

ALTERNATIVAS DE TRATAMIENTO QUÍMICO PARA MEJORAR EL
DESEMPEÑO DE LAS BOMBAS ELECTRO SUMERGIBLES EN UN CAMPO DE
LOS LLANOS ORIENTALES

JOHAN ANDRÉS MORALES CARVAJAL

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA

2022

ALTERNATIVAS DE TRATAMIENTO QUÍMICO PARA MEJORAR EL
DESEMPEÑO DE LAS BOMBAS ELECTRO SUMERGIBLES EN UN CAMPO DE
LOS LLANOS ORIENTALES

JOHAN ANDRÉS MORALES CARVAJAL

Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Producción de
Hidrocarburos

Director

Erik Giovany Montes Páez

Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA

2022

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	12
1. OBJETIVOS	16
1.1. OBJETIVO GENERAL	16
1.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS	16
2. GENERALIDADES DE LAS EMULSIONES	17
2.1. EMULSION	17
2.2. AGENTES EMULSIONANTES	19
2.3. CLASIFICACION DE LAS EMULSIONES	20
2.4. FACTORES DE FORMACIÓN DE EMULSIONES	21
2.5. ESTABILIDAD Y ROMPIMIENTO DE LAS EMULSIONES	21
2.5. MECANISMOS DE ROMPIMIENTO DE EMULSIONES	24
3. ESTADO DEL ARTE SOBRE LOS EFECTOS DE LAS EMULSIONES EN LAS ESP	26
4. LINEA BASE DEL CAMPO DE ESTUDIO	38
4.1. LOCACIÓN CHEMI A	39
4.2. LOCACIÓN CHEMI-B	40
4.3. LOCACIÓN CHEMI	40
4.4. LOCACIÓN CHEMI-S	41
4.5. LOCACIÓN CHEMI-SW	42
4.6. CHEMI- SB	43
4.7. POZO CH-S5	44
4.7.1. Estado mecanico	44

4.7.2. Comportamiento variables de fondo	45
4.7.3. Caracteristicas del fluido.	47
4.7.3.1.S&W	47
4.7.3.2.Gravedad Api.	48
4.7.3.3. Viscosidad Cinematica	50
4.7.3.4. Densidad de la emulsión	51
4.7.3.5. Estabilidad de la emulsion	53
4.7.3.6. Salinidad de la emulsion	54
4.7.3.7. Ph y conductividad de la emulsión	54
4.7.3.8. Analisis sara	55
4.7.3.9. Viscosidad rotacional	56
5. SELECCIÓN DE PRODUCTOS QUIMICOS PARA ELIMINACIÓN DE EMULSIONES.	58
6. IMPLEMENTACION DEL TRATAMIENTO QUIMICO A FONDO DE POZO	71
7. CONCLUSIONES	85
8. RECOMENDACIONES	86
BIBLIOGRAFIA	87
ANEXOS	94

LISTA DE ILUSTRACIONES

	Pág.
Ilustración 1. Emulsión tipo W/O	18
Ilustración 3. Emulsión tipo O/W/O y W/O/W	18
Ilustración 2. Emulsión tipo O/W	18
Ilustración 4. Estabilización de una gota de agua por agentes emulsionantes en el crudo.	19
Ilustración 5. Representación de los mecanismos de desestabilización de una emulsión	25
Ilustración 6. Producción de crudo y agua del campo Chemi	38
Ilustración 7. Producción locación CHEMI A	39
Ilustración 8. Producción locación CHEMI-B	40
Ilustración 9. Producción locación CHEMI	41
Ilustración 10. Producción locación CHEMI-S	42
Ilustración 11. Producción locación CHEMI-SW	43
Ilustración 12. Producción locación CHEMI-SB	44
Ilustración 13. Parámetros de las variables de fondo del pozo CH-S5	45
Ilustración 14. Producción del pozo CH-S5	47
Ilustración 15. %SW del fluido de cabeza CH-S5.	48
Ilustración 16. Determinación de la gravedad API	50
Ilustración 17. Determinación de la viscosidad cinemática del CH-S5.	51
Ilustración 18. Densímetro Antón Paar	52
Ilustración 19. Estabilidad del CH-S5. Proceso de decantación	53
Ilustración 20. Análisis SARA del fluido CH-S5	56
Ilustración 21. Viscosímetro Brookfield D2VT	57
Ilustración 22. Comportamiento de la viscosidad del CH-S5 con respecto a la temperatura	57

Ilustración 23. Espectro IR del CHEMIWAX 714	60
Ilustración 24. Espectro IR del CHEMISHEAR 707	61
Ilustración 25. Espectro IR del CHEMIWAX 990	62
Ilustración 26. Comportamiento del 222+707 en emulsión de CHEMI-S5.	64
Ilustración 27. Comportamiento del 222+714 en emulsión de CHEMI-S5.	65
Ilustración 28. Comportamiento del 222+990 en emulsión de CHEMI-S5.	66
Ilustración 29. Proceso de rompimiento de emulsión con 222+990 60% para CHEMI-S 5.	66
Ilustración 31. Montaje de inyección de química fondo de pozo de CH-S5.	71
Ilustración 32. Fluido después de la aplicación del aditivo químico a fondo de pozo	72
Ilustración 33. Comportamiento de las variables de fondo después de aplicar el producto químico en cabeza de pozo de CH-S5.	72
Ilustración 34. Producción del CH-S5 después de aplicado la química	74
Ilustración 35. Ganancia producida por el CH-S5	80
Ilustración 36. Ganancia producida por el CH-S5 a un solo precio.	81

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Cálculo del caudal de aceite con PIP objetivo de 359 psi.	46
Tabla 2. Cálculo del caudal de aceite con PIP objetivo de 230 psi	46
Tabla 3. Datos de la línea bases de los pozos seleccionados.	58
Tabla 4. Grupos funcionales presentes en el CHEMIWAX 714	60
Tabla 5. Grupos funcionales presentes en el CHEMISHEAR 707	61
Tabla 6. Grupos funcionales presentes en el CHEMIWAX 990	62
Tabla 7. Comparación de la caracterización de la línea base con el fluido tratado químicamente para el CH-S5	67
Tabla 8. Comparación de la caracterización de la línea base con el fluido tratado químicamente para el CH-A6	68
Tabla 9. Comparación de la caracterización de la línea base con el fluido tratado químicamente para el CH-A10	69
Tabla 10. Cálculo del caudal obtenido por la nueva PIP objetivo 245 a 270 psi.	74
Tabla 11. Cálculo del caudal para CH-A6 obtenido por la nueva PIP objetivo 380 a 384 psi.	75
Tabla 12. Cálculo del caudal para CH-A10 obtenido por la nueva PIP objetivo 240 a 250 psi.	75
Tabla 13. Condiciones mínimas y máximas de los diferentes parámetros de la BES del CH-S5.	76
Tabla 14. Condiciones mínimas y máximas de los diferentes parámetros de la BES del CH-A6 y CH-A10	77
Tabla 15. Datos del variador del CH-A6 en diferente frecuencias de trabajo en el periodo de prueba	78

Tabla 16. Datos del variador del CH-A10 en diferente frecuencias de trabajo en el periodo de prueba	79
Tabla 17. Precios de los diferentes dispersantes ofrecidos por Chemioil Colombia	80
Tabla 18. Costo y beneficio de la aplicación de aditivos a fondo de pozo del CH-S5	83
Tabla 19. Precio unitario de la Quimica por barril	84

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. ESTADO MECÁNICO DEL POZO CH-S5	93
ANEXO B. ESTADO MECÁNICO DEL POZO CH-A6	94
ANEXO C. ESTADO MECÁNICO DEL POZO CH-A10	95
ANEXO D. ESPECTROSCOPIA IR PRODUCTOS QUIMICOS	96

RESUMEN

TITULO: ALTERNATIVAS DE TRATAMIENTO QUÍMICO PARA MEJORAR EL DESEMPEÑO DE LAS BOMBAS ELECTRO SUMERGIBLES EN UN CAMPO DE LOS LLANOS ORIENTALES.*

AUTOR: JOHAN ANDRES MORALES CARVAJAL **

PALABRAS CLAVE: emulsión, bomba electro sumergible, eficiencia, productos químicos, dispersantes de orgánicos, viscosidad, %S&W, Surfactantes.

DESCRIPCIÓN:

El bombeo electro sumergible es uno de los principales sistemas de levantamiento artificial usado en la industria petrolera por su amplia aplicabilidad. Generalmente el run Life de estos equipos depende de la estabilidad de sus variables como lo son la PIP, corriente, temperatura y vibración del motor. Con el tiempo los fluidos generan emulsiones debido a incompatibilidades y/o desequilibrios químicos que fortalecen algunos compuestos formando surfactantes, además de la turbulencia que generan las etapas de la bomba y el trayecto por el tubing de producción. Estas fluctuaciones afectan la producción y la integridad del equipo de bombeo.

En el campo de estudio se escogieron 3 pozos de los cuales se determinaron sus características como %SW (%agua libre, % emulsión), gravedad API, viscosidad, densidad, salinidad, conductividad, pH y estabilidad de la emulsión. Se revisaron las variables de operación de las bombas electro sumergibles. Se aplicaron diferentes productos químicos en diferentes concentraciones y proporciones para establecer la química adecuada en cada fluido para la eliminación de la emulsión. Se realizaron los diferentes montajes para los puntos de inyección a fondo de pozo por capilar para verificar la eficiencia del producto químico en el desempeño de la bomba, comprobando la disminución de la presión de fondo, estabilizando temperatura, corriente de motor y un aumento en la producción.

*Monografía de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Msc. Erik Giovany Montes Páez

ABSTRACT

TITLE: CHEMICAL TREATMENT ALTERNATIVES TO IMPROVE THE PERFORMANCE OF ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMPS IN A FIELD IN THE EASTERN PLAINS

AUTHOR: JOHAN ANDRES MORALES CARVAJAL **

KEYWORDS: emulsion, electro submersible pump, efficiency, chemicals, organic dispersants, viscosity, % BS & W.

DESCRIPTION:

Electro-submersible pumping is one of the main artificial lift systems used in the oil industry due to its wide applicability. Generally, the run-life of these equipments depends on the stability of its variables such as the PIP, current, temperature and vibration of the motor. Over time the fluids generate emulsions due to incompatibilities and / or chemical imbalances that strengthen some compounds forming surfactants, in addition to the turbulence generated by the pump stages and the path through the production tubing. These fluctuations affect the production and the integrity of the pumping equipment.

In the field of study, 3 wells were chosen from which their characteristics were determined as% SW (% free water,% emulsion), API gravity, viscosity, density, salinity, conductivity, pH and stability of the emulsion. The operating variables of the electro-submersible pumps were reviewed. Different chemicals were applied in different concentrations and proportions to establish the appropriate chemistry in each fluid for the elimination of the emulsion. The different assemblies were made for the downhole injection points per capillary to verify the efficiency of the chemical product in the performance of the pump, checking the decrease in bottom pressure, stabilizing temperature, motor current and an increase in the production.

*Degree monograph

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Msc. Erik Giovany Montes Páez

INTRODUCCIÓN

En la extracción de petróleo, generalmente es necesario adoptar técnicas que permitan o incluso aumenten el flujo de petróleo desde el yacimiento hasta la superficie. Una de las técnicas más importantes, conocida como método de levantamiento artificial, implica la instalación de equipos que proporcionan energía adicional al fluido.

Los sistemas de bombeo electro sumergible (ESP) son actualmente el segundo método de levantamiento artificial más empleado en todo el mundo, después de los convencionales como el bombeo por varillas.¹ Se espera que el mercado de los sistemas artificiales y en particular los sistemas ESP continúen creciendo de manera múltiple hasta 2035.²

Este sistema se destaca por su eficiencia y amplia aplicabilidad, es uno de los métodos más utilizados debido a su capacidad para operar en varias condiciones con caudales bifásicos o trifásicos, el ESP puede operar con mezclas fluidas y, entre ellas, las líquido-líquido (aceite-agua), estas mezclas se componen de dos fases inmiscibles con patrones de flujo dispuestos en varias configuraciones geométricas. Cuando los líquidos están bien mezclados y finamente dispersos, se les conoce como emulsiones y tienen una viscosidad mayor que el aceite puro, cuando el ESP

¹ Pineda, H. et al., 2016. Phase distribution analysis in an Electrical Submersible Pump (ESP) inlet handling water-air two-phase flow using Computational Fluid Dynamics (CFD). *J. Pet. Sci. Eng.* 139, 49–61. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.12.013>.

² Gupta, S., Saputelli, L., Nikolaou, M., 2016. Applying big data analytics to detect, diagnose, and prevent impending failures in electric submersible pumps. In: *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, vol. 2016. January

opera con flujo de emulsión, su desempeño se degrada y ocurren inestabilidades operativas.^{3,4}

Cuando la ESP opera con un fluido de API menor a 20°, comúnmente en el campo estudio la frecuencia de trabajo es llevada a 60 Hz (máxima) para poder extraer la mayor producción posible, pero variables como PIP, temperatura y corriente del motor se desestabilizan ocasionando daño en el equipo y su intervención por Workover.

En el proceso de extracción de crudo de los últimos pozos del campo CHEMI se está presentando un alto grado de formación de emulsiones ocasionando una disminución en la producción de este y una baja rentabilidad por los servicios de mantenimiento realizados a corto plazo de las instalaciones de las BES. Este tipo de formaciones se pueden dar por la incompatibilidad de productos químicos usados como inhibidores de corrosión, incrustación, biocidas y/o rompedores de emulsiones a fondo de pozo por sistema anular por bache.

Para poder eliminar estas emulsiones se debe realizar un análisis detallado para proponer una alternativa de tratamiento químico que brinde los mejores resultados con base en las características del crudo del pozo. Este trabajo busca dar una alternativa de tratamiento químico que minimice los efectos de daño provocados por emulsiones, mediante detección y tratamiento oportuno de las mismas, para esto se

³ Zhu, J., Zhu, H., Cao, G. et al. 2019a. A New Mechanistic Model To Predict Boosting Pressure of Electrical Submersible Pumps under High-Viscosity Fluid Flow with Validations by Experimental Data. Paper presented at the SPE Gulf Coast Section Electric Submersible Pumps Symposium, The Woodlands, Texas, USA, 13–17 May. SPE-194384-MS. <https://doi.org/10.2118/194384-MS>.

⁴ Zhu, J., Zhu, H., Zhang, J. et al. 2019b. A Numerical Study on Flow Patterns inside an Electrical Submersible Pump (ESP) and Comparison with Visualization Experiments. J Pet Sci Eng 173: 339–350. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.10.038>.

escogieron 3 pozos representativos (mayor producción de aceite, oscilaciones fuertes de PIP, alto % de emulsión, 0% de agua libre) de las locaciones existentes en campo que presentaban oscilaciones en sus variables operativas como lo son PIP, corriente y temperatura de motor, los cuales se le determinaron características como %SW (%agua libre, %emulsión), gravedad API, densidad, viscosidad cinemática y dinámica, salinidad, conductividad, pH y estabilidad de la emulsión.

Se realizaron pruebas de botella en el laboratorio que consistía en adicionar una muestra representativa del petróleo crudo en varias botellas graduadas de 100 cc, en las que se aplicaron rompedores de emulsiones y dispersantes (de enlaces carbono-oxígeno de naturaleza alifática y con instauraciones como lo son los aromáticos lo cual son solubles con los asfaltenos debido a su afinidad estructural), que se dosificaron en diferentes proporciones y concentraciones buscando la eliminación y/o disminución del % de emulsión presente en el fluido a una temperatura determinada.

Se seleccionaron las mejores proporciones y concentraciones de químicos para cada uno de los pozos teniendo en cuenta el porcentaje de agua decantado, el % de emulsión disminuido, la separación de fases, la calidad de agua, la proporción con mayor % de rompedor directo para minimizar costos por barril tratado y la concentración límite para evitar el proceso de emulsificación (estabilizar aún más la emulsión directa W/O y/o producir emulsiones inversas O/W).

Se realizaron los montajes de inyección de química por capilar a fondo de pozo y se inyectaron las ratas de química calculadas según la producción actual de los pozos con las ppm seleccionadas en las pruebas de botella, se realizó llenado de capilar por 24 horas a máxima capacidad de bomba. Se realizó el monitoreo de las variables operacionales en especial de la PIP, el aporte de producción y el análisis

del fluido en cabeza de pozo para verificar las condiciones obtenidas en los ensayos de laboratorio.

Se proponen las alternativas de tratamiento químico más rentable justificada en la estabilización de las variables de la ESP, los barriles ganados y la comparación monetaria de la línea base con respecto al fluido tratado.

OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GENERAL

Proponer alternativas de tratamiento químico para disminuir y/o eliminar las emulsiones presentes en los fluidos del campo estudio para estabilizar las variables de fondo de las bombas electro sumergibles.

2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- ✓ Describir los fenómenos que afectan el desempeño de las bombas electro sumergibles en presencia de emulsiones por medio de la revisión bibliográfica.
- ✓ Establecer una línea base del comportamiento reológico de los fluidos de los pozos seleccionados a partir de la caracterización de las emulsiones presentes.
- ✓ Ejecutar ensayos de laboratorio para los productos químicos a diferentes mezclas, proporciones y concentraciones, realizando pruebas de laboratorio y comparar los resultados con los del caso base.
- ✓ Proponer las condiciones óptimas de operación técnica y financiera de los pozos, considerando el desempeño del sistema ESP, las condiciones de dosificación de los productos químicos, los impactos asociados y las variaciones en los costos.

GENERALIDADES DE LAS EMULSIONES

2.1. EMULSION

Las emulsiones son sistemas coloidales⁵ formados por la dispersión de gotas de un líquido o cristal líquido en el seno de otro líquido en el cual el primero es parcial o totalmente inmiscible en el segundo. La primera fase se conoce como fase dispersa o interna y la segunda como fase dispersante, continúa o externa, hay que tener en cuenta que cada una de las fases posee diferente solubilidad, la fase soluble en agua se conoce como fase hidrófila y la otra fase no soluble en agua se le conoce como fase lipófila o hidrófoba.

Para que una emulsión se origine es necesario estas 3 condiciones:

- 1) Los líquidos deben ser inmiscibles,
- 2) Agitación suficiente para dispersar un líquido en forma de pequeñas gotas dentro del otro,
- 3) Debe estar presente un agente emulsionante.

La principal característica de las emulsiones estables es que las fases no pueden ser separadas por efectos de fuerzas gravitacionales, debido a la interacción entre el agua y el petróleo. Estas dos sustancias pueden formar tres tipos de emulsiones: directas, inversas o múltiples.

- Las primeras se caracterizan porque el agua se encuentra como fase dispersa en el crudo (W/O) como se observa en la ilustración 1.

⁵ DOUMIER, Olivier. Les Emulsion, Biologique Technique. Paris: Scérém CNDP-CRDP, 2011, p.10

- En las inversas, el agua actúa como fase continua y es el crudo el que se encuentra disperso (O/W)⁶ como se evidencia en la ilustración 2.
- Las múltiples consisten en pequeñas gotas de agua dispersas en gotas más grandes de aceite y estas a su vez se encuentran inmersas en una fase continua de agua (W/O/W), y asimismo se presenta el caso Aceite/Agua/Aceite (O/W/O).⁷ (Ilustración 3).

Ilustración 1. Emulsión tipo W/O



Ilustración 2. Emulsión tipo O/W

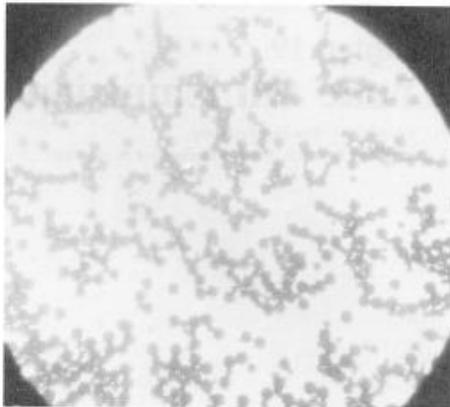
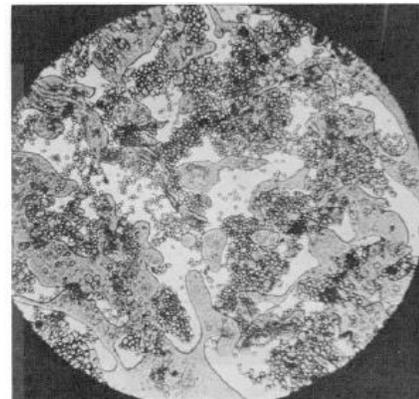


Ilustración 3. Emulsión tipo O/W/O y W/O/W



FUENTE: Rodolfo Marcilli Perissinotto, William Monte Verde, Jorge Luiz Biazussi, Natan Augusto Vieira Bulgarelli, William Denner Pires Fonseca, Marcelo Souza de Castro, Erick de Moraes Franklin, Antonio Carlos Bannwart, Flow visualization in centrifugal pumps: A review of methods and experimental studies, Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 203, 2021, 108582, ISSN 0920-4105, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108582>.

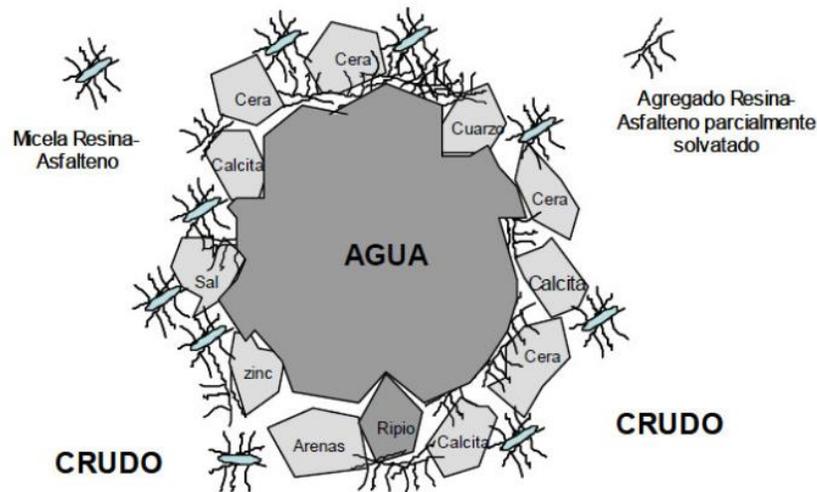
⁶ SOFFIAN, Roslan, NIVEN T.L. Emulsion Treatment Program. En: Society of Petroleum Engineers, 1993. SPE 25346. Pág. 1.

⁷ KOKAL Sunil. Crude Oil Emulsions: A State-Of-The-Art Review. En: Society of Petroleum Engineers, Saudi Aramco, 2002. SPE 77497. Pág. 2.

2.2. AGENTES EMULSIONANTES

Actualmente, el 90 % de las técnicas utilizadas para la extracción de petróleo crudo generan o agravan los problemas de emulsificación.⁸ Los químicos usados en las fracturas de la formación, estimulaciones de pozos, inhibición de corrosión, etc., frecuentemente causan problemas de emulsificación muy severos⁹, en la ilustración 4 podemos observar cómo estos compuestos se adhieren a las moléculas de agua generando barreras para su separación de la fase aceite.

Ilustración 2. Estabilización de una gota de agua por agentes emulsionantes en el crudo.



FUENTE: Deshidratación de crudo, Salager y Marfisi, 2004.

⁸ Oliveira, R. and Goncalves, M. 2005 " Emulsión Rheology- Theory Vs. Field Observation". Offshore Technology Conference. OTC-17386-MS.

⁹ Xial, L; Lu,S. and Cao, G. 2044 " Stability and demulsification of emulsions stabilized by asphaltenes or resins". Journal of colloid and Interface Science. 271:504-506

Los agentes emulsionantes son numerosos y pueden ser clasificados de la siguiente manera:¹⁰

- Compuestos naturales surfactantes tales como asfaltenos y resinas conteniendo ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de azufre, fenoles, cresoles y otros surfactantes naturales de alto peso molecular.
- Sólidos finamente divididos, tales como arena, arcilla, finos de formación, esquistos, lodos de perforación, fluidos para estimulación, incrustaciones minerales, productos de la corrosión (por ejemplo, sulfuro de hierro, óxidos), parafinas, asfaltenos precipitados. Los fluidos para estimulación de pozos pueden contribuir a formar emulsiones muy estables.
- Químicos de producción añadidos tales como inhibidores de corrosión, biocidas, limpiadores, surfactantes y agentes humectantes.

2.3. CLASIFICACION DE LAS EMULSIONES

Las emulsiones se pueden clasificar de diferentes maneras, dependiendo del aspecto que se tenga en cuenta para hacerlo:

- De acuerdo con su estabilidad pueden ser estables o inestables. Una emulsión es estable cuando luego de formada, la única forma de conseguir que las fases se separen es aplicando un tratamiento especial; una emulsión es inestable, cuando luego de formada, si se deja en reposo durante un tiempo, las fases se

¹⁰ Mehta, S. 2005. " Making and Breaking of Water in crude Oil Emulsions." Tesis de maestría. Department of civil Engineering Texas A&M university, Estados unidos.

separan por gravedad; de todas maneras, el tiempo requerido para que se presente una segregación es bastante mayor, que cuando las fases no están emulsionadas.

- De acuerdo con su naturaleza, las emulsiones pueden ser directas, inversas o múltiples.
- De acuerdo con la facilidad para romperlas, pueden ser flojas o duras. Una emulsión estable es floja cuando se puede romper con un tratamiento sencillo y es dura cuando se requiere de un proceso más complicado para romperla.
- De acuerdo con el tamaño de las partículas dispersas se pueden encontrar macro emulsiones: $0,2 \mu < \text{tamaño de la partícula} < 50 \mu$ y micro emulsiones: $0,01 \mu < \text{tamaño de partícula} < 0,2 \mu$.

