

DESARROLLO DE UN PROTOCOLO DESTINADO A LA SELECCIÓN DE  
PRODUCTOS QUÍMICOS PARA EL TRATAMIENTO EN FONDO DE POZO CON EL  
FIN DE MEJORAR EL RENDIMIENTO DEL BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE EN  
UN CAMPO DE LOS LLANOS ORIENTALES

JOHAN ANDRES MORALES CARVAJAL

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS  
BUCARAMANGA

2024

DESARROLLO DE UN PROTOCOLO DESTINADO A LA SELECCIÓN DE  
PRODUCTOS QUÍMICOS PARA EL TRATAMIENTO EN FONDO DE POZO CON EL  
FIN DE MEJORAR EL RENDIMIENTO DEL BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE EN  
UN CAMPO DE LOS LLANOS ORIENTALES

JOHAN ANDRES MORALES CARVAJAL

Trabajo presentado como requisito para obtener el título de Magíster en Ingeniería de  
petróleos y gas con énfasis en producción de hidrocarburos

Director

M.Sc. ÉDISON ODILIO GARCÍA NAVAS

Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS  
BUCARAMANGA

2024

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN .....	14
1. OBJETIVOS .....	16
1.1 OBJETIVO GENERAL .....	16
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	16
2. FALLAS EN SISTEMAS DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE.....	17
2.1. IDENTIFICACIÓN DE LAS PRINCIPALES CAUSAS DE FALLAS EN SISTEMAS DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE DEL CAMPO ESTUDIO .....	32
3. PROTOCOLO PARA LA IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS ASOCIADOS EN LOS SISTEMAS DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE .....	57
4. ESQUEMA DE IMPLEMENTACIÓN DE SOLUCIÓN QUÍMICA PARA LOS POZOS SELECCIONADOS DEL CAMPO ESTUDIO.....	69
5. VALIDACIÓN DEL PROTOCOLO Y ESQUEMA DE IMPLEMENTACIÓN EN LOS POZOS SELECCIONADOS DEL CAMPO ESTUDIO .....	82
6. CONCLUSIONES.....	99
7. RECOMENDACIONES .....	103
BIBLIOGRAFÍA .....	104
ANEXOS.....	108

## LISTA DE ILUSTRACIONES

	pág.
<b>Ilustración 1.</b> Aplicación de inhibidor de asfalteno que reduce la deposición en una BES y extiende los tiempos de ejecución y la producción.....	22
<b>Ilustración 2.</b> Ejemplo de medición de presión en el fondo de un pozo que permite comparar tratamientos con inhibidores de asfaltenos .....	23
<b>Ilustración 3.</b> Comparación de aplicaciones sucesivas de remediación de daños por asfaltenos cerca del pozo .....	25
<b>Ilustración 4.</b> Variación de la presión de entrada de la bomba ( <i>PIP</i> ) durante el taponamiento.....	26
<b>Ilustración 5.</b> Incrustaciones encontradas en la revisión de las etapas de las bombas	27
<b>Ilustración 6.</b> Falla por incrustación de bombas en el campo F1.....	29
<b>Ilustración 7.</b> Relación de parámetros respecto a cambios en la operación de la BES en campo de estudio.....	30
<b>Ilustración 8.</b> Causas de falla como fluidos corrosivos, arenas e incrustaciones en componentes de una bomba electro sumergible.....	31
<b>Ilustración 9.</b> Lugares desde fondo de pozo hasta superficie donde ocurre deposición o formación de las incrustaciones.....	46
<b>Ilustración 10.</b> Estructura cabeza de pozo S05.....	82
<b>Ilustración 11.</b> Placa y caseta de química para el pozo S05 .....	83
<b>Ilustración 12.</b> Montaje de punto de inyección vía anular en el pozo S05.....	84
<b>Ilustración 13.</b> Montaje en cabeza de pozo de P27 y P32.....	84
<b>Ilustración 14.</b> Obstáculos y suciedad generada en los isotanques y causantes de taponamiento de líneas capilares .....	85

## LISTA DE GRÁFICAS

pág.

<b>Gráfica 1.</b> Tendencia de fallas mecánicas, eléctricas y operativas según locaciones de campo de estudio.....	33
<b>Gráfica 2.</b> Fallas eléctricas, mecánicas y operacionales por pozos de cada zona .....	34
<b>Gráfica 3.</b> Comportamiento de <i>PIP</i> , vibración, frecuencia, temperatura y corriente de motor para el pozo S1 .....	47
<b>Gráfica 4.</b> Comportamiento de <i>PIP</i> , vibración, frecuencia, temperatura y corriente de motor para el pozo P17 .....	48
<b>Gráfica 5.</b> Carta amperimétrica del pozo S1 .....	49
<b>Gráfica 6.</b> Carta amperimétrica del pozo P17 .....	49
<b>Gráfica 7.</b> Comportamiento de <i>PIP</i> , vibración, frecuencia, temperatura y corriente de motor para el pozo P29.....	49
<b>Gráfica 8.</b> Comportamiento de <i>PIP</i> , vibración, frecuencia, temperatura y corriente de motor para el pozo F45. ....	50
<b>Gráfica 9.</b> Carta amperimétrica del pozo P29 .....	51
<b>Gráfica 10.</b> Carta amperimétrica del pozo F45 .....	51
<b>Gráfica 11.</b> Comportamiento de <i>PIP</i> , vibración, frecuencia, temperatura y corriente de motor para el pozo W61.....	52
<b>Gráfica 12.</b> Carta amperimétrica del pozo W61 .....	52
<b>Gráfica 13.</b> Patrones de los pozos S5, P33,P38,F47,W57 en cuanto a sus parámetros de fondo con un % Sw entre 60 a 70%.....	55
<b>Gráfica 14.</b> Patrones de los pozos P27,P32 y W52 en cuanto a sus parámetros de fondo con un % Sw entre 20 a 40%.....	55
<b>Gráfica 15.</b> Carta Amperimétrica Similitud Pozos P27, P32, W52 .....	56
<b>Gráfica 16.</b> Carta Amperimétrica Similitud S5, P33, P38, F47 y W57 .....	56
<b>Gráfica 17 .</b> Perfil de viscosidad dinámica de los pozos P32,P27 y S5.....	61
<b>Gráfica 18.</b> Índice ESI para el fluido del pozo P32 .....	63

<b>Gráfica 19.</b> Índice ESI para el fluido del pozo P27 .....	63
<b>Gráfica 20.</b> Índice ESI para el fluido del pozo PS5 .....	64
<b>Gráfica 21.</b> %dispersado de asfaltenos en los fluidos P27, P32 Y S5 con el dispersante 31724.....	73
<b>Gráfica 22.</b> %dispersado de asfaltenos en los fluidos P27, P32 Y S5 con el dispersante 38543.....	73
<b>Gráfica 23.</b> %dispersado de asfaltenos en los fluidos P27, P32 Y S5 con el dispersante 3355.....	73
<b>Gráfica 24.</b> Contenido de asfaltenos con respecto al tiempo del dispersante 3355.....	74
<b>Gráfica 25.</b> Desempeño de los Rompedores directos en el fluido del pozo P27. ....	75
<b>Gráfica 26.</b> Desempeño de los Rompedores directos en el fluido del pozo PS05 .....	76
<b>Gráfica 27.</b> Desempeño de los Rompedores directos en el fluido del pozo P32 .....	76
<b>Gráfica 28.</b> % rompimiento emulsión al fluido S05 con diferentes proporciones de RD-M01+ DP3355 .....	77
<b>Gráfica 29.</b> % rompimiento emulsión al fluido P27 con diferentes proporciones de RD-F+ DP3355.....	78
<b>Gráfica 30.</b> %rompimiento emulsión al fluido P32 con diferentes proporciones de RD-D+ DP3355.....	78
<b>Gráfica 31.</b> Comportamiento de viscosidad con los mejoradores de flujo en los pozos P27 y P32. ....	80
<b>Gráfica 32.</b> Producción de S05 antes de iniciar el tratamiento químico .....	87
<b>Gráfica 33.</b> Comportamiento del pozo S05 antes y durante la prueba de inyección de química .....	88
<b>Gráfica 34.</b> Carta amperimétrica antes del tratamiento químico .....	89
<b>Gráfica 35.</b> Carta amperimétrica después del tratamiento químico.....	89
<b>Gráfica 36.</b> Comportamiento de producción del pozo S05 durante la prueba y estabilización .....	90
<b>Gráfica 37.</b> Producción del pozo P27 antes del tratamiento químico .....	91
<b>Gráfica 38.</b> Comportamiento del pozo P27 antes y durante la prueba de inyección de química .....	92

<b>Gráfica 39.</b> Carta amperimétrica antes del tratamiento químico .....	93
<b>Gráfica 40.</b> Carta amperimétrica después del tratamiento químico.....	93
<b>Gráfica 41.</b> Comportamiento de producción del pozo P27 durante la prueba y estabilización .....	94
<b>Gráfica 42.</b> Producción del pozo P32 antes del tratamiento químico .....	95
<b>Gráfica 44.</b> Comportamiento del pozo P32 antes y durante la prueba con el MR10 .....	96
<b>Gráfica 43.</b> Comportamiento del pozo P32 antes y durante la prueba de inyección de química .....	96
<b>Gráfica 45.</b> Producción del pozo P32 Durante la prueba del MR10 .....	97
<b>Gráfica 46.</b> Carta amperimétrica después del tratamiento químico.....	98
<b>Gráfica 47.</b> Carta amperimétrica antes del tratamiento químico .....	98

## LISTA DE TABLAS

pág.

<b>Tabla 1.</b> Número de fallas por locaciones en campo de estudio. ....	32
<b>Tabla 2.</b> Causa de fallas en equipos BES de la zona S.....	35
<b>Tabla 3.</b> Causa de fallas en equipo BES de los pozos de la Zona P.....	35
<b>Tabla 4.</b> Causas de fallas en equipos BES de los pozos de la zona F.....	38
<b>Tabla 5.</b> Causa de fallas en equipos BES de los pozos de la zona R.....	39
<b>Tabla 6.</b> Causa de fallas en equipos BES de los pozos de la zona W.....	40
<b>Tabla 7.</b> Caracterización de los fluidos que presentaron falla con un %SW > 90%.....	42
<b>Tabla 8.</b> Caracterización de los fluidos que presentaron falla con un SW < 70%.....	43
<b>Tabla 9.</b> Resultados de la caracterización de agua libre y %SW de los pozos P27, P32 y S5. ....	59
<b>Tabla 10.</b> Resultados de la gravedad API y densidad relativa de los pozos P32, PS5, P27.....	60
<b>Tabla 11.</b> Resultados de la viscosidad rotacional de los pozos P32, PS5, P27.....	61
<b>Tabla 12.</b> Resultados de la prueba ESI para el fluido del pozo P32.....	62
<b>Tabla 13.</b> Resultados de la prueba ESI para el fluido del pozo P27.....	62
<b>Tabla 14.</b> Resultados de la prueba ESI para el fluido del pozo PS5.....	63
<b>Tabla 15.</b> Caracterización de los fluidos de los pozos P32, PS5 y P27.....	65
<b>Tabla 16.</b> Resumen de la caracterización de los pozos P27,P32 y S5.....	66
<b>Tabla 17.</b> Criterios para la clasificación de corrosión de la fase acuosa.....	68
<b>Tabla 18.</b> Contenido de precipitación de asfaltenos para los pozos S5,P27 y P32 con el DP-38543 en las concentraciones 10 a 100 ppm.....	71
<b>Tabla 19.</b> Contenido de precipitación de asfaltenos para los pozos S5,P27 y P32 con el DP-31724 en las concentraciones 10 a 100 ppm.....	72
<b>Tabla 20.</b> Contenido de precipitación de asfaltenos para los pozos S5,P27 y P32 con el DP-3355 en las concentraciones 10 a 100 ppm.....	72

<b>Tabla 21.</b> Propiedades de los fluidos después de la aplicación de química en laboratorio .....	79
<b>Tabla 22.</b> Caracterización del fluido durante la prueba de inyección de química en S05 .....	90
<b>Tabla 23.</b> Caracterización del fluido durante la prueba de inyección de química en P27 .....	93
<b>Tabla 24.</b> Caracterización del fluido durante la prueba de inyección de química del MR10 en P32 .....	98
<b>25.</b> Cálculo de las relaciones de la alcalinidad .....	143

## LISTA DE ANEXOS

pág.

<b>ANEXO A.</b> Determinación De Contenido De Agua Por Centrifuga (ASTM D-4007-22)	108
<b>ANEXO B.</b> Determinación De Gravedad API ( ASTM D-1298b)	114
<b>ANEXO C.</b> Determinación De Viscosidad ( ASTM D-4402, procedimiento B)	117
<b>ANEXO D.</b> Determinación De Contenido De Sedimentos (ASTM D4807-05)	121
<b>ANEXO E.</b> Determinación Contenido De Asfaltenos (ASTM D-3279)	124
<b>ANEXO F.</b> Determinación Contenido De Arenas (ASTM D-422)	126
<b>ANEXO G.</b> Determinación Prueba De Emulsión	128
<b>ANEXO H.</b> Determinación De pH ( SM 4500 H <sup>+</sup> B)	131
<b>ANEXO I.</b> Determinación De Conductividad, Resistividad Y Sólidos Disueltos Totales ( SM 2510B)	133
<b>ANEXO J.</b> Determinación De Sólidos Disueltos Totales ( SM 2540 C)	136
<b>ANEXO K.</b> Determinación De Cloruros ( SM 4550 B)	139
<b>ANEXO L.</b> Determinación De Turbidez ( SM 2130 B)	141
<b>ANEXO M.</b> Determinación De Alcalinidad ( SM 2320B)	142
<b>ANEXO N.</b> Determinación De Dureza Total Y Cálcica ( SM 2340 C).	145
<b>ANEXO O.</b> Determinación De Hierro (Método 8008 HACH)	148
<b>ANEXO P.</b> Determinación De Bario ( Método 8014 HACH)	151
<b>ANEXO Q.</b> Determinación De Sulfatos ( Método 8051 HACH)	153
<b>ANEXO R.</b> Determinación De CO <sub>2</sub>	155
<b>ANEXO S.</b> Determinación De O <sub>2</sub>	156
<b>ANEXO T.</b> Determinación De H <sub>2</sub> S	157
<b>ANEXO U.</b> Determinación De Bacterias Productoras De Acido (BPA) Y Sulfato Reductoras (BSR)	158
<b>ANEXO V.</b> Estado Mecánico Del Pozo S05	160
<b>ANEXO W.</b> Estado Mecánico Del Pozo P27	161
<b>ANEXO X.</b> Estado Mecánico Del Pozo P32	162

<b>ANEXO Y.</b> Bomba Dosivac de caudal bajo y alto.....	163
<b>ANEXO Z.</b> Accesorios en la instrumentación del sistema de inyección de química....	166

## RESUMEN

**TÍTULO:** DESARROLLO DE UN PROTOCOLO DESTINADO A LA SELECCIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS PARA EL TRATAMIENTO EN FONDO DE POZO CON EL FIN DE MEJORAR EL RENDIMIENTO DEL BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE EN UN CAMPO DE LOS LLANOS ORIENTALES\*

**AUTOR:** JOHAN ANDRES MORALES CARVAJAL\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Bomba electro sumergible, incrustación, corrosión, asfaltenos, PIP, desemulsificante, dispersante de orgánicos, ensayos de laboratorio.

**DESCRIPCIÓN:** La necesidad de reducir las fallas en los sistemas de bombeo electro sumergible para el sector petrolero ha sido evidente, a pesar de su prolongado uso en la industria. Este trabajo se enfoca en minimizar las intervenciones en los equipos debido a fallas relacionadas con las condiciones del fluido. Para ello, se comienza identificando las principales causas de las fallas asociadas con las propiedades de los fluidos de producción en el campo de estudio, analizando datos de locaciones que registren estas fallas. Se busca distinguir entre fallas eléctricas, mecánicas y operativas, poniendo especial énfasis en las características operativas de los fluidos. Luego, se establece un protocolo de caracterización de fluidos mediante ensayos de laboratorio y pruebas de campo. Se realizan pruebas con productos químicos que mejoren las características de los fluidos, con el objetivo de abordar y reducir las fallas. Para validar el protocolo, se seleccionan tres pozos prioritarios del campo de estudio y se instalan los sistemas necesarios para la inyección de los productos químicos. Después de asegurar la presencia del químico en fondo del pozo, se realiza un seguimiento durante siete días para evaluar la eficacia del protocolo establecido.

Este proceso permite verificar y validar el tratamiento químico propuesto, asegurando su efectividad en los pozos seleccionados. Además, los resultados obtenidos proporcionaron una base sólida para la implementación a gran escala de este protocolo en otros pozos del campo, con el potencial de mejorar significativamente la eficiencia operativa y reducir los costos asociados a las fallas en los sistemas de bombeo electro sumergible.

---

\*Trabajo de grado

\*\* Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Maestría en ingeniería de petróleo y gas. Director: Édison Odilio Navas, M.Sc.

## ABSTRACT

**TITLE:** DEVELOPMENT OF A PROTOCOL FOR THE SELECTION OF CHEMICALS FOR DOWNTOWN TREATMENT IN ORDER TO IMPROVE THE PERFORMANCE OF ELECTRO SUBMERSIBLE PUMPING IN A FIELD OF THE EASTERN PLAINS\*

**AUTHOR:** JOHAN ANDRES MORALES CARVAJAL\*\*

**KEY WORDS:** Electro submersible pump, incrustation, corrosion, asphaltenes, PIP, demulsifier, organic dispersant, laboratory tests.

**DESCRIPTION:** The need to reduce failures in electrosubmersible pumping systems for the oil sector has been evident, despite their long use in the industry. This work focuses on minimizing equipment interventions due to failures related to fluid conditions. To do this, we begin by identifying the main causes of the failures associated with the properties of the production fluids in the field of study, analyzing data from locations that record these failures. It seeks to distinguish between electrical, mechanical and operational failures, placing special emphasis on the operational characteristics of the fluids. Then, a fluid characterization protocol is established through laboratory tests and field tests. Tests are carried out with chemicals that improve the characteristics of the fluids, with the aim of addressing and reducing failures. To validate the protocol, three priority wells in the study field are selected and the necessary systems for the injection of chemicals are installed. After ensuring the presence of the chemical at the bottom of the well, monitoring is carried out for seven days to evaluate the effectiveness of the established protocol.

This process allows the proposed chemical treatment to be verified and validated, ensuring its effectiveness in the selected wells. Furthermore, the results obtained provided a solid basis for the large-scale implementation of this protocol in other wells in the field, with the potential to significantly improve operational efficiency and reduce costs associated with failures in electrosubmersible pumping systems.

---

\*Degree work

\*\* Physicochemical Engineering Faculty. School of Petroleum Engineering. Master in Oil and Gas Engineering Director: Édison Odilio Navas, M.Sc.

## INTRODUCCIÓN

El levantamiento artificial es una parte vital del ciclo de vida de muchos pozos petroleros en todo el mundo. El uso de varios métodos de extracción artificial puede prolongar la vida útil de los pozos y aumentar significativamente la recuperación de petróleo. Uno de los métodos de elevación artificial más aplicados en la actualidad es la bomba electro sumergible (BES). Este método de elevación artificial tiene la capacidad de manejar grandes volúmenes de hidrocarburos y es aplicable en muchas condiciones, tanto en yacimientos terrestres como marinos.

La constante reducción en la producción de petróleo, acompañada por el incremento del agua de formación, la cual actúa como solvente para diversos gases, resulta en la suspensión de iones y sólidos. Esta interacción de iones da lugar a la formación de compuestos insolubles, los cuales precipitan como sólidos, ocasionando obstrucciones en la movilidad de los fluidos y afectando el desplazamiento por las etapas de la bomba.

La separación del crudo con el agua libre de formación en el desplazamiento de los fluidos desde fondo de pozo hasta la superficie produce emulsiones, corrosión, incrustaciones entre otros impactando el rendimiento de la bomba electro sumergible. El seguimiento en tiempo real de las BES con la obtención de datos provenientes de sensores de fondo del pozo junto con el conocimiento de las condiciones del pozo, incluida la producción, las instalaciones de superficie, el tratamiento químico y los parámetros eléctricos ayudan a prevenir las causantes de fallas en los equipos.

Aunque las BES se ha aplicado ampliamente durante muchos años, todavía sufre muchas fallas debido a problemas eléctricos, mecánicos y operativos asociados con el conjunto de fondo del pozo. Comprender las razones principales detrás de las fallas del equipo electro sumergible, cómo evitarlas, cómo mitigarlas de manera rápida y efectiva es imperativo para reducir costos, daños y mejorar la seguridad operativa.

Las fallas en las BES son eventos frecuentes, la naturaleza impredecible de estas disfunciones conlleva a la interrupción de la producción, lo cual puede resultar en una disminución de cientos de millones de barriles de producción de petróleo anualmente. Cuando los sistemas electro sumergibles se ven afectados por condiciones desfavorables del reservorio o el fluido, como la presencia de sólidos, fluidos corrosivos, altos volúmenes de gas, incompatibilidades de fluidos químicos, presencia de emulsiones, asfaltenos, parafinas, escamas, arenas o falta de conocimiento sobre la productividad, exhiben deficiencias operativas manifestándose en fallas de los componentes del sistema electro sumergible. El aumento de las fallas en el sistema de levantamiento de pozos conlleva a un incremento en los costos de mantenimiento, lo que hace necesario implementar acciones preventivas y eficientes para identificar las causas subyacentes de las fallas y aplicar métodos adecuados para su control o minimización.

La ejecución de este trabajo de grado se enfocará en la elaboración de un protocolo que facilite la selección del tratamiento químico más apropiado, vinculándolo específicamente con la caracterización y las propiedades de los fluidos. El objetivo primordial es optimizar el rendimiento de las Bombas Electro Sumergibles. Para llevar a cabo esta investigación, se seleccionarán tres pozos representativos que reflejen la falla más recurrente en el campo de estudio, esto como resultado de una revisión de históricos de los pozos intervenidos en el campo objetivo. Se realizarán ensayos de laboratorio al fluido para caracterizar sus propiedades y de acuerdo con esto seleccionar la solución química adecuada para su implementación y validación a través de análisis de datos y caracterización del fluido.

## **1. OBJETIVOS**

### **1.1 OBJETIVO GENERAL**

Desarrollar un protocolo destinado a la selección de productos químicos para el tratamiento en fondo de pozo, con el propósito de mejorar el rendimiento de los sistemas de levantamiento artificial mediante bombeo electro sumergible en un campo de los llanos orientales.

### **1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- ✓ Identificar las causas principales de las fallas relacionadas con las propiedades de los fluidos de producción específicos para el campo de aplicación, a través del análisis histórico de los pozos.
- ✓ Definir el protocolo que permita identificar los problemas vinculados a las características de los fluidos, mediante la caracterización a través de ensayos de laboratorio.
- ✓ Elaborar el esquema de implementación para el tipo de solución química necesario con el fin de abordar y reducir los problemas identificados.
- ✓ Validar el protocolo establecido mediante su implementación en tres pozos destacados del campo en estudio, los cuales presenten la mayor frecuencia de modos de falla, validando los resultados mediante el análisis de los fluidos, el seguimiento de las variables fundamentales del equipo BES mediante software y análisis de cartas amperimétricas.

## 2. FALLAS EN SISTEMAS DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE

Los componentes clave de un sistema de bombeo electro sumergible, como la bomba, el motor, el separador y los cables, se encuentran en el fondo del pozo y pueden exponerse directamente a alta presión, alta temperatura y ambientes corrosivos/erosivos. Por lo tanto, hay muchas razones que pueden provocar que un sistema BES falle. Estas razones pueden variar desde error humano, diseño inadecuado de la bomba para un yacimiento en particular, condiciones severas del yacimiento o del pozo, como temperatura de operación excesiva, corrosión o materiales abrasivos en los fluidos producidos. Otras razones pueden deberse a problemas mecánicos como sellos, juntas, cojinetes, impulsores, difusores y daños en los cables, fallas del motor debido a condiciones de operación de sobrecarga. Además, los depósitos de incrustaciones, asfaltenos o parafinas también pueden causar problemas en el motor y la bomba. Si los depósitos cubren la carcasa del motor, se impide la transferencia de calor del motor al fluido, lo que conduce a una refrigeración inadecuada del motor. Esto provocará un calor excesivo y hará que el motor se queme y falle. El sobrecalentamiento del motor es una de las principales causas de fallas del equipo electro sumergible y este problema ha sido el foco principal de la industria petrolera en la última década<sup>1</sup>.

Conociendo las causas de las fallas del sistema BES, se puede cambiar el diseño de la bomba, la terminación del pozo, el sistema de monitoreo y las condiciones operativas para mejorar la vida útil del sistema BES. Para el crecimiento económico del sector petrolero de cualquier país, es muy importante comprender los diferentes mecanismos de falla que surgen en la bomba electro sumergible, y también es necesario descubrir las causas fundamentales de estas fallas junto con los métodos de mitigación adecuados para evitarlos. Aunque las bombas electro sumergibles se utilizan desde hace muchos años, todavía sufren muchas fallas, y estas fallas se pueden resumir en tres tipos principales, eléctricas, mecánicas y operativas. Se ha descubierto que, entre estas fallas,

---

<sup>1</sup> Nguyen, T. (2020). Electrical Submersible Pump. In: Artificial Lift Methods. Petroleum Engineering. Springer, Cham. [https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.1007/978-3-030-40720-9\\_3](https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.1007/978-3-030-40720-9_3)

la falla eléctrica es una forma muy grave, pero el equipo y material adecuado pueden reducirlo. Las fallas mecánicas dependen principalmente del material del equipo; por lo tanto, el equipo debe ser resistente a la corrosión y compatible para evitar este tipo de fallas. La falla operativa depende principalmente de la naturaleza del fluido del pozo. El fluido desde el fondo de pozo puede ser monofásico (solo líquido), bifásico (líquido y sólido) y multifásico (líquido, sólido y gaseoso). Las fallas debidas a fluidos multifásicos son los más relevantes y los mayores causantes de daño.<sup>2</sup>

Las fallas eléctricas están asociadas tanto con las instalaciones de fondo como de superficie. Las fallas de las instalaciones de superficie se deben principalmente a la sobrecarga de la fuente de electricidad producto del aumento de las condiciones del fondo del pozo. Esto puede provocar una falla de la fuente de energía o el disparo de los componentes eléctricos. La falla de las instalaciones de fondo de pozo radica en la falla de cualquiera de los componentes eléctricos en el conjunto BES, incluidos, entre otros, el cable eléctrico, los componentes eléctricos del motor, como el estator, y el sensor de fondo de pozo.<sup>3</sup> Las fallas asociadas con el cable fueron causadas principalmente por falla del aislamiento del cable debido a corrosión, falla del material por abrasión y falla del cable debido a sobrecarga. Las fallas eléctricas asociadas con el motor suelen ser el resultado de una falla del estator. Se ha informado que el estator falla debido a un diseño inadecuado, sobrecarga de corriente y sobrecalentamiento debido a la temperatura. Se informa que los sensores de fondo de pozo fallan en condiciones extremas, incluidas altas temperaturas, corrosión por sulfuro de hidrógeno y ácido carbónico<sup>4</sup>. Comprender los

---

<sup>2</sup> Natan Augusto Vieira Bulgarelli, Jorge Luiz Biazussi, William Monte Verde, Carlos Eduardo Perles, Marcelo Souza de Castro, Antonio Carlos Bannwart, 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>.

<sup>3</sup> Al-Khalifa MA, Cox RL, Saad H (2015) Electric submersible pump installation and commissioning—challenges and lesson learned from field development. In: Paper presented at the SPE Saudi Arabia section annual technical symposium and exhibition, AlKhobar, Saudi Arabia. <https://doi.org/10.2118/177990-MS>

<sup>4</sup> Abou-Houzifa OA, Ismail Ahmed A (2016) 1st slim line ESP deployment in side track Slim 5 inch casing in middle east. In: Paper presented at the SPE middle east artificial lift conference and exhibition, Manama, Kingdom of Bahrain. <https://doi.org/10.2118/184195-MS>

mecanismos de falla eléctrica es imperativo para reducir el desgaste de los componentes y prolongar la vida útil.

Las fallas mecánicas generalmente están asociadas con componentes móviles y, por lo tanto, están relacionadas en su mayor parte, si no en su totalidad, con componentes del fondo del pozo.<sup>5</sup> El sistema de bombeo electro sumergible está compuesto por múltiples componentes mecánicos que funcionan para transmitir energía, conectar los diferentes componentes del conjunto y desplazar los fluidos del fondo del pozo a la superficie. Estos componentes varían en tamaño, material, posición y función, todas las cuales son condiciones que pueden contribuir a su falla.<sup>6</sup> Las fallas mecánicas asociadas con el motor se debieron a daños en el rotor y fallas causadas por corrosión, abrasión debido a la presencia sólida en el fluido producido, sobrecalentamiento debido a un enfriamiento inadecuado y falla del protector del motor<sup>7,8</sup>. También se ha informado que muchos componentes del fondo del pozo se rompen debido al desgaste. También puede ocurrir la pérdida total de componentes o parte del cable debido a una corrosión extrema<sup>9</sup>. Si partes del conjunto del fondo del pozo están parcialmente corroídas o severamente erosionadas, podrían ocurrir fugas en el sistema causando pérdida de presión, sobrecarga del motor de la bomba y eventualmente, fallas. Las fallas mecánicas del

---

<sup>5</sup> Arteaga AK, Montero G, Collins CE (2020) Recommended safety practices for permanent magnet motors in artificial lift operations. In: Paper presented at the SPE artificial lift conference and exhibition—Americas, Virtual. <https://doi.org/10.2118/201123-MS>

<sup>6</sup> Chen K-C, Kulkarni P, McMullen P, Biddick D, Nader L, Sellers C (2019) High reliability protector-less artificial lift technology for electrical submersible pumps/compressors. In: Paper presented at the SPE gulf coast section electric submersible pumps symposium, The Woodlands, Texas, USA. <https://doi.org/10.2118/194391-MS>

<sup>7</sup> Noui-Mehidi MN, Arsalan M (2017) Dynamical study of quasi-steady conditions for startup operations of electrical submersible pumps. In: Paper presented at the SPE electric submersible pump symposium, The Woodlands, Texas, USA. <https://doi.org/10.2118/185271-MS>

<sup>8</sup> Nikonov E, Goridko K, Verbitsky V (2018) Study of the submersible sand separator in the field of centrifugal forces for increasing the artificial lift efficiency. In: Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia. <https://doi.org/10.2118/191544-18RPTC-MS>

<sup>9</sup> Jinjiang X, Lastra R, Roth BA, Woon L (2020) Material Overview for Electrical Submersible Pumps: Part II—Polymeric and Other Materials." SPE Prod & Oper 35 (2020):009–017. <https://doi.org/10.2118/198911-PA>

conjunto BES se pueden evitar si se diseña y se selecciona adecuadamente los materiales de los componentes de la bomba.

Las fallas operativas generalmente se centran en las condiciones del fondo del pozo que pueden resultar en fallas de los componentes del conjunto BES. A diferencia de las fallas eléctricas o mecánicas, las fallas operativas están ligadas a las condiciones de los fluidos del pozo y la termodinámica que pueden resultar en fallas mecánicas o eléctricas. Estas fallas pueden ser el resultado de una temperatura severa en el fondo del pozo, un cambio repentino en los gradientes de presión, la introducción de una fase gaseosa debido a la disminución de la presión del yacimiento y la deposición de incrustaciones, asfaltenos o cera en los componentes del BES del fondo del pozo<sup>10,11</sup>. En muchos casos de BES en todo el mundo, las fallas operativas resultaron en una reducción significativa del tiempo medio del BES entre fallas y tuvo un gran impacto en los costos operativos. Se han informado fallas de temperatura en muchos casos en todo el mundo<sup>12</sup>. Esto indica que la temperatura es uno de los factores más problemáticos durante las operaciones del BES. Aunque no se ha informado que la presión en sí cause problemas, las presiones diferenciales repentinas y abruptas debido a anomalías en las condiciones del fondo del pozo han causado fallas en múltiples componentes de la sarta<sup>13</sup>. Durante la producción, la presencia de emulsiones también puede causar graves problemas operativos y afectar

---

<sup>10</sup> Rodrigues R, Foresti BP, Vieira TS, de Franca AB (2015) A new boosting concept: pumps installed inside production risers in FPSOs. In: Paper presented at the OTC Brasil, Rio de Janeiro, Brazil. <https://doi.org/10.4043/26129-MS>

<sup>11</sup> Morrison G, Pirouspanah S, Kirland K, Scott SL, Barrios LJ (2014) Performance evaluation of a multiphase electric submersible pump. In: Paper presented at the offshore technology conference, Houston, Texas. <https://doi.org/10.4043/25080-MS>

<sup>12</sup> Noonan SG, Dowling MA, Klaczek W, Sukianto H (2009) The quest to understand ESP performance and reliability at 220°C ambient and beyond. In: Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana. <https://doi.org/10.2118/123735-MS>

<sup>13</sup> Williams AJ, Shipp D (2019) ESP downhole power quality-do we have a healthy cardiovascular system? In: Paper presented at the SPE Gulf coast section electric submersible pumps symposium, The Woodlands, Texas, USA. <https://doi.org/10.2118/194411-MS>

los componentes del BES<sup>14</sup>. Los mecanismos de falla operativa se pueden controlar ya que las propiedades de la formación y los fluidos se pueden alterar con inyección de productos químicos.

