que las sales que contiene el agua las hace conductoras de electricidad y provoca que las gotas de agua se unan y formen partículas más grandes y coalescan más rápidamente debido a la fuerza de gravedad.

Los componentes principales de un campo eléctrico (Congreso, 2012) son:

- 1) Fuente de poder o transformador, el que convierte el voltaje de línea de 480 voltios al voltaje de línea requerido para alimentar a los electrodos de carga.
- 2) Electrodos inferiores o de carga.
- 3) Electrodos a tierra que permanecen suspendidos sobre los electrodos de carga.

Las gotas de agua son cargadas eléctricamente por influencia de un campo de alto potencial eléctrico. Mientras la gota permanece en el campo eléctrico esta mantiene su carga por estar rodeada de un medio no conductivo.

Las gotas eléctricamente cargadas tienden a alinearse y moverse hacia el electrodo con carga opuesta, este movimiento promueve la mutua atracción entre las gotas adyacentes ocasionando el choque y posterior coalescencia de las gotas las cuales precipitan al fondo del recipiente por efecto de la diferencia de peso.

La capacidad del proceso es aumentada con el incremento de temperatura por la aceleración de la coalescencia.

1.9. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se describen los términos como el contenido de agua y sólidos en el crudo, emulsiones, propiedades físicas del petróleo, métodos de separación del crudo, tiempo de residencia, y procesos de separación del crudo que son necesarios conocer para poder involucrarnos en el tema de investigación.

Se representan los procesos y equipos de separación como separadores, tanques de surgencia, deshidratadores, además mediante esquemas facilitar la comprensión del proceso de deshidratación en general que cumplen las plantas de tratamiento de crudo.

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

Se describe la metodología usada en la investigación, los equipos usados en la planta de tratamiento de crudo del CPF bloque 15 y cada una de sus características y análisis de cada fase de la deshidratación del crudo.

2.1. Enfoque, nivel y alcance de la investigación

El enfoque de la investigación está dirigido a la mejora de la separación del agua y sólidos contenidos en el crudo del bloque 15 Indillana.

El paradigma utilizado para la investigación es el Paradigma Cualitativo, ya que el objeto de la investigación de este paradigma es la construcción de teorías prácticas, identificación de las reglas que subyacen, siguen y gobiernan los fenómenos que se presentan en el proceso de deshidratación del crudo.

Se describe el hecho en el que se desarrolla el proceso, basado en una rigurosa descripción contextual de un hecho o situación que garantice la máxima intersubjetividad en la captación de una realidad compleja mediante adquisición de datos que posibilite un análisis e interpretación del fenómeno en cuestión.

Se estudia con profundidad una situación concreta y profundiza en los diferentes motivos de los hechos.

Adicional no se busca la explicación o causalidad, sino la comprensión del fenómeno.

El alcance de la investigación es correlacional porque permite relacionar dos o más variables utilizadas para evaluar el proceso de deshidratación del crudo.

Los métodos de investigación para el desarrollo de este proyecto utilizare el método deductivo, puesto que servirá de punto de partida para analizar toda la información que se posee para poder seleccionarla y aplicarla a mi investigación.

El Método del análisis, será usado para las investigaciones de campo y estudiar por totalidad el proceso que tenemos actualmente.

El Método de síntesis se usará para sintetizar la información adecuada en la elaboración del proyecto.

La resolución del problema lo realizare mediante el método de la búsqueda exhaustiva que consiste en la búsqueda sistemática de soluciones, ya que es una aplicación directa de la exploración a todo estado del problema posible, agotando todas las posibilidades.

El alcance del proyecto será el análisis de cada uno de los equipos, verificando la eficiencia de cada uno de ellos y si están cumpliendo con su función.

Se realizara estudios del proceso de separación agua - crudo en la planta de procesos del CPF Indillana del bloque 15, analizando cada uno de los equipos y comprobando su funcionalidad para reducir el

contenido de agua para poder transportar el crudo en especificaciones, cumpliendo así con la ley de hidrocarburos, y procedimientos para la transferencia de custodia del OCP, esto se logra optimizando los métodos de separación que se posee la planta de procesos.

2.2. Localización geográfica del campo CPF bloque 15

Petroamazonas EP es una empresa pública ecuatoriana dedicada a la exploración y producción de hidrocarburos. Es operadora de 20 bloques, 17 ubicados en la Cuenca Oriente del Ecuador y tres en la zona del Litoral.

Varios puntos de la operación de Petroamazonas EP cuentan con certificaciones internacionales que avalan sus buenas prácticas y procedimientos del más alto estándar, marcando una metodología de trabajo amigable con el ecosistema, responsable con las comunidades y vinculada estrechamente con el desarrollo del país.

El Campo Indillana, el mismo que pertenece al bloque 15 de Petroamazonas, se encuentra localizado a 25 km de la parroquia Limoncocha, perteneciente a la provincia de Nueva Loja, cantón Shushufindi.



Figura 2.1. Bloque 15 CPF

Fuente: (Planta de procesos CPF, 2014)

El bloque 15 cuenta con dos estaciones de fiscalización:

- CPF (Central Production Facilities)
- LPF (Limoncocha Production Facilities)

En las cuales se maneja la producción de los siguientes campos:

Indillana, Limoncocha, Palmar Oeste, Palmeras Norte, Yanaquincha Norte Yanaquincha Este, Yanaquincha Oeste, Paka Sur, Paka Norte, Quinde, Tuich.

En el mapa geopolítico (figura 2.1) se observa que el campo Indillana se encuentra en la provincia de Sucumbios.

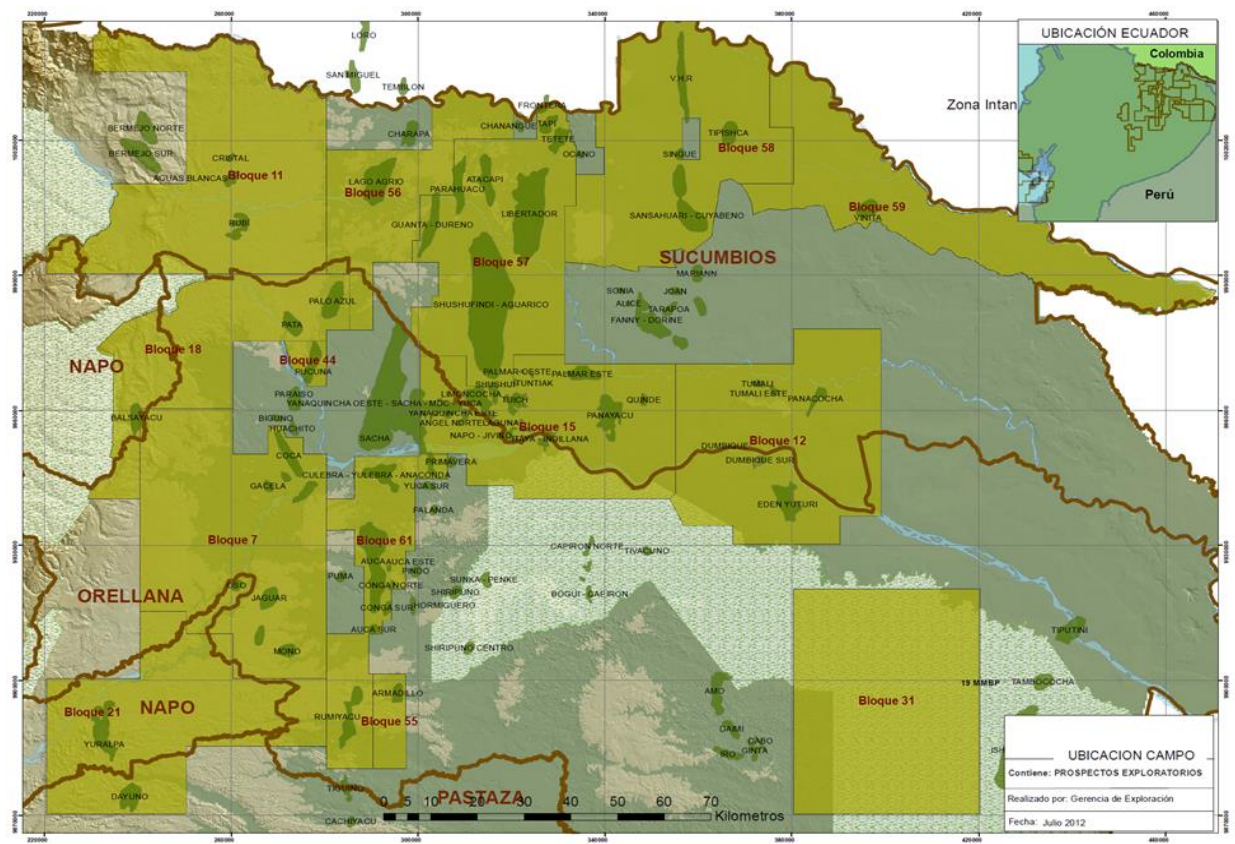


Figura 2.2. Mapa Geopolítico.

Fuente: (Gerenciamiento de datos, 2014)

2.3. Determinación y operacionalización de variables

En la planta de procesos del CPF del bloque 15, se realiza la separación de las fases del petróleo, el contenido de agua se lo maneja al límite por lo que se ve factible mejorar la separación agua crudo y de esta manera evitarse inconvenientes como multas, pérdida de producción, y gastos innecesarios. Para este proceso se definen como variables, las siguientes:

Variable independiente: Rediseño del proceso de deshidratación de crudo

Variable dependiente: eficiencia en la separación de agua - crudo

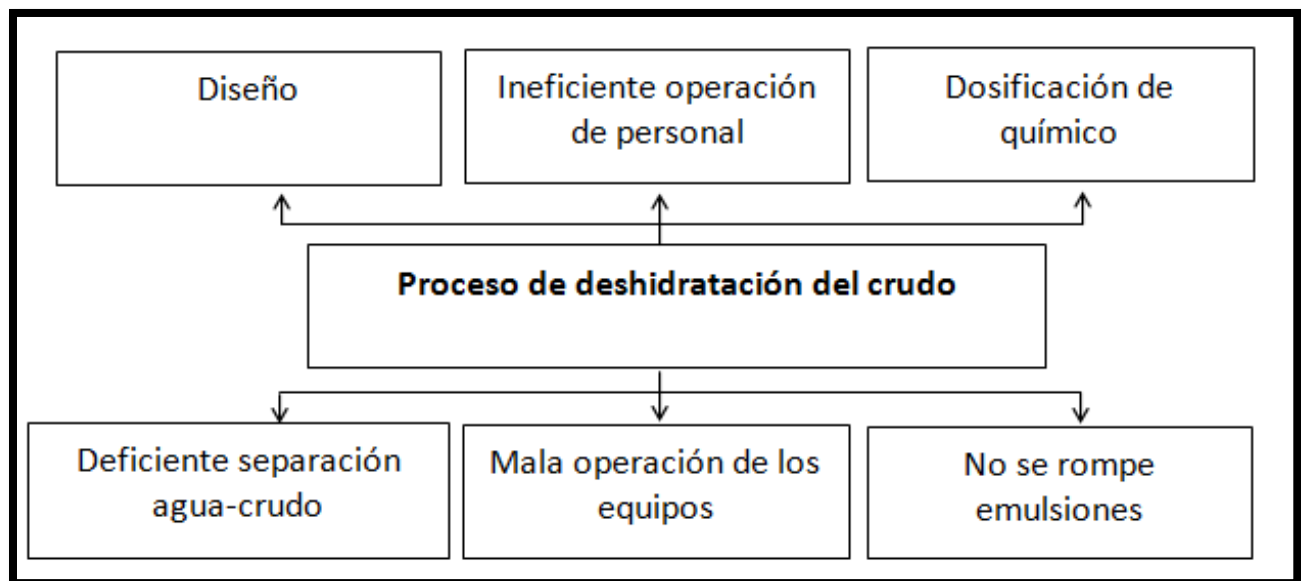


Figura 2.3. Matriz causa – efecto: árbol de problemas relacionado al proceso.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

Causa de prioridad: Mal diseño proceso de deshidratación de crudo

Efecto de prioridad: Deficiente separación agua-crudo

2.4. Matriz de operacionalización de variables

Para la elaboración de la matriz se inicia con la definición de las variables y se la relaciona con los indicadores que son parámetros medibles.

El proceso lo realizare como se muestra en la (tabla 2.1 y 2.2).

Tabla 2.1. Variable independiente

Fuente: Diego Falcón, 2016.

VARIABLE INDEPENDIENTE: Rediseño del proceso de deshidratación de crudo

Concepto	Categoría	Indicadores	Ítem	Técnicas	Instrumentos
<p>Proceso que permite la separación del agua que contiene el crudo para poder transportar en especificaciones.</p> <p>Separadores, tanques de residencia, deshidratadores, intercambiadores de calor</p>	Separadores	Presión	Pa	Observación Medición	Ficha de registro Manómetro
		Temperatura	K	Observación Medición	Ficha de registro Termómetro
		BSW	%	Observación Medición	Ficha de registro Medición según norma ASTM D4007
		Tiempo de residencia	min	Calculo	Ecuaciones
		Capacidad	bls	Observación	Manuales, especificaciones
	Deshidratadores	Presión	Pa	Observación Medición	Ficha de registro Manómetro
		Temperatura	K	Observación Medición	Ficha de registro Termómetro
		BSW	%	Observación Medición	Ficha de registro Medición según norma ASTM D4007
		Tiempo de residencia	min	Calculo	Ecuaciones
		Capacidad	bls	Observación	Manuales, especificaciones
	Tanques	Tiempo de residencia	s	Calculo	Ecuaciones
		Capacidad	bls	Observación	Manuales, especificaciones
		BSW	%	Observación Medición	Ficha de registro Medición según norma ASTM D4007

Tabla 2.2. Variable dependiente.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

VARIABLE DEPENDIENTE: Eficiencia en la separación agua crudo

Concepto	Categoría	Indicadores	Ítem	Técnicas	Instrumentos
Es el contenido de agua en el crudo que posee luego de su tratamiento. Agua, sólidos	Agua	BSW	%	Observación Medición	Ficha de registro Medición según norma ASTM D4006
	Sólidos	Fracción de sólidos	g	Medición	Balanza Medición según norma ASTM D473

2.5. Proceso de separación del crudo, gas y agua en el CPF.

En el campo Indillana perteneciente al bloque 15, el petróleo o crudo, gas y agua son extraídos de pozos que están ubicados en distintas locaciones o islas de producción y enviados al CPF para mediante una serie de procesos lograr su separación.

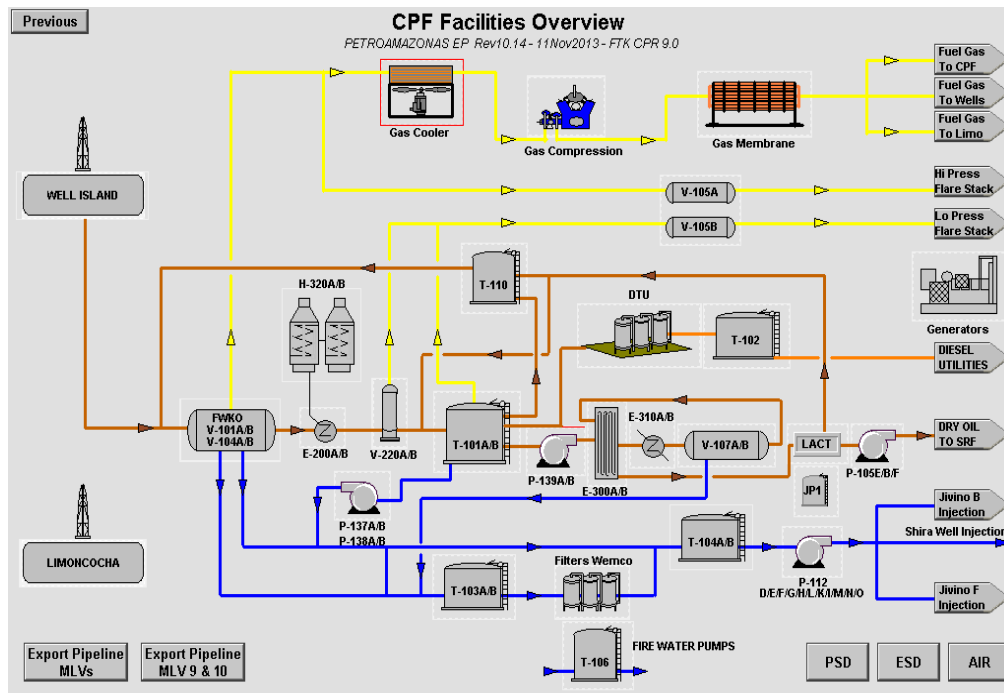


Figura 2.4. Procesos del Centro de Facilidades de Producción (CPF).

Fuente: (Planta de procesos CPF, 2014)

El crudo, gas y agua llega al CPF mediante tres oleoductos principales, los mismos que se unen a oleoductos secundarios que provienen de cada una de las islas de producción.

Oleoducto Yanaquincha (24"). Formado por las islas de producción Paka norte, Paka Sur, Pacay, Yanaquincha Este, Yanaquincha Oeste, Aguajal, Ángel Norte.

Oleoducto Indillana e Itaya (16"). Formado por las islas de producción Itaya A, Itaya B, Palmar oeste, Palmeras Norte, Santa Elena, Concordia e Indilla. A este oleoducto se añade el crudo de la locación remota Cedros Sur, cuya producción de crudo es transportado hacia Palmar oeste y bombeada al CPF mediante este oleoducto.

Oleoducto Jivino y Laguna (16"). Formado por las islas de producción Laguna, Jivino A, Jivino C.

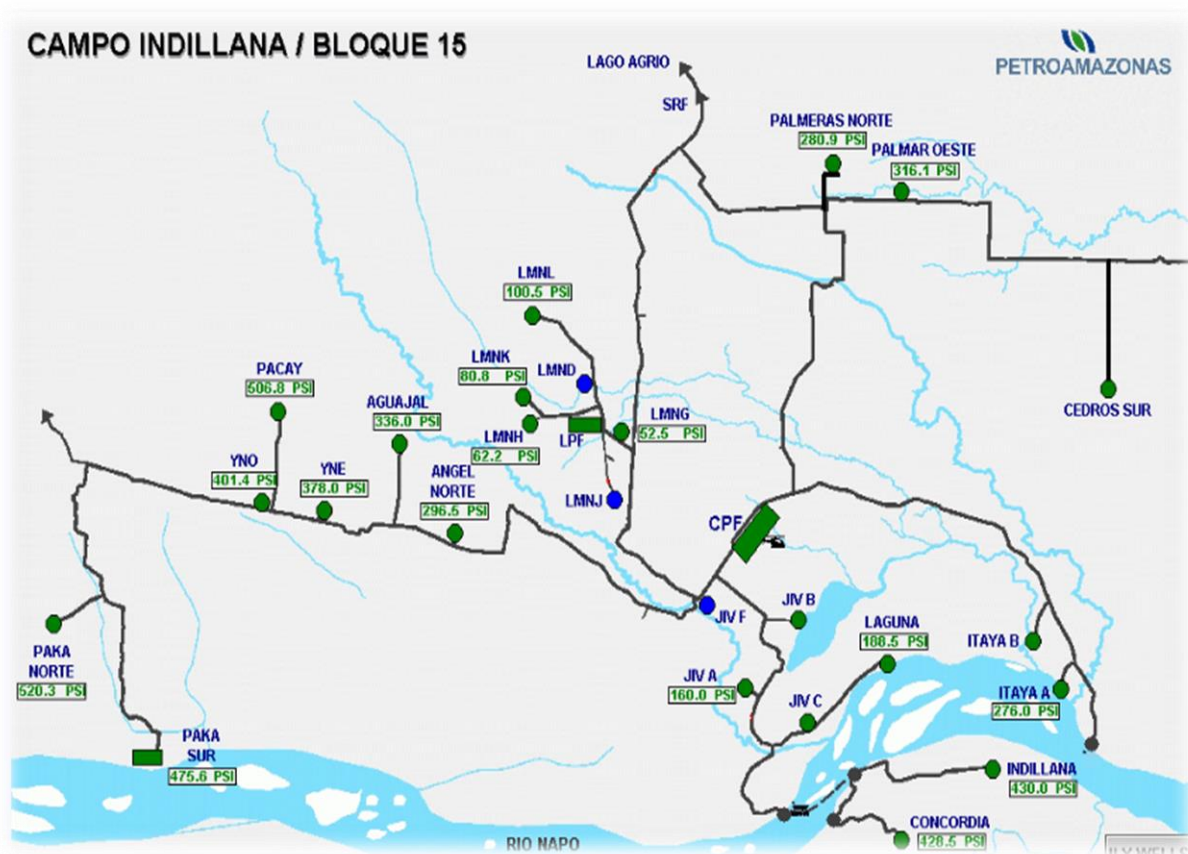


Figura 2.5. Mapa geográfico del campo Indillana.

Fuente: (Planta de procesos CPF, 2014)

2.5.1. Proceso de separación del crudo.

El crudo, gas y agua ingresan al sistema con una presión aproximada de 70 PSI y 165°F de temperatura, el proceso inicia con cuatro separadores trifásicos (FWKO'S V-101 A/B, V-104 A/B) mismos que mediante sus cuatro secciones internas liberan el crudo del gas y del agua.

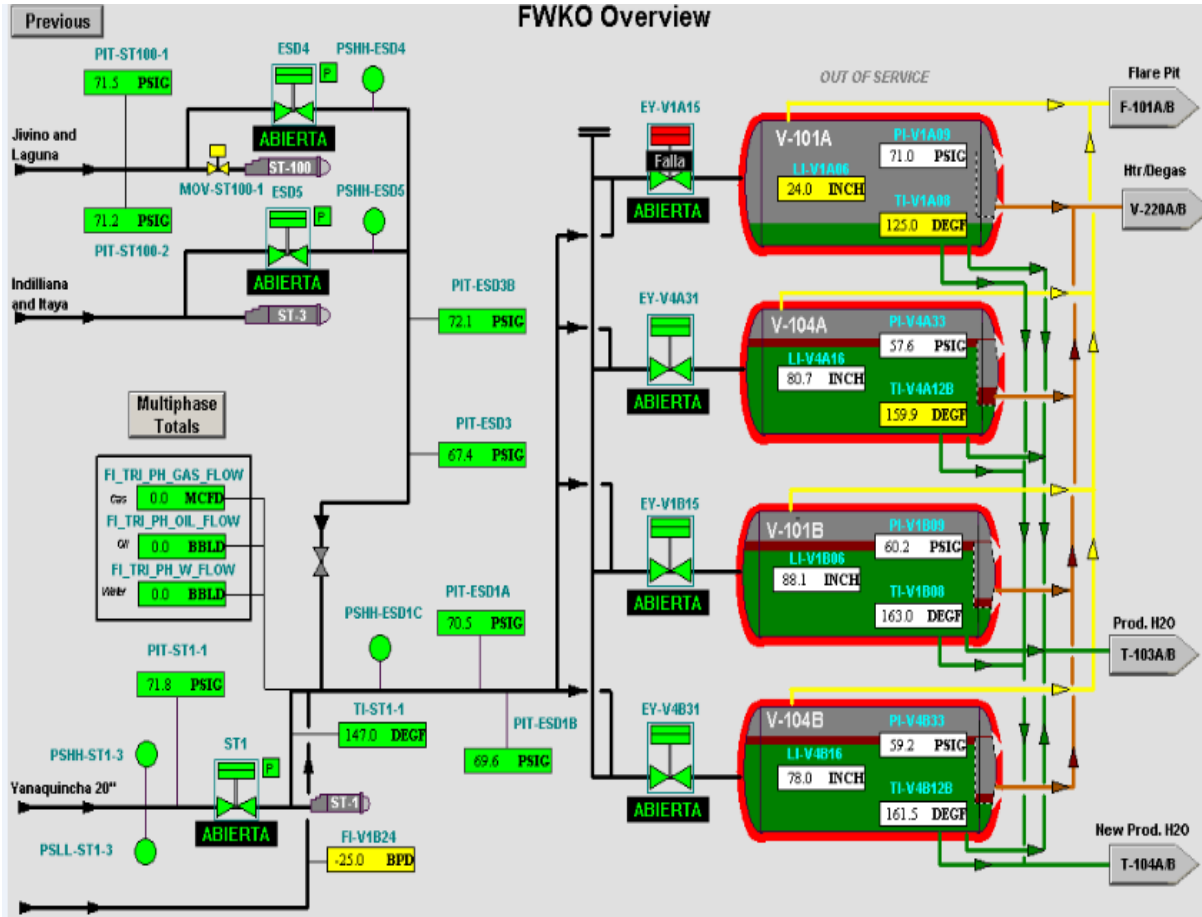


Figura 2.6. Diagrama de proceso de ingreso del crudo hacia los FWKO'S.