2.4. FACTORES DE FORMACIÓN DE EMULSIONES

Existen una serie de factores que pueden aumentar o disminuir la posibilidad de que se forme emulsiones o afectar las características de la emulsión formada. Entre estos factores se pueden mencionar:

- Porcentaje agua
- Salinidad
- Densidad
- Viscosidad
- Tensión superficial
- Agitación
- Tiempo de contacto de las fases

2.5. ESTABILIDAD Y ROMPIMIENTO DE LAS EMULSIONES

La estabilidad y el rompimiento de la emulsión depende de las siguientes propiedades:

- **Tensión Interfacial:** Propiedad entre dos fases inmiscibles, se produce porque una molécula cerca de una interfaz tiene interacciones moleculares diferentes de una molécula equivalente dentro del fluido estándar. Las moléculas surfactantes se sitúan preferentemente en la interfaz y por lo tanto disminuyen la tensión interfacial y aceleran la deshidratación del crudo.
- **Viscosidad de la fase externa:** Una viscosidad alta en la fase externa disminuye el coeficiente de difusión y la frecuencia de colisión de las gotas, por lo que se incrementa la estabilidad de la emulsión. Una alta concentración de las gotas también incrementa la viscosidad aparente de la fase continua y estabiliza la emulsión. Este efecto puede ser minimizado calentando la emulsión.
- **Relación de volumen de fases:** Incrementando el volumen de la fase dispersa se incrementa el número de gotas y/o tamaño de gota y el área interfacial. La distancia de separación se reduce y esto aumenta la probabilidad de colisión de las gotas. Todos estos factores reducen la estabilidad de la emulsión.
- **Tamaño de la gota:** Gotas muy pequeñas menores de 10 μm generalmente producen emulsiones más estables. Una amplia distribución de tamaños de partículas resulta en general en una emulsión menos estable.
- **Temperatura:** Usualmente, la temperatura tiene un efecto muy fuerte en la estabilidad de la emulsión. Incrementando la temperatura se reduce la adsorción de surfactantes naturales y disminuye la viscosidad de la fase externa, la rigidez de la película interfacial y la tensión superficial. Todos estos cambios reducen la estabilidad de la emulsión. En presencia de surfactantes aniónicos, un aumento de temperatura aumenta la afinidad de estos por la fase acuosa, mientras que lo inverso ocurre con surfactantes no-iónicos.

- **pH:** La adición de ácidos o bases inorgánicos cambia radicalmente la formación de películas de asfaltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua-aceite. Ajustando el pH se puede minimizar la rigidez de la película que estabiliza la emulsión y aumentar la tensión superficial. La estabilización de la tensión interfacial depende del pH de la fase acuosa, por lo cual la adsorción en la interfase presenta una histéresis que indica que las diferentes moléculas emulsionantes (surfactantes naturales que contienen grupos ácidos y bases) poseen cinéticas de equilibración muy diferentes.
- **Envejecimiento de la interfase:** A medida que la interfase envejece la adsorción de los surfactantes se completa y debido a las interacciones laterales entre las moléculas aumenta la rigidez de la película hasta un valor estable en unas 3 a 4 horas. Esta película o piel alrededor de la gota llega a ser más gruesa, más fuerte y dura. Además, la cantidad de agentes emulsionantes se incrementa por oxidación, fotólisis, evaporación o por la acción de bacterias.
- **Salinidad de la salmuera:** La concentración de la salmuera es un factor importante en la formación de emulsiones estables. Agua fresca o salmuera con baja concentración de sal favorecen la estabilidad de las emulsiones. Por el contrario, altas concentraciones de sal tienden a reducirla.
- **Tipo de aceite:** Los crudos con aceite de base parafínica usualmente no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta forman emulsiones estables. Ceras, resinas, asfaltenos y otros sólidos pueden influenciar la estabilidad de la emulsión. En otras palabras, el tipo de crudo determina la cantidad y tipo de emulsionantes naturales.
- **Diferencia de densidad:** La fuerza neta de gravedad que actúa en una gota es directamente proporcional a la diferencia en densidades entre la gota y la fase continua. Aumentando la diferencia de densidad por incremento de la temperatura

se logra aumentar la velocidad de sedimentación de las gotas y, por ende, se acelera la coalescencia.

- **Presencia de cationes:** Los cationes divalentes como calcio y magnesio tienen tendencia a producir una compactación de las películas adsorbidas, probablemente por efecto de pantalla electrostática de un lado, y por otro, la precipitación de sales insolubles en la interfase.

2.5. MECANISMOS DE ROMPIMIENTO DE EMULSIONES

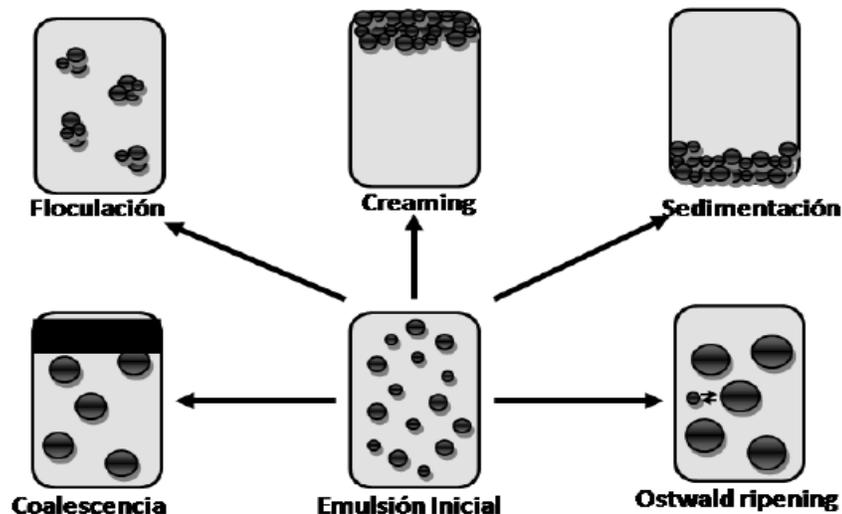
El rompimiento de las emulsiones se realiza mediante la coalescencia de las gotas (unión de dos o más gotas de tamaño reducido para formar una de mayor tamaño). Al promover la coalescencia, el efecto de la fuerza de gravedad sobre la masa de las gotas es suficiente para aprovechar la diferencia de densidad que permita la separación de las fases. Para que esto ocurra, la coalescencia requiere de etapas previas que pueden surgir simultáneamente o consecutivas:

- **La floculación:** consiste en la agregación de las gotas (sin ningún cambio en el tamaño de la gota primaria) en unidades más grandes. Es el resultado de la atracción de van der Waals que es universal con todos los sistemas dispersos. La floculación ocurre cuando no hay suficiente repulsión para mantener las gotas separadas a distancias donde la atracción de van der Waals es débil. La floculación puede ser "fuerte" o "débil", dependiendo de la magnitud de la energía atractiva involucrada.
- **Crecimiento de gotas (ostwald ripening):** Este mecanismo esta dado por el crecimiento de las gotas más grandes sacrificando las gotas más pequeñas, hasta que estas se desvanecen. Este proceso ocurre a una velocidad que es función de la solubilidad de la fase dispersa en la fase continua y se debe a que la presión interna de las gotas (presión de Laplace) es mayor en las gotas más pequeñas.

- **Sedimentación:** Es el fenómeno que ocurre cuando la fuerza de gravedad excede el movimiento térmico de las gotas, desarrollándose un gradiente de concentración en el sistema, en el que las gotas más grandes se mueven a mayor velocidad hacia la superficie (si la densidad de la fase dispersa es menor que la de la continua). En los casos extremos las gotas se concentran en la superficie, sin perder su individualidad y el proceso es reversible.
- **Coalescencia:** Este proceso implica la unión de varias gotas para formar otras más grandes, lo que finalmente produce la separación de las fases. Para que se produzca este fenómeno es necesario que la película interfacial que rodea a las gotas, así como la monocapa de surfactantes adsorbidos sobre la superficie de estas sufran un completo deterioro.

En la ilustración 5 se observa los diferentes mecanismos de desestabilización de las emulsiones mencionados anteriormente.

Ilustración 3. Representación de los mecanismos de desestabilización de una emulsión



FUENTE: IGNAC CAPEK. Degradation of kinetically-stable o/w emulsions. *Advances in Colloid and Interface Science* 107 (2004) 125-155.

ESTADO DEL ARTE SOBRE LOS EFECTOS DE LAS EMULSIONES EN LAS ESP

Los últimos estudios se han centrado en bombas centrífugas (o ESP) que manejan flujos de emulsión y aceite dispersos. Esta área de investigación recién comenzó en la última década, y su relevancia se ha expandido sustancialmente en los últimos años, dada la creciente importancia de los pozos maduros de crudo pesado. La literatura disponible en curso sobre este tema ha considerado las propiedades de algunas mezclas y las condiciones operativas relacionadas con el rendimiento global de la bomba (por ejemplo, velocidad de rotación, reología, temperatura) (Khalil *et al.*, 2008; Bulgarelli *et al.*, 2017a, 2017b; Croce Mundo y Pereyra, 2019; Banjar y Zhang, 2019) o ha estudiado en detalle la dinámica de la fase dispersa y las características del flujo interno sin un vínculo claro con el funcionamiento de la bomba (Ibrahim y Maloka, 2006; Morales *et al.*, 2013; Perissinotto *et al.*, 2019).

Cuando los ESP levantan fluidos de alta viscosidad, tanto la presión de refuerzo como la eficiencia hidráulica se deterioran, mientras que la potencia del freno aumenta significativamente. Aunque el efecto de la viscosidad en la cabeza del ESP se ha estudiado extensamente en la literatura (Guñlich 1999¹¹; Turzo *et al.* 2000¹²; Solano 2009¹³; Vieira *et al.* 2015¹⁴; Patil y Morrison 2019¹⁵), un modelo mecanicista

¹¹ Guñlich, J. F. 1999. Pumping Highly Viscous Fluids with Centrifugal Pumps—Part 1. *World Pumps* 1999 (395): 30–34. [https://doi.org/10.1016/S0262-1762\(00\)87528-8](https://doi.org/10.1016/S0262-1762(00)87528-8).

¹² Turzo, Z., Takaćs, G., and Zsuga, J. 2000. A Computerized Model for Viscosity Correction of Centrifugal Pump Performance Curves. 47th Southwestern Petroleum Short Course, Lubbock, Texas, USA, 13 April

¹³ Solano, E. A. 2009. Viscous Effects on the Performance of Electro Submersible Pumps (ESP's). Master thesis, University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, USA.

¹⁴ Vieira, T. S., Siqueira, J. R., Bueno, A. D. *et al.* 2015. Analytical Study of Pressure Losses and Fluid Viscosity Effects on Pump Performance during Monophase Flow inside an ESP Stage. *J Pet Sci Eng* 127: 245–258. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.01.014>

¹⁵ Patil, A. and Morrison, G. 2019. Affinity Law Modified To Predict the Pump Head Performance for Different Viscosities Using the Morrison Number. *ASME J Fluids Eng* 141 (2): 021203. <https://doi.org/10.1115/1.4041066>.

para predecir el aumento de la presión y flujo viscoso en una ESP, especialmente teniendo en cuenta los efectos de la emulsión, aún no está disponible.

En 1999 Lea, J.F., Berarden, J.L.¹⁶ realizaron una extensa revisión de la literatura sobre problemas de ESP y se informó una primera indicación sobre problemas potenciales como resultado de la deposición de asfáltenos, los resultados de este estudio tienden a respaldar que las características del petróleo crudo que deben desempeñar un papel en la determinación del estado de solubilidad de los asfáltenos incluyen la relación resina-asfáltenos, las relaciones de aromaticidad del medio crudo y resinas con respecto a los asfáltenos, la concentración de polares y grupos funcionales producen una disminución del desempeño de la ESP.

Alboudwarej y col. (2007)¹⁷ probaron la reología de las emulsiones de petróleo pesado creadas por un dispositivo de flujo Taylor-Couette, en el que el anillo entre dos cilindros concéntricos se utilizan para proporcionar el entorno de corte para el fluido, los autores observaron que el flujo de emulsión a través de un sistema ESP de fondo de pozo mostró una caída drástica en el rendimiento de la bomba debido a un aumento considerable de la viscosidad de la emulsión.

Por otro lado, también se conocen problemas de formación de emulsiones cuando se opera un ESP. Por ejemplo, Zhizhuang y Bassam¹⁸ informan que, en el campo

¹⁶ Lea, J. F.; Bearden, J. L. ESP's: On and Offshore Problems and Solutions. Proceedings of the 1999 SPE Mid-Continent Operations Symposium; Oklahoma City, OK, March 28–31, 1999; SPE-52159-MS, DOI: 10.2118/52159-MS.

¹⁷Alboudwarej, H., Muhammad, M., Shahraki, A. K. et al. 2007. Rheology of Heavy-Oil Emulsions. SPE Prod & Oper 22 (3): 285–293. SPE-97886-PA. <https://doi.org/10.2118/97886-PA>.

¹⁸ Zhizhuang, J.; Bassam, Z. ESP Operation, Optimization, and Performance Review: ConocoPhillips China Inc. Bohai Bay Project. Proceedings of the SPE Gulf Coast Section Electric Submersible Pump Workshop; The Woodlands, TX, April 25–27, 2007; SPE-113173-MS.

petrolífero costa afuera (Mar de China Meridional), las pruebas preliminares en ESP mostraron un fuerte aumento en la viscosidad del fluido producido como consecuencia del agua / aceite (w / o) formando emulsión. Por esta razón, se incluyó una línea de inyección de productos químicos para la adición del rompedor de emulsión. La formación de emulsión viscosa se experimentó en varios pozos y, por el momento, se encontró que la inyección de productos químicos en el fondo del pozo era una solución temporal a veces eficaz para romper la emulsión formada.

Khalil y col. (2008)¹⁹ probaron el rendimiento de la bomba centrífuga bajo un flujo de emulsión de aceite-agua estable / inestable y encontraron que la emulsión inestable era menos propensa a reducir el rendimiento en comparación con un sistema estable con surfactantes, aunque los cabezales de la bomba independientemente de si los flujos eran emulsión estable o inestable presentaban disminución comparado con las curvas de catálogo. El tipo de tensioactivo afecta la tasa de flujo de cabeza, el cambio en la reología de las emulsiones con retención, temperaturas y adición de surfactante es responsable de aumentar las pérdidas dentro de la bomba y cambiar el rendimiento.

Shimokata y Yamada²⁰ también informaron sobre problemas de precipitación de asfaltenos en ESP, quienes adquirieron una gran experiencia en la aplicación de un levantamiento artificial con ESP en campos marinos. En ese caso, se decidió inyectar xileno en el anillo periódicamente para eliminar el depósito. Tal decisión solo está mitigando el problema real que subyace a la formación del depósito.

¹⁹ Khalil, M., Kassab, S., Ismail, A. et al. 2008. Centrifugal Pump Performance under Stable and Unstable Oil-Water Emulsions Flow. Paper presented at the 12th International Water Technology Conference, Alexandria, Egypt, 27–30 March.

²⁰ Shimokata, N.; Yamada, Y. Troubles, Problems, and Improvements of ESP. Proceedings of the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference; Abu Dhabi, United Arab Emirates, Nov 1– 4, 2010; SPE-137337-MS, DOI: 10.2118/137337-MS.

El efecto de la formación de emulsión en ESP también ha sido considerado por Yang et al.²¹ y encontraron un impacto significativo de este fenómeno con el rendimiento de la bomba. Con respecto a la degradación de la presión de aumento de ESP debido a los flujos de emulsión de aceite y agua, Corraera et al. (2015)²² analizaron la reología de emulsiones estabilizadas con asfáltenos y su efecto en la disminución del rendimiento de ESP.

Bulgarelli *et al.* 2017²³ estudió los fenómenos de inversión de fase dentro de una bomba centrífuga de 8 etapas que opera con dispersiones de aceite y agua. Los experimentos se realizaron a diferentes velocidades de rotación, viscosidades y fracciones de agua. Para fracciones bajas de agua, la fase continua es el aceite, la viscosidad efectiva es mayor y el rendimiento de la bomba se degrada severamente. Para fracciones altas de agua, la fase continua se convierte en agua, la viscosidad efectiva es menor y la altura y la eficiencia aumentan. Los autores observaron que el punto de inversión de fase ocurre en fracciones de agua entre 10 y 30% aproximadamente, dependiendo de la viscosidad del aceite y la velocidad de rotación de la bomba.

²¹ Yang, Z. L.; Sannæs, B. H.; Johnson, G. W.; Sjøvoll, M.; Schulkes, R. M. Oil/Water Flow Experiments With Live Viscous Crude: The Influence of ESP on Flow Behavior. Proceedings of the Offshore Technology Conference; Houston, TX, April 30–May 3, 2012; OTC22988-MS, DOI: 10.4043/22988-MS

²² Corraera, S., Iovane, M., and Pinneri, S. 2015. Role of Electrical Submerged Pumps in Enabling Asphaltene-Stabilized Emulsions. *Energy Fuels* 30 (5): 3622–3629. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5b02083>

²³ N.A.V. Bulgarelli, J.L. Biazussi, M.S. Castro, W. Monte Verde, A.C. Bannwart, Experimental study of phase inversion phenomena in electrical submersible pumps under oil water flow, Proceedings of the 36th International Conference on Ocean, Offshore & Arctic Engineering, 2017, <https://doi.org/10.1115/OMAE2017-61865>

Barrios *et al.* (2017)²⁴ realizaron un estudio experimental sobre un sistema ESP de alta potencia para manejar emulsiones viscosas con un caudal de mezcla máximo de 80.000 BOPD y una viscosidad efectiva de 1.225 cp. Se observaron tendencias similares de deterioro de la cabeza del ESP debido al aumento de las viscosidades de la emulsión.

Al combinar el ESP y el levantamiento de gas para formar un sistema de levantamiento artificial completo, Gomez *et al.* (2019)²⁵ encontraron que la viscosidad efectiva de las emulsiones de agua en aceite en realidad se reduce, lo que potencialmente facilita la extracción de petróleo del pozo y extiende la vida útil de las ESP.

Perissinotto *et al.* 2019a investigo el funcionamiento de bombas centrífugas con gas y fluidos viscosos, como dispersiones, que pueden provocar una degradación de su rendimiento. El objetivo de este trabajo fue analizar las dispersiones de aceite-agua en un impulsor de bomba, con el fin de investigar el comportamiento de las gotas de aceite, que pueden influir en el rendimiento de la bomba. Por lo tanto, los experimentos se llevaron a cabo a diferentes velocidades de rotación de la bomba y caudales de agua. Los tamaños característicos de las gotas de aceite dependen de la rotación de la velocidad de la bomba y, principalmente, sobre el caudal de agua. A medida que aumentaron en número, las gotas claramente se hicieron más pequeñas, debido a los efectos turbulentos relacionado con el flujo de agua. Los

²⁴ Barrios, L., Rojas, M., Monteiro, G. *et al.* 2017. Brazil Field Experience of ESP Performance with Viscous Emulsions and High Gas Using Multi-Vane Pump MVP and High Power ESPs. Paper presented at the SPE Electric Submersible Pump Symposium, The Woodlands, Texas, USA, 24–28 April. SPE-185141-MS. <https://doi.org/10.2118/185141-MS>

²⁵ Gomez, S., Al Munif, E., and Fahes, M. 2019. Methods and Apparatus for Artificial Lift of Water-in-Oil Emulsions. Paper presented at the SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA, 9–10 April. SPE-195207-MS. <https://doi.org/10.2118/195207-MS>

resultados sugieren que la influencia del flujo de agua es más fuerte que la velocidad de rotación del impulsor.

Banjar y Zhang (2019)²⁶ propusieron un modelo empírico, que se verificó mediante resultados experimentales de una ESP de siete etapas, para estimar la reología de la emulsión en ESP teniendo en cuenta la viscosidad de la emulsión, la temperatura, la fracción de agua y la velocidad de rotación. Afirmando que con una disminución de la viscosidad de la emulsión mejora el desempeño de la bomba. Además, se propuso un modelo de desempeño mecanicista que incluye todas las posibles pérdidas. Se determinó que las propiedades de la emulsión se perdían a medida que pasaba a ser agua continua.

Se ha investigado experimentalmente la disminución de la presión de refuerzo de ESP bajo el flujo de un fluido viscoso. La viscosidad del fluido probada en la literatura ha aumentado de varios cientos de centipoises (Solano 2009²⁷) a miles de centipoises (Barrios et al. 2012²⁸). Con la ayuda de la dinámica de fluidos computacional (CFD), se puede revelar la estructura y el comportamiento del flujo interno. Se obtiene una mejor comprensión de los efectos de la viscosidad en el deterioro del rendimiento del ESP mediante la comparación del rendimiento de la bomba simulado numéricamente con los datos experimentales correspondientes (Li

²⁶ Banjar, H. and Zhang, H.-Q. 2019. Experiments and Emulsion Rheology Modeling in an Electric Submersible Pump. Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Beijing, China, 26–28 March. IPTC-19463-MS. <https://doi.org/10.2523/IPTC-19463-MS>.

²⁷ Solano, E. A. 2009. Viscous Effects on the Performance of Electrical Submersible Pumps (ESPs). MS thesis, University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, USA.

²⁸ Barrios, L. J., Scott, S. L., Rivera, R. et al. 2012. ESP Technology Maturation: Subsea Boosting System with High GOR and Viscous Fluid. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 8–10 October. SPE-159186-MS. <https://doi.org/10.2118/159186-MS>.

2013²⁹, 2014³⁰; Zhu et al. 2016³¹; Ofuchi et al. 2017³²), verificando que el CFD es un herramienta confiable y poderosa en el estudio del efecto de viscosidad con rendimiento del ESP.

En consecuencia, el enfoque actual de la investigación de los ESP se ha orientado hacia los flujos y emulsiones líquido-líquido (Croce Mundo, 2014³³; Bulgarelli, 2018³⁴). Ibrahim y Maloka (2006)³⁵ fueron los primeros en inspeccionar experimentalmente las dispersiones de aceite / agua que ocurren en el funcionamiento de bombas centrífugas, centrándose en la caracterización de la distribución del tamaño de las gotas en la entrada de la bomba mediante novedosas técnicas analíticas con láser. Khalil y col. (2008)³⁶ fue uno de los primeros en considerar experimentalmente el desempeño de bombas centrífugas que manejan sistemas de emulsión de aceite y agua. Este estudio discutió los efectos de la

²⁹ Li, W. G. 2013. Effects of Flow Rate and Viscosity on Slip Factor of Centrifugal Pump Handling Viscous Oils. *Int J Rotating Mach* Volume 2013, Article ID 317473, 12 pages. <https://doi.org/10.1155/2013/317473>.

³⁰ Li, W. G. 2014. Mechanism for Onset of Sudden-Rising Head Effect in Centrifugal Pump When Handling Viscous Oils. *J Fluids Eng* 136 (7): 074501 <https://doi.org/10.1115/1.4026882>.

³¹ Zhu, J., Banjar, H., Xia, Z. et al. 2016. CFD Simulation and Experimental Study of Oil Viscosity Effect on Multi-Stage Electrical Submersible Pump (ESP) Performance. *J Pet Sci Eng* 146: 735–745. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.07.033>.

³² Ofuchi, E. M., Stel, H., Vieira, T. S. et al. 2017. Study of the Effect of Viscosity on the Head and Flow Rate Degradation in Different Multistage Electric Submersible Pumps Using Dimensional Analysis. *J Pet Sci Eng* 156: 442–450. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.06.024>.

³³ Croce Mundo, D.D., 2014. Study of Water/Oil Flow and Emulsion Formation in Electrical Submersible Pumps. The University of Tulsa.

³⁴ Bulgarelli, N.A., 2018. Experimental Study of Electrical Submersible Pump (ESP) Operating with Water/Oil Emulsion. Universidade Estadual de Campinas.

³⁵ Ibrahim, S.Y., Maloka, I.E., 2006. Emulsification of secondary oil/water dispersions using a centrifugal pump. *Pet. Sci. Technol.* 24 (5), 513–522. <https://doi.org/10.1081/LFT-200041121>.

³⁶ Khalil, M., Kassab, S., Ismail, A., Elazab, I. 2008. "CENTRIFUGAL PUMP PERFORMANCE UNDER STABLE AND UNSTABLE OIL-WATER EMULSIONS FLOW. In: Twelfth International Water Technology Conference IWTC12.

temperatura en la reología de las emulsiones y su impacto en el funcionamiento de la bomba. Las emulsiones inestables eran menos propensas a reducir el rendimiento en comparación con los sistemas estables con tensioactivos. Morales y col. (2013)³⁷ analizaron experimental y teóricamente la formación de gotitas en el flujo de aceite / agua a través de bombas centrífugas. Se observó una fuerte dependencia de la distribución del tamaño de la velocidad de la bomba, mientras que se observó una débil influencia del caudal y del corte de agua.

Croce y Pereyra (2020)³⁸ evaluaron la formación e inversión de emulsiones aceite-agua durante la operación de un ESP multietapa. Se observó que a mayores cortes de agua antes del punto de inversión (agua en aceite) causaron una mayor degradación de la cabeza. Después del punto de inversión (aceite en agua), el aumento de los cortes de agua mejoró el rendimiento de la bomba porque la viscosidad de la emulsión disminuyó.

Valde's *et al.* (2020a), investigaron la formación de emulsiones durante la producción de aceite, creando una mezcla de alta viscosidad, lo que resulta en problemas de aseguramiento del flujo y costos, como el aumento de la caída de presión y la reducción de la producción. Este artículo, por primera vez, propone un nuevo modelo de reología para predecir las viscosidades efectivas de la emulsión aceite-agua y establece un vínculo de la reología de fluidos y su efecto con el incremento de presión de la etapa de los ESP.

³⁷ Morales, R., Pereyra, E., Wang, S., Shoham, O., 2013. Droplet formation through centrifugal pumps for oil-in-water dispersions. SPE J. 18 (1), 172–178. <https://doi.org/10.2118/163055-PA>.

³⁸ Croce, D. D. and Pereyra, E. 2020. Study of Oil/Water Flow and Emulsion Formation in Electrical Submersible Pumps. SPE Prod & Oper 35 (1): 26–36. SPE-198900-PA. <https://doi.org/10.2118/198900-PA>.