El caso 1<sup>15</sup> es un ejemplo de una aplicación de inhibidor de asfaltenos para reducir la deposición/taponamiento en una bomba electro sumergible (BES) en un pozo terrestre en Norte América . La deposición de asfaleno en la BES (que se muestra en la Ilustración 1) causada por la inundación de CO<sub>2</sub> generó altos costos de intervención en el pozo y redujo la producción debido al tiempo de inactividad excesivo. Para intentar mitigar el problema, se decidió aplicar una inyección continua de inhibidor de asfaltenos en el pozo. Esto requirió la instalación de una línea de inyección capilar hasta el fondo del pozo. Teniendo en cuenta que las aplicaciones de inhibidores de asfaltenos se aplican mejor aguas arriba del inicio de la desestabilización de los asfaltenos, por lo que generalmente es ventajoso colocar la línea de inyección lo más profundo posible en el pozo. La aplicación del inhibidor de asfaltenos resultó exitosa. Redujo la deposición y condujo a un aumento del 343 % en la vida útil de la bomba. La ilustración 1 muestra los tiempos de ejecución del BES antes y después del tratamiento. El éxito de esta aplicación de inhibidor de asfaltenos fue fácil de evaluar con la disponibilidad del tiempo de ejecución del BES y los datos del historial de producción. Se estimó que se agregarían más de \$750 mil USD a los ingresos totales gracias a los ahorros en la reducción de los costos de intervención y la eliminación de la producción diferida; significativamente más que el costo de instalación de la línea de inyección capilar y el uso del inhibidor de asfaltenos.

---

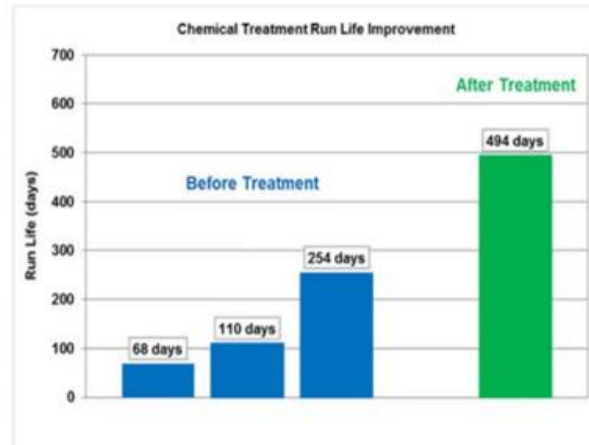
<sup>14</sup> Bulgarelli N et al (2021b) Experimental investigation on the performance of Electrical Submersible Pump (ESP) operating with unstable water/oil emulsions. J Petrol Sci Eng. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107900>

<sup>15</sup> Jennings, David, Breitigam, Justin, Kim, Jihye, Jankowski, Szymon, and Mark Grutters. "Needs for Improving Asphaltene Treatment Programs." Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia, January 2020. doi: <https://doi.org/bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2523/IPTC-20074-MS>

**Ilustración 1.** Aplicación de inhibidor de asfalteno que reduce la deposición en una BES y extiende los tiempos de ejecución y la producción.



Deposición de Asfaltenos en una BES



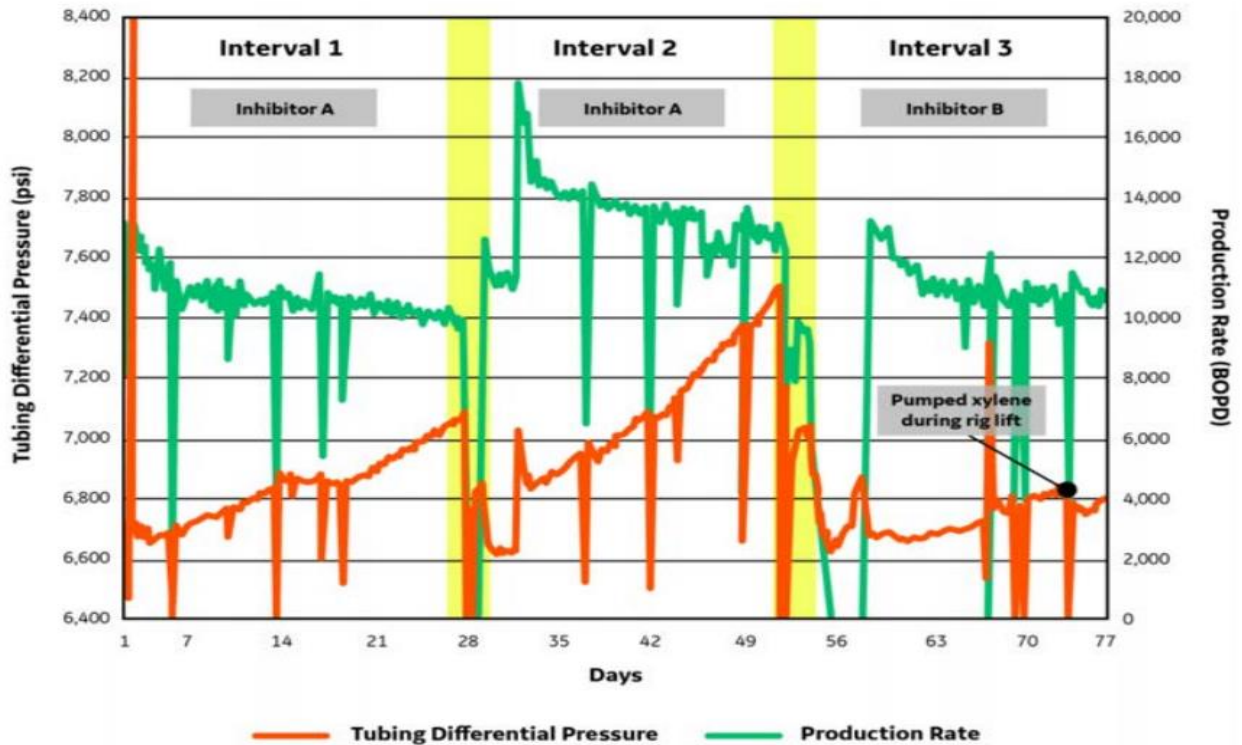
Tiempo de operación de la BES

**Fuente:** Tomada de Jennings, David, Breitigam, Justin, Kim, Jihye, Jankowski, Szymon, and Mark Grutters, op.cit., p.19.

El caso 2<sup>16</sup> es un ejemplo de cómo la capacidad de medir la caída de presión dentro de un pozo puede usarse para monitorear la acumulación de deposiciones y juzgar el desempeño de los programas de tratamiento. La ilustración 2 muestra el perfil de producción y la caída de presión de un pozo de aguas profundas del Golfo de México que experimenta una severa deposición de asfaltenos. El pozo se sometió a remediación frecuente con solventes y también fue tratado con inhibidores de asfaltenos para reducir en cierta medida la deposición, permitiendo tiempo adicional entre los trabajos de remediación. La ilustración 2 muestra datos durante tres intervalos sucesivos de remediación con solventes que cubren un período de tiempo en el que se realizó un cambio en los productos inhibidores de asfaltenos.

<sup>16</sup> Jennings, D. W.; Chao, K. P.; and Kim, J. 2018. Asphaltene Inhibitor Testing: Comparison Between a High Pressure Live-Fluid Deposition and Ambient Pressure Dead-Oil Asphaltene Stability Method. Presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 1-4 May. OTC28650

**Ilustración 2.** Ejemplo de medición de presión en el fondo de un pozo que permite comparar tratamientos con inhibidores de asfaltenos



**Fuente:** Tomada de Jennings, D. W.; Chao, K. P.; and Kim, J. 2018, op.cit.,p.20

A partir de los datos, se puede hacer una comparación directa entre los dos diferentes productos inhibidores de asfaltenos. Durante los dos primeros intervalos, la producción se trató con inhibidor de asfalteno A. Durante el tercer intervalo, el operador probó el inhibidor de asfalteno B. Como se ve en la ilustración 2, hay un cambio muy notable en la caída de presión en la tubería con el cambio en los productos inhibidores de asfaltenos. La caída de presión aumenta y se inclina significativamente con el tratamiento con inhibidor B. Además, tras un descenso inicial, el caudal de producción parece estabilizarse con el inhibidor B, mientras que la tendencia con el inhibidor A continuó disminuyendo. Como resultado, el campo se cambió al tratamiento con el inhibidor B después del ensayo.

El caso 3<sup>17</sup> corresponde a aplicaciones de remediación realizadas en un pozo europeo en tierra firme. Es una comparación de dos aplicaciones consecutivas de solventes para remediar daños por asfaltenos cercanos al pozo. La ilustración 3 muestra el perfil de producción del pozo durante un período aproximado de nueve meses. Como se muestra en la ilustración 3, el pozo experimentó una disminución en la producción de petróleo crudo en promedio de 943.5 barriles/día en el transcurso de cinco meses. Para abordar el problema, se realizó una aplicación de remediación con solvente con 10 % de inhibidor de asfaltenos y la producción se restableció a los mismos niveles que cinco meses antes y se mantuvo durante un período de aproximadamente 40 días. Después de lo cual, la producción disminuyó a niveles inmediatamente anteriores a la remediación con solventes, momento en el que el operador decidió realizar otra remediación con solventes. La segunda remediación consistió en solvente sin inhibidor de asfaltenos. Esta aplicación aumentó la producción a menos de 629 barriles/día y se mantuvo sólo 32 días. Basado en el aumento de producción atribuible a los dos trabajos de remediación, el solvente con aditivo inhibidor proporcionó más de 17.611 barriles de producción de petróleo crudo que la aplicación de solvente solo (~50% de aumento de producción). En este pozo, la adición de un 10% de inhibidor de asfaltenos en el paquete de solvente mejoró significativamente el desempeño del trabajo con solvente. Es posible que parte de la producción extra sostenida estuviera relacionada con un efecto de compresión del inhibidor.

El caso 4<sup>18</sup> representa un pozo petrolero en la cuenca Pérmica de Midland (Texas). Como se muestra en la ilustración 4, punto a, la BES estaba funcionando sin problemas; sin embargo, debido al taponamiento de la entrada de la BES, se registró el aumento abrupto

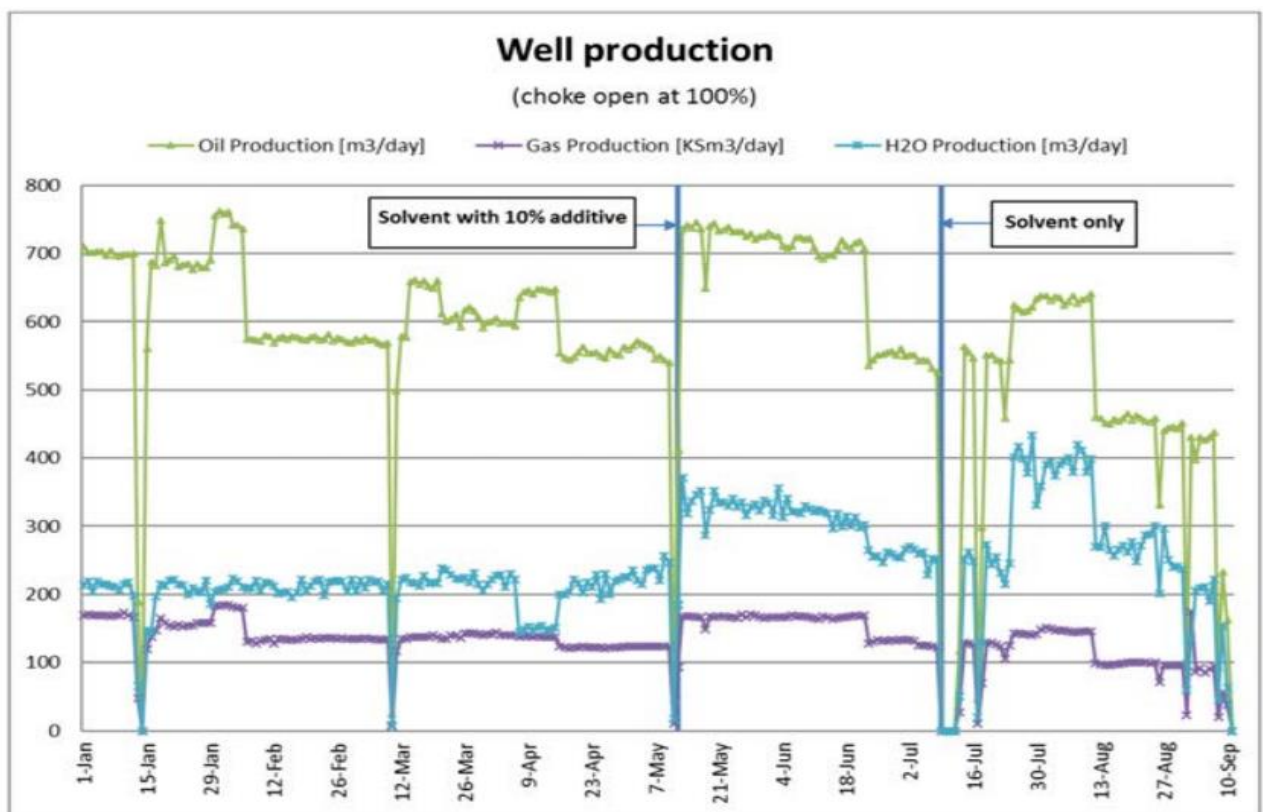
---

<sup>17</sup> Asomaning, S. and Gallagher, C. 2020. High Pressure Asphaltene Deposition Technique for Evaluating the Deposition Tendency of Live Oil and Evaluating Inhibitor Performance. Presented at the Second International Conference on Petroleum and Gas Phase Behavior and Fouling, Copenhagen, Denmark, 26-31 August.

<sup>18</sup> Ranzi, J., Wang, J., Lee, Y. et al. Evaluating the intake plugging effects on the electrical submersible pump (ESP) operating conditions using nodal analysis. *J Petrol Explor Prod Technol* 14, 1071–1083 (2024). <https://doi.org/10.1007/s13202-024-01754-2>

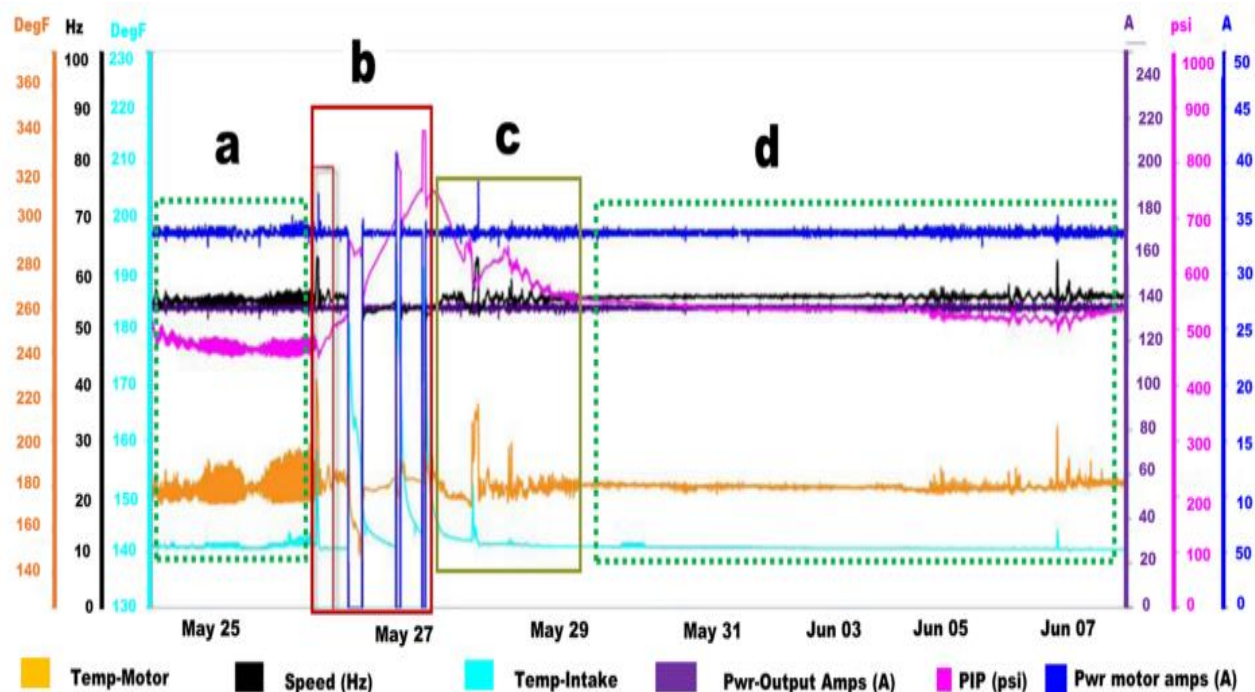
de la presión de entrada de la bomba (Ilustración 4, punto b). Debido a la disminución del caudal volumétrico, la velocidad de la BES cayó repentinamente de 55 Hz a aproximadamente cero. En consecuencia, se sospechó que la obstrucción de la entrada era la raíz de las condiciones anormales, luego se confirmó que el pozo presentaba un problema bacteriano que obstruyó el punto de entrada de la bomba. El tratamiento químico se realizó mediante biocida y se eliminó el material de obstrucción. Como se muestra en la Ilustración 4, punto c, la bomba electro sumergible vuelve a su condición operativa normal después del tratamiento. La *PIP* cayó al punto de funcionamiento normal y otros parámetros operaron de manera consistente (Ilustración 4, punto d).

**Ilustración 3.** Comparación de aplicaciones sucesivas de remediación de daños por asfaltenos cerca del pozo



**Fuente:** Tomada de Asomaning, S. and Gallagher, C. 2020, op.cit.,p.22.

**Ilustración 4.** Variación de la presión de entrada de la bomba (PIP) durante el taponamiento.



**Fuente:** Tomada de ranzi, J., Wang, J., Lee, Y. *et al*, op.cit.,p.22.

En el caso 5<sup>19</sup> el sistema BES ha sufrido tres fallas desde que comenzó la producción y la instalación actual quedó atascada debido a las incrustaciones. La inspección de desmantelamiento y análisis de fallas (DIFA) y las pruebas de laboratorio de muestras tomadas de las etapas de la bomba de fallas anteriores confirmaron la presencia de incrustaciones predominantemente de carbonato de calcio, como se ve en la Ilustración 5. Se descubrió que los impulsores y difusores de la bomba estaban totalmente bloqueados por precipitaciones sólidas, lo que fue la causa de frecuentes disparos de la bomba y la disminución de la tasa de producción. Por lo tanto, se sospechaba que la bomba atascada se atribuiría a la formación de incrustaciones dentro de la unidad. Se diseñó un tratamiento para disolver la acumulación de incrustaciones sin afectar

<sup>19</sup> Al-Sadah, Hashim "ESP Data Analysis to Enhance Electrical Submersible Pump Run Life at Saudi Arabian Fields." Paper presented at the SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition, Manama, Bahrain, November 2014. doi: <https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/173703-MS>

negativamente a los equipos tubulares y de fondo del pozo. El componente principal de este fluido de tratamiento es un disolvente de incrustaciones a base de agente quelante. Después del tratamiento, para evitar la recurrencia de fallas de la bomba, se realizaron estudios del agua de formación asociada a la corriente de crudo. Se recopiló información sobre índices de escama y termodinámica de la tendencia de precipitación a escama. Los resultados indicaron que los inhibidores de incrustaciones, como el ácido poliacrílico (PAA) o el ácido polifosfinocarboxílico (PPCA), introducidos en la formación, podrían usarse para controlar las incrustaciones en este pozo en el futuro. El objetivo de este proyecto era eliminar la acumulación de incrustaciones, recuperar el funcionamiento de la bomba atascada y lograr un retorno al nivel de producción original. Como resultado, se evitó una costosa operación de reparación y se incrementó la vida útil sin afectar ni comprometer la terminación. El tratamiento de este pozo se llevó a cabo mediante la introducción de la química a través de la boca del pozo y, en última instancia, condujo a esta historia de éxito.

**Ilustración 5.** Incrustaciones encontradas en la revisión de las etapas de las bombas



**Fuente:** Tomada de Al-Sadah, Hashim, op.cit.,p.24.

En el caso 6<sup>20</sup> la experiencia en la industria petrolera muestra que la tendencia a la deposición de incrustaciones en los equipos de fondo de pozo aumenta con la madurez del campo debido a la disminución de las presiones y al aumento del corte de agua. Para combatir la disminución de la presión de los yacimientos, a menudo se utiliza la inyección de agua, lo que tiene el potencial de agravar el problema de la incrustación. El campo elegido para este estudio (F1) está situado a unos 200 km al oeste de la ciudad de Mumbai, en la plataforma continental profunda, a una profundidad de agua de 85 a 90 metros. En el momento del estudio, se encontraban en explotación un total de 39 pozos productores de petróleo, perforados desde 5 plataformas diferentes (F1-A, B, C, D y E).

En el campo F1, algunos de los pozos BES han informado de un problema constante de deposición a escama en el fondo del pozo. Esto ha provocado que varias BES fallen mucho antes de su vida útil estimada y requieran una buena intervención para cambiar la bomba con frecuencia. En casos anteriores, el enfoque para lidiar con las incrustaciones ha sido permitir que se formen y eliminarlas o tratarlas periódicamente. Esto, sin embargo, es un enfoque reaccionario y requiere cerrar el pozo y repararlo cada vez que el problema de la deposición se vuelva demasiado grave.

La prevención de incrustaciones generalmente se considera una alternativa superior y más económica a la eliminación de incrustaciones debido al menor consumo de productos químicos y a las operaciones ininterrumpidas. Las dos alternativas para la inhibición continua de incrustaciones en equipos de fondo de pozo son a través de una línea de inyección de químicos en el fondo del pozo o mediante un trabajo periódico de tratamiento por compresión del inhibidor de incrustaciones. El trabajo de tratamiento de compresión requiere que el químico (inhibidor de incrustaciones) se coloque dentro de la formación por períodos prolongados (generalmente mayores a 6 meses). Esto se

---

<sup>20</sup> Uniyal, Rishabh, Jaruhar, Suman Kumar, Sarkar, Manoj Kumar, Devshali, Sagun, Parida, Dibyajyoti, Bhoje, Sushil, and Manav Kanwar. "Analysing Down Hole Scale Deposition in Offshore ESP Wells: A Case Study on Formulating an Effective Mitigation and Inhibition Strategy." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA, October 2022. doi: <https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/210392-MS>

descartó como enfoque para el campo F1 ya que las temperaturas del yacimiento registradas estaban en el rango de 125 -130 °C y la exposición del producto químico a este grado de temperatura durante períodos prolongados daría como resultado la descomposición térmica del producto químico.

Sin embargo, lo mismo no sería un problema en el caso de una inyección continua a través de una línea de inyección de productos químicos en el fondo del pozo, ya que el producto químico estará expuesto a las temperaturas del fondo del pozo durante períodos más cortos.

**Ilustración 6.** Falla por incrustación de bombas en el campo F1.



Figura 1. Placa de nombre de la bomba



Fig 2. sedimentos acumulados dentro del housing

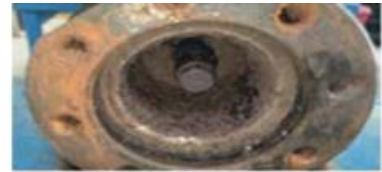


Fig 3. Bloqueo por arena en la base de la bomba



Fig 4. enormes trozos de sedimento en la cabeza y acumulación de sedimentos en el deflector.



Fig 5. Los sedimentos redujeron el paso del fluido en el rodamiento.



Fig 6. El paso del fluido del difusor está bloqueado por la acumulación de sedimentos.



Fig 7. Los orificios de paso del fluido del cojinete se han reducido debido a la deposición de sedimentos.



Fig 8. desgaste del faldón inferior de los impeilers



Fig 9. desgaste abrasivo del faldón difusor

**Fuente:** Uniyal, Rishabh, op.cit.,p.26.

En un campo productor ubicado en el Noroeste de Colombia, en la Cuenca de los Llanos, cuenta con 450 pozos activos con equipos electro sumergibles instalados, manejando entre 50 y 30,000 barriles de fluido total por día en condiciones de alta producción de arena y altos cortes de agua. Estas características representan un desafío para las

empresas proveedoras de bombas electro sumergibles. Entre los principales desafíos operativos que ha enfrentado los sistemas de elevación BES, se encuentra aumentar la vida útil de los equipos y su confiabilidad<sup>21</sup>. Algunos de las causas de fallas en los equipos BES se detallan en la ilustración 7.

Con los diagnósticos realizados, se analiza la correlación entre los cambios de parámetros y condiciones anormales que podrían estar ocurriendo en el fondo del pozo o en la superficie para revelar posibles factores contribuyentes que generan el bajo desempeño del BES y diagnosticar la causa raíz del problema, con lo cual puede generar una modificación en los parámetros o configuración adecuada de parámetros de control de la bomba BES que conduzcan a una solución o mejora del problema. Estas conclusiones se detallan en la ilustración 7.

**Ilustración 7.** Relación de parámetros respecto a cambios en la operación de la BES en campo de estudio.

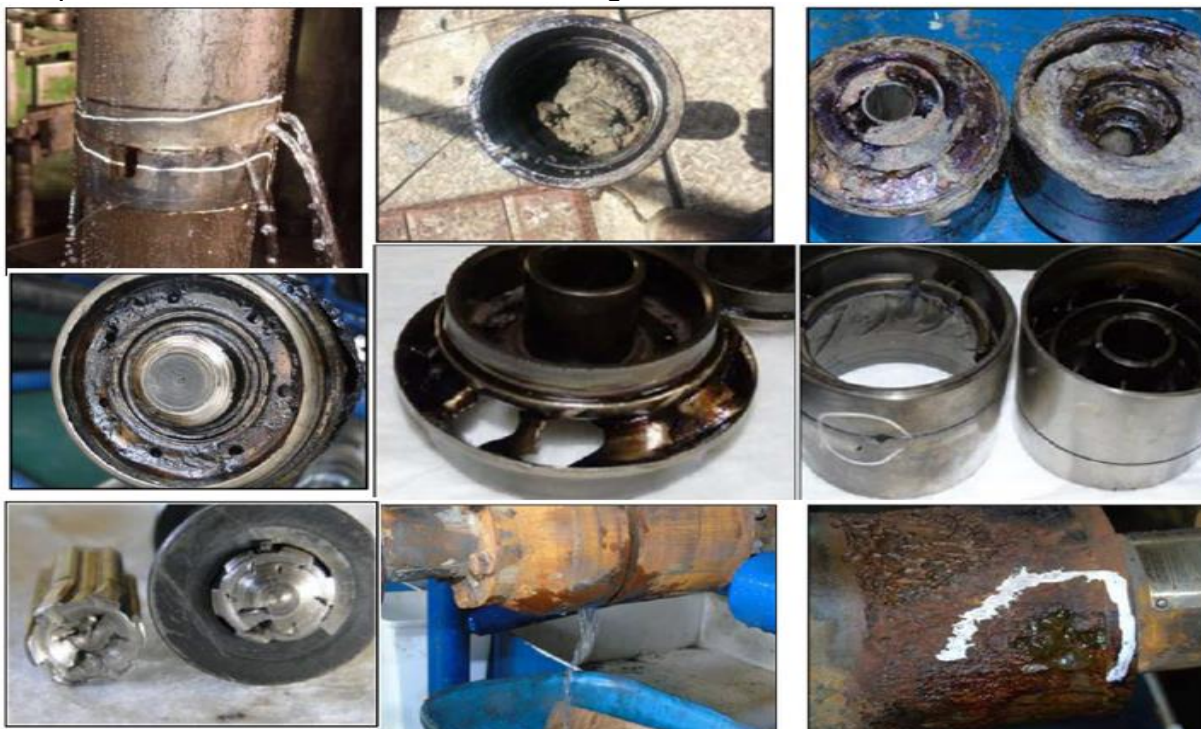
DIAGNOSTICO	PÁRAMETROS								Recomendaciones
	PIP	Pdp	Q	WHP	M Temp	Intk Temp	M amps	NF	
Tubo Hueco	↑	↓	↓	↓	↑	↑	↓	↑	Control de frecuencia y velocidad del fluido
Desgaste (sólidos)	↑	↓	↓	↓	↑	↑	↓	↑	Control de frecuencia y velocidad del fluido
Eje roto	↑	↓	↓	↓	↑	↑	↓	↑	Configuración de la unidad
Presencia de arena	↓	↑	↓	↓	↑	↑	↓	↓	Configuración de la unidad
Gas	↑	↓	↓	↓	↑	↑	↓	↑	Configuración de la unidad, separador de gas
Pérdida de datos	⇒	⇒	⇒	⇒	⇒	⇒	⇒	⇒	Procedimiento de instalacion
Giro inverso	↑	↓	↓	↓	↑	↑	↓	↑	control de inicio
Válvula cerrada	↑	↑	↓	↑	↑	↑	↓	↑	La formación del personal

**Fuente:** Ibídem,p.30

<sup>21</sup> Nunez, Walter , Del Pino, Jessica , Gomez, Sebastian , Rosales, Douglas , Puentes, Juan , and Hamilton Rivera. "Electric Submersible Pump Troubleshooting Guide, an Effective Way to Improve System Performance and Reduce Avoidable System Failures." Paper presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Virtual, July 2020. doi: <https://doi.org/10.2118/199091-MS>

El monitoreo es muy importante para evaluar el desempeño de la operación en los pozos y, en consecuencia, la definición de las estrategias de protección de los equipos electro sumergibles. Esta práctica ha ayudado a crear un plan más amplio para diagnosticar y resolver algunas condiciones comunes en las tendencias de los pozos de acuerdo con los datos obtenidos por los sensores/VSD, lo que ha jugado un papel crucial al recomendar un enfoque correcto para la resolución de problemas, prevenir fallas y extender la vida útil del equipo. En el caso de la operación de pozos de campo se han obtenido resultados sustanciales donde se ha pasado de un promedio de 100 fallas anuales para el período 2011-2012 a un promedio de 40 fallas anuales actualmente en el período 2018-2019. Se ha logrado una valiosa mejora en términos de vida útil de los equipos BES donde la esperanza de vida ha aumentado de 600 días para el período 2012-2013 al promedio actual de 1.500 días. En consecuencia, se ha logrado una reducción significativa en la tasa de fracaso del 60% con un valor de 0,18 en los últimos 5 años.

**Ilustración 8.** Causas de falla como fluidos corrosivos, arenas e incrustaciones en componentes de una bomba electro sumergible



**Fuente:** Tomada y modificada de Nunez, Walter, op.cit.,p.28.

## 2.1. IDENTIFICACIÓN DE LAS PRINCIPALES CAUSAS DE FALLAS EN SISTEMAS DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE DEL CAMPO ESTUDIO

Este estudio fue realizado con base en 66 pozos operados con BES para 5 locaciones del campo estudio de los cuales se tiene registro de 59 pozos en la información proporcionada por la base de datos del campo en la que se cuenta con pruebas para 73 eventos ocurridos desde el año 2020 hasta mediados de 2024.

Esta revisión tiene como objetivo identificar las principales causas que provocan las continuas paradas de los pozos, ya sea por pérdida del flujo eléctrico, fallas en los componentes mecánicos del sistema de levantamiento o condiciones del pozo (fluidos). De esta manera, se busca determinar los factores que generan mayor pérdida de producción en el campo, para considerarlos durante el diseño y la operación, evitando que los pozos fallen y asegurando que los equipos instalados alcancen su vida útil.

