



EVALUACIÓN DE ROMPEDORES INVERSOS EN LA DISMINUCIÓN DE FLOCS
DURANTE EL TRATAMIENTO DE AGUAS DE PROCESO DEL CAMPO CABIONA

EDWIN ARIEL ARIAS VARGAS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA

2017



EVALUACIÓN DE ROMPEDORES INVERSOS EN LA DISMINUCIÓN DE FLOCS
DURANTE EL TRATAMIENTO DE AGUAS DE PROCESO DEL CAMPO CABIONA

EDWIN ARIEL ARIAS VARGAS

Trabajo de Grado para optar al título de
ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

Director

Mcs. ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ

Magister en ingeniería de hidrocarburos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA

2017

AGRADECIMIENTOS

El autor de este proyecto de grado expresa sus sinceros agradecimientos a:

A Dios, por ser quién inspiró este trabajo y permitió llevar a feliz término la culminación de la misma.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos UIS, por crear un espacio que permite compartir con las diferentes áreas de la ingeniería, múltiples puntos de vista de la industria y así crecer profesionalmente.

A mis compañeros de trabajo de LIPESA COLOMBIA S.A.S. especialmente a los ingenieros Noel Galvis y Andrés Niño por su valiosa ayuda y apoyo durante el proceso de formación como Especialista.

Al equipo de trabajo de campo Cabiona, por haberme permitido ser parte de esa gran familia.

DEDICATORIA

A mis padres, por haberme formado como persona, que con sus enseñanzas y ejemplo han guiado mi vida.

A mis hermanos, porque han respaldado en las adversidades y con su cariño me hacen crecer cada día como persona.

A mis amigos, que me han apoyado durante mi proceso de formación como profesional con sus sabios consejos.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. OBJETIVO GENERAL.....	16
1.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	16
2. TRATAMIENTO DE AGUAS DE PROCESO	17
2.1 PARTICULAS COLOIDALES.....	18
2.2 TRATAMIENTO QUÍMICO DE AGUA DE PRODUCCIÓN Y GENERACIÓN DE FLOCS.....	20
2.2.1 Tratamiento De Emulsiones	20
2.2.2 Coagulación	24
2.2.3 Floculación	27
2.2.4 Generación de flocs.....	28
3. SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PROCESO DECAMPO CABIONA	30
3.1 GENERALIDADES.....	30
3.2 TRATAMIENTO QUÍMICO DE AGUAS.....	31
3.3 VOLUMEN DE FLOCS GENERADO.....	36
4. PRUEBAS DE BOTELLA DE ROMPEDORES INVERSOS	38
4.1 SELECCIÓN DE ROMPEDOR INVERSO	39
4.1.1 Evaluación cualitativa de rompedores inversos	41
4.1.2 Evaluación cuantitativa de rompedores inversos.....	43
5. PRUEBAS DE CAMPO Y MODIFICACIONES DEL SISTEMA.....	46
5.1. SEGUIMIENTO PARÁMETROS FISICOQUÍMICOS.....	48

5.2	DISMINUCIÓN DE VOLUMEN DE FLOCS	51
5.3	ANÁLISIS ECONÓMICO	52
6.	CONCLUSIONES.....	55
	BIBLIOGRAFÍA.....	56

LISTADO DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Representación de emulsiones (A) Micrografía de una emulsión inversa O/W, crudo en agua. (B) Micrografía de una emulsión directa W/O, agua en crudo.	21
Figura 2. Proceso de demulsificación de crudo pesado por adición de demulsificante....	24
Figura 3. (a) GunBarrel 3 y 4 y Skimming tank 3 y 4 de la estación Cabiona 8 (b) Agua de proceso antes ingresar al sistema de tratamiento.	32
Figura 4. Equipos del sistema de tratamiento de aguas (a) Catch tank 1 (b) caja API.....	33
Figura 5. Tren de catch tanks para tratamiento de aguas.	33
Figura 6. Paso del agua tratada por (a) tanques australianos (b) agua tratada para aspersión.	35
Figura 7. Tanques de deshidratación de flocs y de preparación para despacho para disposición final	35
Figura 8. Montaje de las pruebas de botellas realizadas con los 25 rompedores inversos	41
Figura 9. Selección de los ocho rompedores inversos	43
Figura 10. Instalación punto de rompedor inverso a la entrada de los skimming tank 3 y 4	47
Figura 11. Instalación punto de rompedor inverso entrada de los GB 3y 4.....	47
Figura 12. Gráfica de seguimiento de TSS durante la prueba de campo	48
Figura 13. Gráfica de seguimiento de O/W durante la prueba.....	48

LISTADO DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Valores máximos permisibles para vertimiento a cuerpos de aguas superficiales	17
Tabla 2. Tiempo de sedimentación de diferentes tamaños de partículas.....	19
Tabla 3. Datos promedio de operación diario de campo Cabiona.....	31
Tabla 4. Eficiencia de las etapas del proceso	37
Tabla 5. Consolidado de viajes y barriles de flocs generados para tratamiento externo. .	37
Tabla 6. Reporte de contenido de Sólidos suspendidos y de Grasas y aceites en promedio	40
Tabla 7. Evaluación de cualitativa de los rompedores inversos utilizados en campo.....	42
Tabla 8. Evaluación cualitativa de los 17 rompedores inversos.....	43
Tabla 9. Valores de grasa y aceites y de solidos suspendidos obtenidos.....	45
Tabla 10. Porcentaje de Remoción de solidos suspendidos y grasas y aceites comparado con el blanco.	45
Tabla 11. Cuadro resumen de dosis de rompedor inverso pruebas de campo	47
Tabla 12. Concentración de Sólidos disueltos totales salidas GB y Sk.....	50
Tabla 13. Concentración de Grasas y Aceites salidas GB y Skimming tank	50
Tabla 14. Remoción de Sólidos disueltos totales en los Skimming tank 3 y 4	51
Tabla 15. Porcentaje de remoción de grasas y aceites en los Skimming tank 3 y 4	51
Tabla 16. Remoción de TSS y O/W entre el 13 y 27 de enero.....	51
Tabla 17. Consolidado de viajes y barriles de flocs generados para tratamiento externo.	52
Tabla 18. Valor tratamiento de flocs durante año 2013.....	53

Tabla 19. Valor tratamiento de floccs durante año 2014..... 54

Tabla 20. Cuadro de costos rompedor inverso 55

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DE ROMPEDORES INVERSOS EN LA DISMINUCIÓN DE FLOCS DURANTE EL TRATAMIENTO DE AGUAS DE PROCESO DEL CAMPO CABIONA*.

AUTOR: EDWIN ARIEL ARIAS VARGAS**.

PALABRAS CLAVES: Rompedor inverso, Tratamiento de agua, Gunbarrel, Skim Tank, Floccs, Pruebas de botella.

DESCRIPCIÓN:

La necesidad de incrementar las utilidades por parte de las empresas productoras del sector de hidrocarburos, ha llevado a realizar aumentos paulatinos en la producción de los campos de producción, mediante incrementos en la frecuencia de los diferentes sistemas de levantamiento para poder obtener una mayor tasa de producción de fluidos de proceso: gas, crudo y agua; siendo este último el de mayor atención debido a los altos costos que se genera para poder hacer una disposición adecuada de este recurso natural para que se ajuste a los parámetros establecidos por el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible. Para poder cumplir con las normativas expedidas por este ente de control, el tratamiento de aguas de proceso requiere de varios procesos químicos, que van desde la separación de los demás fluidos de proceso hasta la disposición final de este preciado líquido, ya sea por vertimiento a fuentes de agua, zonas de riego o por medio de la inyección en pozos. Este proceso de tratamiento genera subproductos que pueden ser dañinos con el medio ambiente si no se hace una adecuada disposición en plantas de tratamiento externas las cuales impactan directamente en el OPEX pues las empresas productoras asumen los gastos por transporte y tratamiento de estos residuos, en este caso floccs.

El presente trabajo de monografía muestra las etapas del tratamiento químico de aguas de proceso, que empieza por el rompimiento de emulsiones tipo inversas (aceite en agua), pasando por los procesos de coagulación y floculación del material suspendido ligado al agua para finalmente realizar la disposición en zonas de riego.

Se presentan los resultados obtenidos al realizar pruebas de botella con diferentes rompedores inversos y la selección de uno de ellos su aplicación por medio de pruebas de campo y de esta manera disminuir el volumen de floccs generados.

* Monografía de Especialización

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Msc.. Erik Giovany Montes Páez. Magister en ingeniería de hidrocarburos.

ABSTRAC

TÍTULO: EVALUATION OF REVERSE EMULSION BREAKERS IN THE FLOCS REDUCTION DURING THE TREATMENT OF PROCESS WATER IN CABIONA OILFIELD*.

AUTHOR: EDWIN ARIEL ARIAS VARGAS**.

KEYWORDS: Reverse emulsion breaker, Water treatment, Gunbarrel, Skim Tank, Floccs, Bottle testing

DESCRIPTION:

Nowadays the requirement to increase utilities from the production of oils companies has led to develop gradually increase in production of oilfields, using frequencies rises in many lifting systems to allow getting better productions rate of process fluids: gas, crude oil and water; being the last one the most important, because of high costs that involve doing a good manage of this natural resource, it is necessary to satisfy the parameters by Environment and Sustainable Development Ministry of Colombia. In order to accomplish with the ministry normative, the water treatment requires several chemistry processes that cover the entire process from the separations of other process' fluids to final disposition of this valuable liquid, either because of shedding to water effluents, irrigations areas or using of injections in oil wells. This treatment process generates some sub products than can be harmful to environment if nothing adequate is done in externals treatment plants of which have a direct impact in the OPEX, due to productions companies assume transportation and treatment costs of that wastes, in this case floccs.

This monography shows different steps of the chemistry water treatment process, that start with emulsion breaking reverse types (oil in water), passing through coagulation and flocculation process of suspended material bind to water lastly doing disposition on irrigations areas.

The results were obtained doing bottle testing with many reverse emulsion breakers and the selection of one of them, its application by oilfields trials with this way reducing the floccs volume generated.

* Specialitation Monograph

Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director Msc. Erik Giovany Montes Páez. Magister en ingeniería de hidrocarburos.

INTRODUCCIÓN

La producción excesiva de residuos peligrosos producto del tratamiento de aguas de proceso, Floccs, constituye un costo importante en su disposición y posterior tratamiento por parte de los campos hacia las empresas especializadas en su procesamiento y disposición final.

Algunas veces el tratamiento de crudo y de agua de proceso no es el más indicado, ya sea que los productos químicos empleados no son los más adecuados o porque su dosificación no se ajusta a las condiciones y variaciones de la operación. Esto conlleva a que se presente arrastre de crudo en los floccs producidos; por lo tanto, representa una pérdida importante en la producción, pues este crudo arrastrado es difícil de ser recuperado por los equipos que se tienen en campo; además si se quisiera realizar dicha recuperación se vería reflejado en un aumento en el consumo energético, debido al uso de calderas e intercambiadores de calor, llegando a incrementarse de esta manera los costos operativos del campo.

