

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE UN TRATAMIENTO TERMO-
QUÍMICO PARA LA REDUCCIÓN DE LA FRACCIÓN DE AGUA DE LOS
RESIDUOS ACEITOSOS PRODUCIDOS EN LAS FACILIDADES DE CAMPO
RUBIALES

LAURA ALEJANDRA GALLEGO ESCOBAR
MANUEL ALEJANDRO JÁUREGUI NORIEGA

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2017

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE UN TRATAMIENTO TERMO-
QUÍMICO PARA LA REDUCCIÓN DE LA FRACCIÓN DE AGUA DE LOS
RESIDUOS ACEITOSOS PRODUCIDOS EN LAS FACILIDADES DE CAMPO
RUBIALES

LAURA ALEJANDRA GALLEGO ESCOBAR
MANUEL ALEJANDRO JÁUREGUI NORIEGA

Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
Martín Adolfo Sandoval Covaleta
Ingeniero de Petróleos

Asesor
Alejandro Contreras Garzón
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2017

Nota de aceptación

Ing. Alejandro Contreras Garzón
Orientador

Ing. Alexander López
Jurado 1

Ing. Leandro Uriel Gómez Barbosa
Jurado 2

Bogotá D.C. 2017

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la universidad y Rector de Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Postgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano de Facultad de Ingenierías

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) del Programa de Ingeniería de Petróleos

Dr. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	22
INTODUCCIÓN	24
1. GENERALIDADES	27
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	27
1.2 LOCALIZACIÓN	28
1.3 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO	29
1.3.1 Método de producción.	29
1.3.2 Tiempo de producción	31
1.3.3 Número de pozos	31
1.3.4 Gráficas de producción	32
1.4 LICENCIAMIENTO	33
1.5 ENTORNO	35
2. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	37
2.1 PROCESO DE TRATAMIENTO DE CRUDO	37
2.2 PROCESO DE TRATAMIENTO DE AGUA	43
2.3 PROCESO DE TRATAMIENTO DE LOS RESIDUOS ACEITOSOS	50
2.4 FUENTES DE GENERACIÓN	50
2.4.1 Redes eléctricas	51
2.4.2 Generación localizada	51
2.4.3 Generación distribuida Fuel Oil #4	52
2.4.4 Generación centralizada	52
3. TRATAMIENTO DE EMULSIONES	54
3.1 GENERALIDADES	54
3.2 CLASIFICACIÓN DE LAS EMULSIONES	54
3.2.1 Según su estabilidad	55
3.2.2 Según la dureza	55
3.2.3 Según su naturaleza.	55
3.2.4 Según el tamaño de gota	56
3.3 PARÁMETROS QUE AFECTAN LA EMULSIÓN	56

3.3.1	Características del crudo	56
3.4	RESIDUOS ACEITOSOS	59
3.4.1	Generalidades	59
3.4.2	Clasificación	59
3.4.3	Tratamiento	60
4.	DISEÑO Y EJECUCIÓN DE PRUEBAS	66
4.1	MATERIALES	66
4.2	MÉTODOS	69
4.2.1	Diseño del plan de pruebas o diseño de experimentos	70
4.2.2	Estado estático	72
4.2.3	Estado dinámico	74
4.3	RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	76
4.3.1	Muestreo y caracterización inicial	76
4.3.2	Determinación de la separación de agua en estado estático	76
4.3.3	Determinación de la separación de agua en estado dinámico	84
4.3.4	Efecto del ácido sulfúrico sobre la separación de agua	89
5.	ANÁLISIS FINANCIERO	91
5.1	ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	93
5.1.1	Escenario I	93
5.1.2	Escenario II	95
5.2	EVALUACIÓN FINANCIERA	100
5.2.1	Escenario I	102
5.2.2	Escenario II	104
5.3	CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	108
6.	CONCLUSIONES	108
7.	RECOMENDACIONES	109
	BIBLIOGRAFIA	111
	ANEXOS	113

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Total de la inversión social realizada en el período 2008-2015	36
Tabla 2. Operación PAD's de inyección	47
Tabla 3. Capacidad actual de los equipos CPF	48
Tabla 4. Fuentes de generación de energía Campo Rubiales	51
Tabla 5. Efecto del pH según el tipo de emulsión y su estabilidad	58
Tabla 6. Clasificación de crudos según la gravedad API	59
Tabla 7. Arreglo general del diseño experimental	72
Tabla 8. Identificación de las corridas de acuerdo a la variación de los factores ..	72
Tabla 9. Composición de la muestra inicial (blanco)	76
Tabla 10. Porcentaje de agua libre de las corridas en estado estático	76
Tabla 11. Valores promedio del porcentaje de agua libre de las corridas en estado estático	77
Tabla 12. Mejores condiciones obtenidas en estado estático	78
Tabla 13. Análisis de varianza ANOVA – estado estático	82
Tabla 14. Composición de las corrientes involucradas en el proceso de tratamiento	83
Tabla 15. Porcentaje de error calculado mediante el balance volumétrico	84
Tabla 16. Porcentaje de agua libre de las corridas en estado dinámico	84
Tabla 17. Valores promedio del porcentaje de agua libre de las corridas en estado dinámico	85
Tabla 18. Mejores condiciones obtenidas en estado dinámico	87
Tabla 19. Análisis de varianza ANOVA - estado dinámico	88
Tabla 20. Porcentaje de agua libre separada al emplear ácido sulfúrico al 2% y 4%	90
Tabla 21. Tarifas asociadas al escenario I	93
Tabla 22. Costos de tratamiento Consorcio Conpat - escenario I	94
Tabla 23. Costos de transporte y disposición - escenario I	94
Tabla 24. Costos operativos - escenario I	95
Tabla 25. Variables financieras contempladas en el escenario II	95
Tabla 26. Variables contempladas en el escenario II - alternativa I	96
Tabla 27. Costos operativos agente químico - escenario II, alternativa I	96
Tabla 28. Costos operativos tratamiento Consorcio Conpat - escenario II, alternativa I	97
Tabla 29. Costos operativos transporte y disposición - escenario II, alternativa I	97
Tabla 30. Costos operativos anuales escenario II, alternativa I	98
Tabla 31. Variables contempladas en el escenario II - alternativa I	98
Tabla 32. Costos operativos agente químico - escenario II, alternativa II	99
Tabla 33. Costos operativos tratamiento Consorcio Conpat - escenario II, alternativa II	99
Tabla 34. Costos operativos transporte y disposición - escenario II, alternativa II	100
Tabla 35. Costos operativos anuales escenario II, alternativa II	100
Tabla 36. Resumen VPN	108

Tabla 37. Cálculo de la media del porcentaje de agua libre por efectos principales	127
Tabla 38. Sumatoria datos experimento principal y replica por corrida	130
Tabla 39. Sumatoria y_i por temperatura	130
Tabla 40. Suma de cuadrados error total	131
Tabla 41. Cálculo F_0 y Valor P para el factor Temperatura	131

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización geográfica Campo Rubiales	28
Figura 2. Ruta Bogotá - Campo Rubiales	29
Figura 3. Esquema de configuración de los pozos verticales en Campo Rubiales	30
Figura 4. Esquema de configuración de los pozos horizontales en Campo Rubiales	30
Figura 5. Veredas y asentamientos ubicados en las cercanías de Campo Rubiales	36
Figura 6. CPF-1 Campo Rubiales	37
Figura 7. CPF-2 Campo Rubiales	38
Figura 8. Free Water Knockout CPF-2	39
Figura 9. Intercambiadores de calor crudo - crudo y crudo - vapor	39
Figura 10. Batería 1 - Descargadero	40
Figura 11. Diagrama de proceso tratamiento de crudo	42
Figura 12. Esquema PAD de inyección	45
Figura 13. PAD's de inyección 5 y 6.	46
Figura 14. Diagrama de proceso tratamiento de agua de producción	49
Figura 15. PAD 7 Termomorichal I y PAD 5 Termomorichal II	51
Figura 16. Representación esquemática emulsión agua en aceite, W/O.	55
Figura 17. Representación esquemática emulsión aceite en agua, O/W.	56
Figura 18. Muestra de 5 galones de residuos aceitosos	66
Figura 19. Productos químicos empleados (a) Agente 1 y (b) Agente 2	68
Figura 20. Baño termostático marca <i>Mermmet</i> de 30L	69
Figura 21. Centrífuga marca <i>Robinson Centrifuge</i>	69
Figura 22. Representación gráfica de las combinaciones de tratamientos en un diseño 3 ³	71
Figura 23. Diagrama de flujo del procedimiento para determinación de agua libre en estado estático	73
Figura 24. Tubos de centrífuga empleados para la determinación de agua y sedimentos.	74
Figura 25. Diagrama de flujo para determinación del porcentaje de agua en estado dinámico	75
Figura 26. Re-emulsión generada al emplear rompedor universal	77
Figura 27. Esquema del balance volumétrico	82
Figura 28. (a) Agente 2 al 4% y 115°F y (b) Formación de reemulsión al emplear rompedor universal al 1% y 115°F	86
Figura 29. Resultados obtenidos al emplear ácido sulfúrico [4%]	90
Figura 30. Plot Plan - Facilidades centrales de producción CPF-2	92
Figura 31. Flujo de caja del escenario I	103
Figura 32. Flujo de caja del escenario II, alternativa I	105
Figura 33. Flujo de caja del escenario II, alternativa II	107
Figura 34. Esquema representativo de la operación de un filtro	114
Figura 35. Etapa de barrido	115

Figura 36. Etapa de des-compactación de un filtro	116
Figura 37. Etapa de fluidización I	117
Figura 38. Etapa de descarga	118
Figura 39. Etapa de fluidización II	119
Figura 40. Etapa de asentamiento	120
Figura 41. Etapa de normalización	121
Figura 42. Etapa de llenado	122
Figura 43. Etapa de decantación	123
Figura 44. Etapa de desnate	124
Figura 45. Etapa de salida de lodos	125
Figura 46. Etapa de salida de agua clarificada	126

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Distribución de pozos Campo Rubiales	31
Gráfica 2. Comportamiento histórico de producción de crudo vs. Campaña de perforación	32
Gráfica 3. Comportamiento histórico de producción de crudo y agua	33
Gráfica 4. Producción acumulada de crudo	33
Gráfica 5. Curva de demanda de energía Campo Rubiales	53
Gráfica 6. Comparación del efecto de lavado por solución	64
Gráfica 7. Efectos principales por factor sobre el porcentaje de agua libre en estado estático	78
Gráfica 8. Efecto de la interacción entre factores sobre el porcentaje de agua libre en estado estático	80
Gráfica 9. Comportamiento del agua libre en función de la concentración - Agente1	81
Gráfica 10. Comportamiento del agua libre en función de la concentración - Agente 2	81
Gráfica 11. Efectos principales por factor sobre el porcentaje de agua libre en estado dinámico	87
Gráfica 12. Efecto de la interacción entre factores sobre el porcentaje de agua libre en estado dinámico	88

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Cálculo de la fracción de agua en la corriente tratada	83
Ecuación 2. Valor Presente Neto (VPN)	101
Ecuación 3. Conversión de la tasa de interés de oportunidad (TIO)	101
Ecuación 4. Cálculo para la Suma de Cuadrados Total	128
Ecuación 5. Cálculo para la Suma de Cuadrados de Factores Principales	128
Ecuación 6. Cálculo para la Suma de Cuadrados de Interacciones	128
Ecuación 7. Cálculo para la Suma de Cuadrados para subtotal ABC	129
Ecuación 8. Cálculo para la Suma de Cuadrados del error total	131
Ecuación 9. Cálculo del cuadrado medio	131
Ecuación 10. Cálculo F_0	131

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Modificaciones realizadas en la licencia ambiental	34
Cuadro 2. Correlación de los métodos de tratamiento de residuos aceitosos para cada fase	60
Cuadro 3. Pautas generales para el diseño de un experimento	70
Cuadro 4. Desarrollo de etapas 1, 2, 3 y 4.	71
Cuadro 5. Relación Cuadrante - Interacción	79

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Secuencia para la operación de filtros	114
Anexo B. Secuencia para la operación de decantores	122
Anexo C. Cálculo de la medida de porcentaje de agua libre por efectos principales	127
Anexo D. Análisis de varianza Anova	128

GLOSARIO

ADITIVOS ROMPEDORES: agente químico que tiene como función separar las diferentes fases que componen una emulsión.

AMBIENTE FLUVIAL: punto geográfico donde las corrientes son el agente dominante de la alteración del paisaje, erosionando más tierra y transportando y depositando más sedimentos que cualquier otro proceso. Además de los depósitos fluviales, se depositan grandes cantidades de sedimentos cuando las crecidas periódicas inundan valles amplios y llanos, denominados llanura de inundación. Donde emergen corrientes rápidas de área montañosa hacia una superficie más llana, se forma una acumulación sedimentaria en forma de cono inconfundible conocida como abanico aluvial.

ARENISCA: roca sedimentaria de origen detrítico y color variable que se caracteriza por tener granos minerales compactados de tamaño entre 0,125mm a 0,250mm, cuya dureza depende del tamaño de los granos que la componen

BALANCE DE MATERIA: expresión para la conservación de la masa regida por la observación de que la cantidad de masa que abandona un volumen de control es igual a la cantidad de masa que entra en el volumen menos la cantidad de masa acumulada en el volumen.

BSW (*BASIC SEDIMENT AND WATER*): corresponde al contenido de agua libre (no disuelta) y sedimentos presentes en el crudo.

CAMPO PETROLERO: zona limitada con abundancia de pozos de donde los que se extraen hidrocarburos entrampados en el subsuelo.

CUARZO: mineral compuesto de los dos elementos más abundantes, el silicio y el oxígeno (SiO_2). Se encuentra en casi todos los ambientes y es parte constituyente de muchas rocas. Tras el feldespato es el mineral más común de la corteza terrestre, estando presente en una gran cantidad de rocas ígneas, metamórficas y sedimentarias.

CPF (*CENTRAL PRODUCTION FACILITY*): facilidades centrales de producción.

CUENCA SEDIMENTARIA: accidente de carácter geográfico que genera una depresión en la superficie terrestre permitiendo la acumulación de sedimentos. El espesor de los sedimentos supone, al menos, varios cientos de metros y una extensión de decenas de kilómetros cuadrados.

DESEMULSIONANTES: componentes surfactantes que al ser adicionados a la emulsión migran a la interface aceite-agua y rompen o debilitan la película rígida y mejoran la coalescencia de las gotas de agua.

EMULSIÓN: mezcla estable y homogénea de dos líquidos que no pueden mezclarse (son inmiscibles entre ellos) generada gracias a la presencia de un agente emulsificante y energía en forma de agitación.

EMULSIONANTE: aditivo químico que crea una emulsión, una dispersión de un líquido inmiscible en otro mediante la reducción de la tensión interfacial entre los dos líquidos para lograr estabilidad.

EMULSIÓN DIRECTA: es una emulsión de agua en crudo (W/O), donde la fase continua es el aceite y la fase dispersa el agua.

EMULSIÓN INVERSA: es una emulsión de crudo en agua (O/W), donde la fase continua es el agua y la fase dispersa el aceite.

ESTRATIGRAFÍA: rama de la geología que estudia la disposición y características de las rocas sedimentarias y los estratos litológicos.

FILTRACIÓN: proceso físico de separación de los componentes de una lechada dejando los sólidos en suspensión como revoque de filtración en un medio filtrante mientras pasa el líquido. El proceso puede ser estático o dinámico.

FLOCULACIÓN: proceso mediante el cual, mediante la adición de productos químicos, se promueve la formación de flóculos o agregados de partículas que posteriormente pueden ser removidos por sedimentación, filtración o flotación.

FWKO: separador vertical u horizontal que se utiliza, principalmente, para retirar agua libre que pueda causar problemas como corrosión y formación de hidratos o emulsiones compactas, que son difíciles de descomponer. A un separador de agua libre se le denomina separador trifásico, porque puede separar gas, petróleo o agua libre. Los líquidos que fluyen del separador de agua libre luego se tratan adicionalmente en recipientes llamados tratadores. El separador de agua libre se abrevia FWKO, por sus siglas en inglés.

INMISCIBLE: relativo a una condición en la que dos fluidos no pueden formar mezclas distribuidas molecularmente o lograr homogeneidad en esa escala. Los fluidos se separan en dos fases con una interfase entre ellos. Por ejemplo, el petróleo y el agua son inmiscibles.

IPP (*INDEPENDENCE POWER PLANT*): planta independiente de generación eléctrica ubicada en las inmediaciones del CPF-2 en Campo Rubiales.

PAD: plataforma de inyección multipozo donde es recibida el agua de producción tratada para su posterior bombeo e inyección a pozos.

RESIDUOS ACEITOSOS: residuos que se forman después de largos periodos de tiempo por sedimentación y/o aglomeración de compuestos hidrocarbonados especialmente de cadenas largas presentes en el crudo de producción, sólidos y sedimentos como arena, lodos y rocas, y agua. Son masas densas y viscosas difíciles de bombear que se depositan en el fondo de los tanques disminuyendo su capacidad y generando el taponamiento de tuberías.

RETORTA: una unidad de destilación que se utiliza para medir el contenido de agua, aceite y sólidos de una mezcla. Se compone de un cuerpo cilíndrico provisto de un portamuestras, un elemento calefactor (o un horno) y un condensador de aluminio. Un receptor de vidrio graduado atrapa y mide los volúmenes de agua y aceite que se condensan. Los datos obtenidos del ensayo son el volumen porcentual de agua, aceite y sólidos de retorta.

RETROLAVADO: operación de mantenimiento más importante que se realiza a los filtros para asegurar su correcto funcionamiento y alta eficiencia de remoción, que tiene como objetivo eliminar los sólidos retenidos en los gránulos del medio y evitar la cementación del lecho filtrante.

LISTA DE ABREVIATURAS

AID	Área de influencia directa
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
API	<i>American Petroleum Institute</i>
ASTM	<i>American Society of Testing Materials</i>
BBL	Barriles
BFPD	Barriles de fluido por día
BOPD	Barriles de petróleo por día
BPD	Barriles por día
BS&W	Basic sediment and water
BWPD	Barriles de agua por día
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CAUE	Costo anual uniforme equivalente
CCM	Centro de control y monitoreo
COP	Pesos colombianos
CPF	Centro de facilidades de producción
ESP	<i>Electrical Submersible Pump</i>
Ft	Pies
FWKO	<i>Free Water Knockout</i>
GD	Generación distribuida
HP	<i>Horse Power</i>
IAF	Flotación por aire inducido

IPP	<i>Independent Power Producer</i>
JAC	Junta de acción social
KBO	Kilo barriles de petróleo
KCOP	Miles de pesos colombianos
Km	Kilómetros
KUSD	Miles de dólares
KW	Kilovatios
Lb	Libras
mL	Mililitros
mm	Milímetros
MMBFPD	Miles de millones de barriles de fluido por día
MW	Megavatios
ODL	Oleoducto de los Llanos
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
O/W	Aceite en agua
PCP	<i>Progressive Cavity Pump</i>
pH	Potencial de hidrógeno
PMA	Plan de manejo ambiental
PPM	Partes por millón
Psi	Libra fuerza por pulgada cuadrada
Pulg	Pulgadas
RCF	Fuerza centrífuga relativa

RPM	Revoluciones por minuto
TIR	Tasa interna de retorno
VPN	Valor presente neto
W/O	Agua en aceite
°API	Gravedad API
°C	Grados Celsius
°F	Grados Fahrenheit
μm	Micrómetros

RESUMEN

La formación de residuos aceitosos dentro de las facilidades centrales de producción de campos petroleros genera diversos problemas tanto de carácter técnico/operativo como económico. Campo Rubiales, ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales y actualmente operado por Ecopetrol, genera aproximadamente 1.500 BFPD de dichos residuos de los cuales más del 60% es agua. Debido a que la operadora no cuenta con un sistema especializado para su tratamiento requiere de una empresa contratista que preste este servicio, escenario que representa altos costos anuales.

Este proyecto tuvo como objetivo establecer una alternativa que permitiera disminuir el contenido de agua presente en los residuos aceitosos, y con ello los costos de tratamiento, mediante un proceso previo a la entrega al contratista. Para esto se realizó un estudio experimental en el que se evaluó el efecto de tres variables: temperatura (115°F, 145°F y 175°F), agente químico (Agente 1, Agente 2 y Rompedor Universal) y concentración (1%, 2,5% y 4%) y del estado de tratamiento (estático y dinámico), sobre el porcentaje de agua libre separada. Una vez establecidas las condiciones a las cuales se dieron los mejores resultados, se estudió la viabilidad financiera de su implementación en campo mediante la metodología del Valor Presente Neto; ésta evaluación fue desarrollada únicamente para el estado estático por requerimiento de la compañía operadora.

Mediante el procedimiento y metodología aplicados el máximo porcentaje de agua libre obtenido fue del 24,25% \pm 0,25 en estado estático y del 43% \pm 1,00 en estado dinámico, ambos al emplear el Agente 2 al 4% bajo una temperatura de 175°F. En todas las corridas se observó que a una mayor temperatura de tratamiento el porcentaje de separación de agua aumentó. Así mismo, el desempeño al emplear el Agente 2 fue mejor al obtenido al emplear el Agente 1. Para el caso del Agente 2 el porcentaje de agua libre fue mayor a medida que aumentó su concentración, sin embargo entre una concentración del 2,5% y del 4% sólo hubo un diferencia en el porcentaje de separación del 2,5%; el uso de rompedor universal no permitió establecer un punto de comparación debido a que las altas concentraciones evaluadas y el alto grado de pureza del compuesto activo dieron lugar a la formación de re-emulsiones. En cuanto al Agente 1, se estableció que la mayor separación se alcanzó empleando una concentración del 2,5%, observando la formación de re-emulsión al 4%.

Fueron realizadas ocho corridas adicionales en las que se empleó ácido sulfúrico al 99% de pureza bajo dos concentraciones, 2% y 4%. Estas pruebas se realizaron tanto para el Agente 1 como para el Agente 2, ambos al 2,5% y a una temperatura de 175°F. Se logró determinar que el uso de ácido sulfúrico permite aumentar en aproximadamente un 65% y 43% el porcentaje de agua libre obtenido en estado estático y dinámico, respectivamente. El agua separada a una concentración del 2% y el 4% presentó valores muy similares.

Por último se determinó, mediante la evaluación financiera, que debido al elevado costo del Agente 2, la alta concentración requerida y los bajos volúmenes de separación alcanzados, no es viable financieramente para Ecopetrol implementar un tratamiento previo a la entrega al contratista bajo las mejores condiciones establecidas.

Palabras clave:

- Ácido sulfúrico
- Agente químico
- Agua libre
- Concentración
- Diseño experimental
- Evaluación financiera
- Residuos aceitosos
- Temperatura

INTRODUCCIÓN

De manera inherente a la extracción y producción de fluidos de interés en campos petroleros (petróleo crudo y gas natural), son generados altos volúmenes de agua que deben ser tratados de manera responsable para su posterior disposición y/o vertimiento. A nivel mundial, en promedio, son producidos mínimo tres barriles de agua por cada barril de petróleo por lo que podría afirmarse que el fluido con mayor índice de producción es el agua.

El agua asociada, referida como agua de producción, trae consigo una mezcla de componentes dispersos y disueltos; entre los primeros se encuentran aceite disuelto y sólidos mientras que los últimos pueden estar constituidos por compuestos orgánicos solubles en agua, sales disueltas y productos químicos. El agua de producción debe ser tratada adecuadamente bien sea para su re-inyección dentro del reservorio en procesos de recuperación secundaria o para su disposición en cuerpos de agua, debido a que estos contaminantes deben ser eliminados o retirados hasta niveles permisibles antes de poder ser descargada.

Campo Rubiales ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, perteneciente a la Gerencia de operaciones de desarrollo y producción Oriente y actualmente operado por Ecopetrol S.A., cuenta con una producción de 3,4MMBFPD, de los cuales aproximadamente el 96% es agua. Dentro del sistema de tratamiento de agua de producción, este campo cuenta con una serie de equipos que aseguran una eficiencia de remoción de más del 99%, entre los que se encuentran los lechos filtrantes que permiten la separación casi total de sólidos y aceite presentes en el agua. Para asegurar el funcionamiento y eficiencia de dichos filtros es necesaria su limpieza mediante retrolavados secuenciales cada seis horas.

De la corriente de salida del retrolavado de filtros se obtiene una mezcla constituida por crudo, agua y sólidos que implica el tratamiento de aproximadamente 1.500 BFPD de los cuales más del 60% es agua; el tratamiento de estos residuos representa altos costos para la compañía.

Los procesos asociados al tratamiento del agua que permitan dar cumplimiento a la normatividad vigente, representan altos capitales de inversión (*Capital Expenditure*, CAPEX) y de operación (*Operational Expenses*, OPEX); el primero hace referencia a los costos asociados al diseño e instalación de las facilidades, mientras que el segundo a los costos relacionados con la operación de dichas facilidades. Particularmente para esta gerencia, los costos de operación se están incrementando por la problemática anteriormente mencionada.

Debido a esto, nace la posibilidad de desarrollar el presente trabajo de investigación como una oportunidad para Ecopetrol S.A., específicamente para esta gerencia, de evaluar la viabilidad técnica y financiera de un proceso que permita reducir la fracción de agua dentro de la corriente residual entregada al

contratista a un volumen inferior de 1.500 BFPD y así reducir sus costos anuales de tratamiento.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Realizar una evaluación técnico-financiera de un tratamiento termo-químico para la reducción de la fracción de agua de los residuos aceitosos producidos en las facilidades de Campo Rubiales.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- 1 Describir las generalidades de Campo Rubiales.
- 2 Describir las facilidades de producción de Campo Rubiales.
- 3 Describir la fundamentación teórica sobre el tratamiento de emulsiones y las pruebas de laboratorio asociadas al mismo.
- 4 Diseñar el plan de pruebas de laboratorio para la determinación del efecto del tipo de solvente, su concentración y de la temperatura de tratamiento en la separación entre las fases acuosa y orgánica.
- 5 Ejecutar las pruebas diseñadas de acuerdo a la metodología planteada.
- 6 Establecer las mejores condiciones de separación de agua libre en los residuos aceitosos.
- 7 Determinar la viabilidad financiera del proyecto mediante la metodología del Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

Campo Rubiales fue descubierto por Intercol, compañía subsidiaria de Exxon en Colombia, en 1981, año en el cual se perforó el primer pozo (Rubiales-1) que alcanzó una profundidad de 3.100 pies y evidenció petróleo de 13,5°API. A raíz de esto, en 1988 fueron suscritos los contratos de Participación de Riesgo Rubiales y de Asociación Pirirí entre Ecopetrol (Empresa Colombiana de Petróleos) y las compañías Tethys Petroleum, Turnsector y Astralstake Limited.

Durante los años 1989 y 1994 se llevaron a cabo las siguientes cesiones de participación y cambios de nombre de los asociados:

- Julio de 1989, se comunicó el cambio de nombre de la sociedad Astalstake Limited a Tuskar Colombia Limited y se designó a Tuskar como único operador.
- Octubre de 1990, solicitud de autorización por parte de Tethys para ceder un 25% de su interés a la compañía Dyas. Ecopetrol comunica a Tethys que está de acuerdo con que se ceda el 10% del total de la participación.
- Junio de 1991, se completaron los primeros tres (3) años de exploración y se dio participación en el contrato a la compañía Dyas.
- Febrero de 1994, se comunicó el cambio de nombre de la operadora Tuskar a Coplex.

En 1995 se dio inicio a las primeras actividades de perforación, mientras que en marzo de 1996 Ecopetrol decidió no aceptar la comercialidad del Campo Rubiales. Por esta razón, el Ministerio de Minas declaró el inicio de la explotación de los contratos de Pirirí bajo la modalidad de "Solo Riesgo". Posteriormente, en agosto de 1997, el campo fue cerrado por problemas de orden público.

En enero del año 2000 se reinician operaciones en el campo y la compañía Dyas cambió su nombre a Rubiales Oil. Un año más tarde, en febrero, Tethys Petroleum fue designada como la compañía operadora del campo y en el año 2002 los grupos Elliot y Synergy entraron a participar en calidad de inversionistas. La primera campaña de perforación con 14 pozos verticales de desarrollo fue realizada en el año 2003 dando resultados exitosos, en diciembre del mismo año se dio la integración patrimonial de las empresas Turnsector - Astralstake - Coplex en la empresa Meta Petroleum Limited (filial de Pacific E&P), quien asumió la operación del campo con un 80% de participación, reemplazando a Tethys Petroleum a quien fue concedido el porcentaje restante.

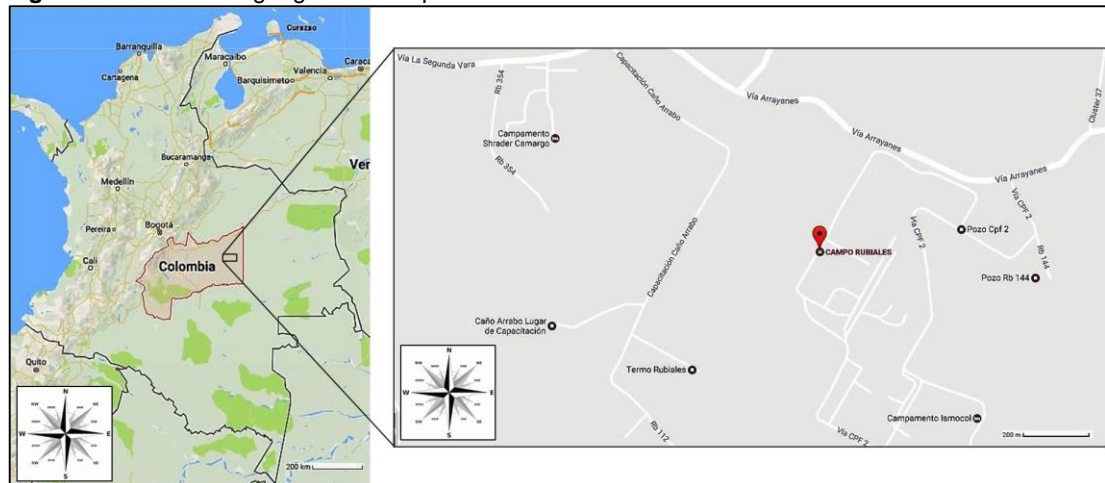
En noviembre del año 2004 Meta Petroleum Limited solicitó la extensión del contrato, petición rechazada por Ecopetrol. Durante el siguiente año se continuó con la segunda campaña de perforación de 15 pozos (tres horizontales, un monitor, un inyector, dos exploratorios, tres de avanzada y cinco en desarrollo). En el año 2006 Ecopetrol hizo uso del derecho contemplado en el contrato y tomó participación en la operación de Campo Rubiales, suspendiendo la modalidad de "Solo Riesgo", a comienzos del mismo año se cumplió el objetivo del Proyecto 12K o 12.000 BOPD y se dio inicio a la tercera campaña de perforación de pozos horizontales de desarrollo. En julio del año siguiente Petro Rubiales Energy adquirió la participación del grupo Elliot y parte de la participación del grupo Synergy. En el mismo año se logró el objetivo de los 17K (17.000 BOPD).

En el año 2008 fue aprobado el Plan de Desarrollo 30K y posteriormente el Plan de Desarrollo 50K, además la fusión de Petro Rubiales Energy con Pacific Stratus Energy dio origen a Pacific Rubiales Energy Corporation, matriz de Meta Petroleum, Quifa Petroleum y Tethys Petroleum. En el año 2009 fue aprobado el Plan de Desarrollo 100K, seguido de los Planes de Desarrollo 140K y 170K (2010), 180K y 193K (2011) y 210K (2012). En el año 2013 se alcanzó el récord de producción de 212115 BOPD y Pacific Rubiales adquirió el 100% de los derechos de la Asociada. En el año 2016 se revirtió el contrato de asociación y en julio de este año Ecopetrol asumió la operación de Campo Rubiales.

1.2 LOCALIZACIÓN

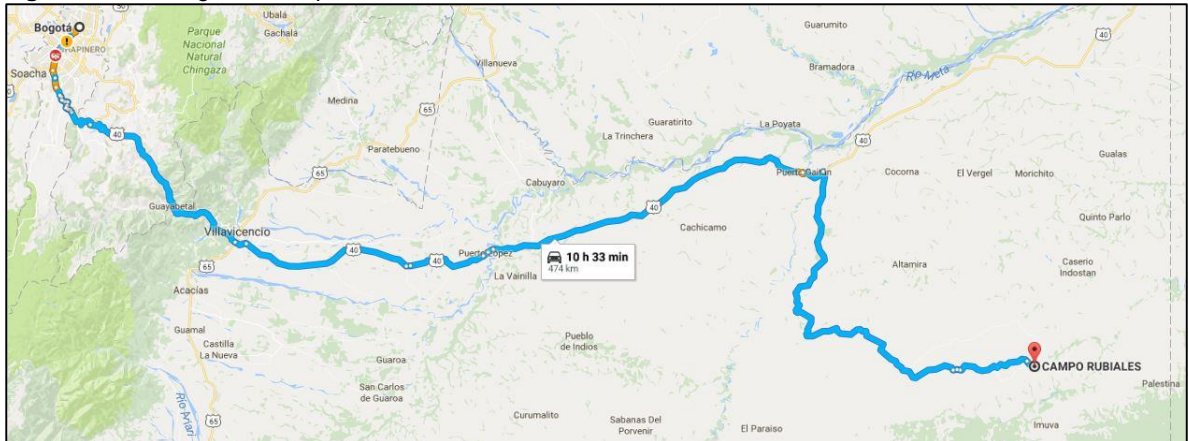
Campo Rubiales forma parte de los campos petroleros situados sobre la cuenca de los Llanos Orientales y se encuentra ubicado al Oriente del departamento del Meta, a 167 km al sureste del municipio de Puerto Gaitán y a 465 km de Bogotá. La temperatura promedio es de 32,3°C, precipitaciones de 1.900 a 22.000 mm/año.

Figura 1. Localización geográfica Campo Rubiales



Fuente: Google Maps.

Figura 2. Ruta Bogotá - Campo Rubiales



Fuente: Google Maps.