**Tabla 1.** Número de fallas por locaciones en campo de estudio.

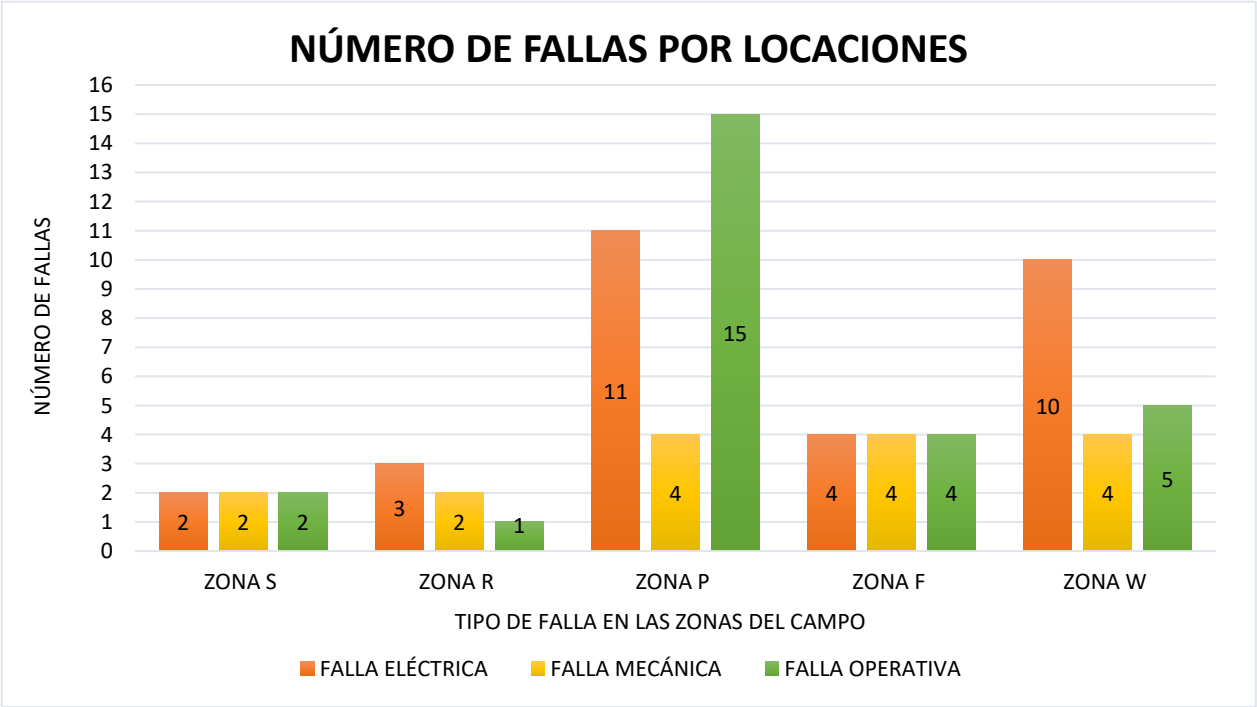
<b>LOCACIONES</b>	<b>ZONA S</b>	<b>ZONA R</b>	<b>ZONA P</b>	<b>ZONA F</b>	<b>ZONA W</b>	<b>TOTAL</b>
<b>Falla eléctrica</b>	2	3	11	4	10	30
<b>Falla mecánica</b>	2	2	4	4	4	16
<b>Falla operativa</b>	2	1	15	4	5	27
<b>Número de pozos</b>	12	6	29	6	13	66

Como se detalla en la tabla 1 se tiene un total de 5 locaciones que son:

- Zona S: Cuenta con un total de 12 pozos activos.
- Zona R: Cuenta con un total de 6 pozos lo cual se encuentran 5 pozos activos.
- Zona P: Cuenta con un total de 29 pozos lo cual se encuentran 27 pozos activos.
- Zona F: Cuenta con un total de 6 pozos lo cual se encuentran 5 pozos activos.
- Zona W: cuenta con 13 pozos lo cual se encuentran 10 pozos activos.

En la Gráfica 1 se observa que la Zona F registra un total de 4 fallas mecánicas, eléctricas y operativas, mientras que la Zona S reporta 2 fallas en total para cada tipo de falla. Además, se nota que, en las Zonas W y R, la falla eléctrica es la más común, mientras que, en la Zona P, la falla operativa es la más recurrente.

**Gráfica 1.** Tendencia de fallas mecánicas, eléctricas y operativas según locaciones de campo de estudio.



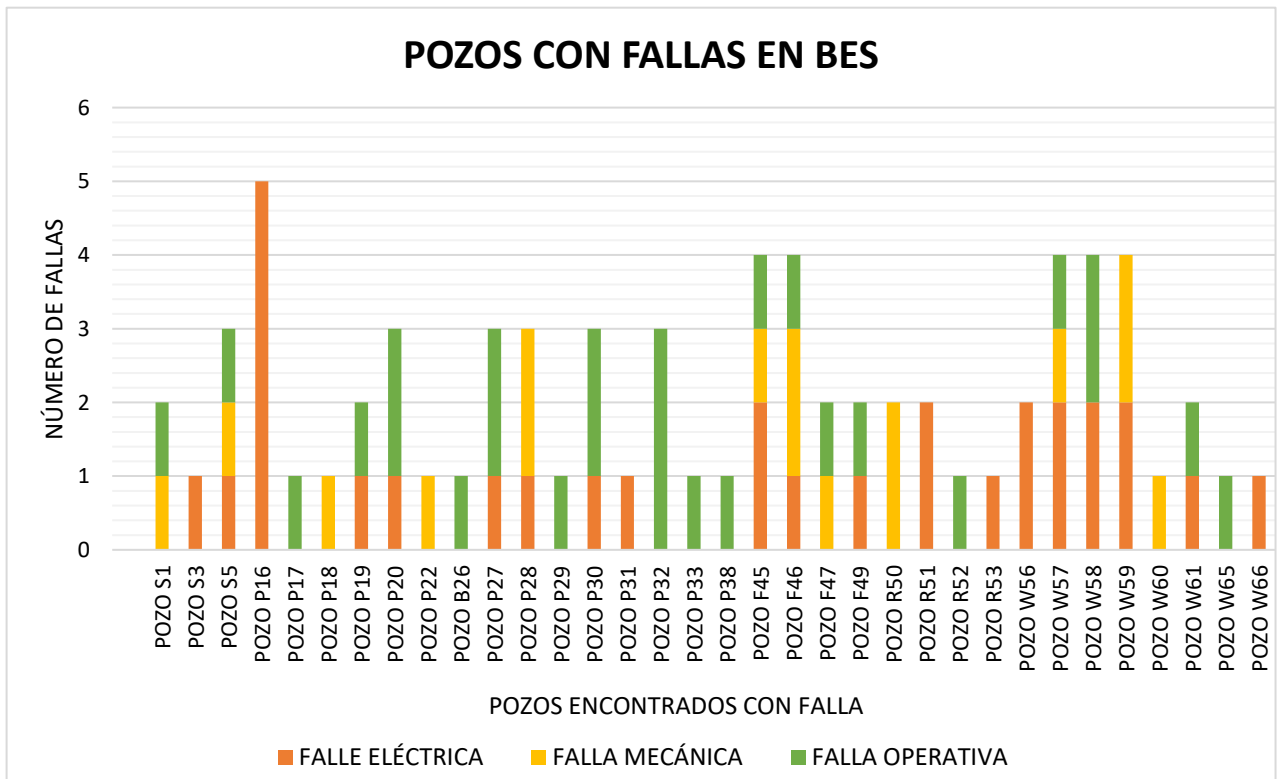
Según los registros de la base de datos, se identificaron diversas situaciones en los sistemas BES que podrían haber sido indicios de fallas inminentes. Estas situaciones son:

- Apagados manuales debido a la capacidad de tratamiento de agua en la facilidad.
- Apagado manuales para dejar en condición de *PBU* (*pressure build-up*, prueba de restauración).
- Apagado manuales por bloques de comunidades.
- Apagado abruptos por *shut down* de la estación.

- Incrementos de frecuencia en tiempos instantáneos para lograr reducir *PIP*.
- Decrementos de frecuencia instantáneos para aumentar *PIP*.
- Constantes movimientos de choque para controlar presión de cabeza y así mismo variables de la BES en cuanto a restricciones de flujo.
- Apagados del sistema BES por altas temperaturas en variador.
- Apagados del sistema BES por altas corrientes en variador.

En la Gráfica 2 se muestra la distribución de los pozos según cada zona, detallando las diversas fallas experimentadas en el equipo.

**Gráfica 2.** Fallas eléctricas, mecánicas y operacionales por pozos de cada zona



A continuación, se detallan las causas que provocaron las fallas en cada uno de los pozos observados en las distintas locaciones:

**ZONA S:** Se tienen 3 pozos los cuales son S1,S3 y S5 con las siguientes anotaciones:

**Tabla 2.** Causa de fallas en equipos BES de la zona S

POZO	CAUSA DE FALLA ELÉCTRICA	CAUSA DE FALLA MECÁNICA	CAUSA DE FALLA OPERATIVA
S1		<b>Eje roto:</b> las causas presencia de escamas y atascamiento de etapas. Arranques inmediato del sistema BES en cuanto a los <i>shut Down</i> originados en campo.	<b>Escamas:</b> producción de fluidos con alta probabilidad de formar escamas o <i>scale</i> .
S3	<b>Cable con bajo aislamiento:</b> Cable reparado		
S5	<b>Sobrecarga eléctrica:</b> fluctuaciones prolongadas en el suministro de energía eléctrica.	<b>Bomba trabajando en <i>Down thrust</i>:</b> aumento de la presión de cabeza	<b>Emulsión:</b> producción de fluido viscoso asimilado a la precipitación o formación de asfaltenos.

**Zona P:** 14 pozos los cuales son P16,P17,P18,P19,P20,P22,P27,P28,P29,P30,P31,P32,P33 y B6 con las siguientes observaciones:

**Tabla 3.** Causa de fallas en equipo BES de los pozos de la Zona P

POZO	CAUSA DE FALLA ELÉCTRICA	CAUSA DE FALLA MECÁNICA	CAUSA DE FALLA OPERATIVA
P17			<b>Aumento en la carga del motor y <i>PIP</i>:</b> Producción de fluido con alta probabilidad de escama y corrosión.

POZO	CAUSA DE FALLA ELÉCTRICA	CAUSA DE FALLA MECÁNICA	CAUSA DE FALLA OPERATIVA
P16	<p><b>cable con bajo aislamiento:</b> Cable reparado</p> <p><b>sobre carga eléctrica:</b> Sobrecarga mecánica debido al incremento de la viscosidad del fluido, con presencia de arenas y/o sólidos orgánicos y emulsiones.</p> <p><b>Motor quemado:</b> sobrecarga mecánica debido las variaciones de la fase crudo.</p> <p><b>Baja carga eléctrica:</b> Poco aporte de fluido en el pozo.</p>		
P18		<p><b>Sellos mecánicos en mal estado:</b> fluidos abrasivos en el pozo, falta de refrigeración por acumulación o deposición y elementos del sello averiado.</p>	
P19	<p><b>Componentes del controlador del motor averiados:</b> descargas atmosféricas y tiempo de operación del equipo.</p>		
P20	<p><b>Cable con bajo aislamiento:</b> cable reparado. Trabajo a temperaturas mayores a las que soporta el cable. Recirculación del fluido.</p>		<p><b>Bomba Atascada:</b> Sólidos en el pozo, atascamiento en las etapas de la bomba por incrustaciones y precipitaciones de compuestos orgánicos.</p>

POZO	CAUSA DE FALLA ELÉCTRICA	CAUSA DE FALLA MECÁNICA	CAUSA DE FALLA OPERATIVA
P22		<b>Contaminación de sellos y motor:</b> Válvulas de llenado y tapones mal ajustados.	
B26			<b>Falla del pozo:</b> Elevada temperatura del pozo. Obstrucción en refrigeración.
P27	<b>Corto circuito en el empalme:</b> Trabajo a temperaturas mayores a las que soporta el cable, cintas aislantes en mal estado.		Aumento en vibraciones, Corriente de motor y <i>PIP</i> : fluidos viscoso y emulsionado.
P28	<b>desgaste en zapatas y cojinetes:</b> Excesiva vibración.	<b>Sellos mecánicos en mal estado:</b> fluidos abrasivos en el pozo, falta de refrigeración por acumulación o deposición y elementos del sello averiado.	
P29			<b>Bomba Atascada:</b> Sólidos en el pozo, atascamiento en las etapas de la bomba por incrustaciones y precipitaciones de compuestos orgánicos.
P30	<b>Motor quemado:</b> Falta de refrigeración.		<b>Bomba Atascada:</b> Sólidos en el pozo, atascamiento en las etapas de la bomba por incrustaciones y precipitaciones de compuestos orgánicos.
P31	<b>Cable con bajo aislamiento:</b> cable reparado.		

POZO	CAUSA DE FALLA ELÉCTRICA	CAUSA DE FALLA MECÁNICA	CAUSA DE FALLA OPERATIVA
P32			<b>Bomba Atascada:</b> Sólidos en el pozo, atascamiento en las etapas por incrustaciones y precipitaciones de compuestos orgánicos. Presencia de emulsiones
P33			<b>Baja carga eléctrica:</b> bloqueo por gas, poco aporte de fluido en el pozo.
P38			<b>Sobre carga eléctrica:</b> sobrecarga mecánica debido al incremento de la viscosidad del fluido, presencia de emulsiones.

**Zona F:** 4 pozos los cuales son F45,F46,F47 y F49 con las siguientes conclusiones:

**Tabla 4.** Causas de fallas en equipos BES de los pozos de la zona F.

POZO	CAUSA DE FALLA ELÉCTRICA	CAUSA DE FALLA MECÁNICA	CAUSA DE FALLA OPERATIVA
F45	<b>Motor quemado:</b> Agujero en el <i>housing</i> por corrosión. <b>Cortocircuito en el empalme:</b> procedimiento inadecuado de instalación.	<b>Bomba trabajando en <i>up thrust</i>:</b> motor trabajando a frecuencia superior a la máxima.	Fluido con formación de escamas e incrustaciones.

POZO	CAUSA DE FALLA ELÉCTRICA	CAUSA DE FALLA MECÁNICA	CAUSA DE FALLA OPERATIVA
F46	Bajo aislamiento: cable reparado	eje roto: arranque inmediato del sistema BES, que no disponen de válvula de retención o seguridad. Desgaste en zapatas: vibraciones	Emulsión: producción de fluido viscoso asimilado a la precipitación o formación de asfaltenos.
F47		MLE en mal estado	Aumento en vibraciones, Corriente de motor y PIP: fluidos viscoso y emulsionado.
F49	Corto circuito en el empalme: Trabajo a temperaturas mayores a las que soporta el cable, cintas aislantes en mal estado.		Aumento en vibraciones, Corriente de motor y PIP: fluidos viscoso y emulsionado.

**Zona R:** 4 pozos los cuales son R50,R51,R52 y R53 con las siguientes observaciones:

**Tabla 5.** Causa de fallas en equipos BES de los pozos de la zona R

POZO	CAUSA DE FALLA ELÉCTRICA	CAUSA DE FALLA MECÁNICA	CAUSA DE FALLA OPERATIVA
R50		fallas durante el proceso de instalación	
R51	baja carga eléctrica: problemas en el eje del equipo.		

POZO	CAUSA DE FALLA ELÉCTRICA	CAUSA DE FALLA MECÁNICA	CAUSA DE FALLA OPERATIVA
R52			<b>Emulsión:</b> producción de fluido viscoso asimilado a la precipitación o formación de asfaltenos.
R53	<b>motor quemado:</b> trabajando con elevada corriente de consumos por periodos prolongados.		

**Zona W:** 8 pozos los cuales son W56,W57,W58,W59,W60,W61,W65 y W66 con las siguientes comentarios:

**Tabla 6.** Causa de fallas en equipos BES de los pozos de la zona W

POZO	CAUSA DE FALLA ELÉCTRICA	CAUSA DE FALLA MECÁNICA	CAUSA DE FALLA OPERATIVA
W56	<b>Fallas durante el proceso de instalación:</b> mal llenado de aceite dieléctrico en el motor y en la sección sellante.		
W57	<b>Bajo aislamiento:</b> cable reparado	<b>Bomba trabajando en <i>up thrust</i>:</b> disminución en la presión de cabeza	Poco aporte de fluido en el pozo.
W58	<b>corto circuito en el empalme:</b> procedimiento inadecuado de instalación.		<b>Bomba Atascada:</b> Sólidos en el pozo, atascamiento en las etapas de la bomba por incrustaciones y precipitaciones de compuestos orgánicos.

POZO	CAUSA DE FALLA ELÉCTRICA	CAUSA DE FALLA MECÁNICA	CAUSA DE FALLA OPERATIVA
W59	<b>cable de extensión de motor en mal estado:</b> problemas de manufactura.	<b>Sellos mecánicos en mal estado:</b> fluidos abrasivos en el pozo, falta de refrigeración por acumulación o deposición y elementos del sello averiado.	
W60		<b>bomba atascada:</b> pérdidas en el <i>casing</i> a causa de material de limpieza del pozo.	
W61	<b>motor quemado:</b> Contaminación con fluido del pozo.		<b>Bomba Atascada:</b> Sólidos en el pozo, atascamiento en las etapas de la bomba por incrustaciones y precipitaciones de compuestos orgánicos.
W65			Aumento en vibraciones, Corriente de motor y <i>PIP</i> : fluidos viscoso y emulsionado.
W66	<b>Bajo aislamiento:</b> cable reparado		

De la información recopilada en cada una de las tablas enumeradas del 2 al 6 se puede deducir lo siguiente:

- ✓ La mayoría de las fallas eléctricas del bombeo electro sumergible son provocados por el comportamiento del pozo, al generar fluidos no manejables por la bomba o debido a la falta de tratamiento químico en el pozo, esto reduce la eficiencia del sistema y afecta a la vida útil de cada uno de los componentes de los equipos.
- ✓ La causa más común de atascamiento en la bomba es el comportamiento del fluido, particularmente la presencia de sólidos en el pozo, como carbonatos, arena, emulsiones o escamas.
- ✓ En la mayoría de los casos, las fallas mecánicas son las primeras en aparecer durante la operación del sistema, y son estas las que provocan una serie de consecuencias en los equipos, que generalmente se traducen en fallas de tipo eléctrico.
- ✓ Una de las causas más frecuentes por las que el equipo se contamine con fluidos del pozo, o el motor presente cortocircuito; es el manejo de fluidos corrosivos, es decir, que la corrosión propia del pozo provoca agrietamientos, rayadura y agujeros, tanto en el exterior como en la parte interna del alojamiento del equipo (*housing*).

En la tabla 7 se presenta la caracterización del fluido de los pozos que presentaron falla y que su corte de agua es mayor al 90%.

**Tabla 7.** Caracterización de los fluidos que presentaron falla con un %SW > 90%

CARACTERIZACIÓN	S1	P17	B26	P29	P30	F45	W61
<b>CRUDO</b>							
<b>Contenido de agua (%)</b>	95,4%	91.4%	95.7%	94.1%	92.6%	97.4%	96.2%
<b>Gravedad API (°)</b>	15.4	12.8	12.7	12.9	12.8	13.4	13
<b>Viscosidad (cp)</b>	8970	8640	8894	9250	9120	8630	9720
CARACTERIZACIÓN	S1	P17	B26	P29	P30	F45	W61
<b>AGUA</b>							

<b>pH</b>	8.6	7.8	8.3	8.6	7.5	8.45	8.2
<b>Conductividad (<math>\mu\text{s}\cdot\text{cm}</math>)</b>	318	988	636	242	928	1110	687
<b>Resistividad (<math>\Omega\cdot\text{m}</math>)</b>	3144.7	1012.1	1572.3	4132.2	1077.6	900.9	1455.6
	<b>S1</b>	<b>P17</b>	<b>B26</b>	<b>P29</b>	<b>P30</b>	<b>F45</b>	<b>W61</b>
<b>TDS (ppm)</b>	159.0	494.0	318.0	121.0	464.0	555.0	343.5
<b>Cloruros (ppm)</b>	140	260	280	52	425	138	117
<b>Turbidez (NTU)</b>	23	120	90	90	120	210	230
<b>Alcalinidad (ppm)</b>	146	244	305	122	207	110	201
<b>Dureza Total (ppm)</b>	50	190	70	50	210	65	60
<b>Dureza Cálctica (ppm)</b>	36	160	60	30	190	50	50
<b>Hierro (ppm)</b>	0.03	0.04	0.04	0.02	0.02	0.02	0.09
<b>Bario (ppm)</b>	2	3	1	1	1	5	1
<b>Sulfatos (ppm)</b>	20	22	35	13	12	10	15
<b>ÍNDICE LANGELIER</b>	0.41	0.43	0.62	0.27	0.14	0.23	0.26

En la tabla 8 se presenta la caracterización del fluido de los pozos que presentaron falla y que su corte de agua es menor al 70%.

**Tabla 8.** Caracterización de los fluidos que presentaron falla con un SW < 70%

<b>CARACTERIZACIÓN CRUDO</b>	<b>S5</b>	<b>P20</b>	<b>P27</b>	<b>P32</b>	<b>P33</b>	<b>P38</b>
<b>Contenido de agua (%)</b>	60.8%	65.3%	33.7%	38.6%	65.8%	64.2%
<b>Gravedad API (°)</b>	14.6	13.2	14.5	14.8	15.3	15.3
<b>Viscosidad (cp)</b>	16250	18230	17210	16920	15490	17910
<b>CARACTERIZACIÓN AGUA</b>	<b>S5</b>	<b>P20</b>	<b>P27</b>	<b>P32</b>	<b>P33</b>	<b>P38</b>
<b>pH</b>	7.19	7.7	7.4	6.7	7.9	8.4
<b>Conductividad (<math>\mu\text{s}\cdot\text{cm}</math>)</b>	2956	1454	3580	14240	372	310
<b>Resistividad (<math>\Omega\cdot\text{m}</math>)</b>	338.3	687.8	279.3	70.2	2688.2	3225.8
<b>TDS (ppm)</b>	1478.0	727.0	1790.0	7120.0	186.0	155.0
<b>Cloruros (ppm)</b>	1385	389	1152	4024	42	100
<b>Turbidez (NTU)</b>	245	210	120	345	56	120
<b>Alcalinidad (ppm)</b>	231	140	305	220	310	170
<b>Dureza Total (ppm)</b>	420	200	310	1520	60	36
<b>Dureza Cálctica (ppm)</b>	410	170	275	1420	45	20
<b>Hierro (ppm)</b>	0.13	0.06	0.45	2.8	0.06	0.1

<b>Bario (ppm)</b>	1	1	8	4	2	3
<b>Sulfatos (ppm)</b>	15	25	41	24	13	18
<b>ÍNDICE LANGELIER</b>	0.16	0.10	0.31	0.12	0.13	0.02

Continuación de la tabla 8.

<b>CARACTERIZACIÓN CRUDO</b>	<b>F46</b>	<b>F47</b>	<b>F49</b>	<b>R52</b>	<b>W57</b>	<b>W58</b>	<b>W65</b>
<b>Contenido de agua (%)</b>	70.2%	61.2%	53.2%	12.9%	63.2%	65.5%	59.2%
<b>Gravedad API (°)</b>	13.6	16.3	12.8	13	12.7	14	14
<b>Viscosidad (Cp)</b>	19230	18320	20910	18320	19120	16250	15980
<b>CARACTERIZACIÓN AGUA</b>	<b>F46</b>	<b>F47</b>	<b>F49</b>	<b>R52</b>	<b>W57</b>	<b>W58</b>	<b>W65</b>
<b>pH</b>	8	7.8	8.4	7.5	8.2	7.7	8.1
<b>Conductividad (<math>\mu\text{s}\cdot\text{cm}</math>)</b>	1450	2810	888	2330	1132	2290	1481
<b>Resistividad (<math>\Omega\cdot\text{m}</math>)</b>	689.7	355.9	1126.1	429.2	883.4	436.7	675.2
<b>TDS (ppm)</b>	725.0	1405.0	444.0	1165.0	566.0	1145.0	740.5
<b>Cloruros (ppm)</b>	383	1500	210	675	245	496	223
<b>Turbidez (NTU)</b>	190	350	240	540	190	231	190
<b>Alcalinidad (ppm)</b>	185	134	125	390	220	200	195
<b>Dureza Total (ppm)</b>	175	570	170	690	125	200	95
<b>Dureza Cálcica (ppm)</b>	150	520	110	560	110	170	70
<b>Hierro (ppm)</b>	0.01	0.19	0.02	0.08	0.01	0.24	0.03
<b>Bario (ppm)</b>	7	2	2	3	6	2	3
<b>Sulfatos (ppm)</b>	19	25	20	12	24	19	20
<b>ÍNDICE LANGELIER</b>	0.47	0.64	0.59	0.84	0.62	0.24	0.26

De acuerdo con los datos presentados en la Tabla 7, se puede inferir que los daños ocasionados por el fluido en el equipo electro sumergible fueron principalmente atribuibles a la matriz agua, manifestándose a través de corrosión, erosión (debido a la velocidad de flujo), incrustaciones y depósitos orgánicos causados por bacterias sulfato reductoras. Estas bacterias se alimentan de los iones sulfatos presentes en el agua, lo que contribuye a la formación de depósitos.

En relación con los hallazgos detallados en la Tabla 2 para el pozo S1, se determinó que la causa de la falla operativa fue la formación y deposición de incrustaciones, corroborado

por el valor de 0.41 obtenido en el cálculo del índice de Langelier (Tabla 8), indicando una propensión del agua a generar incrustaciones.

Para los pozos ubicados en la zona P, según lo registrado en la Tabla 3, se identificó que la causa principal de falla fue el atascamiento de la bomba, además de la presencia de fluidos con alta probabilidad de formar escamas y corrosión. Los valores calculados en la Tabla 7 para los pozos P17, P29 y P30 (0.43, 0.27 y 0.14 respectivamente) sugieren una tendencia hacia la formación de incrustaciones.

Por otro lado, los pozos F45 y W61 presentaron índices de 0.23 y 0.26 respectivamente, según lo detallado en las Tablas 4 y 8, lo que indica la presencia de fluidos con escamas.

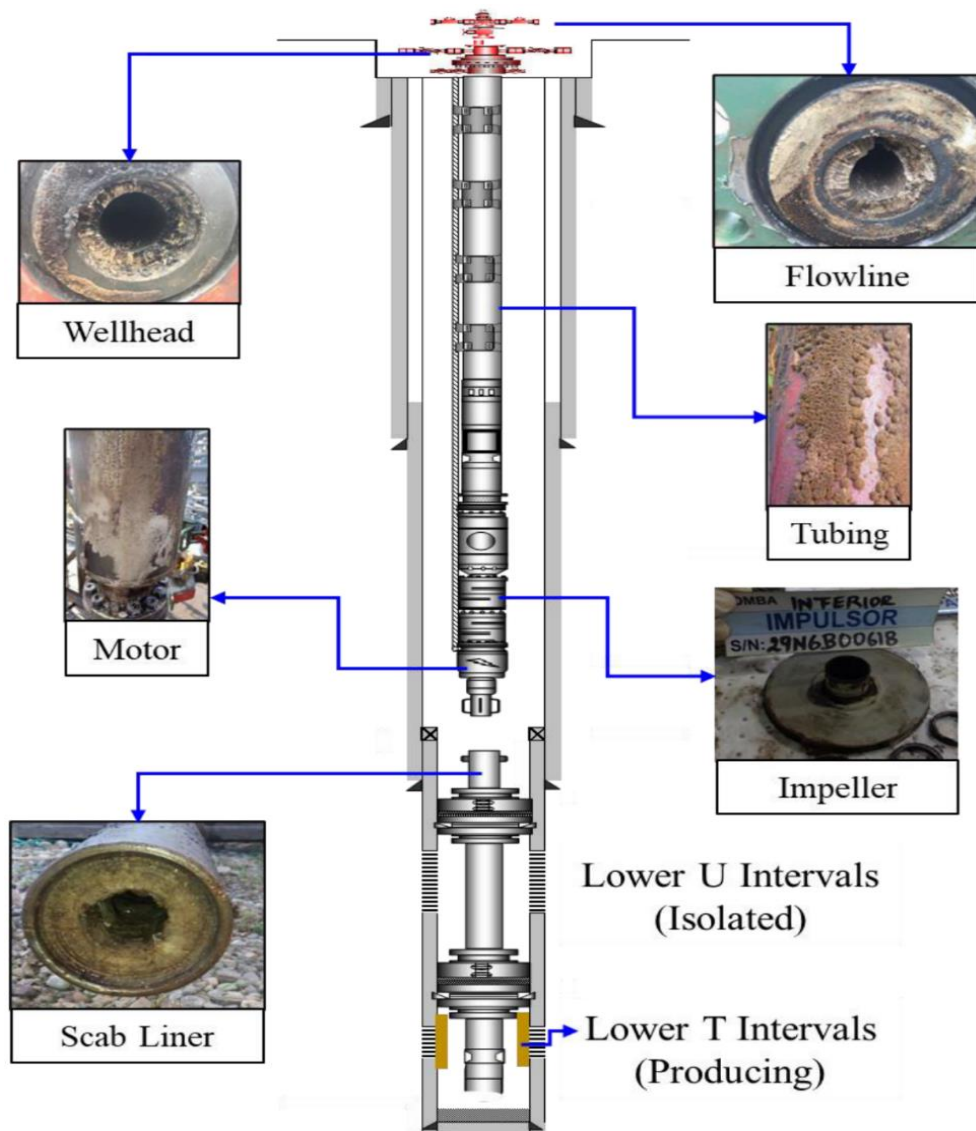
Las incrustaciones afectan negativamente la bomba electro sumergible de la siguiente forma:

- ✓ Eficiencia de bombeo: Las incrustaciones en las partes internas de la bomba, como el impulsor y el difusor, reducen el flujo de fluido, lo que disminuye la eficiencia de bombeo. Esto significa que la bomba necesita trabajar más para alcanzar el mismo nivel de producción de fluido, lo que aumenta el consumo de energía.
- ✓ Presión de descarga: Las incrustaciones pueden reducir el diámetro efectivo del impulsor y las vías de flujo, lo que aumenta la resistencia al flujo y disminuye la presión de descarga de la bomba. Esto puede afectar la capacidad de la bomba para entregar el fluido a la presión requerida en la superficie.
- ✓ Vida útil de la bomba: Las incrustaciones pueden causar desgaste prematuro en los componentes internos de la bomba, como el impulsor y los sellos. Esto puede reducir la vida útil de la bomba, aumentar la frecuencia de mantenimiento y reemplazo de piezas.
- ✓ Estabilidad del sistema de producción: Las incrustaciones pueden provocar fluctuaciones en el rendimiento de la bomba, lo que puede afectar la estabilidad del sistema de producción en general. Por ejemplo, cambios en el caudal y la

presión de la bomba pueden afectar la operación de otros equipos en el sistema de producción.