Fuente: (Planta de procesos CPF, 2014)

Los separadores trifásicos (FWKO'S) descargan crudo con una temperatura aproximada de 165 °F hacia los intercambiadores de calor agua / crudo (E-200 A/B), donde se eleva la temperatura cerca de los 190 ° F, logrando reducir la viscosidad y de esta manera facilitando la separación de partículas de agua y gas que todavía permanecen en el crudo, el fluido es direccionado a las botas de gas (V-108 A/B), las mismas que con sus placas deflectoras ayudan a la separación del gas con el crudo, luego el fluido va a almacenarse en los tanques (T-101 A/B).

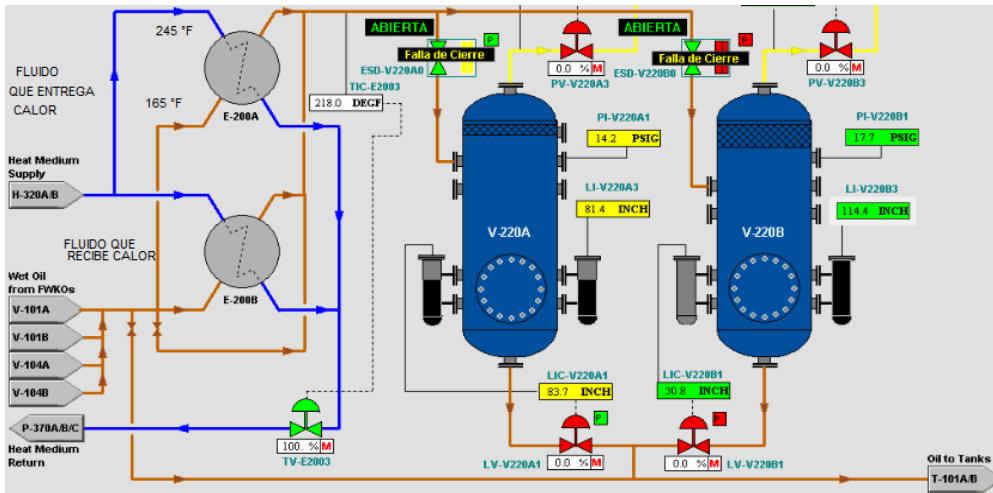


Figura 2.7. Intercambiadores de calor agua/crudo E-200 A/B.

Fuente: (Planta de procesos CPF, 2014)

El crudo almacenado en los tanques (T-101 A/B), mediante tiempo de residencia decanta el agua libre que contiene el crudo por gravedad formando un colchón de agua que se mantiene aproximadamente en 4 (ft) si este sobrepasa, el agua es desalojada y enviada hacia los tanques de agua (T-104 A/B) mediante las bombas (P-137/138 A/B), este proceso ayuda a mantener el crudo a una temperatura aproximada de 160 - 170°F, es importante mantener en esta temperatura el crudo puesto que ayuda a reducir la viscosidad, adicional si se mantiene ese colchón sirve como tanque de lavado en el que las moléculas de agua se adhieren a ese colchón y facilita su separación.

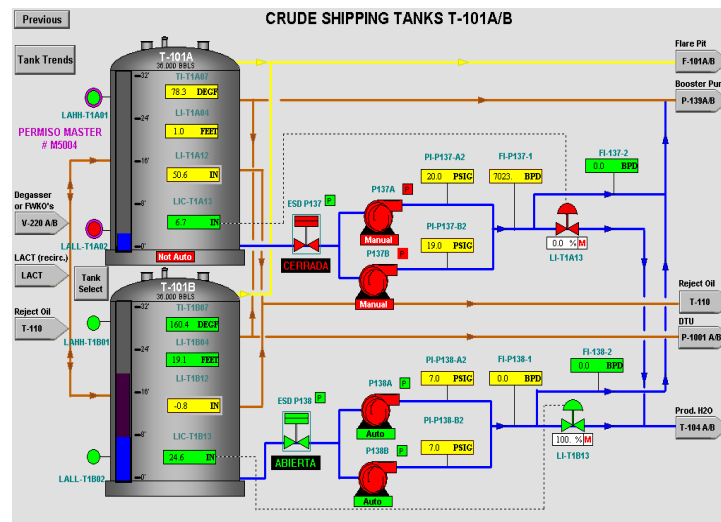


Figura 2.8. Tanques de almacenamiento de crudo (T-101 A/B).

Fuente: (Planta de procesos CPF, 2014)

El crudo almacenado en los tanques (T-101 A/B) es descargado por las bombas booster (P-139 A/B), previo a su transferencia adquiere temperatura aproximadamente hasta los 200 °F, en los intercambiadores de calor agua /crudo (E-310 A/B) antes de dirigirse a los deshidratadores (V-107 A/B), que son los encargados de eliminar el agua remanente que no se pudo separar en los FWKO'S ni en los tanques de almacenamiento (T-101 A/B), reduciendo de esta forma el BSW (Basic sediments and wáter).

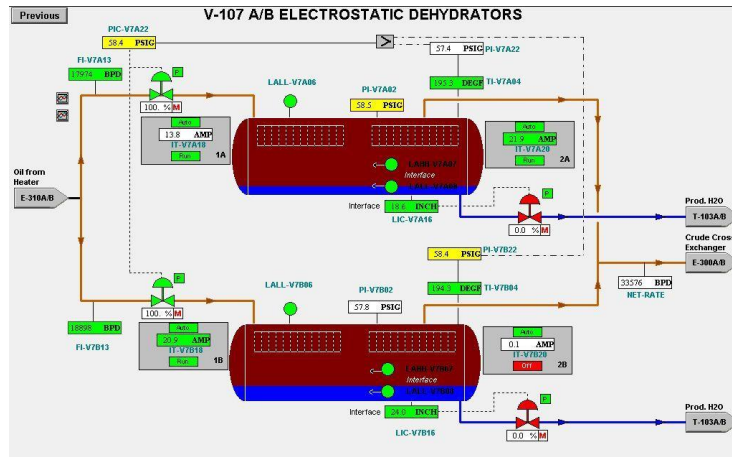


Figura 2.9. Deshidratadores (V-107 A/B).

Fuente: (Planta de procesos CPF, 2014)

Una vez realizado el proceso de deshidratación el crudo se encuentra en especificaciones sale con un BSW menor al 0,5 %, y con una temperatura aproximada de 200 °F, por esta razón es necesario reducir la temperatura del crudo cerca de los 170 °F, antes de su transferencia con la finalidad de precautelar los contadores mecánicos de la unidad LACT, este proceso se realiza en los intercambiadores de calor crudo frio/crudo caliente (E-300 A/B).

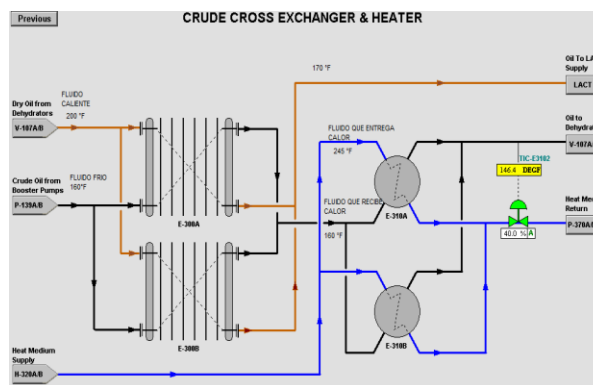


Figura 2.10. Intercambiadores de calor E-300 y E-310 A/B

Fuente: (Planta de procesos CPF, 2014)

Al salir el crudo de los intercambiadores (E-310 A/B), pasa por la unidad LACT, la misma que es la encargada de fiscalizar y contabilizar la cantidad de barriles que van pasando, adquiere presión el fluido mediante las bombas booster (P-139 A/B), cuya función es desalojar el fluido de los tanques (T-101 A/B) aumentando la presión del fluido aproximadamente a 80 PSI, de esta manera entregando una succión 20 PSI a las bombas shipping P-105 E/B/F, las mismas que poseen una descarga de 300 PSI aproximadamente, mediante las cuales se transfiere el crudo hasta la estación de transferencia del SRF ubicada en Shushufindi, donde llega con una presión de 30 PSI, la cual es la succión para poder transferir mediante las bombas P-205 A/B/C/D/E las que descargan a 300 PSI y permite entregar a la estación Amazonas del OCP (Oleoducto de crudos Pesados) en Lago Agrio a 40PSI aproximadamente.

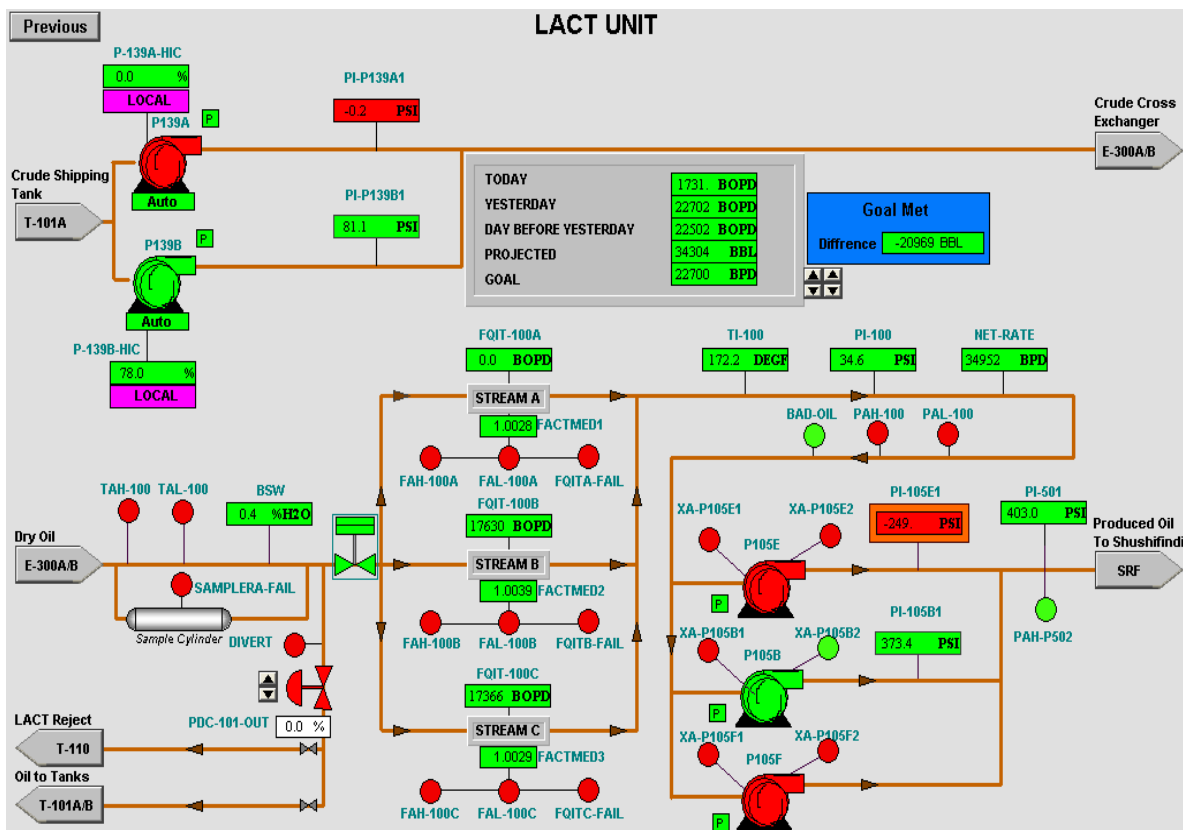


Figura 2.11. Proceso de transferencia de crudo (Unidad Lact).

Fuente: (Planta de procesos CPF, 2014)

2.5.2. Proceso de separación del agua

Una vez que el crudo, agua y gas fueron separados en los FKWO'S, el agua es liberada mediante dos válvulas en cada FKWO (Válvula primaria y secundaria), las que controlan el nivel de interfaz agua / crudo en cada separador.

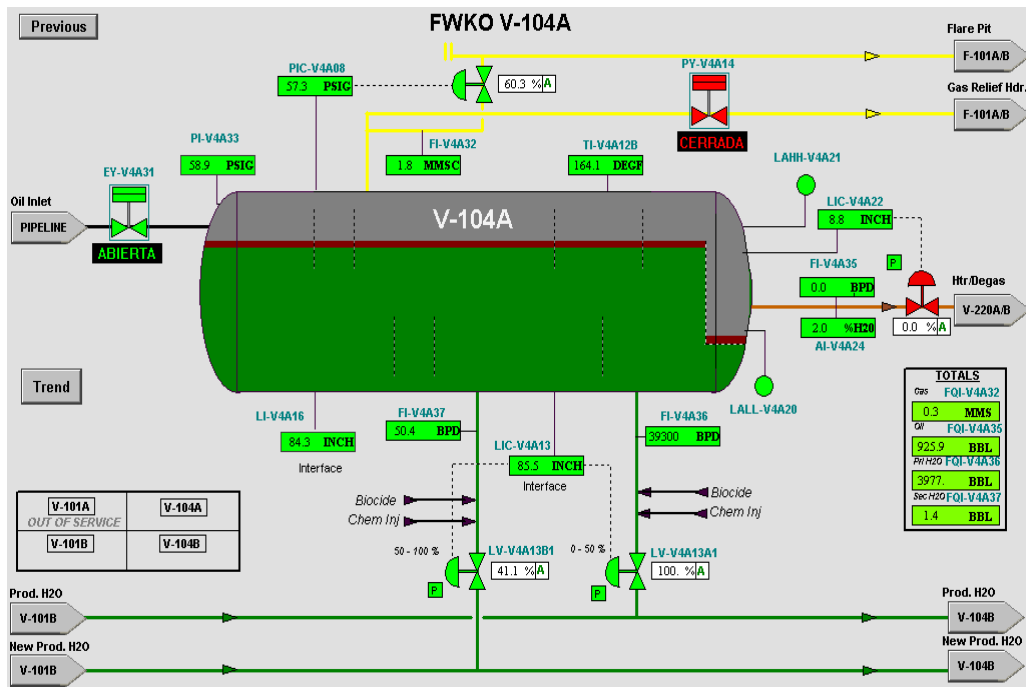


Figura 1.12. Válvula primaria y secundaria (Interfaz agua/crudo).

Fuente: (Planta de procesos CPF, 2014)

El agua liberada por los cuatro FKWO'S, es enviada a los tanques de almacenamiento de agua de producción (T-103 A/B),

El agua libre de partículas de crudo se almacena en los tanques (T-104 A/B) es descargado por bombas booster (P-112) y enviada hacia las islas o locaciones de reinyección de agua estas son Jivino A, Jivino B, Jivino F1, Jivino F, SHIRA 1.

2.5.3. Proceso de separación del gas

El Gas que sale de los FWKO's se dirige hacia el gas cooler, que es el encargado de enfriar el gas, lo que permite que se separe el condensado con mayor facilidad, donde pasa por un scrubber 102 B el mismo que ayuda a la separación del condensado para luego ser dirigido a la entrada del compresor de gas, el mismo que es doble etapa, el gas es succionado a 30 psi y descargado a 380 psi, en la primera etapa de 30 eleva a 110 Psi, en la segunda etapa de 110- 380 Psi. La capacidad del compresor 3.4 MMSCF el exceso es enviado al flare.

Luego el gas es dirigido hacia los filtros de coalescencia, posteriormente es enviado hasta la membrana, el CO2 es separado del gas, el CO2 es enviado a los scrubbers y luego al flare, el gas es enviado hacia la Planta de generación para ser usado en Generación eléctrica.

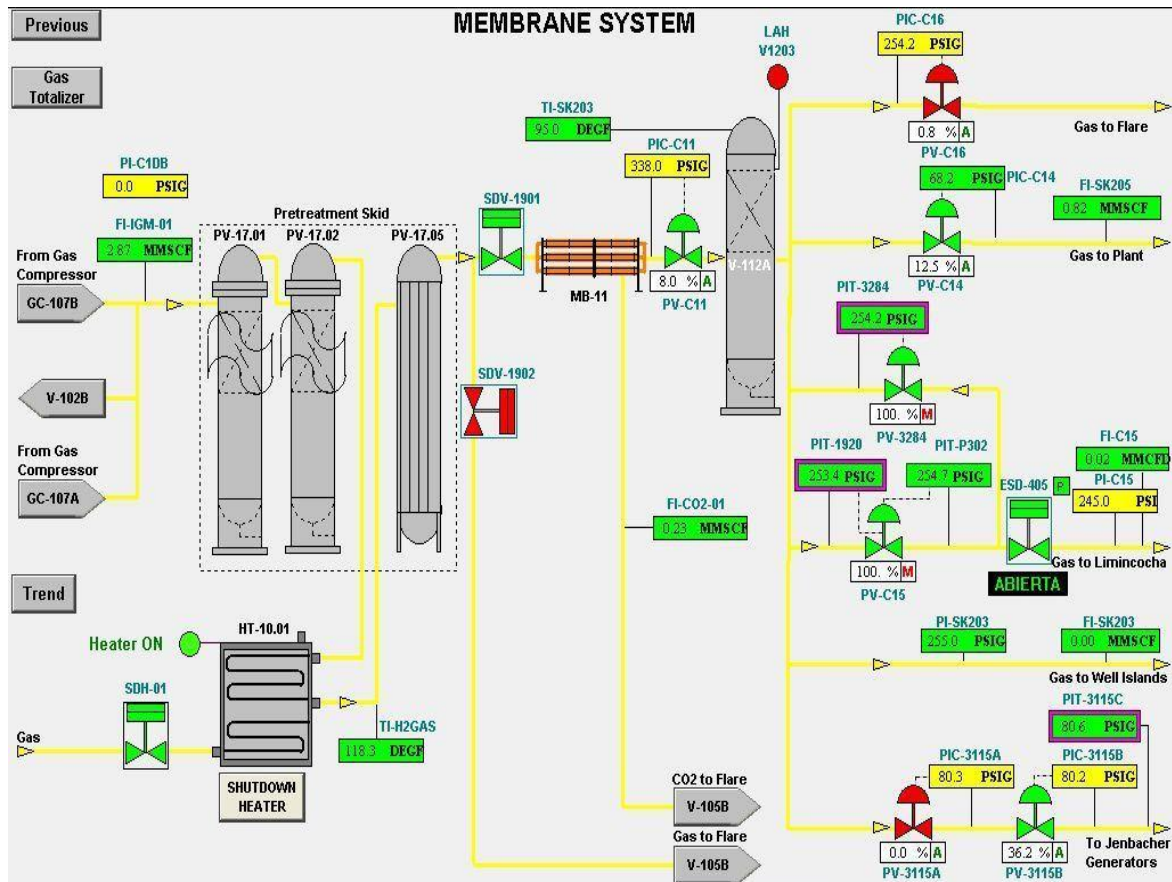


Figura 2.13. Sistema de tratamiento de gas y membrana.

Fuente: (Planta de procesos CPF, 2014)

A partir de la toma de datos, es posible la confección de las curvas características para el sistema de bombeo para inyección, la energía suministrada por la bomba, la potencia y el rendimiento, conociéndose si el sistema trabaja con eficiencia. Estos datos servirán para determinar, mediante determinadas relaciones, cuales son las soluciones de sistema de bombeo energéticamente eficiente.

2.6. Descripción de equipos sistema deshidratación

2.6.1. FWKO V-101 A/B; V-104 A/B

Sus siglas significan free wáter knock out que son separadores horizontales de tres fases agua, petróleo y gas, esta separación es provocada por la diferencia de densidades, la misma que produce una coalescencia del fluido más pesado por ende el agua es más densa se va hacia el fondo, el crudo es intermedio y más liviano el gas hacia la parte superior, como se puede ver en la figura 2.14.



Figura 2.14. FWKO CPF

Fuente: Diego Falcón, 2016

La presión de operación normal de estos tratadores es cerca de 70 Psig todas las entradas y salidas de flujo son regulados con los sistemas de control y seguridad así como la matriz causa - efecto.

La presión de los FWKO's es regulada por PCV que son válvulas de control de presión. El set point de presión es mantenida por la regulación del flujo de gas de los FWKO's.

El nivel de interface agua / crudo de los FWKO's es controlada por LV que son válvulas de nivel que aperturan o cierran proporcionalmente para que se encuentre en el nivel deseado. El cabezal de agua de producción conecta a los tanques de almacenamiento de agua T-103-A/B (con válvula principal) y los T-104-A/B (con válvula secundaria).

Este nivel de interface es monitoreado por un solo transmisor / controlador de nivel. La salida del controlador es conectado a dos válvulas iguales de control de descarga de agua. Cada válvula de control permite el paso de agua del vessel al cabezal principal de agua producida, cada cabezal conecta a los dos tanques de separación de agua de producción cada una de las válvulas son idénticas en tamaño y operan juntas para controlar el set point durante las operaciones normales.

El nivel de crudo / gas es mantenido por un transmisor y controlador de nivel. El controlador regula por estrangulamiento la válvula de control de nivel, descargando el flujo de crudo, manteniendo el set point de interface. El crudo es direccionado a los intercambiadores de calor E-200-A/B

Para la verificación física del nivel de los fluidos se dispone en cada free water de toma muestras a diferentes niveles.

En caso de que exista una sobrepresión en el vessel, existen sistemas de seguridad que son: PSV que son válvulas de seguridad las mismas que se disparan y la presión se libera al flare, adicional posee discos de ruptura que están ubicados en la parte superior en la línea de gas.

El gas se dirige hacia la entrada del gas cooler.

El crudo se dirige hacia los intercambiadores E-200-A/B posteriormente a las botas de gas para pasar luego a los tanques T-101 A/B

El agua se dirige hacia el tanque T-103 A/B y T-104 A/B cuando se abre la válvula secundaria de agua.

Los fluidos del T-110 (Slop Tank) y del T-112 (sumidero) son enviados a la entrada de los FWKO para su respectivo proceso de separación.

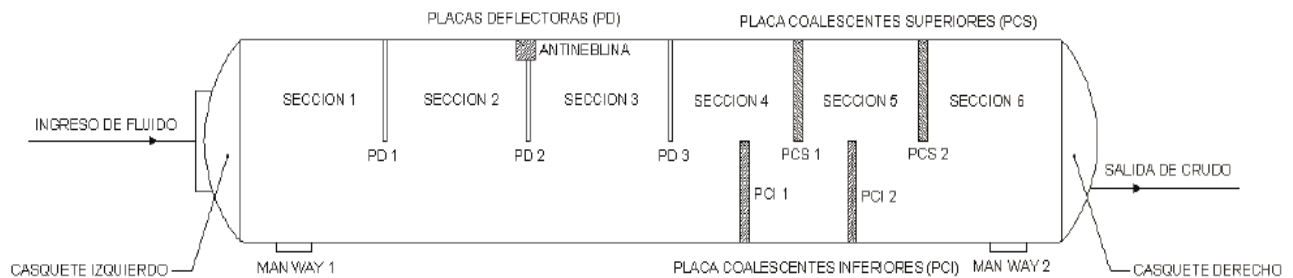


Figura 2.15. Secciones internas del vessel

Fuente: (Petroamazonas, 2014)

COMPONENTES INTERNOS

Deflector

Placas deflectoras

Extractores de niebla

COMPONENTES EXTERNOS

Válvulas neumáticas

Manómetros

Válvulas de seguridad, disco de ruptura, válvulas de bypass.