1.3 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO

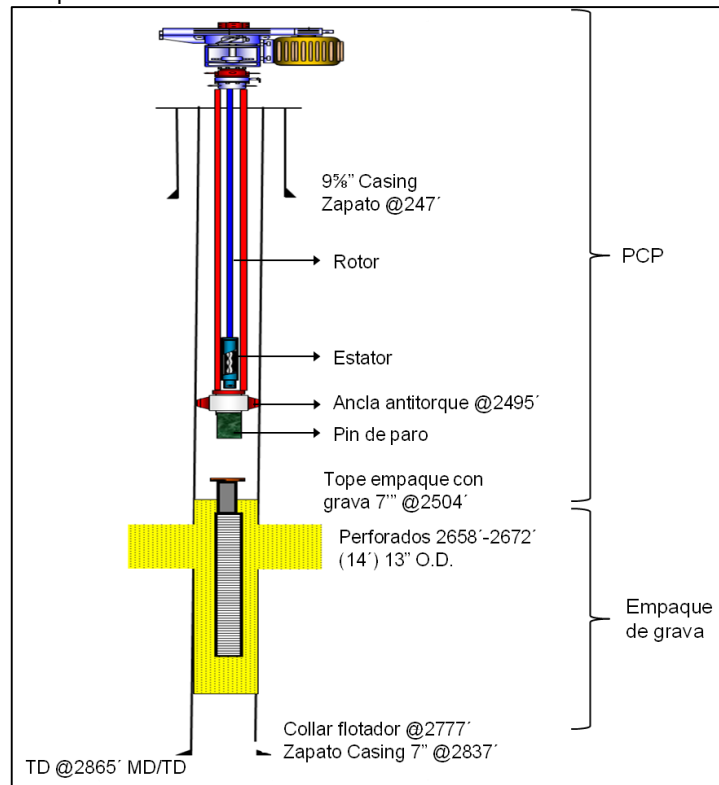
1.3.1 Método de producción. Campo Rubiales, presenta un mecanismo primario de empuje por acuífero activo y su producción proviene principalmente de la Unidad C7 correspondiente a areniscas cuarzosas de la Formación Carbonera depositadas en un ambiente predominantemente fluvial de edad Eoceno Tardío - Oligoceno. El entrapamiento de hidrocarburo en el Campo Rubiales se da gracias a una combinación de factores estratigráficos (ríos trenzados) e hidráulicos (empuje de agua fresca que genera un contacto agua-petróleo inclinado 0.35° al NE)¹.

Los pozos activos de Campo Rubiales producen mediante dos sistemas de levantamiento artificial, PCP (*Progressing Cavity Pump*) o Bomba de cavidades progresivas y ESP (*Electrical Submersible Pump*) o Bomba electro-sumergible, cuya implementación depende del grado de desviación del pozo; de modo que en los pozos verticales o con bajo grado de desviación las bombas de cavidades progresivas son implementadas como sistema de levantamiento artificial, mientras que las bombas electro-sumergibles son utilizadas en pozos horizontales.

En las **Figura 3**, y **Figura 4**, se observa un esquema general de la configuración de los pozos verticales y horizontales, respectivamente.

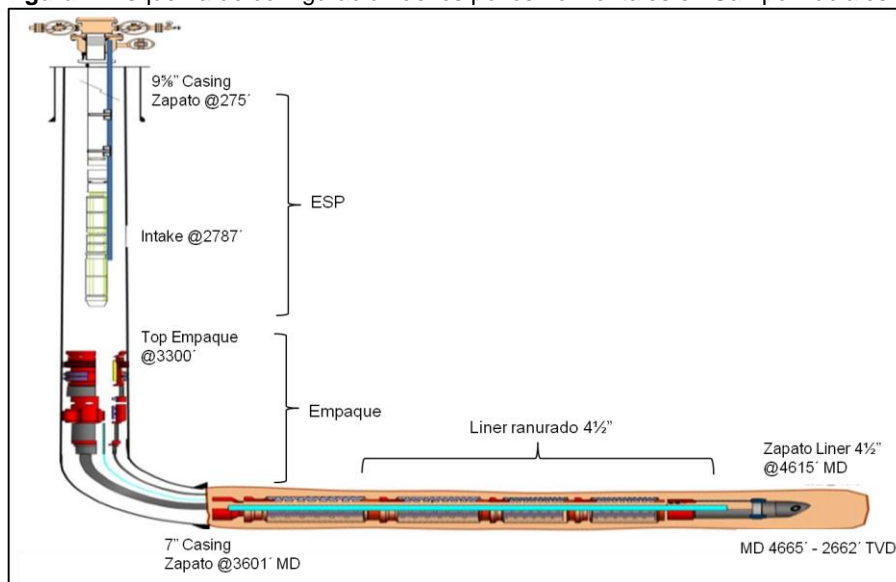
¹ ANH, «Cuenca Llanos Orientales. Estudio integrado - crudos pesados.» [En línea]. Disponible En: www.anh.gov.co. [Último acceso: 10 Febrero 2017].

Figura 3. Esquema de configuración de los pozos verticales en Campo Rubiales



Fuente: Ecopetrol, Presentación integral Rubiales Presidente. Modificada por los autores.

Figura 4. Esquema de configuración de los pozos horizontales en Campo Rubiales



Fuente: Ecopetrol, Presentación integral Rubiales Presidente. Modificada por los autores.

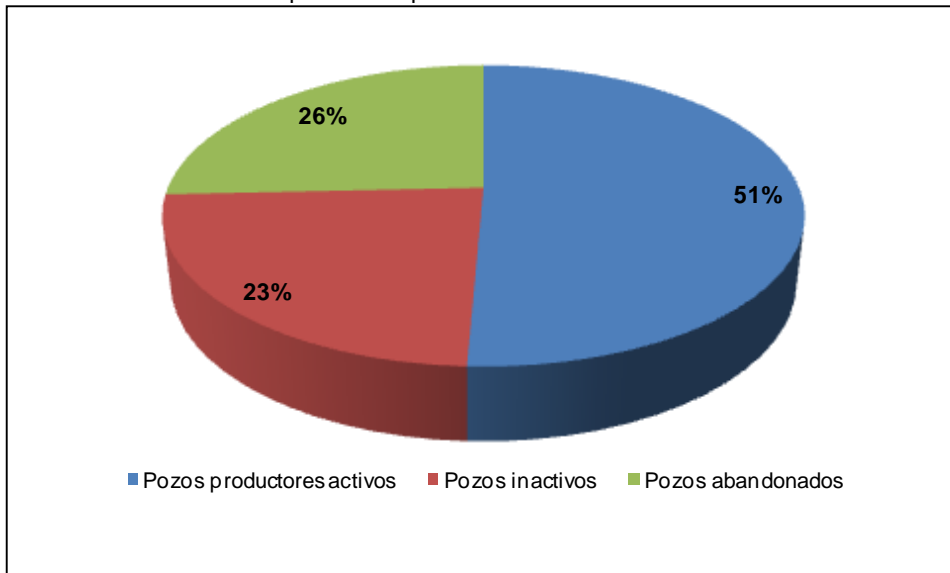
1.3.2 Tiempo de producción. La producción del campo, inició en el año 1992 y durante los años 1997 y 1999 ésta fue suspendida, retomándose nuevamente en el año 2000 con una tasa promedio de 354 BOPD que, debido a las numerosas campañas de perforación que se han realizado, ha presentado un incremento considerable llegando actualmente a producir en promedio 135.000 BOPD.

El yacimiento presenta una profundidad promedio de 2.800 pies y un espesor total de 200 pies del cual el espesor neto petrolífero es en promedio 35 pies. El petróleo original in situ es de 4.865 MBP y presenta actualmente un factor de recobro del 7,5%. El crudo producido en el yacimiento del campo es de base parafínica y su gravedad API oscila entre los 12,5°API y 13,8°API, clasificándose de esta manera como un crudo pesado.

1.3.3 Número de pozos. Campo Rubiales cuenta con un total de 1178 pozos perforados de los cuales actualmente 597 son pozos productores activos, 278 inactivos y 303 abandonados. Dentro de los pozos productores activos 43% cuentan con bombas de cavidades progresivas y 57% con bombas electrosumergibles como sistema de levantamiento artificial. Además, el 91% de los pozos activos cuentan con monitoreo remoto por medio de sistema Scada, con señal a los cuartos de control ubicados en el Centro de Control de Operaciones (CCO) en CPF-1.

La **Gráfica 1**, muestra el diagrama de distribución actual de los pozos perforados en Campo Rubiales.

Gráfica 1. Distribución de pozos Campo Rubiales

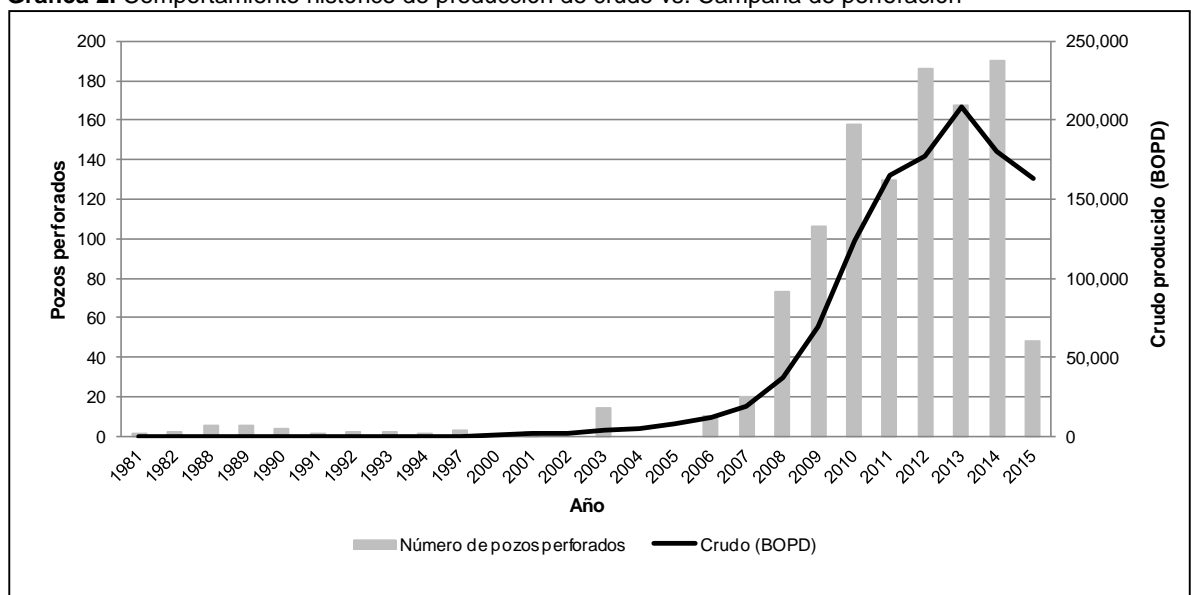


Fuente: Ecopetrol. 2017.

1.3.4 Gráficas de producción. La **Gráfica 2**, expone el comportamiento histórico de producción de crudo en Campo Rubiales junto con las campañas de perforación llevadas a cabo. Como se puede observar, hasta el año 2006 las campañas de perforación fueron prácticamente insignificantes y es a partir de este año que se observa un incremento importante en el número de pozos perforados por año. Como consecuencia, a partir de este año se presenta una producción significativa que a través del tiempo fue aumentando hasta llegar a una producción máxima de 212.500 BOPD en el año 2013. Por el contrario, en los años 2014, 2015 y 2016 se presentó una tendencia decreciente, llegando a una producción actual de 135.000 BOPD.

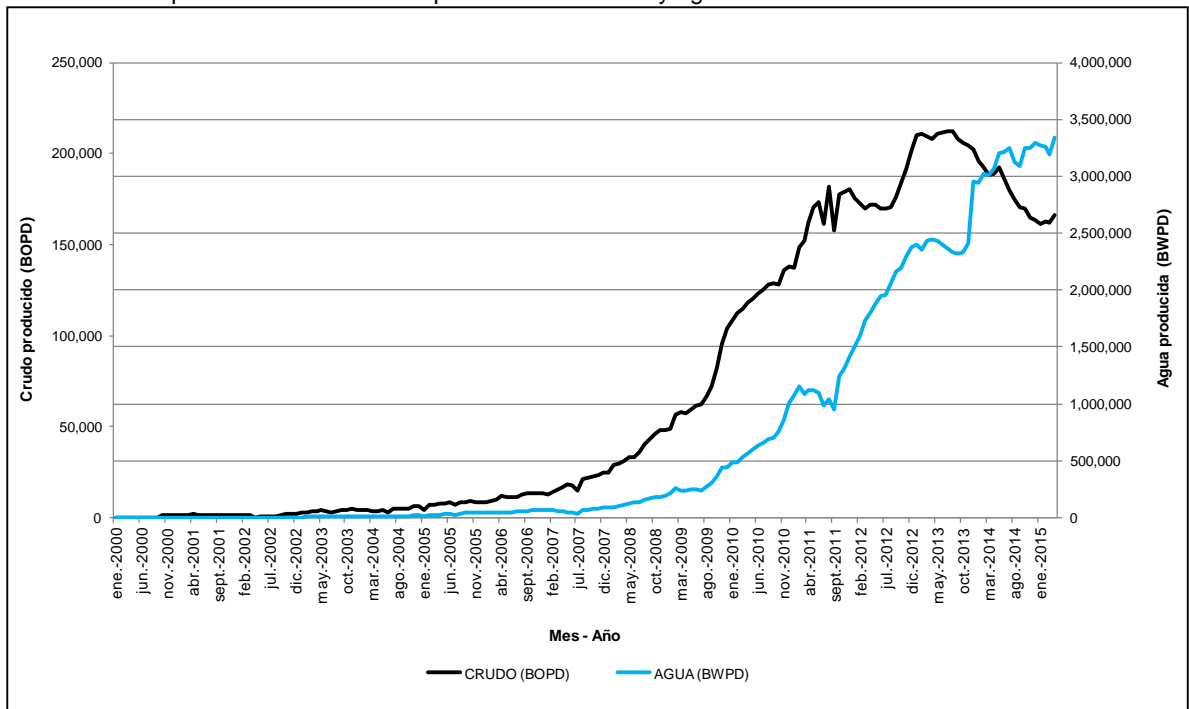
En la **Gráfica 3**, se puede ver el comportamiento histórico de producción tanto de crudo como de agua en el campo a partir del año 2000. Debido al alto BS&W del campo, el volumen de agua siempre ha sido mayor al volumen de petróleo producido en una relación aceite-agua de 1:25.

Gráfica 2. Comportamiento histórico de producción de crudo vs. Campaña de perforación



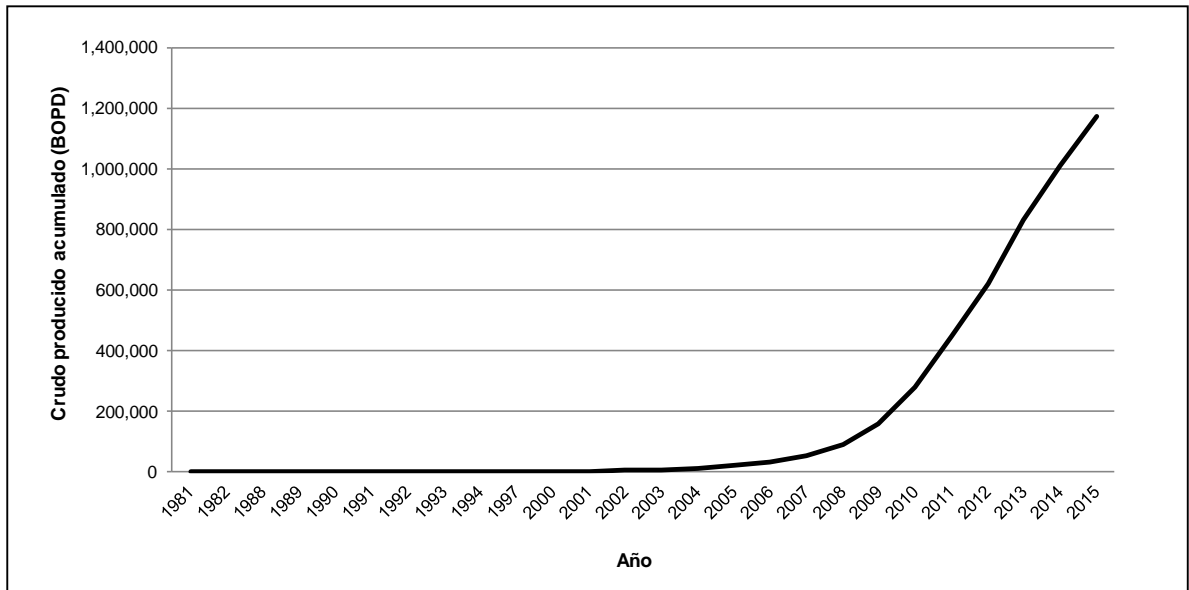
Fuente: Ecopetrol, Presentación integral Rubiales Presidente. Modificada por los autores.

Gráfica 3. Comportamiento histórico de producción de crudo y agua



Fuente: Ecopetrol, Presentación integral Rubiales Presidente. Modificada por los autores.

Gráfica 4. Producción acumulada de crudo



Fuente: Ecopetrol, Presentación integral Rubiales Presidente. Modificada por los autores.

1.4 LICENCIAMIENTO

El activo cuenta con una licencia global otorgada mediante la resolución 233 de 2001, la cual contempla:

- Permiso para vertimiento por inyección de 3.480.000 BWPD mediante ocho PAD's de inyección.
- Permiso para vertimiento directo superficial al caño Rubiales de 300.000 BWPD en cinco puntos diferentes.
- Permiso para uso agroindustrial de 1.500 BWPD. Se encuentra en trámite la aprobación de uso por concesión de agua por parte del tercero (proagrollanos).
- Captación de agua superficial en nueve puntos.
- Dos pozos para captación de agua subterránea.

En cuanto a facilidades de producción, el campo cuenta con 2 CPF's (Facilidades Centrales de Producción). En plataformas o clúster para pozos de producción no tiene limitante siempre y cuando realice y radique los respectivos Plan de Manejo Ambiental (PMA's). Durante su historia, la licencia ambiental ha sufrido constantes modificaciones con el fin de establecer mayores volúmenes de agua a inyectar y verter, debido a la naturaleza propia del yacimiento, el cual cuenta con un acuífero activo como mecanismo primario de empuje, lo que ha generado un aumento en el volumen de agua producida.

Cuadro 1. Modificaciones realizadas en la licencia ambiental

Resolución	Solicitud
Res 233 16-Mar-01	Se otorga licencia ambiental global y vertimiento de 27 KBWPD
Res 1168 18-Ago-05	Se amplía el volumen de vertimiento de 17 a 30 L/s (81 KBWPD)
Res 2355 24-Dic-07	Incremento del volumen de vertimiento de 30 L/s a 110,42 L/s (300 KBWPD)
Res 1586 12-Sep-08	Autoriza construcción de CPF-2 e inyección de 900 KBWPD
14-Sep-10	Se radica modificación de la licencia ambiental solicitando inyección de 4.000 KBWPD adicionales e incremento del área de CPFs
Res 1769 1-Sep-11	Aumento del volumen de inyección de 900 a 1.580 KBWPD
Res 237 19-Abr-12	Se niega la modificación de la licencia ambiental radicada el 14 de septiembre de 2010
Res 617 8-Ago-12	Autoriza volumen de inyección de 1.580 a 1.980 KBWPD y 2 pozos de inyección adicionales
Res 768 2-Oct13	Autoriza construcción y operación de PAD 9, línea de inyección, aumento del volumen de inyección de 1.980 a 2.980 KBWPD y terceros intervinientes
27-Ago-14	Aprobación de la entrega de 1.500 KBWPD a terceros
22-Sep-14	Se radica solicitud de concesión de Aguas ante Cormacarena
Res 1559 2-Dic-2014	Aprobación de aumento de inyección de 500 KBWPD adicionales

Fuente: Ecopetrol. 2017. Modificado por los autores.

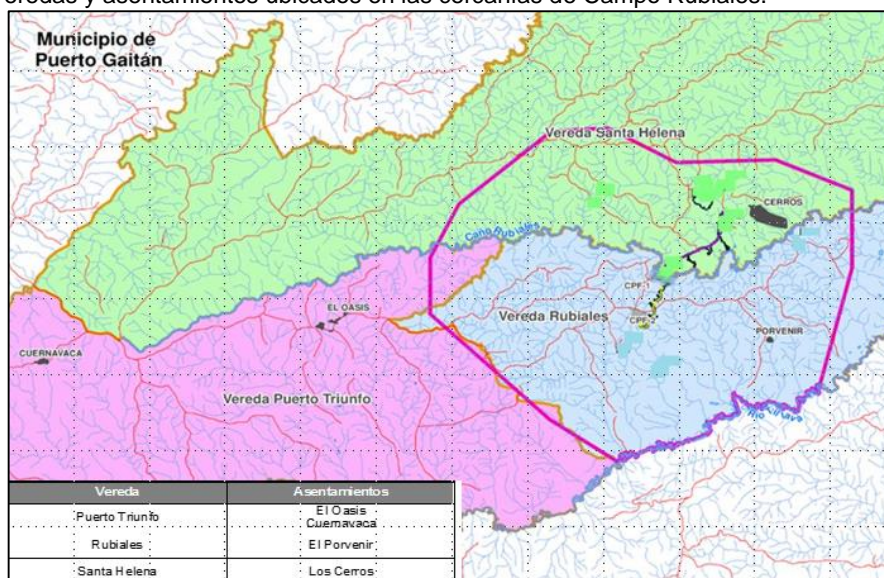
1.5 ENTORNO

La dinámica poblacional del área de influencia directa se desarrolla en la zona rural dispersa y centros nucleados. En la primera, habita población campesina o colona, heredera de los primeros pobladores del área, quienes llegaron a la zona para establecerse e implementar actividades económicas relacionadas con la ganadería. En los centros nucleados (asentamientos), habitan personas que han llegado en los últimos años en busca de empleo y algunos de los cuales se han quedado para establecer negocios relacionados con la prestación de servicios; dichos habitantes han conformado la población concentrada con la oferta de servicios de restaurante y hospedaje mínimos más cercana al desarrollo del campo Rubiales.

Además, en las cercanías del campo se encuentran tres veredas (Puerto Triunfo, Rubiales y Santa Helena) con cuatro asentamientos a los cuales se les ha realizado la inversión social pertinente (El Oasis, Cuernavaca, Porvenir y Los Cerros), como se observa en la **Figura 5**. La vereda Puerto Triunfo, actualmente es la que posee mayor número de predios los cuales corresponden al 52,9% del total del área de influencia de Campo Rubiales; del mismo modo, la vereda con menos predios es Santa Helena, con el 17,4%.

Según información aportada por las fuentes primarias, la mayor expectativa de poblamiento radica en el asentamiento El Oasis, de la vereda Puerto Triunfo, principalmente por su ubicación geográfica, la cual lo sitúa estratégicamente entre los Campos Quifa, Rubiales y CPE-6. Así, algunos pobladores de los asentamientos El Porvenir y Los Cerros manifiestan la intención de trasladar su vivienda a El Oasis debido a la mayor dinámica operacional del campo Quifa y las expectativas sobre el bloque CPE6. De igual manera, de acuerdo con la información suministrada, la junta de acción social (JAC) de la vereda Santa Helena ha invitado a los propietarios a que no parcelen los predios, por tanto la población que está llegando a la zona se ubica principalmente en los cuatro asentamientos de las veredas del área de influencia directa (AID).

Figura 5. Veredas y asentamientos ubicados en las cercanías de Campo Rubiales.



Fuente: Ecopetrol, Presentación integral Rubiales Presidente.

De igual forma, la comunidad indígena Alto Unuma hace presencia en las cercanías del campo y cuenta con aproximadamente 2.000 indígenas que conforman 32 familias. Para mantener un buen relacionamiento con esta comunidad se ha trabajado en proyectos de fortalecimiento comunitario que incluyen un plan de vida, reglamento interno, proyecto escolar comunitario, saberes ancestrales y asistencia técnica veterinaria.

A raíz de diferentes sucesos de carácter social que se han presentado a lo largo de las operaciones en el Campo, principalmente en el año 2011, se inició el tres de agosto del mismo año el proceso de diálogo social en el Municipio de Puerto Gaitán, mediante la conformación de ocho mesas de concertación: Indígena, Vivienda, Social, Vías, Ambiental, Bienes y Servicios, Laboral y Derechos Humanos y la creación del Subcomité de Entorno en los contratos de asociación Rubiales y Quifa el cual trata temas relacionados con seguridad, responsabilidad social, relaciones laborales y HSE. En la **Tabla 1**, se muestra la inversión realizada y los recursos dispuestos para la construcción de vías externas en el período de tiempo 2008 a 2015.

Tabla 1. Total de la inversión social realizada en el período 2008-2015

Inv. Social KUSD	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	TOTAL
Inversión social	745	1.579	3.121	3.214	6.646	7.380	5.486	4.999	33.169
Vía externa	25.006	14.292	14.481	21.732	33.736	25.835	21.972	6.281	163.335
TOTAL	25.752	15.871	17.602	24.946	40.381	33.214	27.458	11.280	196.504

Fuente: Ecopetrol, Presentación integral Rubiales Presidente.

2. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

En este capítulo se describen las generalidades de las facilidades centrales de producción de Campo Rubiales, así como los procesos involucrados en la recolección y tratamiento de fluidos (agua y crudo) para su disposición/uso final.

Campo Rubiales, es el campo petrolero de mayor producción en el país, con aproximadamente 4.143.000 BFPD y uno de los principales activos de Latinoamérica. Presenta una extensión territorial de 56.900 hectáreas, cuenta con 592 km de líneas de flujo distribuidas en 12 troncales y con dos facilidades centrales de producción (CPF-1 y CPF-2), que tienen como objetivo separar el fluido de producción de los pozos en sus dos componentes o fases y, mediante su tratamiento, asegurar que cumplan con los estándares de calidad y control ambiental para su posterior vertimiento o re inyección en el caso del agua y su transporte y comercialización en el caso del crudo. El agua tratada en CPF-1 es utilizada tanto para re-inyección como vertimiento, mientras que en CPF-2 únicamente se trata agua para re-inyección.

2.1 PROCESO DE TRATAMIENTO DE CRUDO

En la **Figura 6**, se observan las facilidades de CPF-1 las cuales cuentan con una capacidad de procesamiento de 133.000 BOPD y de 1.900.000 BWPD y con un área de 37,7 hectáreas. Mientras que las facilidades CPF-2 (**Figura 7**) tienen un área de 50,45 hectáreas y una capacidad de procesamiento de 110.000 BOPD y 2.050.000 BWPD.

Figura 6. CPF-1 Campo Rubiales



Fuente: Ecopetrol, Presentación integral Rubiales Presidente.

Figura 7. CPF-2 Campo Rubiales



Fuente: Ecopetrol, Presentación integral Rubiales Presidente.

Los fluidos transportados por las 12 troncales (tuberías de 24" de diámetro nominal), con un contenido de agua aproximado del 95% y una temperatura de 145°F, convergen en el múltiple colector Sur que permite direccionar el volumen de fluido a tratar en cada CPF.

Los múltiples colectores internos, ubicados a la entrada de cada una de las facilidades, cuentan con una capacidad de 2.000.000 BFPD y permiten direccionar por dos líneas independientes los fluidos hacia los tanques FWKO (*Free Water Knockout*) o Separador de agua libre, mediante un conjunto de válvulas y tuberías. Estos tanques están diseñados para realizar el lavado y la separación de agua libre con la ayuda de agentes químicos (rompedor directo y rompedor inverso) y un aumento en la temperatura de los fluidos, logrando disminuir el contenido de agua en el crudo de proceso hasta un 35%.

Al ingreso del fluido de producción al tanque, éste pasa por una tolva de entrada en la que son depositados los lodos, partículas sólidas y arenas, que posteriormente es drenada con una válvula de drenaje o con camiones de vacío. El fluido de proceso llega de pozo a los tanques FWKO con una temperatura de aproximadamente 155°F. Su temperatura se puede incrementar mediante intercambio de calor empleando vapor de agua saturado generado en las calderas, crudo de los tratadores térmicos que alcanza temperaturas entre 200 y 210°F o agua caliente que también proviene de los tratadores térmicos. La temperatura puede aumentarse hasta un máximo de 173°F, debido a que el crudo separado es bombeado a la estación de despacho donde posteriormente es diluido y a temperaturas más elevadas se presentarían pérdidas de nafta por evaporación.

Internamente los tanques FWKO cuentan con dos distribuidores: un distribuidor tipo “espina de pescado” por el cual es distribuido el fluido desde la tolva de entrada hacia el interior del tanque, se encuentra ubicado en la parte media del equipo y por debajo de la interfase agua-crudo con el fin de generar un lavado con el agua; y un distribuidor con orificios de aproximadamente $\frac{1}{4}$ ” ubicado en la parte superior dónde se encuentra la fase aceite, desde el cual el fluido, por gravedad, es enviado a un colector y posteriormente a los tanques de cabeza.

CPF-2 cuenta con cinco tanques FWKO en total, la **Figura 8**, muestra uno de los tanques FWKO instalados en estas facilidades.

Figura 8. Free Water Knockout CPF-2



Fuente: Laverde Patiño, Francy Lorena. 2011.

Mediante un conjunto de tres bombas *Houttuin*, con capacidad de transportar 57.000 barriles de petróleo emulsionado por día, el crudo es transportado desde los tanques FWKO hacia los tanques de cabeza para continuar con el proceso de deshidratación bajo el mismo principio de funcionamiento (calentamiento adicional y tiempo de residencia), CPF-2 cuenta con dos tanques de cabeza. El crudo es recolectado y enviado por las bombas hacia los intercambiadores de calor crudo – crudo (ver **Figura 9**), donde la temperatura del crudo deshidratado, que fluye por el casco, es aprovechada para calentar el crudo de proceso que fluye por los tubos.

Figura 9. Intercambiadores de calor crudo - crudo y crudo - vapor



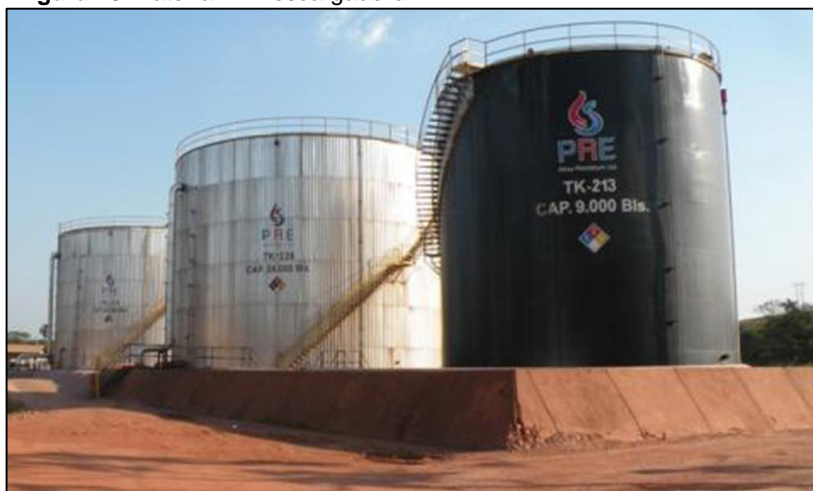
Fuente: Laverde Patiño, Francy Lorena. 2011.

Posteriormente, el crudo deshidratado ingresa a un sistema de calentamiento crudo-vapor (ver **Figura 9**) donde alcanza una temperatura aproximada de 207°F, para luego ser direccionado a los tratadores termo-electrostáticos donde es inducida una corriente eléctrica de alto voltaje. En éstos, el fluido entra a la primera sección por la parte superior atravesando los tubos de fuego para posteriormente entrar a la segunda sección donde, por medio de dos electrodos y un diferencial de potencial eléctrico, se genera un campo eléctrico que facilita la coalescencia entre las partículas de agua, aumentando su tamaño y permitiendo una decantación eficiente para lograr la última remoción de agua. El centro de facilidades CPF-2 de Campo Rubiales cuenta con un total de seis tratadores termo-electrostáticos y una pareja de intercambiadores crudo-crudo y crudo-vapor por cada tratador.

De los tratadores, el crudo con 1% de BS&W fluye a los tanques de almacenamiento donde se deja en reposo por un periodo de 8 horas durante el cual es drenado y fiscalizado. Una vez establecidos los parámetros mínimos de calidad para la venta, el 85% de la producción de crudo del campo (154.000 BOPD) es entregada al oleoducto de los llanos (ODL) con una gravedad API de 12,5°API, un porcentaje de BS&W menor al 0,5%, un contenido de sal por debajo de 20 lb de sal/KBO y una temperatura de despacho que oscila entre los 180 y 185°F. El crudo es bombeado hasta la estación Monterrey en el departamento de Casanare, donde posteriormente es transferido a la refinería de Barrancabermeja.

El 11% restante de la producción (20.000 BOPD) se despacha a través del cargadero donde, por medio de 7 bahías y 14 brazos con una capacidad de despacho de 80.000 BOPD, se realiza el cargue de aproximadamente 145 carro tanques al día que se encargan de entregar el crudo en los puntos de venta.

Figura 10. Batería 1 - Descargadero

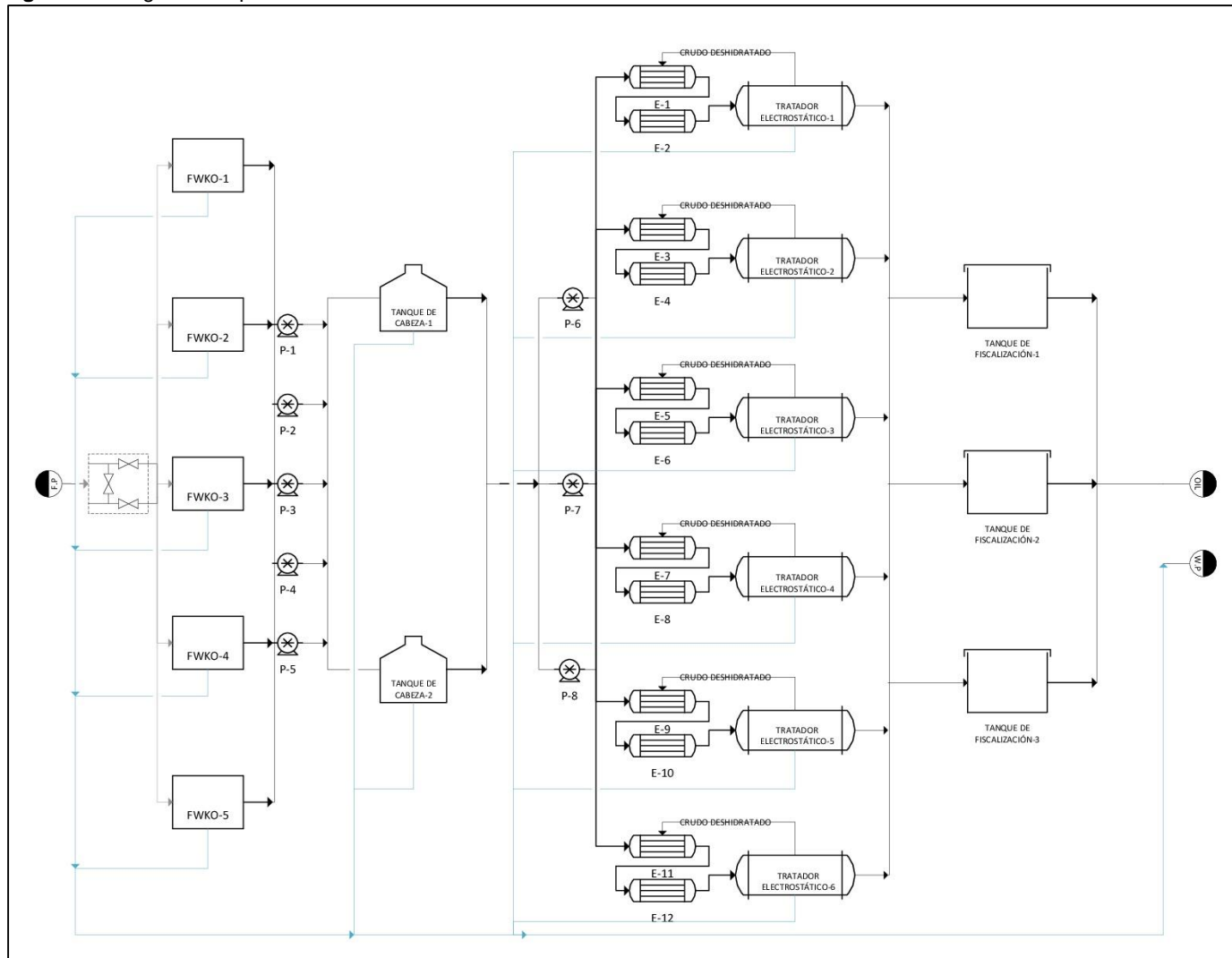


Fuente: Ecopetrol. 2017.