El comportamiento de los pozos indica que con el transcurso del tiempo, el corte de agua se incrementa para poder mantener una producción de crudo constante; por ende si se incrementaría la producción de fluidos de proceso, conllevaría en un aumento en la cantidad de vehículos cargados para tratamiento a plantas externas, además la capacidad de almacenamiento de floccs en facilidades con las que se cuenta en estos momentos, se vería alterada pues tiende a disminuir. Otra *consecuencia del aumento de floccs sería la*

afectación en el acceso al campo, debido a que las vías se deteriorarían por el incremento en la flotilla de vehículos requerida para evacuación de flocs.

La presente monografía tiene por objetivo principal la de reducir la cantidad de flocs generados en el tratamiento de agua por medio de la utilización de productos químicos del tipo rompedor inverso; pues estos flocs son un subproducto del tratamiento químico de aguas de proceso, los cuales se pueden catalogar como residuos peligrosos, debido a que no son compatibles con el medio ambiente ya que estos contienen trazas de crudo. Al reducir esta generación de flocs se verá beneficiado el campo disminuyendo el OPEX pues los vehículos requeridos para poder evacuarlos serán menos.

1. OBJETIVO GENERAL

Evaluar del efecto de rompedores inversos en la disminución de residuos peligrosos (Flocs) en el tratamiento de aguas de producción en el campo Cabiona.

1.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir el proceso de formación de flocs en el sistema de tratamiento de aguas de proceso por medio de la utilización de productos químicos
- Analizar el sistema de tratamiento de aguas de proceso del campo Cabiona, evaluando la eficiencia de cada una de las etapas involucradas en cuanto a arrastre de Sólidos suspendidos y contenido de Grasas y aceites.
- Realizar pruebas de botellas con diferentes rompedores inversos y seleccionar el mejor, de acuerdo con evaluaciones cualitativas y cuantitativas de rompimiento de emulsión inversa.
- Evaluar la reducción del volumen de flocs generados según las pruebas de campo realizadas con el rompedor inverso seleccionado y su impacto en el OPEX de campo Cabiona.



2. TRATAMIENTO DE AGUAS DE PROCESO

El tratamiento de aguas de proceso consiste en la remoción de sólidos suspendidos, partículas orgánicas e inorgánicas, metales, aceites y otras impurezas a niveles bajos de concentración las cuales afectan su disposición final, ya sea en vertimiento a fuentes hídricas, aspersión en zonas abiertas (sabanas) o inyección en pozos inyectores¹².

De acuerdo con la resolución 631 de 2015, en el artículo 11 establece que los parámetros fisicoquímicos a monitorear en las actividades relacionadas con las actividades del sector de hidrocarburos, para poder realizar vertimiento a cuerpos de aguas superficiales a cumplir son los siguientes ³:

Tabla 1. Valores máximos permisibles para vertimiento a cuerpos de aguas superficiales

Parámetro	Unidades	Producción (Up Stream)
pH	Unidades de pH	6,00 a 9,00
Demanda Química de Oxígeno (DQO)	mg/L O ₂	180,00
Demanda Biológica de Oxígeno (DBO)	mg/L O ₂	60,00
Sólidos Suspendidos Totales (TSS)	mg/L	50,00
Sólidos Sedimentables (SEED)	mg/L	1,00
Grasas y aceites	mg/L	15,00
Fenoles	mg/L	0,20
Fuente: Resolución 631 de 2015		

¹ LEE, C; et al. A review on application of flocculants in wastewater treatment. En Process Safety and Environmental Protection, Volume 92, Issue 6, November 2014, Pages 489-508.

² WEINER,R; et al. Environmental Engineering . Fourth Edition. 2003, Pages 167-204

³ MINISTERIO DE AGRICULTURA. Resolución 631 de 2015. Bogotá:2105. 22-26p.Disponible en http://www.minambiente.gov.co/images/normativa/app/resoluciones/d1-res_631_marz_2015.pdf

Para lograr los parámetros anteriormente mencionados Weiner (2003), se requiere realizar las siguientes etapas de tratamiento: (i) tratamiento primario: el cual consiste en un proceso físico el cual remueve los sólidos no homogenizados remanentes. (ii) tratamiento secundario: el cual consiste en un proceso biológico para remover la mayor cantidad de demanda bioquímica de oxígeno y (iii) proceso terciario: el cual consiste en una combinación de procesos físico, químicos y biológicos, los cuales remueven las impurezas inorgánicas, nutrientes como fósforo, desodoriza y decolora los efluentes de agua.

2.1 PARTICULAS COLOIDALES

Los mayores contaminantes que se encuentran en el agua son las partículas sólidas suspendidas las cuales en su mayoría son coloides⁴. La definición de coloide es una dispersión de partículas de una sustancia (fase dispersa) en un medio dispersor, formado por otra sustancia⁵. Las partículas coloidales son mucho más grandes que las moléculas de los solutos comunes y miden entre 1 y 1000 milimicrómetros.

Generalmente estas impurezas coloidales presentan una carga superficial negativa que impiden que las partículas se aproximen unas a otras y que las lleva a permanecer en el

⁴ ØDEGAARD, H. Chemical floc formation in wastewater treatment an introduction. En Kinetics of wastewater treatment. Proceedings of a Post-Conference Seminar Held at the Technical University of Denmark, Copenhagen, 1979.

⁵ CHANG, Raymond. Química. Séptima edición. Mc Graw Hill México D.F.:2002, Página 493.



medio que favorece su estabilidad⁶. Para que estas partículas puedan ser separadas del agua sin realizar tratamiento químico previo requiere de gran cantidad de tiempo tal como lo indica la siguiente tabla de datos:

Tabla 2. Tiempo de sedimentación de diferentes tamaños de partículas

Diámetro de la partícula (mm)	Escala de tamaño	Tiempo requerido para sedimentar ⁷
10	Grava	0,3 s
1	Arena Gruesa	3 s
0,1	Arena Fina	38 s
0,01	Sedimento	33 min
0,001	Bacteria	55 horas
0,0001	Partícula coloidal	230 días
0,00001	Partícula coloidal	6,3 años
0,000001	Partícula coloidal	63 años
Fuente: Tomado de DE VARGAS, Lidia. Tratamiento de aguas para consumo humano.		

Para poder reducir el tiempo de separación se requiere realizar tratamiento químico con agentes coagulantes y floculantes. Los factores que permiten la desestabilización de las partículas coloidales son la gravedad, el movimiento browniano (que permite el contacto entre las partículas) y la fuerza de Van der Waals que constituye la fuerza atractiva entre las partículas coloidales, que se deben a la interacción entre los dipolos permanentes o inducidos (De Vargas, 2004).

⁶ DE VARGAS, Lidia. Tratamiento de aguas para consume humano. Plantas de filtración rápida. Manual I: Teoría Tomo I. [En línea]. [Lima, Perú]. Centro Panamericano de ingeniería sanitaria Y ciencias de medio ambiente, 2004. Disponible en: <http://bibliotecavirtual.minam.gob.pe/biam/bitstream/id/5657/BIV00012.pdf>

⁷ Cálculos basados en esferas con gravedad específica de 2,65 que sedimentan 30 cm

2.2 TRATAMIENTO QUÍMICO DE AGUA DE PRODUCCIÓN Y GENERACIÓN DE FLOCS

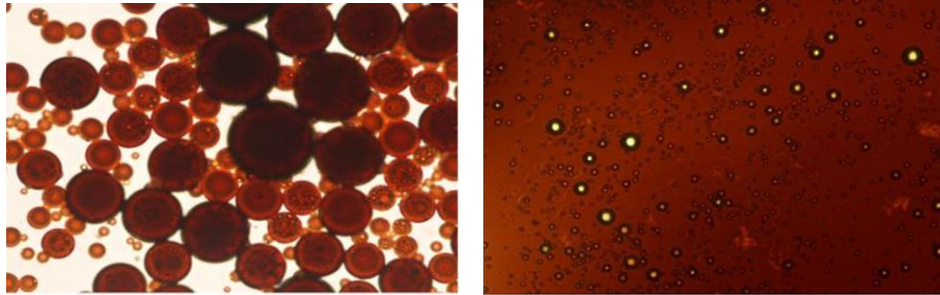
El tratamiento químico fluidos de producción comienza con el tratamiento de las emulsiones para separar el crudo y el agua de proceso mediante la inyección de rompedores directos e inversos, los cuales son suministrados en cabeza de pozo. El agua de proceso separada se trata por medio de la adición de agentes coagulantes y floculantes para poder ser vertida en zonas de aspersión como se realiza encampo Cabiona; y los subproductos obtenidos durante este tratamiento se conoce como floccs.

2.2.1 Tratamiento De Emulsiones El petróleo crudo que se produce en un campo se encuentra en la mayoría de los casos mezclado con agua, en cantidades o porcentajes que varían en un rango muy amplio de acuerdo con varios factores, como la vida productiva del pozo, la tasa de producción y la procedencia del agua, entre otros⁸. La mayoría de las veces las emulsiones se obtienen debido al ambiente que rodea la extracción de crudo es capaz de proporcionar la energía requerida para su formación⁹. Una emulsión es una mezcla de dos líquidos mutuamente inmiscibles, uno de los cuales está disperso en finas gotas en el otro. El líquido presente como pequeñas gotas es la fase dispersa o interna, mientras que el líquido que lo rodea es la fase continua o externa (Santos, 2013).

⁸ SANTOS, Nicolás. "Operación de Tratamientos de Crudo". Especialización en Producción de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, 2013.

⁹ CARNEIRO, Giovanna et al. Characterization and selection of demulsifiers for water in crude oil emulsions using low field H NMR and ESI - FT- ICR MS. En Fuel, volume 140, January 2015, 762 – 769p

Figura 1. Representación de emulsiones (A) Micrografía de una emulsión inversa O/W, crudo en agua. (B) Micrografía de una emulsión directa W/O, agua en crudo.