Juan pablo Valdez(2020)³⁹ analizo el rendimiento y el flujo interno de un ESP en el manejo del flujo de aceite-agua, centrándose en la caracterización del flujo / emulsiones bifásicas observadas y su influencia en el rendimiento global del ESP. La instalación de prueba consistió en un ESP de cuatro etapas ubicado en una disposición de circuito cerrado. Las emulsiones W / O se forman en fracciones de aceite altas, debido a la presencia de compuestos tensioactivos y pequeñas gotas de tamaño. En la inversión, se nota un aumento en la viscosidad y las características de adelgazamiento por cizallamiento de la emulsión. En cortes de agua más altos, la estructura microscópica de la emulsión se pierde, pasando a un flujo de dos fases disperso. La elevación de la cabeza aumentó notablemente en el punto de inversión gracias a la tendencia de adelgazamiento por cizallamiento observada. El rendimiento del ESP mejora en fracciones de agua más altas debido a viscosidades más bajas con una naturaleza de dilución por cizallamiento. A medida que se pierde el comportamiento no newtoniano, los cortes de agua más altos no afectan el funcionamiento de la bomba.

Rodolfo Marcilli Perissinotto(2021)⁴⁰ investigo los métodos de visualización de flujo que han sido decisivos para el desarrollo histórico de la mecánica de fluidos. En los

³⁹ Juan Pablo Valdés, Miguel Asuaje, Nicolás Ratkovich, Study of an ESP's performance handling liquid-liquid flow and unstable O-W emulsions Part I: Experimental, Chemical Engineering Science, Volume 223, 2020, 115726, ISSN 0009-2509, <https://doi.org/10.1016/j.ces.2020.115726>. (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S000925092030258X>)

⁴⁰ Rodolfo Marcilli Perissinotto, William Monte Verde, Jorge Luiz Biazussi, Natan Augusto Vieira Bulgarelli, William Denner Pires Fonseca, Marcelo Souza de Castro, Erick de Moraes Franklin, Antonio Carlos Bannwart, Flow visualization in centrifugal pumps: A review of methoand experimental studies, Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 203, 2021, 108582, ISSN 0920-4105, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108582>. (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410521002424>)

últimos años, los avances tecnológicos en cámaras, láseres y otros dispositivos mejoraron la precisión y confiabilidad de métodos como la obtención de imágenes de alta velocidad (HSI) y la velocimetría de imágenes de partículas (PIV), que se han vuelto más eficientes en la visualización de flujos transitorios complejos. Así, el estudio de las bombas centrífugas ahora se basa en técnicas experimentales que permiten una caracterización cuantitativa de flujos monofásicos y bifásicos dentro de impulsores y difusores. Esto es particularmente importante para la producción de petróleo, que emplea masivamente la denominada Bomba Eléctrica Sumergible (ESP), cuyo rendimiento depende del comportamiento de las burbujas y gotas dentro de sus impulsores. Los métodos para caracterizar el movimiento de las burbujas de gas a menudo no son adecuados para las gotas líquidas, especialmente cuando estas gotas están dispuestas como emulsiones.

Recientemente, se han realizado esfuerzos adicionales para estudiar el flujo de emulsión de aceite / agua en los ESP. El fuerte efecto de cizallamiento resultante de la rotación del ESP crea una fina dispersión de una mezcla de aceite y agua, que a su vez aumenta significativamente la viscosidad aparente cuando el corte de agua está cerca del punto de inversión. Además, el cambio de reología complica aún más el diseño de sistemas de producción basados en ESP (Sun et al.2019⁴¹). La presión de impulso de ESP puede degradarse drásticamente por la presencia de fluidos emulsionados (Carrera et al.2016⁴²; Bulgarelli et al.2017⁴³; Perissinotto et al.2019).

⁴¹ Sun, B., Fu, W., Wang, Z. et al. 2019. Characterizing the Rheology of Methane Hydrate Slurry in a Horizontal Water-Continuous System. SPE J. SPE-195586-PA (in press; April 2019). <https://doi.org/10.2118/195586-PA>.

⁴² Carrera, S., Iovane, M., and Pinneri, S. 2016. Role of Electrical Submerged Pumps in Enabling Asphaltene-Stabilized Emulsions. Energy Fuels 30 (5):3622–3629. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5b02083>.

⁴³ Bulgarelli, N. A. V., Biazussi, J. L., de Castro, M. S. et al. 2017. Experimental Study of Phase Inversion Phenomena in Electrical Submersible Pumps Under Oil Water Flow. Paper presented at

El rendimiento del ESP inicialmente se deterioró para cortes de agua ascendentes hasta el punto de inversión, desde donde mejoró significativamente debido a la menor viscosidad de la emulsión alcanzada por la fase continua menos viscosa (agua). Croce Mundo y Pereyra (2019)⁴⁴ evaluaron la formación e inversión de emulsiones aceite-agua durante la operación de un ESP multietapa. Se observó que los cortes de agua más altos antes del punto de inversión (W / O) causaron una mayor reducción de la carga. Después del punto de inversión (O / W), el aumento de los cortes de agua mejoró el rendimiento de la bomba a medida que disminuía la viscosidad de la emulsión.

La formación de emulsiones de agua y petróleo crudo puede alterar el rendimiento de los sistemas ESP debido a su reología no newtoniana, que está determinada por la morfología de fase y las propiedades identificadas. Por ejemplo, varios estudios han demostrado que los diámetros de gotas pequeños dan como resultado viscosidades más altas, especialmente para emulsiones concentradas o altamente concentradas, por otro lado, las concentraciones de fase dispersa más altas se han correlacionado con viscosidades más altas basadas en la misma movilidad reducida de las partículas debido a su empaquetamiento cerrado (Pradilla et al., 2015⁴⁵;

the ASME 2017 36th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, Trondheim, Norway, 25–30 June. OMAE2017-61865. <https://doi.org/10.1115/OMAE2017-61865>.

⁴⁴ Croce Mundo, D.D., Pereyra, E., 2019. Study of Oil/Water Flow and Emulsión Formation in Electrical Submersible Pumps. SPE Prod. Oper.

⁴⁵ Pradilla, D., Vargas, W., Alvarez, O., 2015. The application of a multi-scale approach to the manufacture of concentrated and highly concentrated emulsions. Chem. Eng. Res. Des. 95, 162–172. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2014.10.016>.

Otsubo y Prud'homme, 1994⁴⁶; Pal, 2006⁴⁷; Derkach, 2009⁴⁸). Esto ocurre debido a una menor movilidad de las partículas debido a los efectos de apiñamiento / atasco, lo que a su vez agudiza el comportamiento de adelgazamiento por cizallamiento, ya que las partículas se reordenan de manera más eficiente a altas tasas de cizallamiento, lo que lleva a una disminución en la tensión general del sistema (Pal, 1996⁴⁹; Rapp, 2016⁵⁰). Finalmente, un cambio en la configuración de fase (es decir, inversión catastrófica) también causa un aumento dramático en la viscosidad de la emulsión debido a la generación de múltiples emulsiones durante el proceso de inversión y el cambio hacia una fase continua más viscosa, como se informó en estudios previos (Yang et al., 2012; Zhang y Xu, 2016⁵¹). Estas fluctuaciones reológicas, junto con la ocurrencia de la inversión de fase, pueden afectar o beneficiar el desempeño esperado del ESP dependiendo de sus características de adelgazamiento por cizalladura (Valdés et al., 2019; Prieto et al., 2019⁵²).

⁴⁶ Otsubo, Y., Prud'homme, R.K., 1994. Rheology of oil-in-water emulsions. *Rheol. Acta* 33 (1), 29–37. <https://doi.org/10.1007/BF00453461>.

⁴⁷ Pal, R., 2006. Rheology of high internal phase ratio emulsions. *Food Hydrocoll.* 20 (7), 997–1005. <https://doi.org/10.1016/j.foodhyd.2005.12.001>.

⁴⁸ Derkach, S.R. et al., 2009. Rheology of Emulsions. *Adv. Colloid Interface Sci.* 151 (1–2), 1–23. <https://doi.org/10.1016/j.cis.2009.07.001>.

⁴⁹ Pal, R., 1996. Effect of Droplet Size on the Rheology of Emulsions. *AIChE J.* 42 (11), 3181–3190. <https://doi.org/10.1002/aic.690421119>.

⁵⁰ Rapp, B.E. 2016. *Microfluidics: Modeling, mechanics, and mathematics*.

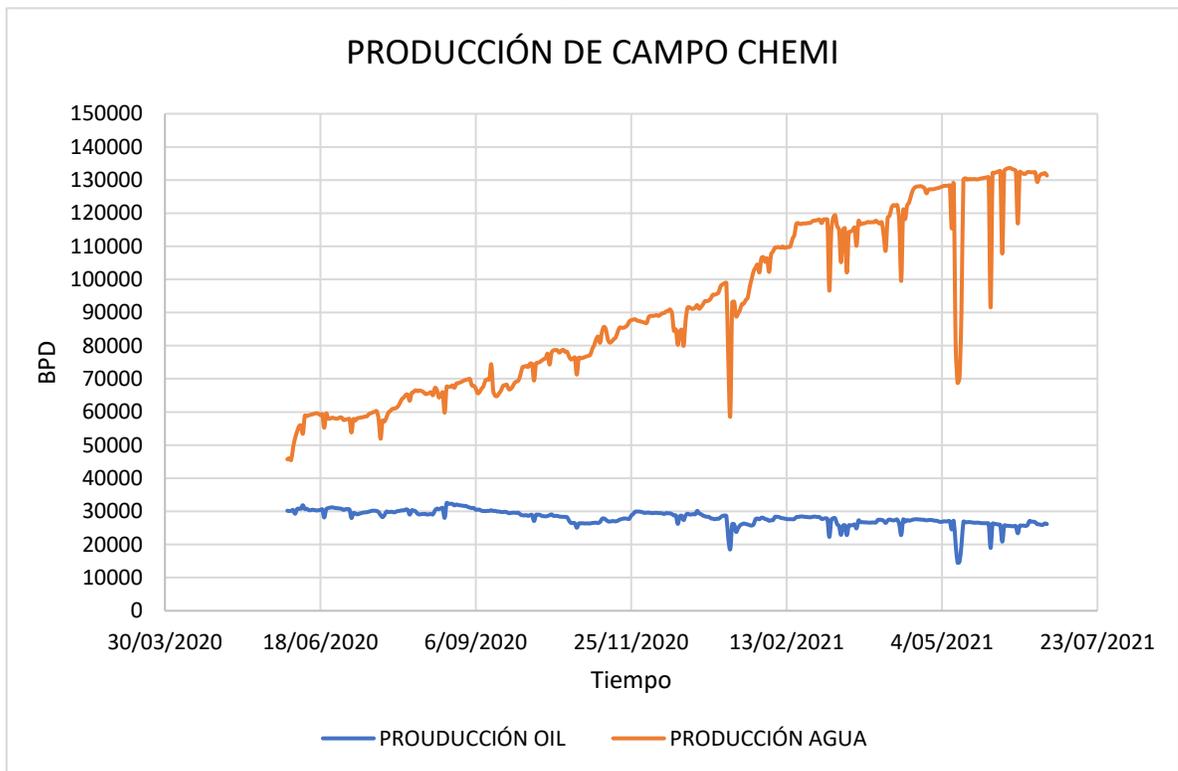
⁵¹ Zhang, J., Xu, J.Y., 2016. Rheological behaviour of oil and water emulsions and their flow characterization in horizontal pipes. *Can. J. Chem. Eng.* 94 (2), 324–331. <https://doi.org/10.1002/cjce.22377>.

⁵² Prieto, L. et al., 2019. Phase Inversion Correlations Analysis for Oil-Water Flow in Horizontal Pipes. *Ind. Eng. Chem. Res.* 58 (31), 14436–14445. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.9b01773>.

LINEA BASE DEL CAMPO DE ESTUDIO

El campo CHEMI está ubicado en los llanos orientales, cuenta con 44 pozos de producción con un aporte total entre 22.000 a 29.000 BOPD, con un corte de agua aproximadamente del 84%. En el último año la producción ha sido afectada por el daño de los equipos de fondo, en la mayoría de los casos, el efecto de las emulsiones presentes en el fluido han sido causantes del aumento de la PIP, temperatura, corriente y vibraciones del motor, estas fluctuaciones hacen que el equipo de fondo desestabilice generando salida por fallas eléctricas, mecánicas, entre otros.

Ilustración 4. Producción de crudo y agua del campo Chemi



Fuente: Autor

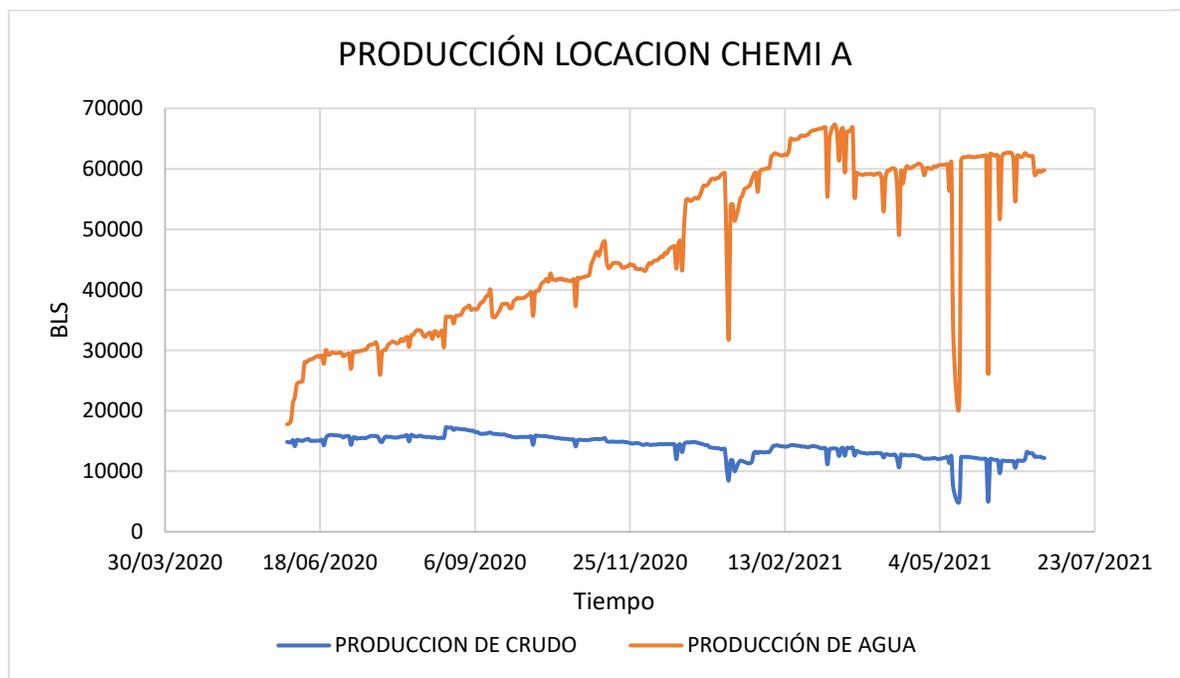
En la Ilustración 6 se observa que el último año la producción de agua ha aumentado considerablemente pasando de 50.000 a 132.000 BIs/día y la producción de aceite

ha disminuido desde 30.000 a 26.000 Bls/día (la variación del aceite se debe a la alineación de nuevos pozos). Actualmente en campo Chemi se tienen 6 pozos inyectores para la inyección de los 132.000 Bls/día de agua producidos como único sistema de disposición.

El campo está estructurado en 6 locaciones productoras las cuales son:

4.1. LOCACIÓN CHEMI A: Cuenta con 17 pozos productores que son: CH-A2,CH-A3,CH-A4,CH-A5,CH-A6,CH-A7,CH-A8,CH-A9,CH-A10,CH-A11,CH-A13,CH-A15,CH-A18,CH-A19,CH-A33,CH-A51,CH-A52.

Ilustración 5. Producción locación CHEMI A



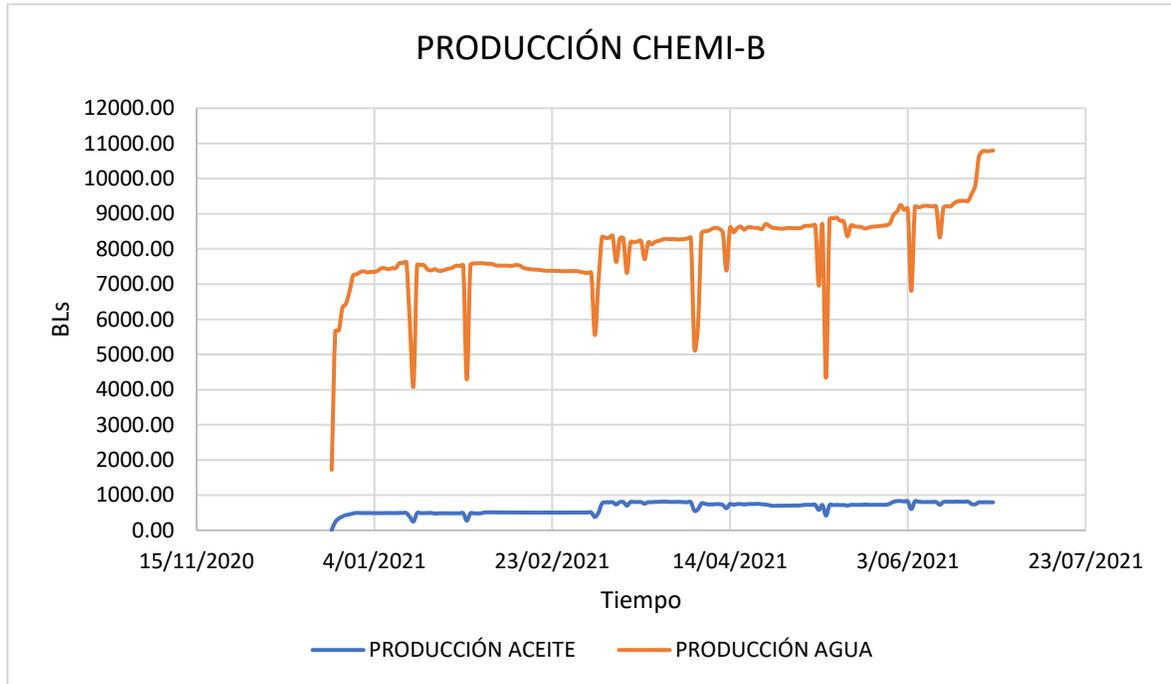
Fuente: Autor

En la ilustración 7 se establece que la producción de aceite está en 14.200 bls/día para la fecha del 18/06/2020 lo cual tiene un aumento para el 23/08/2020 a 16.850 bls/día, desde allí empieza una disminución de la producción hasta 12.450 bls/día.

Analizando este descenso de aproximadamente 6.000 bls se revisa los pozos con mayor producción y fluctuaciones en sus variables de fondo, lo cual encontramos a los pozos: CH-A4, CH-A6, CH-A7, CH-A10,CH-A11.

4.2. LOCACIÓN CHEMI-B: Cuenta con 4 pozos, 2 productores (CH-B12 y CH-B17) y 2 inyectores.

Ilustración 6. Producción locación CHEMI-B

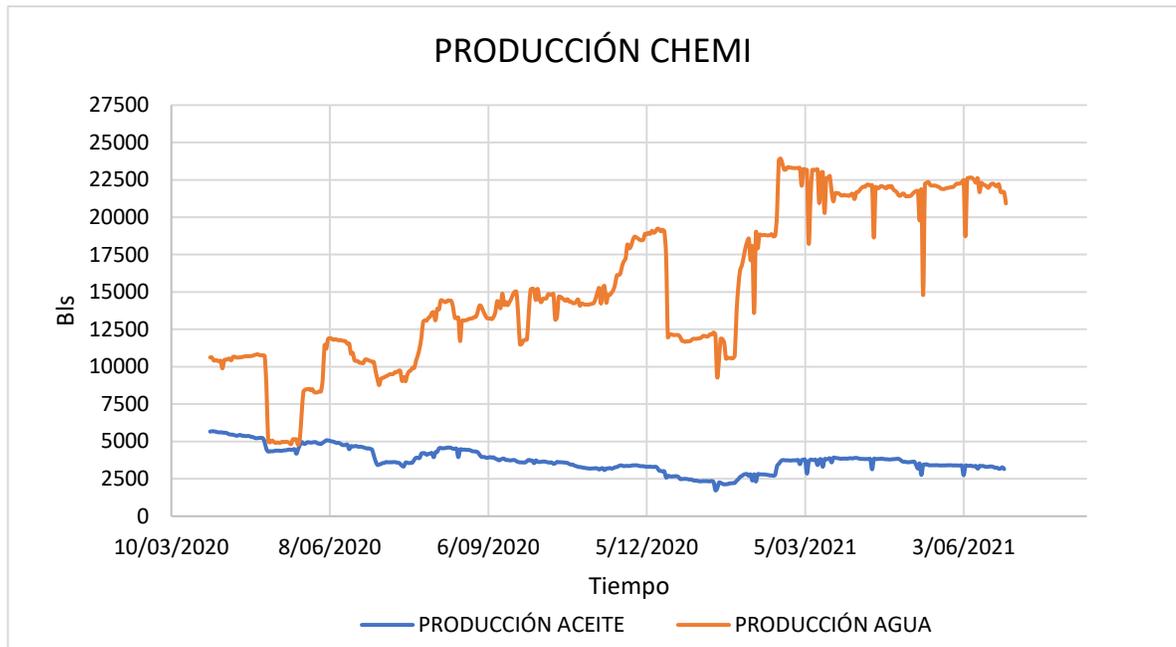


Fuente: Autor

En la ilustración 8 se evidencia un aumento de agua de los 2.000 a 10.800 bls/día como también en la producción de aceite de 15 bls a 800 bls/día manteniéndose constante.

4.3. LOCACIÓN CHEMI : Cuenta con 7 pozos productores que son: CH-1,CH-2, CH-3, CH-4,CH-5,CH-6, CH-SW1.

Ilustración 7. Producción locación CHEMI



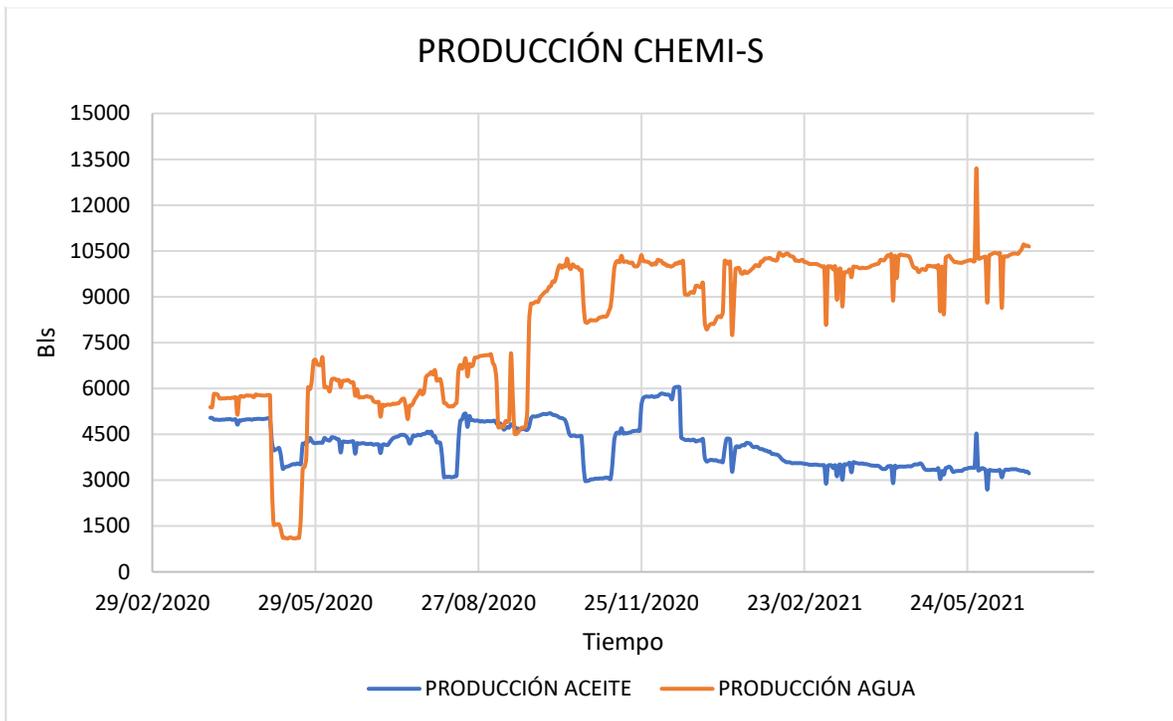
Fuente: Autor

En la ilustración 9 se detalla que la producción de aceite viene en disminución desde el 10/03/2020 con 5.700 bls/día hasta 2.300 bls/día para el 14/01/2021, a partir de esta fecha el caudal aumenta a 3.740 bls/día, pero tiende a disminuir con el tiempo a 3.100 bls/día.

Teniendo en cuenta esta disminución de 3.000 bls/día en el primer año se revisa los pozos con mayor aporte y que han tenido variaciones en sus parámetros de fondo, para lo cual encontramos los pozos: CH-4 y CH-6.