ESPECIFICACIONES TECNICAS

Tabla 2.3. Especificaciones técnicas FWKO

Fuente: (Petroamazonas, P&D, 2000)

Equipo	V-101A/B V-104A/B
Año de construcción	1993
MAWP	105 PSI @ 300°F
Material	SA51 6 - 70
Espesor de pared en casquetes	0,6529"
Espesor de pared en cuerpo	0,500"
Corrosión permisible	0,0625"
Presión Hidrostática	158 PSI
Longitud	50 ft.
Diámetro	10 ft.
Capacidad	700 BLS

La capacidad de tratamiento de los separadores es:

Tabla 2.4. Capacidad de los separadores

Fuente: (Petroamazonas, P&D, 2000)

Elemento	Capacidad individual	Capacidad total 4 FWKO
Crudo	8750 BOPD	35.000 BOPD
Agua	83750 BWPD	335.000 BWPD
Gas	1.6 MMSCFD	6,4 MMSCFD
Fluido	92500 BFPD	370.000 BFPD

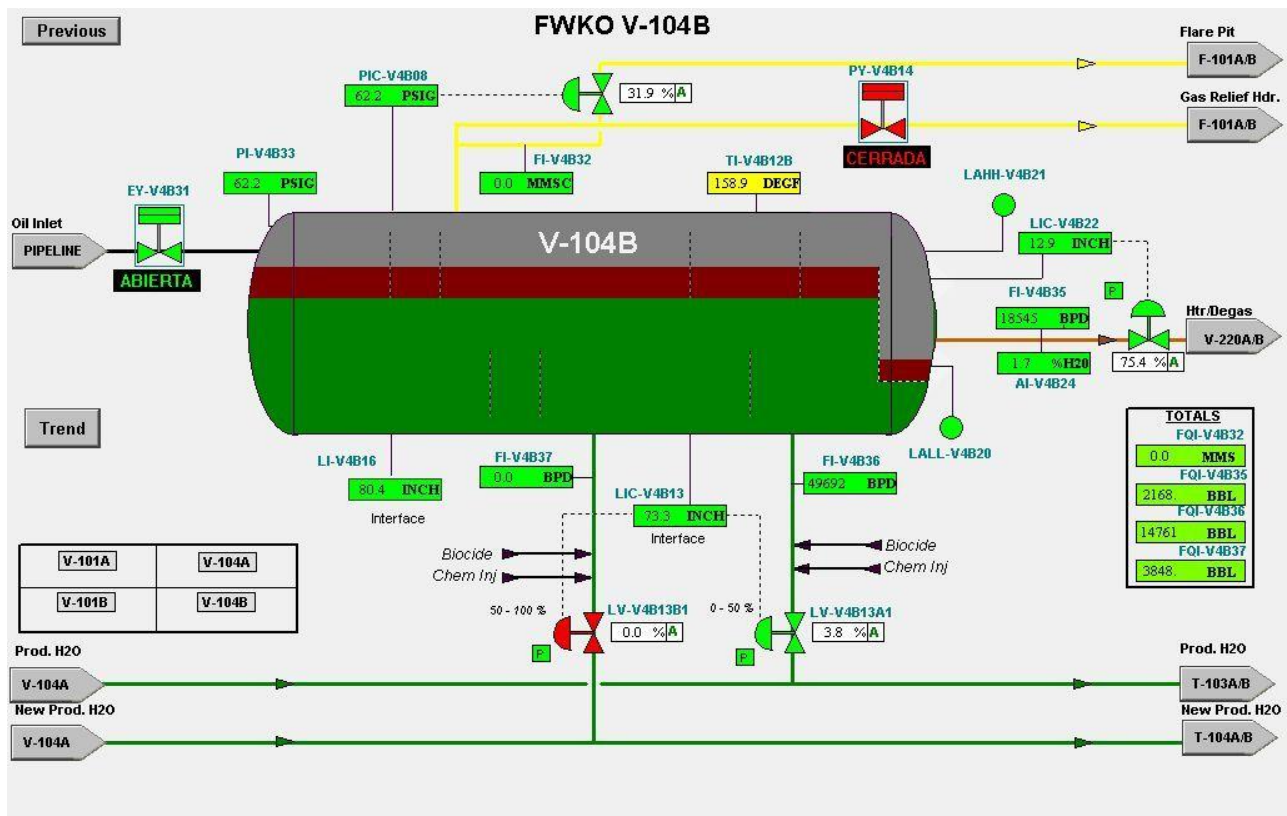


Figura 2.16. Pantalla FWKO

Fuente: (Planta de procesos CPF, 2014)

2.6.2. TANQUES DE TRANSFERENCIA DE CRUDO T-101 A/B

ESPECIFICACIONES TECNICAS

Tabla 2.5. Especificaciones técnicas Tanques de almacenamiento

Fuente: (Petroamazonas, P&D, 2000)

TAG	T – 101 A/B
Capacidad	36000 BLS
Diámetro	90'
Altura	32'
Nivel operativo	9' - 27'
Colchón de agua	4'
1 Ft	1135,21 BLS
P&D	15C031-CPF-01-013

Durante una operación normal ambos tanques con su respectiva bota asociada están en línea y reciben el crudo aun con contenido de agua.

El nivel de crudo es mantenido a un nivel mínimo de 13' en los tanques (el nivel mínimo es de 18' cuando las bombas están en servicio) un nivel más alto puede ser mantenido si el tiempo de residencia inicial es requerido para la separación.

Los tanques poseen un colchón de agua que debe permanecer en 4 FT para ayudar a la separación de las partículas de agua que contiene el crudo.

El crudo es descargado de los tanques por medio de las bombas booster de crudo P-139 A/B. Las bombas booster de crudo son configuradas para ser independientes, pero pueden ser operadas en paralelo.

El control de nivel del colchón de agua se controla mediante las bombas de agua P-137-A/B y P-138-A/B son dos para cada tanque por tanque.



Figura 2.17. Tanque de almacenamiento de Crudo

Fuente: Diego Falcón, 2016.

2.6.3. BOMBAS BOOSTER DE CRUDO P-139 A/B



Figura 2.18. Bombas P-139A/B

Fuente: Diego Falcón, 2016.

ESPECIFICACIONES TECNICAS

Tabla 2.6. Especificaciones técnicas bombas P-139

Fuente: (Petroamazonas, P&D, 2000)

Tag	P - 139 A/B
Motor	Bomba
Reliance electric, Duty master	Sulzer
Hp: 150	stages 1
Rpm: 1785	ft. Hd. 270
Volt.: 460	gpm 1200
Amp.: 165	6 x 8 x 17

Las bombas booster de crudo P-139 A/B bombean desde el T-101 A/B, hacia los Intercambiadores de crudo E-310 A/B agua / crudo, el agua es calentada a través de los calentadores de crudo H-320 A/B. El flujo del proceso es dirigido hacia el deshidratador electrostático antes de ser contabilizado en la Unidad LACT y las bombas Shipping P-105 E/B/F. Cada bomba booster es independiente bajo condiciones normales de operación. Sin embargo las bombas pueden ser operadas en paralelo si se lo requiere.

Las bombas booster de crudo son proveídas con Controladores de Variación de Frecuencia.

El arranque desde estas bombas se lo hace desde la Consola de la Sala de Control.

2.6.4. DESHIDRATADORES ELECTROSTÁTICOS V-107 A/B

ESPECIFICACIONES TECNICAS

Tabla 2.7. Especificaciones técnicas deshidratadores electrostáticos

Fuente: (Petroamazonas, P&D, 2000)

Capacidad	571 BLS
MWP	65 PSI
Temperatura	170 °F
Diámetro	10'- 0"
Longitud	40'- 0"
P&D	15C031 - CPF-01-010

Tabla 2.8. Especificaciones técnicas transformadores deshidratadores

Fuente: (Petroamazonas, P&D, 2000)

Transformadores	
Potencia	37 KVA
Bajo voltaje	480 V
Alto Voltaje	18000 V
Amperaje	77 A – 2A



Figura 2.19. Transformador deshidratador electrostático

Los deshidratadores de crudo reciben el crudo calentado aproximadamente a 210°F de los intercambiadores de crudo E-310 A/B. Los deshidratadores son vessels de 2 fases: crudo y agua, poseen un campo electrostático que aumenta la separación agua / crudo. Debido a que relativamente hay un volumen considerable existen 2 transformadores elevadores de 480 a 18000 VDC.

Los transformadores poseen dos electrodos de polaridad opuesta y debido a la polaridad de las moléculas de agua son atraídas a los polos opuestos ocasionando un choque entre sí, lo que permite formar moléculas más grandes y facilitar la decantación. Estos equipos usan la propiedad de que el agua es una molécula dipolar, para lograr que las pequeñas gotas de agua se asocien y formen gotas de mayor diámetro con lo que se precipitan al fondo del recipiente.

El crudo que sale de los deshidratadores es enfriado a través el E-300 A/B los intercambiadores de crudo tipo cruz y pasado luego a la Unidad LACT.

El crudo ingresa por los dos lados como se muestra en la figura 2.20, y sale por el centro una vez retirada el agua que contenía el crudo.

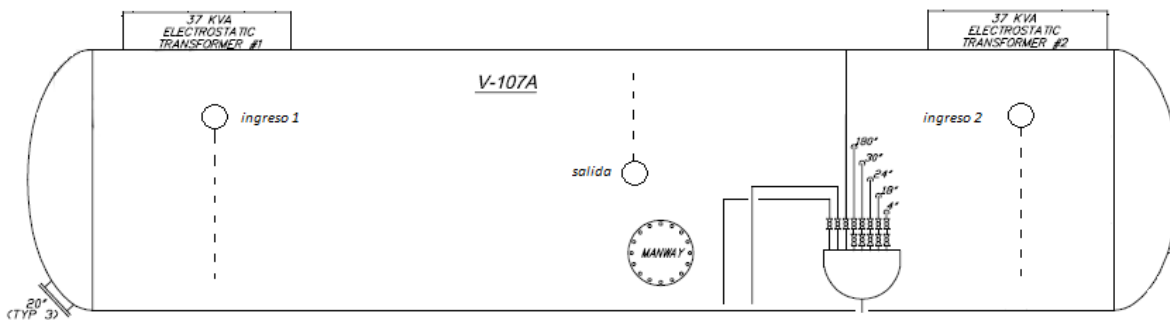


Figura 2.20. Ingreso y salida deshidratadores V-108

Fuente: Diego Falcón, 2016.

La presión en el vessel es mantenida por medio de una válvula de control a la entrada del vessel y el flujo de los dos vessels es repartido por medio del control de flujo, la salida del crudo es por el centro del recipiente pero la tubería interna llega hasta la parte más alta del vessel para que salga el crudo con menos contenido de agua que es el que se encontrara en la parte más alta, el ingreso es por la parte alta del vessel pero la tubería interna va hasta el fondo para que el fluido pase lavándose con el agua remanente que existe en el vessel, luego al entrar en contacto con las placas electrostáticas separa el agua que contiene el crudo. El agua es descargada manualmente a los sumideros puesto que el contenido no es muy alto se puede realizar dos veces al día dependiendo de la cantidad de agua que ingresa el crudo al deshidratador.



Figura 2.21. Deshidratador electrostático

Fuente: Diego Falcón, 2016.

2.6.5. UNIDAD LACT (Lease Automatic Custom Transfer)

La Unidad LACT recibe el crudo deshidratado ya en especificaciones. La Unidad LACT cuenta el crudo, monitorea y muestrea la cantidad de BSW cuya especificación deberá ser máxima del 0,5%, ya que se bombea al OCP.

La Unidad LACT comprende:

Filtro.

Sampler

Registrador de BSW.

Válvula de aislamiento y desviación.

3 Contadores con válvulas de aislamiento.

FQI-100A 1000 - 200 gpm, presión máxima: 150 PSI

FQI-100B 1000 - 200 gpm

FQI-100C 1000 - 200 gpm



Figura 2.22. Unidad LACT

Fuente: Diego Falcón, 2016.

El crudo fluye a las bombas de transferencia P-105 E/B/F, luego de pasar por la unidad LACT, en el evento que el contenido de agua en el crudo excede la especificación de BSW permitido, una alarma en el HMI indicará a los operadores que el crudo está fuera de especificaciones.

Es necesario conocer en qué condiciones el crudo puede ser desviado hacia los tanques de transferencia. Esto requiere de una maniobra manual del HMI, lo cual abrirá la válvula de recirculación PCV-100 y cerrará la válvula de aislamiento principal FV-100.

Un muestreador extrae pequeñas cantidades de crudo de manera periódica para determinar su gravedad API y BS&W. Esto funciona por medio de una sonda que penetra hasta el centro de la tubería.

Todos los procesos de venta, custodia o transferencia de crudo saben realizarse con corrección de temperatura a 60 °F. Esta corrección se hace por medio del factor de corrección que multiplica el volumen medido para hallar su valor a 60 °F.

Cada 15 días conjuntamente con el RODA, ARCH, una verificadora y Petroamazonas, se realiza la calibración de los contadores, determinándose así su nuevo factor.

2.7. Características del demulsificante usado para la deshidratación

El demulsificante es usado en todo el proceso de separación, en muchos casos es inyectado ya desde la cabeza del pozo ya que mientras más cerca de donde se forma la emulsión es desestabilizada más fácil la separación, también es inyectado en cada uno de los equipos donde el fluido tiene tiempo de residencia como es el caso de los FWKO's, tanques de surgencia, deshidratadores. El demulsificante es un rompedor de emulsión el mismo que desestabiliza las emulsiones facilitando la separación las fases emulsionadas del crudo. Para mayor información visualizar Anexo 1

Tabla 2.9. Características demulsificante

Fuente: (Champions Technologies, 2015)

Nombre del producto:	EMBR12208A
Uso del producto:	Rompedor de emulsión
Nombre de la compañía:	Champion Technologies del Ecuador, S.A.
Estado físico:	liquido
Color:	Claro ambar
Olor:	hidrocarburo
Punto de inflamación:	>104°F
Densidad Relativa:	0,9216-0,9517
Solubilidad :	Aceite

2.8. Diagrama de funcionalidad de cada uno de los equipos

Los métodos de separación empleados en esta planta son la combinación de varios siendo el caso separación mecánica, química, electrostática, y térmica.

Se procederá a verificar el corte de agua con el que ingresa y con el que sale de cada uno de los equipos.

Se calcularan los tiempos de residencia de cada uno de los equipos y se verificaran los puntos críticos del sistema de separación agua – crudo.

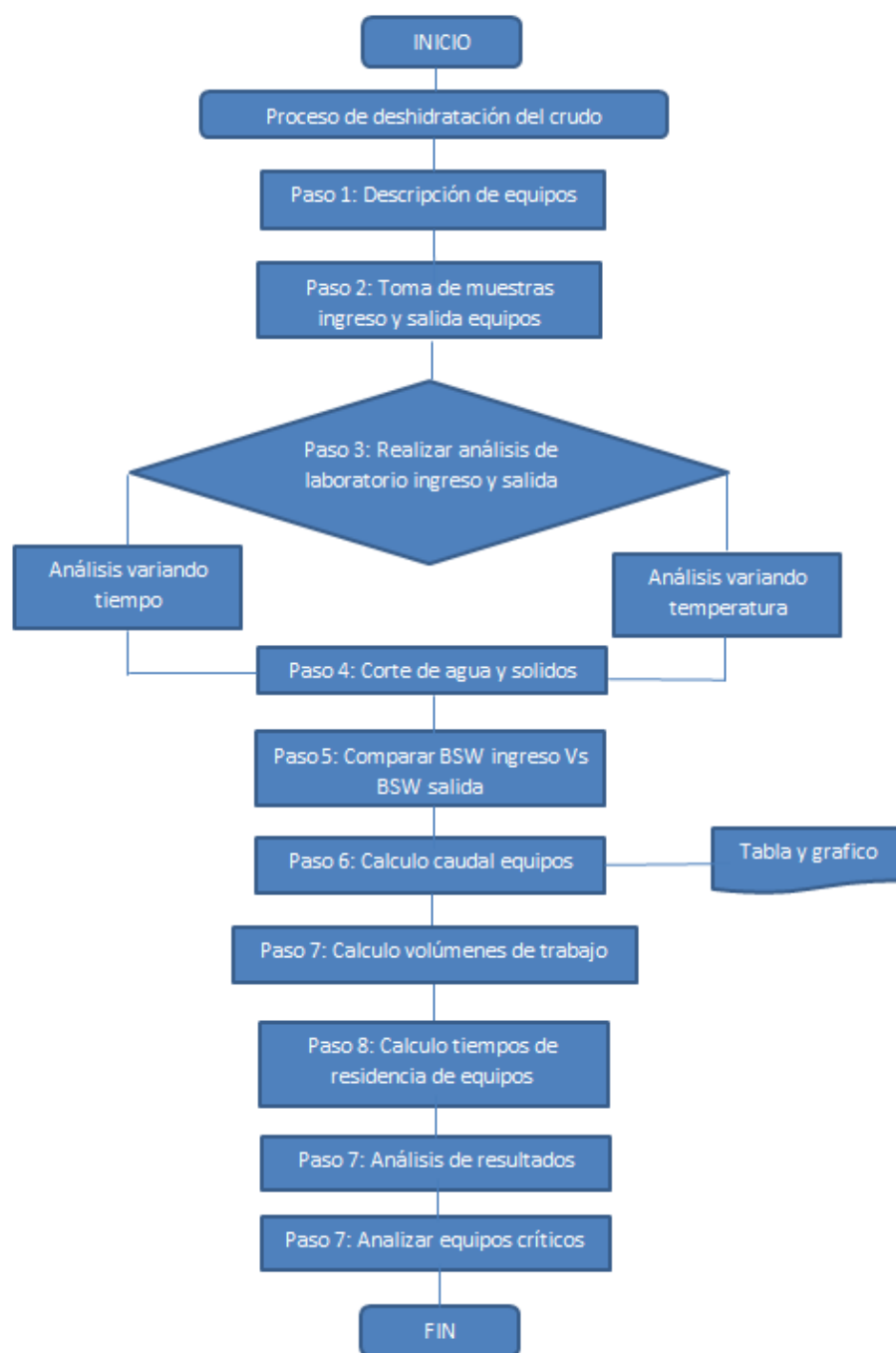


Figura 2.23. Diagrama para la determinación de funcionalidad de cada uno de los equipos

Fuente: (Diego Falcón, 2016)

2.9. Metodología de medición de BSW

Para determinar el corte de agua y sólidos existen varios métodos los usados en el campo son mediante centrifugación y mediante destilación.

Diseño de experimento

Factorial completo

Es un experimento cuyo diseño consta de dos o más factores, cada uno de los cuales con distintos valores o *niveles*, cuyas unidades experimentales cubren todas las posibles combinaciones de esos niveles en todos los factores. Este tipo de experimentos permiten el estudio del efecto de cada factor sobre la variable respuesta, así como el efecto de las interacciones entre factores sobre dicha variable.

$$n = 3^k$$

Ecuación 2.1

Donde:

n= iteraciones

k= factores



Figura 2.24. Esquema factores factorial completo

Fuente: (Diego Falcón, 2016)

Este experimento es un ejemplo de 3^2 experimento factorial, nombrado así porque considera tres niveles (mínimo, intermedio, máximo) para cada uno de dos factores (la temperatura y la concentración de demulsificante), los diseños pueden implicar muchas variables independientes.

2.9.1. Determinación del BSW mediante centrifugación.

La determinación de agua y sedimentos en crudo por el método de centrifugación, se realiza aplicando el Método Standard ASTM D-4007.

El método Standard es claro y presenta alternativas teniendo en cuenta los diferentes tipos de crudos que existen, dando las directrices para desarrollar la determinación más exacta posible.

Los equipos que se necesitan para realizar esta prueba son la centrifuga por calentamiento, tubos de centrifuga tipo cono de 100 ml por 6 pulgadas de largo, puede haber con escala 0% a 100% o de 0% a 200% (Operaciones corrosión, 2016).

Los reactivos necesarios son demulsificante de acción rápida y solvente en este caso puede ser JP1 por su baja toxicidad.

La muestra debe ser representativa y debe ser agitada aproximadamente de uno a dos minutos, colocar en los tubos de centrifuga hasta el 100% JP1 leyendo con el fondo del menisco, completar hasta el 200% el contenido de la muestra (Operaciones corrosión, 2016).

Agregar 2 o 3 gotas del demulsificante de acción rápida, agitar el tubo hasta homogenizar el contenido, y colocar en el calentador de la centrifuga hasta la temperatura aproximada del sistema, colocar los tubos en la centrifuga de 3 a 5 minutos, se debe colocar en números pares para balancear la centrifuga.

Realizar la lectura del valor se muestra en el fondo el agua y los sedimentos.

2.9.2. Determinación del porcentaje de agua por destilación.

La determinación del porcentaje de agua en muestras de crudo de petróleo, usando el método Standard ASTM D-4007.

El sistema para ensayo consiste en un balón de destilación de vidrio, un condensador, trampa graduada de destilación y una manta de calentamiento.

Balón de destilación: Usar un balón de destilación de 1000ml de vidrio, fondo redondo provisto de una unión de cono hembra 24/40. Este frasco está conectado a una trampa calibrada de 5ml, con graduación de 0,05ml. La trampa está conectada con un condensador de 400 mm longitud. Se coloca un algodón o tubo pequeño de vidrio en la parte superior del condensador para evitar la condensación de agua.

Manta de calentamiento: Para el ensayo se utiliza un calentador eléctrico con temperatura regulable que mantiene el calor de forma uniforme en el balón.

Los reactivos a usar son Utilizar Xileno Grado Reactivo para el ensayo del blanco y de las muestras (Operaciones corrosión, 2016).

El Xileno debe cumplir con las siguientes especificaciones:

- ✓ Residuos después de evaporación: Máximo 0,002 %
- ✓ Compuestos de azufre: Máximo 0,003 %
- ✓ Agua (H₂O): Máximo 0,02 %

Blanco de reactivo: Un blanco de reactivo se realiza colocando 400ml del Xileno en el balón. El blanco se determina con precisión lo más cercano a 0,025ml y se usa para corregir el volumen del agua en la trampa de destilación (Operaciones corrosión, 2016).

Se realiza un blanco por cada lote de botella de Xileno recibido en el laboratorio.

El tamaño de la muestra se selecciona de acuerdo al porcentaje de agua que se espera detectar como se muestra en la tabla 2.17.

Tabla 2.10. Tamaño de la muestra

Fuente: (Operaciones corrosión, 2016)

Contenido de Agua esperada, peso o volumen (%)	Volumen de muestra (ml)
1,1 ÷ 5,0	100
0,5 ÷ 1,0	200
Menos de 0,5	200

DESARROLLO

Medir 200 ml de la muestra de crudo en una probeta calibrada (Clase A) de 250 ml.

Medir 200 ml de Xileno en otra probeta (Clase A) de 250 ml, no debe utilizarse la probeta calibrada en que se mide la muestra de crudo con el fin de evitar contaminación del solvente a dicha medición.

Vaciar la muestra lentamente dentro de la probeta de forma que no entre aire durante el trasvase y medir lo más cercano al nivel del menisco objetivo de la medición.

Vaciar el contenido de la probeta en el balón de fondo redondo y lavar la probeta cinco veces con porciones de 40ml Xileno (equivalentes a la quinta parte de la probeta graduada). Adicionar los lavados al balón de fondo redondo que contiene la muestra. Vacíe completamente la probeta para asegurar la completa transferencia de la muestra.

Completar un volumen total de 400 ml en el balón entre los lavados de Xileno y la muestra.

Introducir un agitador magnético o perlas de vidrio dentro del balón con la finalidad de mantener uniforme el calentamiento y reducir la ebullición.

Encender el calentador. Colocar el nivel de calentamiento en nivel bajo durante los primeros treinta minutos de calentamiento, con la finalidad de controlar la ebullición y evitar la posible pérdida de agua del sistema.

Continuar la destilación hasta que no sea visible agua en ninguna parte del sistema, excepto en la trampa y hasta cuando el volumen de agua permanezca constante en la trampa durante al menos 5 minutos. Si hay una acumulación persistente de gotitas de agua en el tubo interior del condensador, enjuague con Xileno.

Si después de 30 minutos de destilación se observan pequeñas adherencias en el condensador y/o en la parte inferior a las paredes de la trampa, agregar por la parte superior del condensador una porción de aproximadamente 5ml de una solución de Xileno con químico demulsificante de acción rápida.

Cuando el arrastre de agua haya finalizado, dejar que la trampa y su contenido se enfríe a 20 °C. Desalojar las gotas de agua que se encuentren adheridas a los lados de la trampa con el raspador (alambre), recogerlas y transferirlas a la capa de agua.

Leer el volumen de agua en la trampa. La trampa está graduada en incrementos de 0,05 ml; sin embargo, la lectura puede ser estimada al intervalo de 0,025 ml más cercano (Operaciones corrosión, 2016).

$$\text{volumen} = \frac{(A-B)}{C} \cdot 100 \text{ (\%)}$$

Ecuación 2.2

A = ml de agua en la trampa

B = ml de blanco de solvente

C = ml de muestra de ensayo

Reportar el contenido de agua en porcentaje V/V hasta la milésima, reportar el contenido de agua menor 0,025 % como 0 %.

2.9.3. Determinación del porcentaje de sedimento

Determinación del porcentaje de sedimento se realiza según la norma ASTM D-473, mediante la extracción con tolueno.

El sistema de extracción consiste de un matraz Erlenmeyer, condensador como se puede observar en la figura 2.25.

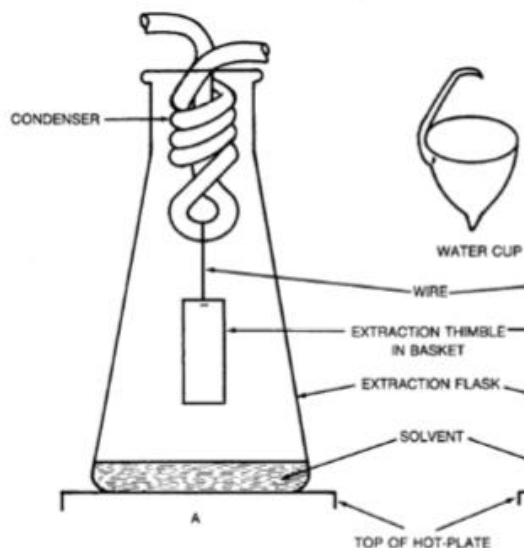


Figura 2.25. Equipo de extracción de sólidos

Fuente: (ASTM D473, 2012)

Dedal de extracción, cesta para dedal de extracción, copa de agua. Utilizar la copa de agua cuando la muestra tenga un contenido de agua mayor al 10, calentador, balanza analítica, estufa, desecador, termómetro (Operaciones corrosión, 2015).

Los reactivos a usar son Tolueno Grado Reactivo. Pureza mínima de 99,5%. Residuos después de evaporación $\leq 0,001\%$. Contenido de agua $\leq 0,03\%$.