Fuente: MARTINEZ -PALOU, Rafael et al. Study of the formation and breaking of extra-heavy-crude-oil-in-water-emulsions-A proposed strategy for transportation extra heavy crude oils

Para que una emulsión exista debe haber dos líquidos inmiscibles, un agente emulsificante, y la agitación suficiente para dispersar la fase discontinua en la fase continua. En la producción de crudo, los dos líquidos inmiscibles son el crudo y el agua. Un agente emulsificante puede ser pequeñas partículas sólidas, parafinas, asfaltenos, etc., que por lo general se encuentra presente en los fluidos de la formación, la agitación suficiente siempre ocurre cuando se adicionan fluidos en el wellbore, en el tubing, y a través del estrangulador o “choque” en la superficie (Santos, 2013). Después de la formación de emulsiones, la tendencia normal es que las gotas de la fase dispersa coalescan y se separen, pero algunos agentes estabilizadores presentes en el crudo previenen esta separación manteniendo estable esta emulsión por largos periodos de tiempo (Carneiro, 2015). En crudo pesado, idealmente la emulsión debería romperse naturalmente dentro del tiempo transcurrido entre su transporte y su procesamiento, pero

es difícil tener un control estricto sobre la estabilidad de la emulsión; este proceso es comúnmente llevado a cabo por el uso de surfactantes como demulsificantes¹⁰.

La demulsificación química de crudo es el método ampliamente usado entre térmico, eléctrico, químico, acústico, flotación, demulsificación biológica por ondas de ultrasonido, filtración, separación electrostática, y tratamiento mecánico, para separar crudo emulsionado en agua¹¹. Las emulsiones estables son formadas únicamente cuando hay agentes emulsificantes presentes. Los líquidos inmiscibles pueden ser separados por omisión, variación, o neutralización de los agentes emulsificantes. En este sentido, los químicos adecuados con características demulsificadoras para el tratamiento de crudo, son adicionados para obtener un rápido costo-beneficio y ser adaptados para la separación de emulsiones¹². Para lograr una demulsificación adecuada para separar las emulsiones W/O depende de la implementación de los siguientes pasos (Zolghari, 2016):

1. Adicionar la suficiente cantidad del químico adecuado para separar la emulsión.
2. Se debe realizar un mezclado adecuado del químico con la emulsión.

¹⁰ MARTINEZ -PALOU, Rafael et al. Study of the formation and breaking of extra-heavy-crude-oil-in-water-emulsions-A proposed strategy for transportation extra heavy crude oils. En Chemical Engineering Processing: Process intensification, Volume 98, December 2015, 112- 122p.

¹¹ ATTA, Ayman M, et al. Dipoles Poly(ionic liquids) Based on 2-acrylamido-2-methylpropane sulfonic acid-co-Hydroxyethyl Methacrylate for demulsification of crude oil water emulsions. Journal of Molecular liquids, In press, Accepted manuscript. July 2016. Disponible en: http://ac.els-cdn.com.ezproxy.unal.edu.co/S0167732216307334/1-s2.0-S0167732216307334-main.pdf?_tid=340bd052-5614-11e6-9570-00000aab0f02&acdnat=1469855725_4fd8591e4dbac27e8d4ee91142342aee

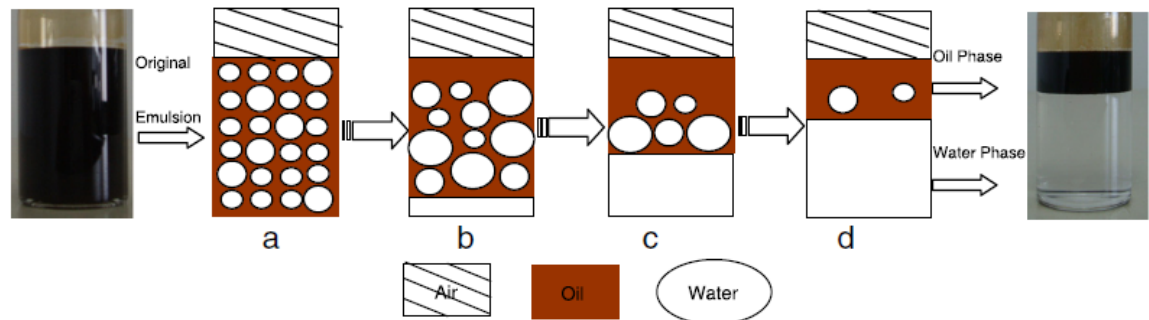
¹² ZOLFAGHARI, R, et al. Demulsification techniques of water-in-oil and oil-in-water emulsions in petroleum industry. En Separation and Purification Technology. Volume 170, October 2016, pages 377 – 407.

3. Adicionar el calor necesario para acelerar la separación o el rompimiento de la emulsión.
4. Disponer de un recipiente con el tiempo de residencia adecuado para la sedimentación de las gotas de agua demulsionadas.

Con la adición de demulsificadores, toma lugar la separación de las dos fases rápidamente en la emulsión. Por medio de la adsorción del demulsificante en la interfase agua – crudo y los emulsificantes naturales, como la pectina y los asfaltenos pueden ser reemplazados para poder destruir la capa rígida de la interfase agua – crudo y de esta forma facilitar la coalescencia¹³. Para poder entender el este proceso, este se puede describir de la siguiente manera: (i) las gotas de la fase dispersa comienzan a flocularse y a difundirse completamente en la emulsión (Figura 2. a). la coalescencia de las gotas de agua en el fondo de la emulsión conlleva a formar una capa diferenciada y transparente de agua en el fondo (figura 2. b). la coalescencia de las gotas de agua de la parte superior de la emulsión hace que las gotas más grandes se asienten y se difundan con la capa transparente en el fondo lo que conlleva una rápida separación de las fases (Figura 2. C). (ii) Cuando el agua es separada suficientemente, habrá unas pocas gotas dispersas en la capa de crudo, estas son pequeñas y se encuentran muy separadas unas de otras por lo que serán difíciles de flocular y difundir, así finalmente la emulsión se separa en dos capas, una de crudo con un bajo corte de agua y una de agua transparente y diferenciada (Figura 2. d) (Santos, 2013. Kang, 2012)

¹³ KANG, W, et al. Flocculation, colascence and migration of dispersed phase droplets and oil-water separation in heavy oil emulsion. En Journal of Petroleum Science and Engineering. Volume 81, 2012, pages 177-181.

Figura 2. Proceso de demulsificación de crudo pesado por adición de demulsificante



Fuente: KANG, W, et al. Flocculation, colascence and migration of dispersed phase droplets and oil-water separation in heavy oil emulsion.

2.2.2 Coagulación En 1968 Conley y Evers definieron la coagulación como “un proceso

que involucra la formación de complejos de hidróxidos que reducen la carga superficial de las partículas coloidales”¹⁴. Autores como Gregory y Stechemesser coinciden en que para poder desestabilizar dichas partículas se debe adicionar sales inorgánicas (coagulantes); tales sales son comúnmente de aluminio y hierro como el sulfato de aluminio y el cloruro férrico, que debido a su trivalencia son más efectivos para desestabilizar los coloides negativamente cargados. El proceso de coagulación ocurre en dos etapas:

1. Consiste en las reacciones del coagulante con el agua y la formación de especies hidrolizadas con carga positiva.

¹⁴ HENDRICKS, David. Water treatment unit processes: Physical and chemical. USA: CRC press Taylor & Francis Group. 2006.

2. Consiste en el transporte de especies hidrolizadas para que hagan contacto con las impurezas del agua.

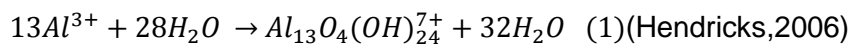
Estas dos etapas son tan rápidas que van desde décimas de segundo hasta 100 segundos (De Vargas, 2004). Un factor que influye en este tiempo de reacción tiene que ver con el mezclado de los productos químicos en la línea principal de flujo de agua, pues con esto se asegura que las reacciones llevadas a cabo ocurren en el menor tiempo posible, ya que un mezclado inadecuado puede perjudicar la formación de un buen floc, lo que conlleva a una pérdida de la eficiencia de la planta de tratamiento, y por lo consiguiente un exceso en la dosificación de coagulantes¹⁵. Otros factores que influyen son pH, alcalinidad, fuerza iónica, temperatura, entre otras (De Vargas, 2004. Hendricks 2006).

Los mecanismos más importantes en el proceso de coagulación por medio de sales metálicas son la **Neutralización por cargas**, el **Barrido por coagulación** y **desestabilización por puentes**¹⁶. La neutralización de cargas ocurre mediante agregación mutua entre las partículas desestabilizadas, cuando el agente coagulante reduce o elimina la repulsión electrostática entre las mismas (Zhang 2016). Los coagulantes comúnmente utilizados son las sales de aluminio, debido a su gran

¹⁵ RADNAYAKA, D; BRANDT, M; JOHNSON, K. Twort's Water supply. Sixth edition. [En línea] Great Britain.: Elsevier Butterworth - Heinemann 2003

¹⁶ ZHANG, Z, et al. Hydrolysis of polyaluminum chloride prior to coagulation: Effects on coagulation behavior and implications for improving coagulation performance. En Journal of Environmental Science. In press Accepted manuscript. Available online 29 November 2016. Disponible en <http://www.sciencedirect.com.ezproxy.unal.edu.co/science/article/pii/S1001074216312360>

efectividad en el tratamiento de un rango amplio de aguas a un bajo costo¹⁷. Estas sales hidrolizadas PAC (Policloruro de aluminio) son capaces de producir menor cantidad de lodos y una menor dependencia de la temperatura y el pH (Wang, 2009). Adicionalmente el PAC contiene policationes altamente cargados positivamente (ecuación 1), los cuales son eficaces en la neutralización de partículas coloidales cargadas negativamente, lo cual conlleva a un incremento en la desestabilización coloidal¹⁸; ya que esta neutralización de cargas involucra la adsorción de las especies poliméricas de los hidróxidos metálicos (Por ejemplo, adsorción – neutralización de cargas) precipitación en la superficie y la precipitación-neutralización de cargas¹⁹. Por lo tanto, este mecanismo de desestabilización se desarrolla a bajas dosis de coagulante²⁰.



En el mecanismo de barrido por coagulación, las partículas en solución son removidas por atrapamiento dentro del coagulante precipitado suspendido (Zhang, 2016). Esto ocurre cuando la dosis de un coagulante en solución excede el producto de solubilidad de sus hidróxidos metálicos, se produce una precipitación rápida de los hidróxidos gelatinosos. (Wang, 2017). Este método de separación es más efectivo que la neutralización de cargas debido a que las partículas impuras son incorporadas de alguna manera en el creciente

¹⁷ WANG, Y, et al. Characterization of floc size, strength and structure in various aluminum coagulants treatment. En Journal of Colloid and Interface Science. Volume 332 January 2009. 354 – 359p.

¹⁸ MEGA, N, et al. Understanding effects of water characteristics on natural organic matter treatability by PACl and novel PACl-chitosan coagulants. En Journal of Hazardous Materials. Volume 263, 2013. 718-725p.

¹⁹ WEI, N, et al. Coagulation behavior of polyaluminum chloride: Effects of pH and coagulant dosage. En Chinese Journal of Chemical Engineering. Volume 23, 2015. 1041 – 1046p.