La **Figura 11**, resume el proceso de tratamiento de crudo en los centros de facilidades de producción CPF-1 y CPF-2 de Campo Rubiales.

CPF-2 cuenta además con un área industrial donde se encuentra el sistema contra incendios y el agua para tratamiento, un área de crudo mezcla para calderas donde el crudo Rubiales es empleado como crudo residual y un área de calderas que cuenta con dos calderas grandes de 1750HP, una caldera mediana de 1000HP y una pequeña de 700HP.

Figura 11. Diagrama de proceso tratamiento de crudo



2.2 PROCESO DE TRATAMIENTO DE AGUA

El agua de producción debe ser tratada adecuadamente bien sea para su reinyección dentro del reservorio en procesos de recuperación secundaria o para su disposición en cuerpos de agua o uso en agrocascadas. El agua libre, producto de la separación primaria en los tanques FWKO es recibida en los Skim Tank, donde la mayor cantidad de aceite y sólidos presentes es removida. Por medio de bombas, el agua es transportada hacia las celdas de flotación donde, con ayuda de inyección de química y agitación, se generan microburbujas que permiten remover el aceite y los sólidos ubicándolos en la superficie del agua. Estos son recuperados usando un sistema de paletas giratorias de manera constante hacia los colectores laterales de las celdas para luego ser direccionados al inicio del proceso a través de bombas.

Las instalaciones del CPF-2 de Campo Rubiales cuenta con un total de 16 celdas de flotación, todas ellas unidades IAF (flotación por aire inducido), de las cuales tres cuentan con una capacidad de 100.000 BFPD y las 13 restantes de 150.000 BFPD, dando una capacidad total de tratamiento de aproximadamente 2'250.000 BFPD. El aire inducido es generado por motores que cuentan con una válvula que permite tomar el aire de la parte superior de la celda e introducirlo en una especie de efecto Venturi.

Al final de las celdas de flotación, se cuenta con bombas que direccionan el fluido a la entrada del CPF o hacia las piscinas de retrolavado. Cuando se trabaja con inyección de polímeros, los residuos aceitosos no pueden ser recirculados al proceso y deben ser direccionados para su tratamiento. Es por esto que, en el desnate, es aplicado rompedor inverso para recuperar el crudo y reingresarlo al proceso.

El agua continúa su proceso de acondicionamiento y por medio de bombas es transportada hacia los filtros, forzándola a pasar a través del lecho filtrante que se encarga de retener la fracción de aceite y de sólidos todavía presentes, garantizando la remoción casi total de los mismos y dando como resultado concentraciones inferiores a 1 ppm. El lecho filtrante está compuesto principalmente por cascarilla de nuez y palma africana y presenta un tamaño de partícula uniforme entre 10 y 20 μm , lo que permite una remoción más efectiva.

El CPF-2 cuenta con un total de 51 filtros, todos ellos con una capacidad de tratamiento de 50.000 BFPD. Para garantizar las condiciones del lecho y su máxima eficiencia, es necesario realizar la limpieza del mismo mediante retrolavados secuenciales cada 12 y 10 horas para CPF-1 y CPF-2, respectivamente.

Dentro de su operación, que es totalmente automatizada, los filtros cuentan con tres niveles de seguridad por los cuales deben ser sometidos a retrolavados: alta

presión diferencial, tiempo de operación y paro manual. Posterior a cada retrolavado una válvula permite drenar el aceite y el aire durante un tiempo de un minuto, este sistema se conoce como "desnate de filtros".

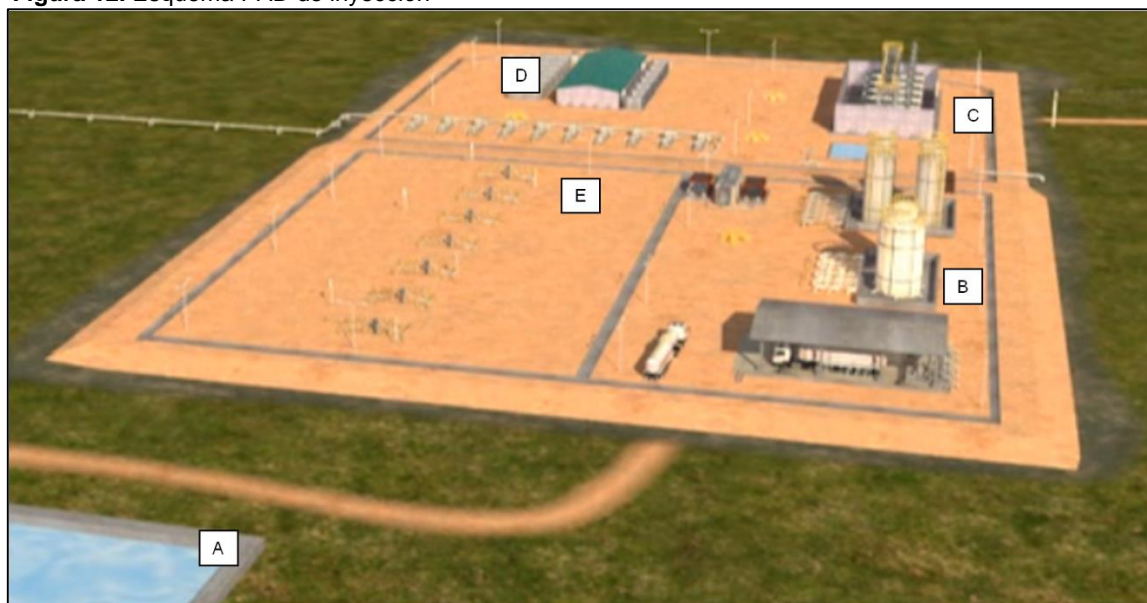
Posteriormente, el agua es direccionada hacia los decantadores donde, haciendo uso de agentes químicos floculantes y coagulantes y dando un tiempo de reposo, los sólidos más pesados se decantan y el aceite y los sólidos más livianos se floculan, dando como resultado agua clarificada que posteriormente es enviada a la piscina de retrolavado, con una eficiencia de remoción del 99,999%. CPF-2 cuenta con dos decantadores por filtro, cada uno con una capacidad de proceso de 600 BFPD.

Los residuos generados durante este proceso son tratados en los dos tanques de *Slop Oil* o residuos aceitosos donde, por medio de un aumento en la temperatura (125°F) con serpentines de vapor y un tiempo de reposo de una a dos horas, la mayor cantidad de agua libre es separada y recirculada al proceso. Los residuos aceitosos restantes son drenados hacia las plantas de tratamiento de Consorcio Conpat, empresa contratista, donde finaliza su tratamiento (ver **2.3**).

Desde los decantadores, el agua es enviada por gravedad hacia la piscina de canales y de allí se transfiere para su disposición de acuerdo a lo establecido en las licencias ambientales. El campo cuenta con siete PAD de inyección con una capacidad total de inyección de 3.250 BWPD (ver **Tabla 2**), los cuales se encargan de reinyectar el agua a la formación.

Un PAD de inyección es una plataforma multipozo de 4 hectáreas que cuenta con las siguientes facilidades: piscina de flushing, preparación de mezcla de combustible, área de generación local, centro de control y monitoreo y recibo y bombeo de agua de inyección a pozos.

Figura 12. Esquema PAD de inyección



Fuente: Ecopetrol.

La **Figura 12**, muestra las facilidades que conforman un PAD de inyección: **(A) piscina de flushing**. Cuenta con una capacidad de 40.000 BBL y permite la limpieza de la tubería en el arranque del sistema, este procedimiento permite evitar problemas de bombeo en la inyección relacionados a la presencia de sedimentos en la tubería, **(B) preparación de mezcla de combustible**. Aquí es donde son recibidos los crudos que posteriormente serán utilizados como combustibles de generación, **(C) área de generación local** o IPP, **(D) centro de control y monitoreo**. En el cuarto de control CCM se realiza el control de generación como de operación del PAD en el que los equipos instalados muestran en tiempo real variables como caudal y presión de descarga para ser verificados y ajustados en caso de ser necesario y **(E) recibo y bombeo de agua de inyección a pozos**. Consiste en un conjunto de bombas que se encargan de direccionar el agua de inyección hacia el pozo. Estas bombas cuentan con dispositivos de seguridad para controlar presiones, llamadas válvulas de seguridad, cuando estas válvulas se activan para proteger las bombas liberan la presión descargando el agua en una fosa de 1.000 Bbl. El agua se toma nuevamente de esta fosa y se lleva al cabezal de succión de las bombas, las cuales se encargan de incrementar la presión del agua proveniente de la línea y de la fosa hasta un promedio de 1.500 psi, descargándola a un cabezal desde donde se distribuye a cada pozo de inyección.

Debido a que el flujo de inyección no es constante, cada bomba cuenta con un variador de velocidad que regula la presión y los flujos que se inyectan a los pozos pudiendo tener variación de la presión de inyección entre 100 y 1.500 psi. El cabezal de pozo conecta la línea que viene de la unidad de bombeo con el pozo,

el cual conduce el agua hasta el fondo inyectándola en la formación carbonera, unidad intermedia y areniscas basales a una profundidad de 2.592 ft aproximadamente, distribuyéndose a lo largo de la formación receptora. El agua inyectada proveniente de las plantas de tratamiento del campo cuenta con una concentración de hidrocarburos totales menor a 1ppm y un pH de 6,5 a 8,5.

CPF-2 cuenta con tres piscinas de inyección: 1). La piscina principal que es la que mayor agua de inyección recibe para enviarla al PAD 7, 2). La piscina 0002 encargada de enviar el agua de inyección a los PAD's 2, 3 y 5, y 3). La piscina de rechazo o "piscina fusible" que debe estar siempre desocupada y, en caso de presentarse el fallo de un PAD, el agua es drenada por medio de válvulas hacia esta piscina dando un tiempo de respuesta al daño.

En la **Figura 13**, se muestran dos de los siete PAD de inyección con los que cuenta el campo.

Figura 13. PAD's de inyección 5 y 6.



Fuente: Ecopetrol. 2017.

Tabla 2. Operación PAD's de inyección

SISTEMA	PADs	Punto de Bombeo	LINEAS DE TRANSFERENCIA DE AGUA						BOMBAS						POZOS			CAUDALES	
			Diametro (Pulg)	Longitud (Mts)	T° Diseño (°F)	P Diseño (PSI)	Material	PIPING CLASS	Unidades	Capacidad (Bis)	Operativas	Stand By	Fuera de Servicio	Frecuencia de Operación	Activos	Inactivos	Presion Descarga	Operativo Actual	Capacidad Instalada
I N Y E C C I O N	PAD 1	CPF 1	12	450	200	200	API 5L GRB	A1A2	N/A	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0
	PAD 2	PIS 822 CPF1 / PIS 0002 CPF 2	20	6583	165	275	API 5L GRB	A1A2	Unidades Electricas	40.000	12	0	0	59	6	3	1589,666667	445.700	435.000
	PAD 3	PIS 0002 CPF 2	20	9334	165	275	A106 GRB	A1A2	Unidades Electricas	40.000	7	0	0	58	5	0	1694	237.038	260.000
	PAD 4	PIS 0002 CPF 2	30 - 20 - 24	674 - 853 - 1655	200	200	API 5L GRB	A1A2	Unidades Electricas	40.000	7	0	0	59	5	0	1277	321.888	294.000
	PAD 5	PIS 0002 CPF 2 PIS 824 - CPF1	24 - 24	9891	200	150/200	API 5L GRB	A1A2	Unidades Electricas	40.000	10	0	0	58	6	1	1606	306.624	350.000
	PAD 6	PIS 824 CPF1	30	13637	200	200	API 5L GRB	A1A2	Unidades Electricas	40.000	15	1	3	54	9	0	963	597.373	700.000
	PAD 7	PIS 0004 CPF 2	36	15500 - 700	200	200	API 5L GRB	A1A2	OBS	100.000	0	2	1	750	8	0	1029,125	885.655	200.000
			30	7500	200	200	API 5L GRB	A1A2	Sulzer	160.000	2	0	0	54					320.000
									Unidades Electricas	40.000	14	0	0	58					560.000
									Ruhrpumpe n	130.000	1	0	1	54					130.000
	PAD 8	PAD 7- Pozoz	24	4000	165	2100	API 5Lx65	A2A4	Booster		0	0	0	0	3	2	860	201.393	
								Grundfos		0	0	0	0						
TOTAL											68	3	5		42	6		2.995.671	3.249.000

Fuente: Ecopetrol, Presentación integral Rubiales Presidente.

El agua para vertimiento es transferida por bombas verticales, desde la piscina de canales hasta el sistema de torres de enfriamiento para reducir su temperatura hasta 32°C. Las torres cuentan con un motor ventilador ubicado en la parte alta y una estructura interna de bandejas en forma de panel, que garantizan distribuir el agua que entra por la parte superior del equipo de manera uniforme para maximizar el contacto con la corriente de aire inducida por el motor. El agua sale de las torres por gravedad para llegar a un foso donde las bombas la succionan y la transfieren al sistema de aspersion, allí se reduce más su temperatura y se oxigena hasta alcanzar 6 ppm de oxígeno disuelto. Una vez en la piscina de vertimiento, el agua se transfiere hacia los cinco puntos de vertimiento ubicados sobre Caño Rubiales.

Las características que cumple el agua de vertimiento corresponden a una temperatura inferior a los 32°C, concentración de hidrocarburos por debajo de 1ppm y de 150 a 180 partes por millón de cloruros, valores que se encuentran por debajo de lo establecido por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en la resolución No. 0631 del 17 de Marzo de 2015. Actualmente son producidos 4.550 KBWPD de los cuales el 83,7% se reinyecta y el 16,3% se vierte.

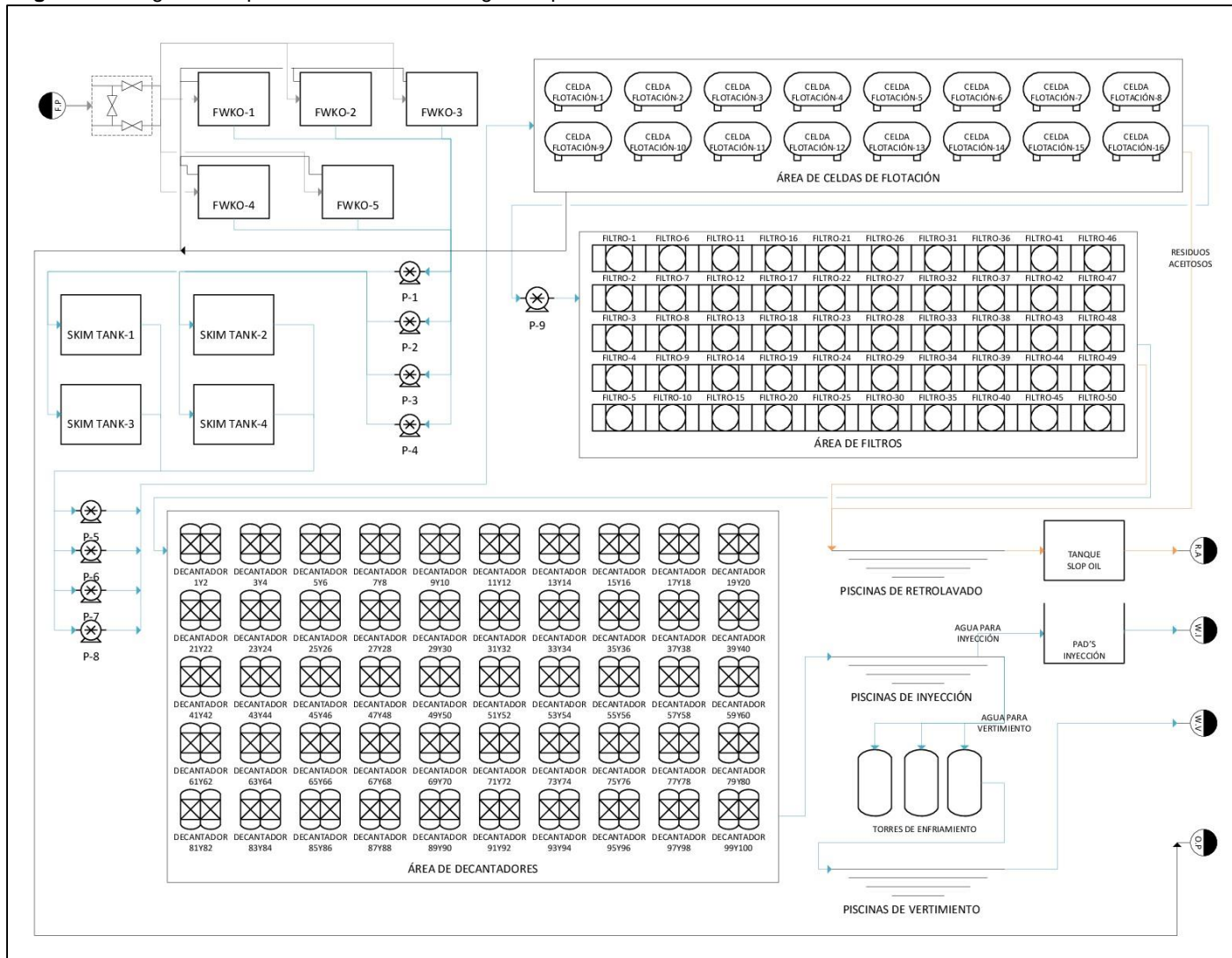
La **Tabla 3** expone los equipos involucrados dentro del tratamiento del agua de producción y su capacidad.

Tabla 3. Capacidad actual de los equipos CPF

Equipo	Capacidad actual	Unidad
FWKO	3.840	KBFPD
Tratadores	293	KBOPD
Skim Tank	4.025	KBWPD
PTA'S	3.650	KBWPD

La **Figura 14**, resume el proceso de tratamiento del agua de producción, este diagrama es aplicable tanto para CPF-1 como para CPF-2 donde la filosofía de proceso es la misma variando únicamente en el número de equipos.

Figura 14. Diagrama de proceso tratamiento de agua de producción



2.3 PROCESO DE TRATAMIENTO DE LOS RESIDUOS ACEITOSOS

Actualmente los residuos aceitosos generados durante el tratamiento del agua de producción de Campo Rubiales son enviados a la planta de tratamiento con la que cuenta Consorcio Conpat en cada uno de los centros de facilidades de producción del campo (CPF-1 y CPF-2). Mediante la tecnología desarrollada por el contratista se logra la separación de las fases que componen los lodos aceitosos, para permitir la recuperación y comercialización de crudo, el tratamiento del agua y la disposición final de los sedimentos.

Una vez realizado el retrolavado de filtros y separada el agua clarificada en los decantadores, los residuos aceitosos son direccionados hacia dos tanques de almacenamiento desde los cuales son bombeados por una línea hacia la planta de tratamiento de Consorcio Conpat. Allí el proceso inicia en los dos tanques de recepción donde los residuos aceitosos son almacenados; posteriormente se hacen pasar por una malla donde son retiradas las partículas sólidas de mayor tamaño. Por medio de dos centrifugas tricanter, el agua libre y los sólidos remanentes son separados de la mezcla por acción mecánica. La fase sólida se carga y se mezcla con cal para ser llevada a las plantas destinadas a biorremediación, mientras que el agua, con concentraciones de grasas y aceites inferiores a 1ppm es incorporada al proceso de tratamiento de agua, específicamente a la entrada a las torres de enfriamiento.

La fase aceite obtenida, con cierto contenido de agua, es enviada a los tanques de carga que alimentan dos hornos que mediante un aumento en la temperatura hasta 120°C - 130°C evaporan el agua presente en el crudo. Posteriormente el crudo deshidratado pasa a una centrifuga de 4.000 RPM donde los sólidos que estaban presentes en la emulsión son separados. Finalmente el crudo recuperado, con un %BS&W entre el 0,5% y 1%, es transferido a Ecopetrol desde un tanque de entrega en donde es liquidado según los volúmenes y las especificaciones de calidad hacia los tanques de almacenamiento y despacho.

2.4 FUENTES DE GENERACIÓN

Campo Rubiales demanda más de 220 megavatios de energía por día para su funcionamiento, de la cual el 60% es por autogeneración. Actualmente el campo cuenta con cuatro fuentes de generación de energía (ver **Tabla 4**) que juntas dan una capacidad total disponible de 277,5 MW.

Tabla 4. Fuentes de generación de energía Campo Rubiales

Fuentes	Planeado 2014 (potencia MW)
Termomorichal crudo	47,5
IPP fases I,II,III,IV	52
Generación distribuida fuel oil #4	30
Red Nacional	116
Total	245,5

Fuente: Ecopetrol, Presentación integral Rubiales Presidente.

2.4.1 Redes eléctricas. El campo cuenta con 448 kilómetros de redes eléctricas. La línea de transmisión eléctrica de 230 KW instalada por Pacific Rubiales en el año 2014, se extiende desde la subestación Chivor, en el departamento de Boyacá, hasta Campo Rubiales y transmite 192 megavatios por hora a las dos estaciones de bombeo del Oleoducto de Los Llanos (ODL) y a las subestaciones ubicadas en los campos Rubiales y Quifa.

2.4.2 Generación localizada. La generación eléctrica de los PAD's se hace por medio de generación localizada, constituida principalmente por generadores con motores de combustión interna que consumen crudos pesados. El PAD cuenta con una zona donde se prepara la mezcla de combustible que consta de crudo rubiales y crudos livianos. Estos crudos se reciben en tanques independientes y por medio de mezcla en línea se llevan hasta un tanque de almacenamiento para utilizarse como combustible de generación.

2.4.2.1 Termomorichal. La planta de operación Termomorichal permite la autogeneración de energía a base de crudo Rubiales para operar bombas de inyección de agua correspondientes a los PAD 7 y PAD 5, que pueden observarse en la **Figura 15**.

Figura 15. PAD 7 Termomorichal I y PAD 5 Termomorichal II



Fuente: Ecopetrol. 2017.

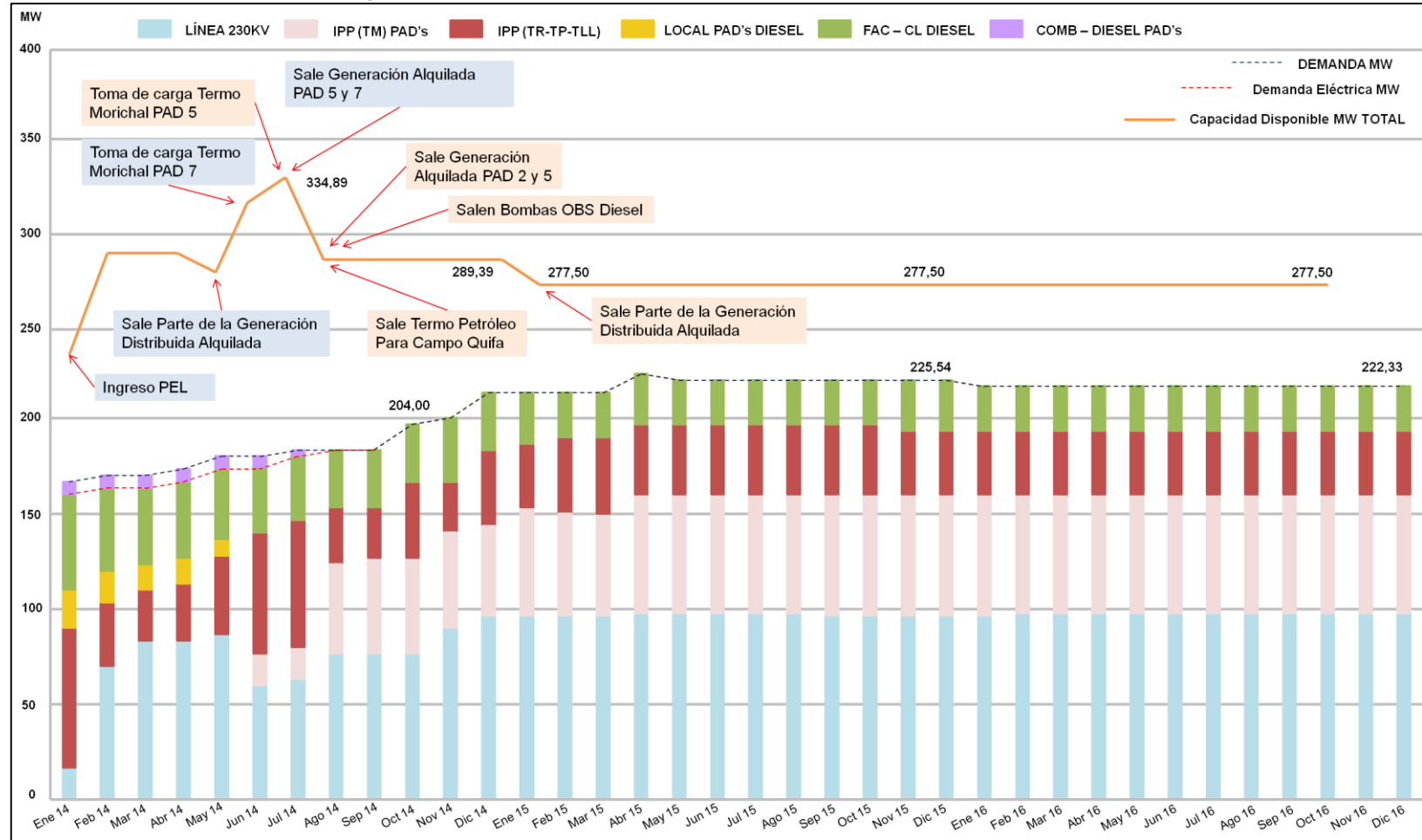
El PAD 7 Termomorichal I, está en operación comercial desde el 6 de diciembre del año 2014, mientras que al PAD 5 Termomorichal II se le hicieron pruebas de rendimiento el 26 y 29 de junio del mismo año. Ambos cuentan con una capacidad instalada de cinco motogeneradores Wärtsilä 8,6 MW cada uno, para un total de 43,25 MW por PAD. Lo que da una capacidad total instalada de 86,5 MW.

2.4.3 Generación distribuida Fuel Oil #4. La generación distribuida (GD) consiste en la generación eléctrica a pequeña escala, mediante pequeñas fuentes de generación e instaladas próximas al consumidor. El sistema de GD empleado en Campo Rubiales es por Fuel Oil #4, que consiste en un destilado medio que se obtiene a partir del proceso de destilación atmosférica del petróleo crudo. Es empleado en motores de combustión interna que entran en operación por compresión, con revoluciones constantes no superiores a 1.800 RPM y no es aplicable a uso automotriz. Es un combustible destinado exclusivamente a la generación de energía eléctrica. Su composición química consiste en un corte intermedio del crudo, compuesto por parafinas, olefinas y naftenos en diferentes proporciones.

2.4.4 Generación centralizada. Los PAD's que no cuentan con generación localizada son alimentados por generación centralizada desde la planta de generación independiente, IPP por sus siglas en inglés, la cual cuenta con una capacidad nominal de 86 MW. Los equipos de combustión interna que tienen capacidad de operación igual o superior a un megavatio son sometidos a evaluación de emisiones de acuerdo a los lineamientos normativos aplicables vigentes.

La **Gráfica 5**, expone la curva de demanda desde el año 2014 a 2016 de las fuentes de generación de energía en Campo Rubiales.

Gráfica 5. Curva de demanda de energía Campo Rubiales



Fuente: Ecopetrol. 2016.

3. TRATAMIENTO DE EMULSIONES

3.1 GENERALIDADES

La formación de emulsiones entre las fases orgánica (crudo o aceite) y la fase inorgánica (agua o salmuera) es uno de los problemas más comunes dentro de la industria petrolera. A diferencia de otras industrias como la industria farmacéutica y la industria cosmética donde las emulsiones son deseadas para la estabilidad de productos, en la industria petrolera, más específicamente durante el tratamiento de fluidos de producción, son indeseadas². Una emulsión es un tipo de dispersión coloidal compuesta por dos líquidos completamente inmiscibles, uno (el líquido disperso o fase interna) se encuentra distribuido en “glóbulos” finitos o pequeñas gotas dentro del otro líquido (denominada fase continua o externa)³.

Las condiciones necesarias para la formación de una emulsión son⁴:

- Presencia de dos líquidos inmiscibles.
- Presencia de un agente emulsificante que estabilice las gotas dispersas.
- Agitación suficiente para dispersar un líquido en pequeñas gotas.

La presencia de agua dentro del petróleo crudo representa una gran variedad de problemas para su producción, transporte, comercialización y refinación. Dentro de estos problemas pueden encontrarse⁵:

- Limitación de espacio en los equipos de proceso y líneas de transporte lo que conduce a una reducción en la eficiencia de los equipos.
- Corrosión de partes de los equipos de la planta de producción y tuberías, efecto que se potencia por la presencia de sales disueltas en la fase acuosa.
- La formación de emulsiones también puede generar una disminución en la recuperación de petróleo y por consiguiente preocupaciones ambientales debido al contenido apreciable de aceites en el agua residual.
- Reducción de la gravedad API.

3.2 CLASIFICACIÓN DE LAS EMULSIONES

Las emulsiones pueden clasificarse de acuerdo a los siguientes parámetros⁶:

² ZOLFAGHARI, Reza, et al. Demulsification techniques of water-in-oil and oil-in-water emulsions in petroleum industry. 2016. p. 377-407.

³ Ibid., p. 379.

⁴ WONG, S. F.; LIM, J. S. and DOL, S. S. Crude oil emulsion: A review on formation, classification and stability of water-in-oil emulsions. 2015. p. 498-504.

⁵ Ibid., p.499.

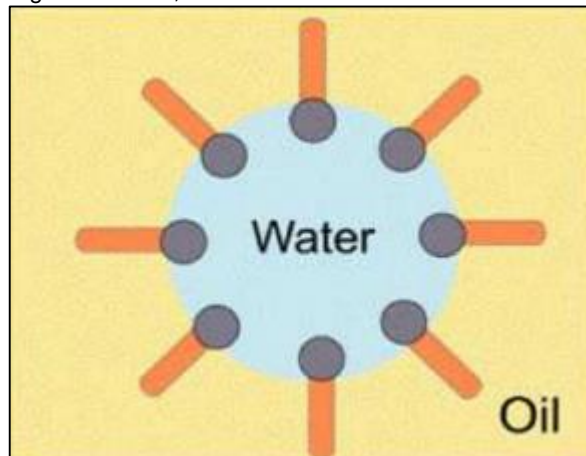
⁶ ERSOY, G., et al. Three-phase gas-oil-water flow in undulating pipeline. 2017. 468-483.

3.2.1 Según su estabilidad. Pueden clasificarse como estables o inestables. Una emulsión se considera estable cuando no se rompe por medio de procesos naturales sino que requiere la implementación de algún tratamiento especial. Se considera inestable cuando después de formarse se puede dejar en reposo durante algún tiempo y las fases se separan únicamente por acción de la gravedad.

3.2.2 Según la dureza. Se refiere a la facilidad con que una emulsión estable se puede romper. Por definición una emulsión dura es muy estable y difícil de romper, principalmente porque las gotas dispersas son muy pequeñas. Por otro lado, una emulsión suave o dispersión es inestable y fácil de romper. En otras palabras, cuando un gran número de gotas de agua de gran diámetro están presentes, ellas a menudo se separan fácilmente por la fuerza gravitacional. El agua que se separa en menos de cinco minutos es llamada agua libre. Cuando la emulsión no es ni floja ni dura, se dice que es intermedia.

3.2.3 Según su naturaleza. Dependiendo de cuál sea la fase continua y la fase dispersa, las emulsiones pueden ser clasificadas en emulsiones normales o inversas. Las emulsiones agua en aceite (Water-in-Oil, W/O), como se observa en la **Figura 16**, se forman cuando el agua se encuentra dispersa en una fase continua de aceite. Este tipo de emulsiones son las que usualmente se presentan en las operaciones de producción de petróleo.

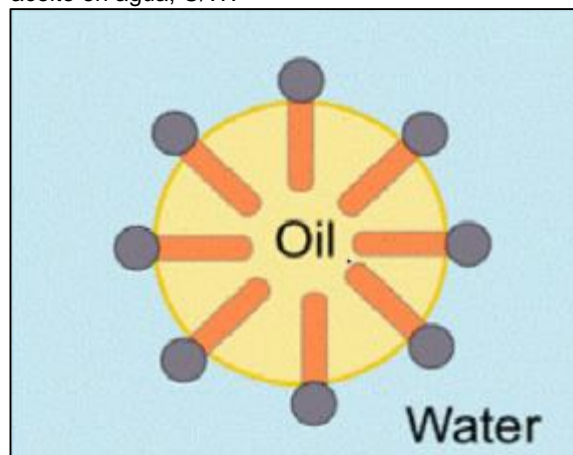
Figura 16. Representación esquemática emulsión agua en aceite, W/O.



Fuente: S. F. Wong n, J. S. Lim, S. S. Dol. Crude oil emulsion: A review on formation, classification and stability of water-in-oil emulsions. 2015. p. 499.

Por el contrario, si el aceite se encuentra disperso en una fase continua de agua, como se observa en la **Figura 17**, se está en presencia de una emulsión aceite en agua (Oil-in-Water, O/W).

Figura 17. Representación esquemática emulsión aceite en agua, O/W.



Fuente: S. F. Wong n, J. S. Lim, S. S. Dol. Crude oil emulsion: A review on formation, classification and stability of water-in-oil emulsions. 2015. p. 499.

3.2.4 Según el tamaño de gota. De acuerdo al tamaño de las gotas que se encuentran dispersas pueden considerarse dos tipos de emulsiones: macro emulsión, cuando el rango de tamaño de gota está entre 10 y 150 μm y micro emulsión o micela cuando el tamaño de gota varía de 0,5 a 50 μm .

3.3 PARÁMETROS QUE AFECTAN LA EMULSIÓN

3.3.1 Características del crudo. Las propiedades del crudo con mayor influencia en la formación de emulsiones son: el tipo de petróleo, su viscosidad, su densidad y su tensión interfacial; cuando estas tres últimas son altas es más probable que se forme una emulsión⁷.

- Viscosidad. Los efectos de la viscosidad exhibidos por las emulsiones tienden a ser complicados debido a su composición variable y la viscosidad individual de cada una de las fases que la componen. Una alta viscosidad de la fase externa o continua disminuye el coeficiente de difusión y la frecuencia de colisión de las gotas, por lo que incrementa la estabilidad de la emulsión.
- Una alta concentración de gotas también incrementa la viscosidad aparente de la fase continua y estabiliza la emulsión. Por lo general, las emulsiones son fluidos no Newtonianos.

⁷ OJINAKA, C. M., et al. Formulation of best-fit hydrophile/lipophile balance-dielectric permittivity demulsifiers for treatment of crude oil emulsions. 2016. p. 565-574.