4.4. LOCACIÓN CHEMI-S: cuenta con 10 pozos, 6 productores (CH-S4, CH-S5, CH-S6, CH-S13, CH-S14, CH-S1) y 4 inyectores.

Ilustración 8. Producción locación CHEMI-S



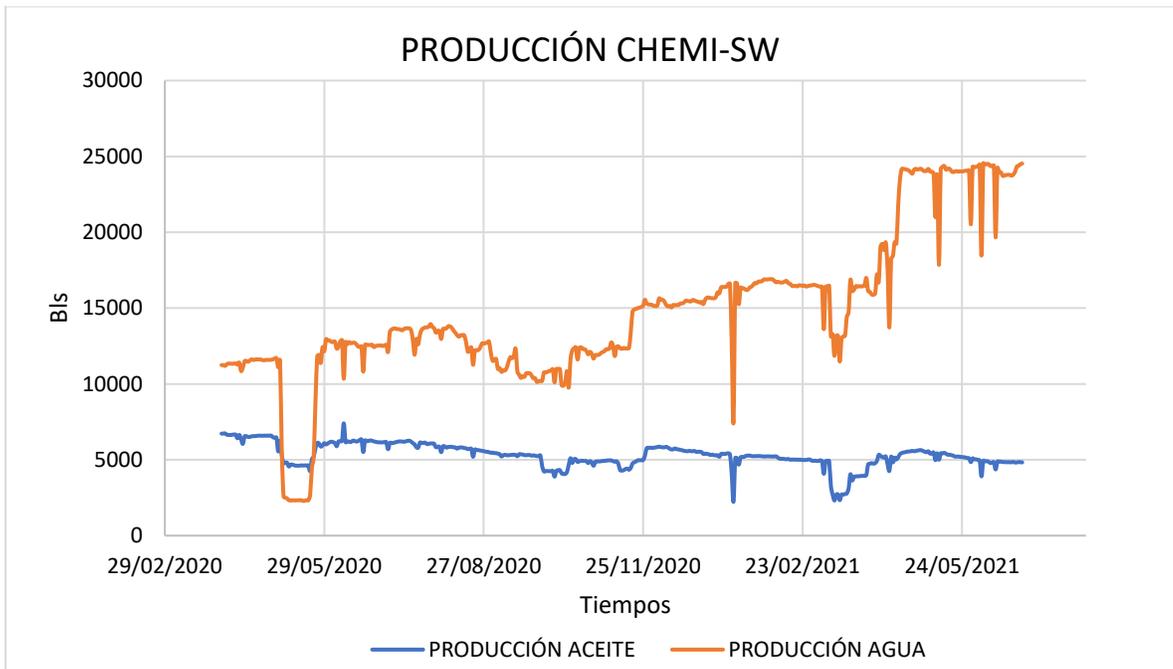
Fuente: Autor

En la ilustración 10 observamos el caudal de agua en aumento desde 5.500 bls/día a 10.650 bls/día, la extracción de aceite en 5.400 bls/día y disminuyendo a 3.200 bls/día.

Analizando esta disminución encontramos que los pozos CH-S5 y CH-S14 son los de mayor producción de aceite y los que han tenido fluctuaciones en sus variables de fondo.

4.5. LOCACIÓN CHEMI-SW: Cuenta con 9 pozos productores que son: CH-SW2, CH-SW3, CH-SW4, CH-SW5, CH-SW6, CH-SW7, CH-SW8, CH-SW9, CH-SW10.

Ilustración 9. Producción locación CHEMI-SW



Fuente: Autor

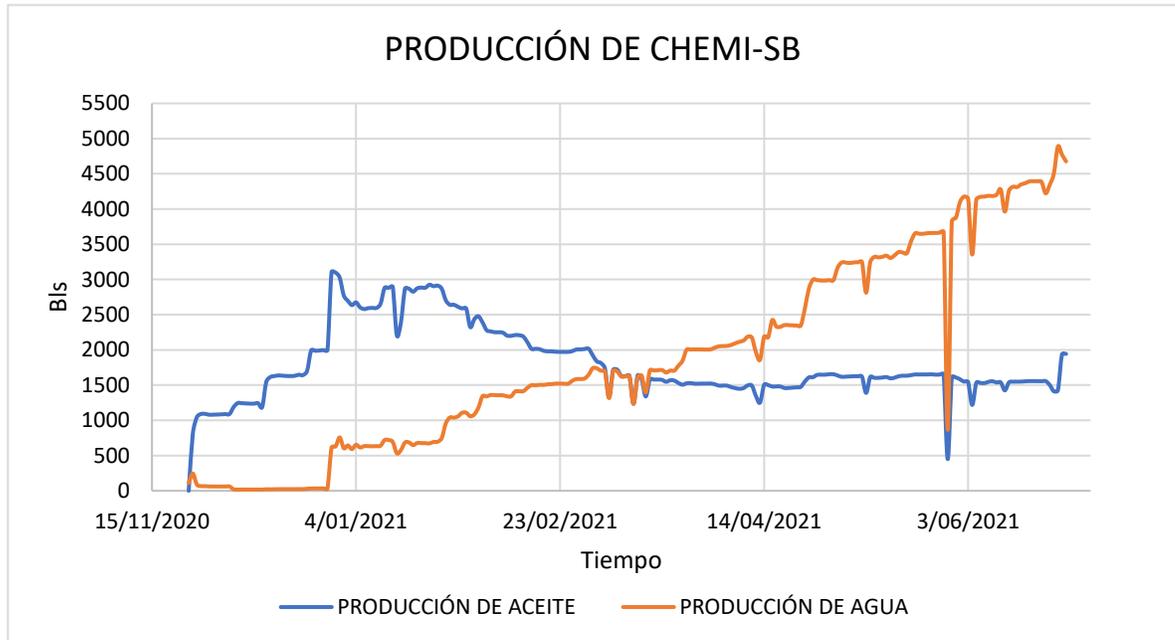
En la ilustración 11 podemos verificar una disminución de producción de aceite desde 6.600 bls a 4.800 bls, un aumento de agua de 11.000 a 24.500 bls/día.

Debido a la disminución de los 1.700 bls se verifica los pozos con mayor aporte y con inestabilidad en sus parámetros de fondo encontrando al pozo CH-SW2.

4.6. CHEMI- SB: cuenta con 3 pozos productores: CH-SB16, CH-SB21 y CH-SB22.

En la ilustración 12 notamos una estabilización de los pozos ya que tenemos un pico de 3.000 bls/día y una disminución a 1.500 bls/día de aceite manteniéndose constante en el intervalo de 1.500 a 1.600 bls/día. Un aumento de agua de 500 bls/día a 5.000 bls/día.

Ilustración 10. Producción locación CHEMI-SB



Fuente: Autor

Conforme a lo expuesto en las diferentes locaciones, los pozos seleccionados para verificar la presencia de emulsión y sus posibles efectos en la producción e inestabilidad de las variables del equipo BES en cada una de las locaciones son: CH-A6, CH-A10, CH-S5, identificados por su mayor aporte en la producción de aceite y su variabilidad en los parámetros de fondo.

La metodología que se tuvo para determinar la línea base fue la siguiente: Se documentó sobre su estado mecánico, comportamiento de las variables de fondo, se determinaron las siguientes características al fluido de cabeza de pozo: API, densidad, viscosidad, %SW (%emulsión, % de agua libre), conductividad, estabilidad de la emulsión, pH, análisis SARA y salinidad.

2.3. POZO CH-S5

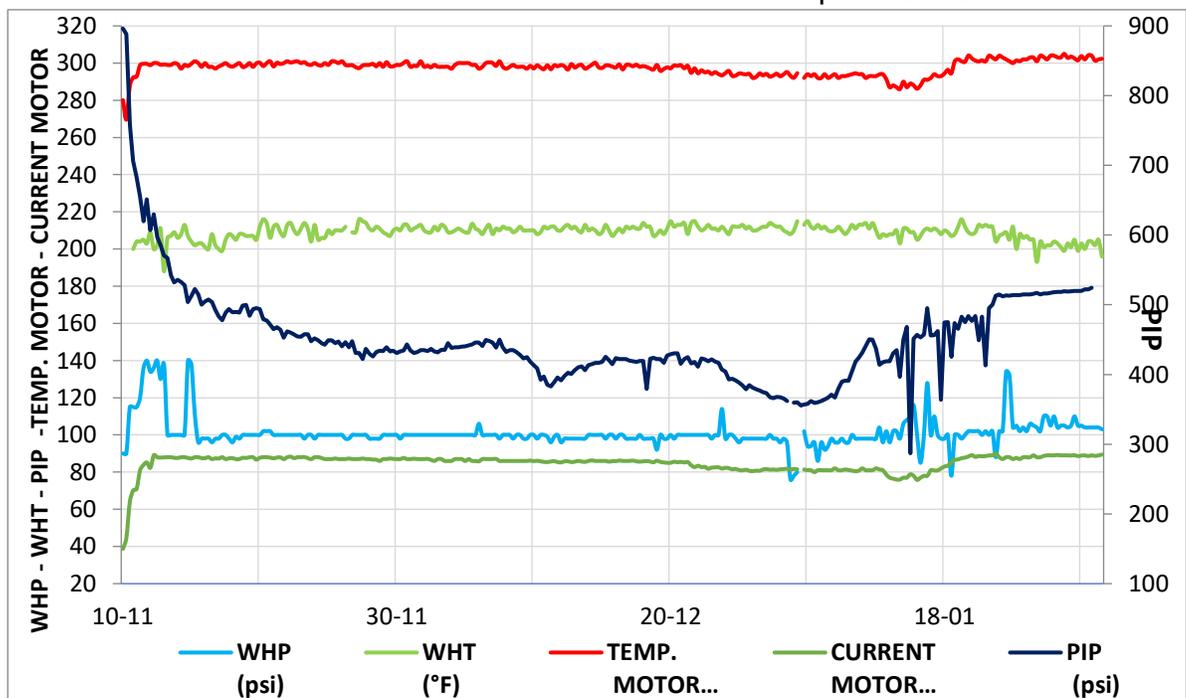
4.7.1. ESTADO MECANICO (ver anexo 1).

- **Posición estructural:** Contra falla

- **Formación:** Guadalupe
- **Punto medio de perforados PMP:** 10.205 ft
- **Distancia de PMP-BES:** 1.399,7 ft
- **Bomba superior** con 59 etapas
- **Bomba inferior** con 120 etapas
- **Manejador de gas** con 20 etapas
- **Pwf:** 939,4 psi
- **IP del fluido:** 2,33

2.3.2. COMPORTAMIENTO VARIABLES DE FONDO

Ilustración 11. Parámetros de las variables de fondo del pozo CH-S5



Fuente: Autor

Como se puede apreciar en la ilustración 13, la alineación del pozo al sistema obtiene un máximo de PIP de 900 psi llegando a un rango de estabilización entre 362 a 479 psi, lo cual a partir del 18/01/2021 empieza aumentar hasta 522 psi. Para

la variable de la temperatura del motor vemos una estabilización entre 295 a 297 °F, aumentando desde esta fecha a 301 °F. Para la corriente del motor se tiene una estabilización entre 85,9 a 86,2 amp, después de esta fecha un incremento de 3 amp.

Si tenemos como punto de partida los 520 psi y como objetivo la PIP mínima que alcanzo el pozo en este tiempo que son de 359 psi y 230 psi, podemos concluir lo siguiente:

Tabla 1. Cálculo del caudal de aceite con PIP objetivo de 359 psi.

PIP (psi)	Pwf (psi)	IP Fluido	BSW (%)	Δ PIP	Nueva PIP	Δ qo+, (Q adicional)	Δ qw+, (Q adicional)	Δ qf+, (Q adicional)
520	939,4	2,33	50,2%	161	359	186,8	188,3	375,1
510	939,4	2,33	50,2%	151	359	175,2	176,6	351,8
500	939,4	2,33	50,2%	141	359	163,6	164,9	328,5

Fuente: Autor

Con el IP del fluido y con la nueva PIP obtenida podemos calcular las ganancias entre 163 a 186 bls/día de aceite para una PIP objetivo de 359 psi.

Sin embargo, si tenemos una PIP objetivo de 230 psi tenemos una ganancia de 313 a 336 bls/día de aceite como se observa en la tabla 2.

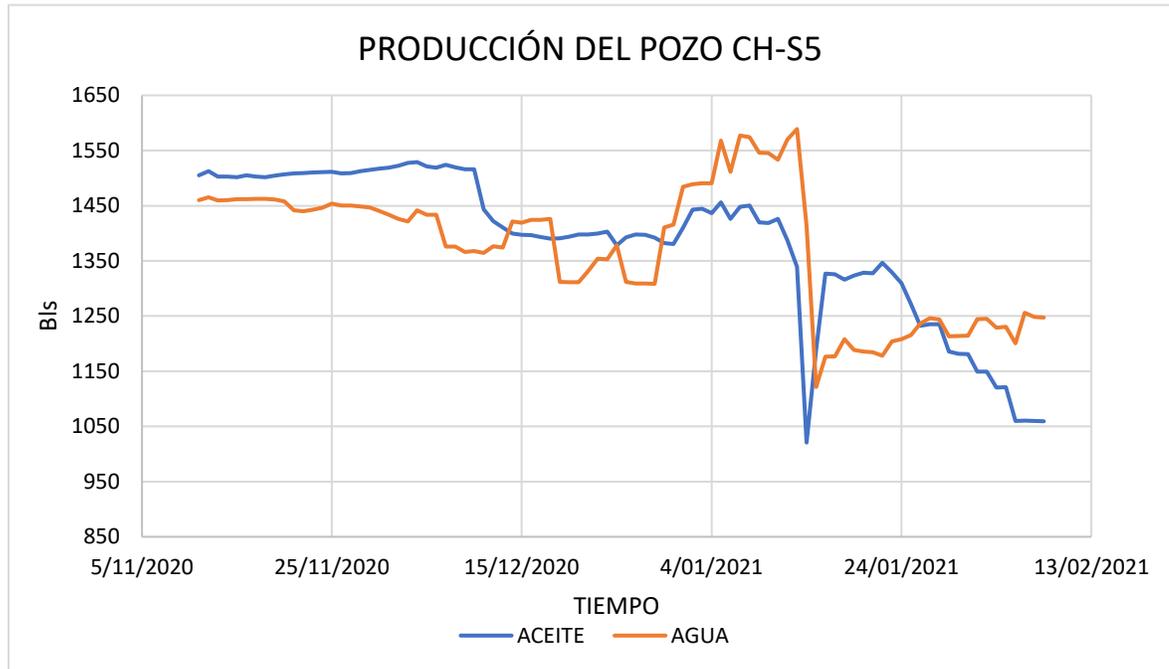
Tabla 2. Cálculo del caudal de aceite con PIP objetivo de 230 psi

PIP (psi)	Pwf (psi)	IP Fluido	BSW (%)	Δ PIP	Nueva PIP	Δ qo+, (Q adicional)	Δ qw+, (Q adicional)	Δ qf+, (Q adicional)
520	939,4	2,33	50,2%	290	230	336,5	339,2	675,7
510	939,4	2,33	50,2%	280	230	324,9	327,5	652,4
500	939,4	2,33	50,2%	270	230	313,3	315,8	629,1

Fuente: Autor

No obstante, el propósito de revisar estas variables de fondo es encontrar una alternativa de tratamiento donde podamos estabilizar y disminuir la PIP para integridad del equipo y un aumento de la producción.

Ilustración 12. Producción del pozo CH-S5



Fuente: Autor

En la ilustración 14 podemos observar la disminución de la producción de aceite por el aumento en la variable PIP y con esto un aumento en la cantidad de agua extraída.

2.3.3. CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO.

4.7.3.1.S&W . Porcentaje de agua y sedimentos. Método de centrífuga

Para determinar el %SW del CH-S5 se realizó lo siguiente:

- Se toma muestra representativa de 1 galón en cabeza de pozo.
- Se deja en calentamiento 1 hora a 80 °C para decantar la mayor parte de agua libre de la muestra.

- Se extrae el agua libre del balón aforado y se toma la fase crudo para realizar %SW por centrifuga según la norma ASTM D4007 y método de campo del capítulo API MPMS 10.4.
- Se toman dos tubos centrífugos con 50 ml de Varsol+ 50 ml de la muestra y se agitan, se precalientan a 140°F por 15 minutos, luego se agitan nuevamente y se ingresan a la centrifuga con un tiempo de 10 minutos y 3000 rpm en una temperatura de 140°F.
- Se extraen los tubos centrífugos y se realiza las lecturas correspondientes.

Ilustración 13. %SW del fluido de cabeza CH-S5.



Fuente: Autor

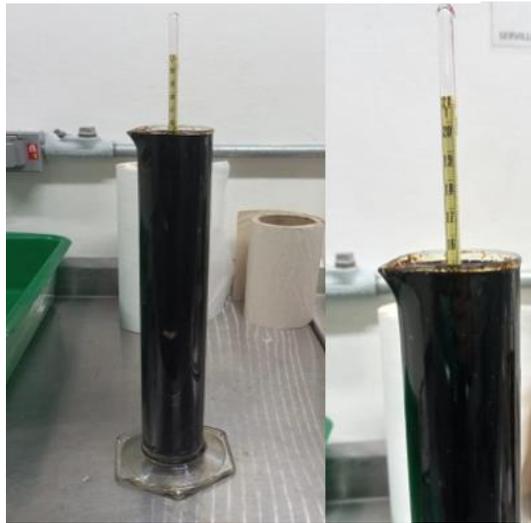
De la ilustración 15 podemos obtener que el fluido presenta 0% de agua libre y un corte de 72% como emulsión.

4.7.3.2.GRAVEDAD API.

- Se recolecta muestra de 2 galones en cabeza de pozo.

- Se agrega en balones aforados para su deshidratación durante 8 horas a una temperatura de 80°C para obtener un fluido con un %SW menor al 10% para realizar su cálculo ya sea por API SECO o API HÚMEDO.
- Se transfirió la muestra a una probeta limpia, de tal manera, que se evite la formación de burbujas y reduzca al mínimo la evaporación de los constituyentes livianos de las muestras más volátiles.
- Se colocó la probeta en posición vertical y en un lugar libre de corrientes de aire. Previendo el cambio apreciable de temperatura que puede sufrir la muestra durante el tiempo necesario para completar la prueba. Durante este periodo la temperatura del medio ambiente no debe cambiar más de 5°F
- Se verificó que la temperatura del líquido sea la apropiada para la prueba con un TL1.
- Se dejó caer suavemente el hidrómetro dentro del líquido y se esperó el tiempo suficiente para que se estabilice y para que todas las burbujas de aire vayan a la superficie (sobre todo en el caso de muestras viscosas). Se cuidó que el hidrómetro no roce las paredes del recipiente, ya que puede frenar su libre desplazamiento si se forma una película de líquido entre el hidrómetro y la probeta.
- Con el hidrómetro flotando libremente y la temperatura de la muestra constante (variación máxima de 0,2°F), se tomó la lectura en la escala a la división más cercana.
- Se verificó que la temperatura de la muestra no se haya desviado más de 1°F inmediatamente antes y después de la observación, porque si no se repite la observación esperando un tiempo a que la temperatura esté más estable.

Ilustración 14. Determinación de la gravedad API



Fuente: Autor

Como resultado tenemos una gravedad API de 14,3@ 60°F.

4.7.3.3. VISCOSIDAD CINEMÁTICA

- Se toma 50 ml de crudo de la muestra deshidratada para realizar el análisis.
- Se escoge la nominación de capilar de vidrio adecuado para que el tiempo de recorrido no sea menor a 200 s ni mayor a 1.000 s según especificaciones de la ASTM D445-17a.
- Se toma 10 ml de la muestra y se agregan al capilar sin pasar la marca del bulbo donde se almacena.
- Se deja en el baño de viscosidad a una temperatura de 30°C durante 45 minutos para asegurar esta temperatura en el fluido.
- Luego se destapa y se deja fluir hasta el primer bulbo y desde allí tomar el primer tiempo, luego al llegar al segundo bulbo detener el primero e iniciar el segundo.

- Luego con estos dos tiempos y las constantes de cada bulbo según certificado del capilar calculamos la viscosidad cinemática.

Ilustración 15. Determinación de la viscosidad cinemática del CH-S5.



Fuente: Autor

De esta forma la viscosidad cinemática del fluido de CH-S5 es de 16.820 cSt @30°C

4.7.3.4. DENSIDAD DE LA EMULSIÓN

- Encender el densímetro ANTON PARA DMA 4500, para que el equipo inicie el ajuste automático de temperatura a 15,6 °C (60 °F), el tiempo aproximado es de 3 minutos.
- Verificar la densidad del agua destilada tipo 1 antes de realizar mediciones.
- Enjuagar el tubo de la muestra con Nafta de petróleo o Varsol; a continuación, enjuagar con acetona y secar con aire seco, hasta que la pantalla alcance una lectura estable de 0,002.

- En una zanahoria limpia y seca, agregar 2 gotas de ruptor de emulsiones, 50 mL de Varsol y 50 mL de muestra, y se agita hasta lograr su homogenización.
- Introducir en la centrífuga a 1600 rpm durante 10 min.
- Tomar de la parte superior de la zanahoria una muestra (5 ml aproximadamente), cerciorándose que esta no contenga ninguna burbuja de aire.
- Revisar en el densímetro que la temperatura de ensayo sea de 15,6 °C (Aprox. 60 F).
- Inyectar al capilar tanta muestra como sea necesaria para llenar el tubo.
- Comprobar visualmente no queden burbujas atrapadas en el capilar o en la jeringa. Hay que asegurar que no hay interferencia se presiona CHECK para iniciar la lectura
- Esperar que las lecturas de densidad, densidad relativa y °API se estabilicen. Para el caso 1 (medición directa), las medidas de densidad y °API corresponderán a las observadas en la pantalla del equipo.

Ilustración 16. Densímetro Antón Paar



Fuente: Autor

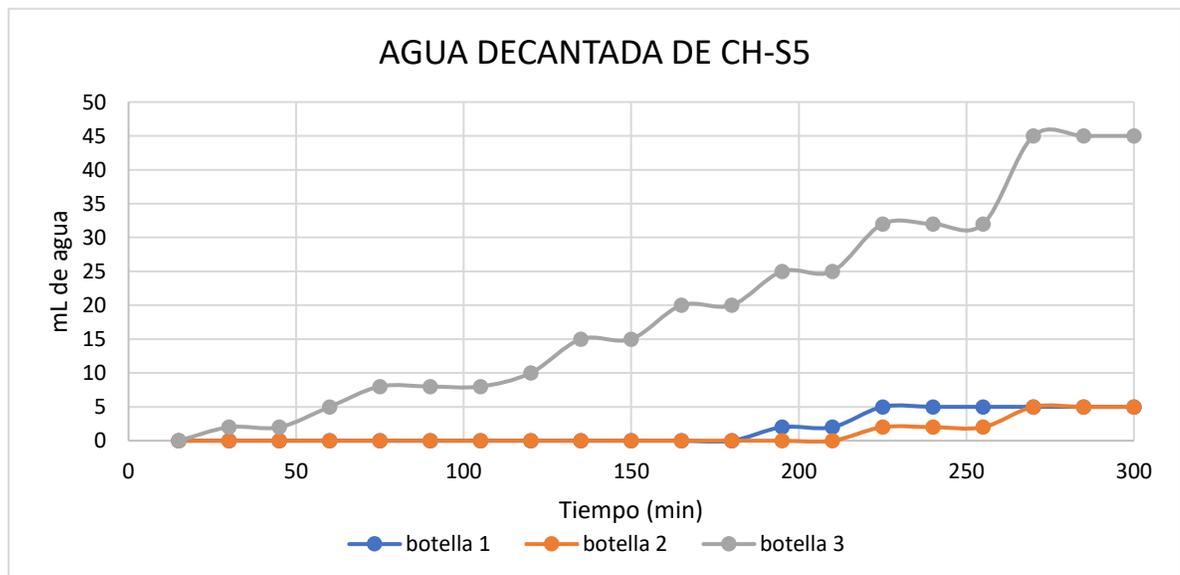
De esta forma la densidad medida para el fluido del CH-S5 es de 0,9704 g/cm³@60°F.

4.7.3.5. ESTABILIDAD DE LA EMULSION

- Se prepararon 3 botellas graduadas con 100 ml de la emulsión.
- Dos botellas sin producto químico (1 y 2) y la tercera con rompedor universal en 100 ppm para determinar el punto final de la separación de fases.
- Se homogenizaron las muestras mediante agitación constante, asegurándose de aplicar como mínimo 100 strokes por muestra a una misma velocidad en todos los casos.
- Se ubicaron las muestras en un baño termostático a una temperatura controlada a 200°F durante 5 horas. (las horas se determinaron por el tiempo de llenado de los tanques de venta que son 2 horas de vapor dinámico+ 3 horas de vapor estático).
- Se realiza seguimiento del agua decantada en el calentamiento.
- Las muestras se dejan en reposo de 2 horas y se realiza seguimiento de agua separada.

Se obtuvieron los siguientes resultados:

Ilustración 17. Estabilidad del CH-S5. Proceso de decantación



Fuente: Autor

De la ilustración 19 podemos concluir que la estabilidad de la emulsión del CH-S5 es fuerte, debido a que en sus primeros 180 minutos no hubo una separación de las fases, después del minuto 195 se evidencia un pequeño volumen de 2 ml correspondiente al 2,7% de agua total emulsionada y al finalizar la prueba de los 300 minutos un total separado de 5 ml equivalente a 6,94% del agua total con respecto a la botella 3 que se dosificó con rompedor universal donde separa 45 ml de la muestra correspondiente al 62,5%.

4.7.3.6. SALINIDAD DE LA EMULSION

- Se colocó la muestra en un vaso Erlenmeyer de 100 ml, tomando como volumen de muestra 10 ml.
- Se adicionó 1 ml de solución indicadora de cromato de potasio.
- Se tituló con la solución de AgNO_3 hasta que la solución cambió de amarillo a pardo rojizo, debido a la formación del precipitado de Ag_2CrO_4 .
- Se reporta el volumen gastado en la titulación, obteniendo 602 ppm.

La salinidad afecta la estabilidad de la emulsión; los iones de sal conducen a un aumento en la relajación de la película formada, las gotitas O/W aumentan en tamaño al aumentar la concentración de sal, mientras que las gotitas de W/O disminuyen de tamaño, por lo tanto, la presencia de sal parece tener un efecto adverso sobre la estabilidad de la emulsión.

4.7.3.7. PH Y CONDUCTIVIDAD DE LA EMULSIÓN

- Se lava con agua destilada el bulbo de vidrio del electrodo, eliminando el exceso de agua del bulbo con agitación suave, (no se debe secar ni tocar con los dedos la superficie del electrodo). Conecte los electrodos al multiparámetro.

- Se calibra el equipo con las soluciones buffer de acuerdo con las indicaciones del fabricante.
- Se sumerge el bulbo del electrodo en un vaso de precipitado de 10 ml que contenga la muestra y se espera a que la lectura del equipo esté estable.
- Se toma el pH y conductividad de la muestra como lo indica el equipo arrojando como resultado 7,82@25°C y 5.420 $\mu\text{s}/\text{cm}@25^\circ\text{C}$ respectivamente.

Las emulsiones más estables ocurren cuando la fase de agua es muy alcalina, debido a la relación entre la base y los grupos funcionales de los asfaltenos, formando agentes tensoactivos in situ, que estabilizan las emulsiones. La emulsión tiene una estabilidad baja probablemente porque no hay reacciones con los grupos funcionales de asfaltenos (ácido y básico) y la interacción con la fase acuosa decrece y el comportamiento como agentes tensoactivos naturales es escaso.