DESARROLLO

Preparación del dedal de extracción: En la ejecución de los ensayos de muestras rutina es posible emplear dedales nuevos o dedales usados los cuales se los debe preparar de la siguiente manera:

Dedales nuevos: Frote la superficie exterior del dedal con una lija fina y eliminar todo material suelto con un cepillo duro. Lavar el dedal mediante extracción con tolueno, permitiendo que el disolvente lave el dedal

durante al menos 1 hora. A continuación, secar el dedal durante 1 hora a una temperatura de 240 a 250 ° F en estufa; enfriar el dedal en desecador por una hora, y pesar en la balanza analítica, con precisión de 0,1 mg. Repetir la extracción hasta que el peso del dedal después de dos extracciones sucesivas no varíen en más de 0,2 mg.

Dedales usados: remover la porción de combustible del sedimento acumulado calentando el dedal al rojo vivo 20 minutos en la mufla a una temperatura aproximada de 1380 °F y lavar el dedal.

Pesar el dedal vacío, registrar el peso y todos los cálculos. Pesar 10 g de muestra con cercanía de 0,01g dentro del dedal.

Añadir de 150 a 200 ml de tolueno al matraz. Colocar el dedal en el aparato de extracción y el mismo sobre el calentador, colocar perlas de vidrio o núcleos de ebullición en el interior del matraz de extracción.

Extraer con tolueno (extracción 1) por 30 minutos después de que el goteo que proviene del dedal sea incoloro. Asegurarse que la velocidad de extracción sea tal que la superficie de la mezcla crudo y tolueno en el dedal no sea superior a 20 mm de la parte superior del dedal.

Después que se complete la extracción secar el dedal por 1 hora en estufa. La manipulación del dedal se debe realizar con pinzas para evitar tocarlo con la mano.

Enfriar el dedal en desecador por 1 hora y pesarlo.

Repetir la extracción por al menos 1 hora (extracción 2) pero no mayor a 1,25 horas, secar y pesar el dedal, si la diferencia de peso entre la extracción 1 y la extracción 2 es superior a los 0,2 mg repetir la extracción por periodos de una hora hasta que el peso no exceda los 0,2mg, registrar el peso obtenido.

Realizar el cálculo del contenido de sedimento, considerando el peso inicial de la muestra:

Paso 1

$$Sg = \frac{Pdrs - Pdv}{Pm} \cdot 100$$

Ecuación 2.3

En donde:

Sg: Contenido de sedimento en peso; (%)

Pdrs: Peso dedal con residuo seco; (g)

Pdv: Peso dedal vacío; (g)

Pm: Peso de la muestra; (g).

Paso 2

$$Sv = \frac{Sg}{2} \cdot pr$$

Ecuación 2.4

En donde:

Sv: Contenido de sedimento en volumen; (%)

pr: Densidad relativa al agua a 60 °F; (adim.)

Reportar los resultados en porcentaje en masa (M/M) con tres decimales cuando el valor es menor a 0,01% y con dos cifras decimales cuando el valor de sedimentos es mayor o igual a 0,01 % (Operaciones corrosión, 2015). Reportar el valor calculado en porcentaje en volumen (V/V) con tres decimales.

2.10. Metodología de cálculo de API seco y gravedad específica

La industria petrolera comercializa el petróleo en base seca, por lo tanto la determinación de agua y sedimento es fundamental, adicional el cálculo del API seco y su gravedad específica para lo cual se describen sus fórmulas.

El API seco es calculado mediante formula:

$$API\ seco = \frac{141,5 \cdot (131,5 + API) \cdot \left(1 - \frac{BSW}{100}\right)}{141,5 - \left(\frac{BSW}{100}\right) \cdot (131,5 + API)} - 131,5$$

Ecuación 2.5

La gravedad específica se calcula mediante la siguiente formula:

$$Gravedad\ especifica = \frac{141,5}{131,5 + API}$$

Ecuación 2.6

2.11. Sistema de adquisición de datos del proceso de deshidratación

La planta es controlada gran parte por equipos y accesorios que permiten mayor calidad en el registro y control de las variables y su procesamiento posterior, mediante el programa de adquisición de datos Factorytalk 7.0. Este sistema posibilita visualizar y almacenar la información de todo el proceso, lo que ayuda a la toma de decisiones desde la consola del HMI.

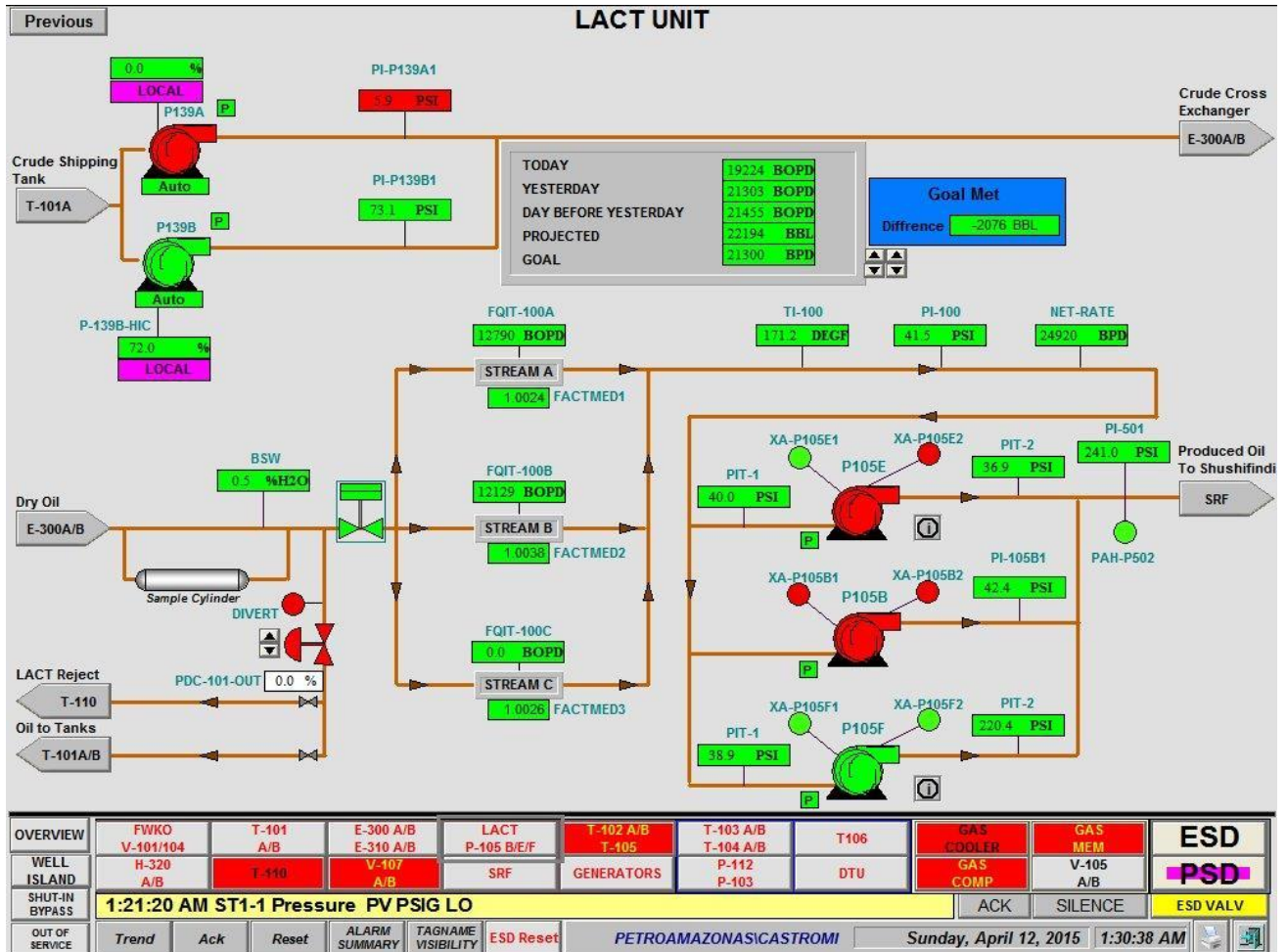


Figura 2.26. Sistema de adquisición de datos.




Fuente: (Planta de procesos CPF, 2014)

2.12. Descripción de los instrumentos y equipos empleados

Para medir la cantidad de agua y sólidos contenidos en el crudo, los equipos expuestos a continuación en la tabla 2.11.

Tabla 2.11. Equipos utilizados en la medida del BSW y calidad del crudo.

Fuente: Diego Falcón, 2016

EQUIPO	DESCRIPCIÓN	FOTOGRAFÍA
Equipo para Centrifuga	Se utiliza para determinar el BSW contenido en cada muestra mediante la norma ASTM D 4007	
Equipo para destilación	Se utiliza para determinar el BSW contenido en cada muestra mediante la norma ASTM D 4006	
Equipo contenido de solidos	Se utiliza para determinar el contenido de sólidos en el crudo según norma D 473	

En la tabla 2.11 se muestran los equipos utilizados para tomar las mediciones de las variables que nos servirá para tomar decisiones según los datos obtenidos.

2.13. Conclusiones del capítulo

- En el capítulo se menciona los métodos para el cálculo y análisis del corte de agua y sedimentos, que son mediante centrifugación y mediante destilación, puesto que este es el punto a analizar en la investigación.
- Se describen cada uno de los equipos involucrados como separadores, tanques de surgencia, deshidratadores, en el proceso de deshidratación del crudo.

CAPÍTULO 3

3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO

Luego de describir los procesos que conlleva la separación del crudo se procederá a analizar cada uno de los equipos y verificar la eficiencia de cada uno de ellos.

En este capítulo se plantea como objetivo realizar la valoración de los resultados que relacionan la efectividad del proceso de deshidratación del crudo.

3.1. Distribución de cargas campo CPF

El Sistema de Gestión Energética está enfocado a minimizar el consumo energético de los equipos inmersos en el proceso, en este caso en especial el consumo es mínimo a comparación del resto de equipos pero el consumo es innecesario puesto que los equipos consumen energía sin funcionar adecuadamente. La planta de procesos debe estar en óptimas condiciones para poder tratar el crudo producido y exportar el crudo dentro de especificaciones.

La eficiencia energética tiene como objeto reducir el consumo de energía. La eficiencia energética es el uso eficiente de la energía, de esta manera optimizar los procesos productivos y el empleo de la energía utilizando lo mismo o menos para producir más bienes y servicios, de esta manera lograremos mejorar los procesos de separación ya que con el diseño anterior los equipos permanecen encendidos pero sin realizar la correcta separación.

El consumo energético son 111 kW, pero los mismo que son innecesarios puesto que el equipo no funciona adecuadamente por lo que posterior al rediseño consumirá los mismos 111 kW, pero obtendremos un crudo en mejores especificaciones y evitando inconvenientes operativos.

Tabla 3.1. Distribución cargas CPF 2015.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

Equipos	Potencia (kW)	Fracción del total (%)	Acumulado %
Pozos	15564	69,98	69,98
Bombas de reinyección	5102	22,94	92,92
Bombas booster de reinyección	575,4	2,59	95,51
Bombas de transferencia	472,5	2,12	97,63
Bombas Booster crudo	111,8	0,50	98,14
Deshidratadores	111,1	0,50	98,64

Sistema contra incendios	22,3	0,10	98,74
--------------------------	------	------	-------

Tabla 3.1. Distribución cargas CPF 2015 (Continuación).

Compresores de aire	30,3	0,14	98,87
Bombas sumideros	15,1	0,07	98,94
Compresores de gas	45,2	0,20	99,14
Bombas de agua de utilidades	40	0,18	99,32
Dtu	150,5	0,68	100,00
Total	22240,2	100,00	

Mediante los resultados que se recogen en la tabla 3.1, se procede al análisis gráfico de la distribución de carga asociada a la potencia instalada por equipos.

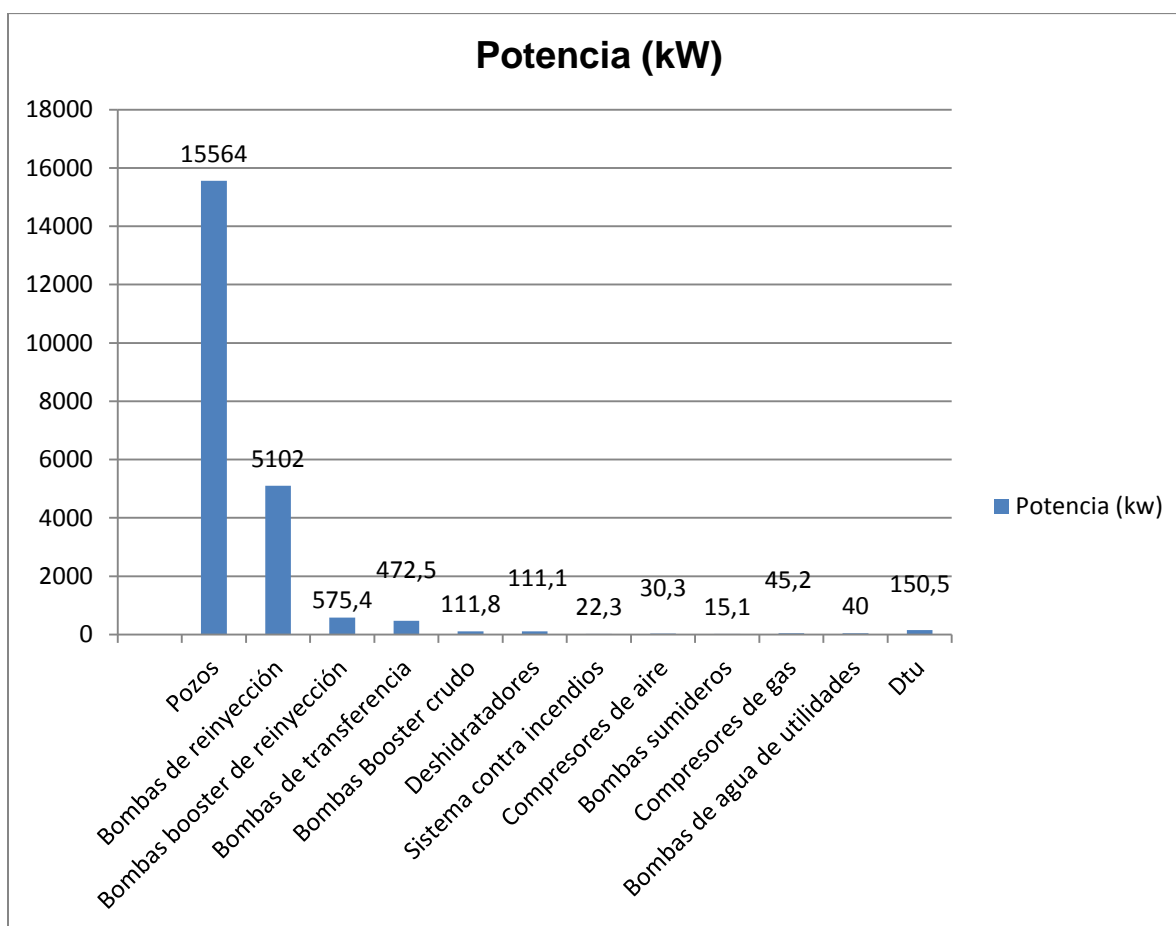


Figura 3.1. Diagrama consumo energetico CPF

Fuente: Diego Falcón, 2016.

Mediante el análisis de los resultados indicados en la figura 3.1, se realiza la comparación cuantitativa y ordenada de los equipos según la potencia. El consumo de los deshidratadores es mínimo pero muy importante en la separación del crudo.

El mayor consumo son los pozos productores 69,98%, posterior son las bombas de reinyección de agua de formación con 22.94%, posterior en el segundo grupo se encuentran los equipos de la planta que consume 7% del total del consumo, cabe recalcar que el 95% de la energía generada es mediante Generación a Gas y crudo, el restante es generación a Diesel, esta generación es usada puesto que son locaciones remotas de difícil acceso y muy distantes.

El crudo transportado por el oleoducto tiene un valor aproximado de 2 \$/barril, en barriles brutos, el volumen transportado diariamente por este oleoducto son 23500 Bls, pero al ser exportado únicamente se contabilizan los barriles netos los mismos que salen al multiplicar el volumen en barriles brutos por el porcentaje de BSW, por lo que al pagar por transporte se está pagando el transporte de agua contenido en el crudo.

El valor del transporte de los 23500 barriles a 2 \$/barril con un BSW de 0,450 promedio es \$ 47000 diarios, pero en puerto se recibe únicamente como transportado 23394,25 bls, por el contenido de agua en el crudo, por lo que al mejorar la separación de crudo al transportar 23500 barriles a \$2 por barril con un BSW de 0,100 promedio es \$47000, pero en puerto se entrega 23476,5 bls, diferencia de 82,25 barriles diarios, los mismos que a un costo de 2 \$/barril, sería una pérdida diaria de \$ 164,5 por bombear un crudo con alto contenido de BSW, esto por costo de bombeo de agua al año refleja una pérdida de \$ 60042,5 anuales.

Adicional los equipos de bombeo funcionan más tiempo por bombear agua contenida en el crudo se bombea 17 horas, el consumo diario de los equipos de bombeo es 9933,1 kW/día por bombear los 23500 bls/día, pero si se reducen los 82,25 barriles de agua el consumo sería 9898,33 kW, lo que representa una reducción de 12,69 MW/año.

3.2. Características del crudo utilizado en el proceso de deshidratación

Las características del crudo que se extrae en el bloque 15 serán presentadas en la siguiente tabla que es emitida por el laboratorio químico del CPF. El crudo a ser tratado presenta las siguientes características físico-químicas, mostradas en la tabla 3.2 (ver certificación en anexo 1):

Tabla 3.2. Análisis físico químico del crudo.

Fuente: Laboratorio de Operaciones Planta de Procesos CPF.

Reporte de ensayos			
Parámetros	Unidades	Método	Resultados
Temperatura observada	°F	ASTM D 1298-12b	72,4
API observado	°API	ASTM D 1298-12b	20,9
API@60 °F	°API	PAM-EP-CAM-OPR-030-90 ASTM D 1298 –12b	20,2
Agua en crudo por destilación	%V/V	PAM-EP-CAM-OPR-030-091 ASTM D 4006-11 (R12)	0,375
Sedimentos por extracción	%M/M	PAM-EP-CAM-OPR-030-092 ASTM D 473-07.2012	0,02
Viscosidad @ 80°F	cSt	PAM-EP-CAM-OPR-030-089 ASTM D 445-15	378,9
Azufre	%M/M	PAM-EP-CAM-OPR-030-088 ASTM D 4294-10	1,85
API seco	°API	Calculado	20,2
Gravedad Especifica		Calculado	0,9395
Sedimentos por extracción	% V/V	Calculado	0,008
BS&W	% V/V	Calculado	0,383

En el análisis de laboratorio se registran los siguientes datos; la temperatura observada de la muestra la misma que es tomada con un termómetro, adicional se verifica el °API observado mediante un hidrómetro, estos valores nos sirven para poder determinar el valor del °API corregido a 60°F, mediante la norma ASTM D 1298 –12b, este valor va relacionado con el de la viscosidad que de igual manera lo presenta el análisis de laboratorio, es realizado mediante la norma ASTM D 445-15.

Mediante el análisis de laboratorio nos damos cuenta que el crudo a tratarse es un crudo pesado puesto que el °API es menor a 22°.

El valor del corte de agua que se refleja en el análisis demuestra que se encuentra en especificaciones el crudo transferido ya que el valor máximo es 0,500%.

Según el análisis químico el crudo exportado es agrio puesto que el contenido de azufre es mayor a 1%, lo que significa que es más costosa su refinación.

El API seco es calculado mediante ecuación 2.4.

La gravedad específica se calcula mediante ecuación 2.5.

Los sedimentos en extracción son convertidos en volumen mediante la norma ASTM D 473-07.2012.

El BS&W es la suma del valor en agua en crudo por destilación y los sedimentos en extracción expresados en porcentaje de volumen.

Las características del crudo pueden variar debido a que se arrancan nuevos pozos, se apagan igualmente algunos, pero las características no varían sustancialmente, el valor que si varia es el BSW puesto que depende el tratamiento que se le dé al crudo.

3.3. Comparación de BSW de ingreso vs BSW de salida

Se verificara el funcionamiento de cada uno de los equipos tomando muestras al ingreso y salida de los equipos realizando una comparación y de esta manera verificando cuanto se reduce el BSW en cada etapa y de acuerdo a este análisis verificaremos cual es punto crítico de la planta para poder actuar y mejorar la separación.

Tabla 3.3. BSW ingreso VS BSW salida

Fuente: Diego Falcón, 2016

Equipos	BSW ingreso	BSW salida
Separadores	88	1,6
Tanques	1,6	0,5
Deshidratadores	0,5	0,4



Figura 3.2. Análisis de muestras ingreso y salida equipos.

Fuente: Diego Falcón, 2016

Mediante el análisis elaborado se verifica el porcentaje de contenido de agua y sólidos al ingreso de los equipos que poseen tiempo de residencia, verificando que realiza la mayor separación el separador ya que para la muestra tomada ingresa con 88% de BSW y sale con 1,6% reduciendo el BSW un 98%.

Al tanque de surgencia ingresa con 1,6% y sale con 0,5%, reduciendo el BSW un 69%.

A los deshidratadores ingresa el fluido con 0,5% y sale con 0,4%, reduciendo un 20% el BSW por lo que verificamos que es el equipo que menor separación realiza.

3.4. Análisis equipos críticos

Mediante el análisis elaborado comparando el BSW de ingreso con el de salida, se verifica que el deshidratador no realiza ningún trabajo no reduce el BSW, y consumen energía, por lo que el punto crítico en el sistema de deshidratación son los deshidratadores. Se realizara un análisis enfocado en los deshidratadores analizando cuales son los factores que influyen para que este equipo no realice su trabajo eficientemente.

Se realiza un análisis para un día en específico verificando hasta que concentración de demulsificante y temperatura existe variación en el BSW.

Tabla 3.4. Experimentación datos máximos y mínimos.

Fuente: Diego Falcón, 2016

	Variables		
	Tiempo	temperatura	Concentración demulsificante
unidades	(s)	(° C)	(%)
intervalos	60	25	0,1
Máximo	300	100	1
Mínimo	60	25	0

Tabla 3.5. BSW variando concentración demulsificante y la temperatura.

Fuente: Diego Falcón, 2016

		Demul 0 %	Demul 0,1%	Demul 0,2 %	Demul 0,4 %	Demul 1 %
T(°C)	t (s)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)
25	180	0,325	0,400	0,400	0,400	0,400
50	180	0,400	0,425	0,425	0,425	0,425
65	180	0,425	0,450	0,450	0,450	0,450
80	180	0,425	0,450	0,450	0,450	0,450
100	180	0,425	0,450	0,450	0,450	0,450

Mediante los datos obtenidos y tratados en la tabla 3.5 se grafican comportamientos de tendencias de corte de agua y sedimentos (BSW) en función de la temperatura para diferentes concentraciones de demulsificante.

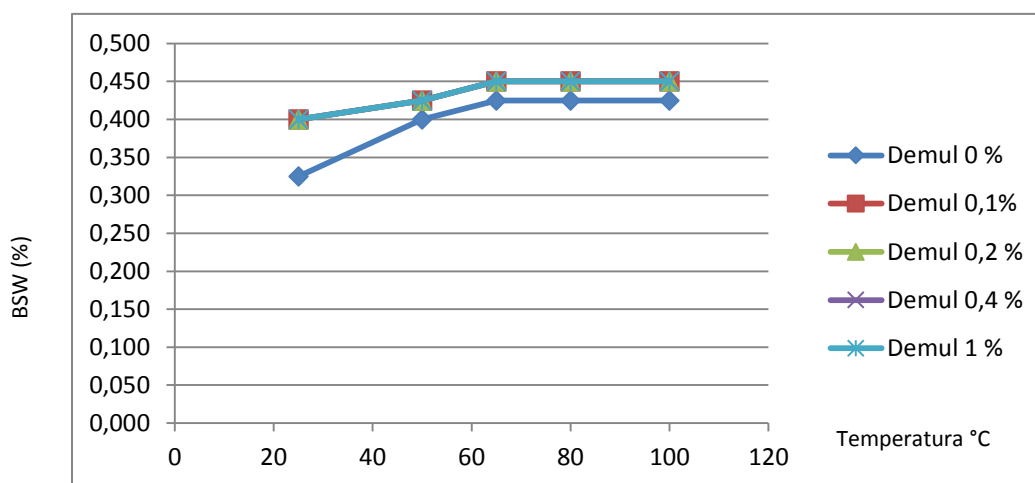


Figura 3.3. Análisis concentración demulsificante y variación temperatura.

Fuente: Diego Falcón, 2016

Como se puede apreciar en el gráfico hasta una concentración de 0,1 % de demulsificante existe variación en el BSW, adicional a una temperatura de 65°C se estabiliza el BSW contenido, y no es factible aumentar más la temperatura puesto que a mayor temperatura se liberan los hidrocarburos más livianos.

Se realiza un análisis para un día en específico verificando hasta que concentración de demulsificante y tiempo de análisis existe variación en el BSW.