- Agua libre. La cantidad de agua libre en una emulsión depende principalmente de la relación agua aceite y de la gravedad API del crudo, en los crudos livianos ($>20^{\circ}\text{API}$) las emulsiones contienen de un 5 a 20% de agua libre, mientras que en crudos pesados ($<20^{\circ}\text{API}$) tienden a presentar de un 10 a 35% de volumen de agua.
- Salinidad del agua. El contenido de sal en una emulsión generalmente está en función de la sal que se encuentra disuelta en el agua producida durante la extracción de crudo; es por esto que la concentración de sal está relacionada con el contenido de agua presente en el crudo y de los sólidos totales disueltos en dicha agua. El efecto de la sal presente en la emulsión recae principalmente sobre la tensión interfacial entre las fases y entre el agente emulsificante y las fases. La baja concentración de sal favorece la estabilidad de la emulsión mientras que altas concentraciones provocan la pérdida de la estabilidad.
- Película interfacial. Debido a que las gotas dispersas en una emulsión están en constante movimiento, tienden a colisionar. Una película interfacial lo suficientemente fuerte para evitar la coalescencia es absolutamente necesaria para mantener la estabilidad de la emulsión. Una mezcla de surfactantes forma un empaque cerrado, produciendo una película mecánicamente fuerte.
- Tamaño de la gota. Gotas muy pequeñas producen emulsiones más estables porque las gotas más grandes tienden a atraer gotas más pequeñas. Una gran distribución de tamaños de partícula produce una emulsión menos estable que una distribución uniforme de gotas.
- Presencia de gas o aire. Un factor que promueve la formación de emulsiones es la inyección de vapor o gas, debido a que la presencia de estos agentes genera agitación, turbulencia y velocidad de flujo. Cuando el oxígeno del aire entra en contacto con el petróleo puede ocasionar la formación de asfaltos que son sustancias de carácter emulsificante.
- Relación de volumen de fase. El incremento del volumen de la fase dispersa genera un incremento en el número de gotas y su tamaño, además aumenta el área interfacial y la tensión superficial. La distancia de separación se reduce lo cual incrementa la colisión entre las gotas. Todos estos factores aumentan la inestabilidad de la emulsión.
- Temperatura. La adición de calor facilita el asentamiento de las partículas de agua debido a los siguientes efectos: reducción de la viscosidad del aceite, rompimiento de la película que rodea las gotas por la expansión del agua, aumento del movimiento de las moléculas y disminución del delta de densidades entre el agua y el aceite. Según la teoría, un incremento en la

temperatura de 22°C duplica la velocidad de asentamiento de las partículas de agua.

- Tipo y cantidad de agente emulsificante. Un agente emulsificante es un activador de superficie o surfactante que determina si la emulsión es directa o inversa. Existe una gran cantidad de emulsificantes químicos cuya efectividad para facilitar la formación de emulsiones varía ampliamente y depende del grado de emulsificación y de la cantidad del agente emulsificante presente.
- pH. La formación de películas de asfaltenos y resinas que estabilizan las emulsiones W/O cambia radicalmente con la adición de ácidos o bases inorgánicas. El ajuste del pH puede minimizar los efectos de la película que estabiliza la emulsión e incrementar la tensión superficial. La **Tabla 5** relaciona la estabilidad de la emulsión de acuerdo al tipo de la misma y de su nivel de pH.

Tabla 5. Efecto del pH según el tipo de emulsión y su estabilidad

pH	Tipo de emulsión	Estabilidad de la emulsión
3,0	W/O	Alta
6,0	W/O	Alta
10,0	W/O	Baja
11,0	O/W	Baja
13,0	O/W	Baja

Fuente: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.

- Edad de la emulsión. La estabilidad de la emulsión se incrementa con la edad de la misma, debido a que el tiempo permite que los surfactantes migren a la interface de la gota, esta película llega a ser más gruesa, más fuerte y más dura. La cantidad de agentes emulsificantes incrementa por oxidación, fotólisis, evaporación o por la acción de bacterias. Además, entre más tiempo permanezcan las fases en contacto es más probable que la emulsión se forme, especialmente si durante este tiempo las fases están expuestas a una continua agitación.
- Método de producción. Para que se forme una emulsión es indispensable que exista la energía suficiente para mezclar las fases. Todos los métodos de producción aportan energía a los fluidos extraídos en diferente magnitud, por lo cual la facilidad con que la emulsión se forme depende del método de producción empleado. El levantamiento artificial presenta una agitación adicional que no ocurre en flujo natural, en especial cuando es empleado el bombeo mecánica o neumático.

3.4 RESIDUOS ACEITOSOS

3.4.1 Generalidades. Las operaciones aguas arriba y aguas abajo en la industria petrolera pueden generar una gran cantidad de residuos. Las operaciones aguas arriba incluyen los procesos de extracción, transporte y almacenamiento del crudo, mientras que las operaciones aguas abajo consisten básicamente en los procesos de refinación. Los residuos generados pueden categorizarse ya sea como simples o como residuos aceitosos dependiendo del contenido de agua y sólidos dentro de la matriz aceitosa. A diferencia de los residuos simples, los residuos aceitosos son altamente viscosos y generalmente se componen de una emulsión (crudo en agua o agua en crudo) y sólidos suspendidos. Son considerados como residuos peligrosos y su caracterización físico-química es bastante compleja.

Los residuos aceitosos se forman después de largos periodos de tiempo en los tanques y tuberías de la industria petrolera; la aglomeración de hidrocarburos, las emulsiones y la retención de sedimentos disminuyen los grados API alcanzando valores incluso inferiores a los 10°API. Esto provoca la formación de masas densas y viscosas, difíciles de bombear, que se depositan en el fondo de los tanques, reduciendo su capacidad y generando el taponamiento de tuberías.

3.4.2 Clasificación. La clasificación de los residuos aceitosos depende directamente del tipo de crudo almacenado en el tanque que a su vez puede ser clasificado según su composición o de acuerdo a su gravedad API.

Según su composición los crudos pueden clasificarse en^{8,9}:

- **Asfálticos:** petróleo crudo que presenta un alto contenido de asfaltenos o hidrocarburos pesados de alto peso molecular
- **Parafínicos:** presenta un alto contenido de hidrocarburos parafínicos o saturados alifáticos o de cadena abierta
- **Nafténicos:** presenta un alto contenido de hidrocarburos parafínicos o saturados cíclicos o de cadena cerrada
- **Mixtos:** presenta una combinación en proporciones similares de los hidrocarburos anteriormente mencionados

Y, según su gravedad API se clasifican en:

Tabla 6. Clasificación de crudos según la gravedad API

°API	Densidad (Kg/m3)	Tipo de Crudo
>31,1	< 870	Liviano

⁸ MCMILLAN, Marcia D., et al. Effect of exposure time and crude oil composition on low-salinity water flooding. 2016. p. 65.

⁹ ASHOORI, Siavash, et al. The relationship between SARA fractions and crude oil stability. 2017. p. 209.

°API	Densidad (Kg/m3)	Tipo de Crudo
22,3 – 31,1	920 – 870	Medio
10 – 22,3	1.000 – 920	Pesado
< 10	1.000	Extra pesado

Fuente: Sociedad nacional de minería, petróleo y energía.

3.4.3 Tratamiento. Los tratamientos de residuos aceitosos pueden ser de carácter primario, secundario o terciario dependiendo de la eficiencia y del grado de especialización del mismo y se clasifican de la siguiente forma:

- Métodos físicos
- Métodos químicos
- Métodos térmicos
- Métodos biológicos

El éxito de tratamiento depende de la aplicación adecuada de uno o varios métodos. Es por esto que muchos investigadores se han enfocado en el desarrollo de estas técnicas con el fin de conseguir un tratamiento y una disposición apropiada de estos residuos que generen el mínimo impacto ambiental posible.

El **Cuadro 2** correlaciona los distintos tratamientos de acuerdo a su carácter y al tipo de fase principal a tratar.

Cuadro 2. Correlación de los métodos de tratamiento de residuos aceitosos para cada fase.

Fase	Tratamiento primario	Tratamiento Secundario	Tratamiento terciario
Aceite	Asentamiento Sedimentación	Tratamiento térmico Tratamiento químico Centrifugación	Separación electrostática Separación electromagnética
Agua	Asentamiento Sedimentación	Flotación Floculación Filtración	Tratamiento biológico Biodefenolización Biodesulfuración Oxigenación inducida Filtros biológicos
Sólidos	Separación física Tamizado	Lavado emulsionado Inyección de vapor Biosurfactantes	Biodegradación estimulada e intensiva

Fuente: GÓMEZ OCAMPO, Leidy Johanna y GÓMEZ GOMINGUEZ, María Patricia. Métodos utilizados para el tratamiento de las borras de tanques de almacenamiento en la industria del petróleo. p. 7.

3.4.3.1 Métodos físicos¹⁰.

- **Tamizado.** Es método de separación de partículas sólidas, donde la mezcla se hace pasar por un tamiz de malla conocida con el fin de separar los sólidos más gruesos del lodo aceitoso antes de enviarlo a las piscinas para su decantación.
- **Asentamiento y sedimentación.** Posterior al proceso de tamizado, los residuos aceitosos son dispuestos en piscinas que se encuentran recubiertas con geomembranas que evitan la infiltración de compuestos contaminantes al subsuelo. Aquí, deben dejarse por un periodo de tiempo tal que permita la separación natural de las fases. Este proceso presenta desventajas como los riesgos asociados a fugas y derrames de hidrocarburos.
- **Flotación, floculación y filtración.** Los tres son procesos asociados al tratamiento del agua separada de la fase aceite. El objetivo de estos procesos es retirar del agua todos los sólidos suspendidos posibles.
- **Separación electrostática.** Mediante la aplicación de un alto voltaje entre dos electrodos es generado un campo eléctrico intenso al cual es sometida la emulsión. La aplicación de este campo eléctrico induce a la formación de dipolos eléctricos en las gotas de agua originando una atracción entre ellas, de este modo se incrementa su contacto y posterior coalescencia. Finalmente, el aumento del tamaño de las gotas permite la sedimentación por gravedad.

3.4.3.2 Métodos biológicos¹¹.

- **Biodefenolización.** Corresponde a la remoción de fenoles mediante bacterias especializadas. Tanto organismos procariotas como eucariotas pueden realizar la degradación de compuestos fenólicos en condiciones aerobias y anaerobias.
- **Biodesulfuración.** Se basa en la capacidad de ciertos microorganismos de oxidar compuestos reducidos de azufre transformándolos en compuestos de fácil eliminación con el fin de remover sulfuros del medio a tratar. Es un proceso con bajos costos de inversión y de operación y de menor consumo energético al poderse operar a temperatura ambiente.
- **Filtros biológicos.** Es un proceso altamente empleado en el tratamiento de aguas residuales tanto domésticas como industriales. Consiste en poner en contacto el agua residual con la biomasa adherida a un medio de soporte fijo, constituyendo un lecho de oxidación biológica para reducir la carga orgánica contenida.

¹⁰ GÓMEZ OCAMPO, Leidy Johanna. and GÓMEZ DOMINGUEZ, María Patricia. Métodos utilizados para el tratamiento de las borras de tanques de almacenamiento en la industria del petróleo, Cartagena: Universidad de San Buenaventura Cartagena, 2016, p. 110.

¹¹ Ibid., p. 110.

- **Biorremediación o Land Farming.** Es una técnica de biorrecuperación que consiste en estimular la microflora natural presente en el suelo (hongos, levaduras o bacterias) mediante la adición de fertilizantes, arado y riego superficial, para provocar la oxidación biológica de los hidrocarburos. Este proceso presenta varias ventajas como: bajos costos de operación, no produce residuos adicionales, al realizarse a condiciones controladas no presenta riesgos de contaminación y su impacto ambiental es mínimo.

Sin embargo, no todos los hidrocarburos son degradados con la misma velocidad o con la misma eficiencia. Los hidrocarburos aromáticos policíclicos, comúnmente presentes en crudos extra pesados, usualmente son recalcitrantes, potencialmente bioacumulables y altamente carcinógenos, lo que implica que su degradación por biorremediación no es fácil y debe hacerse con cuidado. Además, otra de sus principales desventajas radica en el largo tiempo necesario para la eliminación de hidrocarburos, los amplios espacios necesarios para su implementación y generalmente son procesos ex-situ.

3.4.3.3 Métodos térmicos. En términos generales existen dos métodos empleados fundamentalmente para neutralizar los contaminantes presentes en los residuos aceitosos.

- **Incineración.** Es el método de tratamiento más antiguo y tiene como principio la combustión controlada de los residuos, transformándolos en materiales no combustibles, inodoros, homogéneos e inertes. Consiste en la quema del residuo aceitoso dentro de un incinerador que opera a temperaturas entre 800°C y 1200°C. Es uno de los métodos más probados y ensayados y altamente costoso. Los sólidos que se remueven del equipo de incineración son analizados para determinar el contenido de metales pesados y, de ser necesario, son estabilizados antes de ser dispuestos en un relleno. Los compuestos orgánicos presentes en la muestra incinerada son transformados en CO₂ y H₂O por combustión y en HCl de existir orgánicos clorados, este último junto con otras partículas son removidos antes de descargar los gases a la atmósfera.
- **Desorción térmica.** También conocida como secado, la desorción térmica permite remover compuestos orgánicos y agua de los sólidos. Este método opera a temperaturas mucho más bajas que los incineradores y debe realizarse en ausencia de oxígeno con el fin de evitar la combustión de los residuos.

3.4.3.4 Métodos químicos[9]. Generalmente son empleados agentes químicos que facilitan la separación de las fases presentes en los residuos aceitosos. El uso de disolventes de baja densidad permite diluir la mezcla, aumentando la gravedad API hasta llegar a las especificaciones necesarias para reinyectar en tubería. También son adicionados rompedores de aglomeraciones que reducen la viscosidad de la mezcla. En ningún caso los agentes remueven contaminantes como arena, arcilla, sedimentos o agua, por lo que al inyectar nuevamente a la línea de producción podrían presentarse taponamientos de tubería¹².

Los métodos basados en la aplicación de agentes químicos presentan ciertas ventajas con respecto a los demás, su costo es menor que el de otros métodos, no requieren equipos específicos, su aplicación es sencilla, permiten una separación de fases (aceite, agua y sedimentos) y el aceite recuperado tiene un valor comercial importante que puede ser mezclado con crudo en especificaciones. Aunque existen tratamientos netamente térmicos (ver 3.4.3.3), es común emplear un tratamiento conjunto químico y térmico que permita alcanzar un grado de separación mayor.

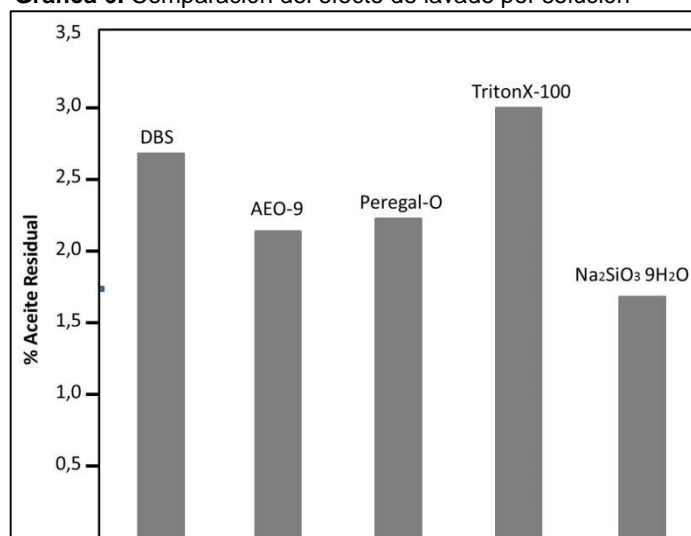
En¹³ se presentaron las condiciones óptimas para el lavado de residuos aceitosos obtenidos de un grupo de tanques de sedimentación en las facilidades de Daqing – China, con soluciones tenso-activas empleando cinco agentes químicos diferentes, tanto iónicos como aniónicos.

En los experimentos realizados, se estudiaron cuatro factores que afectan la fracción de petróleo final presente en el residuo aceitoso que incluyen: relación másica líquido/sólido, temperatura, tiempo de tratamiento y concentración másica del solvente. En la **Gráfica 6** se muestra que los surfactantes utilizados demostraron una fuerte habilidad para descontaminar y limpiar los residuos aceitosos. Todos los agentes permitieron alcanzar un porcentaje de aceite residual menor al 3%. El efecto de lavado del $\text{Na}_2\text{SiO}_3 \cdot 9\text{H}_2\text{O}$ fue el de mejor comportamiento, alcanzando un porcentaje de aceite residual de tan solo el 1,6%, debido a su efecto dispersante.

¹² ABDEL AZIM, Abdel-Azim A., et al. Demulsifier systems applied to breakdown petroleum sludge. 2011. p. 365.

¹³ JING, Guolin; CHEN, Tingting and LUAN, Mingming. Studying oily sludge treatment by thermo chemistry. 2016. S460.

Gráfica 6. Comparación del efecto de lavado por solución



Fuente: Jing Guolin *, Chen Tingting, Luan Mingming. *Studying oily sludge treatment by thermo chemistry*. 2011. p. 4. Modificado por los autores.

Según lo anterior, se evidencia como un tratamiento termo-químico puede ser utilizado para tratar residuos aceitosos y recuperar el petróleo presente en ellos. Además, el agente químico empleado para facilitar la separación, puede ser reciclado, evitando así una nueva posibilidad de contaminación.

3.4.4 Normatividad. Pese a que no existe una normatividad ambiental legal específica que regule el tratamiento de residuos aceitosos a continuación se destacan las normas que en general, regulan el manejo de residuos sólidos en la industria petrolera:

- Artículos 267 y 268 de la Constitución Política Colombiana alusivos al medio ambiente.
- Ley 99 de 1993 por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente.
- Decreto 2811 de 1974: Por el cual se dicta el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente.
- Resolución 541 de 1994 del Ministerio del Medio Ambiente: por medio del cual se regula el cargue, descargue, transporte, almacenamiento y disposición final de Escombros, Materiales, Elementos, Concretos y Agregados Suelos de Construcción, de Demolición, de Capa orgánica, Suelo y Subsuelo de Excavación.
- Ley 253 de 1996: Por medio de la cual se aprueba el Convenio de Basilea sobre el control de los movimientos transfronterizos de los desechos peligrosos y su eliminación, hecho en Basilea el 22 de marzo de 1989.

- Decreto 321 de 1999: Por el cual se adopta el Plan Nacional de Contingencia contra Derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas.
- Decreto 2309 de 1986. Min Salud: Para manejo de residuos especiales.
- Decreto 1609 de 2002: Reglamenta el manejo y transporte terrestre automotor de mercancías peligrosas por carretera.
- Resolución 1045 de 2003: Se adopta la metodología para la elaboración de los planes de gestión integral de residuos sólidos.
- Decreto 1713 de 2002: Deroga parcialmente el Decreto 605/96. Gestión integral de residuos sólidos, recolección de basuras y disposición de residuos. Vigente régimen sancionatorio.
- Decreto 838 de 2005. Por el cual se modifica el Decreto 1713 de 2002 sobre disposición final de residuos sólidos y se dictan otras disposiciones
- Decreto 4741 de 2005: Que reglamenta parcialmente la prevención y manejo de los residuos o desechos peligrosos generados en el marco de la gestión integral.
- Resolución 1362 de 2007: Por la cual se establecen los requisitos y el procedimiento para el Registro de Generadores de Residuos o Desechos Peligrosos, a que hacen referencia los artículos 27 y 28 del Decreto 4741 de 2005.
- Ley 1252 de 2008: Por la cual se dictan normas prohibitivas en materia Ambiental, referentes a los residuos y desechos peligrosos y se dictan otras disposiciones.

4. DISEÑO Y EJECUCIÓN DE PRUEBAS

En este capítulo son descritos los materiales (productos químicos y equipos), así como los métodos, desde el diseño del plan de pruebas hasta las normas y procesos aplicables empleados para el desarrollo experimental. Posteriormente son presentados los resultados obtenidos que permitieron determinar tanto la viabilidad del proceso como el efecto del tipo de solvente, su concentración y la temperatura de tratamiento sobre la separación entre las fases acuosa y orgánica.

4.1 MATERIALES


Residuos aceitosos. Para la ejecución de las pruebas de laboratorio según el diseño de experimentos, se tomó una muestra de cinco galones en la línea de recibo de los residuos aceitosos a Consorcio Conpat (ver 2.3, pag. 50), proveniente de los tanques *Slop Oil* del CPF-2, con el objetivo de que representara las condiciones a las cuales se da inicio a su tratamiento.

Figura 18. Muestra de 5 galones de residuos aceitosos




Productos químicos. El diseño de experimentos contempló la evaluación de tres productos químicos, los cuales fueron proporcionados por Ecopetrol S.A. y constan de:

- **Agente 1.** "Producto biodegradable especializado para la dilución de depósitos de borra, parafina, alquitrán y grasa en tanques de almacenamiento de crudo, líneas de fluido y equipos en general. Aplicable en todo tipo de sistemas abiertos y cerrados. Emulsiona cualquier tipo de combustible pesado, sin dejar residuos aceitosos. Posee además un gran poder desengrasante en frío para trabajo pesado".

Agente 1	
<p>Aplicación: Como diluyente: Aplique puro en una proporción de 0,0209 galones de agente por cada galón de borra. El protocolo de aplicación es específico de acuerdo a las condiciones de cada tanque de almacenamiento de crudo o línea de fluido dependiendo del residuo y despacho.</p> <p>Como desengrasante: Doluya con solvente alifático o emulsione hasta con 15 partes de agua dependiendo del estado de la superficie. Dejar actuar de 5 a 10 minutos y enjuague con agua a presión.</p>	 <p>Precauciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> * Mantenga fuera del alcance de los niños. * Mantener cerrado. Lejos de fuentes de calor y de ignición, bases y oxidantes fuertes. * Evite el contacto directo con piel y ojos y la sobreexposición en áreas de poca ventilación.

Fuente: Ecopetrol. 2017.

- **Agente 2.** "Formulación desarrollada para el desengrase y limpieza interior de tanques de almacenamiento, específicamente para dispersar y tratar las borras acumuladas en los tanques de almacenamiento de crudo, máquinas, equipos y tuberías de conducción, logrando recuperar la mayor cantidad posible de crudo atrapado para que pueda ser dispuesto posteriormente de acuerdo a las necesidades".

Agente 2	
<p>Aplicación: Producto desarrollado para dispersar, disolver y remover depósitos parafínicos en el mantenimiento de tanques de almacenamiento de crudo y en tuberías de conducción. Usar puro. Aplicar directamente. Realizar agitación mecánica para permitir que el producto interactúe con la borra.</p>	 <p>Almacenamiento:</p> <ul style="list-style-type: none"> * Mantenga el envase bien tapado para evitar fugas. * Almacene siempre en lugar fresco y protegido de la luz solar. * En condiciones normales de almacenamiento es estable por más de seis (6) meses.
<p>Precauciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> * Use siempre guantes. * Evite el contacto con la piel y los ojos. * Usar el producto en sitios abiertos o con buena ventilación. * Evite la inhalación prolongada de los vapores. 	

Fuente: Ecopetrol. 2017.

Figura 20. Baño termostático marca *Mermmet* de 30L



- **Centrífuga.** Fueron utilizadas tres centrífugas marca *Robinson Centrifuge*, modelo 870AT4 de 115 voltios en las que se simuló el tratamiento bajo un estado dinámico al ubicar los tubos zanahoria después de haber sido calentados en el baño termostático. La **Figura 21** muestra una de las centrífugas empleadas durante el desarrollo de la experimentación.

Figura 21. Centrífuga marca *Robinson Centrifuge*



Además, fueron empleados tubos zanahoria de 200mL y varsol para la determinación del %BS&W, pipetas de 2 y 5mL, jeringas, botellas de solución de 100mL y probetas de 10 a 25mL.

4.2 MÉTODOS

Este numeral comprende los métodos empleados durante el desarrollo del proyecto para determinar el grado de separación de agua de la muestra de residuos aceitosos y el diseño propuesto para ejecutar los experimentos.

4.2.1 Diseño del plan de pruebas o diseño de experimentos. Previo a la ejecución de una serie de pruebas o experimentos deliberados, se hace necesario planear una estrategia de experimentación que facilite el análisis de los datos resultantes y permita obtener conclusiones válidas y objetivas.

Los métodos del diseño experimental han encontrado amplia aplicación en diversas disciplinas. De hecho, la experimentación puede considerarse parte del proceso científico y uno de los medios para conocer el funcionamiento de sistemas y procesos. En general, el aprendizaje ocurre mediante una serie de actividades en las que se hacen conjeturas acerca de un proceso, se llevan a cabo unos experimentos para generar datos del proceso y después se usa la información del experimento para establecer nuevas conjeturas, lo que lleva a nuevos experimentos y así sucesivamente¹⁴.

Según Montgomery, D.¹⁵ en el **Cuadro 3**, se muestra un esquema general del procedimiento recomendado para llevar a cabo un diseño de experimentos satisfactorio.

Cuadro 3. Pautas generales para el diseño de un experimento

Etapas	Actividad
1	Identificación y exposición del problema
2	Elección de los factores, los niveles y los rangos
3	Selección de la variable de respuesta
4	Elección del diseño experimental
5	Realización del experimento
6	Análisis estadístico de los datos
7	Conclusiones y recomendaciones

Fuente: MONTGOMERY, Douglas. Diseño y análisis de experimentos. 2004. p. 14.

Los pasos hasta el número cuatro consistieron en las etapas previas a la experimentación, el **Cuadro 4** muestra las actividades desarrolladas para estas fases. El diseño de experimentos factorial fue seleccionado y empleado para el desarrollo de este proyecto, el cual consiste en una estrategia experimental en la que los factores en estudio se hacen variar en conjunto. En la **Figura 22**, se muestra una representación gráfica de todas las combinaciones posibles entre los factores seleccionados (**A**: temperatura de tratamiento; **B**: tipo de agente

¹⁴ MONTGOMERY, Douglas C. Diseño y análisis de experimentos. Traducido por Rodolfo Piña García. 2 ed. México: Limusa S.A., 2004. 692 p. ISBN 968-18-6156-6.

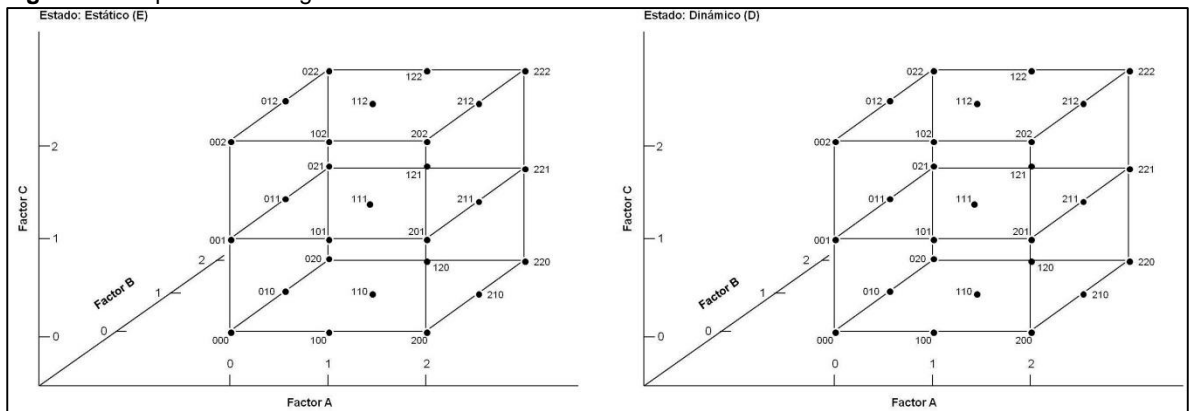
¹⁵ Ibid., p. 74.

demulsificante, **C**: concentración de solvente, tanto en estado estacionario como en estado dinámico) en tres niveles diferentes.

Cuadro 4. Desarrollo de etapas 1, 2, 3 y 4.

Etapa	Desarrollo
1	Alto volumen de agua en los residuos aceitosos generados en las facilidades de producción de Campo Rubiales.
2	Factores: Temperatura - Agente químico - Concentración de agente Niveles: 115°F, 145°F y 175°F - Agente 1, Agente 2 y Rompedor Universal - 1%, 2,5% y 4%
3	Porcentaje de agua libre separada
4	Diseño de experimentos factorial 3 ³

Figura 22. Representación gráfica de las combinaciones de tratamientos en un diseño 3³



Fuente: MONTGOMERY, Douglas. Diseño y análisis de experimentos. 2004. p. 376. Modificado por los autores.

Teniendo en cuenta que uno de los principios básicos del diseño experimental consiste en la realización de réplicas, entendida como la repetición del experimento básico, todos los experimentos se realizaron por duplicado. La realización de réplicas permitió obtener una estimación del error experimental la cual se convierte en una unidad de medición básica para determinar si las diferencias observadas en los datos son en realidad estadísticamente diferentes. Además, permitió determinar de manera más precisa el efecto de los diferentes factores sobre la variable de respuesta: la concentración de agua libre.

De manera general, y_{ijkl} hace referencia a la respuesta observada cuando el factor *A* tiene el nivel *i*-ésimo ($i=1,2,\dots, a$), el factor *B* tiene el nivel *j*-ésimo ($j=1,2,\dots, b$) y el factor *C* tiene el nivel *k*-ésimo ($k=1,2,\dots, c$) en la réplica *l*-ésima ($l=1,2,\dots, n$). Este arreglo se encuentra representado en la **Tabla 7**, donde se observan 54 experimentos para cada estado del sistema (estático y dinámico), para un total de 108 experimentos.

Estos experimentos se realizaron completamente al azar, cumpliendo con el segundo de los principios del diseño experimental, la aleatorización. Se dice que la

aleatorización es la piedra angular en la que se fundamenta el uso de los métodos estadísticos en el diseño experimental, entendiendo que tanto la asignación del material experimental como el orden en que se realizaron las corridas o ensayos individuales del experimento se determinaron al azar. Uno de los requisitos de los métodos estadísticos es que las observaciones (o los errores) sean variables aleatorias con distribuciones independientes, es esta aleatorización la que hace que este supuesto sea válido[12].

Tabla 7. Arreglo general del diseño experimental

Estado del sistema									
Agente químico (B)									
Concentración (C)									
Temperatura (A)	j=1			j=2			j=3		
	k=1	k=2	k=3	k=1	k=2	k=3	k=1	k=2	k=3
i=1	Y ₁₁₁₁ (1)	Y ₁₁₂₁ (2)	Y ₁₁₃₁ (3)	Y ₁₂₁₁ (4)	Y ₁₂₂₁ (5)	Y ₁₂₃₁ (6)	Y ₁₃₁₁ (7)	Y ₁₃₂₁ (8)	Y ₁₃₃₁ (9)
	Y ₁₁₁₂ (28)	Y ₁₁₂₂ (29)	Y ₁₁₃₂ (30)	Y ₁₂₁₂ (31)	Y ₁₂₂₂ (32)	Y ₁₂₃₂ (33)	Y ₁₃₁₂ (34)	Y ₁₃₂₂ (35)	Y ₁₃₃₂ (36)
i=2	Y ₂₁₁₁ (10)	Y ₂₁₂₁ (11)	Y ₂₁₃₁ (12)	Y ₂₂₁₁ (13)	Y ₂₂₂₁ (14)	Y ₂₂₃₁ (15)	Y ₂₃₁₁ (16)	Y ₂₃₂₁ (17)	Y ₂₃₃₁ (18)
	Y ₂₁₁₂ (37)	Y ₂₁₂₂ (38)	Y ₂₁₃₂ (39)	Y ₂₂₁₂ (40)	Y ₂₂₂₂ (41)	Y ₂₂₃₂ (42)	Y ₂₃₁₂ (43)	Y ₂₃₂₂ (44)	Y ₂₃₃₂ (45)
i=3	Y ₃₁₁₁ (19)	Y ₃₁₂₁ (20)	Y ₃₁₃₁ (21)	Y ₃₂₁₁ (22)	Y ₃₂₂₁ (23)	Y ₃₂₃₁ (24)	Y ₃₃₁₁ (25)	Y ₃₃₂₁ (26)	Y ₃₃₃₁ (27)
	Y ₃₁₁₂ (46)	Y ₃₁₂₂ (47)	Y ₃₁₃₂ (48)	Y ₃₂₁₂ (49)	Y ₃₂₂₂ (50)	Y ₃₂₃₂ (51)	Y ₃₃₁₂ (52)	Y ₃₃₂₂ (53)	Y ₃₃₃₂ (54)

4.2.2 Estado estático. Para determinar el porcentaje de agua libre separada en cada uno de los experimentos en estado estático se empleó la metodología de pruebas de botella. Para esto se prepararon 54 botellas, rotuladas de acuerdo a lo descrito en la **Tabla 8**, en las que se dosificaron las concentraciones de los diferentes agentes químicos. Posteriormente se llenaron hasta un volumen de 100mL con la muestra de residuos aceitosos y se dispusieron a las condiciones de temperatura de acuerdo al número de corrida. En la **Figura 23**, se describe el procedimiento que se siguió para su ejecución.