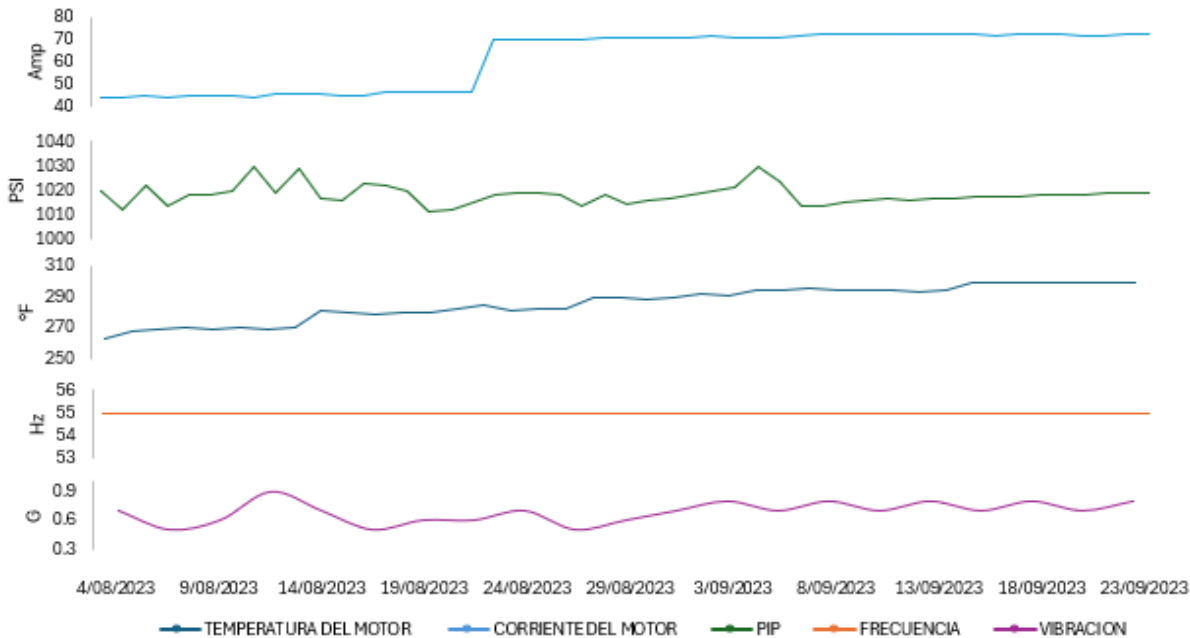
En la ilustración 9 se puede observar diferentes secciones del pozo donde se pueden formar y/o adherir estas escamas que afectan la operación del sistema BES.

**Ilustración 9.** Lugares desde fondo de pozo hasta superficie donde ocurre deposición o formación de las incrustaciones



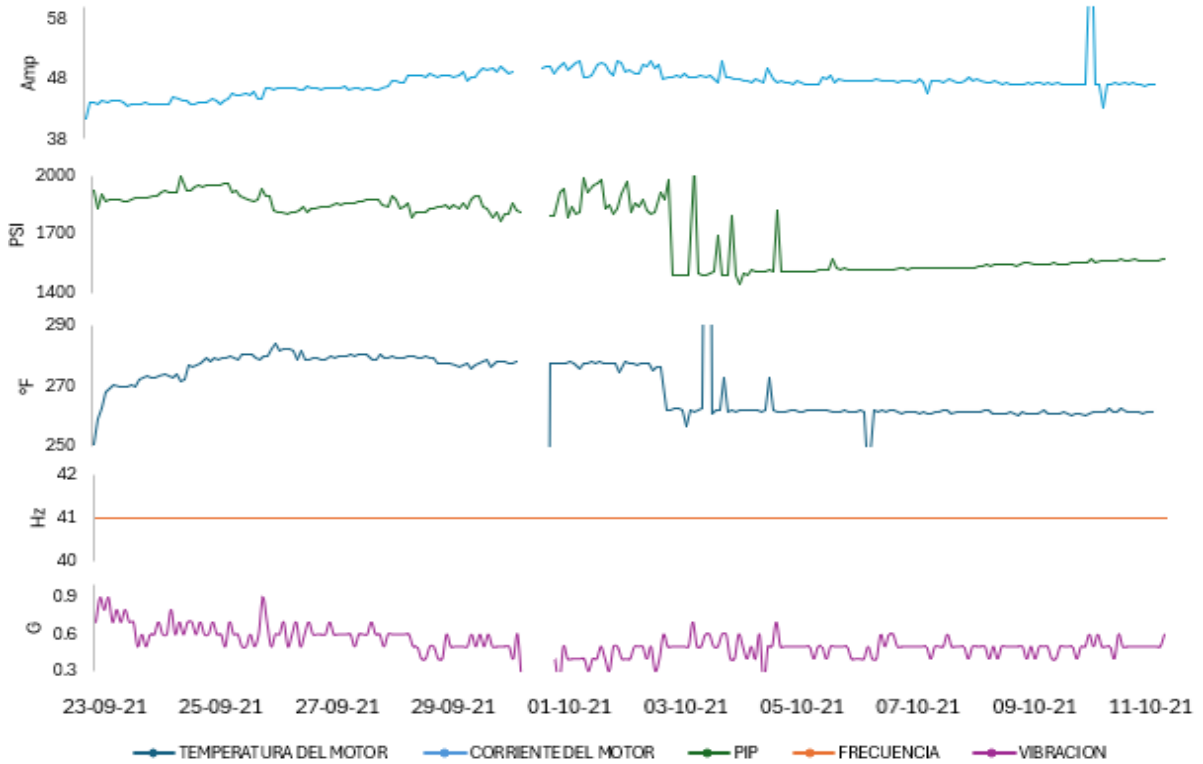
Al revisar los datos de las variables del equipo electro-sumergible, como la corriente del motor, la frecuencia, *PIP*, la temperatura del motor y la vibración, se observó los siguientes comportamientos en los pozos mencionados anteriormente:

**Gráfica 3.** Comportamiento de *PIP*, vibración, frecuencia, temperatura y corriente de motor para el pozo S1



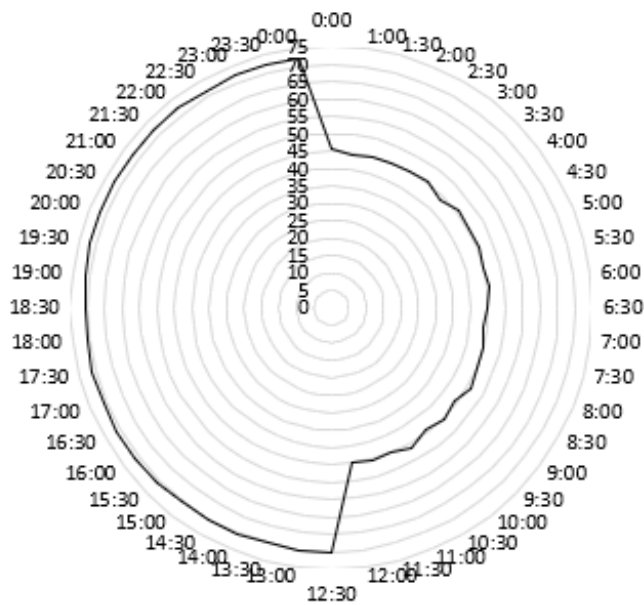
De acuerdo con los comportamientos mencionados, se observa en la gráfica 3 un aumento tanto en la corriente como en la temperatura del motor en un intervalo de  $\pm 30$  °F del pozo S1, con una variación de 30 amperios como se observa en la gráfica 5, según la literatura este comportamiento se debe a un concepto de sobrecarga lo cual puede ser ocasionada por incremento en la gravedad del fluido, producción de arena y, desplazamiento de sólidos como incrustaciones. La variación de la *PIP*, que no supera los 20 psi, se atribuye a los movimientos y ajustes de choque en cabeza de pozo. Además, las vibraciones oscilan entre 0.3 y 0.9 G, lo que afecta la estabilidad de los cojinetes y/o los sellos de la bomba.

**Gráfica 4.** Comportamiento de *PIP*, vibración, frecuencia, temperatura y corriente de motor para el pozo P17

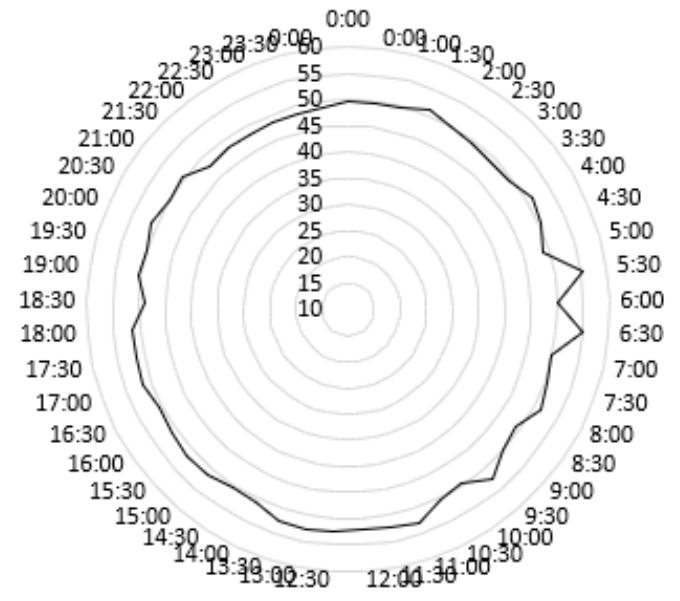


Para el comportamiento del pozo P17, detallado en la gráfica 4, se observa una frecuencia constante e inestabilidad en la temperatura del motor en  $\pm 40^{\circ}\text{F}$  ligado a un consumo de corriente mayor en ciertos intervalos del día como se detalla en la gráfica 6, estos cambios se pueden ocasionar por problemas eléctricos o mecánicos en los equipos de superficie, formación de emulsiones, desplazamiento momentáneo de un fluido viscoso o de un agua con presencia de sólidos . Sin embargo, la *PIP* presenta una inestabilidad de más de 250 psi, acompañada de vibraciones. Posteriormente, después del 03-10-2021, se registra una caída abrupta de la *PIP* de aproximadamente 1800 psi a 1400 psi, con una tendencia al aumento el día 09-10-2021, lo que resultó en un *shutdown* del pozo. Se evidencio que las vibraciones desgastaron cojinetes y sello de la bomba, lo que se tradujo en una pérdida de producción después de la caída de la *PIP*.

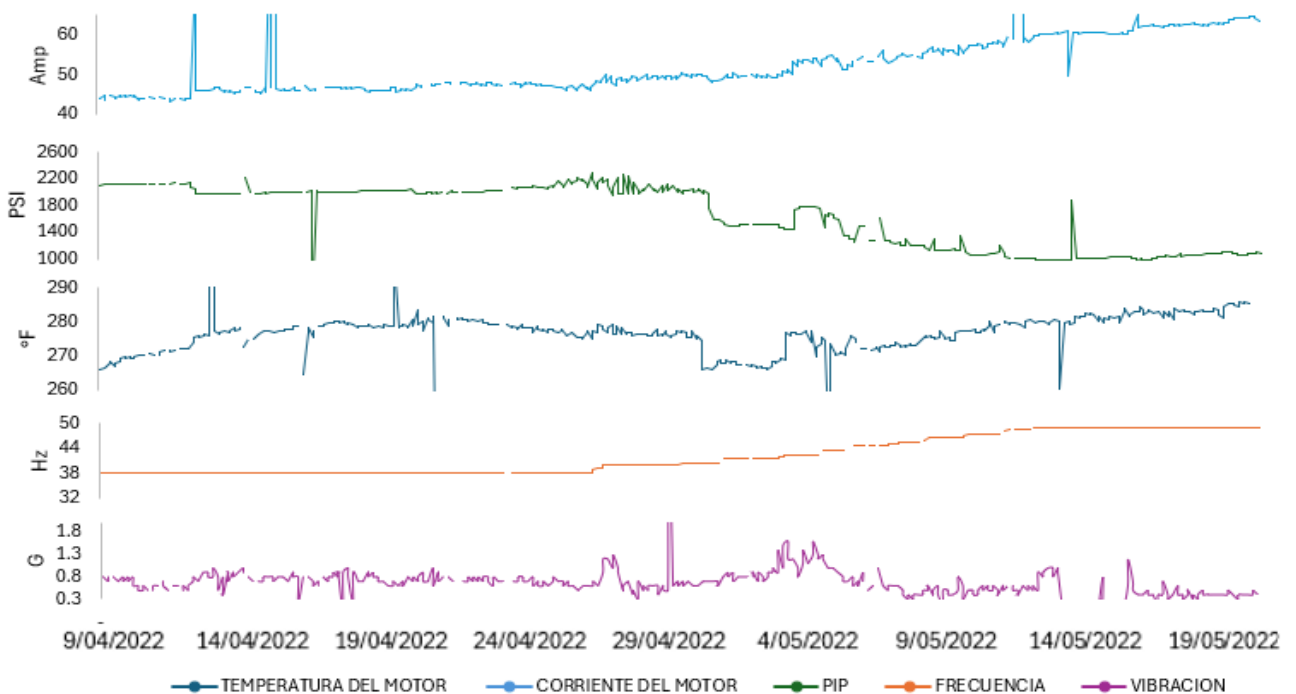
**Gráfica 5.** Carta amperimétrica del pozo S1



**Gráfica 6.** Carta amperimétrica del pozo P17

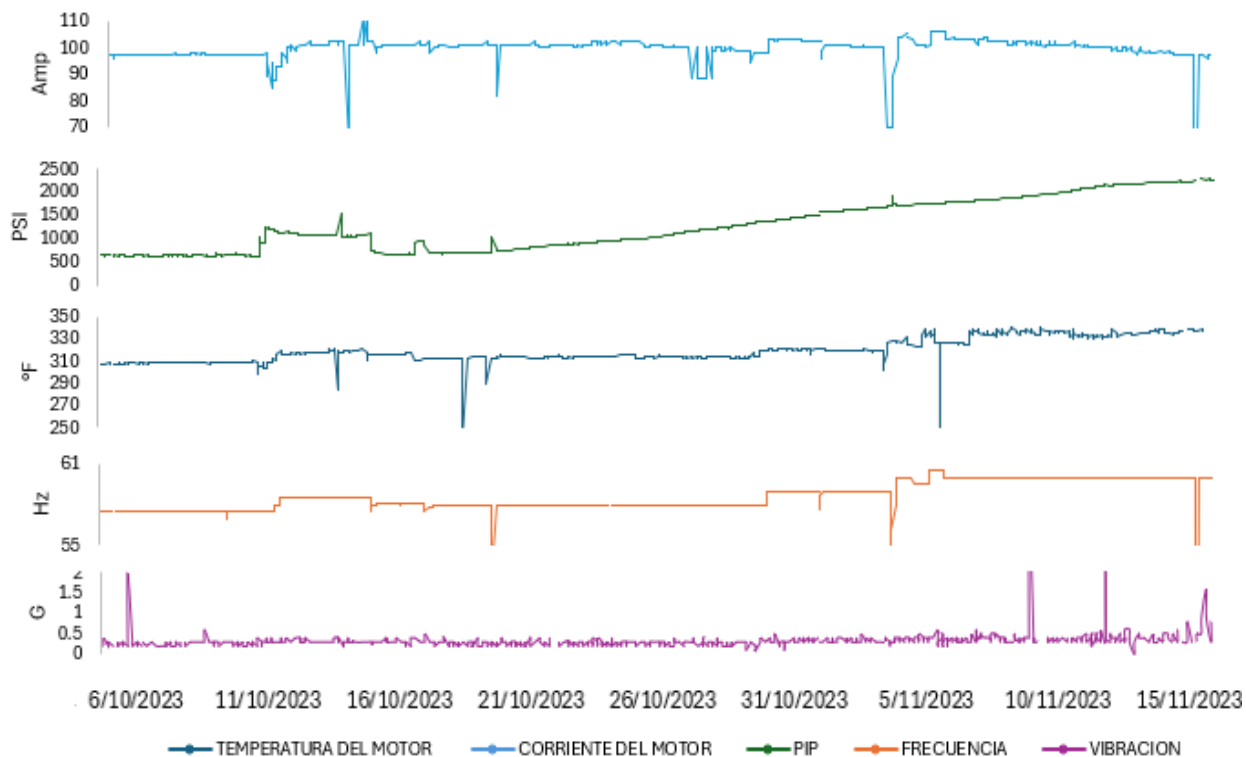


**Gráfica 7.** Comportamiento de *PIP*, vibración, frecuencia, temperatura y corriente de motor para el pozo P29.



Para el pozo P29 se evidencia un aumento de temperatura del motor de 40°F pasando de 265 a 290°F e inestable en todo el período de observación como se observa en la gráfica 7, asociado con un aumento paulatino y constante del amperaje de la bomba como se puede detallar en la gráfica 9, las causas posibles pueden ser, un aumento en la densidad del fluido, producción de arenas, emulsiones, aumento de presión en la línea de conducción ( boca de pozo) o desgaste del equipamiento. La *PIP* en un período de inestabilidad de  $\pm 300$  psi, aunque con el incremento de frecuencia la *PIP* disminuyo y ser estable en los días del 14-05-2022 al 19-05-2022, las vibraciones y las demás variables aumentaban.

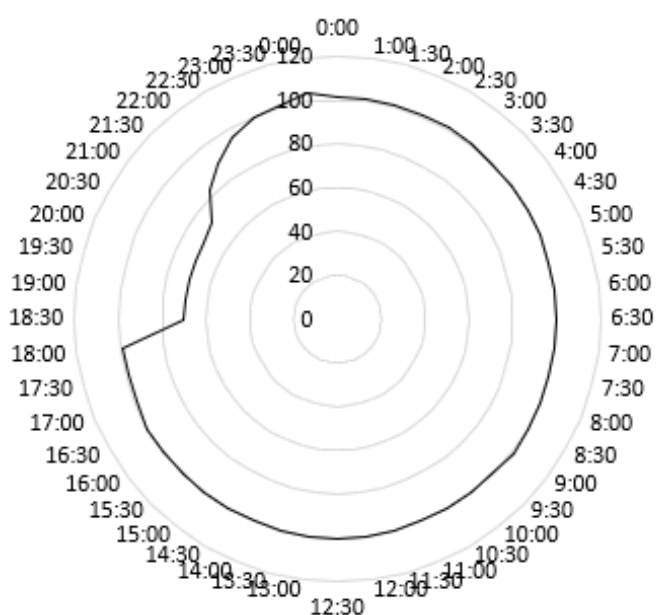
**Gráfica 8.** Comportamiento de *PIP*, vibración, frecuencia, temperatura y corriente de motor para el pozo F45.



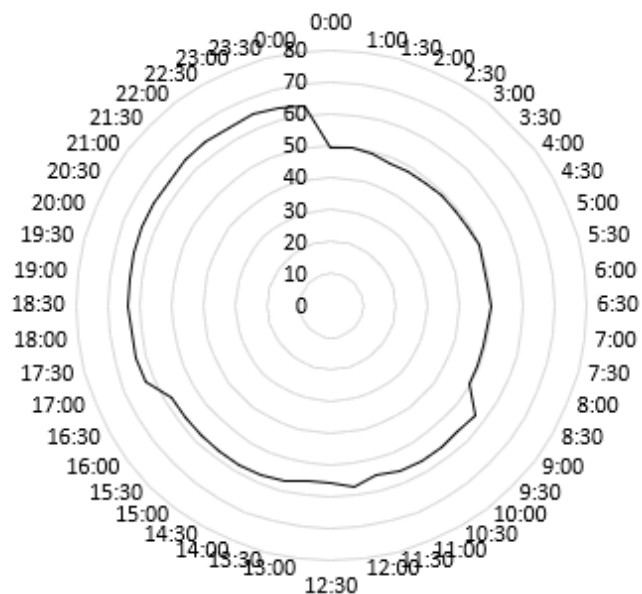
En cuanto al pozo F45, a pesar de los incrementos de frecuencia para controlar el aumento de PIP y la temperatura del motor, el equipo no respondió a dichos ajustes como

se observa en la gráfica 8. Por otro lado, en la gráfica 10 se observa una caída de corriente de  $\pm 20$  amperios, generalmente este tipo de curva está causada por falta de densidad o volumen del fluido para cargar al motor con una corriente más alta que el de ajuste de baja carga. Si las pruebas de productividad indican fluido disponible en la admisión de la bomba, es posible revisar deposición de incrustaciones, formación bacteriana o fluidos viscosos.

**Gráfica 9.** Carta amperimétrica del pozo P29

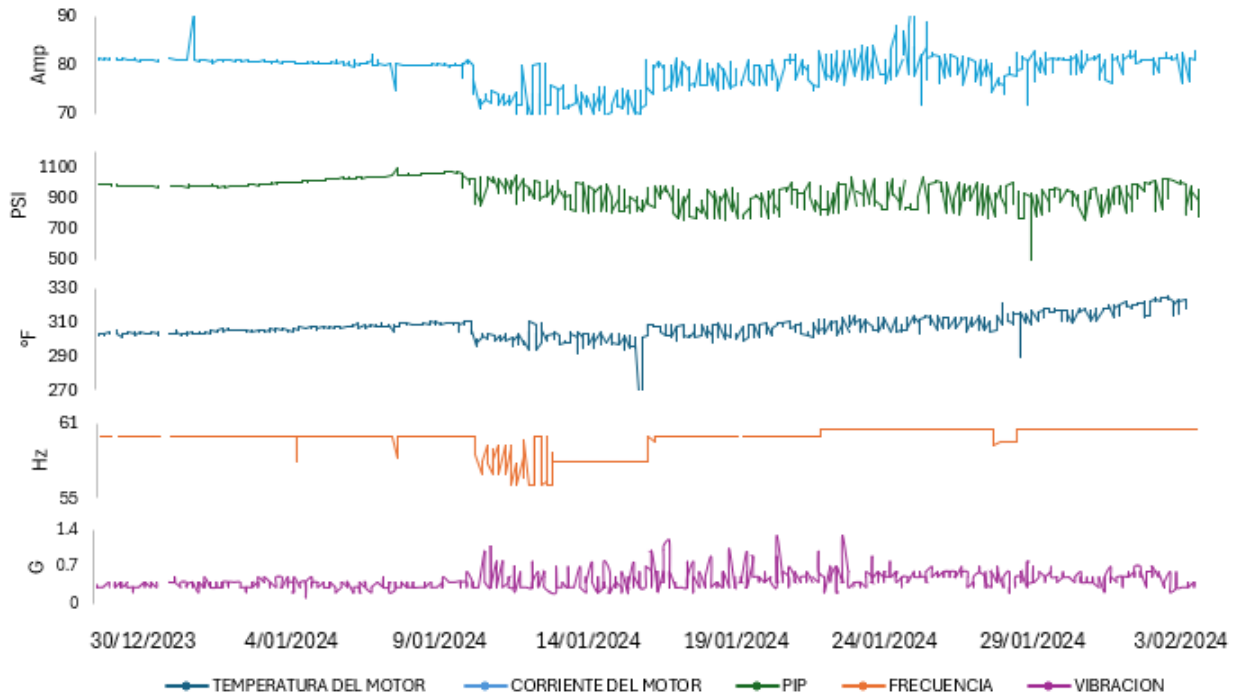


**Gráfica 10.** Carta amperimétrica del pozo F45

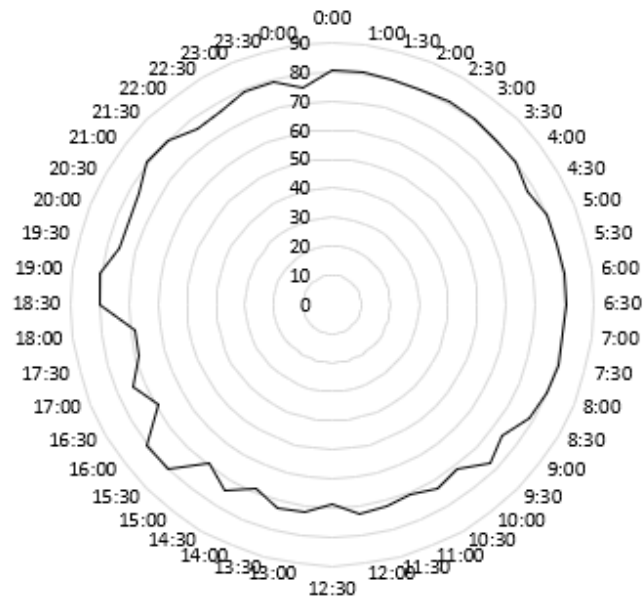


En el caso del pozo W61 se puede analizar en la gráfica 11 un comportamiento estable para la PIP en el intervalo comprendido entre el 30-12-2023 al 09-01-2024, luego de esta comienza unos ciclos de aumento y decremento de  $\pm 300$  psi aproximadamente. En esta intervalo las vibraciones se aumentan de 0.5 a 1.4G lo cual perjudica la integridad de los diferentes accesorios de la bomba. Para la temperatura del motor oscilaciones leves de  $^{\circ}5F$ , pero en aumento en el tiempo. Para el amperaje de la bomba un consumo variante como se observa en la gráfica 12 con intervalos entre 60 a 80 lo cual puede terminar en una falla eléctrica por corto.

**Gráfica 11.** Comportamiento de *PIP*, vibración, frecuencia, temperatura y corriente de motor para el pozo W61.



**Gráfica 12.** Carta amperimétrica del pozo W61



Un síntoma típico de la deposición de incrustaciones en la carcasa del motor es el aumento continuo de temperatura de motor mientras los demás parámetros y la producción permanecen estables, debido a que las incrustaciones actúan como un aislante térmico, el motor pierde enfriamiento lentamente debido al flujo de fluido de producción. Los picos de corriente y los arranques forzados son signos de deposición de sólidos, como por ejemplo incrustaciones en las etapas de la bomba, lo que provoca una restricción de la rotación de sus piezas y provoca la rotura del eje<sup>22</sup>.

Un indicador clave para la detección del proceso de nucleación que se origina a nivel del frente de arena consiste en una disminución acelerada de la *PIP* ( pozo P17, P29), que no sigue la tendencia normal del yacimiento y la zona. Este comportamiento se complementa con las pérdidas de producción de fluidos y el aumento del corte de agua que simula un daño severo de la formación<sup>23</sup>. En algunos casos, para mantener una *PIP* mínimo estable fue necesario disminuir la frecuencia de operación o aumentar la presión en boca de pozo (Pwh) para asegurar la inmersión de la bomba<sup>24</sup>.

Como se observa en la tabla 8 para los pozos P27, P32 y R52 donde el corte de agua oscila entre el 12.9% a 32% se atribuye la inestabilidad de sus variables a la presencia de emulsiones. Para los pozos S5, P20, P33, P38, F46, F47, F49, W57, W58 y w65 donde

---

<sup>22</sup> Paredes, Monica, Bravo Marques da Silva, Luciano, Egas, Lucia, Endara, Edison, Escalona, Pedro, Maulidani, Oki, Pineda, Alexander, Estevez, Diego, Guaman, Juan, Carrion, Johana, Freire, Carola, and Fausto Villamar. "A Novel Chemical Treatment and Well Completion Strategy to Prevent Scale and Production Losses in Shushufindi Aguarico Field." Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Riyadh, Saudi Arabia, February 2022. doi: <https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2523/IPTC-22430-MS>

<sup>23</sup> Salah, Ahmed, Sabaa, Ahmed, Elhaleem, A. Samir Abd, Medhat, Ahmed, Diaa, Ahmed, and Osama Abu-hozifa. "ESP Design Improvements Associated with Downhole Slotted Gravitational Filter and Downhole Chemical Treatment Prolong ESPs Run Life in Western Desert of Egypt: Case Study." Paper presented at the ADIPEC, Abu Dhabi, UAE, October 2023. doi: <https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/216428-MS>.

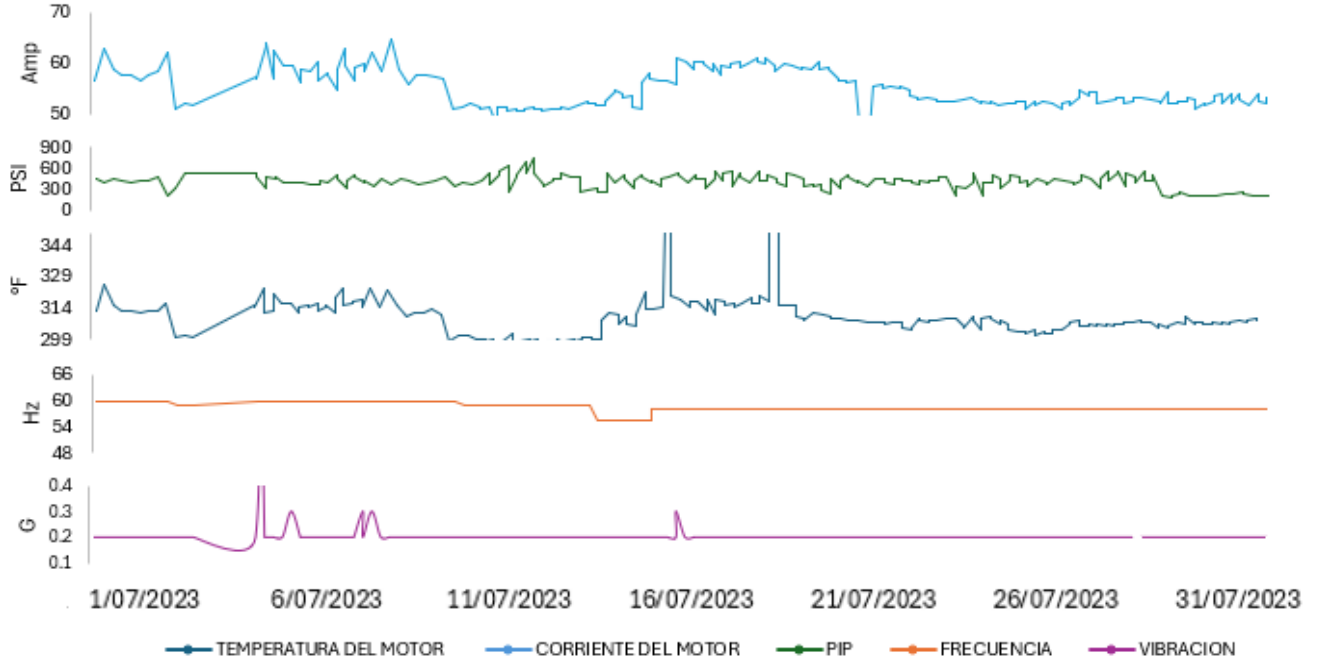
<sup>24</sup> Mehidi, M. N., and A. Y. Bukhamseen. "Advanced Signal Analysis of an Electrical Submersible Pump Failure Due to Scaling." Paper presented at the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, March 2013. doi: <https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/164320-MS>.

el contenido de agua oscila en los rangos 53% a 78% es común encontrar estabilidad en las emulsiones por los diferentes mecanismos que genera la turbulencia del equipo, las variaciones de presión y temperatura en la línea de producción. Además de esto, se tiene como base que este crudo de característica pesada presenta contenido de asfaltenos considerable que de acuerdo con su índice coloidal pueden estar precipitando en la descarga de la bomba imposibilitando refrigeración del motor. Además, los ciclos de temperatura y presión causan efectos de envejecimiento en los componentes del fondo del pozo, lo que reduce la vida útil del sistema. Los principales componentes afectados por los ciclos son el material de aislamiento en los cables de alimentación, los sistemas de penetradores, las extensiones de los cables del motor y la pérdida de compresión en las etapas. Cuando los difusores de etapa pierden compresión, tienden a girar junto con los impulsores, lo que provoca un calor excesivo dentro de la bomba y un par de torsión más alto que puede provocar la rotura del eje de la bomba.

Para estos pozos, donde el contenido de agua varía entre el 12.9% y el 70%, se presenta el comportamiento de la BES para su análisis en las siguientes tendencias:

En la gráfica 13 se detalla el comportamiento similar para los pozos S5, P33, P38, F47 y W57, se observa una inestabilidad en el amperaje, con valores que oscilan entre 50 y 70 amperios como se evidencia en la gráfica 15, las posibles causas de estas desviaciones pueden estar asociadas con la formación de emulsiones, aumentos en la línea de conducción (boca de pozo), deposición de orgánicos e inorgánicos. Esta fluctuación puede provocar posibles cortocircuitos en el motor y en el sistema BES. La temperatura del motor varía entre 299°F y 344°F. La presión de entrada muestra ciclos cortos con una amplitud de 100 psi. Las vibraciones se mantienen estables en un rango de 0.2 a 0.3 G.

**Gráfica 13.** Patrones de los pozos S5, P33,P38,F47,W57 en cuanto a sus parámetros de fondo con un % Sw entre 60 a 70%.