Tabla 3.6. BSW variando concentración demulsificante y el tiempo de ensayo.

Fuente: Diego Falcón, 2016

		Demul 0 %	Demul 0,1%	Demul 0,2 %	Demul 0,4 %	Demul 1 %
t (s)	T(°C)	BSW (%) ensayo	BSW (%) ensayo	BSW (%) ensayo	BSW (%) ensayo	BSW (%) ensayo
60	50	0,175	0,200	0,300	0,300	0,300
120	50	0,200	0,200	0,300	0,300	0,300
180	50	0,375	0,400	0,425	0,425	0,425
240	50	0,375	0,400	0,425	0,425	0,425
300	50	0,375	0,400	0,425	0,425	0,425

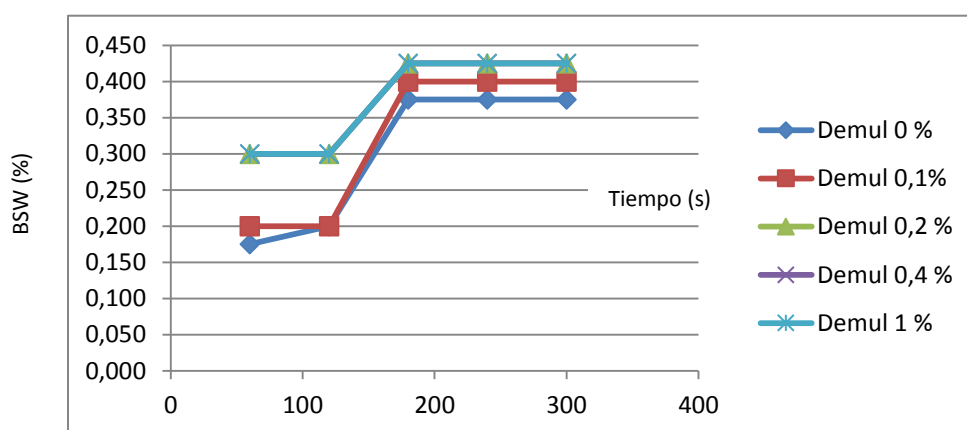


Figura 3.4. Análisis concentración demulsificante y variación tiempo

Fuente: Diego Falcón, 2016

Como se puede apreciar en el grafico hasta una concentración de 0,2% de demulsificante existe variación en el BSW, adicional a un tiempo de análisis de 180 segundos se estabiliza el BSW contenido, y podemos verificar que pasado este tiempo ya no existe variación del contenido de sólidos y agua en el crudo.

Por los análisis anteriores realizados se realizaran los análisis hasta una temperatura de 65°C y un tiempo de análisis de 180 segundos con concentraciones de demulsificante hasta 0,2%.

Se realiza un análisis exhaustivo para diferentes días del ingreso y salida del deshidratador, tomamos dos casos diferentes variación del tiempo-temperatura constante y el otro caso variación de temperatura-tiempo constante, mostramos los resultados que nos presenta este análisis.

Tabla 3.7. Experimentación deshidratadores ingreso y salida seguimiento.

Fuente: Diego Falcón, 2016

	Variables		
	Tiempo	temperatura	Concentración demulsificante
unidades	(s)	(° C)	(%)
intervalos	60	25	0.1
Máximo	180	65	0.2
Mínimo	60	25	0

Tabla 3.8. Análisis BSW en el ingreso de los deshidratadores 20/07/2016 a temperatura variable tiempo constante y a diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

		Ensayo 1			Ensayo 2			Ensayo 3		
		Concentración demulsificante 0 %			Concentración demulsificante 0,1 %			Concentración demulsificante 0,2 %		
T(°C)	t (s)	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio
25	180	0,500	0,450	0,475	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500
50	180	0,500	0,450	0,475	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550
65	180	0,550	0,500	0,525	0,600	0,550	0,575	0,600	0,600	0,600

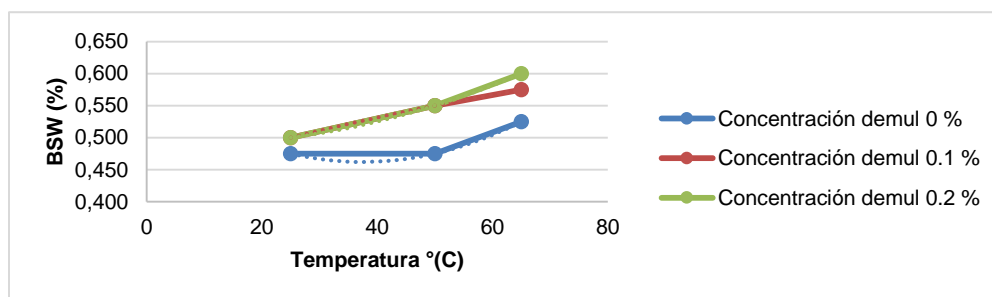


Figura 3.5. Grafico comparativo BSW vs Temperatura a un tiempo constante de 180 segundos y diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

Mediante el análisis realizado se puede verificar que existe mejor separación agua-crudo con concentración de demulsificante de 0,2%, a una temperatura de 65°C y 180 segundos del ensayo, se presenta un valor 0,600% de BSW.

Tabla 3.9. Análisis BSW en el ingreso de los deshidratadores 20/07/2016 a temperatura constante de 25 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016

		Ensayo 4			Ensayo 5			Ensayo 6		
		Concentración demulsificante 0 %			Concentración demulsificante 0,1 %			Concentración demulsificante 0,2 %		
t (s)	T(°C)	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio
60	25	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500
120	25	0,600	0,500	0,550	0,500	0,500	0,500	0,550	0,550	0,550
180	25	0,600	0,550	0,575	0,600	0,550	0,575	0,600	0,600	0,600

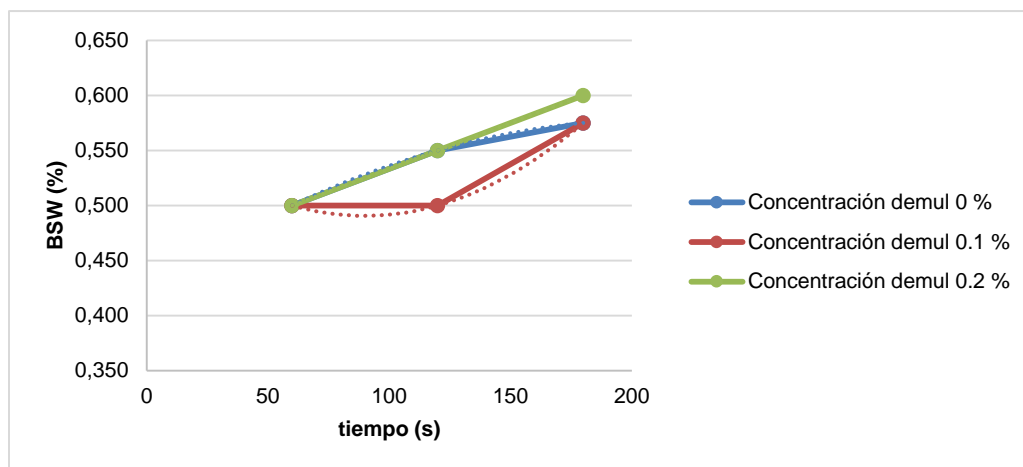


Figura 3.6. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 25°C y diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

Mediante el análisis realizado se puede verificar que existe mejor separación agua-crudo con concentración de demulsificante de 0,2%, a una temperatura de 25°C y 180 segundos del ensayo, se presenta un valor 0,600% de BSW.

Tabla 3.10. Análisis BSW en el ingreso de los deshidratadores 20/07/2016 a temperatura constante de 50 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

		Ensayo 7			Ensayo 8			Ensayo 9		
		Concentración demulsificante 0 %			Concentración demulsificante 0,1 %			Concentración demulsificante 0,2 %		
t (s)	T(°C)	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio
60	50	0,500	0,450	0,475	0,550	0,450	0,500	0,550	0,500	0,525
120	50	0,500	0,450	0,475	0,550	0,450	0,500	0,550	0,500	0,525
180	50	0,600	0,500	0,550	0,550	0,550	0,550	0,600	0,550	0,575

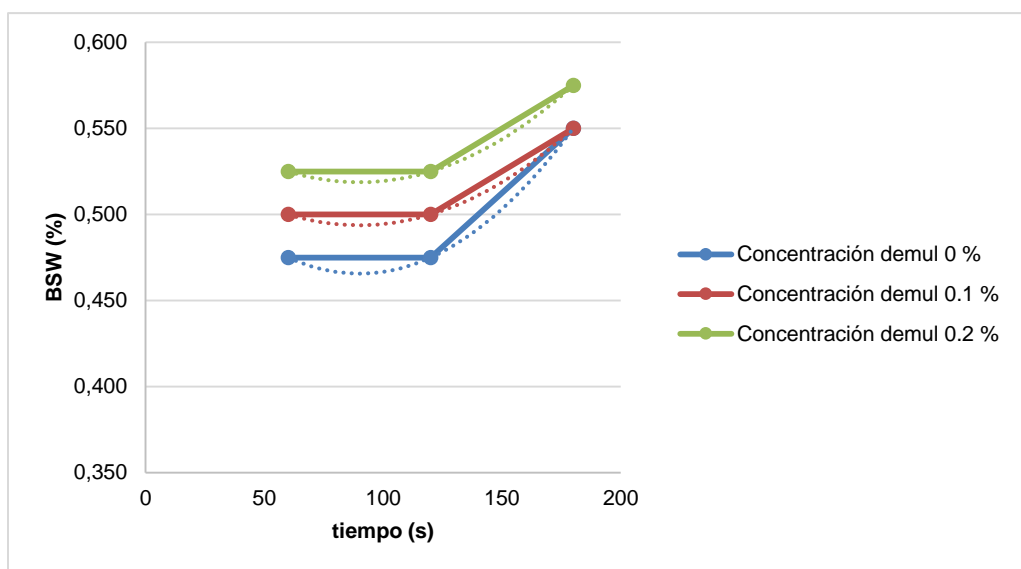


Figura 3.7. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 50°C y diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

Mediante el análisis realizado se puede verificar que existe mejor separación agua-crudo con concentración de demulsificante de 0,2%, a una temperatura de 50°C y 180 segundos del ensayo, se presenta un valor 0,575% de BSW.

Tabla 3.11. Análisis BSW en el ingreso de los deshidratadores 20/07/2016 a temperatura constante de 65 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

		Ensayo 10			Ensayo 11			Ensayo 12		
		Concentración demulsificante 0 %			Concentración demulsificante 0,1 %			Concentración demulsificante 0,2 %		
t (s)	T(°C)	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio
60	65	0,550	0,550	0,550	0,550	0,500	0,525	0,550	0,550	0,550
120	65	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,600	0,550	0,575
180	65	0,600	0,550	0,575	0,550	0,550	0,550	0,600	0,600	0,600

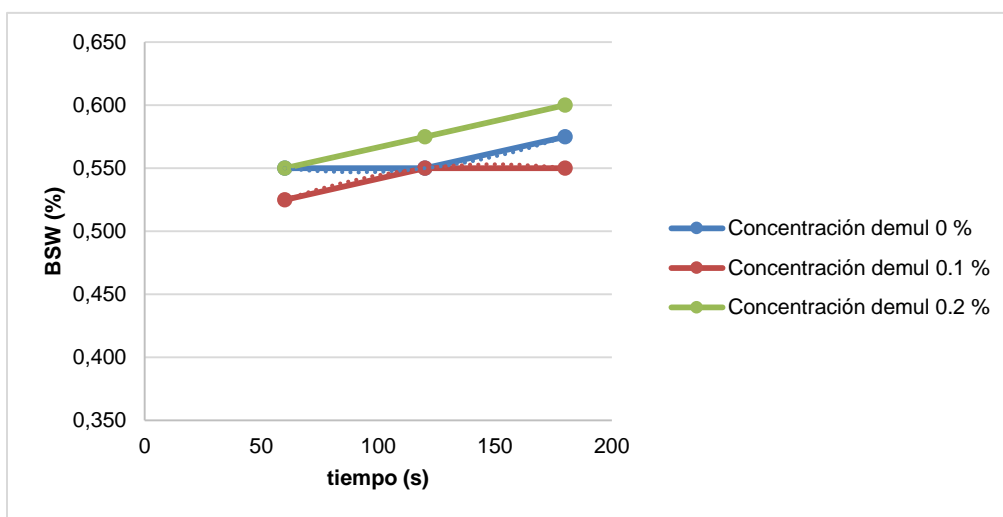


Figura 3.8. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 65°C y diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

Mediante el análisis realizado se puede verificar que existe mejor separación agua-cruco con concentración de demulsificante de 0,2%, a una temperatura de 65°C y 180 segundos del ensayo, se presenta un valor 0,600% de BSW.

Tabla 3.12. Análisis BSW en la salida de los deshidratadores 20/07/2016 a temperatura variable tiempo constante y a diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

		Ensayo 1			Ensayo 2			Ensayo 3		
		Concentración demulsificante 0 %			Concentración demulsificante 0,1 %			Concentración demulsificante 0,2 %		
T(°C)	t (s)	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio
25	180	0,350	0,300	0,325	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400
50	180	0,400	0,400	0,400	0,450	0,400	0,425	0,450	0,400	0,425
65	180	0,450	0,400	0,425	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450

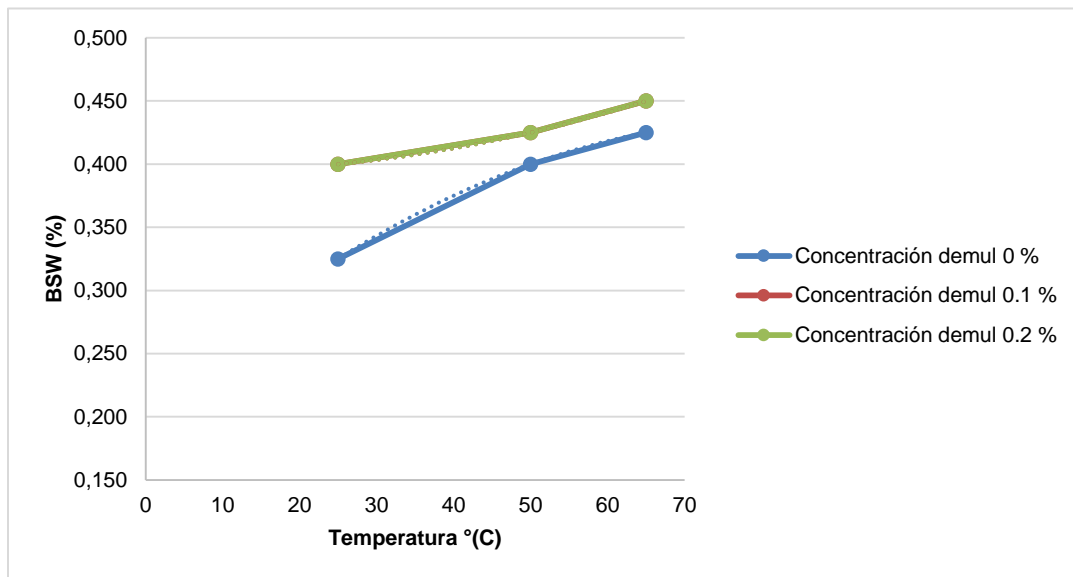


Figura 3.9. Grafico comparativo BSW vs Temperatura a un tiempo constante de 180 segundos y diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

Mediante el análisis realizado se puede verificar que existe un comportamiento similar con concentración de demulsificante de 0,1 % y 0,2%, a una temperatura de 25°C y 180 segundos del ensayo, se presenta un valor 0,450% de BSW.

Tabla 3.13. Análisis BSW en la salida de los deshidratadores 20/07/2016 a temperatura constante de 25 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

		Ensayo 4			Ensayo 5			Ensayo 6		
		Concentración demulsificante 0 %			Concentración demulsificante 0,1 %			Concentración demulsificante 0,2 %		
t (s)	T(°C)	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio
60	25	0,200	0,150	0,175	0,250	0,200	0,225	0,250	0,250	0,250
120	25	0,200	0,200	0,200	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250
180	25	0,250	0,250	0,250	0,350	0,300	0,325	0,350	0,300	0,325

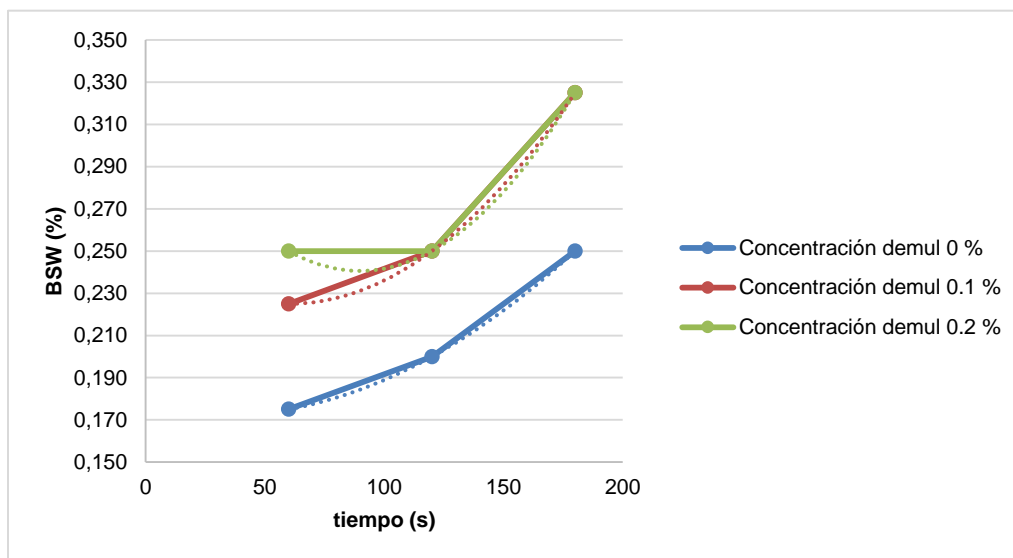


Figura 3.10. Gráfico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 25°C y diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

Mediante el análisis realizado se puede verificar que existe un comportamiento similar con concentración de demulsificante de 0,1 % y 0,2%, a una temperatura de 25°C y 180 segundos del ensayo, se presenta un valor 0,300% de BSW.

Tabla 3.14. Análisis BSW en la salida de los deshidratadores 20/07/2016 a temperatura constante de 50 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

		Ensayo 7			Ensayo 8			Ensayo 9		
		Concentración demulsificante 0 %			Concentración demulsificante 0,1 %			Concentración demulsificante 0,2 %		
t (s)	T(°C)	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio
60	50	0,150	0,200	0,175	0,200	0,200	0,200	0,300	0,300	0,300
120	50	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,300	0,300	0,300
180	50	0,400	0,350	0,375	0,400	0,400	0,400	0,450	0,400	0,425

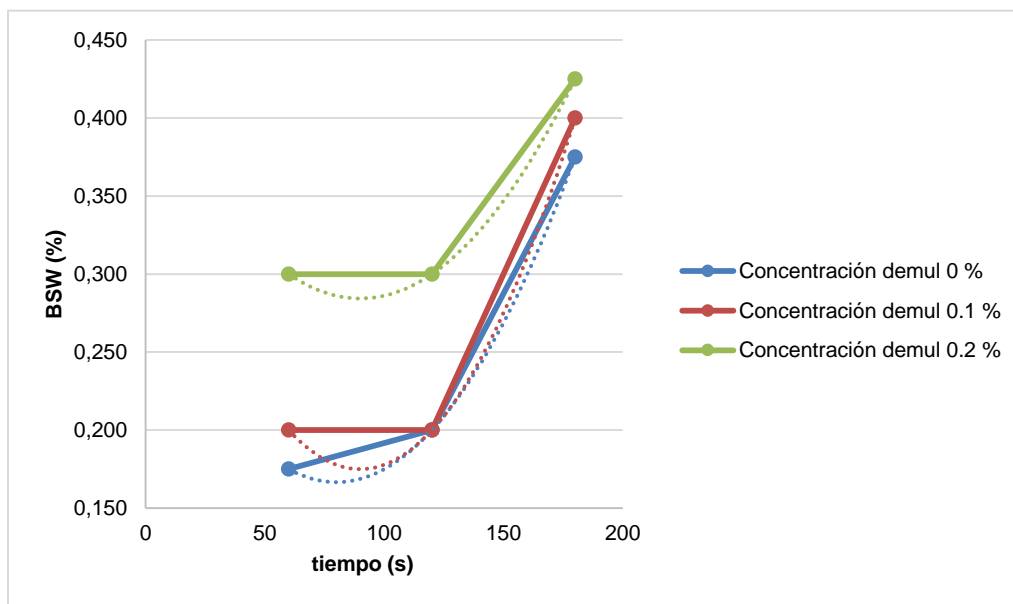


Figura 3.11. Gráfico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 50°C y diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

Mediante el análisis realizado se puede verificar que existe mejor separación agua-cruco con concentración de demulsificante de 0,2%, a una temperatura de 50°C y 180 segundos del ensayo, se presenta un valor 0,425% de BSW.

Tabla 3.15. Análisis BSW en la salida de los deshidratadores 20/07/2016 a temperatura constante de 65 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

		Ensayo 10			Ensayo 11			Ensayo 12		
		Concentración demulsificante 0 %			Concentración demulsificante 0,1 %			Concentración demulsificante 0,2 %		
t (s)	T(°C)	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio
60	65	0,300	0,350	0,325	0,350	0,250	0,300	0,350	0,300	0,325
120	65	0,350	0,400	0,375	0,350	0,250	0,300	0,400	0,450	0,425
180	65	0,450	0,450	0,450	0,450	0,300	0,375	0,450	0,450	0,450

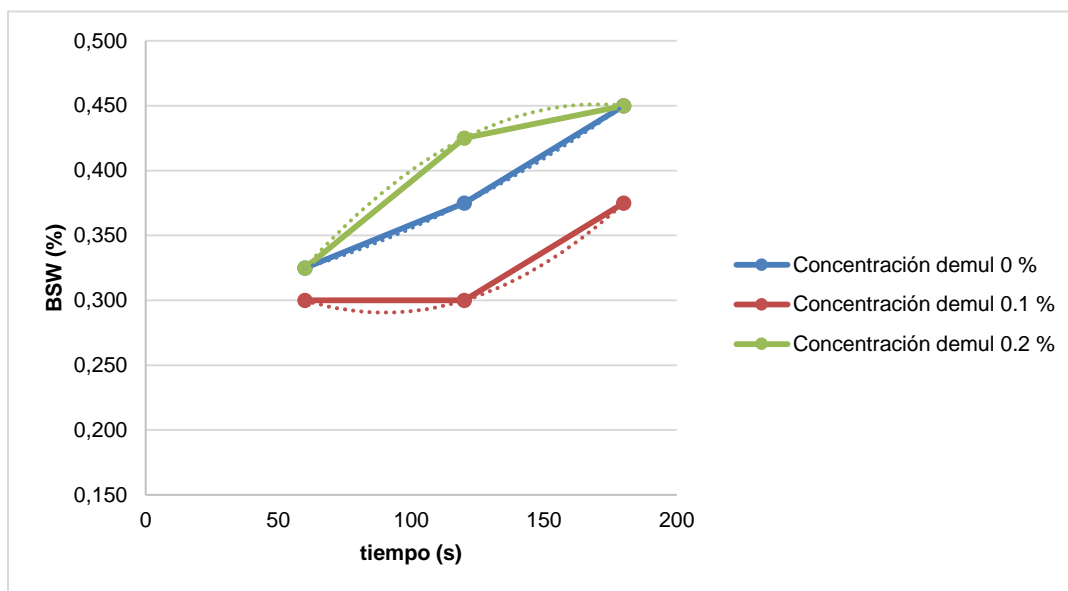


Figura 3.12. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 65°C y diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

Mediante el análisis realizado se puede verificar que existe un comportamiento similar con concentración de demulsificante de 0 % y 0,2%, a una temperatura de 65°C y 180 segundos del ensayo, se presenta un valor 0,450% de BSW.