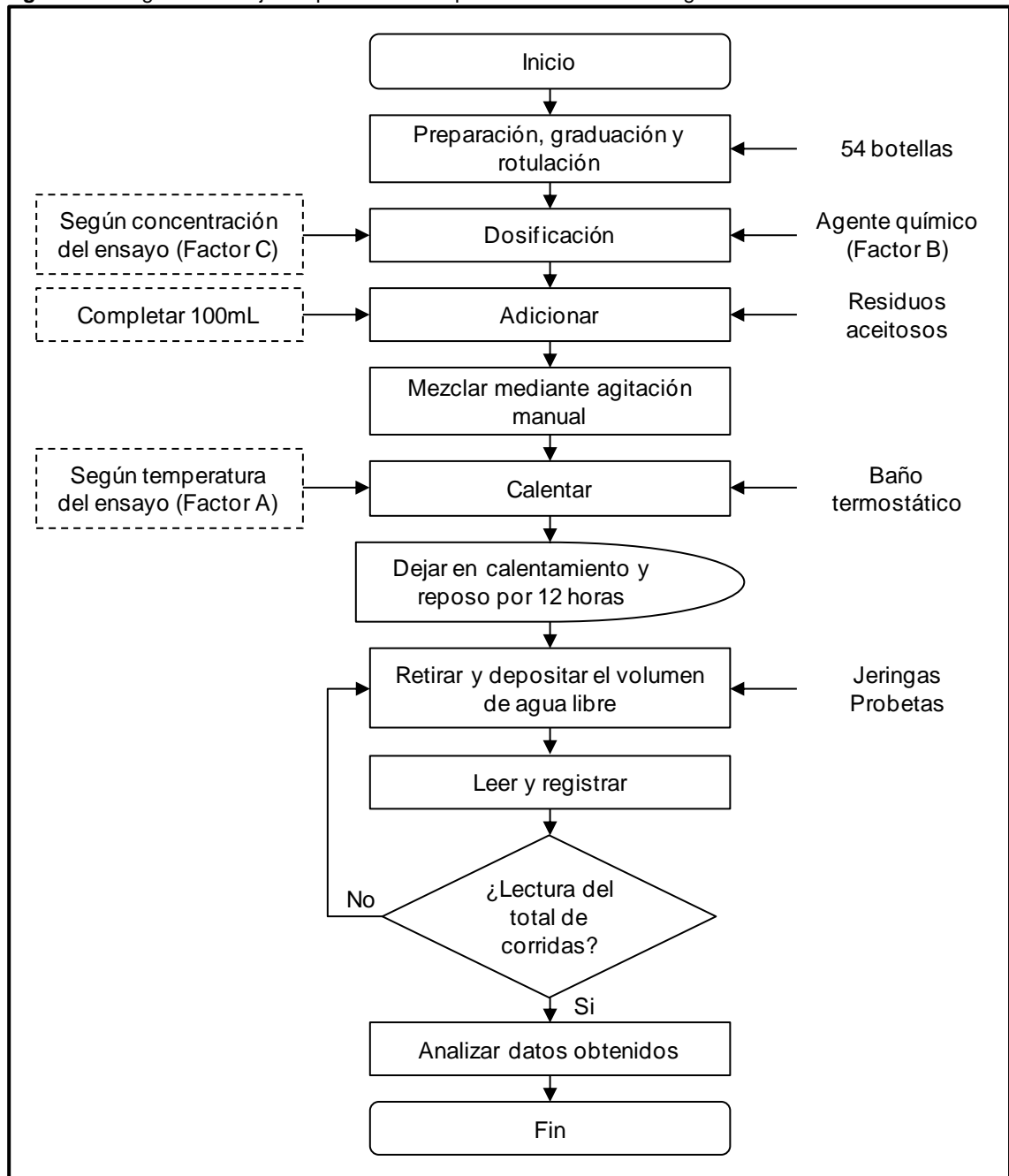
Tabla 8. Identificación de las corridas de acuerdo a la variación de los factores

Estado estático									
Agente químico									
Concentración (%)									
Temperatura (°F)	Agente 1			Agente 2			R.U		
	1	2,5	4	1	2,5	4	1	2,5	4
115	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	28	29	30	31	32	33	34	35	36
145	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	37	38	39	40	41	42	43	44	45
175	19	20	21	22	23	24	25	26	27
	46	47	48	49	50	51	52	53	54

Una vez transcurridas 12 horas de calentamiento y reposo, se procedió a realizar la lectura. Debido a que las botellas estaban graduadas cada 20mL no fue posible

establecer un volumen preciso de agua libre decantada. Por esta razón con ayuda de una jeringa, el volumen de agua fue retirado, dispuesto y leído en probetas de 10 a 25mL.

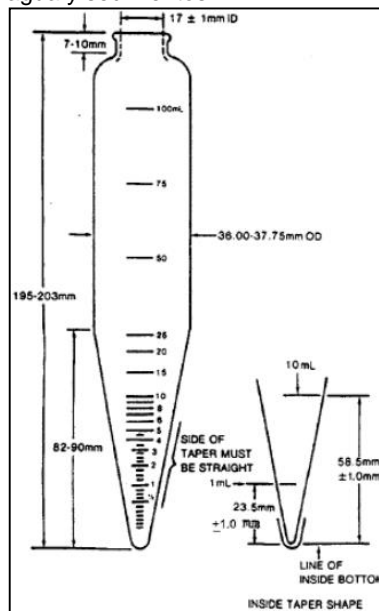
Figura 23. Diagrama de flujo del procedimiento para determinación de agua libre en estado estático



4.2.3 Estado dinámico. Para determinar el porcentaje de agua libre obtenida en estado dinámico fue aplicada la Norma ASTM D4007-04 que describe el método estándar para determinar el contenido de agua y sedimentos en petróleo crudo por el método de la centrífuga. La cantidad de agua detectada por este método es un aproximado y casi siempre es menor que el contenido real.

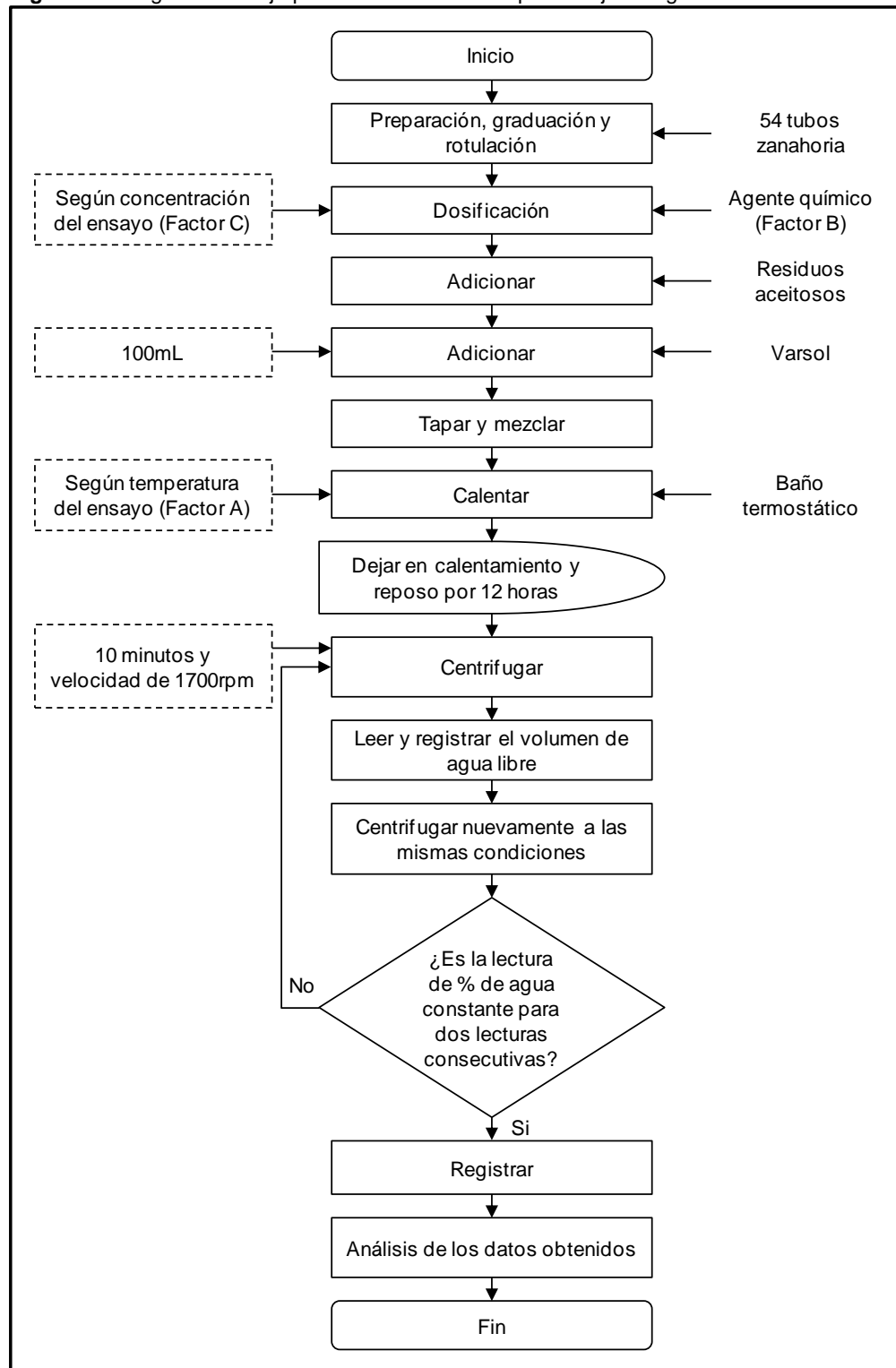
Para la implementación de éste método, volúmenes iguales de muestra (residuos aceitosos) y solvente (varsol) fueron dispuestos en un tubo de centrífuga en forma de cono o zanahoria de 203 mm de largo, con las medidas y graduaciones que se muestran en la **Figura 24**. Después de la centrifugación, el volumen de agua y la capa de sedimento se pudieron leer en la parte inferior del tubo. Para esto se empleó una centrífuga con capacidad de cuatro tubos, a una velocidad controlada que permitió alcanzar una fuerza centrífuga relativa (RCF) de 600 en la punta de los tubos. La **Figura 25**, expone el procedimiento que se siguió para la determinación del porcentaje de agua libre obtenido en estado dinámico.

Figura 24. Tubos de centrífuga empleados para la determinación de agua y sedimentos.



Fuente: Norma ASTM D4007-08. Método para determinar agua y sedimentos en petróleo.

Figura 25. Diagrama de flujo para determinación del porcentaje de agua en estado dinámico



4.3 RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En los numerales subsiguientes se exponen los resultados obtenidos de la experimentación a nivel laboratorio en cuanto a la obtención de una muestra representativa, su caracterización inicial y el porcentaje de separación de agua obtenido al aplicar el diseño de experimentos mencionado en el numeral anterior (4.2.1). Así mismo, son discutidos y comparados con estudios similares reportados en la bibliografía.

4.3.1 Muestreo y caracterización inicial. La muestra tomada fue distribuida en dos recipientes plásticos que facilitaron su homogeneización manual. Los volúmenes de muestreo fueron tomados de estos recipientes en diferentes puntos y a diferentes profundidades con el fin de asegurar su representatividad. Se realizó una caracterización preliminar de los residuos aceitosos con el fin de establecer su contenido de agua y sedimentos aplicando la norma ASTM D4007-04. Al implementar este método se observó que no existía una segregación de fases visible por la misma naturaleza de los residuos, por lo que se realizó un análisis por retorta con el cual fue posible establecer el contenido de agua, sólidos y aceite. Los resultados se muestran en la **Tabla 9**.

Tabla 9. Composición de la muestra inicial (blanco)

Fase	Porcentaje por retorta (%)
Aceite	22
Agua	70
Sólidos	8

4.3.2 Determinación de la separación de agua en estado estático. Siguiendo el procedimiento establecido en la **Figura 23**, numeral 4.2.2, fueron obtenidos los resultados contenidos en la **Tabla 10**.

Tabla 10. Porcentaje de agua libre de las corridas en estado estático

Temperatura (°F)	Estado estático								
	Agente Químico								
	Agente 1			Agente 2			Rompedor Universal		
	Concentración (%)								
	1	2,5	4	1	2,5	4	1	2,5	4
115 °F	0,0	4,6	0,0	2,8	11,5	12,5	0,0	0,0	0,0
	0,0	4,8	2,2	5,6	8,0	8,6	0,6	0,0	0,0
145 °F	0,0	5,6	3,0	15,0	15,0	21,5	0,0	0,0	0,0
	2,0	6,2	2,0	8,8	14,0	22,0	0,0	0,0	0,0
175 °F	9,6	18,5	17,5	16,5	23,0	24,5	0,8	0,0	0,0
	10,0	16,0	14,0	12,5	20,5	24,0	0,0	0,0	0,0

En la **Tabla 11**, se encuentran los valores promedio y la desviación estándar calculados para cada par de datos correspondientes a una misma interacción. Como se observa, la desviación estándar presenta en general valores bajos, esto indica la cercanía y reproducibilidad de los resultados obtenidos. Aquellas

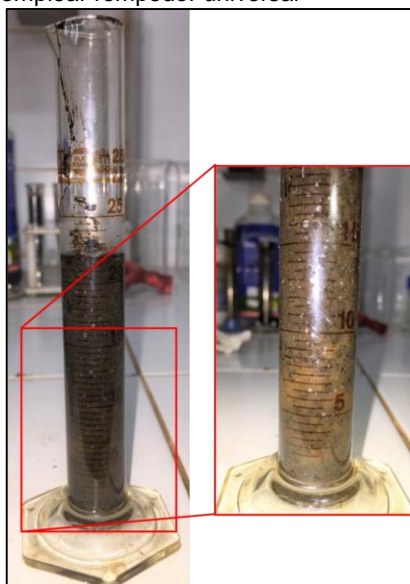
desviaciones con valores levemente superiores pueden sugerir heterogeneidad debida a errores aleatorios o sistemáticos durante el desarrollo experimental.

Tabla 11. Valores promedio del porcentaje de agua libre de las corridas en estado estático

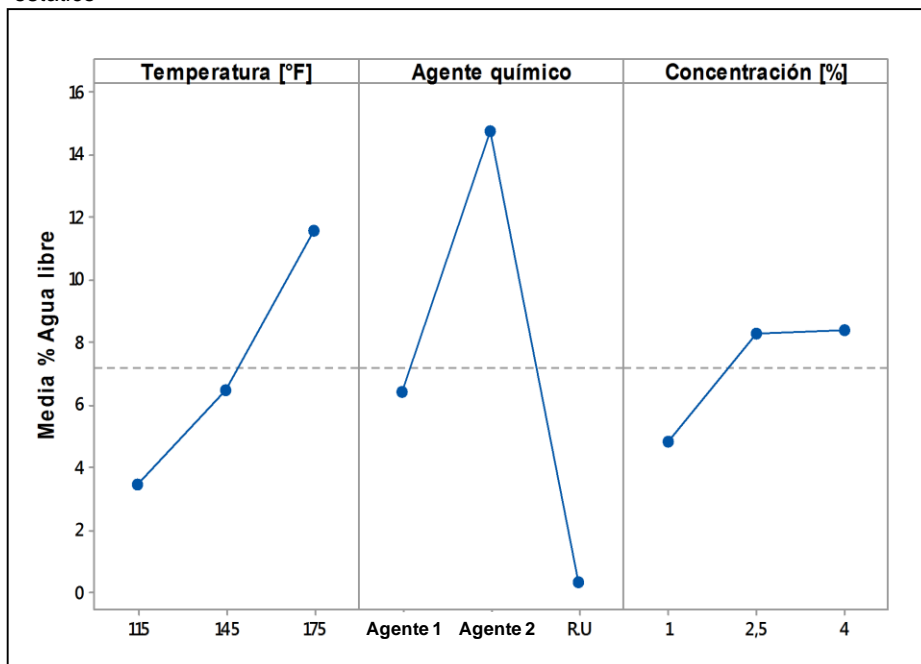
Temperatura (°F)	Estado estático								
	Agente Químico								
	Agente 1			Agente 2			Rompedor Universal		
	Concentración (%)								
	1	2,5	4	1	2,5	4	1	2,5	4
115	0 ±0,00	4,7 ±0,10	1,1 ±1,10	4,2 ±1,40	9,75 ±1,75	10,55 ±1,95	1 ±1,10	0 ±0,00	0 ±0,00
145	1 ±1,00	5,9 ±0,30	2,5 ±0,50	11,9 ±3,10	14,5 ±0,50	21,75 ±0,25	0 ±0,00	0,8 ±0,80	0 ±0,00
175	9,8 ±0,20	17,25 ±1,25	15,75 ±1,75	14,5 ±2,00	21,75 ±1,25	24,25 ±0,25	1,1 ±1,10	0 ±0,00	0 ±0,00

Se esperaba que los resultados obtenidos al emplear el rompedor universal dentro del diseño de experimentos permitieran establecer un punto de referencia del desempeño de los agentes químicos, Agente 1 y Agente 2. Sin embargo, según los datos contenidos en la **Tabla 11** no se observó un porcentaje de agua libre separada al emplear rompedor universal, debido a la alta concentración del compuesto activo del mismo ($\approx 100\%$). Es por esto que, a las condiciones evaluadas en este proyecto, se formó una re-emulsión agua-aceite que puede ser observada en la **Figura 26**. No obstante, esto permitió evidenciar de manera cualitativa la baja concentración del compuesto activo en los otros agentes químicos utilizados. Teniendo en cuenta lo anterior, estos datos no fueron contemplados dentro del análisis experimental.

Figura 26. Re-emulsión generada al emplear rompedor universal



Gráfica 7. Efectos principales por factor sobre el porcentaje de agua libre en estado estático



En la **Gráfica 7**, se resume el efecto de los factores principales sobre el porcentaje de agua libre obtenido. En el **Anexo C** se explica el procedimiento y muestra de cálculo para determinar los puntos que permitieron construir la gráfica. Al variar la temperatura, independientemente de los otros dos factores, se evidencia que un aumento en la temperatura genera un incremento en el porcentaje de separación de agua. Al mantener la temperatura y la concentración constantes variando el tipo de agente químico, se observó que el Agente 1 presenta un porcentaje de separación inferior al obtenido con el Agente 2. Por último, la variación en la concentración del agente químico, manteniendo tanto la temperatura como el tipo de agente constantes, manifiesta un incremento considerable entre el 1% y 2,5%, mientras que, entre 2,5% y 4% tiende a estabilizarse.

El agente químico en el nivel Agente 2 fue el factor que presentó una mayor contribución al obtener una media de 14,79% (**Anexo C**) de agua libre en comparación con el factor temperatura que obtuvo una media de 11,6% en el nivel de 175°F y la concentración del agente con un 8,43% en el nivel del 4%. La **Tabla 12**, resume estas condiciones.

Tabla 12. Mejores condiciones obtenidas en estado estático

Factor	Nivel	Media % Agua Libre
Temperatura	175°F	11,60
Agente químico	Agente 2	14,79
Concentración	4%	8,43

La **Gráfica 8**, incluye las gráficas que describen las interacciones entre los diferentes factores y niveles en función del porcentaje de agua libre. En general

son posibles tres interacciones, sin embargo en la figura se muestran las seis interacciones (ver **Cuadro 5**). Las gráficas correspondientes a un mismo par de interacciones describen los mismos resultados, simplemente se muestran de dos maneras diferentes para facilitar su análisis.

Cuadro 5. Relación Cuadrante - Interacción

Cuadrante	Interacción
2	Agente químico - Temperatura
3	Concentración - Temperatura
4	Temperatura - Agente químico
6	Concentración - Agente químico
7	Temperatura - Concentración
8	Agente químico - Concentración

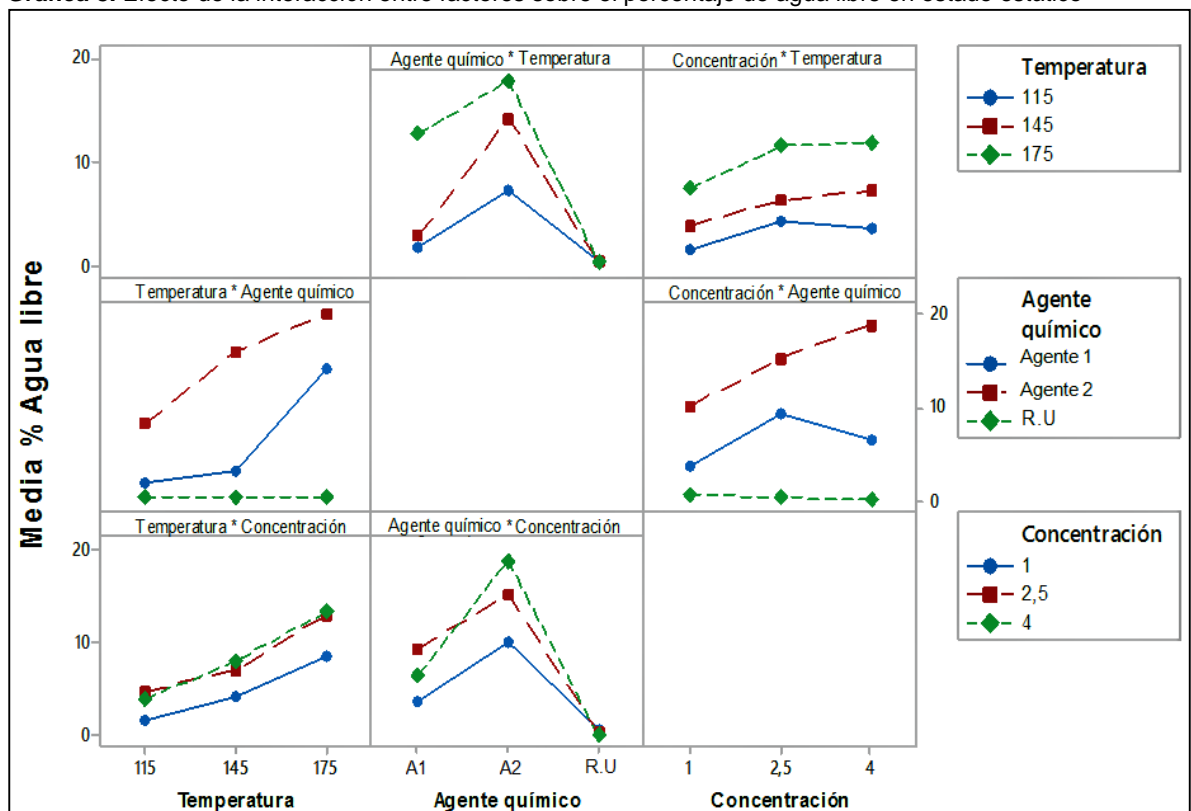
En las gráficas de los cuadrantes 2 y 4 puede analizarse el comportamiento que tuvo cada uno de los agentes químicos a las diferentes temperaturas de evaluación. En este caso se observa como el Agente 2 presenta mayores valores en el porcentaje de agua libre obtenido que el Agente 1 y por supuesto que el rompedor universal, en todo el rango de temperaturas evaluadas. Es interesante observar que el Agente 1 presenta un incremento significativo en el porcentaje de separación al aumentar la temperatura de tratamiento desde 145°F hasta 175°F (temperatura a la cual se alcanzó el mayor grado de separación), en comparación con el Agente 2 que presenta un incremento constante, sin embargo este valor sigue siendo inferior al obtenido con el Agente 2 a 175°F e incluso a 145°F. Por lo anterior, si sólo se tuvieran en cuenta estos factores, emplear el Agente 2 a una temperatura de 145°F representaría mejores beneficios que emplear el Agente 1 a 175°F.

La interacción entre la concentración y la temperatura, independiente del tipo de agente químico empleado, puede observarse en las gráficas de los cuadrantes 3 y 7. En esta primera gráfica puede apreciarse fácilmente como la separación de agua aumenta a medida que se incrementa la temperatura de tratamiento a las tres concentraciones utilizadas. De igual forma puede evidenciarse que el cambio en el porcentaje de agua obtenido al aumentar la concentración de 2,5% a 4% es muy leve, casi insignificante. De hecho, el porcentaje de agua obtenido a una temperatura de 115°F fue mayor empleando una concentración de 2,5% que 4%. Lo anterior se observa con mayor facilidad en la gráfica del cuadrante 7 donde las curvas correspondientes a las concentraciones de 2,5% y 4% se encuentran superpuestas. Teniendo en cuenta lo anterior, al analizar la interacción entre estos dos factores, los mejores resultados se obtienen al emplear una mayor temperatura de tratamiento (175°F) y concentraciones de 2,5% o 4%.

Por último, la interacción entre el agente químico y la concentración se observa en las gráficas de los cuadrantes 7 y 8. En la gráfica del cuadrante 7 puede observarse que el comportamiento que mostraron los Agentes 1 y 2 al variar sus

concentraciones en el proceso no fue el mismo. Para el caso del Agente 1, se obtuvo un mayor porcentaje de separación de agua al aumentar la concentración de un 1% a 2,5%, pero disminuyó al aumentar hasta un 4%. Como se mencionó anteriormente, al aumentar la concentración del Agente 1 de 2,5% a 4% se observó la formación de una re-emulsión lo que provocó una disminución en el porcentaje de agua libre obtenido. Para el caso del Agente 2, a medida que se aumentó su concentración en el proceso de tratamiento, el porcentaje de agua obtenido también aumentó. En términos generales el Agente 2 siempre presentó mejores resultados, a cualquiera de las tres concentraciones evaluadas, que el Agente 1, por lo que el analizar la interacción entre estos factores los mejores resultados estarían dados por el Agente 2 a una concentración del 4%.

Gráfica 8. Efecto de la interacción entre factores sobre el porcentaje de agua libre en estado estático

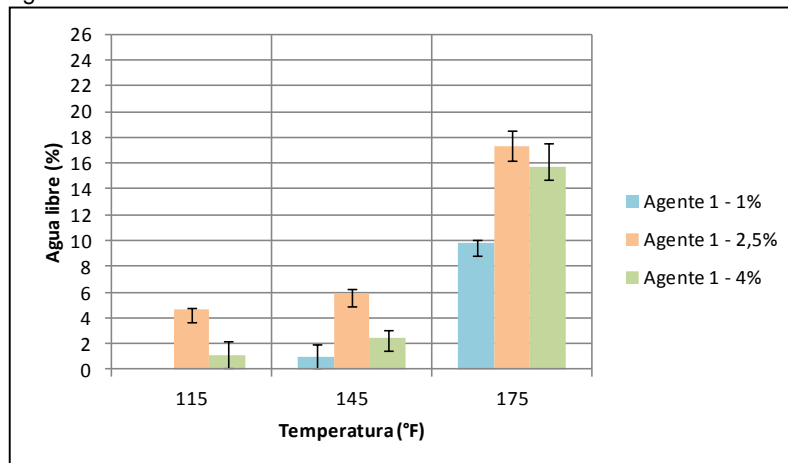


En la **Gráfica 9** y **Gráfica 10**, se observa el comportamiento del porcentaje de agua libre separada en función de la temperatura y de la concentración de los agentes químicos Agente 1 y Agente 2, respectivamente. En estas se evidencia que, independientemente del agente químico y su concentración, el porcentaje de agua libre resultante aumenta a medida que aumenta la temperatura.

En la **Gráfica 9**, puede observarse que al aumentar la concentración del Agente 1 del 1% al 2,5%, se presenta un incremento en el porcentaje de agua libre obtenido. Sin embargo éste disminuye al aumentar la concentración a un 4% debido a que, bajo esta condición, parte del agua libre se re-emulsionó. Para este

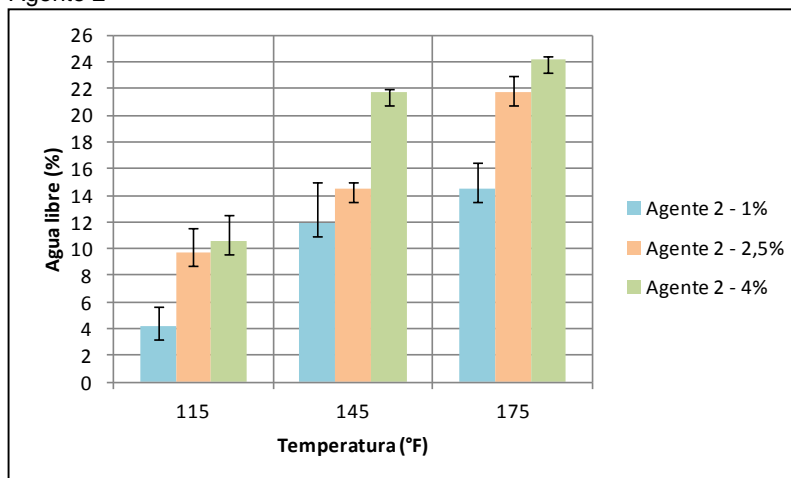
agente, el mayor porcentaje de agua libre fue del $17,25 \pm 1,25\%$ y se obtuvo a una concentración del 2,5% y una temperatura de 175°F.

Gráfica 9. Comportamiento del agua libre en función de la concentración - Agente 1



A diferencia del Agente 1, el porcentaje de agua libre separada es mayor a medida que aumenta la concentración del Agente 2, comportamiento que se evidenció a las tres temperaturas de tratamiento (ver **Gráfica 10**). Para este agente, el mayor porcentaje de separación ($24,25 \pm 0,25\%$) se obtuvo a una temperatura de 175°F y una concentración del 4%.

Gráfica 10. Comportamiento del agua libre en función de la concentración - Agente 2



Adicionalmente, se aplicó un análisis de varianza ANOVA (con un grado de significancia del 5%) que permitió evaluar si existen diferencias estadísticamente significativas sobre el porcentaje de agua libre en función de la temperatura de tratamiento, el tipo de agente químico y su concentración. El **Anexo C**, describe el procedimiento y las ecuaciones utilizadas para el desarrollo de éste análisis; los resultados obtenidos se presentan en la **Tabla 13**.

Tabla 13. Análisis de varianza ANOVA – estado estático

Fuente de variación	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Cuadrado medio	F ₀	Valor P	Contribución %
Temperatura	607,39	2	303,69	128,73	≤0,01	17,90
Agente químico	1961,02	2	980,51	415,63	≤0,01	57,81
Concentración	159,61	2	79,80	33,83	≤0,01	4,70
AB	393,86	4	98,47	41,74	≤0,01	11,61
AC	17,60	4	4,40	1,87	0,15	0,52
BC	164,59	4	41,15	17,44	≤0,01	4,85
ABC	24,68	8	3,08	1,31	0,28	0,73
Error	63,69	27	2,36			1,88
Total	3392,45	53	64,01			100

Los resultados obtenidos en la **Tabla 13**, demuestran que el tipo de agente químico fue el factor que favoreció en mayor medida la separación de agua al final del proceso; su contribución representa aproximadamente el 58% de los efectos sobre la variable de respuesta. Esto confirma lo observado en la **Gráfica 9**, donde se observa que la media en el porcentaje de agua libre obtenido únicamente por el efecto del agente químico es mayor que las medias obtenidas por efecto de la temperatura y la concentración del agente.

La temperatura y la concentración del agente representan un 18% y 5% respectivamente. La contribución porcentual de las diferentes interacciones entre factores, tanto las interacciones entre dos factores como la interacción de tres factores, fue muy leve y representa tan solo el 18% del efecto global. Por último, existe únicamente una variación del 2% atribuida a errores durante la experimentación.

Con el fin de validar los resultados obtenidos se realizó un balance volumétrico, global y por componentes, de las tres corrientes involucradas en el proceso (ver **Figura 27**). La **Tabla 14**, presenta la composición de las corrientes 2 y 3 obtenida experimentalmente mediante un análisis por retorta.

Figura 27. Esquema del balance volumétrico

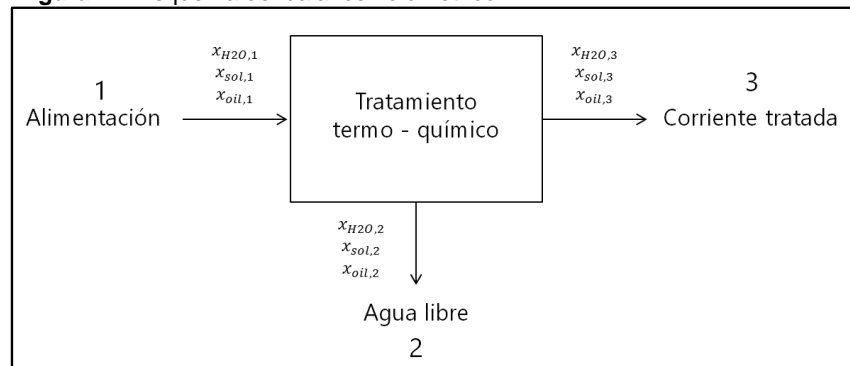


Tabla 14. Composición de las corrientes involucradas en el proceso de tratamiento

Condiciones de corrida			Corriente 2			Corriente 3		
			x _{H2O}	x _{SÓLIDOS}	x _{ACEITE}	x _{H2O}	x _{SÓLIDOS}	x _{ACEITE}
Agente 1	1	115	0,00	0,00	0,00	0,66	0,10	0,24
Agente 1	2,5	115	0,78	0,00	0,22	0,66	0,08	0,26
Agente 1	4	115	0,46	0,00	0,54	0,66	0,08	0,26
Agente 1	1	145	0,52	0,00	0,48	0,68	0,08	0,24
Agente 1	2,5	145	0,88	0,02	0,10	0,64	0,08	0,28
Agente 1	4	145	0,72	0,02	0,26	0,68	0,06	0,26
Agente 1	1	175	0,68	0,02	0,30	0,64	0,06	0,30
Agente 1	2,5	175	0,90	0,04	0,06	0,64	0,06	0,30
Agente 1	4	175	0,76	0,02	0,22	0,62	0,08	0,30
Agente 2	1	115	0,62	0,02	0,36	0,68	0,08	0,24
Agente 2	2,5	115	0,72	0,02	0,26	0,66	0,06	0,28
Agente 2	4	115	0,86	0,02	0,12	0,66	0,08	0,26
Agente 2	1	145	0,66	0,02	0,32	0,64	0,08	0,28
Agente 2	2,5	145	0,74	0,02	0,24	0,68	0,06	0,26
Agente 2	4	145	0,66	0,02	0,32	0,68	0,08	0,24
Agente 2	1	175	0,76	0,02	0,22	0,68	0,06	0,26
Agente 2	2,5	175	0,84	0,04	0,12	0,62	0,04	0,34
Agente 2	4	175	0,94	0,04	0,02	0,60	0,04	0,36

El balance volumétrico permitió determinar mediante la **Ecuación 1**, la fracción de agua teórica de la corriente tratada (corriente 3) y con ella establecer el porcentaje de error al compararla con el valor experimental.

$$\begin{aligned}
 V_{iBORRA} * x_{H_2O,1} &= V_{H_2O LIBRE} * x_{H_2O,2} + V_{fBORRA} * x_{H_2O,3} \\
 V_{iBORRA} * x_{H_2O,1} &= V_{H_2O LIBRE} * x_{H_2O,2} + (V_{iBORRA} - V_{H_2O LIBRE}) * x_{H_2O,3} \\
 V_{iBORRA} * x_{H_2O,1} &= V_{H_2O LIBRE} * x_{H_2O,2} + (V_{iBORRA} - V_{H_2O LIBRE}) * x_{H_2O,3}
 \end{aligned}$$

Ecuación 1. Cálculo de la fracción de agua en la corriente tratada

$$x_{H_2O,3} = \frac{V_{iBORRA} * x_{H_2O,1} - V_{H_2O LIBRE} * x_{H_2O,2}}{V_{iBORRA} - V_{H_2O LIBRE}}$$

Donde:

- V_{iBORRA} , Volumen inicial de borra
- $V_{H_2O LIBRE}$, Volumen de agua libre
- $x_{H_2O,1}$, Fracción de agua en la corriente 1
- $x_{H_2O,2}$, Fracción de agua en la corriente 2
- $x_{H_2O,3}$, Fracción de agua en la corriente 3

La **Tabla 15**, presenta los resultados obtenidos. Se pueden observar en general valores bajos del porcentaje de error con un máximo de aproximadamente el 10%, lo cual valida los resultados obtenidos experimentalmente.

Tabla 15. Porcentaje de error calculado mediante el balance volumétrico

Condiciones de corrida			X _{H2O,3} - EXPERIMENTAL	X _{H2O,3} - CALCULADO	% ERROR
Agente 1	1	115	0,66	0,70	5,71
Agente 1	2,5	115	0,66	0,70	5,18
Agente 1	4	115	0,66	0,70	5,73
Agente 1	1	145	0,68	0,70	3,11
Agente 1	2,5	145	0,64	0,69	7,07
Agente 1	4	145	0,68	0,70	3,02
Agente 1	1	175	0,64	0,70	8,85
Agente 1	2,5	175	0,64	0,66	3,10
Agente 1	4	175	0,62	0,69	9,99
Agente 2	1	115	0,68	0,70	3,34
Agente 2	2,5	115	0,66	0,70	5,42
Agente 2	4	115	0,66	0,68	3,10
Agente 2	1	145	0,64	0,71	9,27
Agente 2	2,5	145	0,68	0,69	1,91
Agente 2	4	145	0,68	0,71	4,38
Agente 2	1	175	0,68	0,69	1,55
Agente 2	2,5	175	0,62	0,66	6,21
Agente 2	4	175	0,60	0,62	3,72

4.3.3 Determinación de la separación de agua en estado dinámico. Siguiendo el procedimiento establecido en el numeral 4.2.3 (pág. 74) se obtuvieron los resultados contenidos en la **Tabla 16**.