²⁰ WANG, B, et al. Comparison of flocs characteristics using before and after composite coagulants under different coagulation mechanisms. En Biochemical Engineering Journal. Volume 121, 2017. 107-117p.

precipitado de hidróxido y por lo tanto son removidas por suspensión. Los agregados formados como resultado de la precipitación de hidróxidos son conocidos como flocs (Gregory,2006).

El mecanismo de desestabilización por puentes generalmente aparece cuando los segmentos de las cadenas de polímero absorben más de una partícula y de este modo se logran mantener las partículas juntas (Wang,2017).

2.2.3 Floculación. La floculación es la creación de partículas grandes denominadas flocs. El objetivo de la floculación es causar colisiones entre partículas pequeñas con el fin de que estas partículas se adhieran unas a otras formando un aglomerado, creciendo en tamaño y llegando a ser un floc (Hendricks, 2006) que sea lo suficientemente grande y denso que permita ser deshidratado ya sea por sedimentación o filtración (Stechemestser, 2005).

Un floculante reúne partículas floculadas en una red, formando puentes de una superficie a otra y enlazando las partículas individuales en aglomerados. La floculación no sólo incrementa el tamaño de las partículas del flóculo, sino que también afecta su naturaleza física²¹. De acuerdo con la literatura, existen 3 clases principales de floculantes comúnmente aplicados en el tratamiento de aguas: coagulantes inorgánicos, orgánicos y coagulantes compuestos (poliméricos). Los flocs generados por coagulantes poliméricos tienden a ser más resistentes a efectos de ruptura (Wang, 2017).

²¹ KEMMER, Frank; McCALLION, John. Manual del agua. Su naturaleza, tratamiento y aplicaciones. Nalco chemical Company Tomo I. México D.F: McGraw Hill. 1989. 8-4 p

Los factores que influyen en la eficiencia de este proceso son:

- La naturaleza del agua
- Las variaciones de caudal
- La intensidad de la agitación
- El tiempo de floculación

2.2.4 Generación de flocs. La agregación de partículas suspendidas se logra en dos pasos. En el primer paso (Coagulación), un coagulante, como una sal metálica trivalente o algunas especies polimerizadas, son adicionadas a la matriz del agua donde se forman partículas primarias durante el mezclado rápido. En el segundo paso (floculación) las colisiones y los agregados se forman entre (1) las partículas primarias, (2) las partículas primarias y el floc (3) entre floc y otro floc. Estas colisiones suceden a través de mecanismos de transporte por difusión turbulenta mientras que la sustancia experimenta un mezclado lento²². La formación de flocs depende de la concentración de coagulante adicionada, el efecto cortante aplicado y de la concentración y tamaño de las partículas suspendidas²³ (Zhang, 2017). Durante el proceso de coagulación en el tratamiento de aguas tienen irregulares pero similares estructuras con una dimensión fractal; la cual es un factor esencial para describir la estructura del floc influenciada por las condiciones hidrodinámicas y fisicoquímicas, tales como la clase de coagulante utilizado, el valor de pH, los mecanismos de coagulación y el efecto cortante. Se han hecho muchos intentos para evaluar la estructura de los flocs por medio de una descripción geométrica fractal

²² WATANABE, Yoshimasa. Flocculation and me. En Water Research. Volume 114. 2017 88-103p

²³ YU,W, et al. Breakage and re-growth of flocs formed by alum and PACl. En Powder Technology. Volume 189. 2009. 439-443p.

(Wang, 2017). De acuerdo con el mecanismo de coagulación utilizado, se ha encontrado que los flocs formados por neutralización de cargas son más fuertes (resistentes a la ruptura) que aquellos que se obtienen por barrido²⁴.

Durante la coagulación, los flocs alcanzan el estado estacionario cuando se logra un equilibrio entre la agregación y la ruptura; por lo tanto, esta última se produce inevitablemente durante este proceso²⁵. Cuando se aficiona una poliacrilamida (PAM) se logra tener una resistencia más grande de los efectos de ruptura y se obtiene un crecimiento en el tamaño del floc mayor; esto se debe a que actúa el mecanismo por puenteo (Wang Z, 2017). Con la adición de floculantes poliméricos se puede alcanzar una mejor separación de los colides y de la materia orgánica, que cuando se adiciona solo coagulante; lo cual es atribuido a la absorción por puenteo y la neutralización de cargas²⁶. Se ha reportado que la poliacrilamida es un polímero floculante eficiente pues produce flocs de gran tamaño y de bajas dimensiones fractales.

²⁴ JIAO, R, et al. Influence of mechanisms and floc formation on filterability. En Journal of Environmental Science. Article in press 2017. Disponible en <http://dx.doi.org/10.1016/j.jes.2017.01.006>

²⁵ WANG, Z, et al. Effect of additional polyaluminum chloride and polyacrylamide on the evolution of floc characteristics during floc breakage and re-growth. En Separation and Purification Technology. Volume 173. 2017. 144 – 150p.

²⁶ LIU, T, et al. Application of polyacrylamide flocculation with and without alum coagulation for mitigating ultrafiltration membrane fouling: Role of floc structure and bacterial activity. En Chemical Engineering Journal. Volume 307. 2017. 41-48 p.

3. SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PROCESO DECAMPO CABIONA

3.1 GENERALIDADES

El tratamiento químico utilizado en campo es un proceso primario ya que solamente se encarga de remover sólidos suspendidos, trazas de aceites, color y turbidez. El campo Cabiona cuenta con cinco pozos productores, los cuales aportan un alrededor de 900bbls de crudo y 9300bbbls de agua los cuales se encuentran distribuidos de la siguiente manera

Tabla 3. Datos promedio de operación diario de campo Cabiona

	POZOS DE CAMPO CABIONA				
	CBN 7A	CBN 7B	CBN 7D	CBN 7E	CBN 7KH
<i>BOPD</i>	127.4	359.4	135.2	77.6	204.2
<i>BWPD</i>	1876.8	2407.4	1131.8	897.8	2915.9
<i>BFPD</i>	2004.2	2766.8	1267	975.4	3120.1
<i>BS&W</i>	93.5	86.8	89.3	91.8	93.2
<i>Cloruros</i>	134.1	135	124.6	136.5	141.1
<i>API @60°F</i>	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5
<i>Frecuencia (Hz)</i>	41.4	34	36	60	31.8

En campo Cabiona la producción de los pozos llega a la estación y es repartida en dos GunBarrel cuya capacidad es de 600bbbls cada uno; el crudo separado de estos equipos es enviado a un tercer GunBarrel y de allí es enviado a los tanques de almacenamiento para terminar el proceso de deshidratación para su posterior venta en tracto camiones.

3.2 TRATAMIENTO QUÍMICO DE AGUAS

El proceso de tratamiento de aguas comienza desde la remoción de aceite (crudo) en el cual están involucrados productos químicos (adición de rompedores inversos), los cuales se encargan de realizar el rompimiento de las emulsiones crudo en agua (O/W). El agua separada en los GB pasa a dos tanques de desnate (skimming tank) cuya capacidad es de 500bbls cada uno, en donde se sigue removiendo trazas de aceite. El tiempo de residencia del agua en estos equipos es de 3 horas.

Figura 3. (a) GunBarrel 3 y 4 y Skimming tank 3 y 4 de la estación Cabiona 8 (b) Agua de proceso antes ingresar al sistema de tratamiento.



(a)



(b)

Una vez retirada la mayor cantidad de aceites el agua entra al sistema de tratamiento, el cual consiste de tres Catch tank dispuestos en serie, en el los cuales se adicionan químicos tales como el policloruro de aluminio y un polímero catiónico; que se encargan de remover las partículas suspendidas que le dan el color característico a este tipo de agua como se muestra en la figura 3 b. Este color ocre se debe a que se encuentran

suspendidas arcillas coloidales y partículas limosas, las cuales tienen cargas eléctricas que se mantienen en constante movimiento (Weiner,2003). En el Catch tank 1, en donde se realiza un último desnate y el aceite recuperado en este catch tank (CT)es llevado a la caja API, para su posterior tratamiento.



Figura 4. Equipos del sistema de tratamiento de aguas (a) Catch tank 1 (b) caja API



(a) (b)

Del Catch Tank1 pasa al Catch Tank 2 por medio de una bomba multietapa, en donde se inyecta clarificante (Policloruro de aluminio) el cual es disuelto con agua proveniente del pozo profundo, en donde se hidroliza esta sal y se activa para que pueda realizar la neutralización de las partículas coloidales presentes, el cual es succionado por medio de una manguera que está conectada a la línea que comunica el Catch Tank1 con Catch Tank2. El agua que entra al CT2 es aspersada por medio de una flauta para que se disperse y se homogenice el clarificante por medio de la turbulencia que se allí genera.



Figura 5. Tren de catch tanks para tratamiento de aguas.

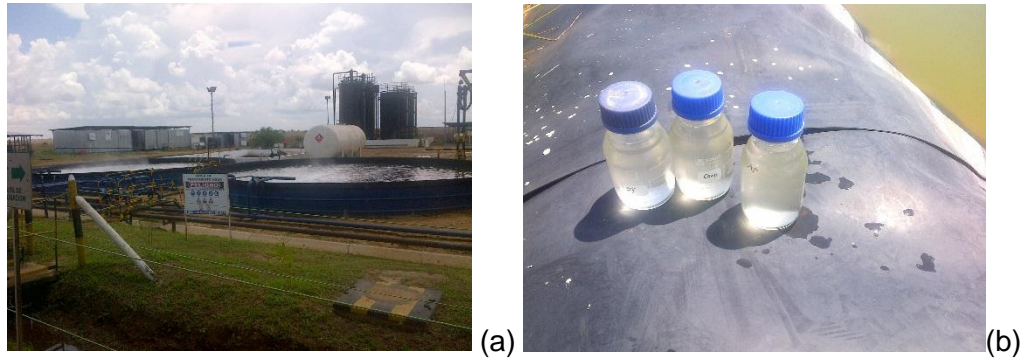


Con la adición de clarificante se neutralizan las partículas eléctricamente cargadas y se mantienen adheridas formando una larga capa a la cual se le denomina flocs. Este proceso anteriormente descrito se le conoce como coagulación y floculación los cuales ocurren instantáneamente cuando se aspersa el agente floculante (Poliacrilamida catiónica) sobre el Catch Tank 2; en donde por medio de mecanismos de puenteo, los coágulos formados se van agregando formando estructuras de gran tamaño y de bajas dimensiones fractales (Liu, 2017) llamadas flocs, los cuales se retiran por medio de un chorro de agua a alta presión a un compartimiento que los Catch tank 2 y 3 poseen. De allí el agua pasa al CT3 en donde se termina de adicionar el clarificante y parte de agente floculante, para terminar de formar flocs y de esta manera bajar el contenido de sólidos suspendidos a un valor de 15 – 30ppm y un contenido de aceites inferior a 2ppm.