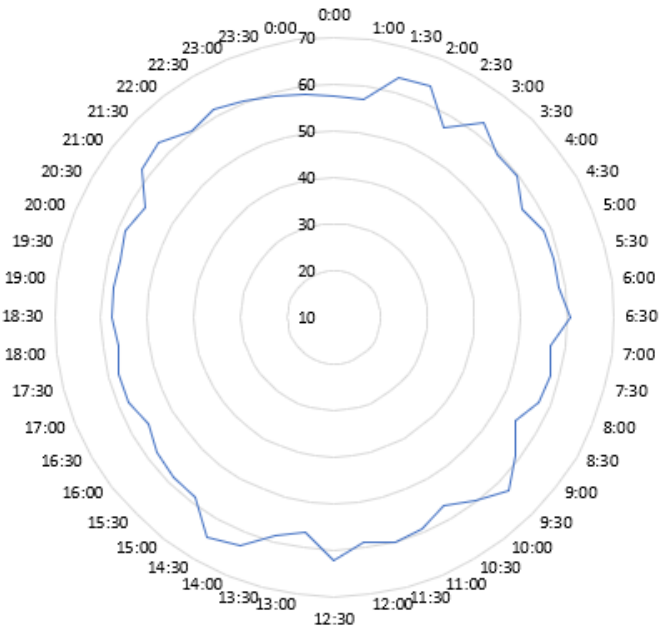


**Gráfica 14.** Patrones de los pozos P27,P32 y W52 en cuanto a sus parámetros de fondo con un % Sw entre 20 a 40%.

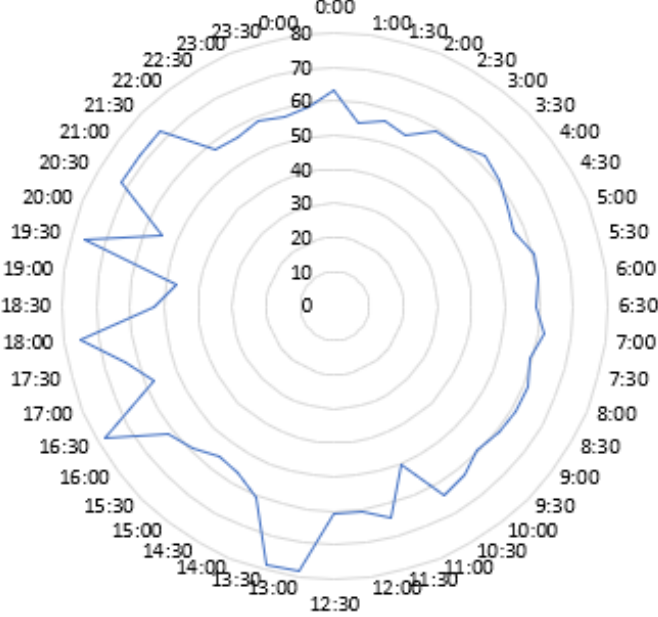


En la gráfica 14 se evidencian ciclos cortos y repetitivos en cuanto al comportamiento de la *PIP*, mientras que la corriente del motor oscila en rangos de 20 amperios en períodos cortos como se detalla en la gráfica 16 y la temperatura del motor varía en  $\pm 30^{\circ}\text{F}$  para los pozos P27, P32 y W52. Se observa una estabilidad en las vibraciones exceptuando los algunos días con datos atípicos, posiblemente una lectura errónea.

**Gráfica 16.** Carta Amperimétrica Similitud S5, P33, P38, F47 y W57



**Gráfica 15.** Carta Amperimétrica Similitud Pozos P27, P32, W52



### **3. PROTOCOLO PARA LA IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS ASOCIADOS EN LOS SISTEMAS DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE**

Para estabilizar el funcionamiento dinámico de las bombas electro sumergibles, es crucial comprender la influencia que tienen los diferentes tipos de fluidos en su desempeño, es decir, es necesario entender cómo una BES reacciona ante fluido emulsionado, presencia de asfaltenos, parafinas, incrustaciones, sedimentos, arenas, fluidos agrios y corrosivos. Como se mencionó en la sección del marco teórico y estado del arte las fallas eléctricas y/o mecánicas son desencadenadas en su mayoría por condiciones del fluido del pozo y/o el yacimiento. Así mismo, en la revisión de las fallas del campo de estudio se pudo constatar que varias fallas eléctricas fueron resultado final de un problema de fluidos.

Ahora bien, se hace necesario la visualización y el análisis de la data de cada una de las bombas ya que cada bomba es ensamblada con unos materiales, un diseño y una finalidad diferente. Poder evidenciar las tendencias de las diferentes variables y poder indicar un problema específico es algo complejo, por lo cual se hace necesario la caracterización de los fluidos presente en ellos como lo es agua, crudo y gas. En este caso donde el desarrollo del trabajo se realiza con los equipos, reactivos e instalaciones disponibles en campo no es posible análisis cromatográficos o destilaciones que nos dan una información más detallada y certera de lo que podemos obtener en los diferentes ensayos en campo, esto no quiere decir que los análisis que se realicen en campo no son certeros puesto que el día a día se debe dar soluciones inmediatas y no da tiempo para un análisis detallado para poder tomar una acción y prevenir la falla de una BES y así evitar desestabilización financiera en campo por el servicio de mantenimiento de la bomba y producción de este.

Para poder definir un protocolo que nos oriente a determinar qué características del fluido están interfiriendo en la operación de la bomba y así mismo poder seleccionar en una variedad de productos químicos el adecuado, se necesita ejecutar ensayos de

laboratorio, teniendo en cuenta el corte de agua y el caudal de líquido que maneja cada pozo se puede priorizar los análisis, es decir, un pozo con corte de agua mayor al 85% es posible que el problema se esté dando por incrustaciones, corrosión, gases agrios disueltos, abrasión, bacterias y/o arenas. Un pozo entre un 20% a 70% de corte de agua, se puede priorizar la fase crudo, ya que en estos cortes de agua según la literatura se presenta el efecto histéresis, donde la turbulencia y la velocidad del fluido originan las emulsiones y añaden estabilidad originando deposiciones en las diferentes secciones de la bomba. Por esta razón para poder identificar estas características y como método de aprendizaje por experiencia en campo con respecto a temas de caracterización y tratamiento químico se estable las siguientes actividades para poder determinar resultados representativos para la implementación o el tratamiento de un producto químico en fondo de pozo:

- ✓ Para la obtención de las muestras se debe validar en cabeza de pozo las condiciones de presión, temperatura y el *tubbing* que está instalado en la línea de producción. En algunas ocasiones el *tubbing* de toma de muestra presenta una forma de caracol o envolvente que es instalado por temas de seguridad de procesos para evitar las quemaduras y manejar la presión del sistema.
- ✓ Para obtener una muestra representativa de cabeza de pozo se debe asimilar las condiciones de esta, es decir, tomarla a la presión que da lectura el manómetro en la parte superior. Para esto asegúrese de tener un recipiente de material resistente a la temperatura de cabeza de pozo y un tamaño adecuado para soportar salpicaduras o la presión de este. Para que dicha muestra sea representativa drene el *tubbing* toma muestra calculando el volumen y tiempo que pueda necesitar para salir del envolvente o del tramo del recolector.
- ✓ Luego de obtener la muestra, séllela asegurando que ningún fluido externo pueda ingresar contaminado tanto la matriz agua como crudo. Llévela al laboratorio asignado y comience por la matriz de interés.

De acuerdo con el desarrollo del primer objetivo, los 3 pozos a seleccionar serán los que presentaron 3 fallas operativas en el equipo electro sumergible y que después de su mantenimiento no presentan una estabilidad con los ajustes operacionales en cabeza de pozo, estos presentan un corte de agua entre 30 a 60% por lo cual se empezará detallando la matriz crudo, para la ejecución de la caracterización del crudo se procederá a realizar los siguientes ensayos:

Si el pozo presenta solo una fase, es decir, no presenta agua libre, se procederá a realizar el análisis de contenido de agua por centrífuga, gravedad API, Viscosidad rotacional, contenido de sedimentos, contenido de asfaltenos, contenido de arenas y prueba de emulsión. Si el pozo presenta 2 fases ( agua y crudo) se realizará contenido por agua libre seguido de método centrífuga y los demás análisis mencionados para el fluido de 1 fase.

- ✓ Para determinar del contenido de agua por centrífuga según ASTM D-4007-22 se realizó el procedimiento mencionado en el Anexo A. Los resultados del contenido de agua libre y % SW por centrífuga de los pozos S5,P27 y P32 se detallan en la tabla 9.

De acuerdo con los resultados el fluido con mayor presencia de emulsión es el pozo S5 con un 35%, el pozo P27 con 32% y el P32 con un 19%.

**Tabla 9.** Resultados de la caracterización de agua libre y %SW de los pozos P27, P32 y S5.

<b>FLUIDO CON AGUA LIBRE</b>	<b>POZO P32</b>	<b>POZO S5</b>	<b>POZO P27</b>
<b>AL (Agua libre)</b>	370	540	200
<b>VC ( volumen de crudo)</b>	650	420	790
<b>VT (volumen total)</b>	1020	960	990
<b>%Agua Libre</b>	36.3	56.3	20.2

<b>% BS de emulsión en la fase crudo</b>	30	80	40
<b>%BS de emulsión de la muestra</b>	19	35	32
<b>%BSW fase crudo</b>	10	25	15
<b>%BSW muestra</b>	<b>42.6</b>	<b>67.2</b>	<b>32.2</b>

- ✓ Para determinar la gravedad API según ASTM D-1298b se realizó el procedimiento mencionado en el Anexo B. Los resultados de la gravedad API de los pozos S5, P27 y P32 se detallan en la tabla 10.

**Tabla 10.** Resultados de la gravedad API y densidad relativa de los pozos P32, PS5, P27

	<b>POZO P32</b>	<b>POZO S5</b>	<b>POZO P27</b>
<b>Gravedad API @60°F</b>	14.1	13.8	14
<b>Densidad relativa</b>	0.972	0.974	0.973
<b>%SW del fluido analizado</b>	8%	12%	4%

De acuerdo con los resultados de la tabla 10 se puede concluir que la gravedad API en estos 3 pozos son similares ya que tiene una variación de  $\pm 0.3^\circ$ , esta diferencia se puede atribuir al contenido de agua presente en el análisis ya que no se tuvo % de agua menores al 1%, cabe aclarar que este análisis está basado en API seco no como análisis de fiscalización.

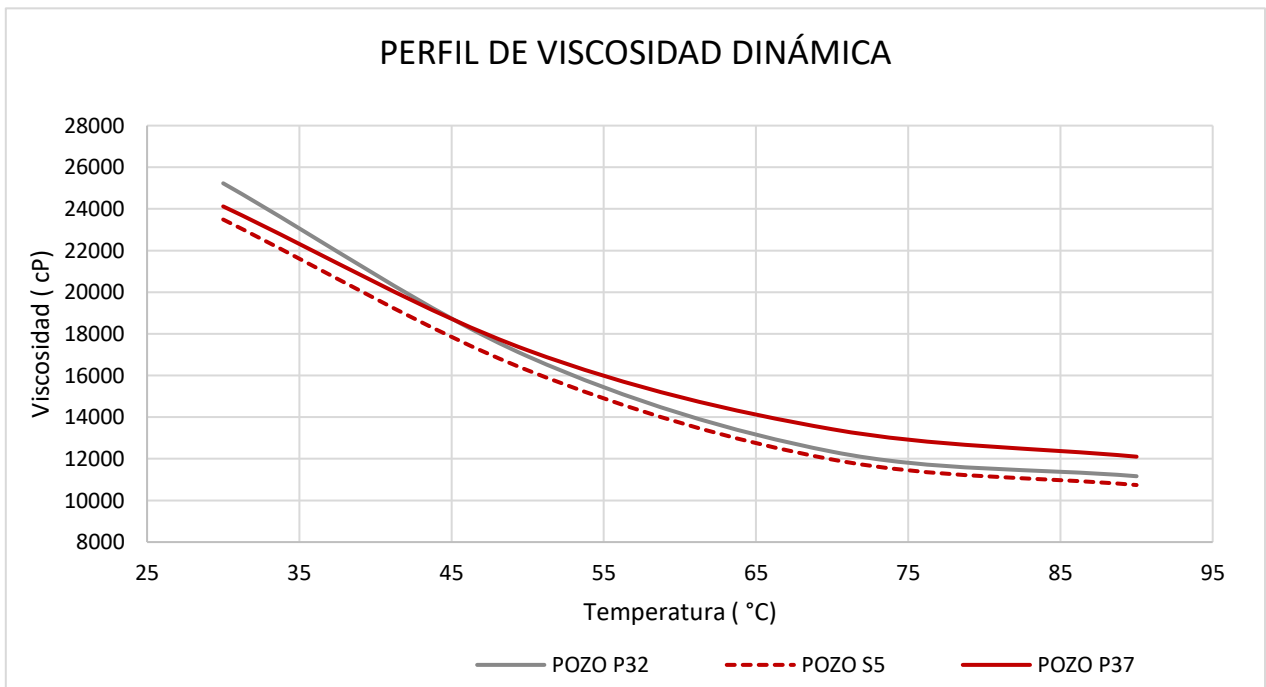
- ✓ Para determinar la viscosidad rotacional según ASTM D-4402, procedimiento B, se realizó el procedimiento mencionado en el Anexo C. Los resultados de la caracterización de la viscosidad rotacional para los pozos P27, P32 y S5 se muestran en la tabla 11, cabe resaltar que la medición de esta fase crudo no se realizó con el crudo deshidratado, ya que una de las variables clave en este tipo de ensayos es trabajar con las emulsiones presentes en la muestra. En este contexto, el porcentaje de agua en las muestras (%SW) es el indicado en la tabla 9 como %BS de la muestra.

**Tabla 11.** Resultados de la viscosidad rotacional de los pozos P32, PS5, P27

Viscosidad dinámica (cP)	POZO P32	POZO S5	POZO P27
30°C	25230	23489	24120
50°C	16920	16250	17210
70°C	12340	11965	13420
90°C	11162	10739	12100

En la gráfica 17 se observa el comportamiento de la viscosidad a medida que se aumenta la temperatura, cabe resaltar que estos 3 pozos presentan un perfil similar en cuanto a su fluidez. Se concluye también que el pozo P27 tiene una menor caída de viscosidad a medida que aumenta la temperatura situación contraria a la del pozo PS5.

**Gráfica 17 .** Perfil de viscosidad dinámica de los pozos P32,P27 y S5



- ✓ Para determinar el contenido de sedimentos según ASTM D-4807-05 se realizó el procedimiento mencionado en el Anexo D. Los resultados del contenido de sedimentos de los pozos S5,P27 y P32 se detallan en la tabla 15.

- ✓ Para determinar el contenido de asfaltenos según ASTM D-3279 se realizó el procedimiento mencionado en el Anexo E. Los resultados del contenido de asfaltenos de los pozos S5,P27 y P32 se detallan en la tabla 15.
- ✓ Para determinar el contenido de arenas según ASTM D-422 se realizó el procedimiento mencionado en el Anexo F. Los resultados del contenido de asfaltenos de los pozos S5,P27 y P32 se detallan en la tabla 15.
- ✓ Para determinar la dureza y estabilidad de la emulsión en los pozos S5,P27 y P32 se realizó el procedimiento descrito en el Anexo G.

Los resultados de la prueba de emulsión se presentan en la tabla 12, 13 y 14 para los pozos S5,P27 y P32 respectivamente a una temperatura de 120°F y una concentración de 300 ppm para los productos D, P,F y Z.

**Tabla 12.** Resultados de la prueba ESI para el fluido del pozo P32

	Volumen separado con el tiempo P32					
<b>Desemulsificante</b>	5 min	10 min	15 min	20 min	25 min	<b>%SW</b>
<b>D</b>	3.4	4.2	6	6.8	7.8	10%
<b>P</b>	1.8	2.2	3.2	4.2	5.8	10%
<b>F</b>	1.4	2.6	3.6	5.6	6.8	10%
<b>Z</b>	2.2	3.2	4	5.4	5.8	10%

**Tabla 13.** Resultados de la prueba ESI para el fluido del pozo P27

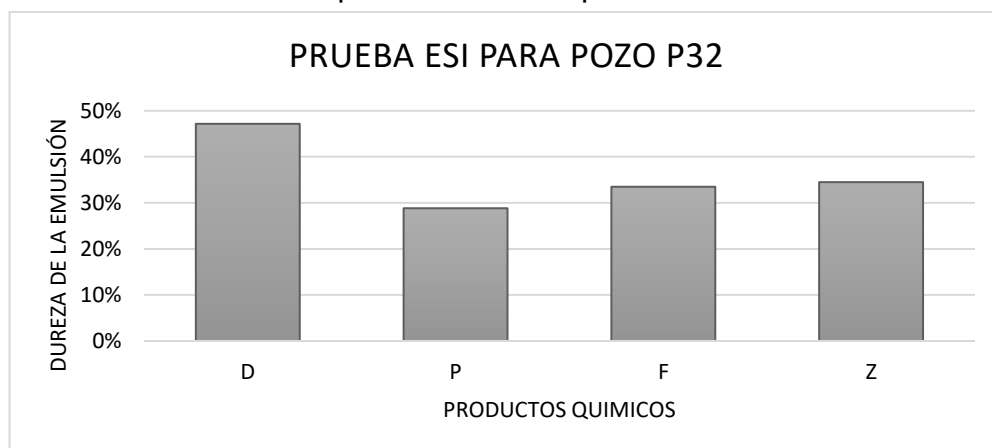
	Volumen separado con el tiempo P27					<b>%SW</b>
<b>Desemulsificante</b>	5 min	10 min	15 min	20 min	25 min	
<b>D</b>	3.2	4.4	5.2	6.4	8.8	15%
<b>P</b>	6.6	7.2	8	8.4	9.2	15%
<b>F</b>	8.4	9	10	12	14	15%
<b>Z</b>	6.2	7	8.4	10	10	15%

**Tabla 14.** Resultados de la prueba ESI para el fluido del pozo PS5

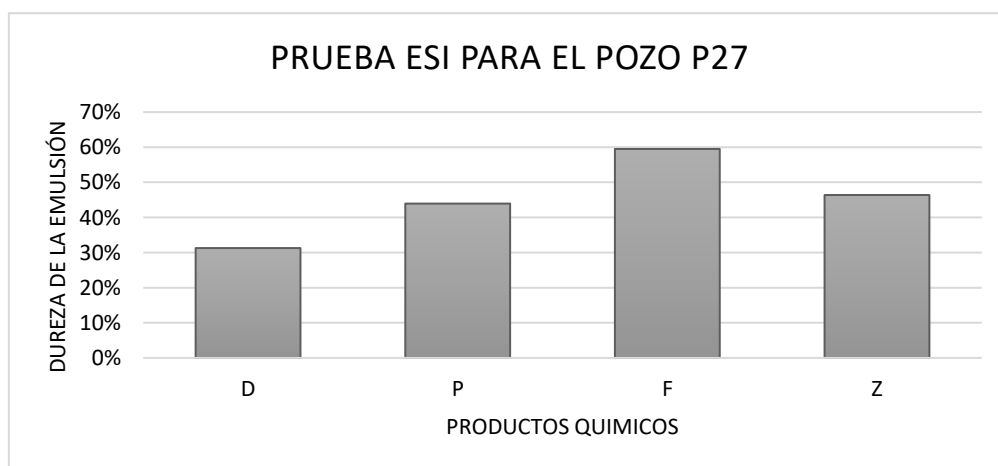
Desemulsificante	Volumen separado con el tiempo PS5					%SW
	5 min	10 min	15 min	20 min	25 min	
<b>D</b>	8.4	12	16	18	24	25%
<b>P</b>	9.4	10	14	16	16	25%
<b>F</b>	6.4	8	12	16	16	25%
<b>Z</b>	8.2	14	18	18	18	25%

De acuerdo con los resultados y con la ecuación 8 ( Anexo G) se calcularon los valores de la dureza de la emulsión.

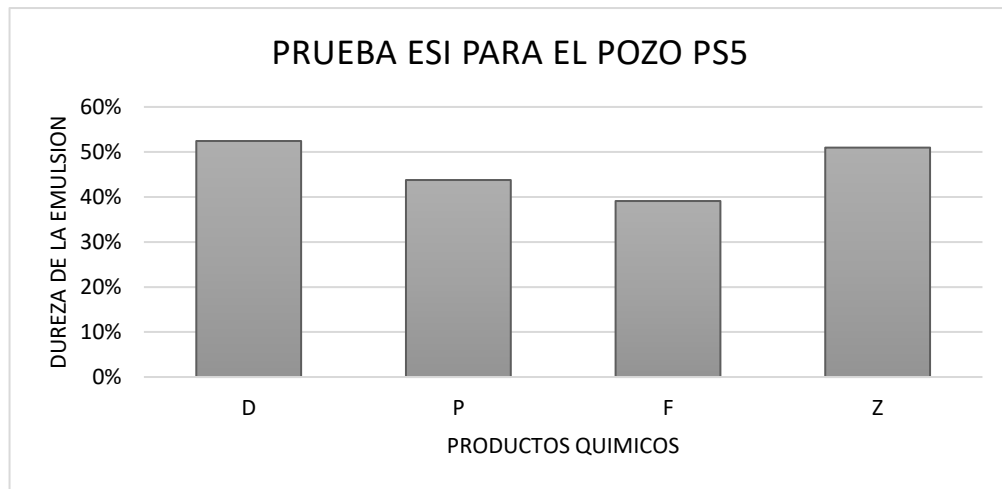
**Gráfica 18.** Índice ESI para el fluido del pozo P32



**Gráfica 19.** Índice ESI para el fluido del pozo P27



**Gráfica 20.** Índice ESI para el fluido del pozo PS5



En la gráfica 18 se observa que la emulsión del fluido del pozo P32 tiene una dureza del 47% para el producto D en una concentración de 300 ppm, para el producto F y Z un 34% y 35% respectivamente y para el P un 29%, lo cual indica que para la eliminación de esta emulsión se trabaja con el producto D a una concentración mayor de 300 ppm.

Para el fluido del pozo P27 se tiene que el producto F tiene un 60% de separación, el producto P y Z un 44% y 46% respectivamente y el D con una menor eficiencia del 31% como se observa en la gráfica 19. Se puede deducir que la dureza o estanqueidad de una emulsión de un fluido en específico dependerá del tipo de surfactante aplicado y la concentración óptima de trabajo ya que para el fluido del pozo PS5 tenemos un 51 y 52% para el D y Z respectivamente, 44% para el P y 39% para el F como se evidencia en la gráfica 20. Así se evidencia que cada fluido requirió un producto diferente. Para el P32 el D, para el P27 el F y para el S5 el Z.

En la tabla 15 se presenta el resumen de la caracterización de los fluidos de la matriz crudo de los pozos P32, P27 y S5 que serán los fluidos base de trabajo para el mejoramiento del rendimiento del equipo electro sumergible.

**Tabla 15.** Caracterización de los fluidos de los pozos P32, PS5 y P27

	<b>POZO P32</b>	<b>POZO S5</b>	<b>POZO P27</b>
<b>%Agua Libre</b>	36.3	56.3	20.2
<b>%BS de emulsión de la muestra</b>	19.1	35.0	31.9
<b>%BSW muestra</b>	42.65	67.19	32.17
<b>Gravedad API @60°F</b>	14.1	13.8	14
<b>Densidad relativa</b>	0.9718	0.9738	0.9725
<b>Viscosidad dinámica (Cp)</b>			
<b>30°C</b>	25230	23489	24120
<b>50°C</b>	16920	16250	17210
<b>70°C</b>	12340	11965	13420
<b>90°C</b>	11162	10739	12100
<b>%Contenido de sedimentos</b>	1.2	1.94	2.32
<b>Contenido de arenas (PTB)</b>	1.8	0.8	2.5
<b>%Contenido de asfaltenos</b>	30	15	40

Para la caracterización de la fase agua se realizaron los siguientes análisis, cabe resaltar que el tema de validación, desviaciones, incertidumbres de cada uno de los análisis ejecutados se pueden consultar en las normas mencionadas al inicio del capítulo.

- ✓ Para determinar el pH de los pozos S5,P27 y P32 se realizó el procedimiento descrito en el Anexo H. Los resultados se detallan en la tabla 16.
- ✓ Para determinar la conductividad, la resistividad y los sólidos disueltos totales asociados a los iones de los pozos S5,P27 y P32 se realizó el procedimiento descrito en el Anexo I. Los resultados se detallan en la tabla 16.
- ✓ Para determinar los sólidos disueltos totales de los pozos S5,P27 y P32 se realizó el procedimiento descrito en el Anexo J . Los resultados se detallan en la tabla 16.
- ✓ Para determinar los cloruros de los pozos S5,P27 y P32 se realizó el procedimiento descrito en el Anexo K . Los resultados se detallan en la tabla 16.
- ✓ Para determinar la turbidez de los pozos S5,P27 y P32 se realizó el procedimiento descrito en el Anexo L . Los resultados se detallan en la tabla 16.

- ✓ Para determinar la alcalinidad de los pozos S5,P27 y P32 se realizó el procedimiento descrito en el Anexo M . Los resultados se detallan en la tabla 16.
- ✓ Para determinar la dureza total y cálcica de los pozos S5,P27 y P32 se realizó el procedimiento descrito en el Anexo N . Los resultados se detallan en la tabla 16.
- ✓ Para determinar el hierro, bario y sulfato de los pozos S5,P27 y P32 se realizó el procedimiento descrito en el Anexo O, P y Q respectivamente . Los resultados se detallan en la tabla 16.
- ✓ Para determinar el dióxido de Carbono, oxígeno y ácido sulfhídrico de los pozos S5,P27 y P32 se realizó el procedimiento descrito en el Anexo R, S y T respectivamente . Los resultados se detallan en la tabla 16.
- ✓ Para determinar el contenido de bacterias productoras de ácido y sulfato reductoras de los pozos S5,P27 y P32 se realizó el procedimiento descrito en el Anexo U . Los resultados se detallan en la tabla 16.

En la tabla 16 se resumen las características fisicoquímicas de la matriz agua de los fluidos de los pozos P27, P32 y S5.

**Tabla 16.** Resumen de la caracterización de los pozos P27,P32 y S5

<b>CARACTERIZACIÓN AGUA</b>	<b>S5</b>	<b>P27</b>	<b>P32</b>
<b>pH</b>	8	7.9	7.6
<b>Conductividad (µs/cm)</b>	3350	4290	12980
<b>Resistividad (Ω.m)</b>	298.5	233.1	77.0
<b>TDS (ppm)</b>	1675.0	2145.0	6490.0
<b>Cloruros (ppm)</b>	2100	1890	4870
<b>Turbidez (NTU)</b>	310	250	410
<b>Alcalinidad (ppm )</b>	309	420	310
<b>Dureza Total (ppm)</b>	620	5200	510
<b>Dureza Cálcica (ppm)</b>	535	4780	430
<b>Hierro (ppm)</b>	0.21	0.52	3.2
<b>Bario (ppm)</b>	2	5	7
<b>Sulfatos (ppm)</b>	21	50	20
<b>ÍNDICE LANGELIER</b>	1.21	0.96	0.66

<b>CO2 (ppm)</b>	230	150	310
<b>O2 (ppm)</b>	0.8	4	2
<b>H2S (ppm)</b>	1	4	2
<b>BPA</b>	10 <sup>2</sup>	10 <sup>2</sup>	10 <sup>3</sup>
<b>BSR</b>	10 <sup>1</sup>	10 <sup>4</sup>	10 <sup>4</sup>

De acuerdo con la fisicoquímica de estos pozos y el cálculo del índice de Langelier, que estipula un agua altamente incrustante con un valor entre 0.3 y 2, es fundamental considerar, además de la matriz crudo, esta condición para incluir un tratamiento preventivo contra la formación de escamas. Esto ayudará a evitar posibles daños en el equipo de fondo debido a las incrustaciones en las diferentes secciones del equipo.

Al igual que en la caracterización microbiana, se han identificado colonias con una concentración considerable en fluidos superiores a 2,000 barriles de agua en estos pozos. Es necesario estudiar un tratamiento bactericida para prevenir o mitigar la propagación de bacterias reductoras de sulfato, debido a la alta presencia de iones sulfato. Además, las bacterias productoras de ácido generan desechos que, como parte de su mecanismo de reacción, liberan iones, sales y radicales libres, los cuales pueden generar deposición causando corrosión en los diversos accesorios y elementos del equipo, tanto en fondo de pozo como en superficie.

En la tabla 17 se estipulan las concentraciones máximas para prevenir la corrosión por gases disueltos, se observa en la tabla 16 que todos los candidatos son propensos a sufrir corrosión por fluidos agrios. Por lo tanto, es necesaria la implementación de un tratamiento para reducir y mitigar estos mecanismos de daño, asegurando la integridad de los diferentes componentes del equipo.

**Tabla 17.** Criterios para la clasificación de corrosión de la fase acuosa

<b>TIPO DE CORROSIÓN</b>	<b>PARÁMETRO</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>LIMITE PERMITIDO</b>	<b>REFERENCIA</b>
<b>BAJA</b>	O <sub>2</sub>	ppb	<10 ppb	NACE 5962
	H <sub>2</sub> S	ppm	<0,5 ppm	NACE MR 0175
	CO <sub>2</sub>	ppm	<100 ppm	NACE MR 0176
	Temperatura	°C	0 a 40°C	NACE 8503
	Cloruros	ppm	<3000	NACE MR 0176
	Hierro Total	ppm	<2 ppm	NACE MR 0192
	Sólidos Totales	ppm	<50 ppm	NACE MR 0176
<b>MODERADA</b>	O <sub>2</sub>	ppb	10 a 20 ppb	NACE 5962
	H <sub>2</sub> S	ppm	0,5 a 1 ppm	NACE SP 0106
	CO <sub>2</sub>	ppm	100 a 250 ppm	NACE MR 0176
	Temperatura	°C	40 a 70°C	NACE 8503
	Cloruros	ppm	3000 a 6000 ppm	NACE MR 0176
	Hierro Total	ppm	2 a 3 ppm	NACE MR 0192
	Sólidos Totales	ppm	50 a 100 ppm	NACE MR 0176
<b>SEVERA</b>	O <sub>2</sub>	ppb	>20 ppb	NACE 5962
	H <sub>2</sub> S	ppm	>1 ppm	NACE SP 0106
	CO <sub>2</sub>	ppm	>250 ppm	NACE MR 0176
	Temperatura	°C	>70°C	NACE 8503
	Cloruros	ppm	>6000 ppm	NACE MR 0176
	Hierro Total	ppm	>3 ppm	NACE MR 0192
	Sólidos Totales	ppm	>100 ppm	NACE MR 0176

#### **4. ESQUEMA DE IMPLEMENTACIÓN DE SOLUCIÓN QUÍMICA PARA LOS POZOS SELECCIONADOS DEL CAMPO ESTUDIO**

Luego de obtener los resultados de la caracterización de la fase aceitosa y acuosa detallados en la tabla 15 y 16 respectivamente, es necesario implementar un tratamiento químico adecuado para cada pozo. Esto garantizará la estabilización del equipo de fondo y evitará fallas causadas por las condiciones del fluido, que podrían resultar en daños eléctricos y mecánicos, tal como se discutió en el capítulo del estado del arte.

Para la parte aceitosa se selecciona un producto que ayude a inhibir y dispersar la cantidad de asfaltenos presentes en el fluido de los pozos P27( 40%), P32 (30%) y S5 (15%). Para estas pruebas se tiene los siguientes productos:

- ✓ DP-38543
- ✓ DP-31724
- ✓ DP-3355

Para eliminar la emulsión en el fluido se tiene los siguientes productos químicos:

- ✓ RD-D
- ✓ RD-P
- ✓ RD-F
- ✓ RD-Z
- ✓ RD-KT
- ✓ RD-M01

Para mejorar la movilidad del crudo y por ende reducir su viscosidad se obtienen los siguientes productos:

- ✓ MR168
- ✓ MR23

✓ MR10

Para implementar un tratamiento preventivo para la fase acuosa como lo es la prevención de incrustaciones, la formación de una película para proteger de la corrosión y mitigar el crecimiento o la actividad microbiana se tiene los siguientes productos:

✓ SD31

✓ B77

✓ D64

✓ C91

Para el tratamiento de la parte orgánica como son los asfaltenos se realizaron pruebas a concentraciones de 10,20,30,40,50,70,90 y 100 ppm para los productos DP-38543, DP-31724 y DP-3355 para evidenciar la dispersión de estos. En la selección de la concentración no se escoge una mayor a 100 ppm ya que se ha evidenciado en campo que una sobre dosis de los productos denominados dispersantes retrasan el secado en los tanques de almacenamiento y generan retrasos en las ventas del campo.

Para el desarrollo de esta prueba se ejecutaron los siguientes pasos:

- a) Se realizó la DETERMINACIÓN DE CONTENIDO DE ASFALTENOS como lo indica el Anexo E.
- b) Se prepararon soluciones en tolueno al 1.25% en volumen de cada dispersante a ser probado. Se añadió el dispersante hasta el nivel de 1.25% en el tubo de centrifuga. Se llenó hasta 100% con tolueno y se mezcló. Esta solución facilitó la dosificación. Tener en cuenta que 10 µl= 10 ppm.
- c) Se seleccionó suficientes tubos de centrifuga para correr blancos a diversas dosis para cada dispersante.
- d) Se llenó cada tubo hasta el nivel de 100% con n-heptano.