Tabla 3.16. Análisis BSW en el ingreso de los deshidratadores 21/07/2016 a temperatura variable tiempo constante y a diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

		Ensayo 1			Ensayo 2			Ensayo 3		
		Concentración demulsificante 0 %			Concentración demulsificante 0,1 %			Concentración demulsificante 0,2 %		
T(°C)	t (s)	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio
25	180	0,200	0,200	0,200	0,250	0,200	0,225	0,300	0,300	0,300
50	180	0,400	0,400	0,400	0,400	0,350	0,375	0,400	0,450	0,425
65	180	0,400	0,400	0,400	0,450	0,400	0,425	0,450	0,450	0,450

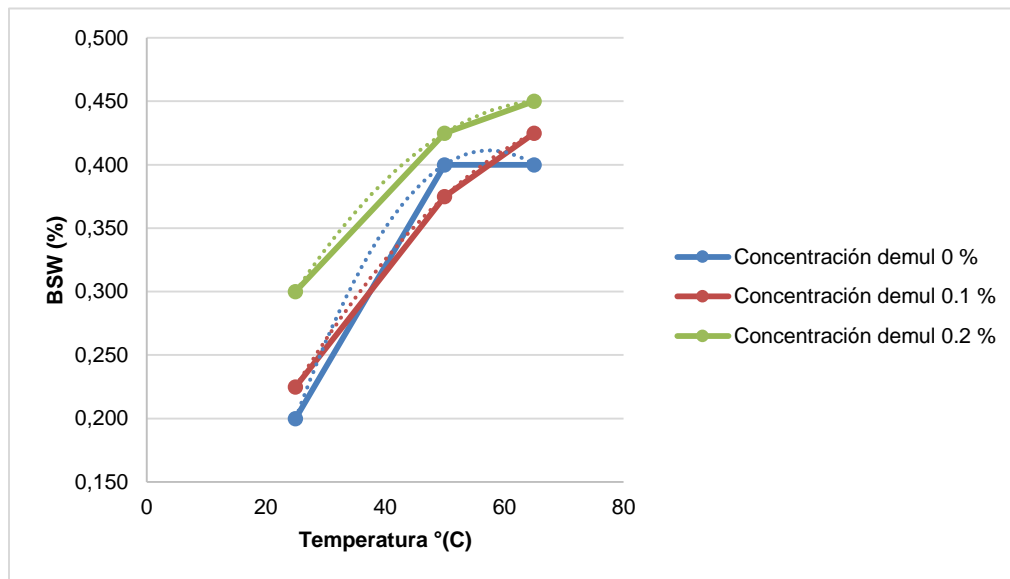


Figura 3.13. Gráfico comparativo BSW vs Temperatura a un tiempo constante de 180 segundos y diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016

Mediante el análisis realizado se puede verificar que existe mejor separación agua-cruco con concentración de demulsificante de 0,2%, a una temperatura de 65°C y 180 segundos del ensayo, se presenta un valor 0,450% de BSW.

Tabla 3.17. Análisis BSW en el ingreso de los deshidratadores 21/07/2016 a temperatura constante de 25 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

		Ensayo 4			Ensayo 5			Ensayo 6		
		Concentración demulsificante 0 %			Concentración demulsificante 0,1 %			Concentración demulsificante 0,2 %		
t (s)	T(°C)	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio
60	25	0,100	0,150	0,125	0,300	0,300	0,300	0,300	0,250	0,275
120	25	0,200	0,200	0,200	0,350	0,300	0,325	0,350	0,300	0,325
180	25	0,200	0,200	0,200	0,350	0,300	0,325	0,350	0,350	0,350

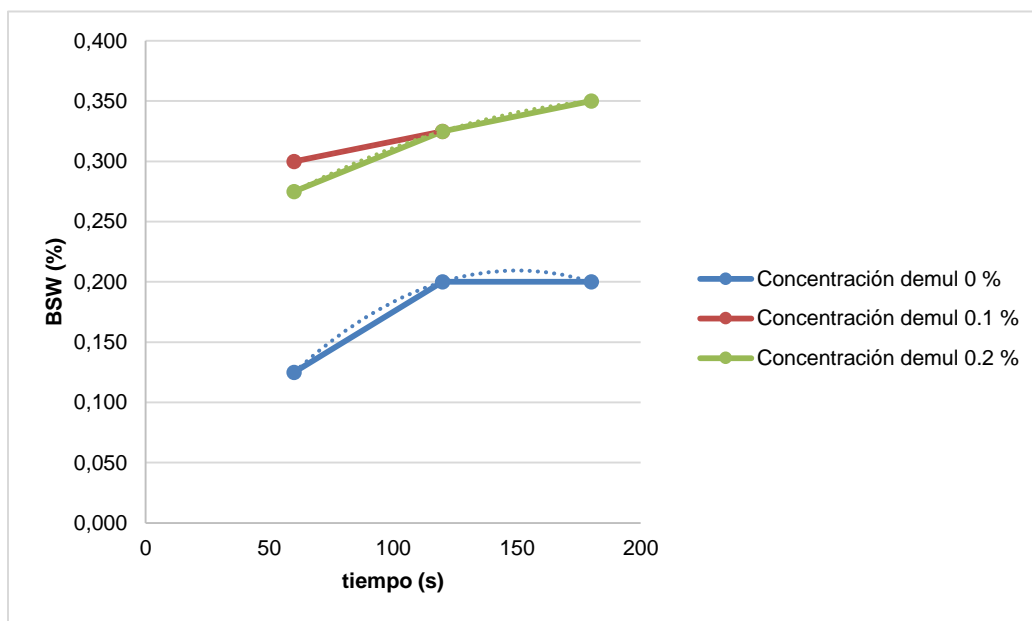


Figura 3.14. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 25°C y diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016

Mediante el análisis realizado se puede verificar que existe un comportamiento similar con concentración de demulsificante de 0,1 % y 0,2%, a una temperatura de 25°C y 180 segundos del ensayo, se presenta un valor 0,350% de BSW.

Tabla 3.18. Análisis BSW en el ingreso de los deshidratadores 21/07/2016 a temperatura constante de 50 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

		Ensayo 7			Ensayo 8			Ensayo 9		
		Concentración demulsificante 0 %			Concentración demulsificante 0,1 %			Concentración demulsificante 0,2 %		
t (s)	T(°C)	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio
60	50	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,300	0,250	0,275
120	50	0,250	0,300	0,275	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
180	50	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,350	0,350	0,350

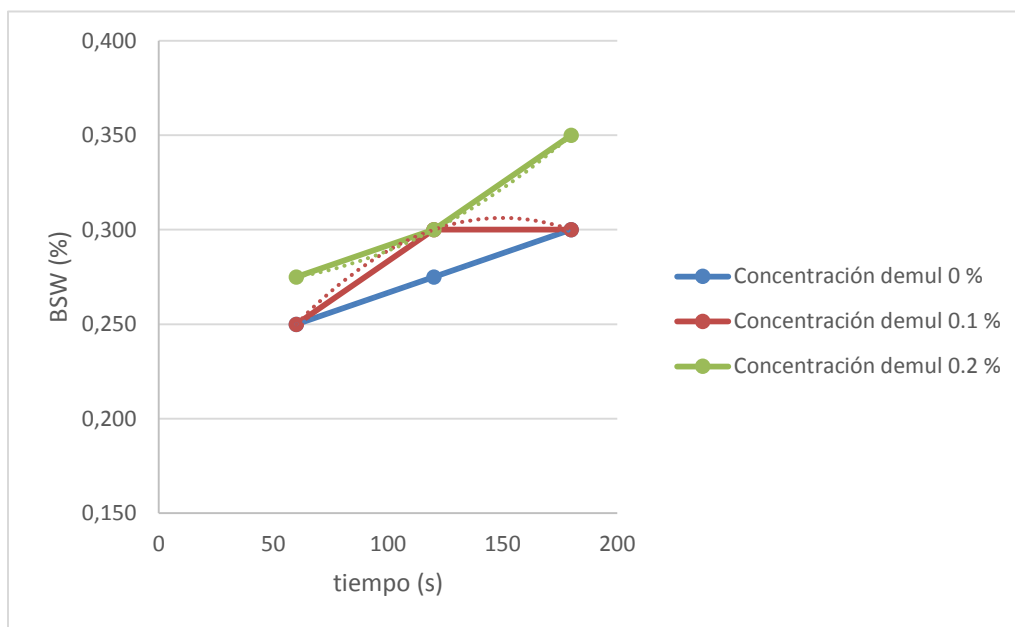


Figura 3.15. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 50°C y diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

Mediante el análisis realizado se puede verificar que existe mejor separación agua-cruco con concentración de demulsificante de 0,2%, a una temperatura de 50°C y 180 segundos del ensayo, se presenta un valor 0,350% de BSW.

Tabla 3.19. Análisis BSW en el ingreso de los deshidratadores 21/07/2016 a temperatura constante de 65 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

		Ensayo 10			Ensayo 11			Ensayo 12		
		Concentración demulsificante 0 %			Concentración demulsificante 0,1 %			Concentración demulsificante 0,2 %		
t (s)	T(°C)	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio
60	65	0,300	0,250	0,275	0,300	0,350	0,325	0,350	0,400	0,375
120	65	0,300	0,250	0,275	0,350	0,350	0,350	0,350	0,400	0,375
180	65	0,350	0,400	0,375	0,400	0,400	0,400	0,450	0,450	0,450

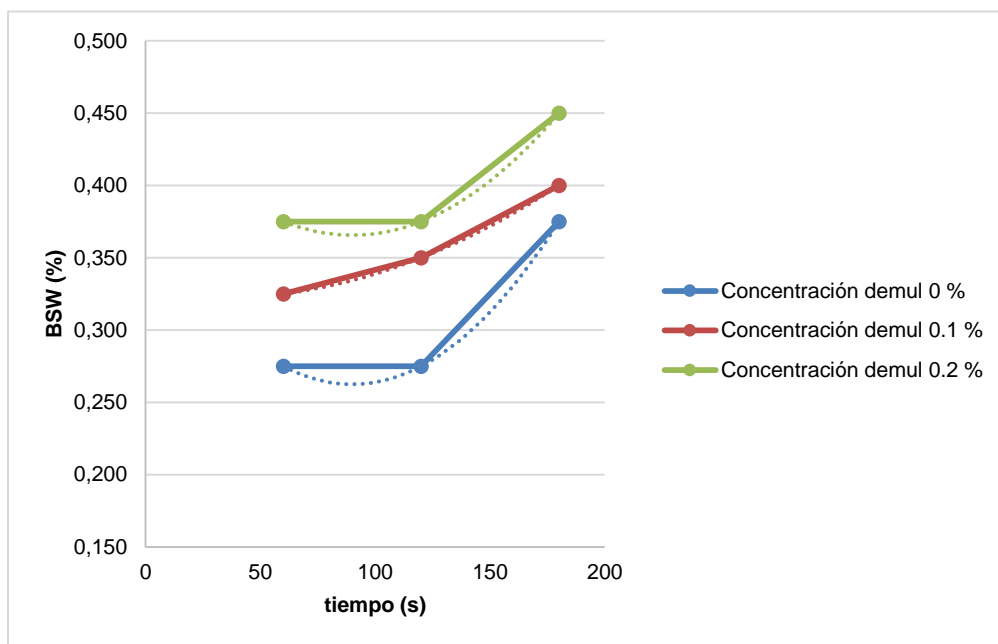


Figura 3.16. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 65°C y diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

Mediante el análisis realizado se puede verificar que existe mejor separación agua-crudo con concentración de demulsificante de 0,2%, a una temperatura de 65°C y 180 segundos del ensayo, se presenta un valor 0,450% de BSW.

Tabla 3.20. Análisis BSW en la salida de los deshidratadores 21/07/2016 a temperatura variable tiempo constante y a diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

		Ensayo 1			Ensayo 2			Ensayo 3		
		Concentración demulsificante 0 %			Concentración demulsificante 0,1 %			Concentración demulsificante 0,2 %		
T(°C)	t (s)	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio
25	180	0,100	0,150	0,125	0,150	0,200	0,175	0,150	0,150	0,150
50	180	0,100	0,150	0,125	0,200	0,250	0,225	0,250	0,200	0,225
65	180	0,100	0,150	0,125	0,250	0,300	0,275	0,300	0,250	0,275

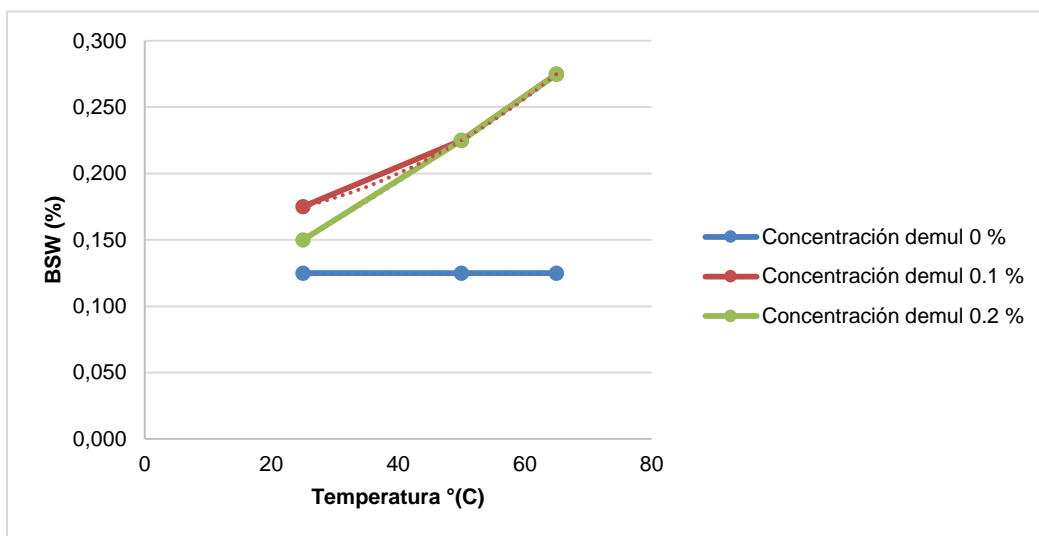


Figura 3.17. Grafico comparativo BSW vs Temperatura a un tiempo constante de 180 segundos y diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

Mediante el análisis realizado se puede verificar que existe un comportamiento similar con concentración de demulsificante de 0,1 % y 0,2%, a una temperatura de 65°C y 180 segundos del ensayo, se presenta un valor máximo 0,275% de BSW.

Tabla 3.21. Análisis BSW en la salida de los deshidratadores 21/07/2016 a temperatura constante de 25 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

		Ensayo 4			Ensayo 5			Ensayo 6		
		Concentración demulsificante 0 %			Concentración demulsificante 0,1 %			Concentración demulsificante 0,2 %		
t (s)	T(°C)	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio
60	25	0,100	0,100	0,100	0,150	0,200	0,175	0,150	0,150	0,150
120	25	0,150	0,100	0,125	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250
180	25	0,200	0,200	0,200	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250

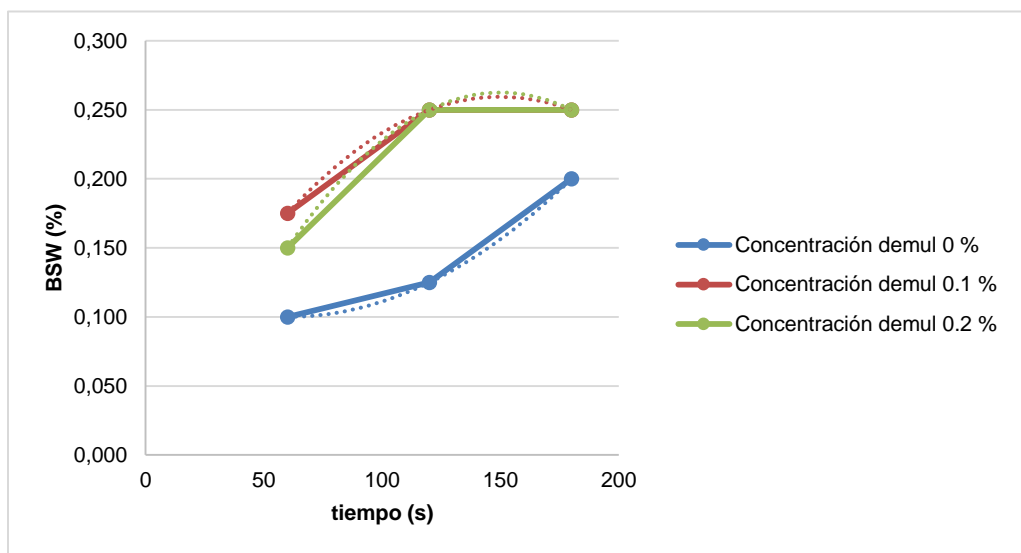


Figura 3.18. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 25°C y diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

Mediante el análisis realizado se puede verificar que existe un comportamiento similar con concentración de demulsificante de 0,1 % y 0,2%, a una temperatura de 25°C y 180 segundos del ensayo, se presenta un valor máximo 0,250% de BSW.

Tabla 3.22. Análisis BSW en la salida de los deshidratadores 21/07/2016 a temperatura constante de 50 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

		Ensayo 7			Ensayo 8			Ensayo 9		
		Concentración demulsificante 0 %			Concentración demulsificante 0,1 %			Concentración demulsificante 0,2 %		
t (s)	T(°C)	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio
60	50	0,150	0,200	0,175	0,200	0,200	0,200	0,250	0,250	0,250
120	50	0,200	0,250	0,225	0,250	0,200	0,225	0,300	0,300	0,300
180	50	0,300	0,300	0,300	0,250	0,300	0,275	0,300	0,300	0,300

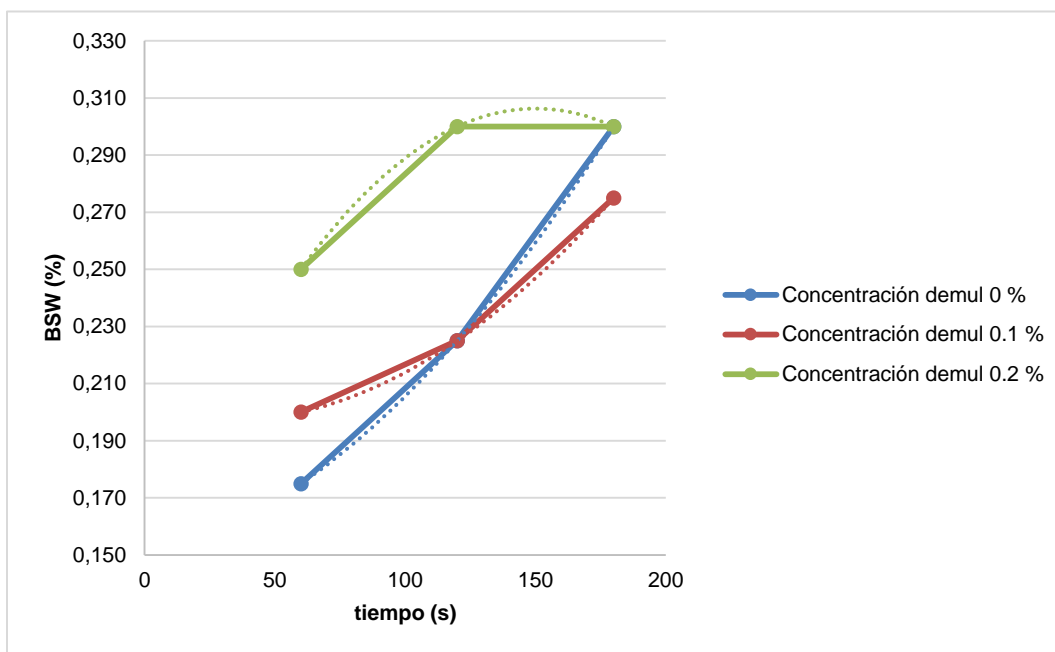


Figura 3.19. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 50°C y diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

Mediante el análisis realizado se puede verificar que existe un comportamiento similar con concentración de demulsificante de 0 % y 0,2%, a una temperatura de 50°C y 180 segundos del ensayo, se presenta un valor máximo 0,300% de BSW.

Tabla 3.23. Análisis BSW en la salida de los deshidratadores 21/07/2016 a temperatura constante de 65 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

		Ensayo 10			Ensayo 11			Ensayo 12		
		Concentración demulsificante 0 %			Concentración demulsificante 0,1 %			Concentración demulsificante 0,2 %		
t (s)	T(°C)	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio
60	65	0,150	0,200	0,175	0,250	0,250	0,250	0,250	0,300	0,275
120	65	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,300	0,300	0,300
180	65	0,250	0,250	0,250	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300

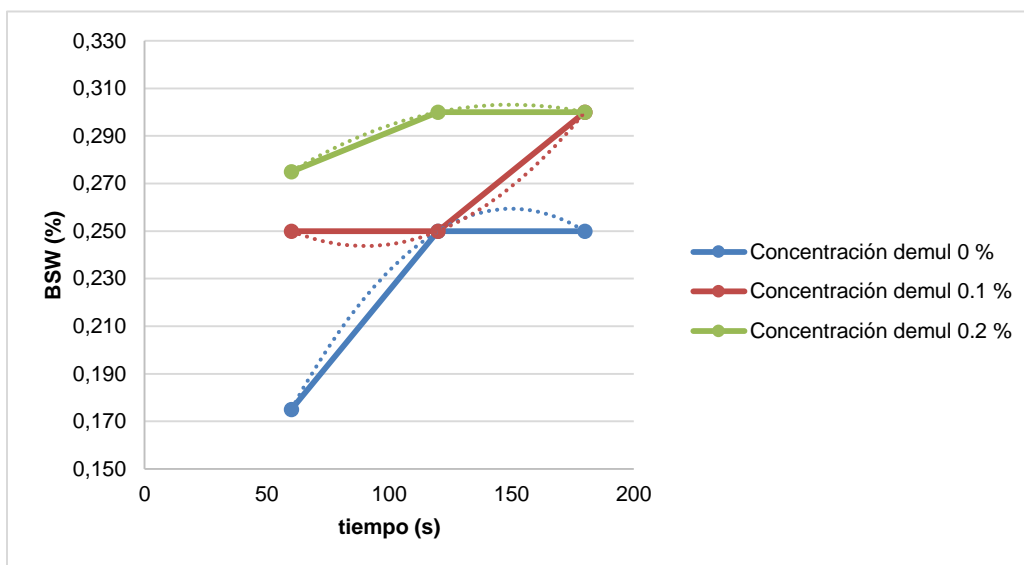


Figura 3.20. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 65°C y diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

Mediante el análisis realizado se puede verificar que existe un comportamiento similar con concentración de demulsificante de 0,1 % y 0,2%, a una temperatura de 65°C y 180 segundos del ensayo, se presenta un valor máximo 0,300% de BSW.

Tabla 3.24. Análisis BSW en el ingreso de los deshidratadores 22/07/2016 a temperatura variable tiempo constante y a diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

		Ensayo 1			Ensayo 2			Ensayo 3		
		Concentración demulsificante 0 %			Concentración demulsificante 0,1 %			Concentración demulsificante 0,2 %		
T(°C)	t (s)	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio
25	180	0,350	0,300	0,325	0,300	0,300	0,300	0,350	0,350	0,350
50	180	0,350	0,350	0,350	0,400	0,400	0,400	0,400	0,350	0,375
65	180	0,350	0,350	0,350	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400

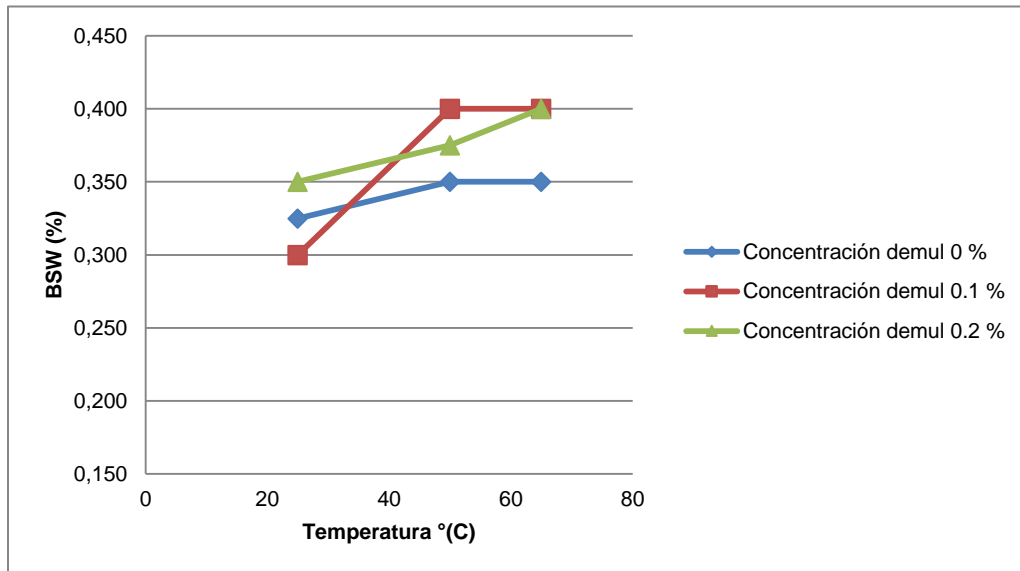


Figura 3.21. Grafico comparativo BSW vs Temperatura a un tiempo constante de 180 segundos y diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

Mediante el análisis realizado se puede verificar que existe un comportamiento similar con concentración de demulsificante de 0,1 % y 0,2%, a una temperatura de 65°C y 180 segundos del ensayo, se presenta un valor máximo 0,400% de BSW.