Después de salir del catch tank 3, el agua pasa a los tanques australianos en donde es aspersada por medio de una flauta cuya capacidad es de 500 bbls, con el fin de disminuir la temperatura a 45°C, que luego pasa hacia las piscinas de enfriamiento de 5000bbls de capacidad, donde se le da un tiempo de residencia de aproximadamente 6 horas, en las

cuales la temperatura desciende para poder ser vertida en la sabana con una temperatura entre 35 y 40°C.

Figura 6. Paso del agua tratada por (a) tanques australianos (b) agua tratada para aspersión.



Los flocs generados en los catch tank 2 y 3 son enviados a un Frack tank, en donde se realiza una deshidratación, pues estos flocs enviados a este equipo absorben agua de proceso. El agua ligada a los flocs se decanta y es enviada de nuevo al sistema de tratamiento de aguas. Por último los flocs pasan a un catch tank donde se realiza una segunda deshidratación y por último los flocs se envían para tratamiento químico a una planta externa por medio del cargue de carrotanques.

Figura 7. Tanques de deshidratación de flocs y de preparación para despacho para disposición final



A continuación, se muestra la eficiencia de cada una de las etapas del proceso del tratamiento de aguas de campo Cabiona, en donde se puede apreciar que el proceso de mayor eficiencia es el de clarificación y coagulación; la cual es llevada a cabo en los Catch tank, con un 99% de remoción en contenido de Grasas y Aceites (O/W) y un 98% de contenido de Sólidos Suspendidos Totales (TSS). Estos cálculos se realizan de la siguiente manera:

$$\% \text{ eficiencia} = \left\{ \frac{[TSS_{etapa 1} - TSS_{etapa 2}]}{[TSS_{etapa 1}]} \right\} * 100\% \quad (2)$$

Para poder determinar la eficiencia de cada una de las etapas del proceso se aplica la ecuación 2, para determinar la eficiencia durante el proceso de coagulación y floculación en los catch tank se toma el valor promedio de la concentración de sólidos suspendidos a la entrada y se resta con la concentración de sólidos a la salida del Catch tank 3 y este resultado se divide entre la concentración de sólidos suspendidos a la entrada y se multiplica por 100 para obtener un dato en términos de porcentaje (%).

$$\%eficiencia = \left\{ \frac{[2950ppm - 47ppm]}{[2950ppm]} \right\} * 100\% = 98,41\%$$

Para determinar la eficiencia de despojo de grasas y aceites en cada una de las etapas, se recurre a la ecuación 2, en donde se cambian los valores de concentración de sólidos suspendidos por la concentración de grasas y aceites (O/W) a la entrada y salida de cada una de las etapas.

Tabla 4. Eficiencia de las etapas del proceso

Etapa	Fecha	O/W (ppm)	TSS (ppm)	Retención o/w (ppm)	Retención TSS (ppm)	Eficiencia O/W (%)	Eficiencia Tss (%)
0	SALIDA GB3	2753	4331				
	SALIDA GB4	2447	4199				
1	SALIDA SK3	1451	2913	1302	1418	47.29	32.74
	SALIDA SK4	1249	2987	1198	1212	48.96	28.86
2	SALIDA CATCH TANK 3	3	47	1347	2903	99.78	98.41
3	SALIDA AUSTRALIANO	1	28	2	19	66.67	40.43
4	SALIDA PISCINA	0	19	1	9	100	32.14

3.3 VOLUMEN DE FLOCS GENERADO

La generación de flocs es un proceso continuo en el tratamiento de aguas de proceso. Este es un subproducto de la industria de hidrocarburos que requiere atención pues necesita realizar una disposición adecuada para que no se genere impactos al medio



ambiente. Algunas empresas están encargadas para realizar la disposición apropiada, las cuales quedan lejos de los campos petroleros de donde se generan este tipo de subproductos, por lo que se requiere transportarlos hacia la planta de tratamiento. El costo asociado al transporte de flocs puede ser igual o inclusive mayor que el costo de tratamiento de los mismos (entre 3 y 5 veces), y estos gastos deben ser tenidos en cuenta en el OPEX. Durante el año 2013 la generación de estos residuos se muestra en la siguiente tabla de datos:

Tabla 5. Consolidado de viajes y barriles de flocs generados para tratamiento externo.

MES	TOTAL VIAJES	TOTAL BARRILES
<i>ENERO</i>	<i>14</i>	<i>2 380</i>
<i>FEBRERO</i>	<i>22</i>	<i>3 770</i>
<i>MARZO</i>	<i>15</i>	<i>2 550</i>
<i>ABRIL</i>	<i>17</i>	<i>2 870</i>
<i>MAYO</i>	<i>16</i>	<i>2 720</i>
<i>JUNIO</i>	<i>18</i>	<i>3 120</i>
<i>JULIO</i>	<i>13</i>	<i>2 883</i>
<i>AGOSTO</i>	<i>14</i>	<i>2 390</i>
<i>SEPTIEMBRE</i>	<i>16</i>	<i>2 742</i>
<i>OCTUBRE</i>	<i>19</i>	<i>3 231</i>
<i>NOVIEMBRE</i>	<i>11</i>	<i>1 880</i>
<i>DICIEMBRE</i>	<i>14</i>	<i>2 400</i>
<i>TOTAL</i>	<i>189</i>	<i>32 936</i>
<i>PROMEDIO</i>	<i>15.75</i>	<i>2 744.67</i>

Como se puede apreciar en la tabla de datos anterior la cantidad de flocs producidos durante ese año se observa una producción mensual de cerca de 2750 bbls mensuales, cerca de 16 tracto camiones despachados hacia la planta de tratamiento de flocs.

4. PRUEBAS DE BOTELLA DE ROMPEDORES INVERSOS

Las pruebas de botella es una herramienta básica empleada en la mayor parte de los trabajos de selección y desarrollo de los demulsificantes realizados en campo. Esta prueba se basa en la comparación de las mezclas de demulsificantes e intermedios con un estándar conocido. La prueba de botella se realiza colocando la muestra fresca en una botella que tiene una escala graduada y se agrega una cantidad medida de producto químico demulsificante. La botella se tapa y se agita durante un tiempo específico para mezclar su contenido. Después de un tiempo se da un tiempo de reposo y se observa la separación de las fases de agua y crudo. Una vez terminado el tiempo de reposo, se procede a evaluar la calidad de agua, estado de la interfase agua – crudo. Las variables y las condiciones de la prueba de botella pueden controlarse y estandarizarse de forma tal que que los resultados sean reproducibles como sea posible.

El análisis de las aguas de producción se da por el incremento en el arrastre de grasas y aceites (O/W) y sólidos totales suspendidos (TSS). Una vez retirado de servicio el intercambiador que proporciona el aumento de temperatura del fluido antes del ingreso al GB-3 y el GB-4, el fluido pierde en promedio 40 grados Fahrenheit, lo cual ocasiona el incremento en las ppm de los arrastres de O/W y TSS a la salida de los GB y de los skimming tank.

Tabla 6. Reporte de contenido de Sólidos suspendidos y de Grasas y aceites en promedio

PUNTO	Contenido de grasas y aceites O/W (ppm)	Sólidos suspendidos totales TSS (ppm)	Temperatura (° F)
SALIDA PROMEDIO GB03 Y GB04	2600	4265	138
SALIDA PROMEDIO SKIMMING 3 Y 4	1350	2950	130
AUSTRALIANO	3	47	115,0
PISCINAS	1	28	98,0
ASPERSION	0,0	19	92,0

4.1 SELECCIÓN DE ROMPEDOR INVERSO

Según el proceso descrito, se requieren productos que rompa la emulsión inversa y disminuya el arrastre de sólidos, grasas y aceites en el agua, por lo tanto, se tomó agua de producción a la entrada de los GB y se realizó prueba de botellas con los siguientes rompedores inversos:

- IPTC 308-AE
- IPTC 308-AN
- IPTC 308-B
- IPTC 308-D
- IPTC 308-E
- IPTC 308-F
- IPTC 308-G
- IPTC 308-H
- IPTC 308-I
- IPTC 308-J
- IPTC 308-K
- IPTC 308-L
- IPTC 304-H
- IPTC 304-O
- IPTC 253-A
- IPTC 253-D
- IPTC 253-E
- IPTC 253-F
- IPTC 253-G
- IPTC 253-H
- IPTC 253-I
- L-1696
- IPTC-64
- L-1541
- L-1697

Figura 8. Montaje de las pruebas de botellas realizadas con los 25 rompedores inversos



El procedimiento utilizado para la realización de la prueba de botellas fue el siguiente:

- ✓ Se toma la muestra de agua-crudo en la entrada de los GB.
- ✓ Se sirven las botellas (200 mL aprox.)
- ✓ Se agitan las botellas para homogenizar la muestra en cada botella
- ✓ Se dosifica el rompedor inverso a 1, 2 y 3ppm.
- ✓ Se agitan las botellas nuevamente por un minuto
- ✓ Se suspende la agitación y se da un reposo de 5 minutos
- ✓ Se toma la muestra de agua para el análisis alrededor de la mitad del nivel contenido en la botella.
- ✓ Lectura de TSS y O/W

4.1.1 Evaluación cualitativa de rompedores inversos En la primera fase de la prueba se realiza una evaluación cualitativa donde se evaluó tres parámetros; Calidad del agua (1 a 10 donde un 1 cuando no se presentan cambios en el agua y 10 cuando el agua es cristalina), corte de interface (excelente (E), bueno (B), regular (R), y malo (M)) y Paredes de las botellas (Bueno o limpias (B), regular (R) y sucias (S)). Esta prueba se lleva a cabo con 1,2 y 3 ppm de concentración.

Tabla 7. Evaluación de cualitativa de los rompedores inversos utilizados en campo

PRODUCTO		calidad del agua			corte interface			Paredes		
		1ppm	2ppm	3ppm	1ppm	2ppm	3ppm	1ppm	2ppm	3ppm
IPTC 308	AE	4	5	6	B	B	B	S	R	B
	AN	3	4	5	B	B	B	R	B	B
	B	2	4	5	B	B	B	B	B	B
	D	2	2	3	B	R	R	B	R	R
	E	3	3	4	R	B	R	S	B	B
	F	4	4	4	R	B	B	B	B	B
	G	2	2	4	M	M	R	S	S	S
	H	3	5	6	B	B+	B+	B	B	B+
	I	2	2	4	R	R	R	S	S	S
	J	2	4	4	R	B	B-	S	S	R
	K	4	5	5	B	B	B-	B+	B	B
L	3	3	4	B	B	B	B+	B	B	
IPTC 304	H	3	3	5	R	R	B	S	S	B
	O	2	3	4	R	B	R	S	B	R
IPTC 253	A	3	4	4	B	B+	B+	B	B	B
	D	3	3	4	R	R	B	S	S	S
	E	3	3	4	R	R	B-	B	B	R
	F	3	3	4	B	B	B	R	R	R
	G	4	4	5	B	B	B+	B	B	B
	H	3	3	3	R-	R	B	R	R	B
L-1696		5	6	6	E	E	E	B+	B+	B+



IPTC-64		4	4	4	B	B	B	B	B	B
L-1541		4	4	5	B	B	B	S	B	B
L-1697		3	5	5	R	R	B	S	S	R

De esta prueba se escogen 17 rompedores que pasan a una segunda prueba cualitativa, donde se evalúan los mismos parámetros

Tabla 8. Evaluación cualitativa de los 17 rompedores inversos.