Tabla 16. Porcentaje de agua libre de las corridas en estado dinámico

Temperatura (°F)	Estado dinámico								
	Agente Químico								
	Agente 1			Agente 2			Rompedor Universal		
	Concentración (%)								
	1	2,5	4	1	2,5	4	1	2,5	4
115 °F	1,6	7,0	2,4	4,6	12,0	22,0	0,0	0,0	0,0
	1,3	8,0	4,2	9,0	14,0	18,0	0,0	0,0	0,0
145 °F	1,5	9,0	4,8	20,0	28,0	36,0	0,8	0,0	0,0
	2,0	10,0	6,0	16,0	30,0	34,0	0,0	0,0	0,0
175 °F	14,0	32,0	32,0	28,0	38,0	42,0	0,0	0,0	0,0
	16,0	26,0	30,0	20,0	34,0	44,0	1,0	0,0	0,0

En la **Tabla 17**, se encuentran los valores promedio y la desviación estándar calculados para cada par de datos correspondientes a una misma interacción. Como se observa, la desviación estándar presenta valores más altos en comparación a los obtenidos en estado estático, esto se debe a la resolución del tubo zanahoria que permite lecturas cerradas y aproximadas. Además, al comparar estos resultados con los presentados en la **Tabla 11** (estado estático), puede observarse que el porcentaje de agua libre obtenido en estado dinámico fue considerablemente mayor en todas las corridas. Lo anterior se debe a que la centrífuga permite la completa separación de las fases en función de su densidad,

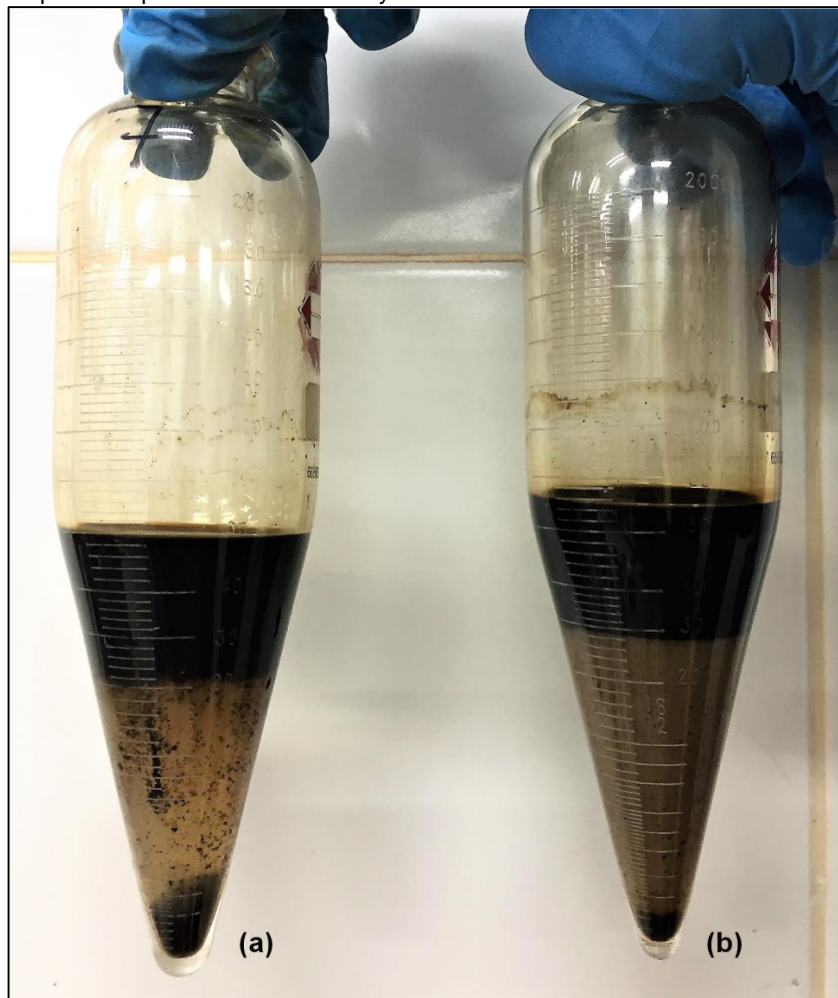
incluyendo agua que pudo permanecer en la fase aceite y que no fue posible visualizar durante la sedimentación en estado estático.

Tabla 17. Valores promedio del porcentaje de agua libre de las corridas en estado dinámico

Estado dinámico									
Agente Químico									
Agente 1			Agente 2			Rompedor Universal			
Concentración (%)									
Temperatura (°F)	1	2,5	4	1	2,5	4	1	2,5	4
115	1,5 ±0,20	7,5 ±0,50	3,3 ±0,90	6,8 ±2,20	13 ±1,00	20 ±2,00	0 ±0,00	0 ±0,00	0 ±0,00
145	1,8 ±0,25	9,5 ±0,50	5,4 ±0,60	18 ±2,00	29 ±1,00	35 ±1,00	0,4 ±0,40	0 ±0,00	0 ±0,00
175	15 ±1,00	29 ±3,00	31 ±1,00	24 ±4,00	36 ±2,00	43 ±1,00	0,5 ±0,50	0 ±0,00	0 ±0,00

Del mismo modo que en el estado estático, los resultados obtenidos para el rompedor universal presentan valores de cero debido a que las altas concentraciones dieron lugar a la formación de re-emulsiones, tal como se observa en la **Figura 28**.

Figura 28. (a) Agente 2 al 4% y 115°F y (b) Formación de reemulsión al emplear rompedor universal al 1% y 115°F



Los datos obtenidos en estado dinámico fueron analizados de la misma forma que se analizaron los datos obtenidos en estado estático. Tal como se mencionó anteriormente, el volumen de agua libre obtenido en estado dinámico siempre presentó valores más altos que en estado estático. Sin embargo, el trazado de las curvas que describen los efectos de los factores principales sobre el porcentaje de agua libre alcanzado (ver **Gráfica 11**) es muy similar para ambos estados. De igual forma, las interacciones entre los factores representadas en la **Gráfica 12**, no demuestran mayor variación a las presentadas anteriormente en estado estático. De lo anterior se puede inferir que el efecto de cada uno de los factores principales y sus interacciones, son independientes del estado en el que se desarrolle la experimentación.

Gráfica 11. Efectos principales por factor sobre el porcentaje de agua libre en estado dinámico

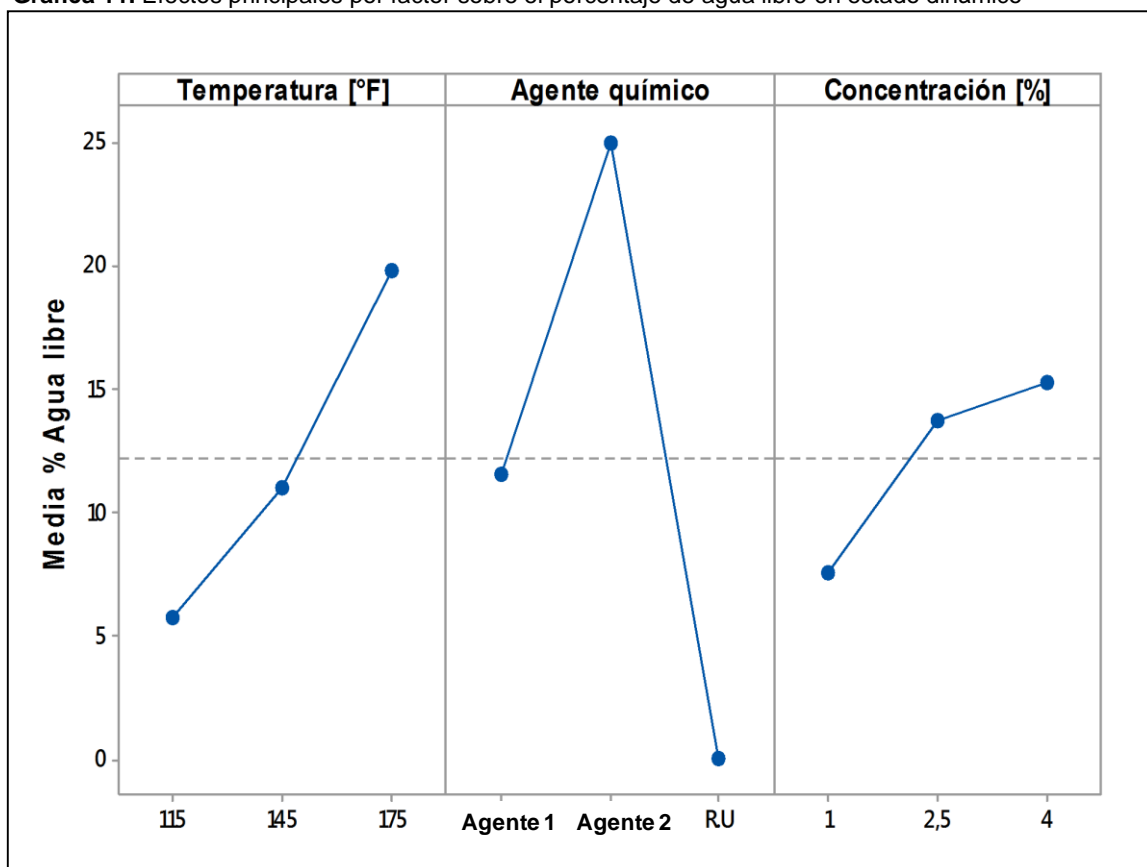


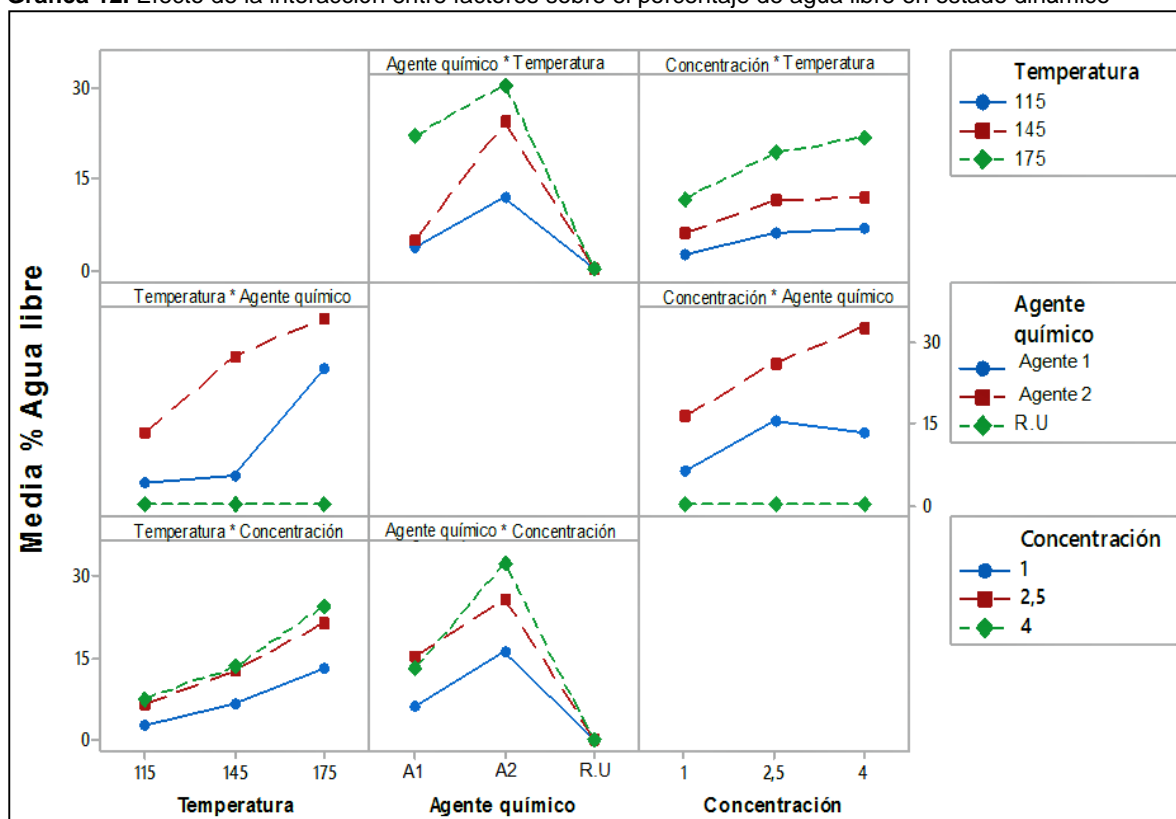
Tabla 18. Mejores condiciones obtenidas en estado dinámico

Factor	Nivel	Media % Agua Libre
Temperatura	175°F	19,83
Agente químico	Agente 2	24,98
Concentración	4%	15,3

La **Gráfica 12**, contiene todas las gráficas que representan las interacciones entre factores para las corridas en estado dinámico. Como ya se mencionó, éstas no difieren en gran medida de las obtenidas en estado estático por lo que las premisas allá mencionadas aplican de igual forma en este caso:

- Al emplear el Agente 2 a una temperatura de 145°F se obtiene un mayor porcentaje de separación que al emplear el Agente 1 a 175°F.
- Se obtienen mejores resultados a una temperatura de 175°F y concentraciones de 2,5% o 4%.
- En términos globales el Agente 2 presentó mejores resultados que el Agente 1 a cualquiera de las concentraciones evaluadas.

Gráfica 12. Efecto de la interacción entre factores sobre el porcentaje de agua libre en estado dinámico



De igual forma que se hizo para los resultados obtenidos en estado estático, se aplicó el análisis de varianza ANOVA con un grado de significancia del 5%, según el procedimiento contenido en el **Anexo C**. Los resultados obtenidos se encuentran consignados en la **Tabla 19**.

Tabla 19. Análisis de varianza ANOVA - estado dinámico

Fuente de variación	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Cuadrado medio	F ₀	Valor P	Contribución %
Temperatura	1815,6	2	907,811	245,085	≤0,01	18,26
Agente químico	5582,0	2	2791,001	753,495	≤0,01	56,14
Concentración	607,9	2	303,961	82,061	≤0,01	6,11
AB	1201,7	4	300,436	81,110	≤0,01	12,09
AC	71,3	4	17,814	4,809	≤0,01	0,72
BC	492,0	4	123,002	33,207	≤0,01	4,95
ABC	73,1	8	9,132	2,465	0,04	0,73
Error	100,0	27	3,70			1,01
Total	9943,6	53				100

En estado dinámico, igual que en estado estático, se vuelve a observar que aproximadamente el 56% del agua libre obtenida se debe al efecto del agente químico, seguido por un 18% por efecto de la temperatura y un 6% por efecto de la concentración del agente químico. La interacción entre factores corresponde a

un 18% del efecto aproximadamente. El error en este caso representó tan solo el 1% de la contribución.

Comparando estos resultados con los obtenidos en estado estático puede evidenciarse que la acción de la centrífuga no alteró significativamente el efecto o la contribución de cada uno de los factores y sus interacciones sobre el comportamiento de la variable de respuesta. Sin embargo, el porcentaje de agua libre obtenido para cada uno de los experimentos en estado dinámico fue mayor que el obtenido en estado estático manteniendo la misma tendencia.

4.3.4 Efecto del ácido sulfúrico sobre la separación de agua. Abdel-Azim A. Abdel Azim, et al.[10], prepararon diferentes sistemas conformados por una base solvente orgánica (benceno o tolueno), un alcohol (butílico o isopropílico), un compuesto tensoactivo de la familia de los nonil fenol etoxilatos y ácidos inorgánicos de grado técnico (ácido sulfúrico, clorhídrico o fosfórico) con el fin de romper emulsiones presentes en residuos aceitosos. Su estudio permitió determinar que el agente que mayor influencia tuvo en la demulsificación de los residuos aceitosos fue el ácido inorgánico con una concentración del 4%, siendo el ácido sulfúrico el de mayor eficiencia seguido del ácido clorhídrico y por último el ácido fosfórico.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el numeral 4.3.2 (Determinación de la separación de agua en estado estático. **Siguiendo el procedimiento establecido en la Figura 23, numeral 4.2.2, fueron obtenidos los resultados contenidos en la Tabla 10.**) y con base en el estudio mencionado, se realizaron cuatro corridas adicionales por duplicado, en donde se empleó ácido sulfúrico al 2% y 4% junto con los Agentes químicos 1 y 2 al 2,5% y a una temperatura de 175°F. Pese a que la concentración que presentó mejores resultados para el caso del Agente 2 fue del 4%, se empleó una concentración del 2,5% debido a que no existió mayor diferencia entre el grado de separación de agua libre entre ambas concentraciones.

La **Tabla 20**, expone los resultados obtenidos al emplear ácido sulfúrico al 99% de pureza. Como se puede observar, para todos los casos, el porcentaje de agua libre obtenido es mucho mayor al conseguido al emplear únicamente el agente químico, lo cual puede ser atribuido al aumento en la fuerza iónica debido al uso del ácido sulfúrico [10]. Por otra parte, no se presentó una gran diferencia entre los resultados obtenidos bajo las dos concentraciones evaluadas (2% y 4%), lo cual indica que podrían obtenerse resultados similares a concentraciones más bajas de ácido, lo que haría su uso más rentable.

Tabla 20. Porcentaje de agua libre separada al emplear ácido sulfúrico al 2% y 4%

Condiciones			Concentración de Ácido Sulfúrico	% agua libre
PDD	2,5	175°F	2%	48±1,40
PDD	2,5	175°F	4%	50±2,82
Bio-Fluid	2,5	175°F	2%	64±2,82
Bio-Fluid	2,5	175°F	4%	68±2,82

La **Figura 29**, muestra el agua libre obtenida al emplear ácido sulfúrico con una concentración del 4% en una muestra de residuos aceitosos con Agente 1 al 2,5% y a 175°F. Adicionalmente fue realizada una retorta a una muestra extraída de la fase petróleo y, como puede observarse, el contenido de agua es muy bajo (aproximadamente del 2%).

Figura 29. Resultados obtenidos al emplear ácido sulfúrico [4%]



5. ANÁLISIS FINANCIERO

Dentro del sistema de tratamiento de agua de producción Campo Rubiales cuenta con una serie de equipos que aseguran una eficiencia de remoción de más del 99%, entre los que se encuentran los lechos filtrantes que permiten la separación casi total de sólidos y aceite presentes en el agua. Para asegurar el funcionamiento y eficiencia de dichos filtros, es necesaria su limpieza mediante retrolavados secuenciales cada seis horas.

De la corriente de salida del retrolavado de filtros es generado un alto volumen de residuos aceitosos, de los cuales más del 60% es agua. Es por esto que se considera importante buscar una solución que permita disminuir el alto volumen de agua en los residuos aceitosos producidos en las facilidades de Campo Rubiales.

De acuerdo a la literatura y a la teoría existente, se ha establecido que el tratamiento de residuos aceitosos puede realizarse mediante la adición de productos químicos que permitan disminuir la tensión interfacial entre la fase continua y la fase dispersa y así facilitar su separación. Así mismo se ha estudiado el efecto de la temperatura sobre la eficiencia de tratamiento, establecida en términos de tiempo y porcentaje de separación.

Teniendo en cuenta lo anterior, se consideró importante la evaluación de un proceso termo-químico que permitiera disminuir la fracción de agua presente en los residuos aceitosos generados en Campo Rubiales y por lo tanto, los costos de tratamiento asociados al volumen total a tratar.

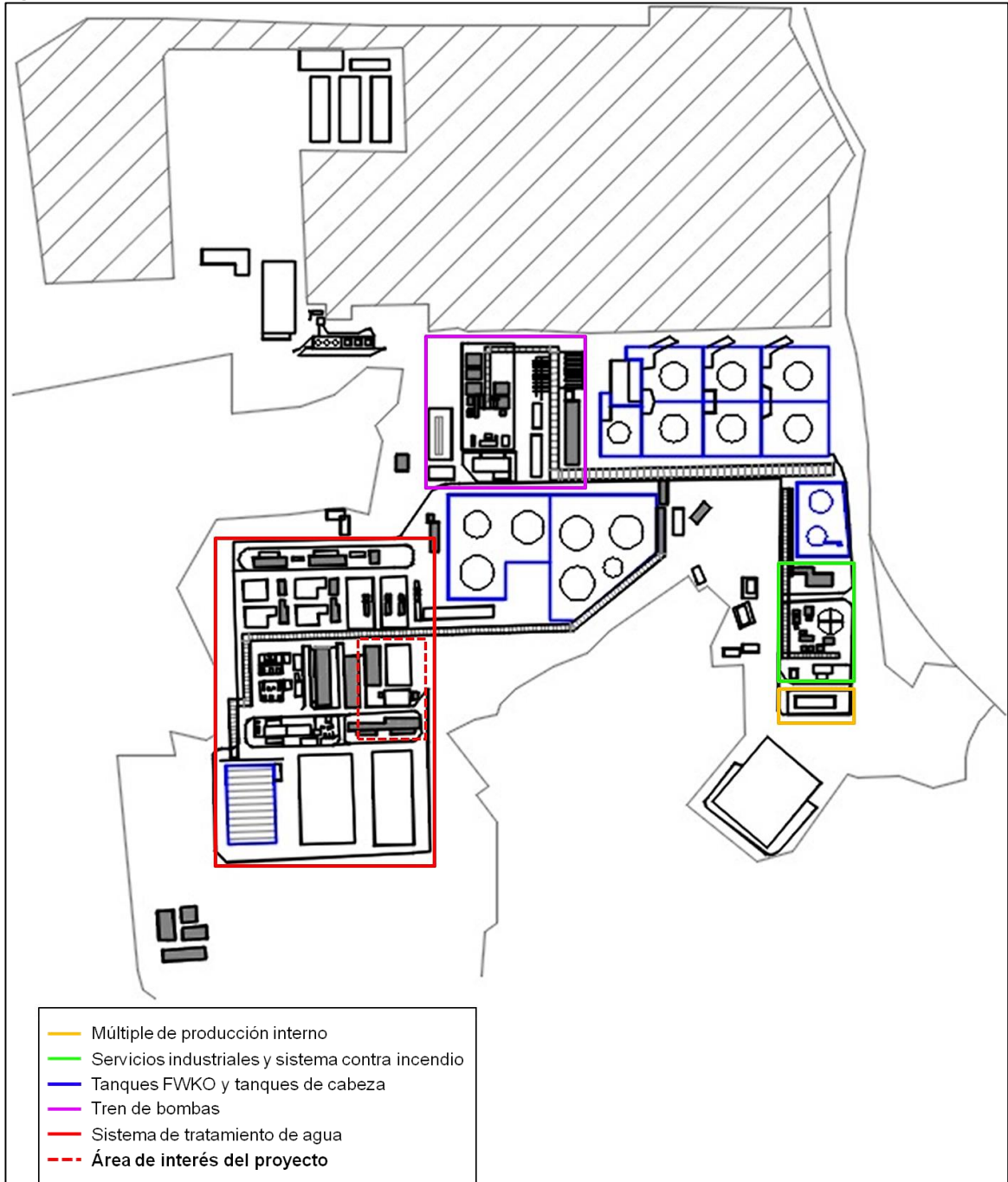
Este proyecto se basó en el desarrollo de una serie de pruebas a nivel laboratorio en las que se evaluó el efecto del tipo de solvente, su concentración, de la temperatura de tratamiento y el estado del sistema (estático o dinámico), sobre el porcentaje de separación de agua libre en la corriente residual. A pesar de que las mejores condiciones de separación se obtuvieron bajo el estado dinámico, para la evaluación financiera únicamente se tuvieron en cuenta los resultados obtenidos en estado estático por requerimiento de la compañía.

La evaluación financiera de este proyecto se desarrolló desde el punto de vista de la compañía operadora, fue utilizado el peso colombiano (COP) como unidad monetaria de valor corriente, una tasa de interés de oportunidad del 10% anual y el horizonte de tiempo fue de un año con periodos mensuales. Para evaluar la viabilidad del proyecto fue aplicada la metodología del Valor Presente Neto (VPN) utilizando dos escenarios: el escenario I (tratamiento actual) y el escenario II, dentro del cual se evaluaron dos alternativas (concentración de Agente 2 al 2,5% y 4%), adicionalmente se hace un análisis de costos de operación.

La **Figura 30**, corresponde al esquema de los sistemas que conforman las facilidades centrales de producción, CPF-2. La línea roja punteada del esquema

indica el área de interés de este proyecto que incluye los tanques y bombas disponibles para ejecutar el tratamiento de los residuos aceitosos, así como las piscinas de disposición del agua libre separada.

Figura 30. Plot Plan - Facilidades centrales de producción CPF-2



5.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Los costos de operación OPEX (Operational Expenses) hacen referencia a los desembolsos relacionados a la operación que no pueden ser considerados como activos de la empresa o no pueden ser capitalizados. Por ejemplo, la energía eléctrica que se requiere para operar una bomba de transferencia, o el químico para hacer tratamiento al agua, son desembolsos relacionados con la operación y no forman parte del capital de la empresa¹⁶. El OPEX se relaciona a los costos que deben hacerse de forma continua a lo largo del proceso. A continuación serán detallados los costos de operación por cada escenario a evaluar, para la proyección se toma como punto de partida el mes de enero.

5.1.1 Escenario I. De la corriente de salida del retrolavado de filtros, se obtienen aproximadamente 1.500 BFPD de residuos aceitosos, que consisten en una mezcla constituida por crudo, agua y sólidos. Actualmente Ecopetrol S.A. no se encarga del tratamiento de los residuos generados y la corriente a ser tratada es entregada a un contratista bajo una tarifa de COP 19.150/barril lo que representa para la operadora actual altos costos anuales de tratamiento.

Este escenario únicamente contempla los costos asociados al tratamiento de los residuos aceitosos y al transporte/disposición final de los sub-residuos de dicho tratamiento, por parte de Consorcio Conpat, contratista actual. Las tarifas manejadas por esta compañía están descritas en la **Tabla 21**.

Tabla 21. Tarifas asociadas al escenario I

Concepto	COP
Tratamiento Consorcio Conpat /barril	19.150
Transporte y disposición /km/barril	500

Fuente: Ecopetrol.

Todos los costos son variables debido a que dependen del volumen total de residuos generados en el campo. Sin embargo, teniendo en cuenta su historial de producción se utilizó un valor promedio de 1.500 barriles de residuos por día. La **Tabla 22**, contiene los costos operativos asociados al tratamiento de los residuos por parte de Consorcio Conpat, del escenario I para los 12 períodos establecidos.

¹⁶ MOIX MUNTÓ, Rigoberto. Evaluación económica de proyectos petroleros. 1 ed., vol. 1, Bogotá: D.C. Hipergraph, 2014. p. 114.

Tabla 22. Costos de tratamiento Consorcio Conpat - escenario I

Período (mes)	Tarifa (COP/barril)	Volumen/día	N° días	COP
1	19.150	1.500	31	890.475.000
2	19.150	1.500	28	804.300.000
3	19.150	1.500	31	890.475.000
4	19.150	1.500	30	861.750.000
5	19.150	1.500	31	890.475.000
6	19.150	1.500	30	861.750.000
7	19.150	1.500	31	890.475.000
8	19.150	1.500	31	890.475.000
9	19.150	1.500	30	861.750.000
10	19.150	1.500	31	890.475.000
11	19.150	1.500	30	861.750.000
12	19.150	1.500	31	890.475.000

Fuente: Ecopetrol.

Los sub-residuos obtenidos son dispuestos en un terreno ubicado a 453 km de distancia desde el lugar de tratamiento y representan el 8% de la composición inicial de los residuos (120 BPD). En la **Tabla 23** se muestran los costos asociados al transporte y disposición de los sub-residuos generados en el tratamiento del escenario I para los 12 períodos establecidos.

Tabla 23. Costos de transporte y disposición - escenario I

Período (mes)	Tarifa (COP/km/barril)	Volumen/día	Distancia (km)	N° días	COP
1	500	120	453	31	842.580.000
2	500	120	453	28	761.040.000
3	500	120	453	31	842.580.000
4	500	120	453	30	815.400.000
5	500	120	453	31	842.580.000
6	500	120	453	30	815.400.000
7	500	120	453	31	842.580.000
8	500	120	453	31	842.580.000
9	500	120	453	30	815.400.000
10	500	120	453	31	842.580.000
11	500	120	453	30	815.400.000
12	500	120	453	31	842.580.000

Fuente: Ecopetrol.

La **Tabla 24**, muestra los costos operativos totales asociados al escenario I.

Tabla 24. Costos operativos - escenario I

Período (mes)	Costos operativos		
	Tratamiento	Transporte y disposición	COP
1	890.475.000	842.580.000	1.733.055.000
2	804.300.000	761.040.000	1.565.340.000
3	890.475.000	842.580.000	1.733.055.000
4	861.750.000	815.400.000	1.677.150.000
5	890.475.000	842.580.000	1.733.055.000
6	861.750.000	815.400.000	1.677.150.000
7	890.475.000	842.580.000	1.733.055.000
8	890.475.000	842.580.000	1.733.055.000
9	861.750.000	815.400.000	1.677.150.000
10	890.475.000	842.580.000	1.733.055.000
11	861.750.000	815.400.000	1.677.150.000
12	890.475.000	842.580.000	1.733.055.000

Fuente: Ecopetrol y los autores.

5.1.2 Escenario II. Este escenario contempla el tratamiento de los residuos aceitosos previo a la entrega al contratista. Dentro de este escenario serán evaluadas dos alternativas (alternativa I y alternativa II) en las que únicamente variará la concentración del agente químico.

Para establecer los costos asociados a ambas alternativas de este escenario se tuvieron en cuenta las variables descritas en la **Tabla 25**. El volumen a tratar por el contratista se determinó a partir del volumen total de residuos aceitosos generados (1.500 BFPD) y el grado de separación de agua libre obtenido por el tratamiento previo que sería ejecutado directamente por Ecopetrol. Además, la fracción de sub-residuos presentó una disminución con respecto al escenario I tal como se determinó mediante los análisis por retorta (ver **Tabla 14**), lo cual podría atribuirse a la solubilización de los componentes pesados (asfaltenos).

Tabla 25. Variables financieras contempladas en el escenario II

Concepto	COP
Agente químico /barril	720.000
Tratamiento Consorcio Conpat /barril	19.150
Transporte y disposición /km/barril	500

Fuente: Ecopetrol y los autores.

5.1.2.1 Alternativa I. Esta alternativa contempla los siguientes parámetros de operación, agente químico: Agente 2, concentración: 2,5%, temperatura: 175°F y estado: estático (ver Capítulo 4, numeral 4.2.2, página 72). En la **Tabla 26** se muestran las variables contempladas dentro de este escenario.

Tabla 26. Variables contempladas en el escenario II - alternativa I

Concepto	Valor
Volumen a tratar por Ecopetrol (barril/día)	1.500
Volumen de agua separado (barril/día)	326
Volumen a tratar por Consorcio Conpat (barril/día)	1.174
Fracción de sub-residuos	0,04
Concentración de solvente	0,025

Fuente: Ecopetrol y los autores.

Las **Tabla 27**, **Tabla 28** y **Tabla 29**, contienen los costos operativos asociados al agente químico, tratamiento por Consorcio Conpat y transporte y disposición, respectivamente.

Tabla 27. Costos operativos agente químico - escenario II, alternativa I

Período (mes)	Volumen a tratar por ECP	Concentración del agente químico	Tarifa (COP/barril)	N° días	COP
1	1.500	0,025	720.000	31	837.000.000
2	1.500	0,025	720.000	28	756.000.000
3	1.500	0,025	720.000	31	837.000.000
4	1.500	0,025	720.000	30	810.000.000
5	1.500	0,025	720.000	31	837.000.000
6	1.500	0,025	720.000	30	810.000.000
7	1.500	0,025	720.000	31	837.000.000
8	1.500	0,025	720.000	31	837.000.000
9	1.500	0,025	720.000	30	810.000.000
10	1.500	0,025	720.000	31	837.000.000
11	1.500	0,025	720.000	30	810.000.000
12	1.500	0,025	720.000	31	837.000.000

Fuente: Ecopetrol y los autores.

Tabla 28. Costos operativos tratamiento Consorcio Conpat - escenario II, alternativa I

Período (mes)	Tarifa (COP/barril)	Volumen/día	N° días	COP
1	19.150	1.174	31	696.796.688
2	19.150	1.174	28	629.364.750
3	19.150	1.174	31	696.796.688
4	19.150	1.174	30	674.319.375
5	19.150	1.174	31	696.796.688
6	19.150	1.174	30	674.319.375
7	19.150	1.174	31	696.796.688
8	19.150	1.174	31	696.796.688
9	19.150	1.174	30	674.319.375
10	19.150	1.174	31	696.796.688
11	19.150	1.174	30	674.319.375
12	19.150	1.174	31	696.796.688

Fuente: Ecopetrol y los autores.

Tabla 29. Costos operativos transporte y disposición - escenario II, alternativa I

Período (mes)	Tarifa (COP/km/barril)	Volumen/día	Distancia (km)	N° días	COP
1	500	47	453	31	329.659.425
2	500	47	453	28	297.756.900
3	500	47	453	31	329.659.425
4	500	47	453	30	319.025.250
5	500	47	453	31	329.659.425
6	500	47	453	30	319.025.250
7	500	47	453	31	329.659.425
8	500	47	453	31	329.659.425
9	500	47	453	30	319.025.250
10	500	47	453	31	329.659.425
11	500	47	453	30	319.025.250
12	500	47	453	31	329.659.425

Fuente: Ecopetrol y los autores.

En la **Tabla 30**, se resumen los costos operativos asociados a la alternativa I del escenario II para los 12 períodos establecidos.

Tabla 30. Costos operativos anuales escenario II, alternativa I

Período (mes)	Costos operativos			
	Tratamiento por ECP	Tratamiento por Consorcio Conpat	Transporte y disposición	COP
1	837.000.000	696.796.688	329.659.425	1.863.456.113
2	756.000.000	629.364.750	297.756.900	1.683.121.650
3	837.000.000	696.796.688	329.659.425	1.863.456.113
4	810.000.000	674.319.375	319.025.250	1.803.344.625
5	837.000.000	696.796.688	329.659.425	1.863.456.113
6	810.000.000	674.319.375	319.025.250	1.803.344.625
7	837.000.000	696.796.688	329.659.425	1.863.456.113
8	837.000.000	696.796.688	329.659.425	1.863.456.113
9	810.000.000	674.319.375	319.025.250	1.803.344.625
10	837.000.000	696.796.688	329.659.425	1.863.456.113
11	810.000.000	674.319.375	319.025.250	1.803.344.625
12	837.000.000	696.796.688	329.659.425	1.863.456.113

Fuente: Ecopetrol y los autores.

5.1.2.2 Alternativa II. Esta alternativa contempla los siguientes parámetros de operación, agente químico: Agente 2, concentración: 4%, temperatura: 175°F y estado: estático (ver Capítulo 4, numeral 4.2.2, página 26). En la **Tabla 31** se muestran las variables contempladas dentro de este escenario.