Tabla 3.25. Análisis BSW en el ingreso de los deshidratadores 22/07/2016 a temperatura constante de 25 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

		Ensayo 4			Ensayo 5			Ensayo 6		
		Concentración demulsificante 0 %			Concentración demulsificante 0,1 %			Concentración demulsificante 0,2 %		
t (s)	T(°C)	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio
60	25	0,300	0,250	0,275	0,300	0,250	0,275	0,300	0,250	0,275
120	25	0,350	0,300	0,325	0,350	0,300	0,325	0,300	0,250	0,275
180	25	0,350	0,350	0,350	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400

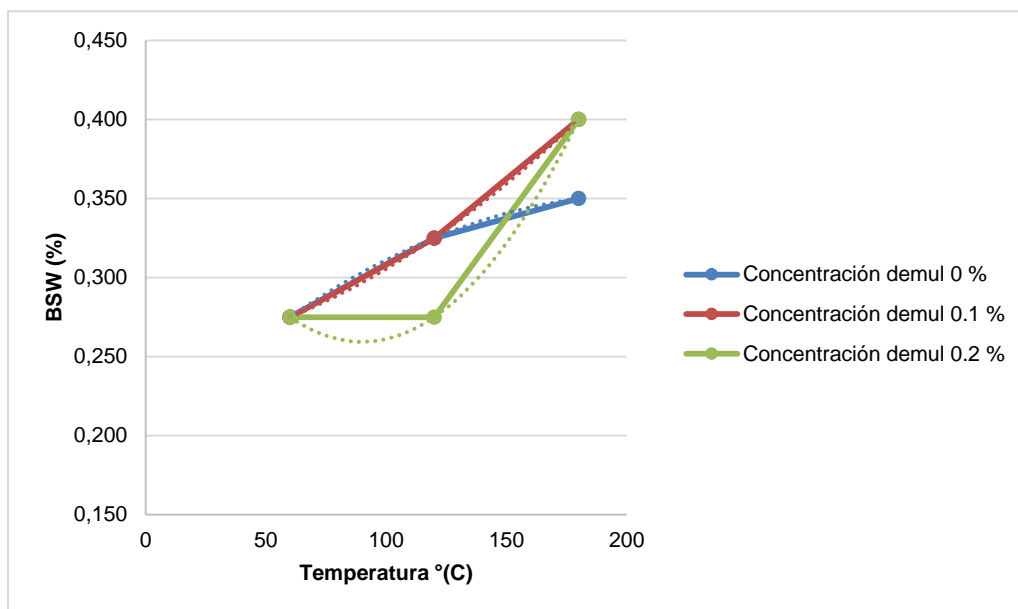


Figura 3.22. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 25°C y diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

Mediante el análisis realizado se puede verificar que existe un comportamiento similar con concentración de demulsificante de 0,1 % y 0,2%, a una temperatura de 25°C y 180 segundos del ensayo, se presenta un valor máximo 0,400% de BSW.

Tabla 3.26. Análisis BSW en el ingreso de los deshidratadores 22/07/2016 a temperatura constante de 50 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

		Ensayo 7			Ensayo 8			Ensayo 9		
		Concentración demulsificante 0 %			Concentración demulsificante 0,1 %			Concentración demulsificante 0,2 %		
t (s)	T(°C)	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio
60	50	0,200	0,250	0,225	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200
120	50	0,200	0,250	0,225	0,300	0,350	0,325	0,300	0,300	0,300
180	50	0,300	0,300	0,300	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400

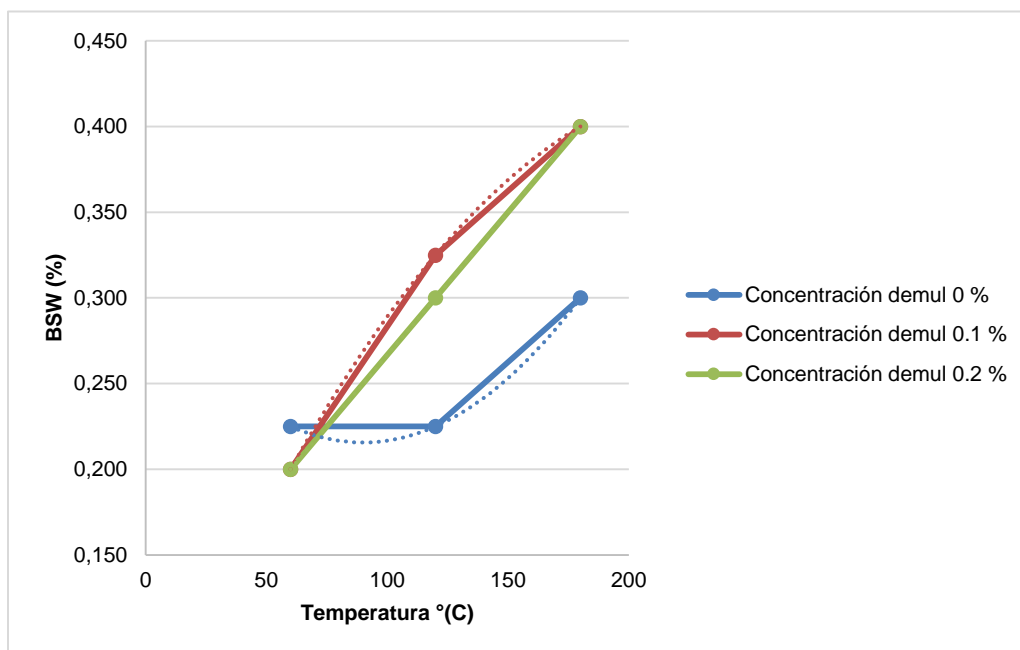


Figura 3.23. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 50°C y diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

Mediante el análisis realizado se puede verificar que existe un comportamiento similar con concentración de demulsificante de 0,1 % y 0,2%, a una temperatura de 50°C y 180 segundos del ensayo, se presenta un valor máximo 0,400% de BSW.

Tabla 3.27. Análisis BSW en el ingreso de los deshidratadores 21/07/2016 a temperatura constante de 65 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

		Ensayo 10			Ensayo 11			Ensayo 12		
		Concentración demulsificante 0 %			Concentración demulsificante 0,1 %			Concentración demulsificante 0,2 %		
t (s)	T(°C)	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio
60	65	0,200	0,200	0,200	0,250	0,200	0,225	0,250	0,200	0,225
120	65	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,350	0,350	0,350
180	65	0,300	0,300	0,300	0,350	0,400	0,375	0,400	0,400	0,400

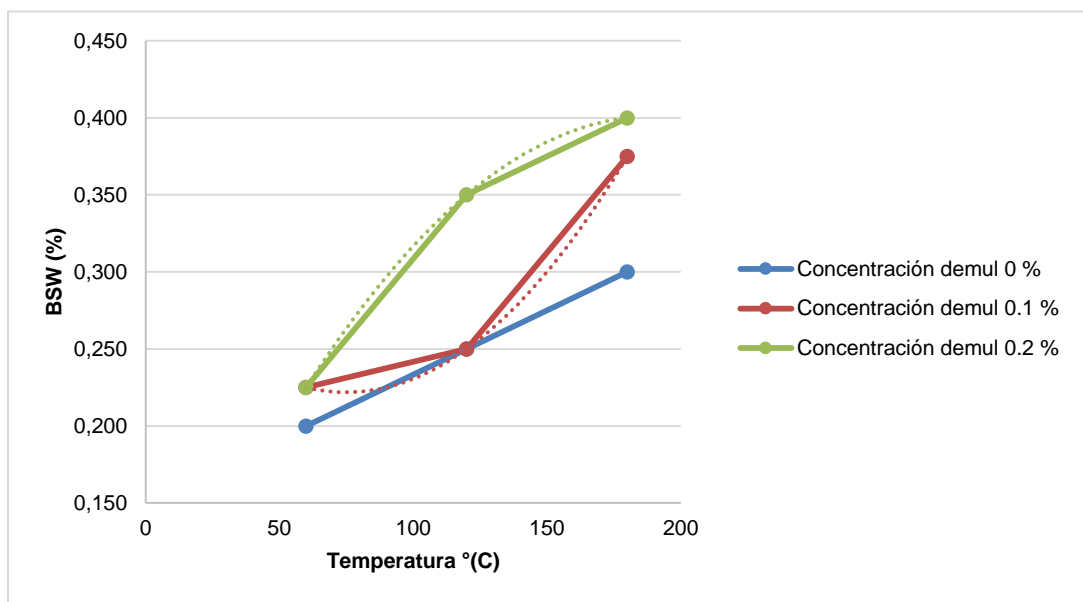


Figura 3.24. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 65°C y diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

Mediante el análisis realizado se puede verificar que existe mejor separación agua-cruco con concentración de demulsificante de 0,2%, a una temperatura de 65°C y 180 segundos del ensayo, se presenta un valor 0,400% de BSW.

Tabla 3.28. Análisis BSW en la salida de los deshidratadores 22/07/2016 a temperatura variable tiempo constante y a diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

		Ensayo 1			Ensayo 2			Ensayo 3		
		Concentración demulsificante 0 %			Concentración demulsificante 0,1 %			Concentración demulsificante 0,2 %		
T(°C)	t (s)	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio
25	180	0,200	0,250	0,225	0,250	0,200	0,225	0,250	0,300	0,275
50	180	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
65	180	0,300	0,300	0,300	0,350	0,300	0,325	0,350	0,350	0,350

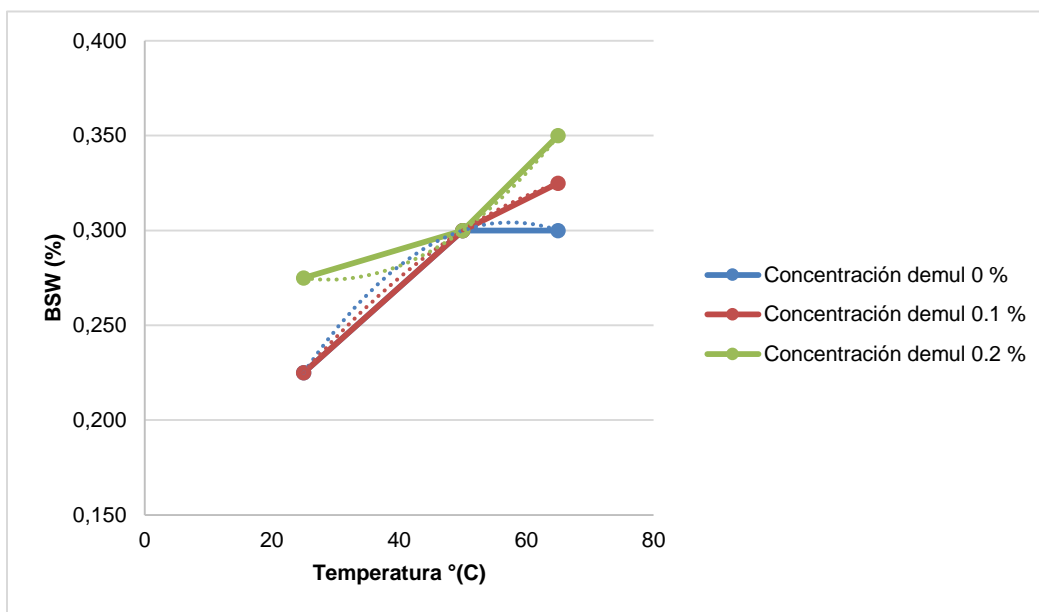


Figura 3.25. Gráfico comparativo BSW vs Temperatura a un tiempo constante de 180 segundos y diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

Mediante el análisis realizado se puede verificar que existe mejor separación agua-crudo con concentración de demulsificante de 0,2%, a una temperatura de 65°C y 180 segundos del ensayo, se presenta un valor 0,350% de BSW.

Tabla 3.29. Análisis BSW en la salida de los deshidratadores 22/07/2016 a temperatura constante de 25 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

		Ensayo 4			Ensayo 5			Ensayo 6		
		Concentración demulsificante 0 %			Concentración demulsificante 0,1 %			Concentración demulsificante 0,2 %		
t (s)	T(°C)	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio
60	25	0,200	0,200	0,200	0,150	0,200	0,175	0,300	0,250	0,275
120	25	0,250	0,300	0,275	0,200	0,250	0,225	0,300	0,250	0,275
180	25	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300

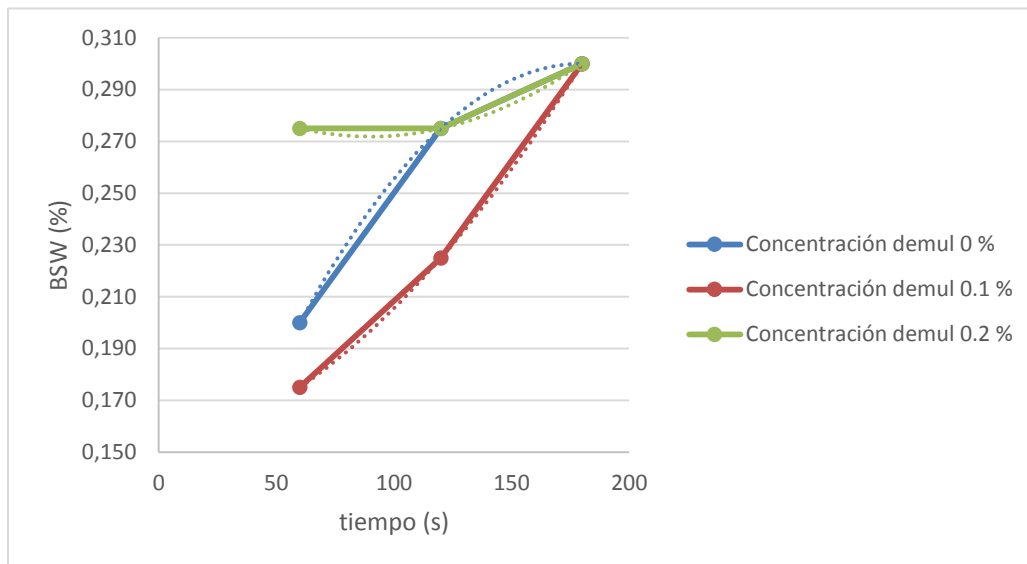


Figura 3.26. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 25°C y diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

Mediante el análisis realizado se puede verificar que existe un comportamiento similar con concentración de demulsificante de 0 %, 0,1 % y 0,2%, a una temperatura de 25°C y 180 segundos del ensayo, se presenta un valor máximo 0,300% de BSW.

Tabla 3.30. Análisis BSW en la salida de los deshidratadores 22/07/2016 a temperatura constante de 50 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

		Ensayo 7			Ensayo 8			Ensayo 9		
		Concentración demulsificante 0 %			Concentración demulsificante 0,1 %			Concentración demulsificante 0,2 %		
t (s)	T(°C)	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio
60	50	0,200	0,250	0,225	0,200	0,250	0,225	0,300	0,250	0,275
120	50	0,200	0,250	0,225	0,250	0,250	0,250	0,300	0,300	0,300
180	50	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,350	0,350	0,350

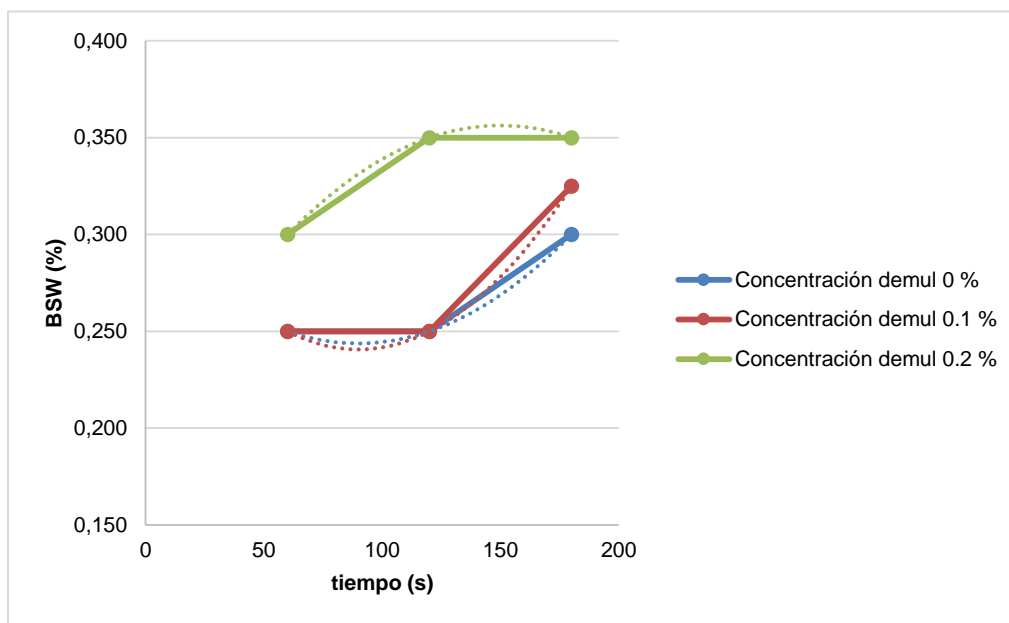


Figura 3.27. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 50°C y diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

Mediante el análisis realizado se puede verificar que existe mejor separación agua-crudo con concentración de demulsificante de 0,2%, a una temperatura de 50°C y 180 segundos del ensayo, se presenta un valor 0,350% de BSW.

Tabla 3.31. Análisis BSW en la salida de los deshidratadores 22/07/2016 a temperatura constante de 65 °C tiempo variable y a diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

		Ensayo 10			Ensayo 11			Ensayo 12		
		Concentración demulsificante 0 %			Concentración demulsificante 0,1 %			Concentración demulsificante 0,2 %		
t (s)	T(°C)	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%) ensayo	BSW (%) verificación	BSW (%) medio
60	65	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,300	0,300	0,300
120	65	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,350	0,350	0,350
180	65	0,300	0,300	0,300	0,350	0,300	0,325	0,350	0,350	0,350

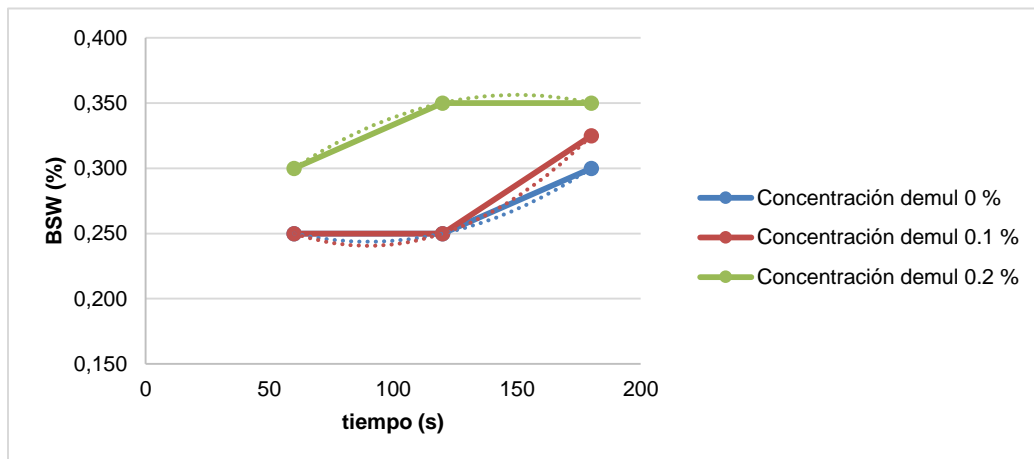


Figura 3.28. Grafico comparativo BSW vs Tiempo a una temperatura constante de 65°C y diferentes concentraciones de demulsificante.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

Mediante el análisis realizado se puede verificar que existe mejor separación agua-crudo con concentración de demulsificante de 0,2%, a una temperatura de 65°C y 180 segundos del ensayo, se presenta un valor 0,350% de BSW.

Como se puede verificar la tendencia de los gráficos es similar en todos los casos, en el primer caso manteniendo un tiempo constante de prueba de 180 segundos y una temperatura variable se visualiza que al incrementar la temperatura se produce mayor liberación del agua contenida en el crudo, adicional al incrementar la concentración de demulsificante aumenta la liberación de agua contenida en el crudo, por

lo que se verifica que a mayor temperatura y con la cantidad adecuada de demulsificante se producirá una separación más eficiente, se realizaron pruebas que al exceder de 0,2% la concentración de demulsificante no existe variación en el contenido de agua liberada.

En el segundo caso verificamos que al incrementar el tiempo de prueba se realiza mejor la separación del agua contenida, por lo que de igual manera concluimos que con un tiempo de residencia mayor y la concentración adecuada de demulsificante se realizará una separación eficiente, por ello la importancia de la combinación de los métodos de separación.

Mediante los análisis de laboratorio se verifica que los equipos críticos son los deshidratadores, ya que retiran mínima cantidad de agua. Los análisis presentados son similares para los tres días analizados por lo que concluimos que la tendencia es la reflejada, adicional se realizó la verificación de cada uno de los análisis por lo que se realizaron en total doscientos diez y seis análisis para los tres días en las mismas condiciones, del crudo que es exportado por el bloque 15 hacia el OCP.

Para los casos en que la tendencia no es similar esta se debe a que es difícil controlar la temperatura de la prueba, debido a la transferencia de calor que existe entre la muestra y el ambiente.

Mediante los análisis se verifica de la misma manera que en promedio se reduce el contenido del BSW en los deshidratadores un 25%.

Tabla 3.32. Análisis BSW en el ingreso y salida deshidratador y porcentaje de reducción de BSW.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

fecha	ingreso	Salida	Reducción (%)
20/07/16	0,6	0,45	25
21/07/16	0,45	0,275	39
22/07/16	0,4	0,35	12,5
Promedio			25

3.5. Cálculo del tiempo de residencia de los equipos

Todo el proceso se muestra en el siguiente esquema según figura 3.29.

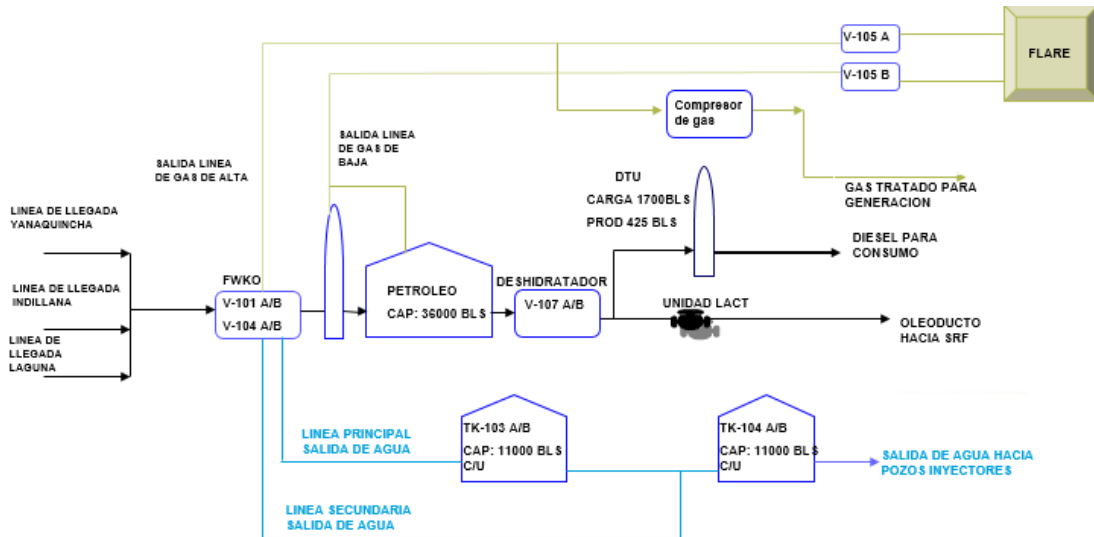


Figura 3.29. Esquema general de la planta

Fuente: Diego Falcón, 2016.

3.5.1. Separadores:

Los separadores tienen el siguiente tiempo de residencia:

Para el cálculo del tiempo de residencia de los separadores se realiza los siguientes cálculos partiendo de los datos adquiridos en la planta.

Tabla 3.33. Tiempo de residencia FWKO.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

1	Diámetro	120	Pulgadas
2	Longitud	50	pies
3	Volumen total	700	Bls
4	Volumen ocupado 2/3 Vt	467	Bls
5	Caudal 4 separadores	182930	BFPD
6	Caudal 1 separador	45750	BFPD
7	Tr según ecuación 1.1 (4/6)	0,0102	días
8	Tr minutos 7*1440	14,69	min

3.5.2. Tanque de almacenamiento

Los tanques tienen el siguiente tiempo de residencia:

Tabla 3.34. Tiempo de residencia Tanques de almacenamiento.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

1	Diámetro	90	Pies
2	Altura	32	Pies
3	Volumen total	36000	Bls
4	Nivel operativo	9-27	Pies
5	Capacidad operativa	18	Pies
6	Volumen operativo (3*5)/2	20250	Bls
7	Caudal total	23340,10	BOPD
8	Factor de BSW	0,99	
9	Caudal ingreso tanque 1,5% BSW	23576	BFPD
10	Tr según ecuación 1.1 (6/9)	0,86	Días
11	Tr minutos 10*1440	20,6	Horas

3.5.3. Deshidratadores

Los deshidratadores tienen el siguiente tiempo de residencia:

Tabla 3.35. Tiempo de residencia Deshidratadores.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

1	Diámetro	10	Pies
2	Longitud	40	Pies
3	Volumen total	571	Bls
4	Caudal descarga bombas booster	14000	BOPD
5	Tr según ecuación 1.1 (3/4)	0,04078	Días
6	Horas de bombeo	17	Horas
7	Tr minutos 6*1020	41,6	min

El tiempo de residencia de los equipos es muy importante calcularlo para verificar que es lo que afecta significativamente al proceso de deshidratación.