Valores ácidos: hay un incremento en la estabilidad de la emulsión que se atribuye a la protonación de grupos básicos como aminas, que aumenta el comportamiento de superficie activa de los asfaltenos.

Es importante darse cuenta de que la estabilidad de emulsión es mayor con un pH alto, debido a la existencia de muchos grupos ácidos (carboxílicos) que determinan las propiedades de la superficie en la interfase.

4.7.3.8. ANALISIS SARA

Esta información se toma de los análisis realizados por el laboratorio de la casa química de los productos utilizados en este proyecto.

Con la información suministrada del análisis Sara podemos determinar el índice de inestabilidad coloidal que se calcula como la proporción de la suma de las fracciones de los saturados y asfaltenos sobre la suma de las fracciones aromáticas y resinas.

Ilustración 18. Análisis SARA del fluido CH-S5

NAME	METHOD	UNIT	RESULT
API Gravity at 60 °F	ASTM D 1298	°API	14.5
Water and Sediment	ASTM D 4007	vol %	0.30
Flash Point (PM) - Procedure A	ASTM D 93	°C	<40.0
Pour Point	ASTM D 97	°C	-12
Total Sulfur Content	ASTM D 4294	mass %	1.72
Vanadium (V) - Procedure B	ASTM D 5863	mg/kg	305
Nickel (Ni) - Procedure B	ASTM D 5863	mg/kg	84
Salt Content	ASTM D 3230	lb/1000bbl (PTB)	4.09
Asphaltenes	IP 143	mass %	17.1
Wax Content	UOP 46 obs.	mass %	5.8
Ash Content	ASTM D 482	mass %	0.087
Total Acid Number - Procedure A	ASTM D 664	mg KOH/g	<0.100
Viscosity at 100 °F	ASTM D 445	cP	2781
Viscosity at 122 °F	ASTM D 445	cP	807.0
Viscosity at 210 °F	ASTM D 445	cP	35.16
Distillation	ASTM D 86		
Initial Boiling Point (IBP)		°F	278
5% Recovered		°F	402
10% Recovered		°F	494
20% Recovered		°F	584
30% Recovered		°F	642
40% Recovered		°F	684

Fuente: Autor

Para el caso del CH-S5 tenemos S= 36,27, A= 17,1 , R=11,23, A= 35,51 obteniendo como resultado 1,14 lo cual considera que los asfaltenos son inestables en este fluido.

4.7.3.9. VISCOSIDAD ROTACIONAL

Se realizaron mediciones de viscosidad dinámica en un viscosímetro brookfield D2VT con un huesillo #64 en el intervalo de temperaturas de 30°C a 90°C en intervalos de 10°C.

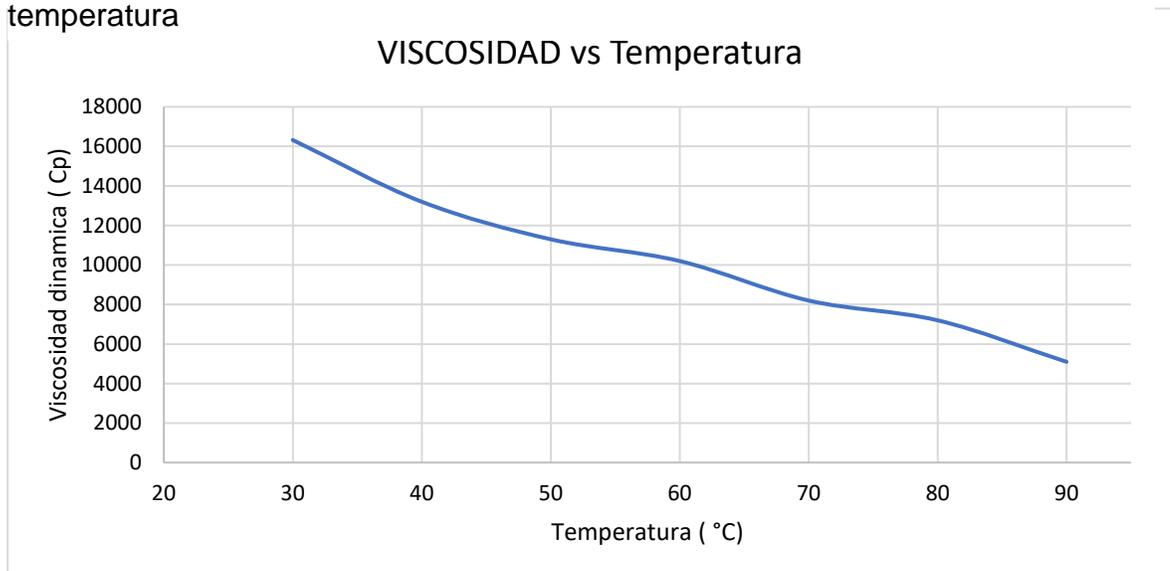
Ilustración 19. Viscosímetro Brookfield D2VT



Fuente: Autor

En la ilustración 22 podemos observar que la viscosidad del fluido disminuye a medida que aumentamos la temperatura del fluido, así a una temperatura de 30°C y 90°C tenemos una resistencia a fluir de 16.323 cP y 5.100 cP respectivamente.

Ilustración 20. Comportamiento de la viscosidad del CH-S5 con respecto a la temperatura



Fuente: Autor

De esta forma la línea base para los pozos seleccionados es:

Tabla 3. Datos de la línea bases de los pozos seleccionados.

VARIABLE	CH-S5	CH-A6	CH-A10
SW	72%	80%	80%
%Agua Libre	0%	0%	0%
% emulsión	72%	80%	80%
API@60°F	14,3	13,6	13,8
Densidad (g/cm3)	0,9704	0,9715	0,9738
Viscosidad cinemática@30°C (cstk)	16.820	11.708	14.250
Viscosidad Dinámica@ 30°C (cp)	16.323	11.374	13.877
Viscosidad Dinámica@ 50°C (cp)	11.300	10.850	12.100
viscosidad Dinámica @90°C (cp)	5.100	8.200	7.500
Salinidad (ppm)	602	720	658
pH@25°C	7,82	7,95	7,89
Conductividad@25°C (µs/cm)	5,42	6,01	5,95
ANÁLISIS SARA			
S	36,27	37,51	37,53
A	17,1	32,77	33,15
R	11,23	12,86	11,46
A	35,51	16,86	17,87
Estabilidad	Fuerte	Fuerte	Fuerte
PIP (psi)	520	963	480
Temperatura del Motor (°F)	301	308	288
Corriente del motor (Amp)	89,2	82,3	86
Producción Aceite (bls/día)	1.060	1.259	660

Fuente: Autor

SELECCIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS PARA ELIMINACIÓN DE EMULSIONES.

Para eliminar o disminuir las emulsiones presentes en los fluidos analizados se hizo uso de los siguientes productos químicos:

- CHEMIBREAK 222 (rompedor directo).
- CHEMIWAX 714 (dispersante de orgánicos).
- CHEMIWAX 990 (dispersante de orgánicos).
- CHEMISHEAR 707. (dispersante de orgánicos).

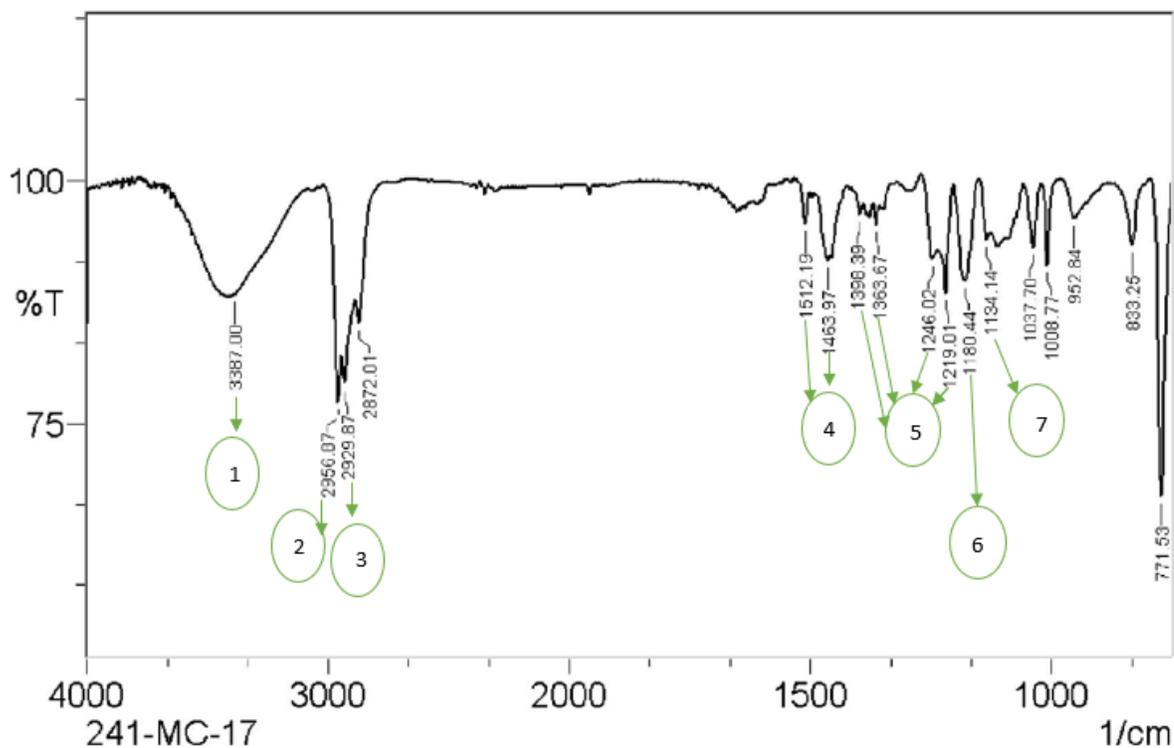
Se realizó una espectroscopia IR a los dispersantes, para identificar que grupos funcionales estaban interactuando con la emulsión en cada uno de los fluidos.

La interpretación de los espectros I.R para las 3 bases evaluadas, muestra la similitud química de las mismas, en general son desemulsificantes del tipo no iónico, compuestos principalmente por alcoholes y compuestos aromáticos, generalmente los desemulsificantes incluyen copolímeros de bloques a base de óxido de etileno y óxido de propileno. En la zona del espectro con longitudes de onda comprendidas entre $1300-400\text{ cm}^{-1}$, la asignación de bandas de absorción a determinadas vibraciones moleculares es muy difícil de realizar. Esta zona es conocida como la huella dactilar, característica de cada compuesto, en la que pequeñas diferencias en la estructura de la molécula dan lugar a variaciones muy importantes en los máximos de absorción.

Se observa que las bandas fundamentales asociadas a los grupos se encuentran principalmente en $3000-2800\text{ cm}^{-1}$ (zona de grupos O-H,C-H-, N-H), $1750-750\text{ cm}^{-1}$ (esta región corresponde a bandas fundamentales características de C=O, C=C, C=N, C-C, C-N, C-O).

A continuación, se detallan cada uno de los IR analizados:

Ilustración 21. Espectro IR del CHEMIWAX 714



Fuente: Empresa de Tratamiento Químico colaborante.

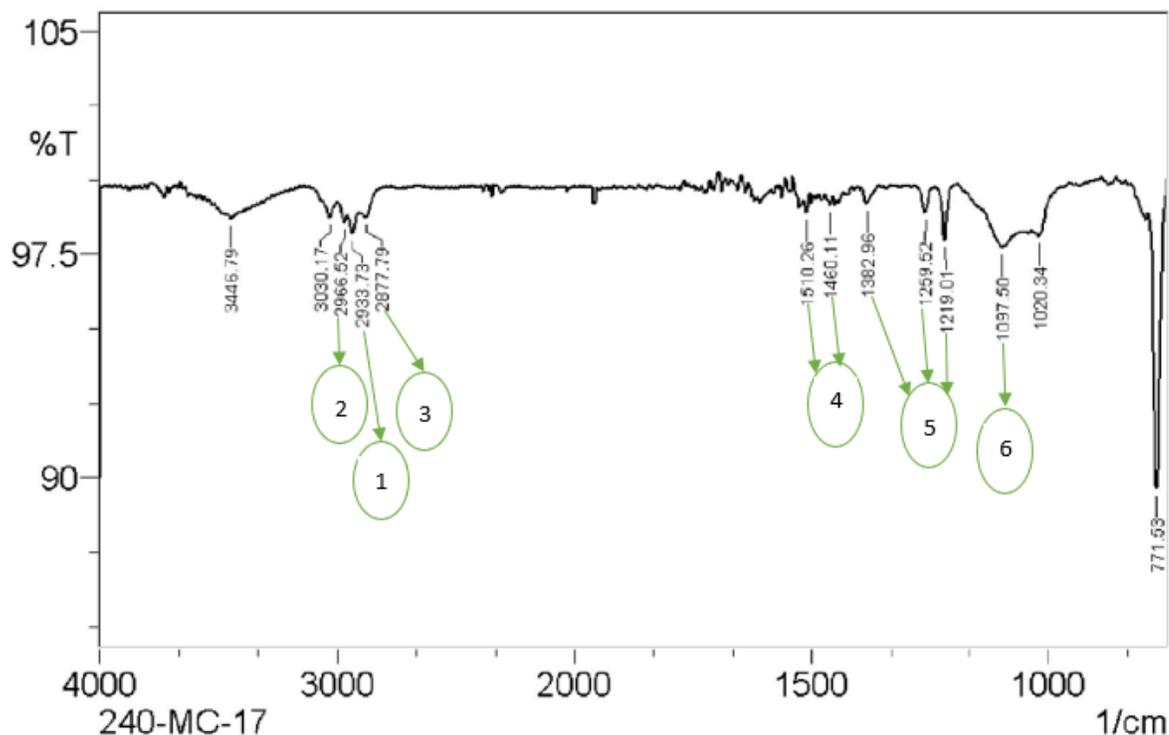
De la ilustración 23 podemos identificar los siguientes grupos funcionales:

Tabla 4. Grupos funcionales presentes en el CHEMIWAX 714

ítem	Grupo químico	Rango de Longitud de onda (cm-1)
1	Alcohol Polimérico	3400-3200
2	Alcanos -CH3	2970-2950
3	Alcanos-CH-2	2935-2915
4	Aromáticos	1450-1650
5	Ácidos carboxílicos	1420-1200
6	Ésteres	1300-1050
7	Alcohol Secundario	1150-1100

Fuente: Autor.

Ilustración 22. Espectro IR del CHEMISHEAR 707



Fuente: Empresa de Tratamiento Químico colaborante.

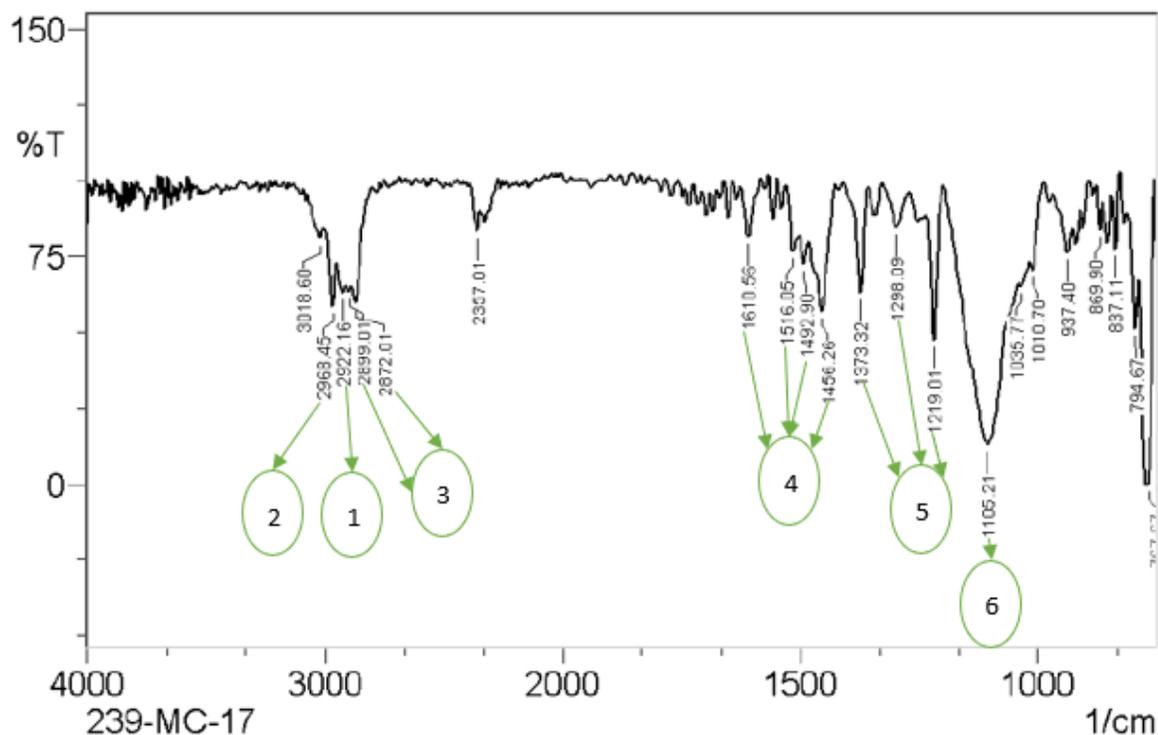
De la ilustración 24 podemos identificar los siguientes grupos funcionales:

Tabla 5. Grupos funcionales presentes en el CHEMISHEAR 707

ítem	Grupo químico	Rango de Longitud de onda (cm-1)
1	Alcanos -CH2-	2935-2915
2	Alcanos -CH3 vas	2970-2950
3	Alcanos -CH3	2880-2860
4	Aromáticos	1650-1450
5	Ácidos carboxílicos	1200-1420
6	Ésteres	1050-1300

Fuente: Autor

Ilustración 23. Espectro IR del CHEMIWAX 990



Fuente: Empresa de Tratamiento Químico colaborante.

De la ilustración 24 podemos identificar los siguientes grupos funcionales:

Tabla 6. Grupos funcionales presentes en el CHEMIWAX 990

ítem	Grupo químico	Rango de Longitud de onda (cm^{-1})
1	Alcanos -CH ₂ -	2935-2915
2	Alcanos -CH ₃ vas	2970-2950
3	Alcanos -CH ₃	2880-2860
4	Aromáticos	1650-1450
5	Ácidos carboxílicos	1200-1420
6	Ésteres	1050-1300

Fuente: Autor

Se realizaron las pruebas de la siguiente forma:

PRODUCTOS PUROS A DIFERENTES CONCENTRACIONES:

- CHEMIBREAK 222 (100%): 50, 100, 200, 300, 400, 500 ppm.
- CHEMIWAX 714 (100%): 50, 100, 200, 300, 400, 500 ppm.
- CHEMIWAX 990 (100%): 50, 100, 200, 300, 400, 500 ppm.
- CHEMISHEAR 707 (100%): 50, 100, 200, 300, 400, 500 ppm.

MEZCLA DE PRODUCTOS A DIFERENTES PROPORCIONES Y CONCENTRACIONES

CHEMIBREAK 222+ CHEMIWAX 714

- CHEMIBREAK 222 (50%)+ CHEMIWAX 714 (50%): 50, 100, 200, 300, 400, 500 ppm.
- CHEMIBREAK 222 (60%) + CHEMIWAX 714 (40%): 50, 100, 200, 300, 400, 500 ppm.
- CHEMIBREAK 222 (70%) + CHEMIWAX 714 (30%): 50, 100, 200, 300, 400, 500 ppm.
- CHEMIBREAK 222 (80%) + CHEMIWAX 714 (20%):50, 100, 200, 300, 400, 500 ppm.

CHEMIBREAK 222+ CHEMIWAX 990

- CHEMIBREAK 222 (50%)+ CHEMIWAX 990 (50%):50, 100, 200, 300, 400, 500 ppm.
- CHEMIBREAK 222 (60%)+ CHEMIWAX 990 (40%):50, 100, 200, 300, 400, 500 ppm.
- CHEMIBREAK 222 (70%) + CHEMIWAX 990 (30%): 50, 100, 200, 300, 400, 500 ppm.
- CHEMIBREAK 222 (80%) + CHEMIWAX 990 (20%): 50, 100, 200, 300, 400, 500 ppm.

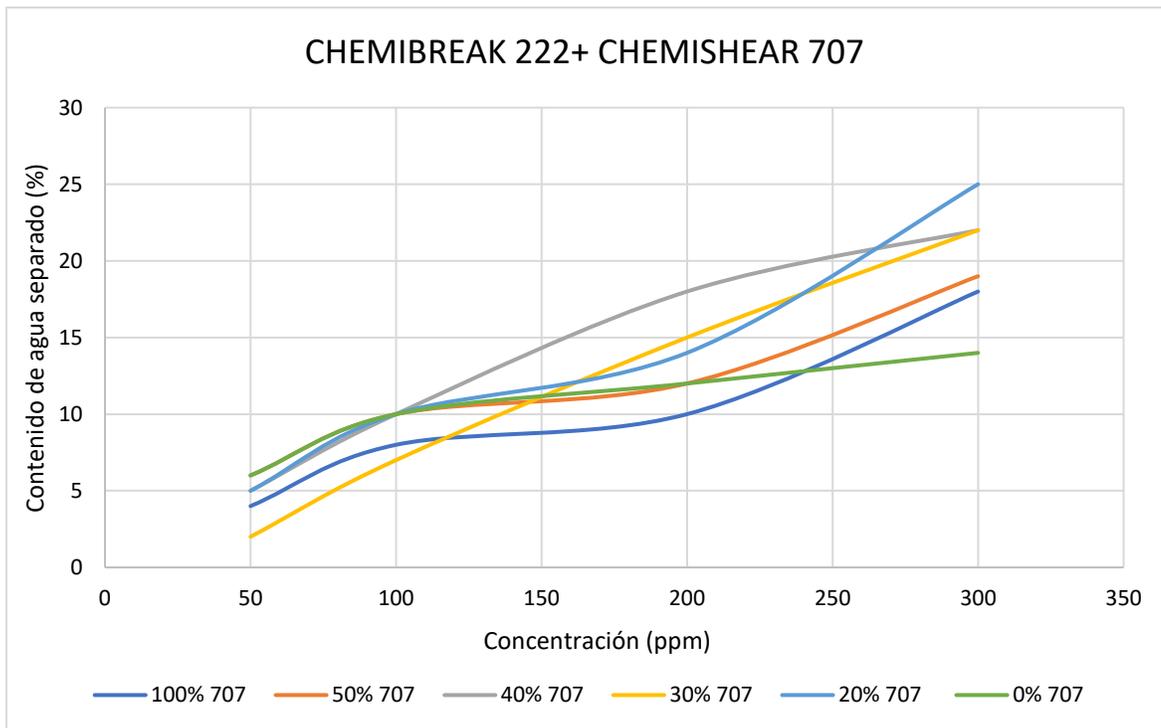
CHEMIBREAK 222+ CHEMISHEAR 707

- CHEMIBREAK 222 (50%)+ CHEMISHEAR 707 (50%): 50, 100, 200, 300, 400, 500 ppm.
- CHEMIBREAK 222 (60%)+ CHEMISHEAR 707 (40%): 50, 100, 200, 300, 400, 500 ppm.
- CHEMIBREAK 222 (70%)+ CHEMISHEAR 707 (30%): 50, 100, 200, 300, 400, 500 ppm.
- CHEMIBREAK 222 (80%) + CHEMISHEAR 707 (20%): 50, 100, 200, 300, 400, 500 ppm.

POZO CH-S5

Se realiza la adición de los productos químicos mencionados anteriormente obteniendo los siguientes resultados:

Ilustración 24. Comportamiento del 222+707 en emulsión de CHEMI-S5.

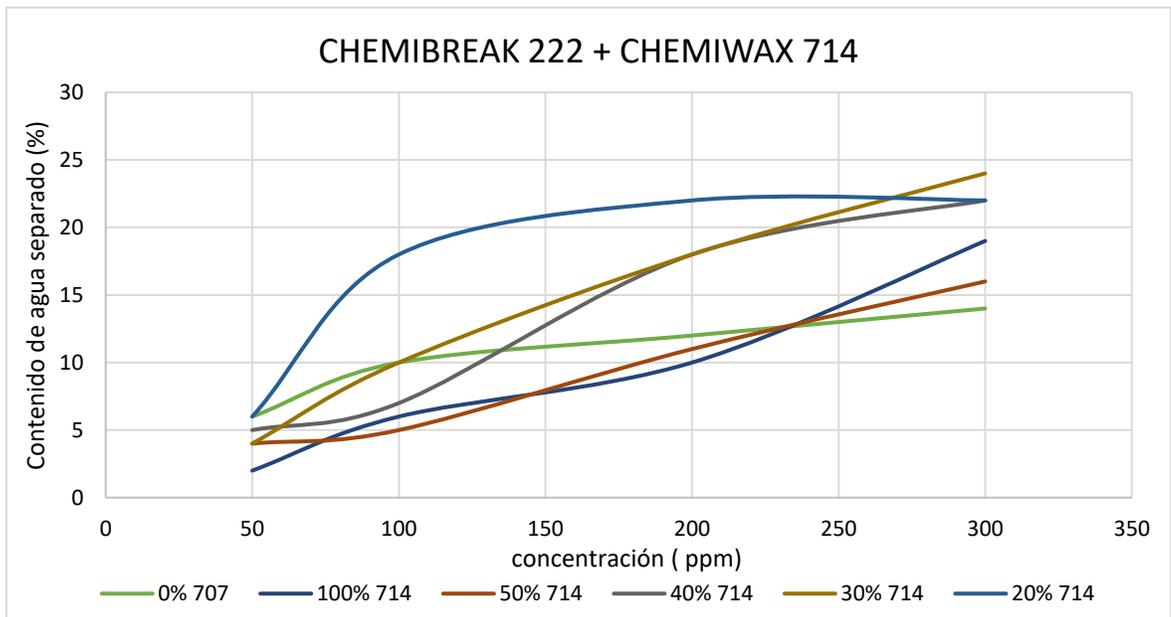


Fuente: Autor

En la ilustración 26 podemos observar que ninguna mezcla presenta emulsificación, las preparaciones 30% y 40%-707 tienen como punto de separación máximo 22%, para 20%-707 un rompimiento de 25% y para el producto 222 a 300 ppm un 14%.