PRODUCTO	CALIDAD DE AGUA				CORTE DE INTERFASE				PAREDES				OBSERVACIONES		
	0.5pp m	1pp m	2pp m	3pp m	0.5pp m	1pp m	2pp m	3pp m	0.5pp m	1pp m	2pp m	3pp m			
IPTC-308	A	3	4	5	5	B	B	B	B	B	B	B	B		
	A	3	4	4	4	B+	B	B+	B+	B	B	B+	B+		
	B	3	5	6	6	B	B	B	B	B	R	R	B	CLARIFICA	
	E	3	4	4	4	B	B	B	B	B	R	R	R		
	F	4	5	5	5	B+	B+	B+	B+	B+	B+	B+	B+		
	H	3	4	4	4	R	R	R	R	R	R	R	R		
	J	3	4	4	5	B+	B+	B+	B	B	B	B	B	SS	
	K	4	4	5	5	B	B	B+	B+	B+	B	B	B	B	CLARIFICA
	L	4	4	5	5	B	B+	B+	B	B+	B+	B+	B		
IPTC 304H	4	5	5	6	R	B	B	R	R	R	B	B	B	CLARIFICA	
IPTC 253	A	3	4	4	4	R	R	B	R	B	R	R	R		
	G	4	4	5	5	B	B	B	B	B	B	B	B+		
	I	4	4	5	5	B	R	B	B	B	B	B	R		
L- 1696	3	5	5	6	R	B	B	B	R	R	B	B			
L-IPTC 64	4	4	5	5	B	R	B	B+	R	B	B+	B			
L- 1541	4	4	5	6	B	B	B	B	B	B	B	B	B	CLARIFICA	
L – 1697	3	4	5	6	B	B+	B	B	B	B	B	B	B	CLARIFICA	

4.1.2 Evaluación cuantitativa de rompedores inversos Evaluados los 17 productos cualitativamente se procede a seleccionar los mejores para pasar a una prueba cuantitativa y de esta forma evaluar el desempeño de cada uno de los seleccionados:

- IPTC 308-AN
- IPTC 308-F
- IPTC 308-L
- IPTC 304-H
- IPTC 253-I
- L-1696
- IPTC-64
- L-1541

Figura 9. Selección de los ocho rompedores inversos



Los parámetros a cuantificar a diferentes concentraciones para estos rompedores son TSS y O/W.



Tabla 9. Valores de grasa y aceites y de solidos suspendidos obtenidos

Producto	IPTC 308L		L-1696		IPTC 304H		IPTC 253I		IPTC 308F		IPTC 308 AN		L-1541		IPTC 64	
	TSS	O/W	TSS	O/W	TSS	O/W	TSS	O/W	TSS	O/W	TSS	O/W	TSS	O/W	TSS	O/W
0,0	7750	2040	8400	1700	7500	1200	6700	1260	9000	1950	5550	1360	6050	1680	6650	1800
0.5	8200	1280	4350	780	6300	1280	2700	980	8950	1920	5150	1640	4500	1460	4000	1360
1,0	7850	1440	4250	920	6800	1600	1500	880	8300	2760	5500	1800	2550	1740	2600	1260
1.5	8200	1740	3400	920	5950	1480	900	860	9200	2400	5550	1560	1450	1400	1850	980
2,0	8150	1580	2800	840	2050	1020	750	940	8350	2190	5500	1400	1400	1200	1600	1160
2.5	7650	1800	2650	900	1600	1200	800	800	8000	1800	5350	1720	1650	1480	1100	900
3,0	7650	1680	2450	680	950	1220	1850	840	8750	1680	5550	1720	2100	1600	1100	1040

Continuado y con estos resultados se realiza un análisis de % de remoción

Tabla 10. Porcentaje de Remoción de solidos suspendidos y grasas y aceites comparado con el blanco.

Producto	IPTC 308L		L-1696		IPTC 304H		IPTC 253-I		IPTC 308F		IPTC 308 AN		L-1541		IPTC 64	
	Tss	o/w	Tss	o/w	Tss	o/w	Tss	o/w	Tss	o/w	tss	o/w	tss	o/w	tss	o/w
0																
0.5	-5.81	37.25	48.21	54.12	16.00	-6.67	59.70	22.22	0.56	1.54	7.21	-20.59	25.62	13.10	39.85	24.44
1	-1.29	29.41	49.40	45.88	9.33	-33.33	77.61	30.16	7.78	-41.54	0.90	-32.35	57.85	-3.57	60.90	30.00
1.5	-5.81	14.71	59.52	45.88	20.67	-23.33	86.57	31.75	-2.22	-23.08	0.00	-14.71	76.03	16.67	72.18	45.56
2	-5.16	22.55	66.67	50.59	72.67	15.00	88.81	25.40	7.22	-12.31	0.90	-2.94	76.86	28.57	75.94	35.56
2.5	1.29	11.76	68.45	47.06	78.67	0.00	88.06	36.51	11.11	7.69	3.60	-26.47	72.73	11.90	83.46	50.00
3	1.29	17.65	70.83	60.00	87.33	-1.67	72.39	33.33	2.78	13.85	0.00	-26.47	65.29	4.76	83.46	42.22

En la tabla 10 se observa que los rompedores inversos que alcanzan mayor porcentaje de remoción y que cumplen con los requerimientos del campo son el L-

1696 y el IPTC-64, aunque otros presentan un buen porcentaje de remoción de sólidos no ocurre lo mismo con la remoción de grasas y aceites, de acuerdo con los resultados obtenidos en la prueba cuantitativa las concentraciones recomendadas son:

- ✓ IPTC-64: 2,5 ppm
- ✓ L-1696: 3 ppm

5. PRUEBAS DE CAMPO Y MODIFICACIONES DEL SISTEMA

La prueba de campo empieza el día 14 de enero de 2014 con la instalación de un punto de dosificación de rompedor inverso IPTC -64, a la entrada al skimming 04 con una dosificación de 0,2 galones por día Con el fin de disminuir la cantidad de grasas y aceites que el agua de proceso alcanza a arrastrar hacia el sistema de tratamiento de aguas.

Figura 10. Instalación punto de rompedor inverso a la entrada de los skimming tank 3 y 4



Para poder realizar evaluar la efectividad del producto inyectado con respecto a los parámetros anteriormente mencionados, se realiza análisis fisicoquímicos de la cantidad de grasa y aceites y de sólidos suspendidos de aguas a la salida de los Gb 03 y 04 y de los Skimming tank (SK).03 y 04. Después de habilitar este punto de inyección se da un tiempo de estabilización de dos días. Finalizado este tiempo de estabilización del sistema, se procede a cambiar el producto en la locación CBN_7A el día 16 de enero y se realiza incremento el día 18. Así mismo se decidió instalar un punto de dosificación de rompedor inverso a la entrada de los GB 03 y 04 trasladando el que se tenía en el manifold de la

locación CBN 7E (22 de enero); empezando a realizarse incrementos en este último punto.



Figura 11. Instalación punto de rompedor inverso entrada de los GB 3y 4.



En la siguiente tabla de datos se registran las dosis empleadas de acuerdo a las modificaciones anteriormente mencionadas.

Tabla 11. Cuadro resumen de dosis de rompedor inverso pruebas de campo

FECHA	PRODUCTO	DOSIS DE PUNTO DE INYECCIÓN DEL CAMPO (gal/día)				DOSIS TOTAL (gal/día)	CONCENTRACIÓN (PPM)
		CBN 7A, B	CBN 7D	CBN 7E, KH	CBN 8		
14 - ene	R.I. L-1541	0.3		0.1		0.4	1.02
	R.I. IPTC-64	0.0			0.2	0.2	0.51
16 - ene	R.I. L-1541	0.0	0.0	0.1		0.1	0.26
	R.I. IPTC-64	0.3	0.0	0.0	0.2	0.5	1.28
18 - ene	R.I. L-1541	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.26
	R.I. IPTC-64	0.5	0.2	0.0	0.2	0.9	2.30
22 - ene	R.I. L-1541	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
	R.I. IPTC-64	0.5	0.2	0.0	0.3	1.0	2.56

5.1 SEGUIMIENTO PARÁMETROS FISICOQUÍMICOS

A partir del arranque de la prueba se realiza un seguimiento al agua de proceso, realizando mediciones de sólidos suspendidos totales y contenido de grasas y aceites, los cuales se pueden apreciar en las figuras 12 y 13.