- e) Se adicionó el químico deseado a cada tubo y se mezcló vigorosamente por 60 segundos.
- f) Se colocaron los tubos en el porta tubos de tal manera que permanecieran sin ningún movimiento, se taparon ya que el n-heptano es volátil y puede evaporarse fácilmente.
- g) Se observó y registro el % de sedimentación debido a la gravedad después de 15 min y 60 min.
- h) Se calculó el % de dispersión del volumen de sedimentos en la muestra tratada y el blanco como lo indica la ecuación 1.

$$\% \text{ dispersado} = 100 * \frac{\% \text{blanco} - \% \text{muestra}}{\% \text{blanco}} \quad (1)$$

NOTA: Observe que, así como la cantidad de dispersión incrementa, la cantidad de sedimentos disminuye y el líquido se torna más oscuro.

- i) Se corrió la prueba ADT (asphalten dispersant test) usando un blanco y el tratamiento recomendado y se registró el sedimento a intervalos de 10 minutos hasta 60 minutos. Se graficó el sedimento vs tiempo.

Los resultados de la ejecución de la prueba de los diferentes dispersantes se detallan en las tablas 18,19 y 20 para el DP-38453, DP-31724 y DP-3355 respectivamente.

**Tabla 18.** Contenido de precipitación de asfaltenos para los pozos S5,P27 y P32 con el DP-38543 en las concentraciones 10 a 100 ppm

<b>DP-38543</b>			
<b>Concentración</b>	<b>S5 (%)</b>	<b>P27 (%)</b>	<b>P32 (%)</b>
<b>Blanco</b>	15	40	30
<b>10</b>	15	38	25
<b>20</b>	15	38	20
<b>30</b>	15	30	20

<b>40</b>	14	25	18
<b>50</b>	14	20	18
<b>70</b>	8	18	14
<b>90</b>	8	16	10
<b>100</b>	5	16	8

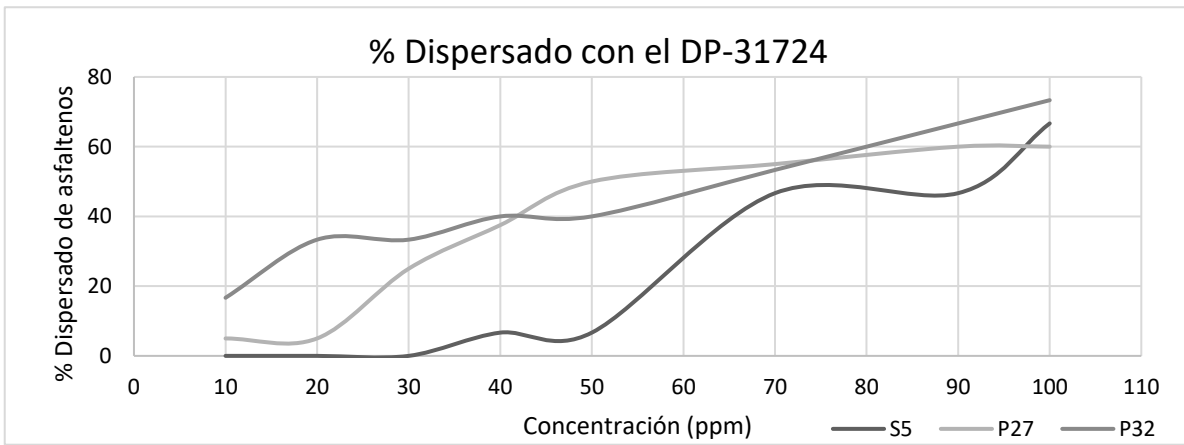
**Tabla 19.** Contenido de precipitación de asfaltenos para los pozos S5,P27 y P32 con el DP-31724 en las concentraciones 10 a 100 ppm

<b>DP-31724</b>			
<b>Concentración</b>	<b>S5 (%)</b>	<b>P27 (%)</b>	<b>P32 (%)</b>
<b>Blanco</b>	15	40	30
<b>10</b>	12	36	28
<b>20</b>	12	32	24
<b>30</b>	10	30	24
<b>40</b>	8	30	18
<b>50</b>	8	25	18
<b>70</b>	6	22	12
<b>90</b>	6	14	10
<b>100</b>	4	10	10

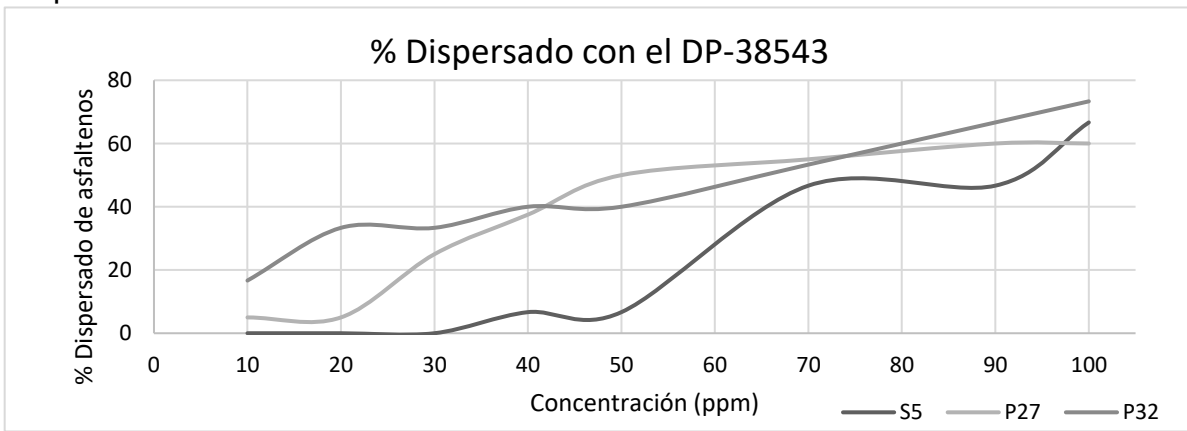
**Tabla 20.** Contenido de precipitación de asfaltenos para los pozos S5,P27 y P32 con el DP-3355 en las concentraciones 10 a 100 ppm

<b>DP-3355</b>			
<b>Concentración</b>	<b>S5 (%)</b>	<b>P27 (%)</b>	<b>P32 (%)</b>
<b>Blanco</b>	15	40	30
<b>10</b>	14	32	25
<b>20</b>	10	26	20
<b>Concentración</b>	<b>S5 (%)</b>	<b>P27 (%)</b>	<b>P32 (%)</b>
<b>30</b>	8	20	18
<b>40</b>	6	15	10
<b>50</b>	2	10	5
<b>70</b>	2	8	3
<b>90</b>	0	4	1
<b>100</b>		1	0

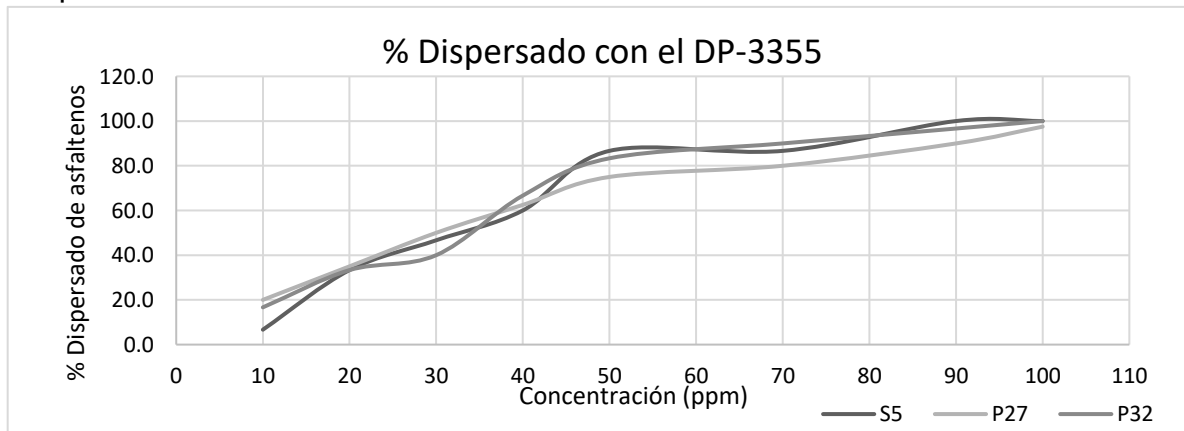
**Gráfica 21.** %dispersado de asfaltenos en los fluidos P27, P32 Y S5 con el dispersante 31724



**Gráfica 22.** %dispersado de asfaltenos en los fluidos P27, P32 Y S5 con el dispersante 38543



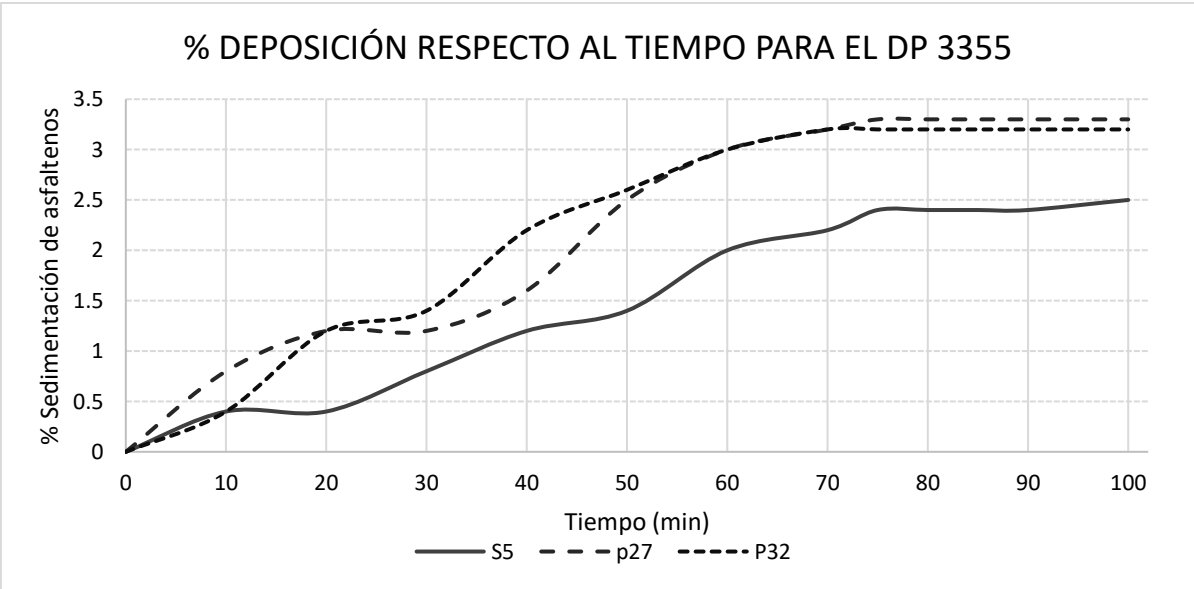
**Gráfica 23.** %dispersado de asfaltenos en los fluidos P27, P32 Y S5 con el dispersante 3355



Con base en los resultados obtenidos, se evidencio que el producto DP-3355 tiene una mayor eficiencia en comparación con el DP38543 y el DP31724 como se detallan en las gráficas 21,22 y 23. A una concentración de 100 ppm, logra dispersar completamente los asfaltenos. Además, a una dosis de 40 ppm, se alcanza una dispersión del 60%, lo cual supera el rendimiento de los otros productos que requieren una dosis de 100 ppm para lograr una dispersión similar. Se llevo a cabo una prueba de sedimentación para lograr una separación del 80%, lo que implica una concentración de aproximadamente 70 ppm del producto. Esto permitió analizar el tiempo de residencia del producto y su capacidad para inhibir los asfaltenos.

La gráfica 24 detalla que, entre los 60 y 70 minutos, la precipitación tiende a estabilizarse. Sin embargo, es necesario evaluar el producto en conjunto con todas las variables, como la presión, la temperatura, la velocidad de flujo y la trayectoria del fondo del pozo a la cabeza, para validar su capacidad de inhibición. Es importante destacar que las variables críticas para la formación de los asfaltenos son la presión y la temperatura.

**Gráfica 24.** Contenido de asfaltenos con respecto al tiempo del dispersante 3355

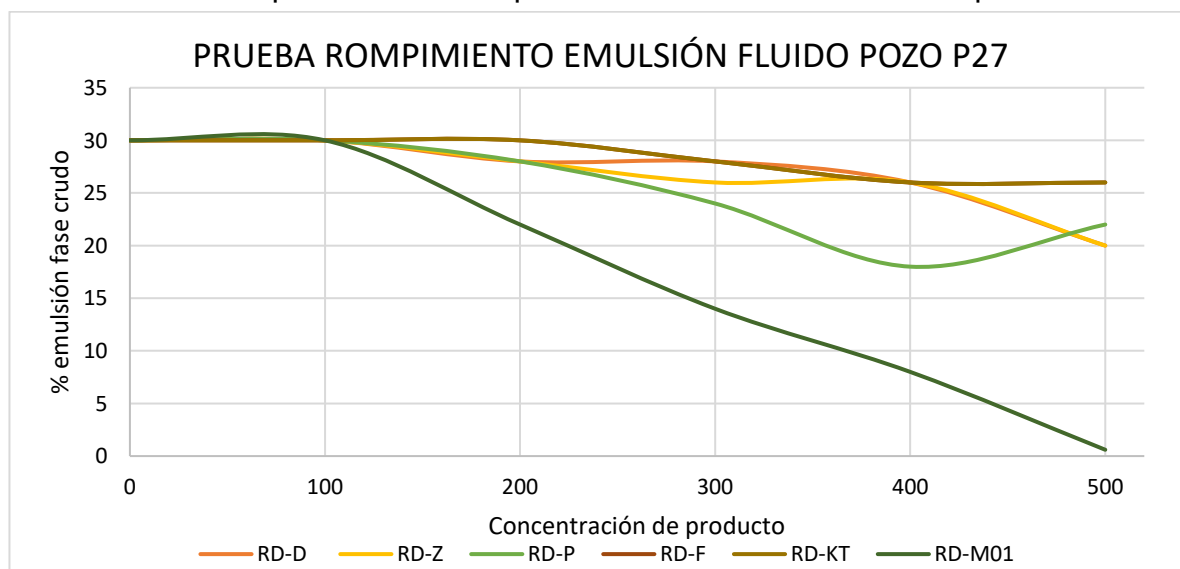


Según los resultados para el pozo S5 se realizó la prueba con una concentración de 50 ppm para obtener un 2% de sedimentación. Para P27 una concentración de 90 ppm para un % de sedimentación de 4 y para P32 una concentración de 70 ppm para lograr un 3% de precipitación.

Para resolver el tema de la emulsión en pozo, se realizó prueba con los productos RD-D, RD-P, RD-F, RD-Z, RD-KT, RD-M01 en concentraciones de 100,200,300,400 y 500 ppm. Para estos rompedores de emulsión se observó que superar la dosis de 500 pm tiene un efecto negativo lo cual estabilizan y aglomeran la emulsión presente.

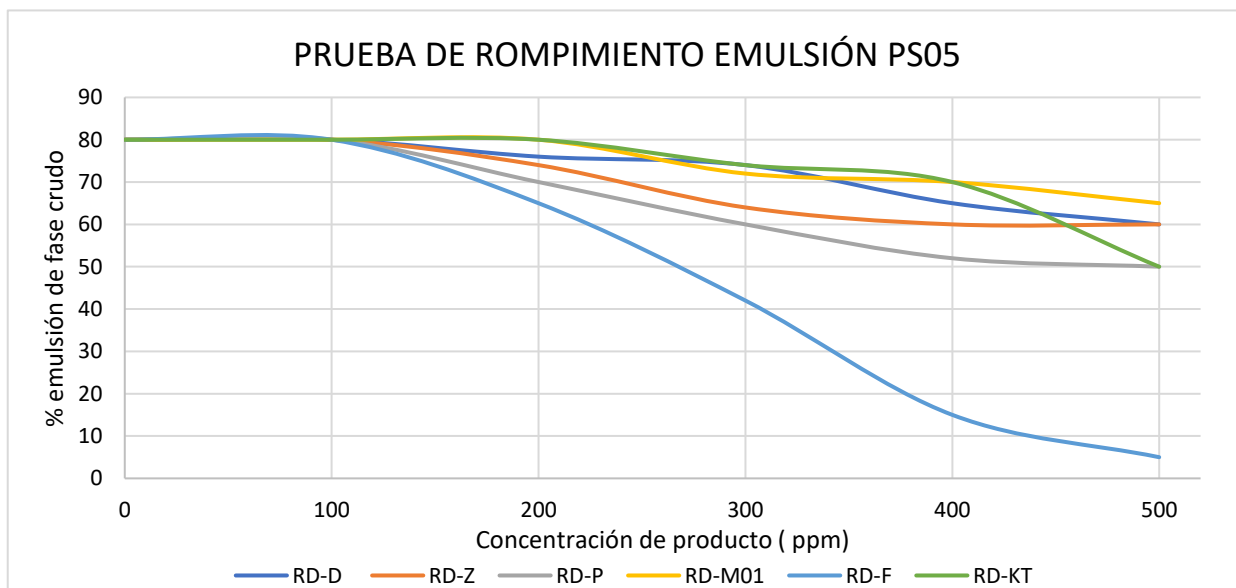
Para el fluido del pozo P27 con un % de emulsión en fase crudo del 30% el producto que tuvo mejor eficiencia fue el RD-M01 con respecto a los demás como se puede observar en la gráfica 25, se logró el rompimiento de la emulsión hasta 0.6%, aunque la dosis de 500 pm es el máximo de la prueba se puede analizar que entre 300 y 400 ppm esta un rango normal de operación. En varias situaciones resolver la emulsión por completo no es viable debido a la presencia de dos fases (agua libre y crudo) lo cual puede interferir en la estabilidad de la bomba por cambios de viscosidad y caudal desplazado.

**Gráfica 25.** Desempeño de los Rompedores directos en el fluido del pozo P27.

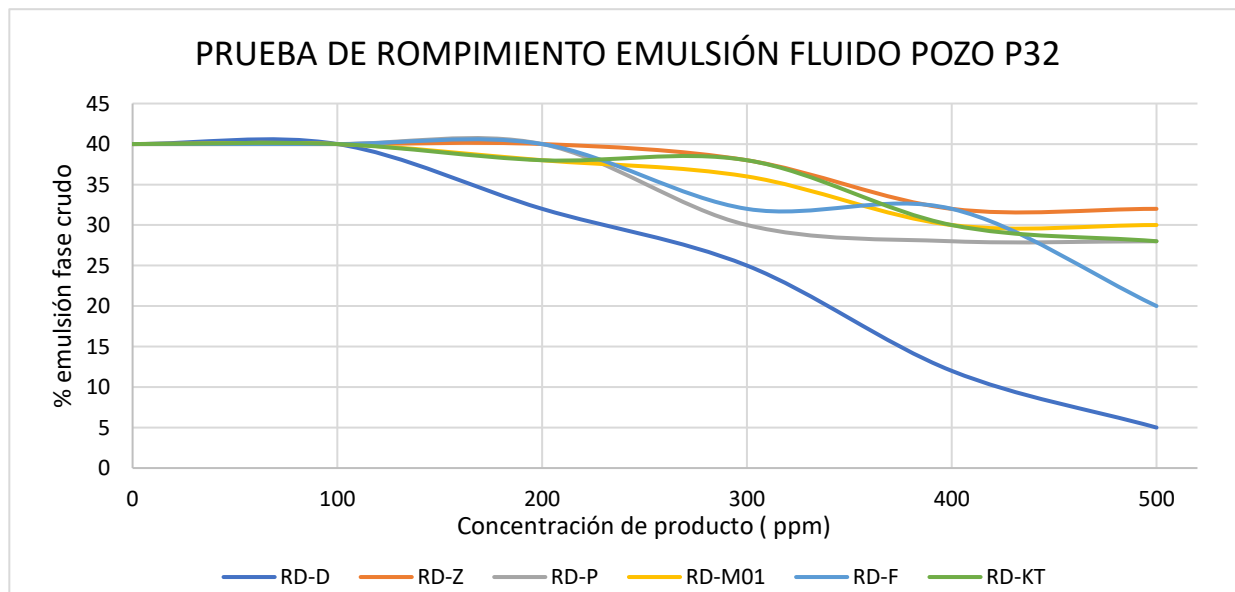


Para el fluido del pozo S05 con un % de emulsión en la fase crudo del 80%, el producto con mayor desempeño fue el RD-D como se puede evidenciar en la gráfica 26. A una concentración de 500 ppm se logró una disminución de emulsión hasta el 5%. Una dosis optima de trabajo puede evaluarse en los 350 y 450 ppm teniendo en cuenta las demás variables de fondo.

**Gráfica 26.** Desempeño de los Rompedores directos en el fluido del pozo PS05



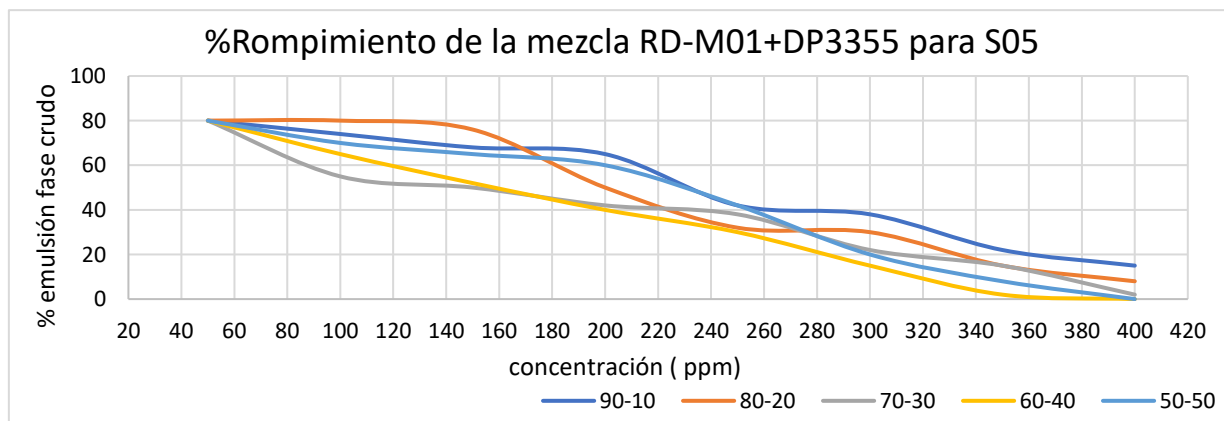
**Gráfica 27.** Desempeño de los Rompedores directos en el fluido del pozo P32



Para el fluido del pozo P32 se tiene que el mejor rompimiento de la emulsión fue el RD-F con un % final del 5% a 500 ppm como se puede observar en la gráfica 27. Se puede establecer una dosis de trabajo optima de 450 ppm. En los ensayos ejecutados se comprobó que el rompedor RD-KT, RD-P y RD-Z no son eficientes para este tipo de fluidos. El RD-Z no presento una variación mayor al 15% en la disminución de la emulsión para todos los fluidos S5, P27 y P32. El RD-P obtuvo una variación del 22% para todos los fluidos y el RD-KT un 25%.

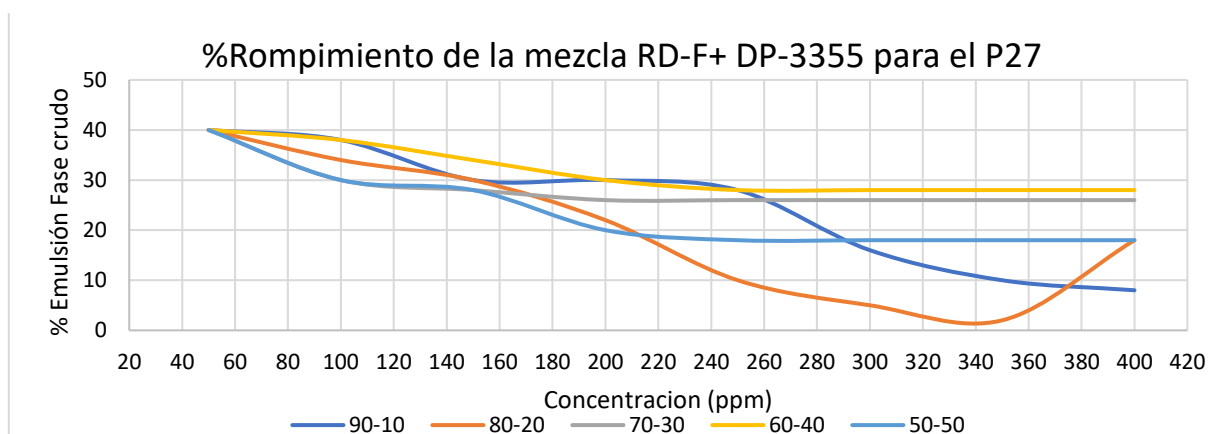
Cabe resaltar que estos análisis fueron ejecutados en un periodo de 3 días con sistema de recolección día y noche para poder convalidar variaciones del mismo fluido. En ciertas ocasiones cuando el sistema BES presenta alteraciones en sus variables el fluido se ve afectado por las mismas como lo es el aumento y/o disminución de la velocidad o turbulencia de las etapas, difusores y la misma línea de producción. Con los resultados obtenidos en la prueba de la aplicación del dispersante de orgánicos y del rompedor de emulsiones se pudo concluir que el mayor rendimiento se dio en la máxima concentración de trabajo, para poder dar una mejor eficiencia a la solución de dicha emulsión y así mismo optimizar la concentración de los productos, se realizaron mezclas entre el rompedor directo y el dispersante a las proporciones de 90/10,80/20, 70/30, 60/40 y 50/50 dependiendo del % orgánicos y emulsión de cada uno de los fluidos.

**Gráfica 28.** % rompimiento emulsión al fluido S05 con diferentes proporciones de RD-M01+ DP3355



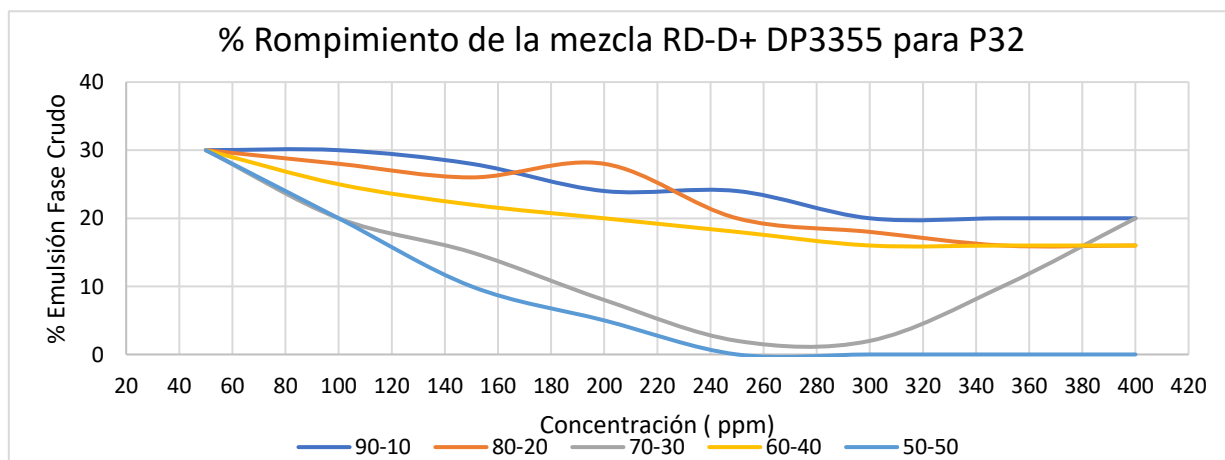
De acuerdo con la gráfica 28 se puede detallar que la mezcla con mejor desempeño para un % menor de emulsión es 60% RD-M101 y 40% DP 3355 a 350 ppm para el fluido S05. Para P27 se tiene la mezcla 80 RD-F+ DP 3355 a una concentración de 300 ppm como se ilustra en la gráfica 29.

**Gráfica 29.** % rompimiento emulsión al fluido P27 con diferentes proporciones de RD-F+ DP3355



Para el fluido P32 tenemos una proporción de 70% RD-D y 30% DP3355 con 250 ppm de trabajo para una reducción a 2% de 30% como se detalla en las tendencias de la gráfica 30.

**Gráfica 30.** % rompimiento emulsión al fluido P32 con diferentes proporciones de RD-D+ DP3355



Con la selección del rompedor y dispersante en cada uno de los fluidos. Se procedió a realizar la toma de muestra en cabeza de pozo como se describió en el ANEXO A, se agregó la concentración de trabajo de cada una de las proporciones, se realizó una agitación por medio de un ultraturraz, se dejó en calentamiento durante 1 hora para poder caracterizar las nuevas condiciones del fluido.

Se realizó la determinación de contenido de agua libre, contenido de agua por SW, gravedad API, contenido de sedimentos, contenido de arenas y viscosidad. Los resultados se evidencian en la tabla 21.

**Tabla 21.** Propiedades de los fluidos después de la aplicación de química en laboratorio

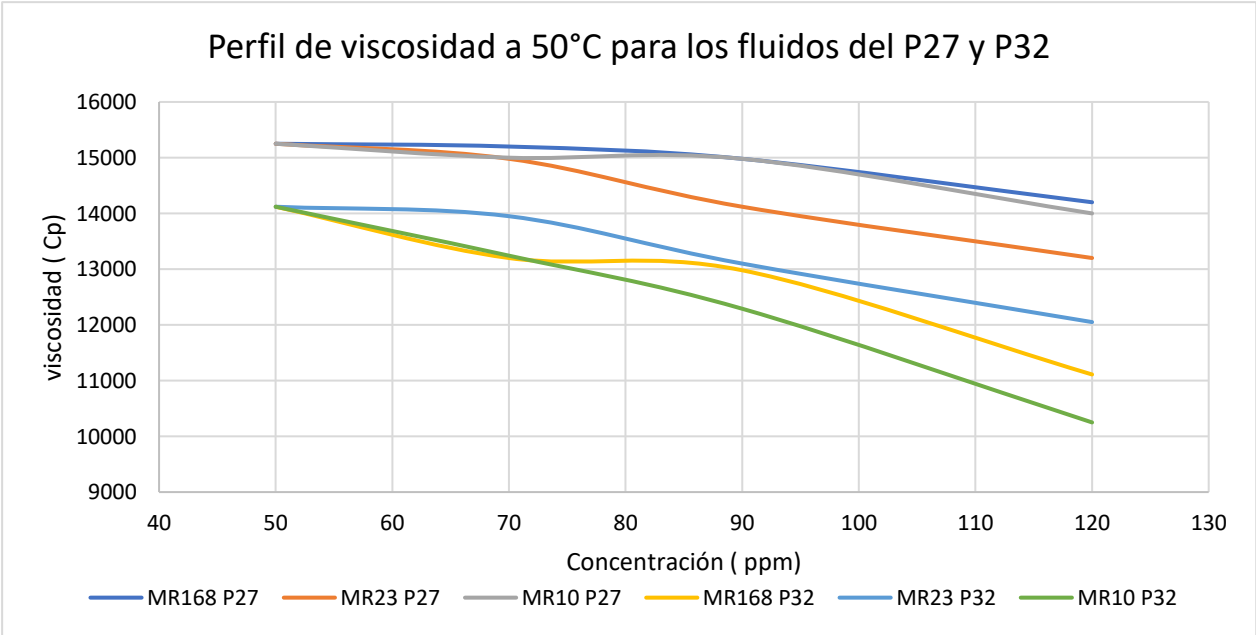
	S05		P27		P32	
	SIN QCA	CON QCA	SIN QCA	CON QCA	SIN QCA	CON QCA
<b>AL ( Agua libre)</b>	540	600	200	100	370	310
<b>VC ( volumen de crudo)</b>	420	580	790	710	650	700
<b>VT ( volumen Total)</b>	960	1180	990	810	1020	1010
<b>%Agua Libre</b>	56.25	50.85	20.20	12.35	36.27	30.69
<b>% BS de emulsión en la fase crudo</b>	80	2	40	2	30	2
<b>%BS de emulsión de la muestra</b>	35	0.98	31.92	1.75	19.12	1.39
<b>%BSW fase crudo</b>	25	32	15	30	10	5
<b>%BSW muestra</b>	67.1875	66.58	32.17	38.64	42.65	37.62
<b>Viscosidad dinámica (Cp)</b>						
<b>30</b>	23489	22190	24120	21090	25230	22150
<b>50</b>	16250	13120	17210	15250	16920	14120
<b>70</b>	11965	9250	13420	10910	12340	9130
<b>90</b>	10739	8210	12100	9270	11162	8920
<b>%Contenido de sedimentos</b>	1.94	1.9	2.32	2.3	1.2	1
<b>Contenido de arenas (PTB)</b>	0.8	0.65	2.5	2.2	1.8	1.7
<b>%Contenido de asfaltenos</b>	15%	2%	40	5%	30	2%
<b>Gravedad API</b>	13.8	14.2	14	14.4	14.1	14.2

Para el fluido del pozo S05 en la parte asfáltica se logró una disminución del 86% y un 97,5% de la emulsión, lo cual el % de emulsión total de la muestra pasó de 35% a 0.98%. Al caracterizar la viscosidad se observó una disminución a las diferentes temperaturas ensayadas, esto se puede atribuir a la reducción del % de emulsión. Ahora bien, la

variable arenas y sedimentos no presentó cambios significativos. Para la gravedad API un aumento de 0.4°. Para el fluido del pozo P27 se tuvo una dispersión del 90% en la precipitación de los asfaltenos, una reducción del 95% de emulsión. Para las variables del contenido de arenas y sedimentos se mantuvo la concentración, la viscosidad a una temperatura de pozo cercano a los 90°C se tuvo una disminución de 2830 cp. Para el pozo P32 se logró eliminar el 93% de emulsión y asfaltenos. Para la viscosidad se tuvo reducción entre 2000 a 3000 cp en el perfil de temperaturas.