Para los productos 222, 50%-714 y 714 se refleja una separación de 14%,16% y 19% respectivamente, siendo estas las de menor eficiencia, las mezclas 60%,70% y 80% con un rendimiento de 22% a 24%. (Ilustración 27).

Ilustración 25. Comportamiento del 222+714 en emulsión de CHEMI-S5.

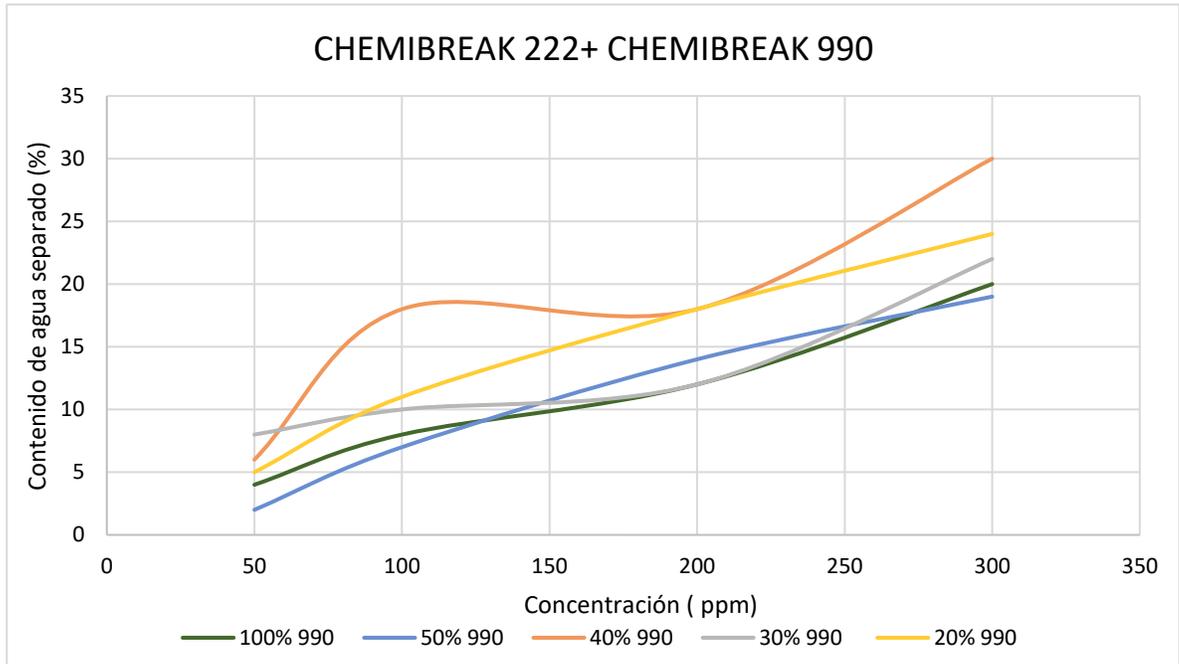


Fuente: Autor

Para la mezcla 50%-990 y el producto 222 se refleja una separación del 14% y 19% siendo estas dos las de menor eficiencia, luego el producto 990, 70% y 80%-990 con un intervalo de separación de 20%-24%.

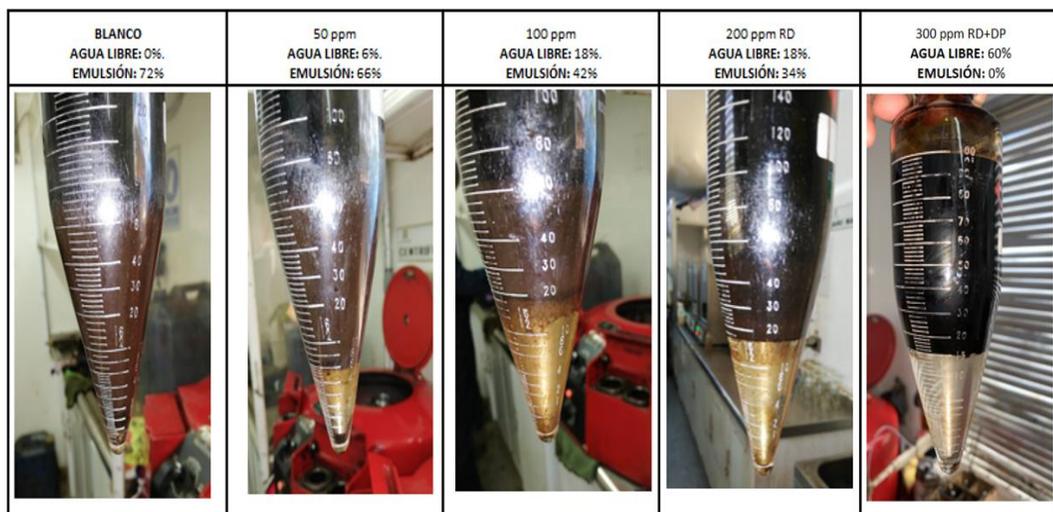
Como mejor resultado la mezcla 60%-990 con un rompimiento total del 60% a una concentración de 300 ppm (Ilustración 28, 29).

Ilustración 26. Comportamiento del 222+990 en emulsión de CHEMI-S5.



Fuente: Autor

Ilustración 27. Proceso de rompimiento de emulsión con 222+990 60% para CHEMI-S 5.



Fuente: Autor

Realizando una nueva caracterización del fluido con el tratamiento del aditivo químico y comparando con la línea base tenemos lo siguiente:

Tabla 7. Comparación de la caracterización de la línea base con el fluido tratado químicamente para el CH-S5

CH-S5			
VARIABLE	SIN QCA	CON QCA	Variación
SW	72%	60%	12%
%Agua Libre	0%	60%	60%
% emulsión	72%	0%	72%
API@60°F	14,3	14,8	0,5
Densidad@60°F (g/cm³)	0,9704	0,9685	0,19%
Viscosidad cinemática@30°C (cSt)	16.820	14.150	16%
Viscosidad Dinámica@ 30°C (cP)	16.323	13.704	16%
Viscosidad Dinámica@50°C (cP)	11.300	9.210	18%
viscosidad Dinámica @90°C (cP)	5.100	2.350	54%
Salinidad (ppm)	602	510	92
pH@25°C	7,82	6,22	1,6
Conductividad @25°C (µs/cm)	5.420	4.980	440
ANÁLISIS SARA			
S	36,27	37,25	3%
A	17,1	18,25	7%
R	11,23	11,4	2%
A	35,51	33,1	7%
Estabilidad	Fuerte	Débil	
Tratamiento escogido	222+ 990 al 60% con 300 ppm		

Fuente: Autor

De la tabla 7 se puede concluir que:

- Se obtuvo la separación agua/ crudo con un porcentaje del 60% de agua libre y la eliminación total de la emulsión.
- Para la gravedad API se tiene una ganancia de 0,5°. La densidad una disminución del 0,19%.

- Para la viscosidad cinemática a 30°C se tiene una disminución del 16%.
- Para la viscosidad dinámica se tiene una disminución desde el 16% hasta el 54% respecto a la variación de temperatura.
- Para la salinidad una disminución de 92 ppm, el pH 1,6 y la conductividad 440 $\mu\text{s}/\text{cm}$.

Tabla 8. Comparación de la caracterización de la línea base con el fluido tratado químicamente para el CH-A6

CH-A6			
VARIABLE	LINEA BASE	CON QCA	VARIACION
SW	80%	52%	28%
%Agua Libre	0%	52%	52%
% emulsión	80%	0%	80%
API@60°F	13,6	14,7	1,1
Densidad@60°F (g/cm³)	0,9715	0,9678	0,37%
Viscosidad cinemática@30°C (cSt)	11.708	9.850	16%
Viscosidad Dinámica@30°C (cP)	11.374	9.533	16%
Viscosidad Dinámica@50°C (cP)	10.850	7.160	34%
viscosidad Dinámica@90°C (cP)	8.200	5.640	31%
Salinidad (ppm)	720	680	40
pH@25°C	7,95	7,32	0,63
Conductividad@25°C ($\mu\text{s}/\text{cm}$)	6.010	5.150	860
ANÁLISIS SARA			
S	37,51	35,24	6%
A	32,77	36,25	11%
R	12,86	13,19	3%
A	16,86	15,32	9%
Estabilidad	Fuerte	Débil	
Tratamiento escogido	222+990 al 50% con 500 ppm		

Fuente: Autor

De la tabla 8 concluimos que:

- Se obtuvo una separación de agua libre del 52% y la eliminación total de la emulsión.

- Para la gravedad API se tiene una ganancia de 1,1°. La densidad una disminución del 0,37%.
- Para la viscosidad cinemática a 30°C tenemos una disminución del 16%, disminuyendo de 11.708 cSt a 9.850 cSt.
- Para la viscosidad dinámica se tiene una reducción del 16% al 34% respecto a la variación de temperatura.
- Para el pH una disminución de 0,63 unidades, para la conductividad 860 $\mu\text{s}/\text{cm}$.
- Del análisis SARA podemos evidenciar un aumento en los aromáticos del 11% y una disminución de los asfaltenos del 9%, de acuerdo con el tratamiento escogido 222+990 al 50% podemos destacar que según la ilustración 25 tenemos presencia de 4 componentes de la familia de los aromáticos que pudieron ser la causa de estas reacciones en la interfase de la emulsión ayudando a su inestabilidad y mezcla con los demás componentes y solubilizarse en la fase crudo. Además, se evidencia la participación mayoritaria de los ácidos carboxílicos.

Tabla 9. Comparación de la caracterización de la línea base con el fluido tratado químicamente para el CH-A10

CH-A10			
VARIABLE	LINEA BASE	CON QCA	VARIACIÓN
SW	80%	40%	40%
%Agua Libre	0%	36%	36%
% emulsión	80%	4%	76%
API@60°F	13,8	14,3	0,5
Densidad@60°F (g/cm ³)	0,9738	0,9705	0,33%
Viscosidad cinemática@30°C (cSt)	14.250	11.350	20%
Viscosidad Dinámica@30°C (cP)	13.877	11.015	21%
Viscosidad Dinámica@50°C (cP)	12.100	9.540	21%
viscosidad Dinámica@90°C (cP)	7.500	5.300	29%
Salinidad (ppm)	658	610	48
pH@25°C	7,89	7,21	0,68
Conductividad@25°C ($\mu\text{s}/\text{cm}$)	5.950	5.240	710
S	37,53	36,12	4%
A	33,15	37,01	12%
R	11,46	12,02	5%
A	17,87	14,85	17%

Estabilidad	Fuerte	Débil	
Tratamiento escogido	222+990 al 80% con 500 ppm		

Fuente: Autor

De la tabla 9 se destaca lo siguiente:

- Se obtuvo una separación de agua libre del 36% y la eliminación total de la emulsión.
- Para la gravedad API se tiene una ganancia de 0,5°. La densidad una disminución del 0,33%.
- Para la viscosidad cinemática a 30°C tenemos una disminución del 20%, disminuyendo de 11.350 cSt a 5.300 cSt.
- Para la viscosidad dinámica se tiene una reducción del 20% al 29% respecto a la variación de temperatura.
- Para el pH una disminución de 0,68 unidades, para la conductividad 710 $\mu\text{s}/\text{cm}$.
- Del análisis SARA podemos destacar un aumento en los aromáticos del 12% y una disminución de los asfaltenos del 17%, de acuerdo con el tratamiento escogido 222+990 al 80%, la diferencia con respecto al tratamiento del CH-A6 se puede dar por la mayor proporción de dispersante 990 presente en la mezcla, ya que ambas manejan la misma concentración.

En conclusión, podemos verificar que los 3 fluidos tuvieron una buena separación de las fases agua y crudo y el 0% de emulsión con la mezcla Rompedor directo 222+ dispersante 990.

IMPLEMENTACION DEL TRATAMIENTO QUIMICO A FONDO DE POZO

MONTAJE EN CABEZA DE POZO: Para la aplicación del producto se utilizó un IBC de 250 galones (1000 litros) para la preparación del aditivo químico. Se realiza trasiego de 150 galones de rompedor directo (3 anillos) con 100 galones de dispersante de orgánicos (2 anillos) y se mezcla con un homogeneizador manual.

Una bomba SideWinder de 10.000 psi y una tasa de inyección máxima de 70 gls/día. Se deja inyectando a máxima rata por 24 horas para llenar el capilar y se ajusta rata a 19 gls/día. (12 gls RD 222 + 7 gls DP 990).

El seguimiento se realiza transcurrida las 24 horas de llenado del capilar para verificar el efecto de los aditivos químicos en la emulsión, la estabilidad de las variables y el aumento de la producción del pozo.

Ilustración 28. Montaje de inyección de química fondo de pozo de CH-S5.



Fuente: Autor

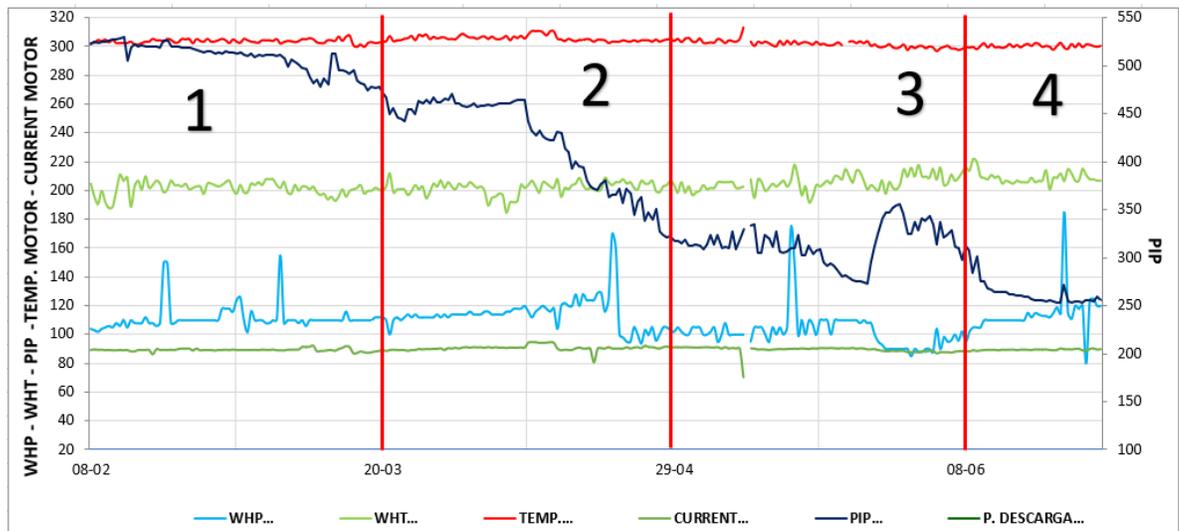
Se realiza toma de muestra en cabeza de pozo para verificar las características del fluido, encontrando agua libre como se muestra en la ilustración 32, como también se realiza la centrifugación de la fase crudo obteniendo un porcentaje de emulsión del 2% la cual es de estabilidad débil.

Ilustración 29. Fluido después de la aplicación del aditivo químico a fondo de pozo.



Fuente: Autor

Ilustración 30. Comportamiento de las variables de fondo después de aplicar el producto químico en cabeza de pozo de CH-S5.



Fuente: Autor

Luego de comprobar los resultados del laboratorio en el fluido, se hace revisión de las variables de fondo del sistema obteniendo lo siguiente:

Observando la ilustración 33 tenemos 4 zonas de lo cual podemos comentar que:

En la zona 1 se inicia la aplicación de la mezcla 220+990 al 60% con una concentración de 300 ppm lo cual equivale a una dosificación de 19 galones/día, la PIP comienza a disminuir lentamente desde los 520 psi a 481 psi, se observa un pico con un máximo de 512 psi debido a la falla de la bomba ese día, se restablece tasa de flujo para lo cual al final de la zona 1 tenemos una PIP objetivo de 472 psi. la frecuencia inicial de 55 Hz, disminuyendo a 54 Hz cuando se evidencia el primer pico de disminución, en este tiempo se aumenta en intervalos de 0,2 Hz hasta 54,8 Hz.

En la zona 2 tenemos una PIP inicial de 467 psi manteniendo una constante de 462,8 psi, se hace el aumento de 2 gls/día para lo cual comienza un descenso hasta 317,9 psi, la frecuencia de trabajo en esta zona fue de 54,2 Hz.

Para el inicio de la zona 3 se hace un aumento de 1Hz, un descenso de la PIP hasta 272 psi, se presenta un pico con un aumento a 350 psi, esto se presenta por la decisión del área de tratamiento químico por parte de optimización de disminuir la tasa de inyección, a la cual desistieron de la suspensión por el aumento y la variabilidad que comenzó a presentar la PIP, se realiza un aumento de 1 gls/día para el inicio de la zona 4, obteniendo una estabilización de la PIP en un rango de 250 a 255 psi, con una frecuencia de trabajo final de 55,2 Hz.

De esta forma la inyección de química termino en una dosificación de 21 gls/día correspondiente a una concentración de 350 ppm.

Teóricamente, la recuperación de producción con esta nueva PIP seria entre 285 a 314 bls/día como se evidencia en la tabla 10.

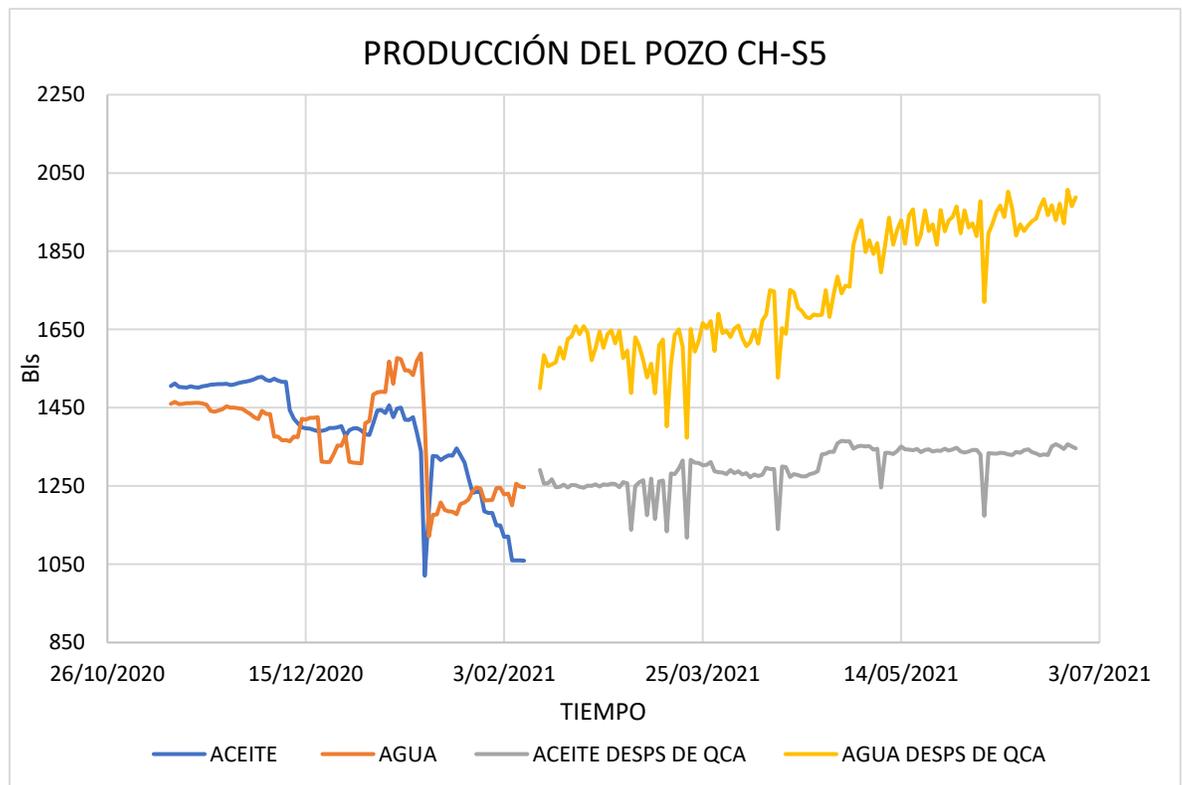
No obstante, se compara este valor teórico con las pruebas del medidor realizadas después de haber estabilizado la PIP en el sistema. Los datos de esta prueba son los plasmados en la ilustración 34.

Tabla 10. Cálculo del caudal obtenido por la nueva PIP objetivo 245 a 270 psi.

PIP (psi)	Pwf (psi)	IP Fluido	BSW (%)	Δ PIP	Nueva PIP	Δ qo+, (Q adicional)	Δ qw+, (Q adicional)	Δ qf+, (Q adicional)
520	939,4	2,33	50%	270	250	314,6	314,6	629,1
510	939,4	2,33	50%	258	252	300,6	300,6	601,1
500	939,4	2,33	50%	245	255	285,4	285,4	570,9

Fuente: Autor

Ilustración 31. Producción del CH-S5 después de aplicado la química



Fuente: Autor

Analizando la ilustración 34 después de la aplicación de química se tiene una ganancia de 250 bls/día aproximadamente, lo cual en el periodo de seguimiento la producción del pozo aumenta llegando a 1.330 bls/ día aproximadamente y manteniéndose constante. Se esperaba que con el tratamiento llegara a la producción inicial de los 1.500 bls/día, pero el aporte de agua incremento en un 24%.

Para los pozos CH-A6 y CH-A10 tenemos lo siguiente:

Tabla 11. Cálculo del caudal para CH-A6 obtenido por la nueva PIP objetivo 380 a 384 psi.

PIP (psi)	Pwf (psi)	IP Fluido	BSW (%)	Δ PIP	Nueva PIP	Δ qo+, (Q adicional)	Δ qw+, (Q adicional)	Δ qf+, (Q adicional)
963	1231,2	1,46	52%	579	384	405,8	439,6	845,3
963	1231,2	1,46	52%	581	382	407,2	441,1	848,3
963	1231,2	1,46	52%	583	380	408,6	442,6	851,2

Fuente: Autor

Se obtiene una disminución de PIP alrededor de 579 a 583 psi, manteniendo una estabilidad y un aumento de flujo promedio de 314 bls/día.

Tabla 12. Cálculo del caudal para CH-A10 obtenido por la nueva PIP objetivo 240 a 250 psi.

PIP (psi)	Pwf (psi)	IP Fluido	BSW (%)	Δ PIP	Nueva PIP	Δ qo+, (Q adicional)	Δ qw+, (Q adicional)	Δ qf+, (Q adicional)
480	1.711	2,03	40%	230	250	280,1	186,8	466,9
480	1.711	2,03	40%	235	245	286,2	190,8	477,1
480	1.711	2,03	40%	240	240	292,3	194,9	487,2

Fuente: Autor

Se obtiene una disminución de PIP alrededor de 230 a 240 psi, manteniendo una estabilidad y un aumento de flujo promedio de 286 bls/día.

CONDICIONES ÓPTIMAS DE OPERACIÓN TÉCNICA

De acuerdo con los datos suministrados por la data del campo CHEMI se tiene los siguientes mínimos y máximos de operación de la bomba electro-sumergible del pozo CH-S5.

Tabla 13. Condiciones mínimas y máximas de los diferentes parámetros de la BES del CH-S5.

POZO CH-S5				
PARÁMETRO	ANTES	ACTUAL	MINIMO	MÁXIMO
<i>Frecuencia (Hz)</i>	60	55,2	45	70
<i>Temperatura del Motor (°F)</i>	302	297	---	330
<i>Corriente del Motor (Amp)</i>	88,7	88,8	70	98
<i>PIP (psi)</i>	520	250	150	600

Fuente: Autor

Como se puede detallar en la tabla 13 el rango de operación para variar los parámetros aún es aceptable, pero durante los dos meses de prueba que se tuvo el pozo con el tratamiento químico se evidenció que al aumentar la concentración de química puede disminuir la PIP y obtener un apagado de pozo por BAJA PIP, para la cual se recomendó no aumentar la concentración a menos de que el fluido aumentara para mantener dicha concentración.

Las variaciones que dieron lugar de aumentos de 0,2Hz a la frecuencia de trabajo mostró inestabilidad en las zonas 1,2,3 y 4 mencionadas en la ilustración 33, por lo cual se sugirió una frecuencia de operación de 55,2 Hz o máximo de 56 Hz obteniendo una PIP de 210 psi.

Aunque la corriente del motor no disminuyo, se evidencia en las ilustraciones 13 y 33 una mayor constante en 88,8 de amperaje al igual que la temperatura del motor no tuvo variaciones considerables lo cual hace que el equipo trabaje en un buen sistema eléctrico.

Tabla 14. Condiciones mínimas y máximas de los diferentes parámetros de la BES del CH-A6 y CH-A10

POZO CH-A6				
PARÁMETRO	ANTES	ACTUAL	MINIMO	MÁXIMO
<i>Frecuencia (Hz)</i>	64	59,3	52	64
<i>Temperatura del Motor (°F)</i>	312	301,2	270	320
<i>Corriente del Motor (Amp)</i>	89	87	68	88
<i>PIP (psi)</i>	960	384	200	1000
POZO CH-A10				
PARÁMETRO	ANTES	ACTUAL	MINIMO	MÁXIMO
<i>Frecuencia (Hz)</i>	62	58,5	50,8	64
<i>Temperatura del Motor (°F)</i>	290	284	250	300
<i>Corriente del Motor (Amp)</i>	97	84	70	91
<i>PIP (psi)</i>	480	240	150	460

Fuente: Autor

De la tabla 14 podemos destacar lo siguiente:

Para el CH-A6 se tuvo una reducción de 4,7 Hz de frecuencia de trabajo, se redujo la temperatura en 11,2°F, la corriente del motor al máximo de su trabajo con 89 amp y 960 psi respectivamente, lo cual con la inyección se logró una corriente de 87 amp y una PIP de 384 psi.

La PIP se mantuvo estable en un intervalo de 380 a 390 psi, reduciendo 576 psi. En los meses de prueba se observó que la frecuencia de trabajo puede llegar a un mínimo de 55 Hz con una PIP de 714 psi, con una temperatura de motor de 287°F y una corriente de 74 amp.