Figura 12. Gráfica de seguimiento de TSS durante la prueba de campo

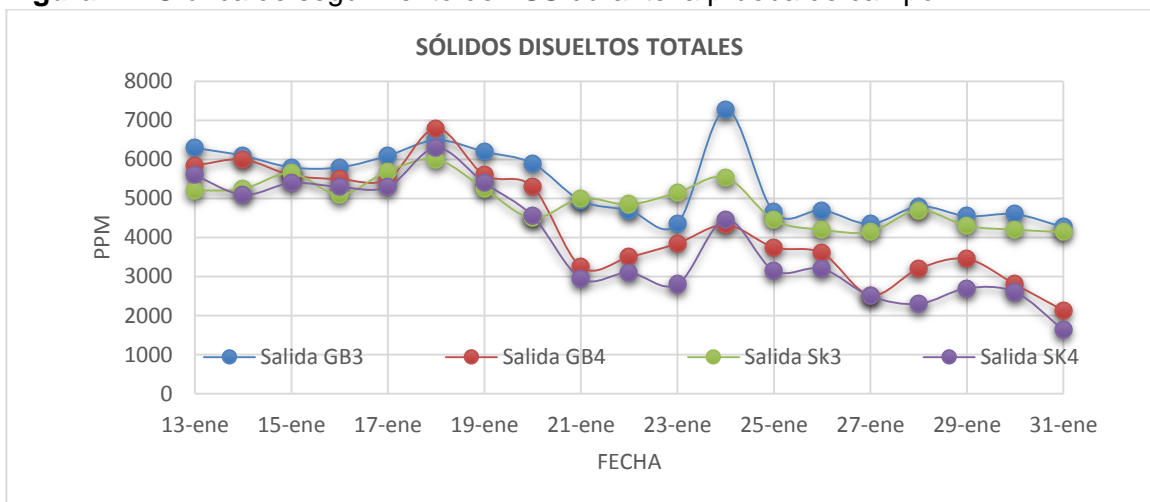


Figura 13. Gráfica de seguimiento de O/W durante la prueba

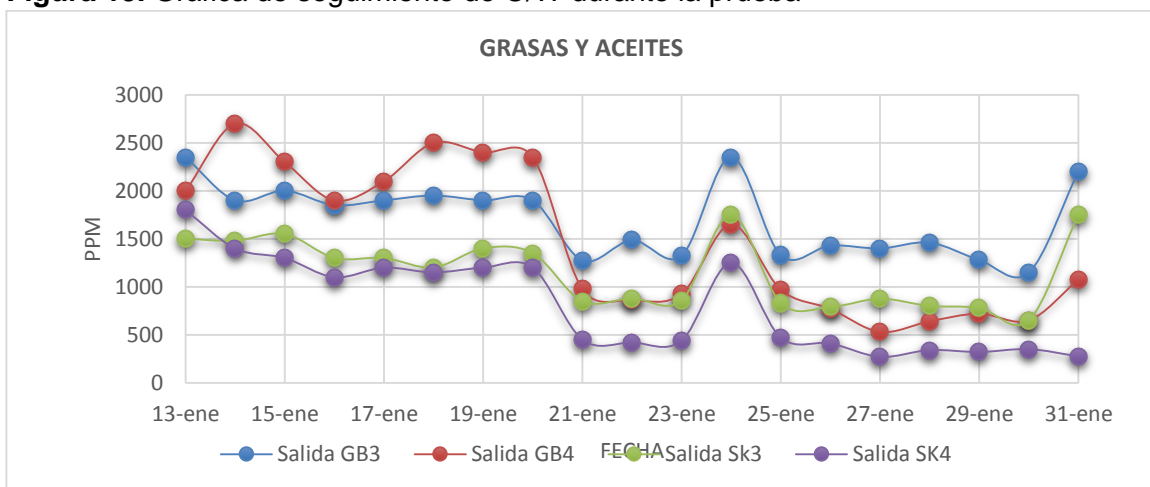


Tabla12. Concentración de Sólidos disueltos totales salidas GB y Sk

Muestra	TSS (ppm)								
Fecha	13-ene	14-ene	16-ene	18-ene	19-ene	22-ene	24-ene	27-ene	31-ene
Salida GB3	6300	6100	5800	6500	6200	4700	7275	4350	4270
Salida GB4	5850	6000	5500	6800	5600	3500	4325	2520	2130
Salida Sk3	5200	5250	5100	6000	5250	4850	5540	4150	4140
Salida SK4	5600	5100	5300	6300	5400	3100	4460	2500	1630

Tabla13. Concentración de Grasas y Aceites salidas GB y Skimming tank

Muestra	O/W (ppm)								
Fecha	13-ene	14-ene	16-ene	18-ene	19-ene	22-ene	24-ene	27-ene	31-ene
Salida GB3	2350	1900	1850	1950	1900	1485	2350	1400	2200
Salida GB4	2000	2700	1900	2500	2400	865	1650	530	1075
Salida Sk3	1500	1480	1300	1200	1400	880	1750	875	1750
Salida SK4	1800	1400	1100	1150	1200	420	1250	270	275

Con respecto a las tablas de datos 12 y 13 y a las figuras 14 y 15, se puede decir que se encuentra una reducción en la cantidad de grasas y aceites que pasan por el SK4, pues una vez habilitado el punto de inyección de rompedor inverso (14 de enero). También se aprecia una disminución en el arrastre de grasas y aceites a medida que se van realizando los cambios de producto y de dosificación a lo largo de la prueba y por ende una disminución en la cantidad de sólidos suspendidos.

Para poder evaluar la eficiencia de los cambios realizados, se procede a determinar el porcentaje de remoción de sólidos (Tabla 14) y de Grasas y aceites (Tabla 15), en los skimming tank 3 y 4, donde se aprecia que los en los datos obtenidos en la remoción de

sólidos suspendidos es baja, pues alcanza a retener a lo largo de la prueba en un 10%, mientras que la retención de grasas y aceites alcanza a un 35%.

Tabla 14. Remoción de Sólidos disueltos totales en los Skimming tank 3 y 4

Muestra	Sólidos disueltos totales (TSS)								
Fecha	13-ene	14-ene	16-ene	18-ene	19-ene	22-ene	24-ene	27-ene	31-ene
Recuperación sk3	1100	850	700	500	950	-150	1735	200	130
recuperación sk4	250	900	200	500	200	400	-135	20	500
% Eficiencia sk3	17.46	13.93	12.07	7.69	15,32	-3,19	23,85	4,60	3,04
% Eficiencia sk4	4.27	15.00	3.64	7.35	3,57	11,43	-3,12	0,79	23,47

Tabla 15. Porcentaje de remoción de grasas y aceites en los Skimming tank 3 y 4

Muestra	Grasas y aceites (O/W)								
Fecha	13-ene	14-ene	16-ene	18-ene	19-ene	22-ene	24-ene	27-ene	31-ene
Recuperación sk3	850	420	550	750	500	605	600	525	450
recuperación sk4	200	1300	800	1350	1200	445	400	260	800
% Eficiencia sk3	36.17	22.11	29.73	38.46	26,32	40,74	25,53	37,50	20,45
% Eficiencia sk4	10.00	48.15	42.11	54.00	50,00	51,45	24,24	49,06	74,42

Con la prueba de campo se puede concluir que la retención de sólidos disueltos y grasas en los Gun barrel y en los skimming tank aumenta debido a los cambios de dosis y productos químicos inyectados y estos cambios se pueden apreciar en la tabla de datos 16, las cuales fueron halladas de acuerdo a la ecuación 2.

Tabla16. Remoción de TSS y O/W entre el 13 y 27 de enero

	TSS		O/W	
	Remoción	%	Remoción	%
Salida GB3	1950	30,95	950	40,43
Salida GB4	3330	56,92	1470	73,50
Salida Sk3	1050	20,19	625	41,67
Salida SK4	3100	55,36	1530	85,00



5.2 DISMINUCIÓN DE VOLUMEN DE FLOCS

A lo largo del año 2014 la reducción en el volumen de floccs generados disminuye desde el mes de febrero como se puede apreciar en la siguiente tabla de datos, en donde se puede apreciar que la cantidad de barriles producidos baja aproximadamente a 1820, lo que representaría 11 viajes aproximadamente. En esta tabla también se aprecia que en el mes de abril se observa que la cantidad de viajes aumenta, esto se debe a que durante este mes se realiza limpieza de equipos, tales como gun barrel, tanques de almacenamiento de crudo y piscinas de enfriamiento.

Tabla 17. Consolidado de viajes y barriles de floccs generados para tratamiento externo.

<i>MES</i>	<i>TOTAL VIAJES</i>	<i>TOTAL BARRILES</i>
<i>ENERO</i>	14	2410
<i>FEBRERO</i>	12	2040
<i>MARZO</i>	9	1530
<i>ABRIL</i>	15	2550
<i>MAYO</i>	9	1550
<i>JUNIO</i>	8	1360
<i>JULIO</i>	10	1700
<i>AGOSTO</i>	10	1700
<i>SEPTIEMBRE</i>	10	1700
<i>OCTUBRE</i>	11	1880
<i>NOVIEMBRE</i>	9	1530
<i>DICIEMBRE</i>	11	1870
<i>TOTAL</i>	128	21810
<i>PROMEDIO</i>	10.63	1817.50

Por lo tanto, la disminución en la producción de floccs durante el año 2014 es de 33.78% (21 810 bbls), comparando el volumen producido durante el año 2013 (32 936bbls).

5.3 ANÁLISIS ECONÓMICO

Teniendo en cuenta que se logró una reducción en el volumen de flocs generados para tratamiento en planta externa, se procede a determinar cuánto fue el ahorro que se obtuvo durante el año 2014, para lo cual se tiene las siguientes tablas de datos:

Tabla 18. Valor tratamiento de flocs durante año 2013

MES	TOTAL BARRILES	VALOR TOTAL TRATAMIENTO	VALOR TOTAL TRANSPORTE	TOTAL GASTOS	TMR	TOTAL GASTOS
ENERO	2380	\$ 46,410,000.00	\$ 39,567,500.00	\$ 85,977,500.00	\$ 1,770.01	\$ 48,574.58
FEBRERO	3770	\$ 73,515,000.00	\$ 62,676,250.00	\$ 136,191,250.00	\$ 1,791.48	\$ 76,021.64
MARZO	2550	\$ 49,725,000.00	\$ 42,393,750.00	\$ 92,118,750.00	\$ 1,809.89	\$ 50,897.43
ABRIL	2870	\$ 55,965,000.00	\$ 47,713,750.00	\$ 103,678,750.00	\$ 1,829.96	\$ 56,656.29
MAYO	2720	\$ 53,040,000.00	\$ 45,220,000.00	\$ 98,260,000.00	\$ 1,850.12	\$ 53,110.07
JUNIO	3120	\$ 60,840,000.00	\$ 51,870,000.00	\$ 112,710,000.00	\$ 1,909.50	\$ 59,025.92
JULIO	2883	\$ 56,218,500.00	\$ 47,929,875.00	\$ 104,148,375.00	\$ 1,900.59	\$ 54,797.92
AGOSTO	2390	\$ 46,605,000.00	\$ 39,733,750.00	\$ 86,338,750.00	\$ 1,903.66	\$ 45,354.08
SEPTIEMBRE	2742	\$ 53,469,000.00	\$ 45,585,750.00	\$ 99,054,750.00	\$ 1,919.40	\$ 51,607.14
OCTUBRE	3231	\$ 63,004,500.00	\$ 53,715,375.00	\$ 116,719,875.00	\$ 1,885.91	\$ 61,890.48
NOVIEMBRE	1880	\$ 36,660,000.00	\$ 31,255,000.00	\$ 67,915,000.00	\$ 1,922.14	\$ 35,333.01
DICIEMBRE	2400	\$ 46,800,000.00	\$ 39,900,000.00	\$ 86,700,000.00	\$ 1,934.08	\$ 44,827.51
TOTAL	32936	\$642,252,000.00	\$ 547,561,000.00	\$ 1,189,813,000.00		\$ 638,096.09
PROMEDIO	2744.67	\$ 53,521,000.00	\$ 45,630,083.33	\$ 99,151,083.33		\$ 53,174.67