Para calcular el tiempo de residencia en los separadores usamos el caudal total de producción que se reporta diariamente, de acuerdo al cierre de producción y lo dividimos para cuatro puesto que son 4 separadores.

El volumen de los separadores son 700 bbls pero el separador funcionara normalmente a 2/3 del volumen total, puesto que el otro espacio la ocupara el gas producido.

En el cálculo del tiempo de residencia en el tanque de almacenamiento el caudal son los barriles netos producidos sumados el porcentaje de BSW con el que sale del separador que aproximadamente es 1,5% al salir de los FWKO, y el volumen del tanque son 36000 en 32 pies pero la parte operativa son 18 pies y con esto calculo la capacidad.

Para conocer el tiempo de residencia del deshidratador el caudal que se usa es el aportado por las bombas booster, y el volumen son 571 barriles.

Mediante el comparativo de BSW ingreso vs salida, verifico que el equipo que menos reduce el BSW es el deshidratador se procederá a analizar los parámetros que influencia en que el deshidratador no trabaje eficientemente.

El tiempo de residencia se ve afectado puesto que el fluido posee un mayor caudal al ser impulsado por las bombas booster, el fluido aumenta la turbulencia puesto que la presión es mayor a la que es bombeado que a la que sale desde el separador, como sabemos la turbulencia no facilita la separación de las fases del crudo.

El sistema automático de funcionamiento de válvulas de interface no funciona efectivamente en el deshidratador, por lo que es necesario antes de iniciar bombeo drenar las deshidratadoras.

Las deshidratadoras únicamente funcionan mientras existe bombeo por lo que de esta manera perdemos mayor tiempo de residencia y no se usa efectivamente el deshidratador provocando consumo de energía y sin que sea puesto en funcionamiento, ya que el transformador seguirá funcionando pero no hará el trabajo que debe realizar.

3.6. Conclusiones del capítulo

- Las deshidratadoras son el punto crítico en el sistema de separación agua crudo debido a que según el análisis realizado para los tres diferentes días el porcentaje de reducción de BSW es 25%, siendo el menor ya que al analizar en los FWKO es de 98% la reducción y en los tanques de surgencia 69%.
- El enfoque a dar una solución será considerando todos los aspectos de los deshidratadores.
- El aumento de temperatura máximo hasta 65°C crea una buena separación del agua y sólidos del crudo.
- El tiempo para los ensayos adecuado es a los 180 segundos puesto que a mayor tiempo ya no existe variación del corte de agua.
- Una adecuada dosificación de químicos en este análisis se verificó que al exceder de 0,2% no existe variación alguna en el corte de agua.

CAPÍTULO 4

4. PROPUESTA

4.1. Título de la propuesta

Rediseño del proceso de deshidratación del crudo en la planta del CPF Indillana

4.2. Justificación de la propuesta

El inconveniente que se produce es una mala separación de las fases del crudo enfocándose en la separación agua-crudo, mediante el análisis efectuado en el capítulo anterior verificamos que el equipo que no está funcionando efectivamente es el deshidratador puesto que ingresa con un BSW similar al que sale, consumiendo energía y funcionando ineficientemente, por lo que la propuesta va enfocada en este equipo, el rediseño se realizara tomando en cuenta estos antecedentes.

El proceso de deshidratación del crudo es importante para mantener el crudo dentro de especificaciones ya que se debe cumplir ciertas leyes y acuerdos ministeriales evitando inconvenientes como multas económicas pérdidas de producción.

El sistema de deshidratación consta de separadores, hornos, intercambiadores de calor, tanques de almacenamiento, deshidratadores con el propósito de disminuir el contenido de agua en el crudo el valor permitido para el OCP es 0,5% ya que la producción del bloque 15 ingresa a dicho oleoducto.

El propósito de la investigación es proponer un rediseño del proceso de deshidratación haciéndolo más eficiente y logrando que los equipos funcionen adecuadamente.

4.3. Objetivos de la propuesta

Disminuir el contenido de agua en el crudo de exportación a partir de la operación eficiente de los equipos del proceso.

Evitar inconvenientes operativos debido al transporte de crudo.

4.4. Estructura de la propuesta

La estructura de la propuesta se ha planteado de la siguiente manera:

- Se utilizaran los resultados obtenidos en el capítulo anterior para verificar los puntos críticos del proceso de separación agua- crudo.

- Se realizará la estructura de los pasos a seguir para la identificación del proceso y la propuesta más eficiente de acuerdo al caso.
- Se realizara el análisis de todos los factores que influyen en el anterior diseño y que lograremos con esta propuesta.
- Por último se hará un análisis económico para comprobar la factibilidad de la propuesta.

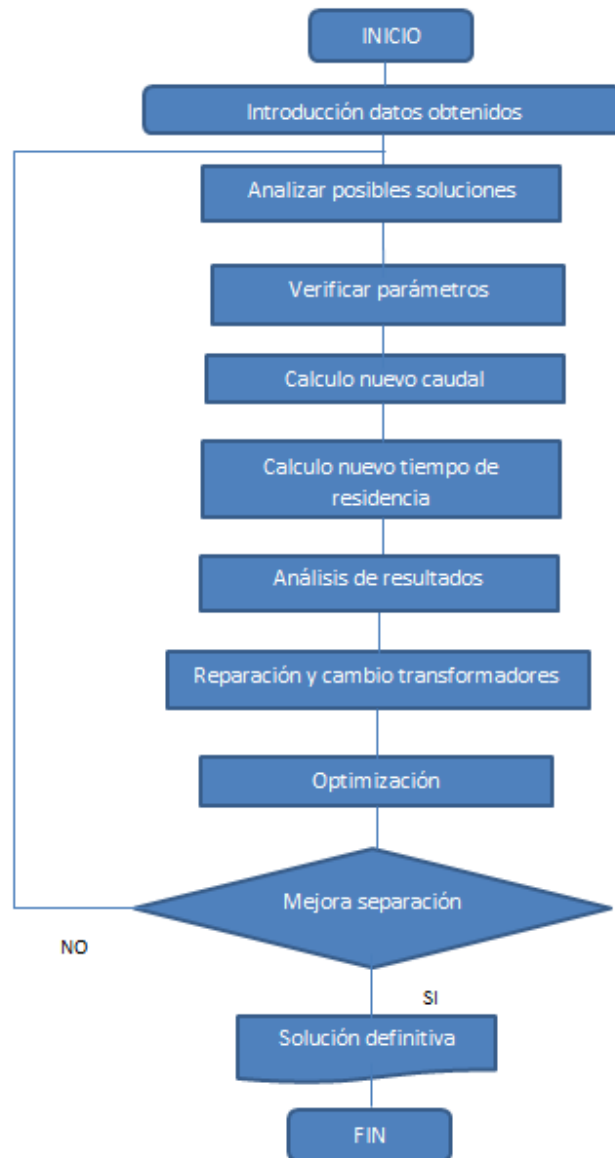


Figura 4.1. Diagrama de rediseño del proceso de deshidratación

Fuente: Diego Falcón, 2016.

4.5. Desarrollo de la propuesta

Para el rediseño del proceso de deshidratación del crudo, se propone cambiar líneas de conexión entre los equipos es decir modificar la trayectoria que sigue el fluido.

Luego de la salida del FWKO el fluido es calentado mediante el intercambiador de calor E-200 A/B e ingresa al deshidratador a la salida es nuevamente calentado mediante el intercambiador E-300 A/B, luego ingresa a la bota de gas y es dirigido al tanque de almacenamiento T-101 A/B, posteriormente el crudo es transportado mediante las P-139 A/B pasa por la unidad LACT y luego es bombeado por las bombas de transferencia P-105 E/B/F hasta el SRF.

Cabe recalcar que de esta manera ya sale de funcionamiento el intercambiador de calor E- 310 A/B puesto que ya no es necesario enfriar el crudo ya que este ya se encuentra frío al salir del tanque de almacenamiento, este equipo puede ser utilizado en otro proceso.

Los deshidratadores con la configuración actual únicamente funcionan si se encuentra bombeando fluido y aproximadamente se bombea 17 horas con lo que perdemos tiempo de residencia en los deshidratadores, se consume energía y sin darle uso al deshidratador por 7 horas aproximadamente, además que el caudal al que sale es mayor puesto que las bombas booster son de mayor caudal al que sale de los FWKO, la presión de las booster es mayor por lo que esto no facilita la separación del agua de esta manera se estabiliza las emulsiones ya que ayuda a que sea más turbulento el fluido. Ver anexo 3.

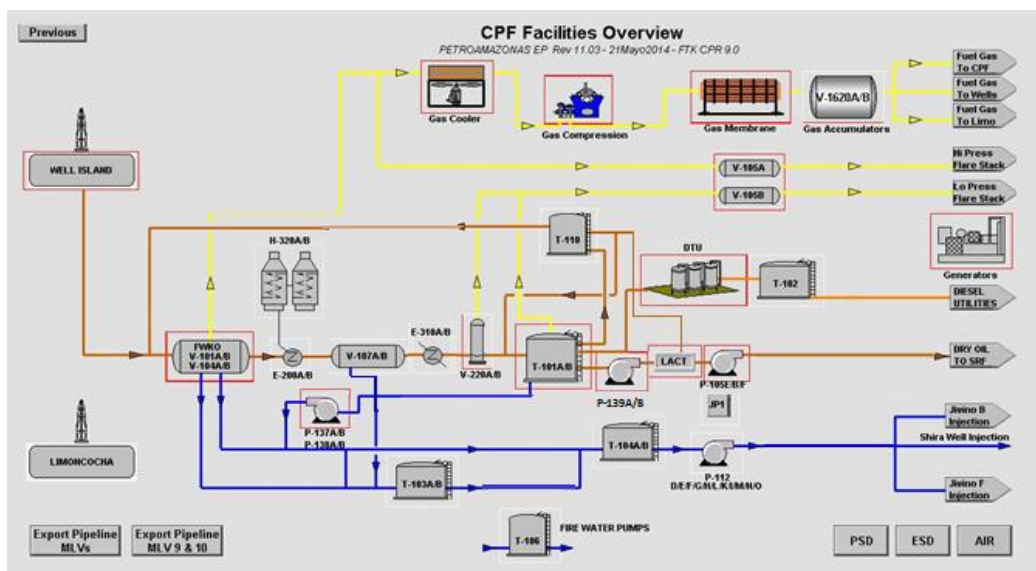


Figura 4.2. Esquema rediseño del proceso de deshidratación

Fuente: (Planta de procesos CPF, 2014)

Como se puede observar en la figura 4.1 esta sería la modificación que sufriría el proceso para optimizar el proceso, no es un cambio que conlleve grandes costos puesto que todos los equipos existen únicamente lo que se necesita es realizar las nuevas conexiones, mejorando de esta manera la separación aumentando el tiempo de residencia del fluido en los deshidratadores puesto que de esta manera funcionarían las 24 horas.

Adicional se pudo verificar que los transformadores no están funcionando adecuadamente uno no funciona y los otros no están funcionando al 100% por lo que se sugiere un mantenimiento de los transformadores y una limpieza interna de los deshidratadores para que realicen efectivamente la separación. Un transformador del V-107A se encuentra fuera de servicio por una falla por lo que es necesario el cambio.

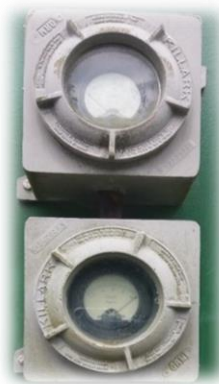


Figura 4.3. Voltaje y amperaje transformador del deshidratador V-107B lado izquierdo.

Fuente: Diego Falcón, 2016.



Figura 4.4. Voltaje y amperaje transformador del deshidratador V-107B lado derecho.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

4.6. Comprobación del tiempo de residencia del deshidratador

Deshidratadores nueva propuesta:

Tabla 4.1. Nuevo tiempo de residencia Deshidratadores.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

1	Diámetro	10	Pies
2	Longitud	40	Pies
3	Volumen total	571	Bls
4	Caudal ingreso deshidratadores 1,5% BSW	23576	BOPD
5	Caudal ingreso deshidratador	11788	BOPD
6	Tr según ecuación 1.1 (3/5)	0,0484	Días
8	Tr minutos 6*1440	69,75	min

Mediante este análisis el tiempo de residencia aumenta significativamente de 41,6 minutos a 69,75 minutos por lo que ayudara a la mejor separación del agua en el crudo, ya que funcionarían los deshidratadores las 24 horas no únicamente cuando se esté bombeando.

4.7. Resultados técnicos de la propuesta

Diagrama del sistema propuesto para el proceso de deshidratación del crudo

Luego de analizar los equipos inmersos en el proceso de deshidratación del crudo se realiza la propuesta del nuevo diagrama del proceso, indicado en la figura 4.7.

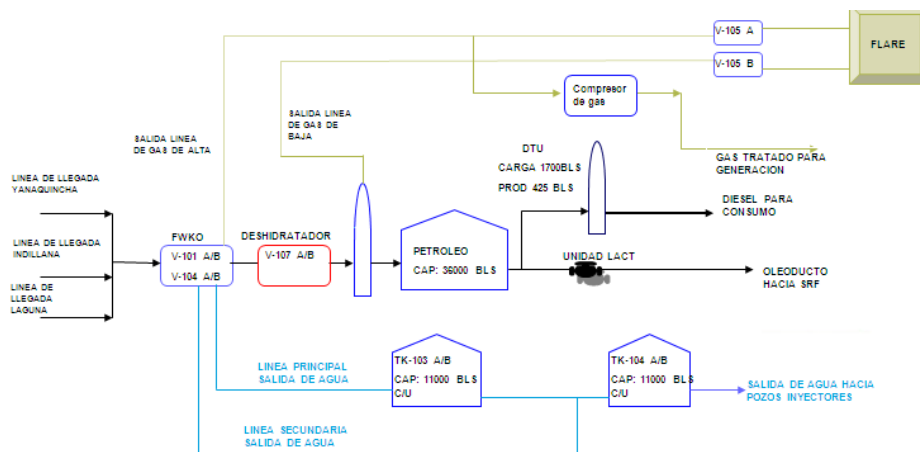


Figura 4.5. Diagrama del sistema de deshidratación del crudo.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

En la tabla 4.2 se muestran los elementos del sistema para deshidratación del crudo.

Tabla 4.2. Equipos presentes en la separación agua - crudo.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

Descripción	Código	Cantidad	Capacidad nominal	Potencia (HP)
Separadores de agua libre FWKO	V-101A, V-101B, V-104A, V-104B	4	Crudo 8750 bpd. Agua 83750 bpd Gas 1,6 MMSCFD	
Deshidratador	V-107A, V-107B	2	571 BFPD	
Bota de gas	V-108A, V-108B	2	417 cf.	
Tanques de almacenamiento	T-101A, T-101B	2	36 000 bbls	
Bombas booster	P-139A, P-139B	2	1200 GPM	150 HP
Bombas de transferencia	P-105E, P-105B, P-105F	3	730 GPM	633 HP

4.8. Evaluación socio-económico-ambiental de la propuesta

Considerare los costos de instalación de las nuevas líneas, del mantenimiento de los transformadores y de la limpieza interna de los deshidratadores.

Para realizar la evaluación económica se tomó en consideración el costo de cada uno de las variaciones y mantenimientos que se realizaran en la planta de procesos, los que se describen a continuación y se ilustran en la tabla 4.3.

Tabla 4.3. Inversión del proyecto de rediseño de la separación de agua- crudo.

Fuente: Diego Falcón, 2016.

DESCRIPCIÓN	COSTO \$M
Conexiones FWKO a deshidratadores	10000
Conexiones de las bombas booster a la unidad LACT	10000
Mantenimiento de transformadores de 37 KVA x 3	15000
Transformador de 37 KVA	10000
Limpieza interna de los deshidratadores x 2	20000

TOTAL	65000
--------------	--------------

Como se puede observar el costo total de la inversión es 65000 \$, ya que un día sin producir este campo conlleva perdidas significativas al Estado Ecuatoriano.

Teniendo en cuenta el valor a invertir es mínimo en función a un día de para de producción ya que en promedio se producen en el campo 23500 BIs, ya que dándose el caso extremo que no se permita bombear esta producción por estar crudo fuera de especificaciones y no poseer espacio para almacenamiento se tendrían que apagar pozos lo que conlleva problemas mayores ya que no producir un día de este campo a un costo promedio de barril de \$ 50 dolares sería \$ 1.175.000 de dolares al día valor que dejaría de percibir el estado Ecuatoriano adicional las multas por parte de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero que pueden ir entre los 500 salarios mínimos unificados un valor aproximado de 180000 dolares por concepto de multas por lo que la inversión se recupera instantáneamente al aplicar este proyecto, por ello el costo beneficio es muy importante al aplicar este proyecto.

Tabla 4.4. Inversión del proyecto TIR y VAN

Fuente: Diego Falcón, 2016.

No	FNE	(1+i)^n	FNE/(1+i)^n
0	-65000		-65000
1	1175000	100%	1175000
2	1175000	100%	1175000
3	1175000	100%	1175000
		TOTAL	3460000

VAN = 3.460.000 en 3 días

TIR = 1.807%

La recuperación de la inversión es instantánea puesto que se generan \$ 1.175.000 de ingresos diarios y el costo de propuesta es el 18% de la producción diaria.

4.9. Ventajas y desventajas del sistema de deshidratación del crudo

El análisis del proceso de deshidratación del crudo es muy importante ya que elimina inconvenientes en el bombeo del crudo de exportación evitando sanciones económicas y problemas operativos como capacidad de almacenamiento.

Ventajas

- Elimina inconvenientes legales, como multas económicas.
- Reduce problemas de capacidad de almacenamiento.
- Minimiza problemas operativos ya que se reduce la corrosión de la tubería, puesto que existe menos sal en el oleoducto
- No es un costo sumamente elevado
- No tardaría mucho en su aplicación.
- Es un proceso básico y simple de manejar.
- Uso eficiente de los recursos de la planta.
- Aprovechamiento de los equipos de la planta

Desventajas

- El costo no se refleja cuando se recupera ya que es un gasto
- Pendiente del drenaje del vessel

4.10. Conclusiones del capítulo

Mediante los análisis realizados se realiza la propuesta del rediseño del proceso para mejorar la separación de agua del crudo, aumentando el tiempo de residencia de 41,6 minutos a 69,75 minutos, y las horas de funcionamiento de 17 a 24.

Se propone el nuevo esquema que tendrá la planta de tratamiento del crudo.

Se propone un mantenimiento de los transformadores de los deshidratadores y el reemplazo del que se encuentra fuera de servicio para un funcionamiento adecuado del equipo.

Se debe realizar la limpieza interna de los deshidratadores puesto que no se ha realizado en mucho tiempo.

CONCLUSIONES GENERALES

1. Se verifica cada uno de los equipos demostrando que funcionan adecuadamente, excepto los deshidratadores ya que no reduce el BSW, es decir no cumple la función para la que fueron diseñados por lo que con la propuesta mejorara la separación del agua del crudo, Se identifica el punto crítico del sistema de deshidratación que es la parte de los deshidratadores, los mismos no funcionan eficientemente, ya que separan un promedio el 25% del BSW contenido.
2. Se realiza la caracterización del fluido que es tratado en la planta de procesos del CPF, verificando que es un crudo pesado con alto contenido de BSW mayor al 80%, se logra mejorar el proceso de deshidratación con el nuevo diseño ya que se mejoran tiempos de residencia, pasando de 41,6 minutos a 69,8 minutos.
3. Al mejorar la separación de crudo con un BSW de 0,100 promedio, se deja de transportar 82,25 barriles diarios, los mismos que a un costo de 2 \$/barril, es una perdida diaria de \$ 164,5 por bombear un crudo con alto contenido de BSW, esto por costo de bombeo de agua al año refleja una pérdida de \$ 60042,5 anuales.
4. Los equipos de bombeo funcionan más tiempo por bombear agua contenida en el crudo se bombea 17 horas, el consumo diario de los equipos de bombeo es 9933,1 kW/día por bombear los 23500 bls/día, pero si se reducen los 82,25 barriles de agua el consumo seria 9898,33 kW, lo que representa una reducción de 12,69 MW/año.
5. El consumo energético no se reducirá puesto que los equipos están en funcionamiento, pero no realizan el trabajo adecuadamente, por lo que posterior al rediseño se consumirá los mismos 111 kW, pero con un crudo en mejores especificaciones evitando inconvenientes operativos.
6. Al realizar la adecuación del sistema según los resultados experimentales de análisis, no se incurre en gastos adicionales de quimicos, de combustibles, unicamente se realiza la modificación del proceso con un costo de 65000 \$, los cuales son recuperables en 1 día y el van 3460000 en 3 dias puesto que el crudo tratado en la planta generaria 1175000 dolares de ingresos al dia con un costo promedio de 50 dolares por barril.

RECOMENDACIONES

1. Mejorar el sistema de monitero químico de cada uno de los equipos.
2. Actualizar los planos, PID´s existentes en la planta.
3. Realizar un adecuado sistema de tratamiento de la corrosion en la planta de procesos.
4. Realizar un resumen de las carateristicas de la planta de procesos.
5. Realizar un analisis del sistema de reinyección de agua, con el fin de reducción energetica.
6. Realizar este tipo de analisis para todas las plantas de proceso realizando un eficiente separación del crudo.
7. Realizar capacitación permanente al personal que opera la planta de procesos.

BIBLIOGRAFIA

- Acuerdo ministerial 014.* (2004).
- Acuerdo ministerial 018.* (2004). Quito.
- Araujo, A. (2015). El petróleo ecuatoriano se cotizó entre USD 34 y USD 49 en el primer bimestre. *Lideres*, 1.
- ASTM D473. (2012). *Standard Test Method for Sediment in Crude Oils and Fuel Oils by the Extraction Method.* Estados Unidos De America.
- Champions Technologies. (06 de diciembre de 2015). Hoja tecnica de seguridad del material. *Comunidad Petrolera.* (06 de 01 de 2009). Obtenido de <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/determinacin-de-la-gravedad-api-y.html>
- Congreso, P. (2012). Conceptualización del proyecto de deshidratación bajo un enfoque estocástico. / *congreso internacional de deshidratación del crudo y corrosión.* Quito.
- FONCIED. (1998). *Pozo ilustrado.* Caracas: Lagoven S.A.
- (2014). *Gerenciamiento de datos.* Petroamazonas EP.
- Keller, E. (1988). *Enviromental Geology.* Ohio: Charles and Merrill Publishing Co.
- Ley de hidrocarburos.* (s.f.).
- Ley de hidrocarburos.* (2011). República del Ecuador: Registro Oficial 711.
- Olmedo, F. (10 de 09 de 2014). *Biodisol.* Obtenido de <http://www.biodisol.com/cambio-climatico/que-es-el-petroleo-tipos-de-petroleo-hidrocarburos-west-texas-intermediate-petroleo-brent-blend-clasificacion-del-crudo/>
- Operaciones corrosión. (2015). *Procedimiento para determinación de sedimento en crudo .* Quito: Petroamazonas EP.
- Operaciones corrosión. (mayo de 2016). Contenido de agua en el petróleo método agua por destilación. Quito, Ecuador: Petroamazonas EP.
- Operaciones corrosión. (Mayo de 2016). Contenido de agua y sedimentos metodo centrifugo. Quito, Ecuador: Petroamazonas EP.
- PDVSA. (2005). *PDVSA.* Obtenido de http://www.pdvs.com/PESP/Pages_pes/aspectostecnicos/produccion/tipos_crudos.html
- Petroamazonas. (2000). P&D. *Planos de instrumentación y tubería.*
- Petroamazonas. (2014). *Procedimiento puesta en marcha FWKO.*
- Planta de procesos CPF. (01 de junio de 2014). Sistema de adquisición de datos Talkfactory. Coca, Orellana, Ecuador.
- Quimipac. (2012). *Deshidratación.* Quito.
- Red Proteger.* (03 de 08 de 2012). Obtenido de http://www.redproteger.com.ar/poder_calorifico.htm
- Repsol-YPF. (2011). *Deshidratación del crudo.* Madrid.
- Rio-Napo. (2012). *Presentación final.* Quito.
- Rodríguez, O. (2008). *Repositorio UTE.* Obtenido de http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/5766/1/38142_1.pdf
- Schlumberger. (2016). *Schlumberger.* Obtenido de http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/primary_production.aspx
- Schlumberger glosario.* (2016). Obtenido de http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/secondary_recovery.aspx?p=1
- UNAM. (2010). *UNAM.* Obtenido de www.ingenieria.unam.mx/~jagomez/materias/ARCHIVOS.../CAPITULO%20VII.pdf

ANEXOS

Anexo 1.

Características demulsificante

Anexo 2.

Plano esquema actual planta de procesos

Anexo 3.

Plano esquema propuesto planta de procesos

Anexo 4.

Validación instrumentos

Anexo 5.

Validación propuesta