Debido a los ajustes que se realizaban de acuerdo con el comportamiento del pozo, según la tabla 15 se comprobó que el intervalo de trabajo adecuado para este sistema BES estaba en el intervalo de 59.0 a 60.0 Hz, donde la PIP se comporta en un rango de 370 psi a 500 psi, aunque la corriente del motor sería una variable decisiva, ya que se estaría llegando al máximo, este tipo de decisiones son tomadas por el área de ALS del campo de estudio. Por parte de producción se mantiene en seguimiento de dicha variable.

Para el CH-A10 tenemos una reducción de la frecuencia de trabajo de -2,5 Hz, temperatura del motor de -6°F, corriente del motor -7 amp y -240 psi de PIP.

Durante el periodo de prueba del CH-A10 y según los datos plasmados en la tabla 16 podemos recomendar que la frecuencia de trabajo para este sistema es de 58.5 Hz, ya que las frecuencias de trabajo de 62 y 60,4 Hz, aunque nos da una PIP de 250 y 386 psi respectivamente, la variable de temperatura de motor se acerca a su máximo con 296 °F y la corriente del motor sobrepasa su máximo con 98 y 91 amp respectivamente.

Tabla 15. Datos del variador del CH-A6 en diferente frecuencias de trabajo en el periodo de prueba

DATOS VARIADOR			
FREC, (Hz)	PIP (psi)	TEMP. MOTOR (°F)	CURRENT MOTOR (Amp)
60,5	553,0	301,0	87,7
60,5	553,0	301,0	87,2
60,5	556,2	300,9	87,5
60,5	557,9	300,5	87,5
59,3	384,4	301,2	83,0
59,3	387,5	301,2	83,0
59,3	374,4	301,6	83,2
59,3	377,2	301,2	82,8
57,5	647,0	292,2	74,6
57,9	645,1	293,3	76,2
57,6	650,3	291,5	76,8
58,0	596,0	294,0	78,0
56,8	814,7	293,1	74,3
56,5	817,4	292,1	73,9
56,3	822,2	291,5	75,5
56,2	817,0	291,0	73,0
55,0	756,1	287,2	72,1

55,0	713,0	287,0	74,3
55,0	714,2	287,0	74,3

Fuente: Autor

Tabla 16. Datos del variador del CH-A10 en diferente frecuencias de trabajo en el periodo de prueba

DATOS VARIADOR			
FREC, (Hz)	PIP (psi)	TEMP. MOTOR (°F)	CURRENT MOTOR (Amp)
62,0	250,0	296,0	98,0
62,0	254,0	296,0	98,0
60,4	386,2	290,1	91,9
60,4	392,6	289,9	91,8
59,5	375,7	283,8	84,4
59,5	377,2	283,8	84,7
58,5	307,8	281,6	80,7
58,5	308,3	281,8	80,7
58,5	309,7	281,4	80,8
57,5	352,9	278,4	77,5
57,5	353,4	278,7	77,7
57,5	353,6	278,1	78,9
55,5	447,9	273,0	72,7
55,5	447,3	272,6	73,0

Fuente: Autor

COSTOS FINANCIEROS DE LA APLICACIÓN DE QUIMICA

Los precios de los diferentes productos químicos fueron suministrados por el área de logística y ventas de la empresa colaborante del proyecto.

Tabla 17. Precios de los diferentes dispersantes ofrecidos por Chemioil Colombia

PRODUCTO	VALOR CANECA	VALOR POR GALÓN
CHEMIWAX 714	\$ 2,600,000	\$ 47,273
CHEMIWAX 990	\$ 2,450,000	\$ 44,545
CHEMISHEAR 707	\$ 2,700,000	\$ 49,091

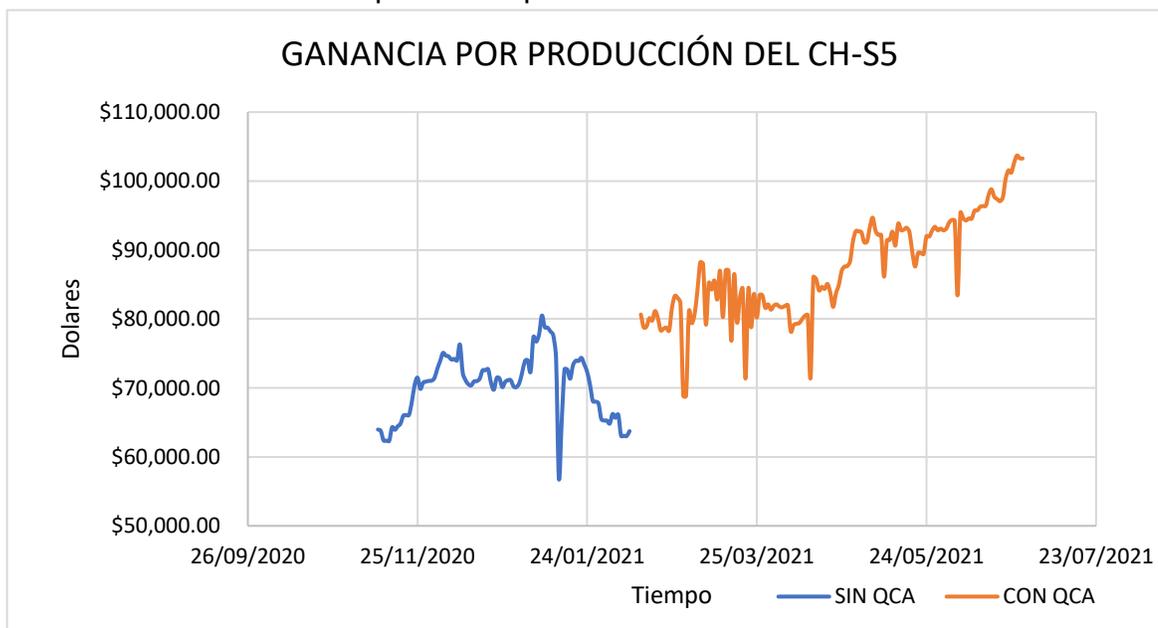
Fuente: Autor

El Valor del CHEMIBREAK 222 que es el rompedor directo no tiene costo adicional, ya que este producto está incluido en el tratamiento por barril tratado de la empresa con el cliente. Nuestro costo variable será la aplicación del dispersante seleccionado.

Los accesorios como IBC, bombas dosificadoras, tubing, válvulas, cheques, férulas y demás son suministrados por el cliente.

De esta forma tomando como valor de referencia el costo de barril brent desde el 11/11/2021 al 27/06/2021 tenemos la siguiente información plasmada en la ilustración 34.

Ilustración 32. Ganancia producida por el CH-S5

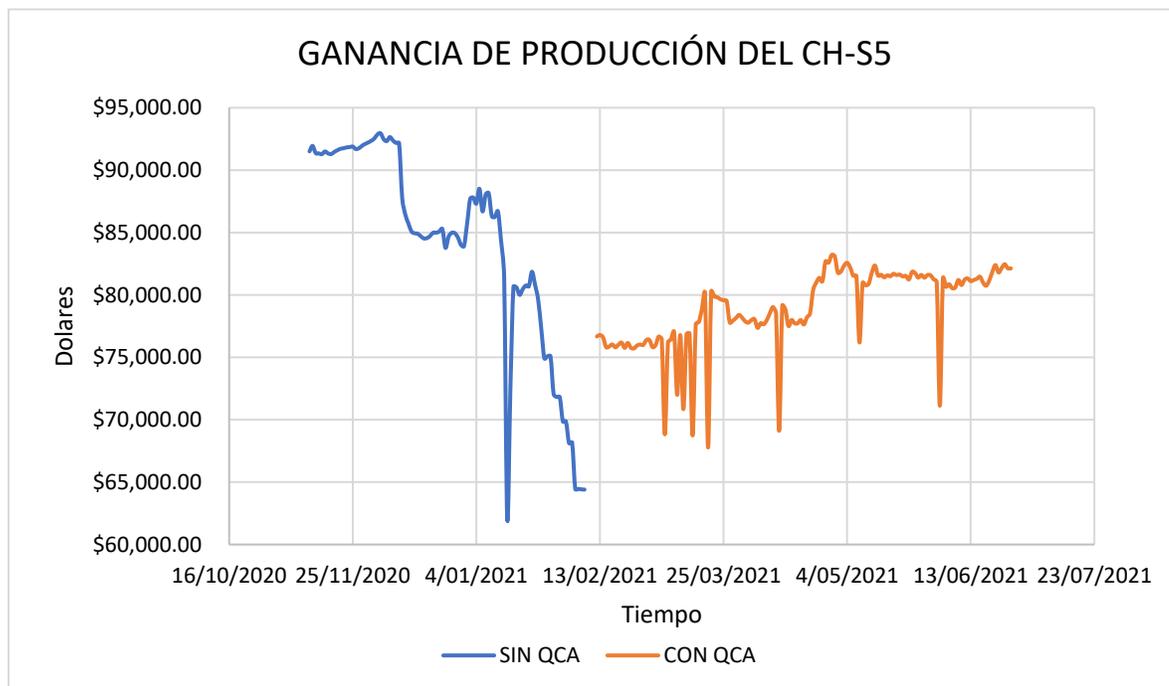


Fuente: Autor

Se puede observar en la ilustración 34 que la ganancia del CH-S5 sin inyección de química oscila entre US\$ 63.764 a US\$ 78.813, para el fluido con tratamiento químico vemos un aumento progresivo desde US\$ 78.097 a US\$ 103.280 dólares. Para el ejercicio de comparación de este trabajo no es adecuado la variabilidad del precio del crudo, ya que este aumento plasmado en la ilustración 34 se debe al aumento del barril de petróleo Brent que tuvo desde el 11/2020 al 06/2021.

Para realizar una comparación y verificar si la implementación de la propuesta de adición de química es rentable tomamos como promedio el valor del barril de crudo en estos 8 meses teniendo como valor promedio US\$ 60,79 dólares. Se realizan los cálculos con la producción obtenida del pozo y con el promedio teniendo como resultados las tendencias de la ilustración 35.

Ilustración 33. Ganancia producida por el CH-S5 a un solo precio.



Fuente: Autor

Se detalla que la ganancia del CH-S5 sin la aplicación de química descendía desde US\$ 91.338 a US\$ 64.339 debido a la disminución de 1.500 a 1.000 bls/día. Para el fluido con la adición de química se tiene un aumento por periodos oscilando en los rangos de US\$ 76.672 a US\$ 82.125 dólares, aunque la producción no se pudo recuperar al 100%, podemos evidenciar que la aplicación de química a fondo mantiene la producción estable y sus ingresos no decaen.

Ahora bien, analicemos los costos que genera aplicar esta alternativa de tratamiento, comparándolo en el segmento donde la producción de la línea base alcanza los 1.300 bls y decae con respecto a la línea con tratamiento químico.

De la tabla 18 tenemos que detallar lo siguiente:

- La casilla **OIL SIN QCA** hace referencia a la producción del pozo sin la inyección de mezcla 222+990 al 60%. (obtenida de la data del campo).
- **OIL CON QCA** hace referencia a la producción del pozo después de aplicada la química. (obtenida de la data del campo)
- **PRECIO SIN QCA** hace referencia al valor de la producción del pozo sin la adición de los químicos.(calculada con el valor promedio de venta del crudo mencionado anteriormente).
- **PRECIO CON QCA** hace referencia a la ganancia del pozo con la adición de los químicos.(calculada con el valor promedio de venta del crudo mencionado anteriormente, producción nueva obtenida de la data del campo).
- **VALOR QCA** hace referencia al costo de la adición del 222+990 al 60% según la producción total diaria.(valor obtenido de la cotización con la empresa química aportante).
- **GANANCIA** hace referencia al valor neto obtenido después de restar el pago de la química aplicada.
- **DIFERENCIA** hace referencia al valor neto con la aplicación de la química comparándola con la línea base.

Tabla 18. Costo y beneficio de la aplicación de aditivos a fondo de pozo del CH-S5

ITEM	OIL SIN QCA	OIL CON QCA	PRECIO SIN QCA	PRECIO CON QCA	RECIO DE LA QC	GANANCIA	DIFERENCIA
64	1338.86	1275.10	\$ 81,389.30	\$ 77,513.33	\$ 165.76	\$ 77,347.57	-\$ 4,041.73
65	1020.69	1283.00	\$ 62,047.75	\$ 77,993.57	\$ 166.79	\$ 77,826.78	\$ 15,779.03
66	1188.89	1278.67	\$ 72,272.62	\$ 77,730.35	\$ 166.23	\$ 77,564.12	\$ 5,291.50
67	1326.87	1278.61	\$ 80,660.43	\$ 77,726.70	\$ 166.22	\$ 77,560.48	-\$ 3,099.94
68	1325.90	1282.97	\$ 80,601.46	\$ 77,991.75	\$ 166.79	\$ 77,824.96	-\$ 2,776.50
69	1315.99	1276.98	\$ 79,999.03	\$ 77,627.61	\$ 166.01	\$ 77,461.61	\$ 2,537.43
70	1323.48	1286.52	\$ 80,454.35	\$ 78,207.55	\$ 167.25	\$ 78,040.30	-\$ 2,414.05
71	1328.47	1291.66	\$ 80,757.69	\$ 78,520.01	\$ 167.92	\$ 78,352.10	-\$ 2,405.60
72	1327.50	1322.61	\$ 80,698.73	\$ 80,401.46	\$ 171.94	\$ 80,229.52	-\$ 469.20
73	1346.60	1332.24	\$ 81,859.81	\$ 80,986.87	\$ 173.19	\$ 80,813.68	-\$ 1,046.14
74	1329.11	1338.48	\$ 80,796.60	\$ 81,366.20	\$ 174.00	\$ 81,192.20	\$ 395.60
75	1309.81	1333.98	\$ 79,623.35	\$ 81,092.64	\$ 173.42	\$ 80,919.23	\$ 1,295.88
76	1271.43	1360.19	\$ 77,290.23	\$ 82,685.95	\$ 176.82	\$ 82,509.13	\$ 5,218.90
77	1232.36	1358.45	\$ 74,915.16	\$ 82,580.18	\$ 176.60	\$ 82,403.58	\$ 7,488.41
78	1235.03	1368.77	\$ 75,077.47	\$ 83,207.53	\$ 177.94	\$ 83,029.59	\$ 7,952.11
79	1235.12	1366.80	\$ 75,082.94	\$ 83,087.77	\$ 177.68	\$ 82,910.09	\$ 7,827.14
80	1185.35	1345.32	\$ 72,057.43	\$ 81,782.00	\$ 174.89	\$ 81,607.11	\$ 9,549.68
81	1181.40	1346.96	\$ 71,817.31	\$ 81,881.70	\$ 175.10	\$ 81,706.59	\$ 9,889.29
82	1181.17	1354.54	\$ 71,803.32	\$ 82,342.49	\$ 176.09	\$ 82,166.40	\$ 10,363.07
83	1149.21	1358.30	\$ 69,860.48	\$ 82,571.06	\$ 176.58	\$ 82,394.48	\$ 12,534.00
84	1149.19	1352.15	\$ 69,859.26	\$ 82,197.20	\$ 175.78	\$ 82,021.42	\$ 12,162.16
85	1120.44	1341.10	\$ 68,111.55	\$ 81,525.47	\$ 174.34	\$ 81,351.13	\$ 13,239.58
86	1121.26	1340.75	\$ 68,161.40	\$ 81,504.19	\$ 174.30	\$ 81,329.90	\$ 13,168.50
87	1060.15	1253.24	\$ 64,446.52	\$ 76,184.46	\$ 162.92	\$ 76,021.54	\$ 11,575.02
88	1060.34	1331.90	\$ 64,458.07	\$ 80,966.20	\$ 173.15	\$ 80,793.05	\$ 16,334.99
89	1059.68	1328.62	\$ 64,417.95	\$ 80,766.81	\$ 172.72	\$ 80,594.09	\$ 16,176.14
90	1059.37	1330.81	\$ 64,399.10	\$ 80,899.94	\$ 173.01	\$ 80,726.69	\$ 16,327.83
91	1055.67	1345.56	\$ 64,174.18	\$ 81,796.59	\$ 174.92	\$ 81,621.67	\$ 17,447.49
92	996.28	1354.75	\$ 60,563.86	\$ 82,355.25	\$ 176.12	\$ 82,179.14	\$ 21,615.27
93	996.00	1341.61	\$ 60,546.84	\$ 81,556.47	\$ 174.41	\$ 81,382.06	\$ 20,835.22
94	961.26	1342.62	\$ 58,435.00	\$ 81,617.87	\$ 174.54	\$ 81,443.33	\$ 23,008.33
95	963.13	1339.12	\$ 58,548.67	\$ 81,405.10	\$ 174.09	\$ 81,231.02	\$ 22,682.35
96	968.09	1341.74	\$ 58,850.19	\$ 81,564.37	\$ 174.43	\$ 81,389.95	\$ 22,539.76
97	957.16	1340.64	\$ 58,185.76	\$ 81,497.51	\$ 174.28	\$ 81,323.22	\$ 23,137.47
98	957.09	1343.84	\$ 58,181.50	\$ 81,692.03	\$ 174.70	\$ 81,517.33	\$ 23,335.83
99	957.72	1342.13	\$ 58,219.80	\$ 81,588.08	\$ 174.48	\$ 81,413.61	\$ 23,193.81
100	955.88	1342.84	\$ 58,107.95	\$ 81,631.24	\$ 174.57	\$ 81,456.67	\$ 23,348.73
101	956.48	1340.39	\$ 58,144.42	\$ 81,482.31	\$ 174.25	\$ 81,308.06	\$ 23,163.64
102	956.20	1341.13	\$ 58,127.40	\$ 81,527.29	\$ 174.35	\$ 81,352.95	\$ 23,225.55
103	955.13	1336.40	\$ 58,062.35	\$ 81,239.76	\$ 173.73	\$ 81,066.02	\$ 23,003.67
104	954.74	1346.39	\$ 58,038.64	\$ 81,847.05	\$ 175.03	\$ 81,672.02	\$ 23,633.37
105	954.36	1344.77	\$ 58,015.54	\$ 81,748.57	\$ 174.82	\$ 81,573.75	\$ 23,558.20
106	954.51	1338.82	\$ 58,024.66	\$ 81,386.87	\$ 174.05	\$ 81,212.82	\$ 23,188.16
107	955.29	1342.40	\$ 58,072.08	\$ 81,604.50	\$ 174.51	\$ 81,429.98	\$ 23,357.90
108	955.65	1338.75	\$ 58,093.96	\$ 81,382.61	\$ 174.04	\$ 81,208.58	\$ 23,114.61
109	956.04	1342.20	\$ 58,117.67	\$ 81,592.34	\$ 174.49	\$ 81,417.85	\$ 23,300.18
110	957.42	1341.84	\$ 58,201.56	\$ 81,570.45	\$ 174.44	\$ 81,396.01	\$ 23,194.45
111	958.61	1336.47	\$ 58,273.90	\$ 81,244.01	\$ 173.74	\$ 81,070.27	\$ 22,796.37
112	955.29	1332.87	\$ 58,072.08	\$ 81,025.17	\$ 173.27	\$ 80,851.89	\$ 22,779.82
113	954.75	1169.88	\$ 58,039.25	\$ 71,117.01	\$ 152.08	\$ 70,964.92	\$ 12,925.67
114	962.20	1338.09	\$ 58,492.14	\$ 81,342.49	\$ 173.95	\$ 81,168.54	\$ 22,676.40
115	959.62	1326.87	\$ 58,335.30	\$ 80,660.43	\$ 172.49	\$ 80,487.93	\$ 22,152.63
116	840.20	1330.04	\$ 51,075.76	\$ 80,853.13	\$ 172.91	\$ 80,680.23	\$ 29,604.47
117	958.15	1324.89	\$ 58,245.94	\$ 80,540.06	\$ 172.24	\$ 80,367.83	\$ 22,121.89
118	966.06	1325.89	\$ 58,726.79	\$ 80,600.85	\$ 172.37	\$ 80,428.49	\$ 21,701.70
119	967.16	1335.71	\$ 58,793.66	\$ 81,197.81	\$ 173.64	\$ 81,024.17	\$ 22,230.51
120	885.21	1328.99	\$ 53,811.92	\$ 80,789.30	\$ 172.77	\$ 80,616.53	\$ 26,804.62
121	969.04	1336.00	\$ 58,907.94	\$ 81,215.44	\$ 173.68	\$ 81,041.76	\$ 22,133.82
122	869.35	1337.73	\$ 52,847.79	\$ 81,320.61	\$ 173.90	\$ 81,146.70	\$ 28,298.92
123	970.99	1334.16	\$ 59,026.48	\$ 81,103.59	\$ 173.44	\$ 80,930.15	\$ 21,903.66
124	973.93	1335.74	\$ 59,205.20	\$ 81,199.63	\$ 173.65	\$ 81,025.99	\$ 21,820.78
125	838.71	1337.32	\$ 50,985.18	\$ 81,295.68	\$ 173.85	\$ 81,121.83	\$ 30,136.65
126	983.14	1340.04	\$ 59,765.08	\$ 81,461.03	\$ 174.21	\$ 81,286.83	\$ 21,521.75
127	983.10	1332.22	\$ 59,762.65	\$ 80,985.65	\$ 173.19	\$ 80,812.47	\$ 21,049.82
128	1001.35	1328.14	\$ 60,872.07	\$ 80,737.63	\$ 172.66	\$ 80,564.97	\$ 19,692.91
129	1025.15	1335.14	\$ 62,318.87	\$ 81,163.16	\$ 173.57	\$ 80,989.59	\$ 18,670.72
130	821.89	1346.47	\$ 49,962.69	\$ 81,851.91	\$ 175.04	\$ 81,676.87	\$ 31,714.18
131	1021.71	1355.42	\$ 62,109.75	\$ 82,395.98	\$ 176.20	\$ 82,219.78	\$ 20,110.03
132	1019.01	1345.61	\$ 61,945.62	\$ 81,799.63	\$ 174.93	\$ 81,624.70	\$ 19,679.08
133	1014.91	1351.38	\$ 61,696.38	\$ 82,150.39	\$ 175.68	\$ 81,974.71	\$ 20,278.33
134	1013.28	1356.43	\$ 61,597.29	\$ 82,457.38	\$ 176.34	\$ 82,281.04	\$ 20,683.75
135	970.99	1351.17	\$ 59,026.48	\$ 82,137.62	\$ 175.65	\$ 81,961.97	\$ 22,935.49
136	969.04	1350.96	\$ 58,907.94	\$ 82,124.86	\$ 175.62	\$ 81,949.23	\$ 23,041.29

Fuente: Autor

El precio unitario para la química aplicada se estimó como se detalla en la tabla 19.

Tabla 19. Precio unitario de la Química por barril

DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
Consumo diario	9	gls
Consumo semanal	63	gls
Consumo mensual	270	gls
# tambores	4.9	mes
Precio del tambor	\$ 2.450.000	\$CO
Precio al mes	\$ 12.027.272	\$CO
Producción del mes	30.000	bls
Precio por barril	\$ 400,91	\$CO
Precio	0,11	US\$

Fuente: Autor

De la tabla 18 podemos concluir que a partir del ítem 74 tenemos una ganancia de US\$ 395.60, lo cual al pasar el tiempo incrementan desde US\$1.000 a US\$23.000.

De esta forma podemos determinar que la alternativa de tratamiento químico es viable en el ámbito técnico, ya que mantiene estables las variables de fondo de pozo, mantiene la producción estable y respecto al aspecto financiero genera ganancias para el pago de la química y un adicional monetario si no tuviéramos el pozo en tratamiento, ya que la producción estuviera en decaimiento por el aumento de la PIP y manteniéndose constante en una producción de 983 bls/día a comparación de 1.340 bls/día con ganancias de US\$ 22.000 dólares.

CONCLUSIONES

De acuerdo con la caracterización que se realizó en los diferentes pozos se puede establecer que la mayoría presentaba entre el 60% a 80% de emulsión y sin corte de agua libre.

La mejor mezcla para el tratamiento de estas emulsiones fue CHEMIBREAK 222+ CHEMIWAX 990, las proporciones usadas fueron de 50%,60% y 80% de CHEMIWAX 990 para los pozos CH-A6, CH-S5 y CH-A10 respectivamente, las concentraciones que se aplicaron fueron de 300 ppm para el CH-S5 y 500 ppm para el CH-A6 y CH-A10. El Chemiwax 990 a diferencia de los demás dispersantes en su IR se identificó con 4 sustancias de funcionalidad aromática lo cual hizo más eficiente el rompimiento de la emulsión.

En los ensayos de laboratorio se demostró la eliminación total del % emulsionado de la mezcla, presentado una interfase definida y una buena calidad del agua, sin saturaciones o inhibiciones para el sistema actual de las facilidades. Se logró una disminución alrededor de los 3.000 a 4.000 cP de viscosidad en cada uno de los fluidos de cabeza de pozo.

Al realizar la inyección del tratamiento químico a fondo de pozo se logró la estabilización de las variables operativas como PIP, temperatura y corriente del motor, en especial la PIP se redujo en un 60% para el CH-S5, 52% para el CH-A6 y un 50% para el CH-A10.

Con la alternativa de tratamiento químico se tuvo un aumento de producción de 285 bls/día para el CH-S5, 380 bls/día para el CH-A6 y 280 bls/día para el CH-A10. En lo financiero se obtienen unas ganancias promedio entre US\$10.000 a US\$23.000.

RECOMENDACIONES

Para mejorar las condiciones de aplicación y así mismo poder cuidar la integridad del yacimiento, se recomienda realizar una caracterización detallada de los componentes del cuerpo de agua, sus reacciones y/o influencias negativas al entrar en contacto con los diferentes surfactantes del aditivo química. Ya que al tener varios tensoactivos podemos estar eliminando el problema en fondo del pozo, pero al momento de tener la inyección del agua algunos de estos compuestos pudieron quedar como residual lo que puede alterar el equilibrio químico en el yacimiento.

Se recomienda evaluar la mezcla de los 3 productos CHEMIBREAK 222+ CHEMISHEAR 707 Y CHEMIWAX 990 como posible mejora en la eficiencia del rompimiento de la emulsión, ya que en laboratorio mostraron una alta compatibilidad.