Para mejorar la movilidad del fluido en los pozos P27 y P32, debido al bajo corte de agua, se considero la opción de utilizar la mezcla RD+DP como tratamiento inicial. Sin embargo, si este enfoque no logra abordar la inestabilidad de la bomba, se contemplo el uso de los mejoradores de flujo por anular. Es crucial que el fluido no se adhiriera a las paredes del anular, ya que esto podría provocar fallas eléctricas en el cable. Se ha observado que durante varias operaciones de servicio de workover, es necesario realizar limpiezas o restauraciones en el cable de alimentación eléctrica.

**Gráfica 31.** Comportamiento de viscosidad con los mejoradores de flujo en los pozos P27 y P32.



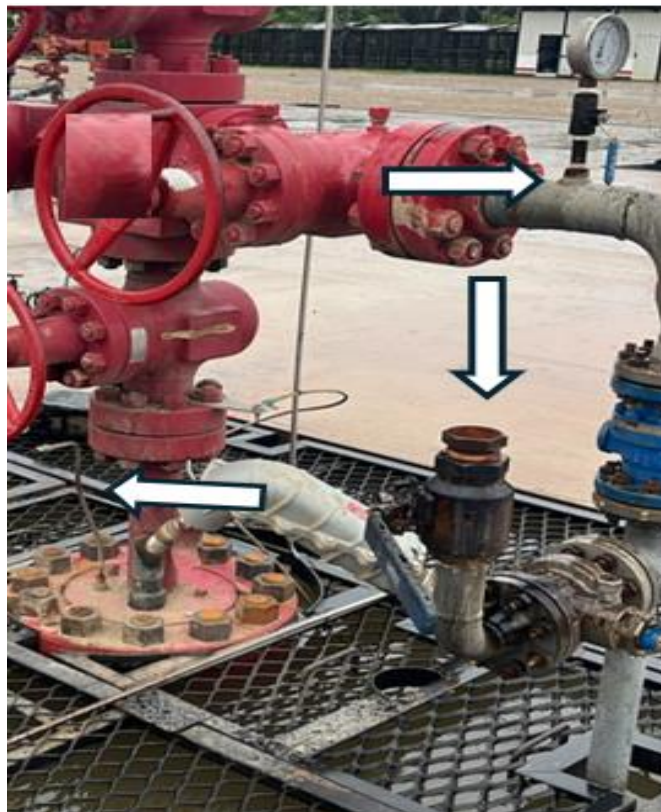
De acuerdo con la gráfica 31 se observa una disminución de la viscosidad de cada uno de los fluidos analizados, se detalla un mejor desempeño para el producto MR23 para el pozo P27 con una viscosidad de 10 900 cp a 50°C comparada con su blanco de 17 210 cP. Para el fluido P32 se tiene el producto MR10 con una concentración de 120 ppm y una reducción del 35% con respecto al MR168 y MR23 que tuvo como eficiencia el 24% y 21% respectivamente.

## 5. VALIDACIÓN DEL PROTOCOLO Y ESQUEMA DE IMPLEMENTACIÓN EN LOS POZOS SELECCIONADOS DEL CAMPO ESTUDIO

Con base en los resultados y el desempeño de los productos en el laboratorio se procedió a inspeccionar las plataformas S y P donde serán ubicados los tratamientos químicos para los respectivos pozos.

Para la plataforma S del pozo S05 se tiene en cabeza la disponibilidad del capilar de 3/8 hasta fondo y la facilidad del brazo de recirculación por anular como se evidencia en la ilustración 10.

**Ilustración 10.** Estructura cabeza de pozo S05



La instalación para la inyección de química se realizó desde el *shelter* de química hasta cabeza utilizando los banco ductos y las perimetrales de la placa de los pozos señalados en la ilustración 11.

**Ilustración 11.** Placa y caseta de química para el pozo S05



Para el sistema de instrumentación del S05, P27 y P32 se utilizaron los siguientes materiales que se pueden detallar en el anexo Z. En el anexo Y las especificaciones de la bomba de inyección de química:

- ✓ 20 tramos de 8 metros de tubing de acero inoxidable de 3/8.
- ✓ 2 tramos de 10 metros Tubing de acero inoxidable de 1/2.
- ✓ 20 uniones de 3/8 OD completas ( férulas y contra férulas) para empalme.
- ✓ 3 uniones de 1/2 OD completas ( férulas y contra férulas) para empalme.
- ✓ 2 manómetros de rango 0 a 200 psi.
- ✓ 6 *Bushing* de 1/2 NPT a 3/8 OD.
- ✓ 8 filtros Y en acero inoxidable.
- ✓ 1 bomba Dosivac de bajo y alto caudal.
- ✓ 2 cheques de línea y 1 cheque “antirretorno”.
- ✓ 4 válvulas de 1/2 de 2000 WOG.
- ✓ 1 IBC de 300 gls.
- ✓ Dobra y corta *tubbing*.

La ejecución de la instrumentación del pozo S05 se detalle en la ilustración 12.

**Ilustración 12.** Montaje de punto de inyección vía anular en el pozo S05



Así mismo en la ilustración 13 se detalla la instrumentación para la aplicación del producto químico en fondo de pozo para P27 y P32.

**Ilustración 13.** Montaje en cabeza de pozo de P27 y P32



Para la instalación de inyección de química se tuvo en cuenta:

- ✓ El caudal total del pozo, es decir, un caudal mayor a los 3000 bls es viable para la inyección por anular vía recirculación, si es menor a este caudal es preferible la inyección por capilar.
- ✓ Cuando la inyección se realice por capilar, es necesario la instalación de un cheque antirretorno ya que toda inyección inicial de química por capilar genera succión y se presenta el riesgo de que se inyecte todo el volumen del isotanque donde se tiene almacenada la química e incurra en una saturación del sistema en fondo del pozo causando posibles daños y obstrucciones por sobredosificación.
- ✓ Instalar filtro Y en la salida del isotanque, en la succión de la bomba, en la descarga de la bomba y en la llegada del cheque/válvula del capilar o línea de recirculación. Debido a la exposición del producto químico al clima se pueden generar cambios y deterioro en los materiales del IBC que generan taponamientos por la línea. Generar taponamiento en un capilar es perder un recurso importante para el tratamiento y protección del equipo sumergible ya que recuperar el capilar solo se podrá cuando el pozo entre en servicio de mantenimiento. En la ilustración 14 se puede detallar algunas aglomeraciones que se han presentado en el *tubbing* de inyección y llegada a cabeza de pozo.

**Ilustración 14.** Obstáculos y suciedad generada en los isotanques y causantes de taponamiento de líneas capilares

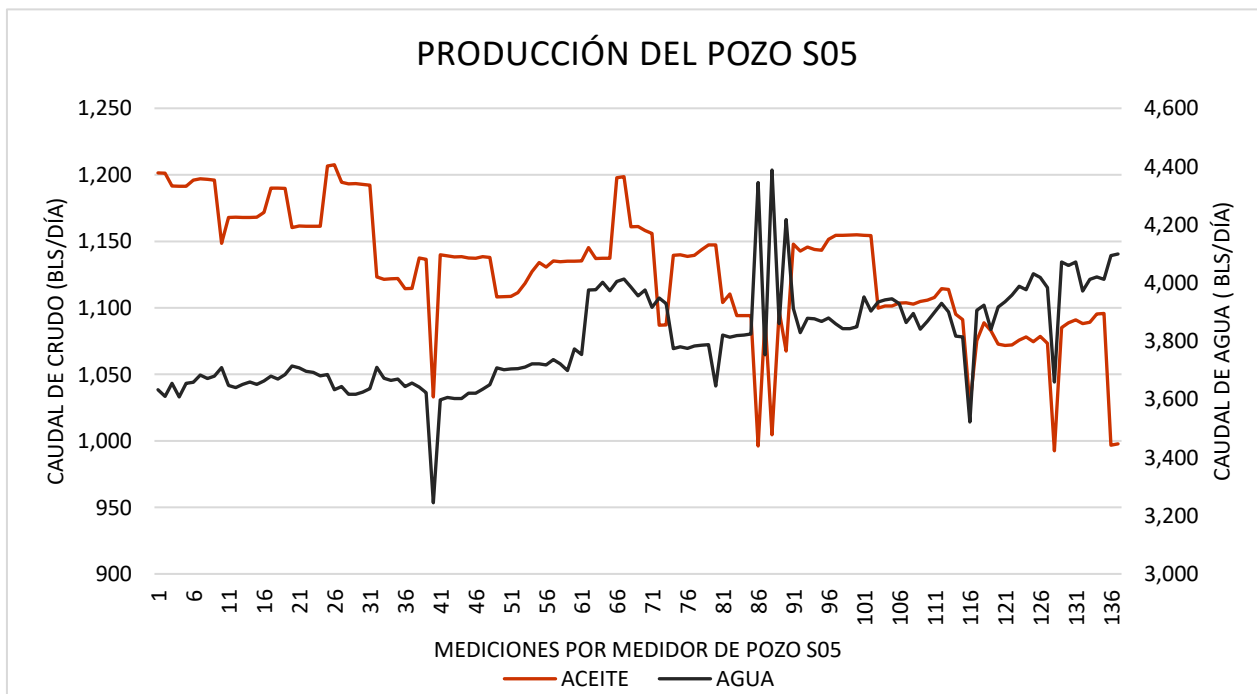


- ✓ En los sistemas de inyección por anular se hace importante la instalación del manómetro en el brazo anular y también las estrategias de despresurización, ya que cuando la presión de cabeza con anular difieren en al menos 20 psi el aseguramiento de la química a fondo de pozo se hace nula por la trayectoria que debe desplazar, además, la mayoría de esta quedara adherida al *casing*.
- ✓ Instalar válvulas de aguja en la llegada de los capilares en cabeza de pozo se hace una mejor estrategia para asegurar la succión del producto y minimizar el paso de sólidos o suciedad por la línea.
- ✓ Para el sistema de inyección por capilar para el llenado se recomienda una bomba de pulso y no una bomba de pistón debido a que estas bombas generan una mayor presión en la línea lo cual ayuda a generar la succión de este.
- ✓ Se recomienda que todas las líneas de succión y descarga de la bomba como las tendidas hasta cabeza de pozo sean de acero inoxidable para evitar la ruptura o pitting. En caso de utilizar manguera, asegurar las características del material interno pues se ha evidenciado que estos productos base aceite realizan una expansión de este, perdiendo resistencia y tenacidad ocasionado fisuras y derrames de productos químicos.
- ✓ Para el inicio de la inyección de química se recomienda que el llenado del tramo por superficie se haga con solvente, es decir, si es base aceite puede ser con acpm, Varsol u otro producto que asegure recolectar el volumen instalado para llegar a cabeza de pozo para asegurar que no se hubiese generado taponamiento por la instalación atravesando los banco ductos o las perimetrales.
- ✓ Siempre que inicie inyección de química por un *tubbing* verifique que la presión de salida de la bomba sea al menos un 10% de diferencia a la llegada de cabeza de pozo, si no es posible esta acción genere un *flusing* con aire y revise la presión de salida y sostenimiento en el compresor.
- ✓ Asegúrese que el sentido de los accesorios coincida con el del fluido, es decir, los cheques de línea y las válvulas presentan una indicación de sentido de flujo, esto con el fin de no generar presiones atrapadas por malas instalaciones.

Para el llenado del capilar y para asegurar la llegada de la química a fondo de pozo se debe calcular el volumen del *tubbing* con la distancia de superficie al *intake* de la bomba. En el anexo V, W y X se encuentra los estados mecánicos de los pozos S05, P27 y P32 respectivamente.

Para el Pozo S05 se realizó inyección vía anular con 40 gls a una dosis de 300 gls día con bomba dosivac de alta con instalación de cheque antirretorno, el aseguramiento de la química con fluido se dio en 4 horas y se estabilizó concentración según producción del pozo. Este pozo tuvo una producción diaria de 4 834 bls con un estimado de 3 633 bls de agua y 1 200 bls de crudo. La concentración de trabajo para este pozo es de 60/40 a una dosis de 350 ppm por lo cual, la dosis a inyectar en fondo de pozo fue de 18 gls /día.

**Gráfica 32.** Producción de S05 antes de iniciar el tratamiento químico

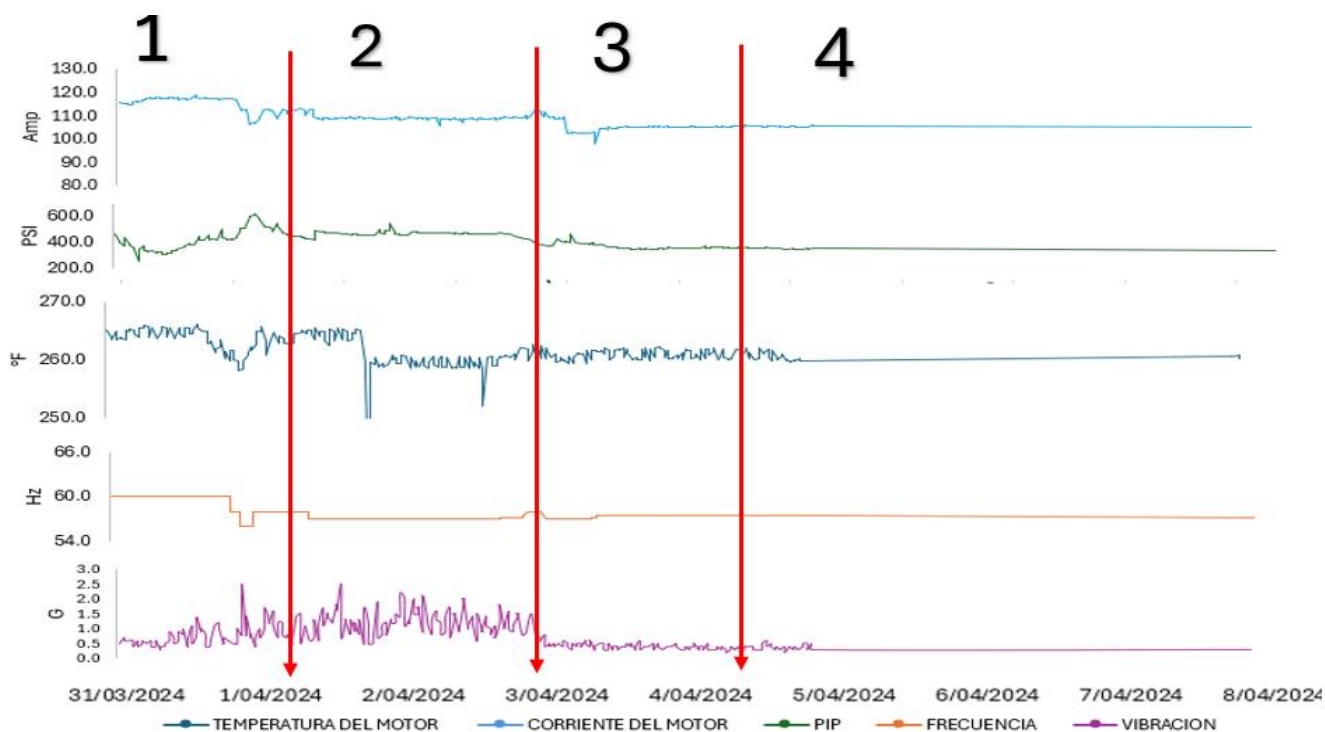


Como se observa en la gráfica 32 el caudal de aceite presento una disminución de aproximadamente 1200 bls hasta mínimos de 1000 bls, una caída de producción de 200 bls el cual no ha sido estable, se detallan picos crecientes y decrecientes, por lo cual se da una inestabilidad en la producción de este en todo el periodo de observación. También se añade un aumento del corte de agua en los intervalos de 4500 a 5000 bls una variación de  $\pm 500$  bls.

El periodo de estabilización y seguimiento se dio de la siguiente forma para los diferentes pozos a tratar:

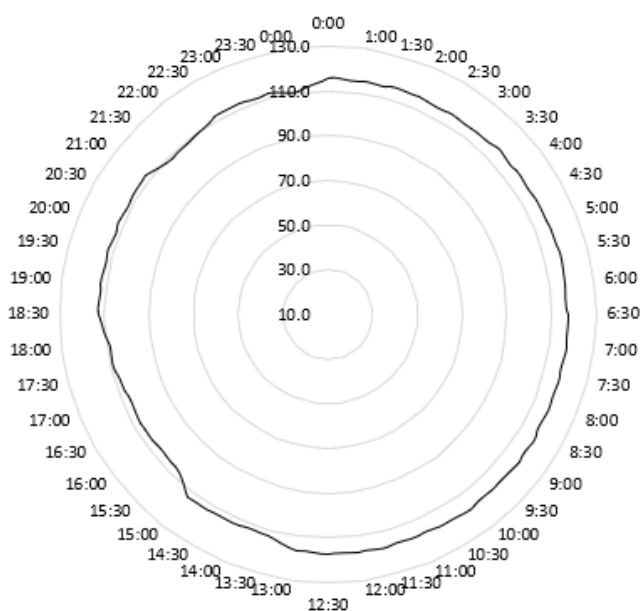
- ✓ 1-2 día: llenado de anular y/o capilar, aseguramiento de dosis, rateo de bomba y nivel de IBC de química. Toma de parámetros y caracterización de fluido.
- ✓ 3-5 día: Caracterización del fluido. Seguimiento de variables de producción. Registros de medición de caudales.
- ✓ 5-7 día: Verificación de comportamiento de variables, caudales de producción y características del fluido.

**Gráfica 33.** Comportamiento del pozo S05 antes y durante la prueba de inyección de química

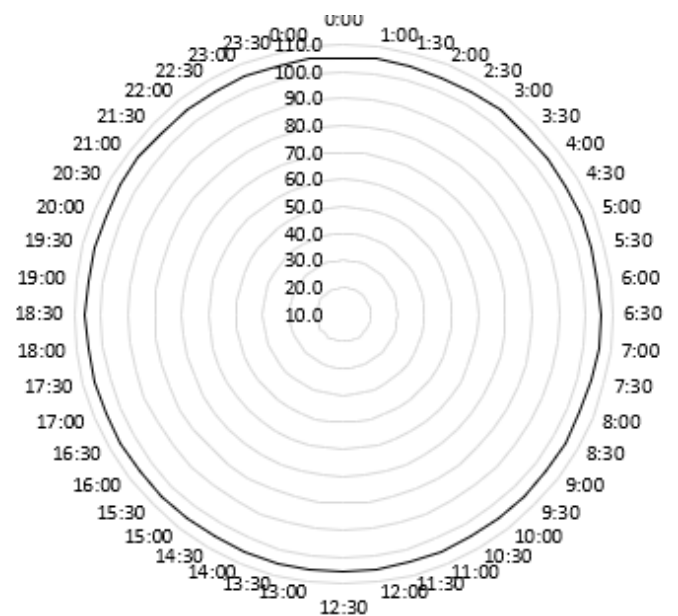


En la gráfica 33 se observa 4 zonas lo cual la zona 1 corresponde a la inestabilidad del pozo con el fluido sin tratamiento químico, este pozo presentaba un *run Life* de 90 días, se daba la necesidad de solucionar la inestabilidad, la zona 2 es el inicio del tratamiento químico, llenado de capilar y ajuste de dosificación luego de las 6 horas de aseguramiento en fondo. Se puede evidenciar que las vibraciones de la bomba oscilaban en rangos de 0.5 a 2.5 G, la temperatura del motor oscilaba entre 250 a 265 °F, la *PIP* mostraba variaciones entre 320 a 600 psi, la corriente de motor entre 100 y 120 Amp como se detalla en la gráfica 34. En la zona 3 se puede observar la estabilización y el aseguramiento del producto químico, se realizó ajuste de dosificación en esta zona por encontrar un 15% de emulsión en la caracterización del fluido, esto se debe a la estabilización y disminución de *PIP*, el pozo estaba recuperando caudal de aceite lo que hacía que la concentración no fuera estable. Para la zona 4 que corresponde al día quinto del seguimiento se evidencia estabilización en las vibraciones de la bomba, la *PIP*, la temperatura del motor y una continuidad del consumo energético de la bomba como se observa en la gráfica 35.

**Gráfica 34.** Carta amperimétrica antes del tratamiento químico

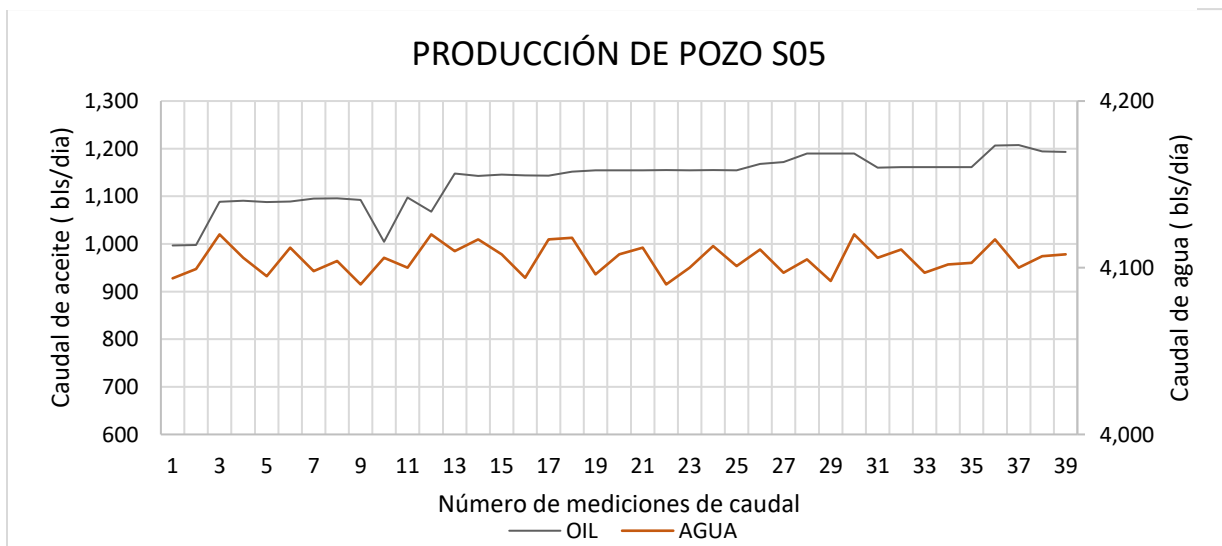


**Gráfica 35.** Carta amperimétrica después del tratamiento químico



Para esta zona se detalla el comportamiento del caudal en la gráfica 36, observando una mejor estabilidad en su aporte y la restauración del caudal de aceite. Variaciones en el agua añadidos al rendimiento del % de eliminación de emulsión presente.

**Gráfica 36.** Comportamiento de producción del pozo S05 durante la prueba y estabilización



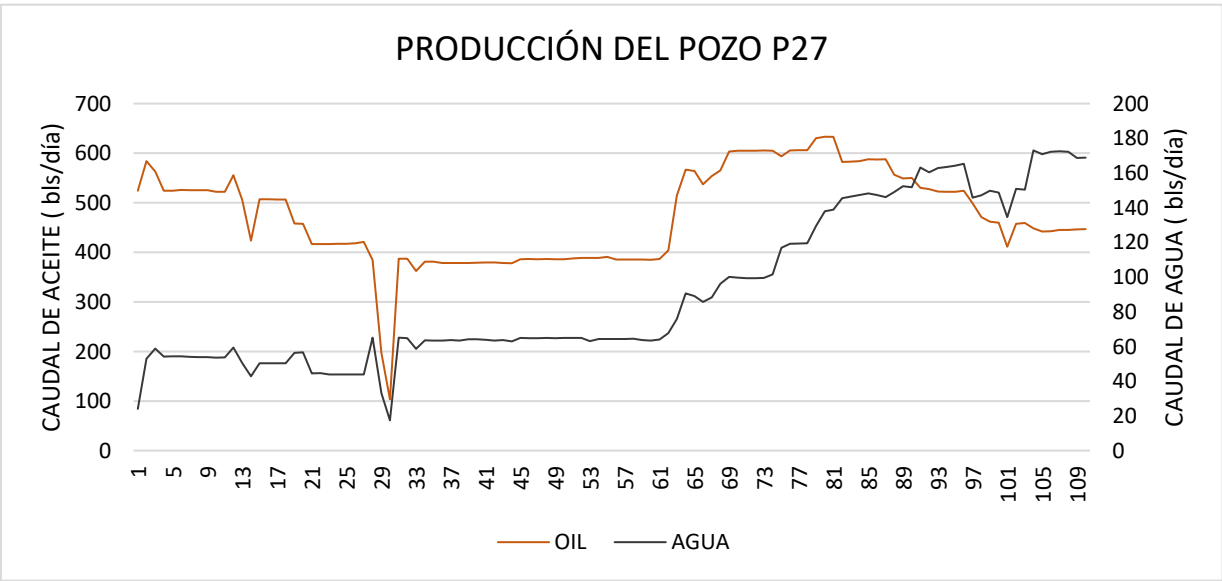
El seguimiento de la caracterización del pozo en el periodo de inyección se plasma en la tabla 22. Los resultados concuerdan con los obtenidos en el laboratorio y el sostenimiento de estos en cabeza de pozo, lo cual permitió la estabilización de las variables del equipo electro sumergible.

**Tabla 22.** Caracterización del fluido durante la prueba de inyección de química en S05

	POZO S05						
Días	1	2	3	4	5	6	7
%Agua Libre	65.96	63.92	68.18	69.83	69.83	73.91	74.19
%BS de la muestra	5.11	6.49	3.18	1.51	0.60	0.00	0.00
%BSW muestra	70.04	68.97	70.73	72.84	72.24	76.52	76.77
Gravedad API @60°F	13.8	13.8	13.9	13.9	14	13.9	13.8
Densidad relativa	0.9738	0.9738	0.9732	0.9732	0.9725	0.9732	0.9738
Viscosidad a 50°C (cP)	13120	13100	12730	12710	12750	12810	12790
%Contenido de asfaltenos	4%	3.20%	3%	2%	2.50%	2.80%	2.20%

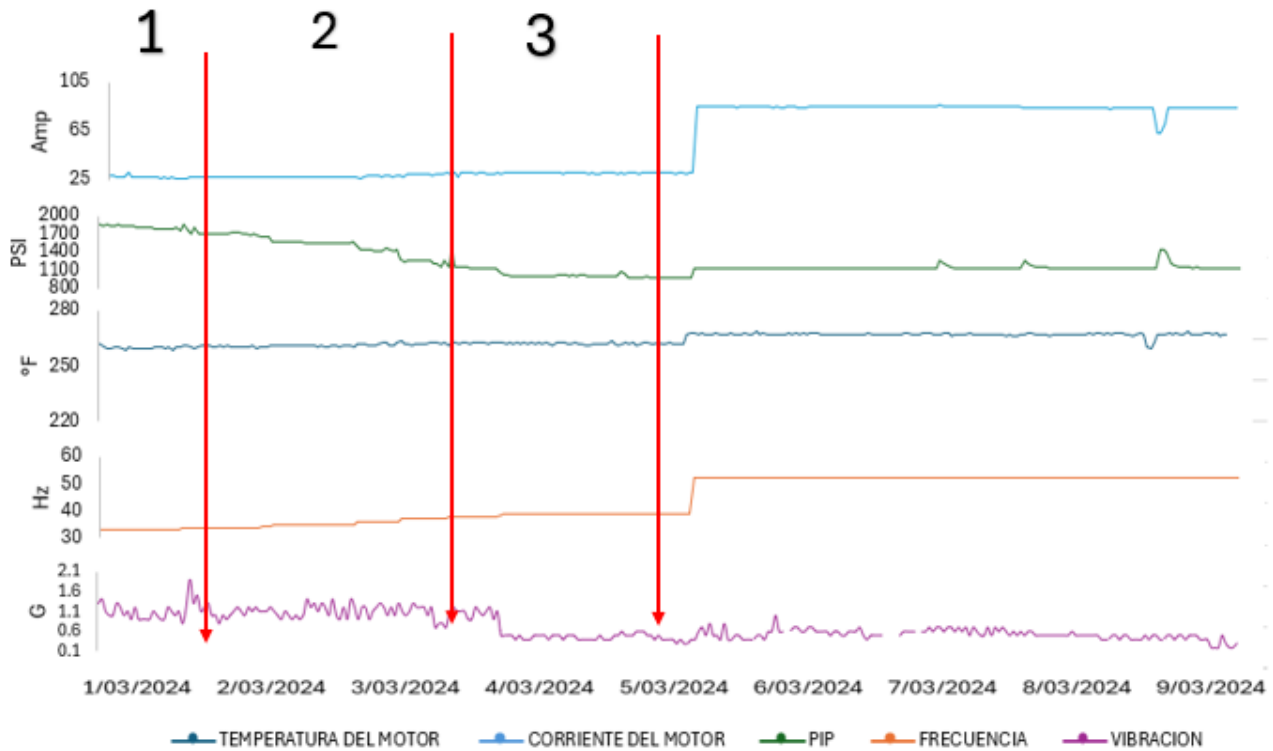
Para el Pozo P27 se realizó llenado de capilar con 45 gls a una dosis de 350 gls día con bomba dosivac de alta con instalación de cheque antirretorno, el llenado del capilar se dio en 3 horas y se estabilizó inyección según producción del pozo. Este pozo tuvo una producción diaria de 620 bls con un estimado de 170 bls de agua y 448 bls de crudo. La concentración de trabajo para este pozo es de 80/20 a una dosis de 350 ppm por lo cual, la dosis a inyectar en fondo de pozo fue de 7 gls /día.

**Gráfica 37.** Producción del pozo P27 antes del tratamiento químico



Observando la gráfica 37 se tiene un caudal inicial de aceite de 584 bls lo cual en el período de observación tuvo disminuciones de hasta 100 bls, ahora bien, debido al aumento de frecuencia a máxima de operación se pudo restaurar el caudal, pero al final de la tendencia se observa la caída de producción a 420 bls. Para el caudal de agua se ve un aumento constante empezando en 24 bls y llegando a los 170 bls lo cual están atribuidos al aumento de frecuencia de la bomba.