Tabla 31. Variables contempladas en el escenario II - alternativa I

Concepto	Valor
Volumen a tratar por Ecopetrol (barril/día)	1.500
Volumen de agua separado (barril/día)	364
Volumen a tratar por Consorcio Conpat (barril/día)	1.136
Fracción de sub-residuos	0,04
Concentración de solvente	0,04

Fuente: Ecopetrol y los autores.

La **Tabla 32**, **Tabla 33** y **Tabla 34**, contiene los costos operativos asociados al agente químico, tratamiento por Consorcio Conpat y transporte y disposición, respectivamente.

Tabla 32. Costos operativos agente químico - escenario II, alternativa II

Período (mes)	Volumen a tratar por ECP	Concentración de solvente	Tarifa (COP/barril)	N° días	COP
1	1.500	0,040	720.000	31	1.339.200.000
2	1.500	0,040	720.000	28	1.209.600.000
3	1.500	0,040	720.000	31	1.339.200.000
4	1.500	0,040	720.000	30	1.296.000.000
5	1.500	0,040	720.000	31	1.339.200.000
6	1.500	0,040	720.000	30	1.296.000.000
7	1.500	0,040	720.000	31	1.339.200.000
8	1.500	0,040	720.000	31	1.339.200.000
9	1.500	0,040	720.000	30	1.296.000.000
10	1.500	0,040	720.000	31	1.339.200.000
11	1.500	0,040	720.000	30	1.296.000.000
12	1.500	0,040	720.000	31	1.339.200.000

Fuente: Ecopetrol y los autores.

Tabla 33. Costos operativos tratamiento Consorcio Conpat - escenario II, alternativa II

Período (mes)	Tarifa (COP/barril)	Volumen/día	N° días	COP
1	19.150	1.136	31	674.534.813
2	19.150	1.136	28	609.257.250
3	19.150	1.136	31	674.534.813
4	19.150	1.136	30	652.775.625
5	19.150	1.136	31	674.534.813
6	19.150	1.136	30	652.775.625
7	19.150	1.136	31	674.534.813
8	19.150	1.136	31	674.534.813
9	19.150	1.136	30	652.775.625
10	19.150	1.136	31	674.534.813
11	19.150	1.136	30	652.775.625
12	19.150	1.136	31	674.534.813

Fuente: Ecopetrol y los autores.

Tabla 34. Costos operativos transporte y disposición - escenario II, alternativa II

Período (mes)	Tarifa (COP/km/barril)	Volumen/día	Distancia (km)	N° días	COP
1	500	45	453	31	319.127.175
2	500	45	453	28	288.243.900
3	500	45	453	31	319.127.175
4	500	45	453	30	308.832.750
5	500	45	453	31	319.127.175
6	500	45	453	30	308.832.750
7	500	45	453	31	319.127.175
8	500	45	453	31	319.127.175
9	500	45	453	30	308.832.750
10	500	45	453	31	319.127.175
11	500	45	453	30	308.832.750
12	500	45	453	31	319.127.175

Fuente: Ecopetrol y los autores.

En la **Tabla 35**, se resumen los costos operativos asociados a la alternativa II del escenario II para los 12 períodos establecidos.

Tabla 35. Costos operativos anuales escenario II, alternativa II

Período (mes)	Costos operativos			COP
	Tratamiento por ECP	Tratamiento por Consorcio Conpat	Transporte y disposición	
1	1.339.200.000	674.534.813	319.127.175	2.332.861.988
2	1.209.600.000	609.257.250	288.243.900	2.107.101.150
3	1.339.200.000	674.534.813	319.127.175	2.332.861.988
4	1.296.000.000	652.775.625	308.832.750	2.257.608.375
5	1.339.200.000	674.534.813	319.127.175	2.332.861.988
6	1.296.000.000	652.775.625	308.832.750	2.257.608.375
7	1.339.200.000	674.534.813	319.127.175	2.332.861.988
8	1.339.200.000	674.534.813	319.127.175	2.332.861.988
9	1.296.000.000	652.775.625	308.832.750	2.257.608.375
10	1.339.200.000	674.534.813	319.127.175	2.332.861.988
11	1.296.000.000	652.775.625	308.832.750	2.257.608.375
12	1.339.200.000	674.534.813	319.127.175	2.332.861.988

Fuente: Ecopetrol y los autores.

5.2 EVALUACIÓN FINANCIERA

Este subcapítulo tiene como propósito evaluar la viabilidad financiera del proyecto mediante la metodología del indicador financiero Valor Presente Neto (VPN). Éste es el indicador más utilizado debido a que permite poner en pesos de hoy tanto los

ingresos como los egresos futuros, lo que facilita tomar la decisión de realizar o no el proyecto basándose en el punto de vista financiero¹⁷.

Desde el punto de vista matemático, el VPN es la sumatoria de los flujos de caja puestos al día de hoy, lo cual se encuentra representado por la **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Valor Presente Neto (VPN)

$$VPN_i = \sum -A + \frac{F}{(1+i)^n}$$

Donde:

- VPN, Valor presente Neto.
- A, Costo de inversión o CAPEX del proyecto.
- F, Costo de operación u OPEX de cada periodo del flujo de caja neto del proyecto.
- i, Tasa de interés de oportunidad (TIO) seleccionada para la evaluación del proyecto.
- n, Número de periodos seleccionados para la evaluación del proyecto.

Debido a que para la evaluación financiera del proyecto será empleada la metodología del Valor Presente Neto (VPN), más no el indicador, el resultado obtenido representará a pesos colombianos (COP) de hoy cuánto vale el proyecto.

La Tasa de interés de oportunidad (TIO) corresponde a la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objetivo de realizar un proyecto[14]. En otras palabras, la TIO es la tasa de retorno que se necesita sobre una inversión y es la encargada de descontar el monto capitalizado de interés del total de ingresos a percibir en el futuro¹⁸. Para el cálculo del VPN de este proyecto fue seleccionada una tasa de interés de oportunidad del 10% efectivo anual y un horizonte de tiempo de un año con periodos mensuales, debido a esto fue necesario realizar la conversión de la TIO anual a mensual mediante la **Ecuación 3**.

Ecuación 3. Conversión de la tasa de interés de oportunidad (TIO)

$$i_{ANUAL} = (1 + i_{MENSUAL})^n - 1$$

Donde:

¹⁷ BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería económica. 8 ed., Fondo Educativo Panamericano, Ed., Bogotá, D.C: Editorial Educativa. 1989. p. 211.

¹⁸ CAMARGO DÍAZ, Daniela Natalia. Evaluación técnico-financiera de la implementación de potenciador de separación de fases como parte de las facilidades de producción del bloque CPE-6, Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América, 2016.

- i_{ANUAL} , Tasa de interés de oportunidad (TIO) efectivo anual.
- $i_{MENSUAL}$, Tasa de interés de oportunidad (TIO) efectivo mensual.
- n , Número de periodos en que se divide la evaluación.

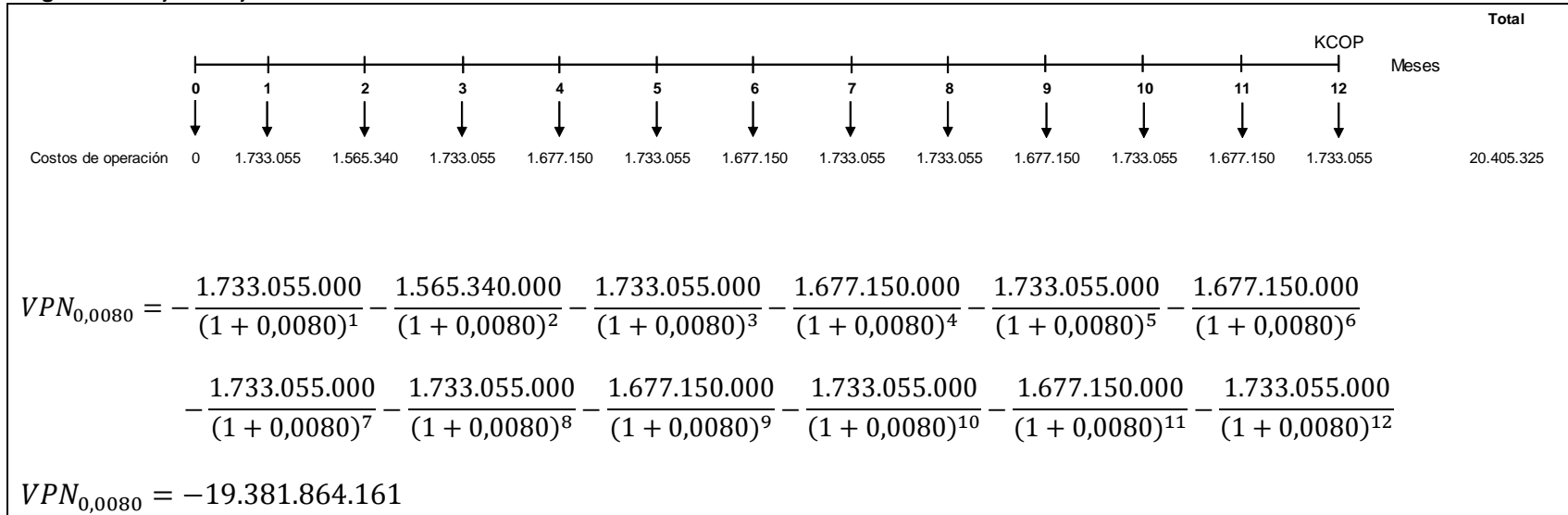
$i_{MENSUAL} = (1 + i_{ANUAL})^{1/n} - 1$
$i_{MENSUAL} = (1,10)^{1/12} - 1$
$i_{MENSUAL} = 0,0080$

De este modo fue establecida una tasa de interés de oportunidad del 0,80% efectivo mensual.

El flujo de caja corresponde a la representación gráfica de los ingresos y egresos en una línea de horizontal correspondiente al horizonte de tiempo de evaluación del proyecto. En ésta línea los ingresos, con signo positivo, estará ubicados en la parte superior y los egresos, con signo negativo, en la parte inferior. Debido a que el objetivo de la evaluación financiera fue realizar una comparación de los costos de operación de los dos escenarios previamente establecidos en los cuales no son generados ingresos de ningún tipo, el flujo de caja únicamente está constituido por los egresos correspondientes al OPEX de cada escenario.

5.2.1 Escenario I. La **Figura 31**, muestra el flujo de caja para el escenario actual en el cual el tratamiento de los residuos aceitosos está siendo realizado por el contratista sin un tratamiento previo a la entrega por parte de Ecopetrol. Posteriormente se encuentra desarrollado el procedimiento matemático para el cálculo del VPN.

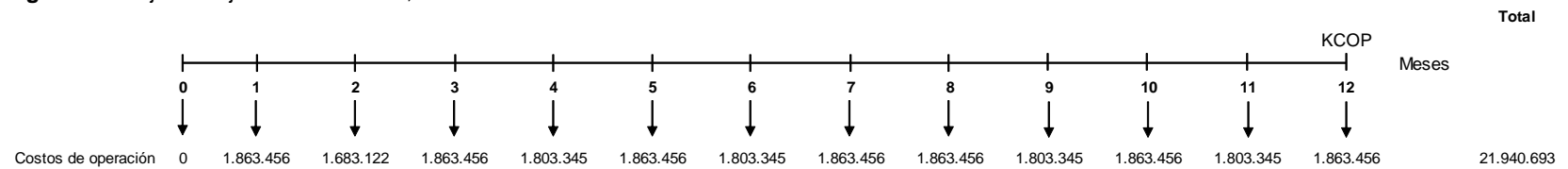
Figura 31. Flujo de caja del escenario I



5.2.2 Escenario II

5.2.2.1 Alternativa I. La **Figura 32** muestra el flujo de caja para la alternativa I del escenario II. El procedimiento matemático para el cálculo del VPN se encuentra desarrollado a continuación.

Figura 32. Flujo de caja del escenario II, alternativa I

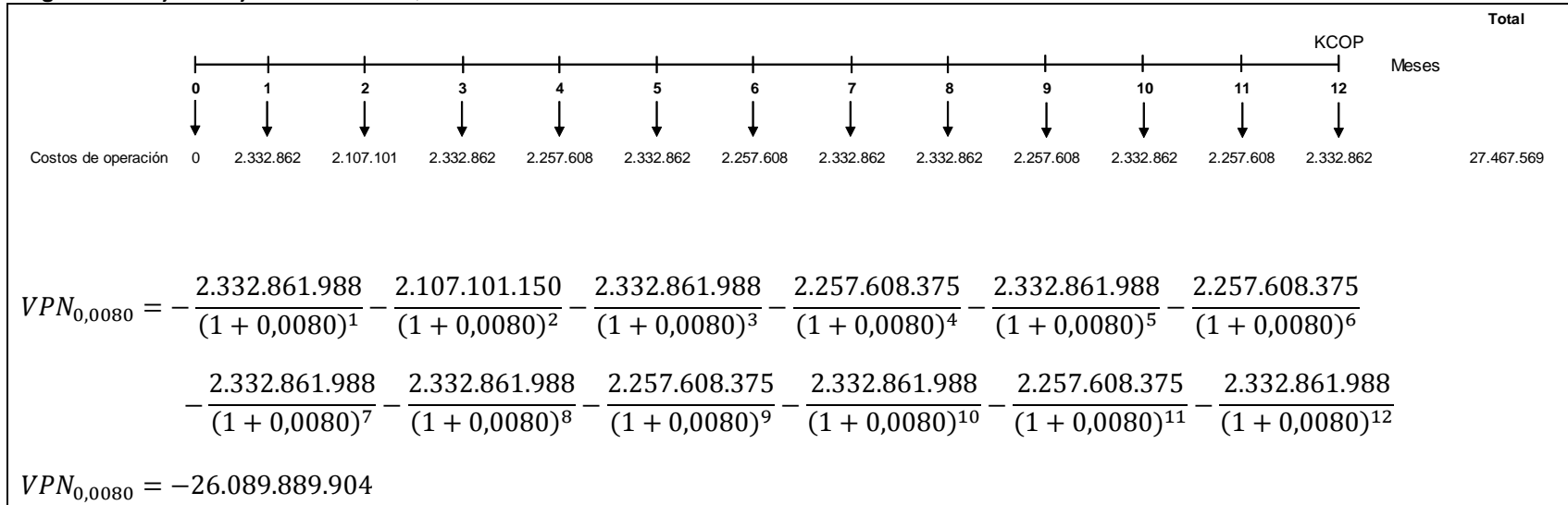


$$\begin{aligned}
 VPN_{0,0080} = & -\frac{1.863.456.113}{(1 + 0,0080)^1} - \frac{1.683.121.650}{(1 + 0,0080)^2} - \frac{1.863.456.113}{(1 + 0,0080)^3} - \frac{1.803.344.625}{(1 + 0,0080)^4} - \frac{1.863.456.113}{(1 + 0,0080)^5} - \frac{1.803.344.625}{(1 + 0,0080)^6} \\
 & - \frac{1.863.456.113}{(1 + 0,0080)^7} - \frac{1.863.456.113}{(1 + 0,0080)^8} - \frac{1.803.344.625}{(1 + 0,0080)^9} - \frac{1.863.456.113}{(1 + 0,0080)^{10}} - \frac{1.803.344.625}{(1 + 0,0080)^{11}} - \frac{1.863.456.113}{(1 + 0,0080)^{12}}
 \end{aligned}$$

$$VPN_{0,0080} = -20.840.223.329$$

5.2.2.2 Alternativa II. La **Figura 33** muestra el flujo de caja para la alternativa II del escenario II. Posteriormente se encuentra desarrollado el procedimiento matemático para el cálculo del VPN.

Figura 33. Flujo de caja del escenario II, alternativa II



En la **Tabla 36**, se encuentra el resumen del VPN calculado para los escenarios y alternativas evaluados.

Tabla 36. Resumen VPN

Escenario	VPN
Escenario I	19.381.864.161
Escenario II - Alternativa I	20.840.223.329
Escenario II - Alternativa II	26.089.889.904

5.3 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, la mejor opción para Ecopetrol es continuar con el tratamiento actual que se está dando a los residuos aceitosos por parte de Consorcio Conpat, debido a que la implementación de un tratamiento previo a la entrega de los residuos aceitosos al contratista implica mayores costos a pesos de hoy. En este proyecto no fue contemplada la recuperación de crudo como una variable financiera debido a que éste es recuperado en su totalidad dentro del tratamiento realizado por Consorcio Conpat.

6. CONCLUSIONES

- Durante el desarrollo del proyecto, se determinó que al emplear el Agente 2 en estado estático, a una concentración del 4% y una temperatura de 175°F, el volumen de residuos aceitosos entregados a Consorcio Conpat disminuye en un 24% frente a la operación actual, es decir que se alcanzó una relación de 6 barriles de agua separados por barril de agente químico adicionado. Lo anterior representa para Ecopetrol S.A. un costo anual adicional a pesos de hoy de COP 6.708.025.743.
- El volumen de residuos aceitosos presentó una disminución del 22% en comparación con la operación actual empleando el Agente 2 a una concentración del 2,5% y 175°F. Esto representa una relación de 8,7 barriles de agua separados por barril de químico adicionado lo que indica una mayor eficiencia respecto a la concentración del 4%. Esto implica a pesos de hoy un costo adicional anual de COP 1.458.359.168.
- En estado dinámico se logró una disminución del 43% del volumen de residuos aceitosos generados frente al esquema actual, utilizando el Agente 2 a una concentración del 4% y una temperatura de 175°F. Si bien el porcentaje de separación es considerablemente mayor que el alcanzado en estado estático, la empresa operadora no tiene planeado realizar inversiones de capital a corto plazo
- Logró identificarse que al emplear ácido sulfúrico se generó un incremento de 5,9 y 8,9 barriles de agua libre separada por barril de Agente 1 y Agente 2 adicionados, respectivamente. Es decir, su uso representaría una disminución del 49% y 66%, en promedio, de residuos aceitosos entregados a la empresa contratista Consorcio Conpat.
- De acuerdo a la evaluación financiera realizada, se logró establecer que la implementación del tratamiento termo-químico estudiado en este proyecto no resulta financieramente viable para Ecopetrol S.A. debido a que representa un incremento en los costos de operación del 7,5% y del 34,6% para a Alternativa I y Alternativa II, respectivamente, frente al escenario actual.

7. RECOMENDACIONES

- Realizar un estudio con agentes químicos diferentes a los estudiados en este proyecto que tengan una mayor concentración del compuesto activo lo que permita emplear menores volúmenes durante el tratamiento de residuos aceitosos dentro de las facilidades de producción de Campo Rubiales.
- Verificar la calidad del agua separada para proponer y asegurar la mejor etapa de disposición dentro del sistema de tratamiento de agua del Campo Rubiales.
- Evaluar el efecto de otro tipo de ácidos inorgánicos, como ácido clorhídrico (HCl) o fosfórico (H₃PO₄), sobre la separación de agua libre. Así mismo, evaluar concentraciones de ácido sulfúrico inferiores a las evaluadas en este proyecto que permitan determinar una concentración óptima para el tratamiento de residuos aceitosos.
- Estudiar polímeros alternativos a los utilizados actualmente en el tratamiento de agua de producción en la etapa de decantación en las facilidades de producción de Campo Rubiales, que minimicen la producción de residuos aceitosos y/o faciliten su tratamiento.
- Realizar una evaluación financiera contemplando el uso de un equipo centrífugo en el tratamiento de residuos aceitosos en estado dinámico con el fin de establecer si el porcentaje de agua libre separada resulta rentable frente a los costos asociados a la operación.
- Realizar un análisis financiero con mayor alcance, que tenga en cuenta el volumen de crudo recuperado dentro del tratamiento termo-químico realizado a los residuos aceitosos.

BIBLIOGRAFIA

ABDEL AZIM, Abdel-Azim A., et al. Demulsifier systems applied to breakdown petroleum sludge. 2011. 364-370

ANH, «Cuenca Llanos Orientales. Estudio integrado - crudos pesados.» [En línea]. Available: www.anh.gov.co. [Último acceso: 10 Febrero 2017].

ASHOORI, Siavash, et al. The relationship between SARA fractions and crude oil stability. 2017. 209-213

ASTM, Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products, ASTM D4057-06, 2012.

BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería económica. 8 ed., Fondo Educativo Panamericano, Ed., Bogotá, D.C: Editorial Educativa. 1989. 413 p. ISBN 970-10-4016-3.

CAMARGO DÍAZ, Daniela Natalia. Evaluación técnico-financiera de la implementación de potenciador de separación de fases como parte de las facilidades de producción del bloque CPE-6, Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América, 2016.

ERSOY, G., et al. Three-phase gas-oil-water flow in undulating pipeline. 2017. 468-483.

GÓMEZ OCAMPO, Leidy Johanna. and GÓMEZ DOMINGUEZ, María Patricia. Métodos utilizados para el tratamiento de las borras de tanques de almacenamiento en la industria del petróleo, Cartagena: Universidad de San Buenaventura Cartagena, 2016, p. 110.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACION. Trabajos escritos: presentación y referencias bibliográficas, sexta actualización. Bogotá: CONTEC, 2008 110 p.

_____:_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá: El Instituto, 2008 p.1-2.

_____:_____. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 4490. Bogotá: El Instituto, 1998, p.2.

JING, Guolin; CHEN, Tingting and LUAN, Mingming. Studying oily sludge treatment by thermo chemistry. 2016. S460.

MOIX MUNTÓ, Rigoberto. Evaluación económica de proyectos petroleros. 1 ed., vol. 1, Bogotá: D.C. Hipergraph, 2014. 212 p. ISBN 950-22-0446-2.

MONTGOMERY, Douglas C. Diseño y análisis de experimentos. Traducido por Rodolfo Piña García. 2 ed. México: Limusa S.A., 2004. 692 p. ISBN 968-18-6156-6.

RODRIGUEZ MOYA Lina María and ROJAS BUITRAGO Laura Alejandra. Selección del sistema de tratamiento de residuos aceitosos para el Campo Rubiales, Bogotá: Fundación Universidad de América, 2009, p. 114.

MCMILLAN, Marcia D., et al. Effect of exposure time and crude oil composition on low-salinity water flooding. 2016. p. 63-272.

OJINNAKA, C. M., et al. Formulation of best-fit hydrophile/lipophile balance-dielectric permittivity demulsifiers for treatment of crude oil emulsions. 2016. p. 565-574.

WONG, S. F.; LIM, J. S. and DOL, S. S. Crude oil emulsion: A review on formation, classification and stability of water-in-oil emulsions. 2015. p. 498-504.

ZOLFAGHARI, Reza, et al. Demulsification techniques of water-in-oil and oil-in-water emulsions in petroleum industry. 2016. p. 377-407.

ANEXOS

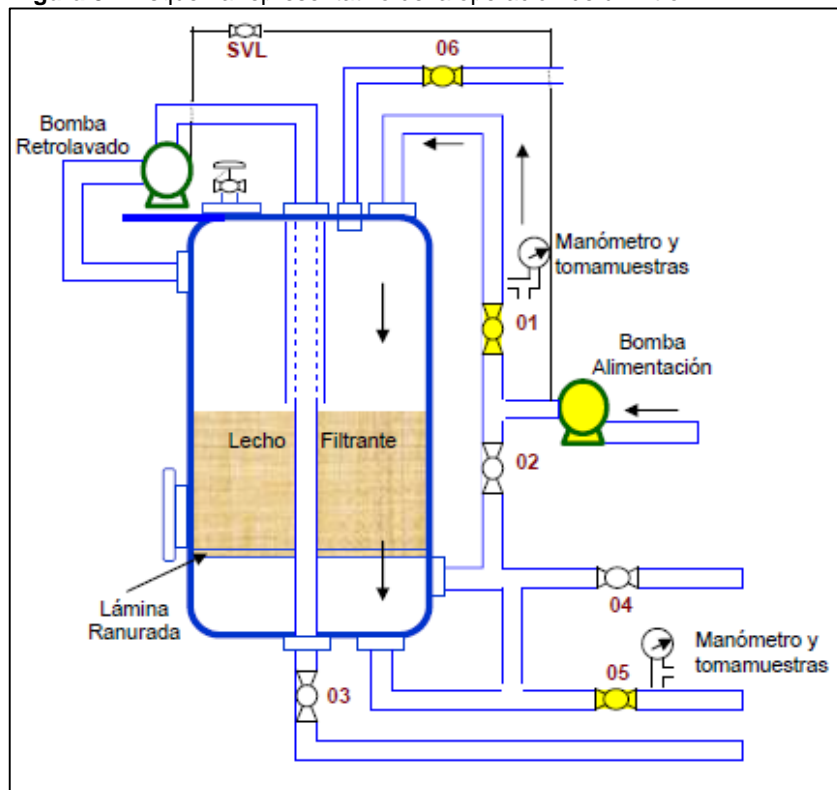
ANEXO A SECUENCIA PARA LA OPERACIÓN DE FILTROS

Las etapas que componen la operación de un filtro, desde la filtración del agua asociada hasta la limpieza del filtro se describen a continuación:

a) Filtración

Etapa en la cual el agua a tratar es alimentada al filtro verticalmente por medio de la bomba de alimentación o bomba de carga y fluyendo a través del lecho filtrante de manera descendente. Durante esta operación las válvulas 01, 05 y 06 deben permanecer abiertas, mientras que las 02, 03, 04 y la SVL deben permanecer cerradas.

Figura 34. Esquema representativo de la operación de un filtro



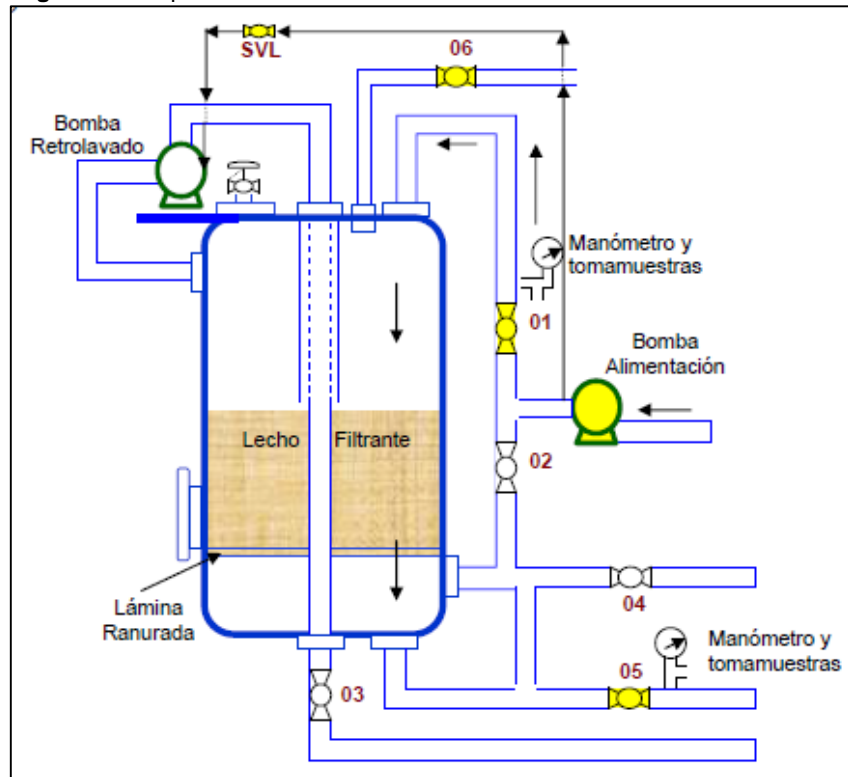
Fuente: Ecopetrol. 2017.

b) Retrolavado

El filtro entra en etapa de retrolavado cuando se alcanza una presión diferencial mayor a 6 psi, aproximadamente cada 6 horas. Esta etapa se divide en los siguientes pasos:

- **Barrido.** En esta etapa se realiza un barrido de la cámara del sello de la bomba de retrolavado mientras el flujo hacia el filtro se realiza normalmente, con el fin de evitar taponamientos que puedan generar problemas durante las etapas posteriores. Para esto las válvulas deben permanecer abiertas y las 02, 03 y 04 cerradas. El flujo hacia el filtro permanece igual que durante la etapa de filtración.

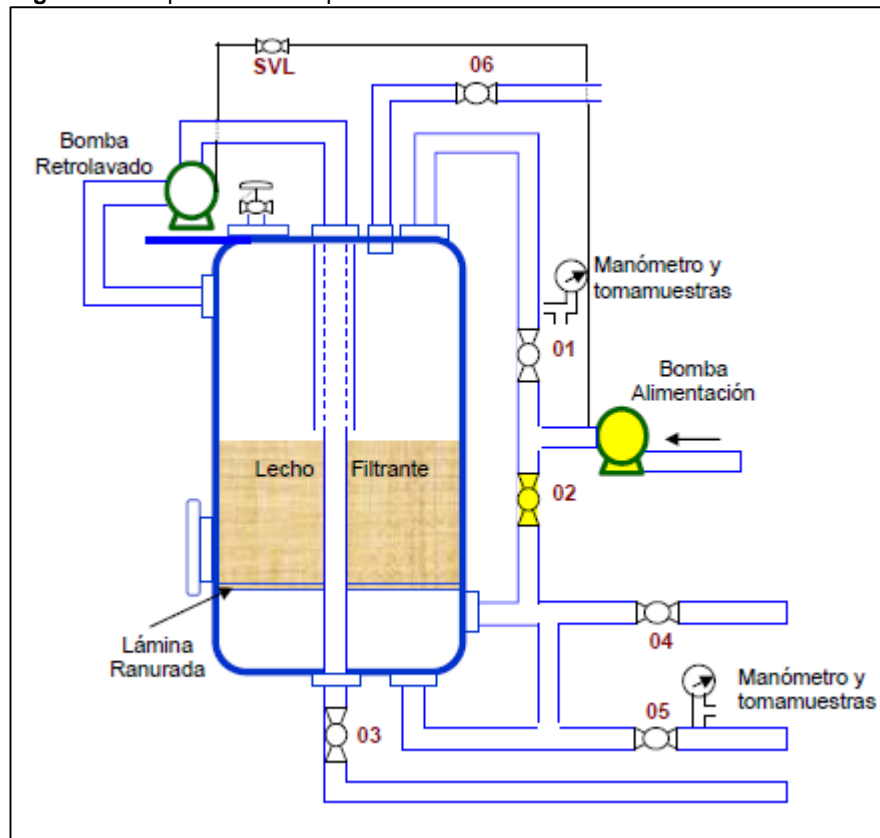
Figura 35. Etapa de barrido



Fuente: Ecopetrol. 2017.

- **Des-compactación.** Etapa que prepara el contenido del filtro para el encendido de la bomba de retrolavado. Para esto, la válvula 02 debe permanecer abierta mientras que todas las demás deben permanecer cerradas. Durante esta etapa no hay flujo hacia el filtro, únicamente un aumento de presión dentro del recipiente.

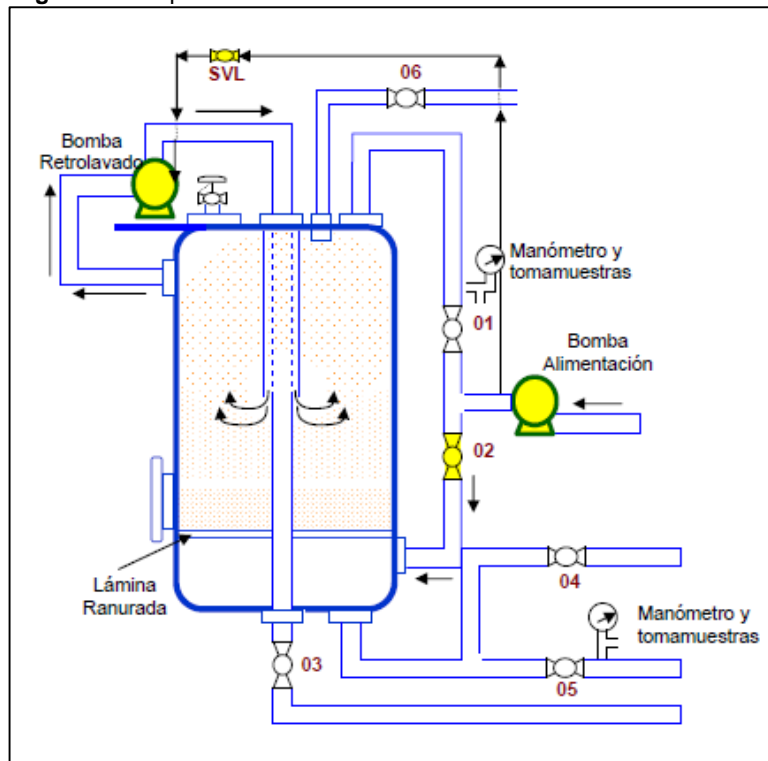
Figura 36. Etapa de des-compactación de un filtro



Fuente: Ecopetrol. 2017.

- **Fluidización I.** Durante esta primera etapa de fluidización el lecho filtrante es fluidizado para permitir el paso de los sólidos por el sistema de separación camisa – screen. Las válvulas 02 y SVL deben permanecer abiertas, las válvulas 01, 03, 04, 05 y 06 cerradas y la bomba de retrolavado encendida. Durante esta etapa no hay flujo hacia el filtro y de nuevo se presenta un aumento en la presión interna del recipiente.

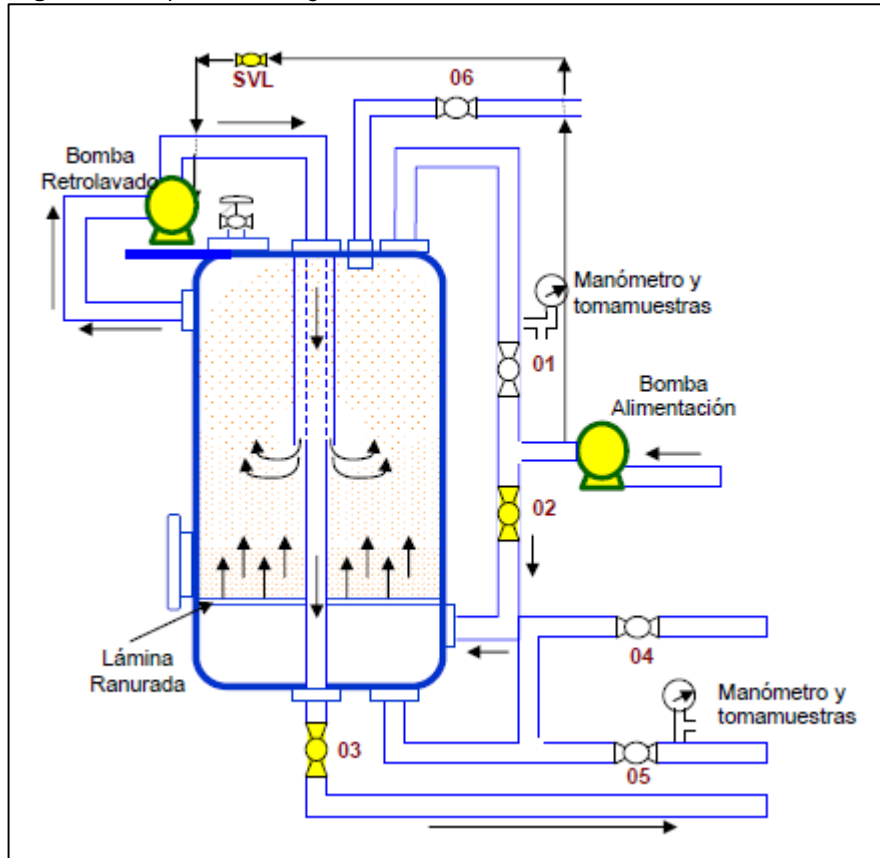
Figura 37. Etapa de fluidización I



Fuente: Ecopetrol. 2017.