Si se implementa estos sistemas de inyección de forma continua y permanente, solicitar al equipo de producción la estabilidad de la frecuencia de operación, ya que se evidenció que al aplicar los aditivos químicos se puede realizar aumentos para extraer más fluido pero lo único que está afectando es la durabilidad o la integridad del yacimiento, se pudo observar cómo después de un servicio de workover y la suspensión de la química el pozo quedo con inestabilidad en su producción y con más aporte de agua antes de su intervención.

BIBLIOGRAFIA

ALBOUDWAREJ, Hussein, *et al.*, 2007 "Rheology of Heavy-Oil Emulsions." *SPE Prod & Oper* 22 (2007): 285–293. doi: <https://doi.org/10.2118/97886-PA>.

BANJAR, Hattan, and HONG-QUAN, Zhang. "Experiments and Emulsion Rheology Modeling in an Electric Submersible Pump." Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Beijing, China, March 2019. doi: <https://doi.org/10.2523/IPTC-19463-MS>.

BAOJIANG, Sun, *Et al.*, 2020. "Characterizing the Rheology of Methane Hydrate Slurry in a Horizontal Water-Continuous System." *SPE J.* 25 (2020): 1026–1041. doi: <https://doi.org/10.2118/195586-PA>

BARRIOS, L, *et al.*, 2012. "ESP Technology Maturation: Subsea Boosting System With High GOR and Viscous Fluids." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, October 2012. doi: <https://doi.org/10.2118/159186-MS>.

BARRIOS, Lissett , *et al.*, 2017. "Brazil Field Experience of ESP Performance with Viscous Emulsions and High Gas Using Multi-Vane Pump MVP and High Power ESPs." Paper presented at the SPE Electric Submersible Pump Symposium, The Woodlands, Texas, USA, April 2017. doi: <https://doi.org/10.2118/185141-MS>.

BULGARELLI, Natal, Augsto, *et al.*, 2020. "Experimental Study of Phase Inversion Phenomena in Electrical Submersible Pumps Under Oil/Water Flow." *ASME. J. Offshore Mech. Arct. Eng.* August 2020; 142(4): 041402. <https://doi.org/10.1115/1.4045787>.

BULGARELLI, Natan, *et al.*, 2017. Experimental Study of Phase Inversion Phenomena in Electrical Submersible Pumps Under Oil Water Flow. V008T11A043. 10.1115/OMAE2017-61865.

BULGARELLI, Natan, *et al.*, 2021. Experimental investigation on the performance of Electrical Submersible Pump (ESP) operating with unstable water/oil emulsions, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 197, 2021, 107900, ISSN 0920-4105, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107900>.

CORRERA, Sebastiano, *et al.*, 2016. Role of Electrical Submerged Pumps in Enabling Asphaltene-Stabilized Emulsions. *Energy & Fuels*, 30, 3622-3629.

CROCE, Daniel , and PEREYRA, Eduardo. "Study of Oil/Water Flow and Emulsion Formation in Electrical Submersible Pumps." *SPE Prod & Oper* 35 (2020): 026–036. doi: <https://doi.org/10.2118/198900-PA>.

DERKACH, Svetlana. (2009). Rheology of Emulsions. *Advances in colloid and interface science*. 151. 1-23. 10.1016/j.cis.2009.07.001.

DOUMIER, Olivier. *Emulsion, Biologique Technique*. Paris: Scérém CNDP-CRDP, 2011, p.10

GOMEZ, Sergio, *et al.*, 2019 "Methods and Apparatus for Artificial Lift of Water-in-Oil Emulsions." Paper presented at the SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA, April 2019. doi: <https://doi.org/10.2118/195207-MS>.

GÜLICH, J.F. Pumping highly viscous fluids with centrifugal pumps — Part 1, *World Pumps*, Volume 1999, Issue 395, 1999, Pages 30-34, ISSN 0262-1762, [https://doi.org/10.1016/S0262-1762\(00\)87528-8](https://doi.org/10.1016/S0262-1762(00)87528-8).

GUPTA, Supriya; SAPUTELLI, Luigi and NIKOLAOU, Michael. "Applying Big Data Analytics to Detect, Diagnose, and Prevent Impending Failures in Electric Submersible Pumps." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAE, September 2016. doi: <https://doi.org/10.2118/181510-MS>.

KHALIL, Mohamed, *et al.*, 2008. Centrifugal pump performance under stable and unstable oil-water emulsions flow.

KOKAL, Sunil. "Crude-Oil Emulsions: A State-Of-The-Art Review." *SPE Prod & Fac* 20 (2005): 5–13. doi: <https://doi.org/10.2118/77497-PA>.

LEA, James F and BEARDEN, John L, "ESP's: On and Offshore Problems and Solutions." Paper presented at the SPE Mid-Continent Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, March 1999. doi: <https://doi.org/10.2118/52159-MS>.

MEHTA, S. 2005. " Making and Breaking of Water in crude Oil Emulsions". Tesis de maestría. Department of civil Engineering Texas A&M university, Estados Unidos.

MORALES, Rosanel, *et al.*, 2013. Droplet formation through centrifugal pumps for oil-in-water dispersions. *SPE J.* 18 (1), 172–178. <https://doi.org/10.2118/163055-PA>.

OFUCHI, Edgar *et al.*, 2017. Study of the effect of viscosity on the head and flow rate degradation in different multistage electric submersible pumps using dimensional analysis. *Journal of Petroleum Science and Engineering.* 156. 10.1016/j.petrol.2017.06.024.

OLIVEIRA, R and GONCALVES, M. 2005 " Emulsión Rheology- Theory Vs. Field Observation". Offshore Technology Conference. OTC-17386-MS.

OTSUBO and PRUD'HOMME, R.K. Rheology of oil-in-water emulsions. *Rheologica Acta* **33**, 29–37 (1994). <https://doi.org/10.1007/BF00453461>.

PAL, Raginder., 1996. Effect of Droplet Size on the Rheology of Emulsions. *AIChE J.* **42** (11), 3181–3190. <https://doi.org/10.1002/aic.690421119>.

PAL, Raginder., 2006. Rheology of high internal phase ratio emulsions. *Food Hydrocoll.* **20** (7), 997–1005. <https://doi.org/10.1016/j.foodhyd.2005.12.001>.

PATIL, Abhay and MORRISON, Gerald. 2019. Affinity Law Modified To Predict the Pump Head Performance for Different Viscosities Using the Morrison Number. *ASME J Fluids Eng* **141** (2): 021203. <https://doi.org/10.1115/1.4041066>.

PERISSINOTTO, Rodolfo, *et al.*, 2021. Flow Visualization in Centrifugal Pumps: A Review of Methods and Experimental Studies. *Journal of Petroleum Science and Engineering.* **203**. 108582. [10.1016/j.petrol.2021.108582](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108582).

PINEDA, Hugo, *et al.*, 2016. Phase distribution analysis in an Electrical Submersible Pump (ESP) inlet handling water-air two-phase flow using Computational Fluid Dynamics (CFD). *J. Pet. Sci. Eng.* **139**, 49–61. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.12.013>.

PRADILLA, Diego; VARGAS, Watson y ALVAREZ, Oscar, 2015. The application of a multi-scale approach to the manufacture of concentrated and highly concentrated emulsions. *Chem. Eng. Res. Des.* **95**, 162–172. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2014.10.016>.

PRIETO, Laura. *et al.*, 2019. Phase Inversion Correlations Analysis for Oil-Water Flow in Horizontal Pipes. *Ind. Eng. Chem. Res.* **58** (31), 14436–14445. <https://doi.org/>

RAPP, B.E. 2016. Microfluidics: Modeling, mechanics and mathematics.

ROSLAN, Soffian and NIVEN, T.L.. "Emulsion Treatment Program." Paper presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Singapore, February 1993. doi: <https://doi.org/10.2118/25346-MS>.

SHIMOKATA, N, and YAMADA, Y, "Troubles, Problems and Improvements of ESP." Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2010. doi: <https://doi.org/10.2118/137337-MS>.

SOLANO, E. A. 2009. Viscous Effects on the Performance of Electrical Submersible Pumps (ESPs). MS thesis, University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, USA.

TURZO, Z; TAKÁCS, G and ZSUGA, J. 2000. A Computerized Model for Viscosity Correction of Centrifugal Pump Performance Curves. 47th Southwestern Petroleum Short Course, Lubbock, Texas, USA, 13 April.

VALDÉS, Juan Pablo; ASUAJE, Miguel and RATKOVICH, Nicolás. Study of an ESP's performance handling liquid-liquid flow and unstable O-W emulsions Part I: Experimental, Chemical Engineering Science, Volume 223, 2020, 115726, ISSN 0009-2509, <https://doi.org/10.1016/j.ces.2020.115726>.

VIEIRA, Tatiane, *et al.*, 2015. Analytical Study of Pressure Losses and Fluid Viscosity Effects on Pump Performance during Monophase Flow inside an ESP Stage. J Pet Sci Eng 127: 245–258. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.01.014>.

WENGUANG, Li,. (2013). Effects of Flow Rate and Viscosity on Slip Factor of Centrifugal Pump Handling Viscous Oils. International Journal of Rotating Machinery. 2013. 10.1155/2013/317473.

WENGUANG ,Li. (2014) Mechanism for Onset of Sudden-Rising Head Effect in Centrifugal Pump When Handling Viscous Oils. *Journal of Fluids Engineering*. 136. 074501. 10.1115/1.4026882.

XIAL, Lixin; LU, Shiwei and CAO, Guoying, 2004 “ Stability and demulsification of emulsions stabilized by asphaltenes or resins”. *Journal of colloid and Interface Science*. 271:504-506.

YANG, ZhiLin, *et al.*, 2012. Oil/Water Flow Experiments With Live Viscous Crude: The Influence of ESP on Flow Behavior. 10.4043/22988-MS.

ZHANG, Jian and XU, Jin-Yu., 2016. Rheological behaviour of oil and water emulsions and their flow characterization in horizontal pipes. *Can. J. Chem. Eng.* 94 (2), 324–331. <https://doi.org/10.1002/cjce.22377>.

ZHIZHUANG, Jian, and BASSAM, Zreik. ESP Operation, Optimization, and Performance Review: ConocoPhillips China Inc. Bohai Bay Project. Proceedings of the SPE Gulf Coast Section Electric Submersible Pump Workshop; The Woodlands, TX, April 25–27, 2007; SPE-113173-MS.

ZHU, Jianjun ,*et al.* 2019b., A Numerical Study on Flow Patterns inside an Electrical Submersible Pump (ESP) and Comparison with Visualization Experiments. *J Pet Sci Eng* 173: 339–350. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.10.038>.

ZHU, Jianjun, *et al.*, 2016. CFD Simulation and Experimental Study of Oil Viscosity Effect on Multi-Stage Electrical Submersible Pump (ESP) Performance. *J Pet Sci Eng* 146: 735–745. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.07.033>.

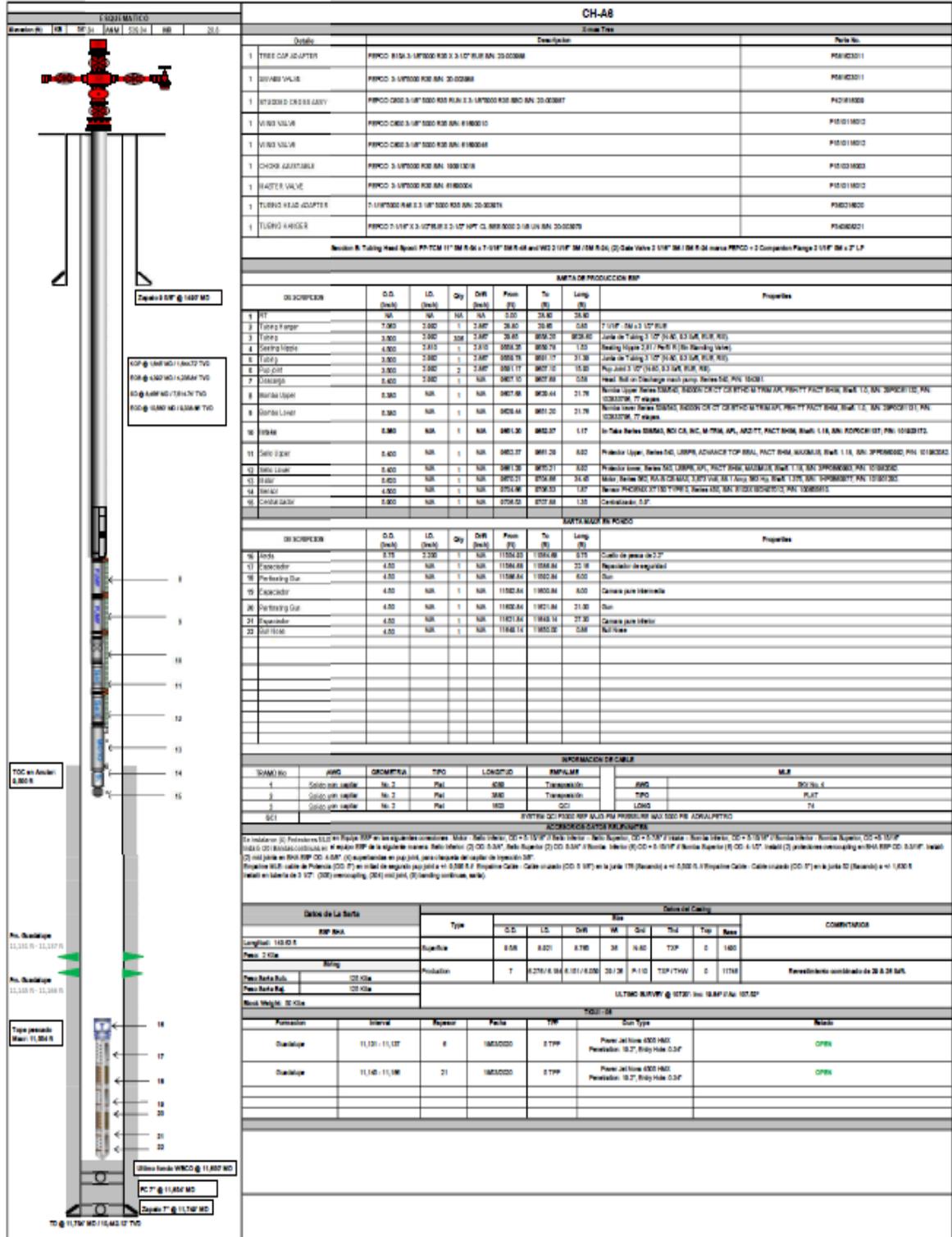
ZHU, Jianjun, *et al.*, 2019a. A New Mechanistic Model To Predict Boosting Pressure of Electrical Submersible Pumps under High-Viscosity Fluid Flow with Validations by

Experimental Data. Paper presented at the SPE Gulf Coast Section Electric Submersible Pumps Symposium, The Woodlands, Texas, USA, 13–17 May. SPE-194384-MS. <https://doi.org/10.2118/194384-MS>.

ZHU, Jianjun, *et al.*, 2021. A New Mechanistic Model for Emulsion Rheology and Boosting Pressure Prediction in Electrical Submersible Pumps (ESPs) under Oil-Water Two-Phase Flow. SPE Journal. 26. 1-18. 10.2118/196155-PA.

ANEXOS

ANEXO A. ESTADO MECÁNICO DEL POZO CH-S5



ANEXO D. ESPECTROSCOPIA IR PRODUCTOS QUIMICOS

INFORME DE RESULTADOS

B-FDC-1.060-FT-10.002.006 v.1.0

IESQ-109-17



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

SEDE BOGOTÁ

FACULTAD DE CIENCIAS

DEPARTAMENTO DE QUIMICA

COORDINACIÓN DE EXTENSIÓN Y SERVICIOS

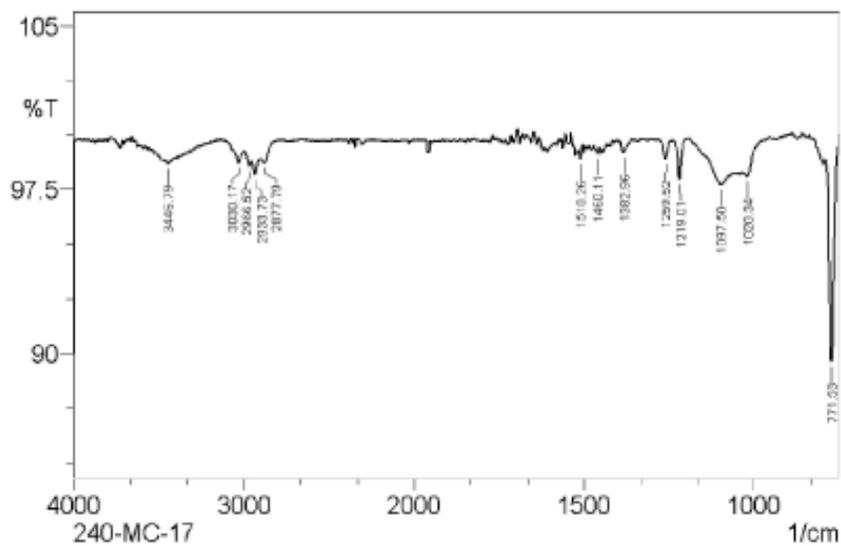


Fig. 3. Espectro FTIR de la muestra 240-MC-17

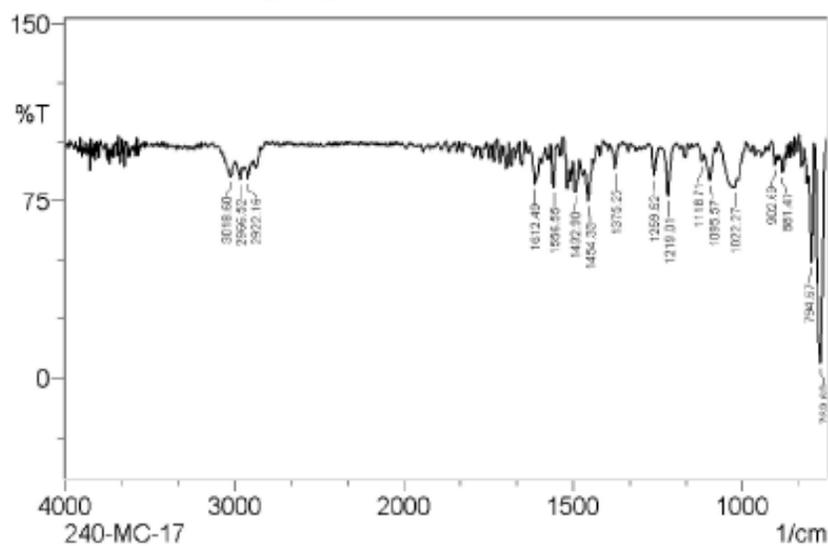


Fig. 4. Espectro FTIR de la muestra 240-MC-17 sin disolvente

Página 3 de 6

INFORME DE RESULTADOS

B-FDC-1.060-FT-10.002.006 v.1.0

IESQ-109-17



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

SEDE BOGOTÁ

FACULTAD DE CIENCIAS

DEPARTAMENTO DE QUIMICA

COORDINACIÓN DE EXTENSIÓN Y SERVICIOS

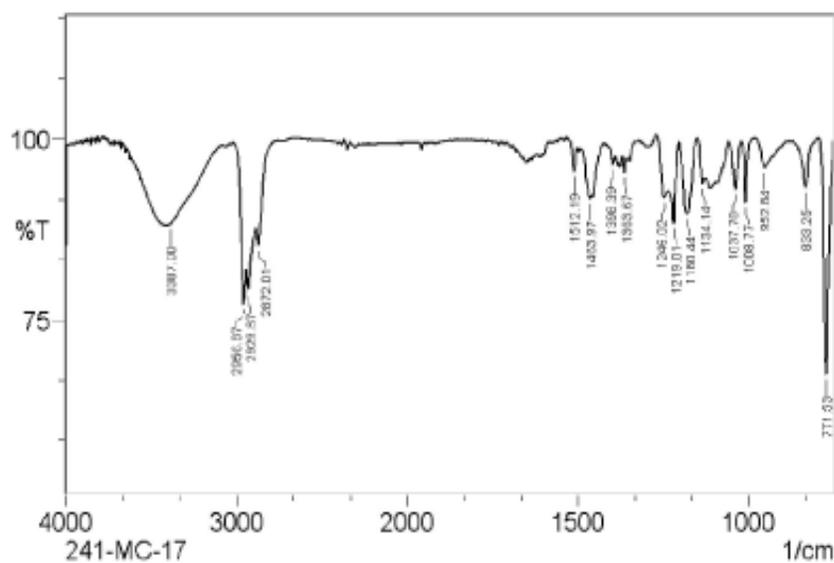


Fig. 5. Espectro FTIR de la muestra 241-MC-17

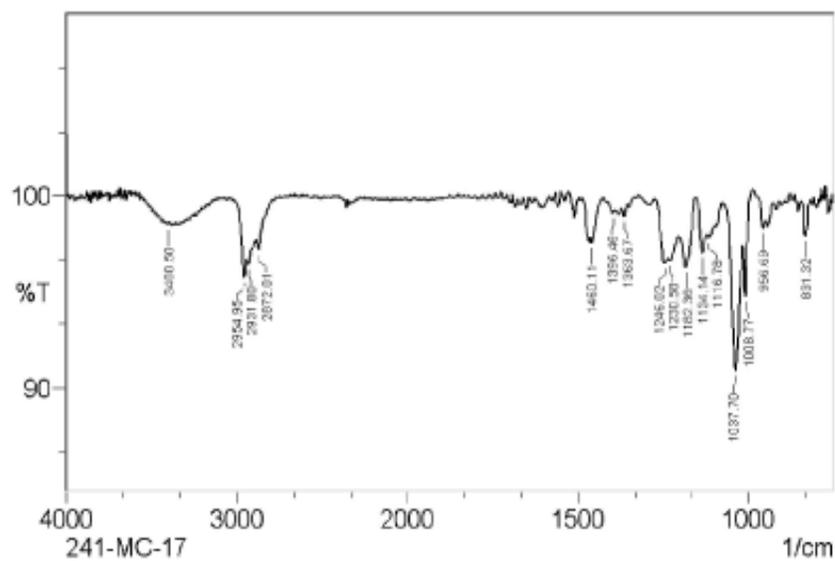


Fig. 6. Espectro FTIR de la muestra 241-MC-17 sin disolvente

Página 4 de 6

INFORME DE RESULTADOS

B-FDC-1.060-FT-10.002.006 v.1.0

IESQ-109-17



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA
SEDE BOGOTÁ
FACULTAD DE CIENCIAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA
COORDINACIÓN DE EXTENSIÓN Y SERVICIOS

MÉTODO DE ANÁLISIS

Los espectros fueron tomados con un espectrofotómetro Shimadzu IR prestige-21 con módulo de ATR, y ventana de KBr realizando 40 scans y con una resolución de 4 cm^{-1} .

OBSERVACIONES

239-MC-17

La información encontrada por el análisis de FT-IR sugiere la presencia de enlaces tipo carbono-oxígeno en un compuesto de naturaleza alifática.

Señal (cm^{-1})	Asignación
3446	Flexión O-H
2968	C-H Alifático
2895	C-H Alifático
1107	Enlace C-O-C
771	$(\text{CH}_2)_n\text{-O}$

Tabla 1. Bandas más importantes muestra 239-MC-17

Como diferencias importantes se encuentra que: a) en la muestra con solvente se aprecia una señal a 3018 cm^{-1} que puede asignarse a una flexión C-H de alquenos o aromáticos, la cual desaparece al retirar el solvente y b) al retirar el solvente se aprecia una señal a 3446 cm^{-1} que sugiere la presencia de enlaces tipo O-H, lo cual puede deberse a la presencia de compuestos tipo alcohol, o agua en la muestra.

240-MC-17

Esta muestra presenta dificultades para su análisis por FT-IR, por lo cual para futuros ensayos se recomienda hacer pretratamientos previos. La información encontrada por el análisis FT-IR sugiere la presencia de enlaces tipo carbono-oxígeno en un compuesto de naturaleza alifática y con insaturaciones (alqueno o aromático).

Señal (cm^{-1})	Asignación
3446	Flexión O-H
3030	C-H en alquenos o aromáticos
2966-2877	C-H Alifático
1097	Enlace C-O-C
1020	Enlace C-O-C
771	$(\text{CH}_2)_n\text{-O}$

Tabla 2. Bandas más importantes muestra 240-MC-17

INFORME DE RESULTADOS

B-FDC-L060-FT-10.002.006 v.1.0

IESQ-109-17



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA
SEDE BOGOTÁ
FACULTAD DE CIENCIAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA

COORDINACIÓN DE EXTENSIÓN Y SERVICIOS

Al retirar el solvente las principales diferencias son: a) desaparición de la señal O-H, lo que indica que al retirar el solvente, se retira humedad o algún solvente de tipo alcohol. b) se hace más notoria la señal sobre 1612 cm^{-1} , lo cual indica que la muestra seca puede tener una función orgánica de tipo carbonilo C=O. Finalmente, a diferencia de la muestra 239-MC-17, esta muestra etiquetada como 240-MC-17 con o sin solvente sigue presentando una señal de insaturación, propia de alquenos o aromáticos.

241-MC-17

Teniendo en cuenta la información suministrada por el cliente, sobre la presencia de una silicona en esta muestra, la información encontrada por el análisis FT-IR sugiere la presencia de enlaces tipo silicio-oxígeno (Si-O), hidroxilos (O-H), de naturaleza alifática.

Señal (cm^{-1})	Asignación
3387	Flexión O-H
2956-2872	C-H Alifático
1037	Si-O-Si
771	(CH ₂) _n -O o Si-O

Tabla 3. Bandas más importantes

Al retirar el solvente las principales diferencias son: a) aparición de una señal a 1037 cm^{-1} atribuible a que la presencia del solvente enmascara el compuesto siliconado, b) desaparición de la señal a 771 cm^{-1} lo cual sugiere que el solvente retirado contenía enlaces tipo (CH₂)_n-O.

Cesar Augusto Sierra Ávila Ph.D.
Profesor Asociado.
Departamento de Química

Fin del documento