Tabla 19. Valor tratamiento de flocs durante año 2014

MES	TOTAL BARRILES	VALOR TOTAL TRATAMIENTO	VALOR TOTAL TRANSPORTE	TOTAL GASTOS	TMR	TOTAL GASTOS
ENERO	2410	\$ 46,995,000.00	\$ 40,066,250.00	\$ 87,061,250.00	\$ 1,960.41	\$ 44,409.72
FEBRERO	2040	\$ 39,780,000.00	\$ 33,915,000.00	\$ 73,695,000.00	\$ 2,040.51	\$ 36,115.97
MARZO	1530	\$ 29,835,000.00	\$ 25,436,250.00	\$ 55,271,250.00	\$ 2,022.19	\$ 27,332.37
ABRIL	2550	\$ 49,725,000.00	\$ 42,393,750.00	\$ 92,118,750.00	\$ 1,939.27	\$ 47,501.77
MAYO	1550	\$ 30,225,000.00	\$ 25,768,750.00	\$ 55,993,750.00	\$ 1,915.46	\$ 29,232.53
JUNIO	1360	\$ 26,520,000.00	\$ 22,610,000.00	\$ 49,130,000.00	\$ 1,888.10	\$ 26,020.87
JULIO	1700	\$ 33,150,000.00	\$ 28,262,500.00	\$ 61,412,500.00	\$ 1,858.40	\$ 33,045.90
AGOSTO	1700	\$ 33,150,000.00	\$ 28,262,500.00	\$ 61,412,500.00	\$ 1,899.07	\$ 32,338.20
SEPTIEMBRE	1700	\$ 12,920,000.00	\$ 46,580,000.00	\$ 59,500,000.00	\$ 1,971.34	\$ 30,182.52
OCTUBRE	1880	\$ 14,288,000.00	\$ 51,512,000.00	\$ 65,800,000.00	\$ 2,047.03	\$ 32,144.13
NOVIEMBRE	1530	\$ 11,628,000.00	\$ 41,922,000.00	\$ 53,550,000.00	\$ 2,127.25	\$ 25,173.35
DICIEMBRE	1870	\$ 14,212,000.00	\$ 51,238,000.00	\$ 65,450,000.00	\$ 2,344.23	\$ 27,919.62
TOTAL	21810	\$ 342,428,000.00	\$ 437,967,000.00	\$ 780,395,000.00		\$ 391,416.93
PROMEDIO	1817.5	\$ 28,535,666.67	\$ 36,497,250.00	\$ 65,032,916.67		\$ 32,618.08

Comparando los valores de tratamiento de flocs en plantas externas obtenidos en las tablas de datos 18 y 19 se observa un ahorro de USD \$246.679, lo que representa un ahorro del 38,66%. También en la tabla 18 se observa que las tarifas de transporte de flocs y tratamiento de los mismos cambian para el mes de septiembre, esto se debe a que se cambió de empresa de tratamiento, ya que los gastos por barril pasan de COP\$36.125 a COP\$ 35.000 representando un ahorro de 3,11%.

La inversión que se requirió en cuanto a cambio de producto químico y dosis se aprecia en la tabla 20. En esta tabla se puede apreciar que se hizo una inversión de USD\$ 161,60 mensuales para poder cambiar de rompedor inverso de L-1541 al IPTC-64.



Tabla 20. Cuadro de costos rompedor inverso

PRODUCTO	DOSIS	PRECIO USD/GAL	PRECIO DIARIO	PRECIO MENSUAL
L-1541	0.4	11.298	4.5192	135.576
L-1639	1.0	9.906	9.906	297.18

6. CONCLUSIONES

Se evaluó del efecto de rompedores inversos en la disminución de residuos peligrosos (Flocs) en el tratamiento de aguas de producción en el campo Cabiona.

Se explica detalladamente el proceso de formación de flocs en el sistema de tratamiento de aguas de proceso por medio de la utilización de productos químicos

Se analizó el sistema de tratamiento de aguas de proceso del campo Cabiona y se evaluó la eficiencia de cada una de las etapas involucradas en cuanto a arrastre de Sólidos suspendidos y contenido de Grasas y aceites, en donde la mayor eficiencia del proceso se alcanza en el tren de Catch tanks con una remoción cercana al 98%.

Se realizaron pruebas de botellas con diferentes rompedores inversos y seleccionó el mejor, de acuerdo con evaluaciones cualitativas y cuantitativas de rompimiento de emulsión inversa encontrando que el producto IPTC-64 se ajusta a las condiciones del campo con una concentración de 2.5ppm.

Se evaluó la reducción del volumen de flocs generados según las pruebas de campo realizadas con el rompedor inverso IPTC 64 logrando una disminución del 33.78%, generando un ahorro en el OPEX de USD\$246 679.

BIBLIOGRAFÍA

ATTA, Ayman M, et al. Dipoles Poly(ionic liquids) Based on 2-acrylamido-2-methylpropane sulfonic acid-co-Hydroxyethyl Methacrylate for demulsification of crude oil water emulsions. *Journal of Molecular liquids*, In press, Accepted manuscript. July 2016. Disponible en: http://ac.els-cdn.com.ezproxy.unal.edu.co/S0167732216307334/1-s2.0-S0167732216307334-main.pdf?_tid=340bd052-5614-11e6-9570-00000aab0f02&acdnat=1469855725_4fd8591e4dbac27e8d4ee91142342aee

CARNEIRO, Giovanna et al. Characterization and selection of demulsifiers for water in crude oil emulsions using low field H NMR and ESI - FT- ICR MS. *En Fuel*, volume 140, January 2015, 762 – 769p.

CHANG, Raymond. Química. Séptima edición. Mc Graw Hill México D.F.:2002, 1000p.

DE VARGAS, Lidia. Tratamiento de aguas para consume humano. Plantas de filtración rápida. Manual I: Teoría Tomo I. [En línea]. [Lima, Perú]. Centro Panamericano de ingeniería sanitaria Y ciencias de medio ambiente, 2004. Disponible en: <http://bibliotecavirtual.minam.gob.pe/biam/bitstream/id/5657/BIV00012.pdf>

GREGORY, J. Particles in water properties and processes. Boca Ratón, Florida: CRC press Taylor & Francis Group. 2006.

HENDRICKS, David. Water treatment unit processes: Physical and chemical. USA: CRC press Taylor & Francis Group. 2006. 277 – 516p

JIAO, R, et al. Influence of mechanisms and floc formation on filterability. En *Journal of Environmental Science*. Article in press 2017. Disponible en <http://dx.doi.org/10.1016/j.jes.2017.01.006>

KANG, W, et al. Flocculation, colascence and migration of dispersed phase droplets and oil-water separation in heavy oil emulsion. En *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Volume 81, 2012, pages 177-181.

KEMMER, Frank; McCALLION, John. Manual del agua. Su naturaleza, tratamiento y aplicaciones. Nalco chemical Company Tomo I. México D.F: McGraw Hill. 1989.

KISSA, Erik. Dispersions.Characterization, Testing and Measurement. New York. CRC press Taylor & Francis Group. 1999. 708p

LEE, C; ROBBINSON, J; CHONG, M. A review on application of flocculants in wastewater treatment. En Process Safety and Environmental Protection, Volume 92, Issue 6, November 2014, 489-508p.

LIU, T, et al. Application of polyacrylamide flocculation with and without alum coagulation for mitigating ultrafiltration membrane fouling: Role of floc structure and bacterial activity. En Chemical Engineering Journal. Volume 307. 2017. 41-48 p.

MARTINEZ -PALOU, Rafael et al. Study of the formation and breaking of extra-heavy-crude-oil-in-water-emulsions-A proposed strategy for transportation extra heavy crude oils. En Chemical Engineering Processing: Process intensification, Volume 98, December 2015, 112- 122p.

MEGA, N, et al. Understanding effects of water characteristics on natural organic matter treatability by PACl and novel PACl-chitosan coagulants. En Journal of Hazardous Materials. Volume 263, 2013. 718-725p.

MINISTERIO DE AGRICULTURA. Decreto 1594 de 1984. Bogotá:1984

ØDEGAARD, H. Chemical floc formation in wastewater treatment an introduction. En Kinetics of wastewater treatment. Proceedings of a Post-Conference Seminar Held at the Technical University of Denmark, Copenhagen, 1979.

RADNAYAKA, D; BRANDT, M; JOHNSON, K. Twort's Water supply. Sixth edition. [En línea] Great Britain.: Elsevier Butterworth - Heinemann 2003. Disponible en: <http://www.sciencedirect.com.ezproxy.unal.edu.co/science/article/pii/B978075066843900019>

SANTOS, Nicolás. “Operación de Tratamientos de Crudo”. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, 2013.

SJÖBLOM, J. Emulsions and emulsions stability. Second edition. Boca Ratón, Florida: CRC press Taylor & Francis Group. 2006. 668p.

STECHEMESSER, H; DOBIÁŠ, B. Coagulation and flocculation. Second edition. Boca Ratón, Florida: CRC press Taylor & Francis Group. 2005. 862p.

WANG, B, et al. Comparison of flocs characteristics using before and after composite coagulants under different coagulation mechanisms. En Biochemical Engineering Journal. Volume 121, 2017. 107-117p

WANG, Y, et al. Characterization of floc size, strength and structure in various aluminum coagulants treatment. En Journal of Colloid and Interface Science. Volume 332 January 2009. 354 – 359p.

WANG, Z, et al. Effect of additional polyaluminum chloride and polyacrylamide on the evolution of floc characteristics during floc breakage and re-growth. En Separation and Purification Technology. Volume 173. 2017. 144 – 150p.

WATANABE, Yoshimasa. Flocculation and me. En Water Research. Volume 114. 2017 88-103p

WEI, N, et al. Coagulation behavior of polyaluminum chloride: Effects of pH and coagulant dosage. En Chinese Journal of Chemical Engineering. Volume 23, 2015. 1041 – 1046p.

WEINER, R and MATTHEWS, R. Environmental Engineering. Fourth Edition. [En línea]. USA: Elsevier Butterworth - Heinemann 2003. Disponible en: <http://www.sciencedirect.com.ezproxy.unal.edu.co/science/article/pii/B9780750672948500099>



YU, W, et al. Breakage and re-growth of flocs formed by alum and PACl. En Powder Technology. Volume 189. 2009. 439-443p.

ZHANG, Z, et al. Hydrolysis of polyaluminum chloride prior to coagulation: Effects on coagulation behavior and implications for improving coagulation performance. En Journal of Environmental Science. In press Accepted manuscript. Available online 29 November 2016. Disponible en <http://www.sciencedirect.com.ezproxy.unal.edu.co/science/article/pii/S1001074216312360>

ZOLFAGHARI, Reza, et al. Demulsification techniques of water-in-oil and oil-in-water emulsions in petroleum industry. En Separation and Purification Technology. Volume 170, October 2016, pages 377 – 407.