- **Descarga.** En este período el flujo es ascendente para remover el lecho filtrante y así poder retirar los sólidos y los residuos aceitosos. Durante esta fase se abren las válvulas 02, 03 y SVL, además la bomba de retrolavado permanece encendida, cumpliendo con un efecto de restregado del lecho filtrante. Las válvulas 01, 04, 05 y 06 deben estar cerradas.

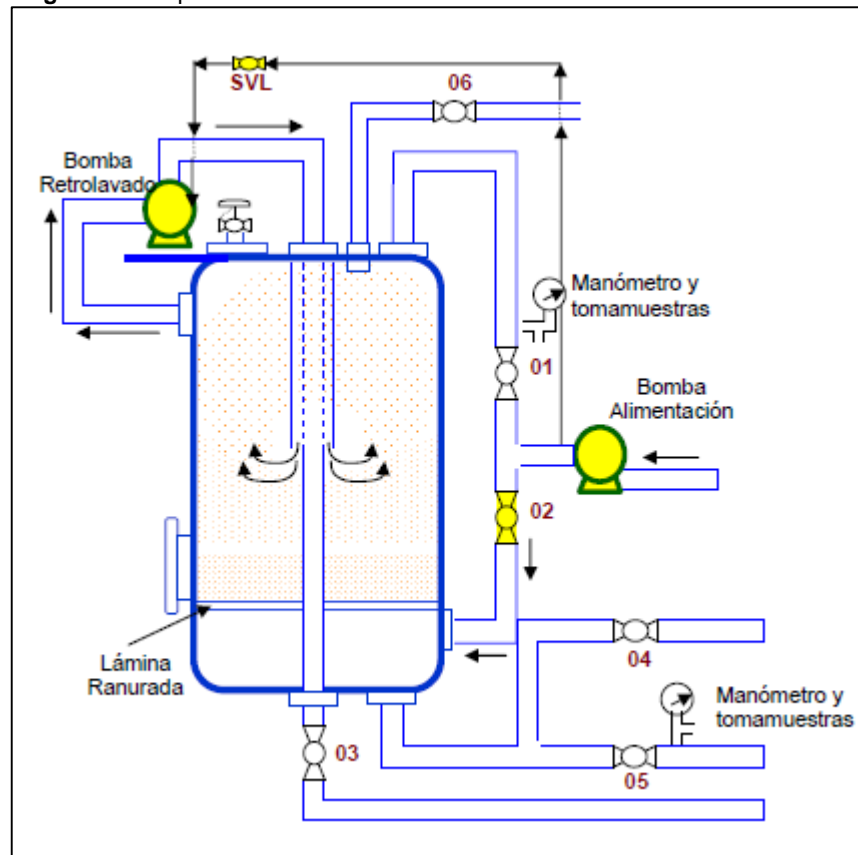
Figura 38. Etapa de descarga



Fuente: Ecopetrol. 2017.

- **Fluidización II.** Etapa que busca barrer los sólidos que pudieron quedar retenidos en la bomba o en las líneas que la conectan. Para esto las válvulas 02 y SVL deben permanecer abiertas, las demás cerradas y la bomba de retrolavado permanecer encendida hasta el final del paso, momento en el cual es apagada.

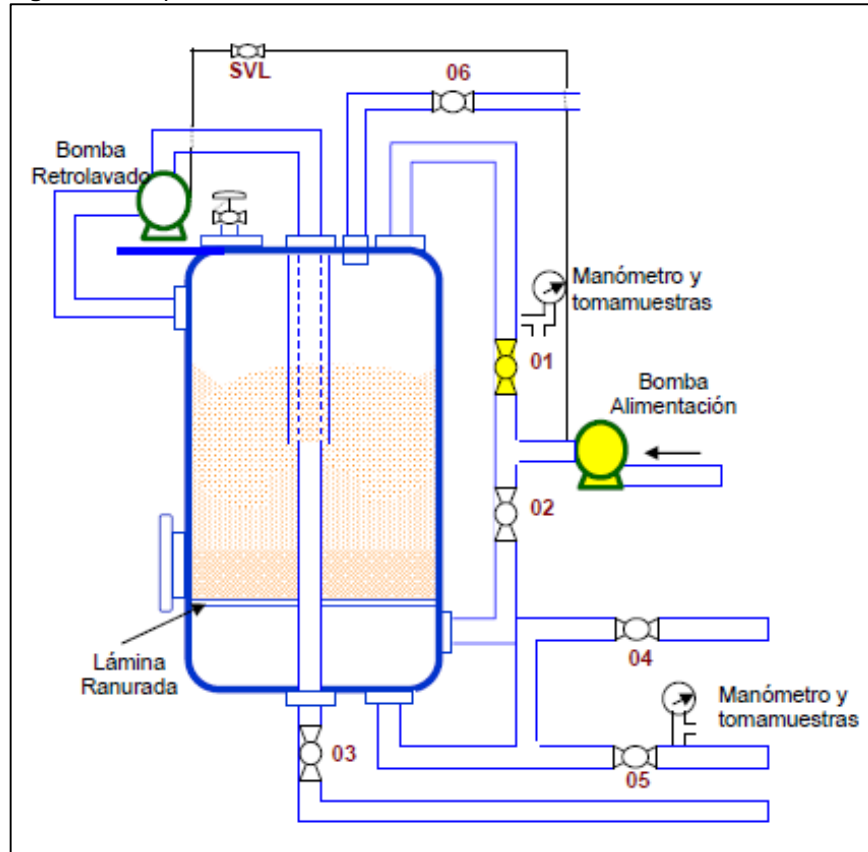
Figura 39. Etapa de fluidización II



Fuente: Ecopetrol. 2017.

- **Asentamiento.** Etapa que empuja el lecho hacia la lámina ranurada inferior buscando acomodarlo nuevamente en su posición original. La válvula 01 debe permanecer abierta durante esta operación mientras que todas las demás deben permanecer cerradas.

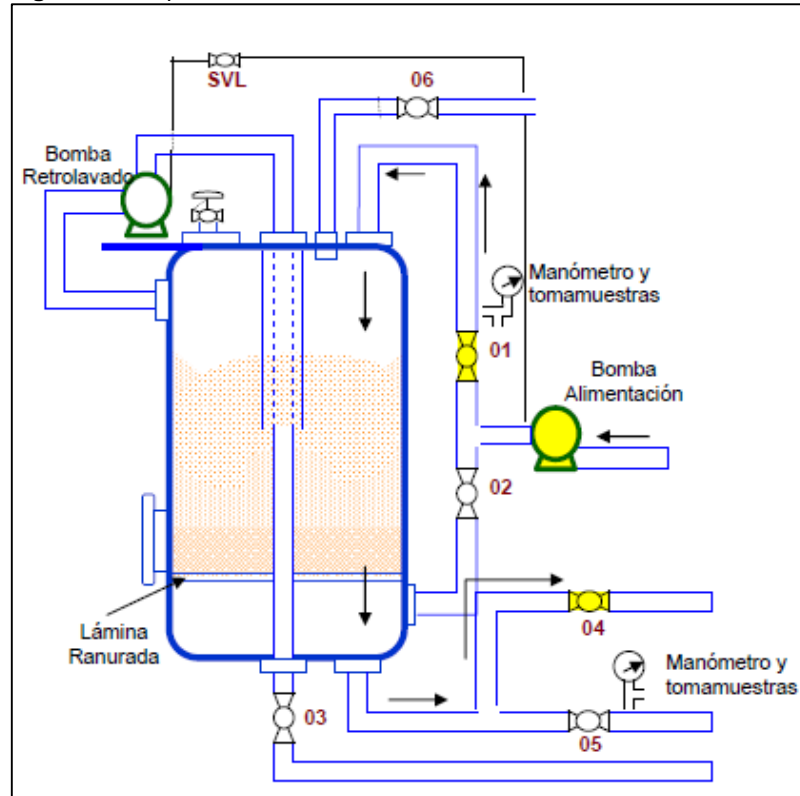
Figura 40. Etapa de asentamiento



Fuente: Ecopetrol. 2017.

- **Normalización.** Este período corresponde al lavado final del lecho filtrante. Durante esta etapa se retiran los últimos residuos contaminantes del lecho. Las válvulas 01 y 04 deben estar abiertas y las válvulas 02, 03, 05 06 y SVL cerradas. El tiempo de duración de esta etapa está determinado por el llenado del decantador.

Figura 41. Etapa de normalización



Fuente: Ecopetrol. 2017.

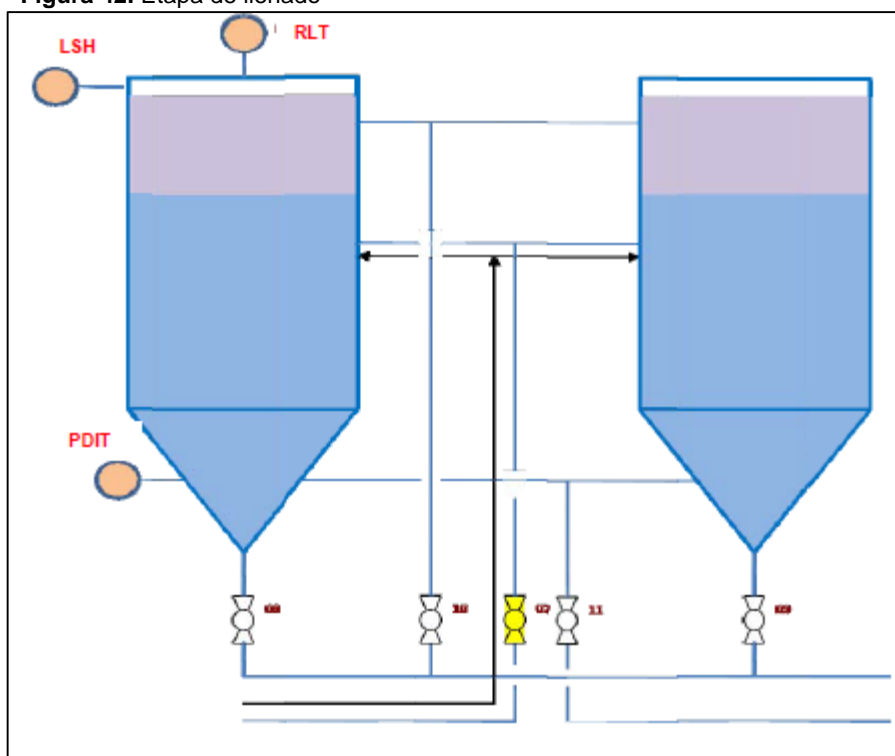
ANEXO B

SECUENCIA PARA LA OPERACIÓN DE DECANTADORES

La operación de los decantadores se encuentra conformada por la siguiente secuencia lógica de pasos:

- **Llenado.** Para pasar a la etapa de llenado, previamente el decantador a través de un transmisor de presión diferencial evalúa si está en capacidad de recibir el retrolavado del filtro. Una vez se haya dado el permiso de retrolavado se inicia con el llenado el cual abre la válvula 07. Las válvulas 08, 09, 10 y 11 deben permanecer cerradas.

Figura 42. Etapa de llenado

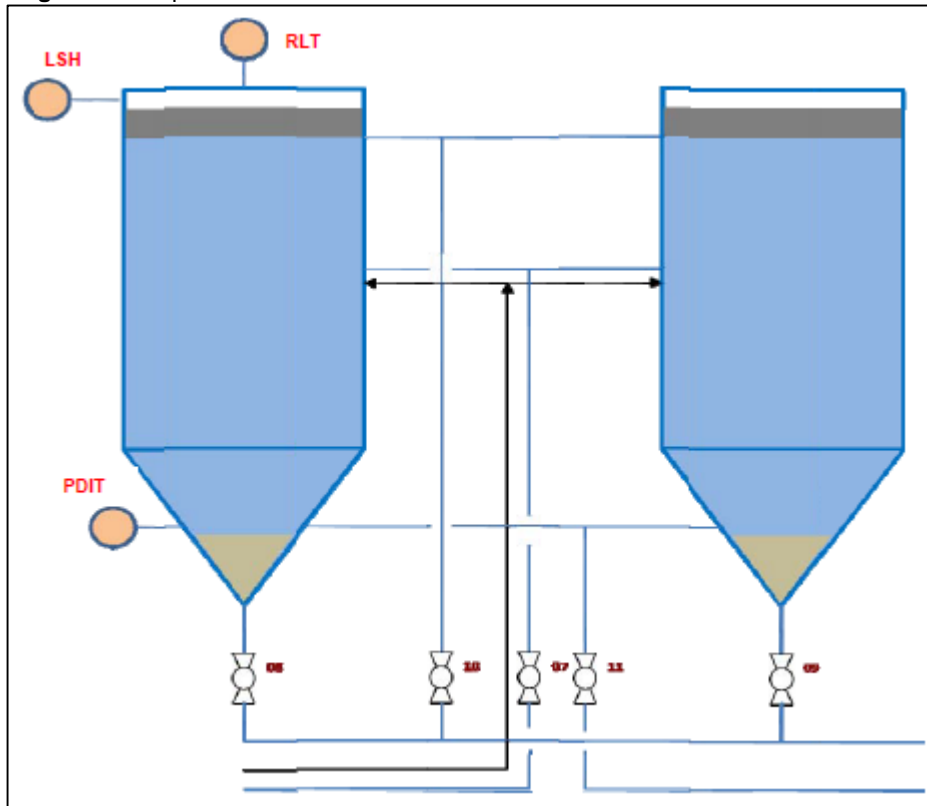


Fuente: Ecopetrol. 2017.

Durante la etapa de llenado, dado un nivel fijado en campo (296 para descarga y 328 para normalización) se activa el control de alto nivel por el transmisor de presión diferencial. Cuando se alcanza el nivel de descarga termina esta etapa en el filtro y da paso a la siguiente etapa de la secuencia. Cuando se alcanza el nivel de normalización termina la etapa de normalización en el filtro y llenado en el decantador.

- **Decantación.** Consiste en mantener el líquido contenido en estado inmóvil para lograr separación gravitacional de las tres fases, natas, agua y lodos. Las válvulas 07, 08, 09, 10 y 11 deben permanecer cerradas. La duración está determinada por lo programado (4 horas).

Figura 43. Etapa de decantación

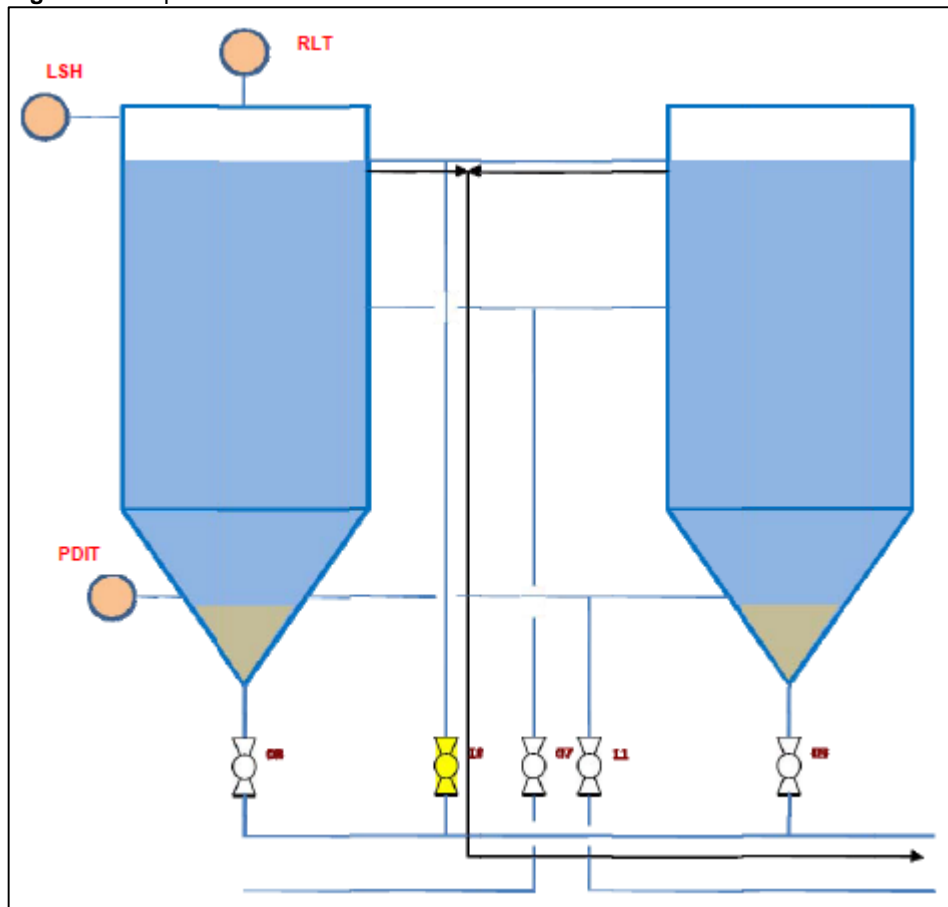


Fuente: Ecopetrol. 2017.

- **Desocupación.** Una vez se ha cumplido el tiempo de decantación se pasa a desocupar el equipo. Esta etapa se puede activar por tres razones: automático (tiempo programado), manual (desde el panel de control) o por solicitud del filtro. El filtro puede requerir hacer un retrolavado antes del tiempo previsto, por esto si el decantador no le da permiso para entrar a retrolavar, el filtro automáticamente envía la señal de desocupar el decantador para poder realizar su retrolavado una vez el decantador se ha desocupado. Esta etapa se subdivide en las siguientes etapas:

- **Desnate.** Etapa en la que se realiza la separación de aceites y borras. Para esto la válvula 10 debe permanecer abierta mientras las 07, 08, 09 y 11 cerradas. La duración está determinada por el transmisor de presión diferencial al llegar al nivel programado (324 in).

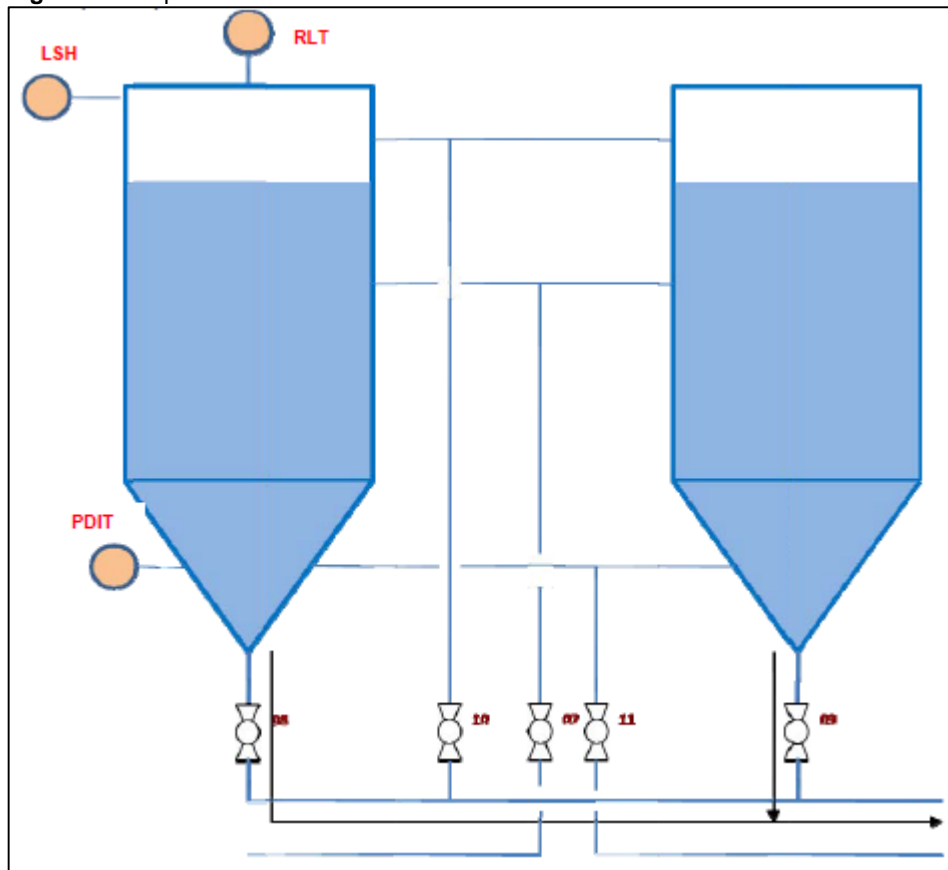
Figura 44. Etapa de desnate



Fuente: Ecopetrol. 2017.

- **Salida de Lodos.** Se realiza la separación de lodos manteniendo las válvulas 09 y 10 abiertas y 07, 10 y 11 cerradas. La duración está determinada por el transmisor de presión diferencial al llegar al nivel programado (320 in).

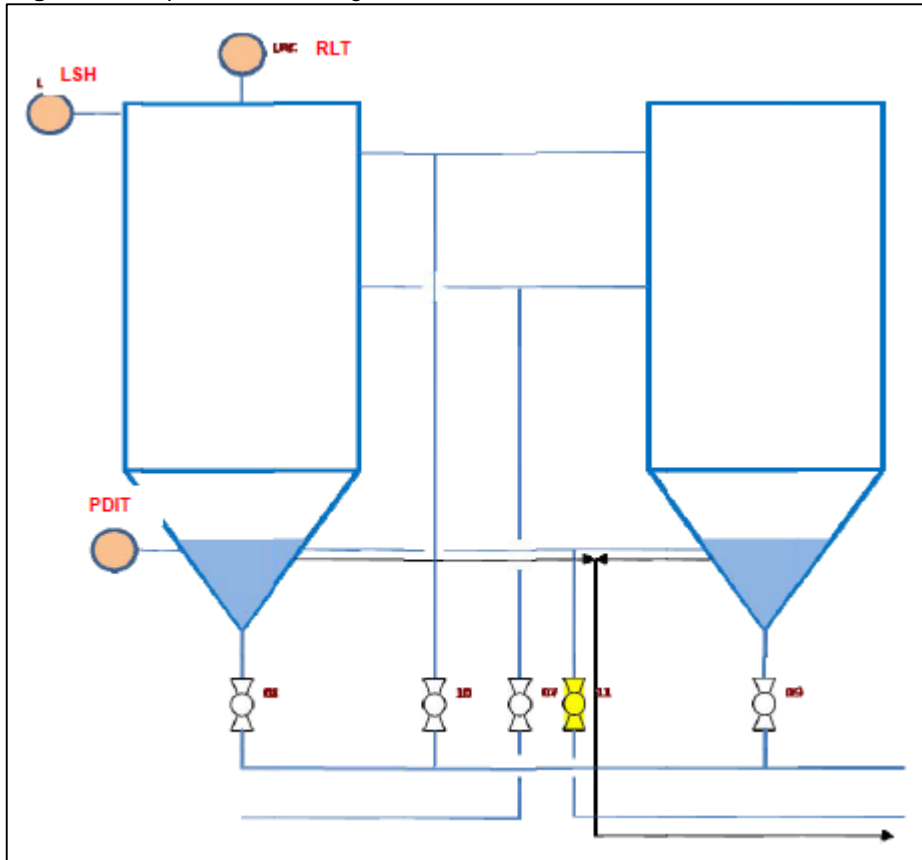
Figura 45. Etapa de salida de lodos



Fuente: Ecopetrol. 2017.

- **Salida de Agua Clarificada.** Etapa en la que se realiza la evacuación de agua clarificada a través de la válvula 11, la cual debe permanecer abierta mientras las válvulas 07, 08, 09 y 10 permanecen cerradas. Termina cuando el nivel de agua dentro del recipiente alcanza un nivel mínimo programado de 14 in.

Figura 46. Etapa de salida de agua clarificada



Fuente: Ecopetrol. 2017.

ANEXO C
CÁLCULO DE LA MEDIA DEL PORCENTAJE DE AGUA LIBRE
POR EFECTOS PRINCIPALES

La media del porcentaje de agua libre para cada uno de los factores principales (temperatura, agente químico y concentración) se calculó teniendo en cuenta el porcentaje de agua. El cual fue obtenido en los experimentos corridos en cada uno de los niveles de cada factor sin tener en cuenta los demás.

Por ejemplo, para el cálculo de la media del porcentaje de agua libre en el primer nivel de temperatura (115°F), en condiciones estáticas, se tuvieron en cuenta los 18 experimentos corridos a esa condición, independientemente del agente químico y la concentración utilizada, como se muestra en la **Tabla 37**.

Tabla 37. Cálculo de la media del porcentaje de agua libre por efectos principales

Temperatura (°F)	Estado estático								
	Agente Químico								
	Agente 1			Agente 2			Rompedor Universal		
	Concentración (%)								
	1	2,5	4	1	2,5	4	1	2,5	4
115 °F	0,0	4,6	0,0	2,8	11,5	12,5	0,0	0,0	0,0
	0,0	4,8	2,2	5,6	8,0	8,6	0,6	0,0	0,0
145 °F	0,0	5,6	3,0	15,0	15,0	21,5	0,0	0,0	0,0
	2,0	6,2	2,0	8,8	14,0	22,0	0,0	0,0	0,0
175 °F	9,6	18,5	17,5	16,5	23,0	24,5	0,8	0,0	0,0
	10,0	16,0	14,0	12,5	20,5	24,0	0,0	0,0	0,0

De esta forma el porcentaje de agua libre por efecto de la temperatura a 115°F fue de:

$$X_{115°F} = \frac{4,6 + 2,8 + 11,5 + 12,5 + 4,8 + 2,2 + 5,6 + 8 + 8,6 + 0,6}{18} = 3,4$$

Así mismo se calculó para cada uno de los niveles de cada factor. Los puntos obtenidos permitieron construir la **Gráfica 7** para el estado estático y la **Gráfica 11** para estado dinámico.

El cálculo de la media del porcentaje de agua en el nivel Agente 2 se muestra a continuación:

$$X_{Agente2} = (2,8 + 11,5 + 12,5 + 5,6 + 8 + 8,6 + 15 + 15 + 21,5 + 8,8 + 14 + 22 + 16,5 + 23 + 24,5 + 12,5 + 20,5 + 24)/18$$

$$X_{Agente2} = 266,3/18 = 14,79\%$$

ANEXO D ANÁLISIS DE VARIANZA ANOVA

Para realizar este análisis se siguió el siguiente procedimiento:

Se calculó la suma de cuadrados total según la **Ecuación 4**.

Ecuación 4. Cálculo para la Suma de Cuadrados Total

$$SS_T = \sum_{i=1}^a \sum_{j=1}^b \sum_{k=1}^c \sum_{l=1}^n y_{ijkl}^2 - \frac{y^2}{abcn}$$

Las sumas de cuadrados de los efectos principales se encuentran a partir de los totales de los factores A($y_{i...}$), B($y_{j...}$), C($y_{k...}$) de la siguiente manera:

Ecuación 5. Cálculo para la Suma de Cuadrados de Factores Principales

$$SS_A = \frac{1}{bcn} \sum_{i=1}^a y_i^2 - \frac{y^2}{abcn}$$

$$SS_B = \frac{1}{acn} \sum_{j=1}^b y_j^2 - \frac{y^2}{abcn}$$

$$SS_C = \frac{1}{abn} \sum_{k=1}^c y_k^2 - \frac{y^2}{abcn}$$

Para calcular las sumas de cuadrados de las interacciones de dos factores, se necesitan los totales de las celdas $A \times B$, $A \times C$ y $B \times C$. Por esta razón, se desplegó la tabla de los datos originales en tres tablas de dos vías para calcular dichas cantidades. Las sumas de cuadrados se encuentran mediante:

Ecuación 6. Cálculo para la Suma de Cuadrados de Interacciones

$$SS_{AB} = \frac{1}{cn} \sum_{i=1}^a \sum_{j=1}^b y_{ij}^2 - \frac{y^2}{abcn} - SS_A - SS_B$$

$$SS_{AB} = SS_{Subtotaltes (AB)} - SS_A - SS_B$$

$$SS_{AC} = \frac{1}{bn} \sum_{i=1}^a \sum_{k=1}^c y_{ik}^2 - \frac{y^2}{abcn} - SS_A - SS_C$$

$$SS_{AC} = SS_{Subtotaltes (AC)} - SS_A - SS_C$$

$$SS_{BC} = \frac{1}{an} \sum_{j=1}^b \sum_{k=1}^c y_{jk}^2 - \frac{y^2}{abcn} - SS_B - SS_C$$

$$SS_{BC} = SS_{Subtotaltes (BC)} - SS_B - SS_C$$

Así mismo, la suma de cuadrados de la interacción entre los tres factores se calcula a partir de los totales de las celdas y_{ijk} :

Ecuación 7. Cálculo para la Suma de Cuadrados para subtotal ABC

$$SS_{ABC} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^a \sum_{j=1}^b \sum_{k=1}^c y_{ijk}^2 - \frac{y^2}{abcn} - SS_A - SS_B - SS_C - SS_{AB} - SS_{AC} - SS_{BC}$$

$$SS_{ABC} = SS_{Subtotaltes (ABC)} - SS_A - SS_B - SS_C - SS_{AB} - SS_{AC} - SS_{BC}$$

- Formulación de la hipótesis nula:

Hipótesis nula, H_0 : No existen diferencias estadísticamente significativas entre los datos obtenidos del porcentaje de agua empleando las diferentes temperaturas de tratamiento (115°F; 145°F y 175°F) tanto para el estado estático como dinámico.

- Formulación de la hipótesis alternativa:

Hipótesis alternativa, H_1 : Existen diferencias estadísticamente significativas entre los datos obtenidos del porcentaje de agua empleando las diferentes temperaturas de tratamiento (115°F; 145°F y 175°F) tanto para el estado estático como dinámico.

A continuación se presenta la muestra de cálculo para determinar si existen diferencias estadísticamente significativas entre los datos promedio obtenidos del porcentaje de agua libre en los experimentos realizados a las diferentes condiciones de temperatura y validar cual de las dos hipótesis planteadas es la correcta.

Para calcular la suma de cuadrados del efecto de la temperatura como factor principal, en primera medida se calculó la sumatoria de los dos experimentos (principal y replica) de cada corrida como se muestra en el recuadro rojo de la siguiente tabla. Los resultados obtenidos se presentan en la **Tabla 38**.

Estado estático									
Agente Químico									
Agente 1			Agente 2			Rompedor Universal			
Concentración (%)									
Temperatura (°F)	1	2,5	4	1	2,5	4	1	2,5	4
115 °F	Σ 0,0	4,6	0,0	2,8	11,5	12,5	0,0	0,0	0,0
	0,0	4,8	2,2	5,6	8,0	8,6	0,6	0,0	0,0
145 °F	0,0	5,6	3,0	15,0	15,0	21,5	0,0	0,0	0,0
	2,0	6,2	2,0	8,8	14,0	22,0	0,0	0,0	0,0
175 °F	9,6	18,5	17,5	16,5	23,0	24,5	0,8	0,0	0,0
	10,0	16,0	14,0	12,5	20,5	24,0	0,0	0,0	0,0

Tabla 38. Sumatoria datos experimento principal y replica por corrida

Temperatura (A)	Agente 1			Agente 2			Rompedor Universal		
	1%	2,5%	4%	1%	2,5%	4%	1%	2,5%	4%
115 °F	Σ 0	9,4	2,2	8,4	19,5	21,1	0,6	0	0
145 °F	2	11,8	5	23,8	29	43,5	0	0	0
175 °F	19,6	34,5	31,5	29	43,5	48,5	0,8	0	0

Posteriormente se calculó la sumatoria y_i por cada temperatura, obteniendo los resultados presentados en la Tabla 39, y a su vez, la sumatoria de estos valores :

Tabla 39. Sumatoria y_i por temperatura

Temperatura (A)	y_i
115 °F	61,2
145 °F	115,1
175 °F	207,4
Sumatoria:	383,7

Finalmente se aplicó la Ecuación 5 para calcular la sumatoria de cuadrados para la temperatura como factor principal, teniendo en cuenta que los niveles para los factores B (tipo de agente químico) y C (concentración del agente) fue de tres (3) para cada uno.

$$SS_A = \frac{1}{bcn} \sum_{i=1}^a y_i^2 - \frac{y^2}{abcn}$$

$$SS_A = \frac{1}{18} * (61,2^2 + 115,1^2 + 207,4^2) - \frac{383,7^2}{54} = 607,39$$

El mismo procedimiento se realizó para calcular la suma de cuadrados totales (Ecuación 4) y la suma de cuadrados subtotal para los tres factores (Ecuación 7). Con estos valores se pudo calcular la sumatoria para el error como lo establece la (Ecuación 8), obteniendo los resultados presentados en la .

Ecuación 8. Cálculo para la Suma de Cuadrados del error total

$$SS_{error} = SS_T - SS_{ABC}$$

Tabla 40. Suma de cuadrados error total

SS _A	607,39
SS _T	3392,45
SS _{ABC}	3328,75
SS _{error}	63,69

Finalmente, con los valores obtenidos anteriormente se calculó el valor F₀ y el estadístico de prueba (Valor P), teniendo en cuenta que los grados de libertad para el factor temperatura y el error son 2 y 27 respectivamente. El cuadrado medio se obtiene aplicando la Ecuación 9, el valor de F₀ la

Ecuación 10 y el estadístico de prueba, Valor P, se obtiene aplicando la función de distribución de probabilidad de Excel.

Ecuación 9. Cálculo del cuadrado medio

$$Cuadrado\ medio = \frac{SS_A}{Grados\ de\ libertad}$$

Ecuación 10. Cálculo F₀


$$F_0 = \frac{Cuadrado\ medio_A}{Cuadrado\ medio_{Error}}$$

Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 41.

Tabla 41. Cálculo F₀ y Valor P para el factor Temperatura

Fuente de variación	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Cuadrado medio	F ₀	Valor P	Contribución %
Temperatura	607,39	2	303,69	128,73	1,6E-14	17,90
Error	63,69	27	2,36			

Teniendo en cuenta entonces que el estadístico de prueba es menor que el valor F₀ calculado (Valor P < F₀calculado) se rechaza la hipótesis nula y se acepta la hipótesis alternativa por lo que se puede concluir que existen diferencias estadísticamente significativas en el porcentaje de agua libre obtenido a las diferentes temperaturas de tratamiento.


 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES




Nosotros, Laura Alejandra Gallego Escobar y Manuel Alejandro Jáuregui Noriega en calidad de titulares de la obra “Evaluación técnico-financiera de un tratamiento termo-químico para la reducción de la fracción de agua de los residuos aceitosos producidos en las facilidades de campo rubiales”, elaborada en el año 2016, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establezco establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	x
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a su(s) autor(es).

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZO (AUTORIZAMOS)	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	X	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaré (indicaremos), en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		x

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los 12 días del mes de agosto del año 2017.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Laura Alejandra	Gallego Escobar
Documento de identificación No	Firma
1.026.281.498	

Autor 2

Nombres	Apellidos
Manuel Alejandro	Jáuregui Noriega
Documento de identificación No	Firma
1.015.428.791	