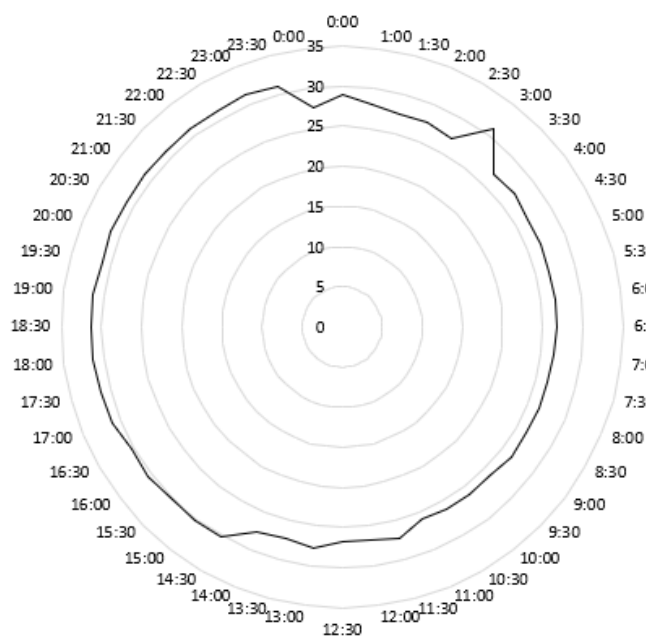
**Gráfica 38.** Comportamiento del pozo P27 antes y durante la prueba de inyección de química



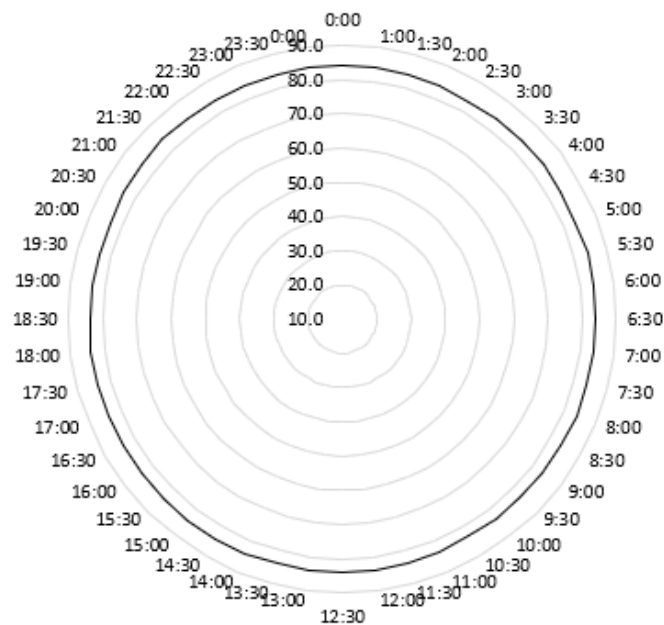
De la gráfica 38 se tuvo que el período 1 presenta una *PIP* en promedio de los 1800 psi, unos cambios de frecuencia para poder disminuir presión y estabilizar las vibraciones presentes en el equipo que oscilan entre 0.6 a 2.1 G. En el período 2 se realiza la inyección de química, lo cual en estos días la *PIP* tomó tendencia a disminuir con posibilidades de ajustar frecuencia y picos menos pronunciados, las vibraciones se mantuvieron entre 1.1 a 1.6 G. Para el período 3 se observa que el aumento de frecuencia tuvo respuesta positiva en cuanto al sostenimiento de la *PIP* y la estabilización de las vibraciones de la BES asociada a la reacción del producto en fondo de pozo. Ahora bien, para esta zona se dio la oportunidad de trabajar la BES a una frecuencia de 50 HZ donde el consumo de corriente paso de 30 a 85 amp como se puede observar en las gráficas 39 y 40. La temperatura del motor oscilando en un rango de 250 a 260°. Las vibraciones

estables en un rango de 0.5 a 0.7 disminuyendo paulatinamente al final de la prueba. Se observa que la tendencia es constante y estable en parámetros y producción.

**Gráfica 39.** Carta amperimétrica antes del tratamiento químico



**Gráfica 40.** Carta amperimétrica después del tratamiento químico

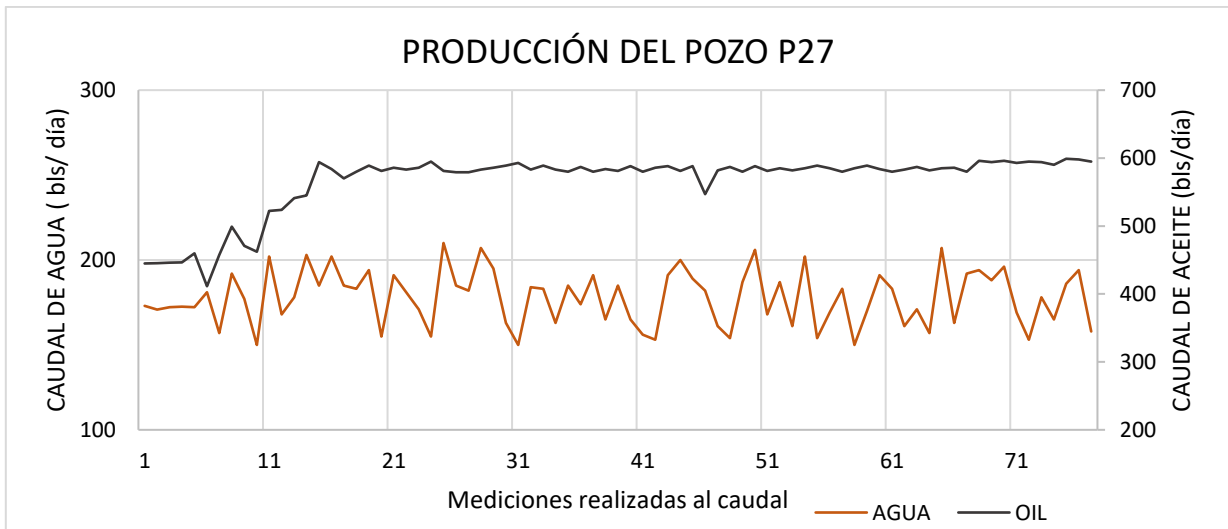


Con base de la gráfica 41 se evidenció que el caudal de aceite restauro a los 580 bls quedando estables durante el tiempo de prueba, el caudal de agua con una variación entre 150 a 200 bls. De acuerdo con los anteriores resultados se observa que el tratamiento aplicado es óptimo. En la tabla 23 se detalla el seguimiento realizado a la caracterización del fluido durante los 7 días de prueba corroborando los análisis obtenidos en laboratorio.

**Tabla 23.** Caracterización del fluido durante la prueba de inyección de química en P27

Días	POZO P27						
	1	2	3	4	5	6	7
%Agua Libre	25.93	27.59	31.15	31.15	33.33	30.00	30.00
%BS de emulsión de la muestra	18.52	13.03	6.89	9.64	1.33	0.00	0.00
%BSW muestra	39.26	36.28	36.66	38.03	38.67	37.00	37.00
Gravedad API @60°F	14.2	14.2	14.4	14.3	14.2	14.2	14.5
Densidad relativa	0.9712	0.9712	0.9698	0.9705	0.9712	0.9712	0.9692
Viscosidad a 50°C (cP)	15820	15790	15770	15810	15250	15120	15090
%Contenido de asfaltenos	15%	8%	5%	2%	2%	2%	2%

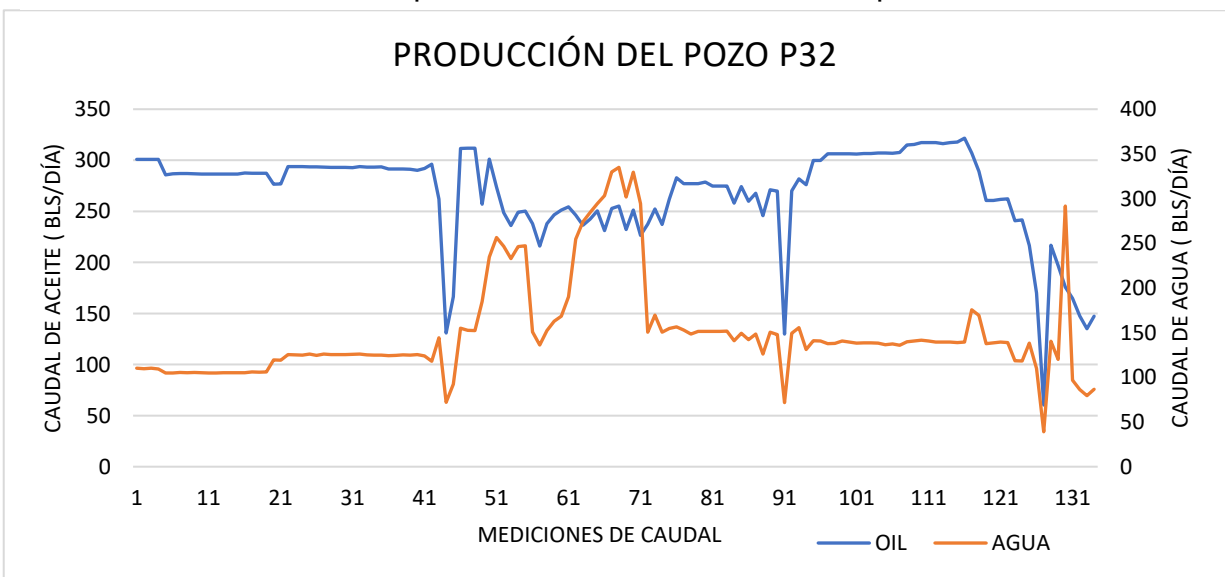
**Gráfica 41.** Comportamiento de producción del pozo P27 durante la prueba y estabilización



Para el Pozo P32 se realizó empaquetamiento de capilar con 45 gls a una dosis de 300 gls día con bomba dosivac de alta con instalación de cheque antirretorno, el llenado del capilar se dio en 5 horas y se estabilizó inyección según producción del pozo. Este pozo tuvo una producción diaria de 411 bls con un estimado de 301 bls de crudo y 110 bls de agua. La concentración de trabajo para este pozo es de 250 ppm en una relación del 70/30 por lo cual la dosis a inyectar en fondo de pozo fue de 4 gls /día.

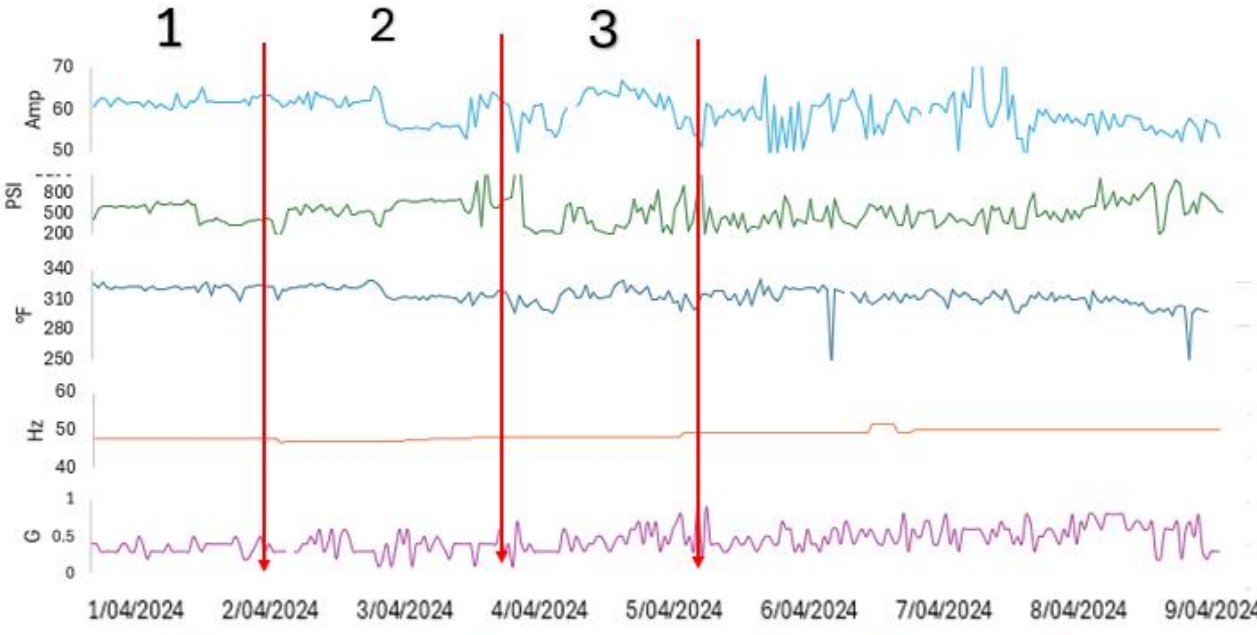
De acuerdo con la gráfica 42, el caudal de aceite oscila entre 300 a 150 bls, el caudal de agua entre 100 a 350 bls, el contenido de agua de este pozo fluctúa entre el 14% a 44%, lo que representa una inestabilidad en el levantamiento de la bomba asociada al fluido, además de tener bajo aporte se tiene que el yacimiento presenta baja temperatura con respecto a los demás pozos de la misma locación.

**Gráfica 42.** Producción del pozo P32 antes del tratamiento químico

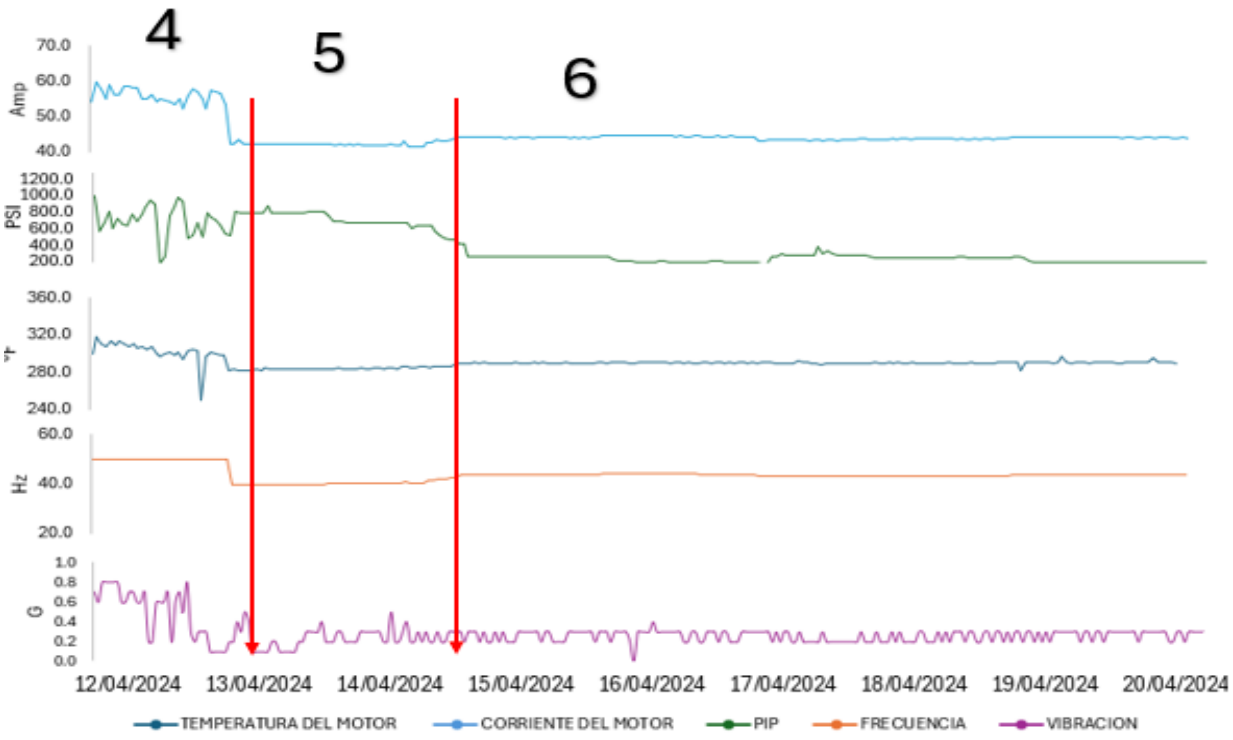


Para el pozo P32 al iniciar la inyección de química no se tuvo respuesta positiva en los 2 primeros días de la prueba, como se mencionó anteriormente, por el bajo caudal de fluido la inyección se realizó por capilar, observando que no tuvo ninguna mejoría se procedió a realizar la recirculación del pozo con fluido del pozo P34 que es un pozo con un corte de agua del 97% para poder desplazar columna en anular y así asegurar recirculación del producto, por lo cual en la zona 2 no se tuvo respuesta positiva a esta modificación. Para la zona 3 se realiza aumento de dosificación a 400 ppm con el cambio de relación al 50/50 que fue la segunda opción encontrada en el laboratorio.

**Gráfica 44.** Comportamiento del pozo P32 antes y durante la prueba de inyección de química



**Gráfica 43.** Comportamiento del pozo P32 antes y durante la prueba con el MR10

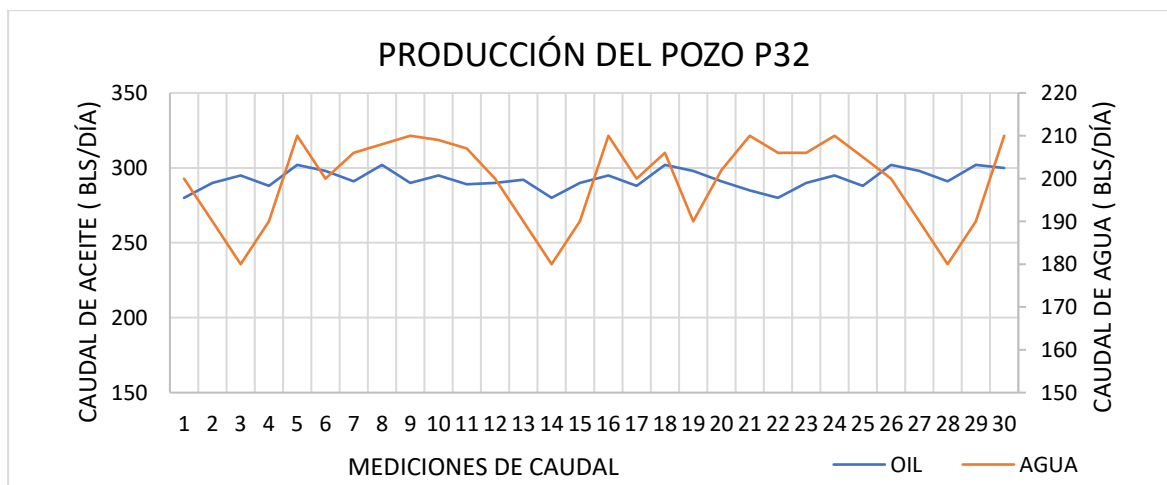


Se da estabilización de 2 días como se detalla en la gráfica 43 después del 06-04-2024 no se ve mejoría en el desempeño de las variables de la BES. Por lo cual se da por terminada la prueba con la mezcla del producto RD-D+ DP 3355.

Revisando las características del fluido donde visualmente no cambio su apariencia en movilidad se realiza cambio de producto para el MR10 a una dosis de 120 ppm esto con el fin de mejorar la fluidez del pozo y evaluar el tratamiento en 5 días.

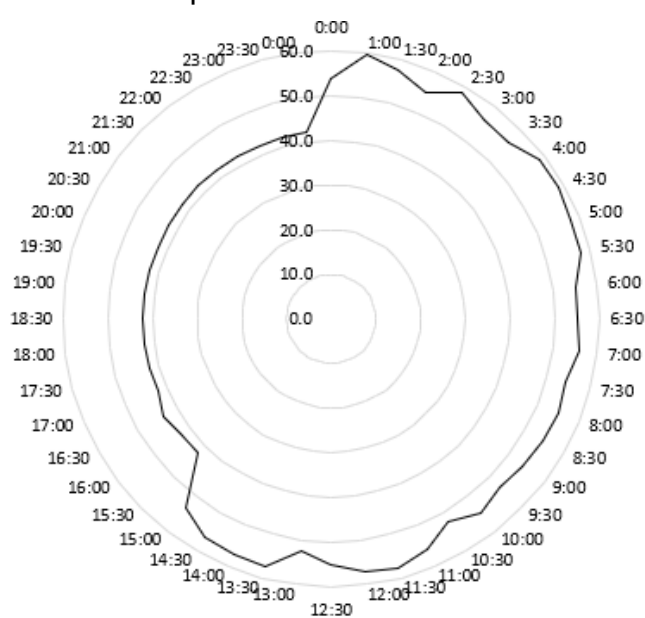
En la gráfica 44, la zona 4 es el período de transición donde se suspende el tratamiento RD-D+ DP 3355 y se realizó limpieza del capilar con desplazamiento de Diesel con una dosis de 300 gls día con la bomba de alto caudal. Para las 00:00 del 12-04-2024 se tiene fluido en fondo de pozo donde se puede detallar las variaciones inmediatas en la *PIP*, temperatura y corriente del motor evidenciadas en la carta amperimétrica de la gráfica 46. Las vibraciones de la bomba continuaron inestables, pero en un menor rango. Para la zona 5 comprendida entre el 13-04-2024 y 15-04-2024 se tiene un período de estabilización mayor para la variable corriente y temperatura del motor. La *PIP* del pozo empieza a descender de 1000 a 750 psi aproximadamente. Para el 15-04-2024 y con un aumento de frecuencia se tiene una estabilidad en la *PIP* de 400 psi. Las vibraciones variando entre 0,2 a 0.4 G una reducción considerable con respecto al pozo sin tratamiento o con tratamiento químico de RD-D + DP 3355.

**Gráfica 45.** Producción del pozo P32 Durante la prueba del MR10

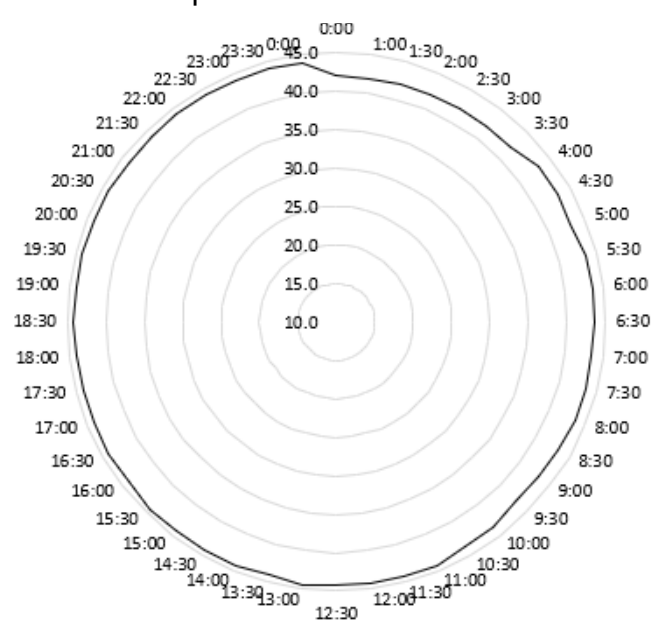


De la tabla 24 se puede concluir que la estabilidad del equipo sumergible se debe a la reducción de la viscosidad del fluido en 3200 cP aproximadamente. Se detalla que este mejorador de flujo tiene una parte de surfactante debido al efecto de rompimiento de la emulsión y su parte orgánica en una disminución del 15%. Claramente el producto no tiene una actividad eficiente para la parte de los asfaltenos.

**Gráfica 47.** Carta amperimétrica antes del tratamiento químico



**Gráfica 46.** Carta amperimétrica después del tratamiento químico



**Tabla 24.** Caracterización del fluido durante la prueba de inyección de química del MR10 en P32

	POZO P32				
Días	1	2	3	4	5
%Agua Libre	9.64	16.67	19.35	26.47	32.43
%BS de emulsión de la muestra	27.11	18.33	12.10	8.82	3.38
%BSW muestra	31.33	31.67	27.4	33.82	35.14
Gravedad API @60°F	14.1	14.9	14.9	15.1	15.3
Densidad relativa	0.9718	0.9665	0.9665	0.9652	0.9639
Viscosidad a 50°C	12120	11821	9850	9810	9920
%Contenido de asfaltenos	30%	25%	20%	15%	15%

## 6. CONCLUSIONES

- ✓ Tras revisar el marco teórico y el estado del arte, se llega a la conclusión de que las causas de fallas en las bombas electro sumergibles están relacionadas con el manejo de las condiciones del fluido. Por ejemplo, un fluido emulsionado o viscoso que genere vibraciones excesivas en los componentes del equipo BES puede provocar daños mecánicos y, eventualmente, una falla. Del mismo modo, la acumulación de sólidos orgánicos e inorgánicos en el motor puede obstruir su refrigeración, lo que conduce a una falla eléctrica. Por lo tanto, es crucial comprender cómo el fluido influye en la ocurrencia de fallas mecánicas o eléctricas.
  
- ✓ De acuerdo con la revisión de campo, se puede concluir que las fallas mecánicas y eléctricas son indicativas de problemas operativos relacionados con los fluidos, así como el manejo incorrecto de variables como el choque del pozo, cambios en la frecuencia, apagados manuales debido a la capacidad de tratamiento de agua en la estación y problemas generales de suministro eléctrico en el campo.
  
- ✓ De la caracterización de los fluidos se concluye que la matriz de agua y crudo influye significativamente en el desempeño del equipo BES y en la estabilidad de su producción. Al revisar los diferentes parámetros de la matriz de agua, se puede determinar su agresividad y su tendencia a ser corrosiva e incrustante. Esta información es valiosa y relevante para seleccionar el tratamiento adecuado en el área de integridad, con el fin de aumentar la vida útil de los equipos.
  
- ✓ Para la selección de productos químicos, es fundamental conocer las propiedades de cada uno de los desemulsificantes, inhibidores, dispersantes de orgánicos, mejoradores y reductores de viscosidad para cada tipo de fluido. Aunque exista un rompedor específico para el campo, no significa que este mismo pueda eliminar o mitigar las emulsiones en el fondo del pozo. Las variables como la turbulencia, el

número de etapas de la bomba, la temperatura del fondo y la longitud de cada pozo influyen en la consistencia de la emulsión en superficie. Además, la interacción con otros fluidos puede llevar a un punto de equilibrio en el que el rompedor de campo pueda efectivamente deshidratar la mezcla.

- ✓ Para el aseguramiento de los ensayos de laboratorio se hace necesario el conocimiento de las diferentes normas ASTM, procedimientos del libro de aguas publicado por la *American Water Works Association* y las diferentes empresas dedicadas a la modificación de dichos estándares para la asociación de aguas en campos petroleros y mediciones In situ como lo es CHEMcs, HACH, HANNA.
- ✓ Para la instalación de los puntos de inyección, es crucial considerar el caudal total producido por el pozo para validar la eficiencia del desplazamiento del producto químico mediante el sistema anular por recirculación. Además, es necesario evaluar todo el sistema de montaje e instrumentación del pozo para evitar obstruir el capilar y perder este recurso, el cual solo se puede recuperar durante un servicio de workover.
- ✓ Para el pozo S05 se realizó la aplicación de la mezcla RD-M101 y DP 3355 con una concentración de 350 ppm lo cual logro disminuir el % de emulsión en la muestra de 35% a 0,98%, una caída de la viscosidad de 16250 Cp a 13 210 cP y una dispersión de la parte asfáltica del 15 a 2% lo cual mejoro el desempeño de la BES eliminando las diferentes inestabilidades en sus variables. En la corriente la inestabilidad de  $\pm 20$  amp se redujo a  $\pm 2$  amp, la variación de la *PIP* paso de  $\pm 400$  psi a  $\pm 10$  psi. Una recuperación de  $\pm 200$  barriles de crudo. La inyección en este pozo se dio vía anular por recirculación.
- ✓ Para el pozo P27 se realizó la aplicación de la mezcla RD-F y DP 3355 con una concentración de 300 ppm lo cual logro disminuir el % de emulsión en la muestra

de 31.9% a 1.75%, una caída de la viscosidad de 17 210 Cp a 15 250 cP y una dispersión de la parte asfáltica del 40 a 4% lo cual mejoro el rendimiento de la BES reduciendo las inestabilidades en sus variables. En las vibraciones una inestabilidad de  $\pm 1,6$  G se redujo a  $\pm 0.22$  G, la caída de *PIP* en  $\pm 1000$  psi a  $\pm 50$  psi. Una recuperación de  $\pm 400$  barriles de crudo. La inyección en este pozo se dio vía capilar.

- ✓ Para el pozo P32 se realizó la aplicación de la mezcla RD-D y DP 3355 con una concentración de 250 ppm lo cual logro disminuir el % de emulsión en la muestra de 19.1% a 1.39%, una caída de la viscosidad de 16 920 Cp a 14 120 cP y una dispersión de la parte asfáltica del 30% a 1% lo cual mejoro el rendimiento de la BES reduciendo las inestabilidades en sus variables. En la corriente del motor una inestabilidad de  $\pm 20$  Amp se redujo a  $\pm 3$  Amp G, la variación de *PIP* en  $\pm 600$  psi a  $\pm 8$  psi. Una recuperación de  $\pm 200$  barriles de crudo. La inyección en este pozo se dio vía capilar.
- ✓ Para validar la eficiencia de los productos en los diferentes pozos de prueba, es fundamental trabajar en conjunto con el área de operaciones. Cuando se presentan cambios en el fondo del pozo, se deben realizar ajustes en la superficie, como el manejo de choques, ajustes de frecuencia para evitar el apagado del pozo por baja *PIP* y las alineaciones a los sistemas de prueba. Esta colaboración asegura que las condiciones operativas sean óptimas y que los productos sean evaluados de manera precisa.
- ✓ La estabilidad de estos 3 sistemas BES hará que la vida útil del equipo se aumente y así mismo se puedan hacer aumentos de frecuencia para poder aumentar la producción del pozo y del campo para evitar la declinación de este.

- ✓ Para la mitigación y/o eliminación de posibles sedimentos en las diferentes secciones el equipo BES se debe seleccionar un producto el cual sea base de reactivo por lo cual estos se dispersan. En los productos de base aceite que se ensayaron en laboratorio no se tuvo ninguno eficiente para esta característica.
- ✓ Para las arenas obtenidas en cada uno de los pozos se le adiciono ácidos a los cuales respondieron a efervescencia lo cual indican que cierta parte es de compuestos carbonatos por lo cual un tratamiento de *scale* disolver conjugado con un inhibidor de incrustaciones ayudarían al sistema a prevenir dichas adherencias o deposición.

## 7. RECOMENDACIONES

- ✓ Para cualquier campo petrolero se hace necesario el interés por caracterizar todas las variables posibles en campo para poder tomar decisiones acertadas y lo más pronto posibles para evitar las fallas en los sistemas BES para esto se recomienda tener los elementos, materiales y reactivos necesarios para validar estas incidencias como también el conocimiento de las diferentes normas y procedimientos.
- ✓ Se recomienda tener en cuenta el análisis de la parte gas con una análisis cromatográfico o mediciones de H<sub>2</sub>S, en campos maduros es común encontrar el aumento o la aparición de gas debido a los sistemas de empuje y extracción de los yacimientos. Gases agrios ayudan a la corrosión de todos los elementos de fondo y superficie, el bloque por gas en las bombas BES y la afectación a la salud.
- ✓ Se recomienda validar los productos químicos a inyectar ya que algunas sustancias después de ciertas concentraciones hacen el efecto negativo para lo cual están creados.
- ✓ Un análisis financiero de beneficio/Costo para aumentar o seleccionar más pozos factibles a tratamiento como sistema de recuperación en productividad del campo.

## BIBLIOGRAFÍA

Abou-Houzifa OA, Ismail Ahmed A (2016) 1st slim line ESP deployment in side track Slim 5 inch casing in middle east. In: Paper presented at the SPE middle east artificial lift conference and exhibition, Manama, Kingdom of Bahrain. <https://doi.org/10.2118/184195-MS>.

Al-Khalifa MA, Cox RL, Saad H (2015) Electric submersible pump installation and commissioning—challenges and lesson learned from field development. In: Paper presented at the SPE Saudi Arabia section annual technical symposium and exhibition, AlKhobar, Saudi Arabia. <https://doi.org/10.2118/177990-MS>

Al-Sadah, Hashim "ESP Data Analysis to Enhance Electrical Submersible Pump Run Life at Saudi Arabian Fields." Paper presented at the SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition, Manama, Bahrain, November 2014. doi: <https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/173703-MS>

Arteaga AK, Montero G, Collins CE (2020) Recommended safety practices for permanent magnet motors in artificial lift operations. In: Paper presented at the SPE artificial lift conference and exhibition—Americas, Virtual. <https://doi.org/10.2118/201123-MS>.

Asomaning, S. and Gallagher, C. 2020. High Pressure Asphaltene Deposition Technique for Evaluating the Deposition Tendency of Live Oil and Evaluating Inhibitor Performance. Presented at the Second International Conference on Petroleum and Gas Phase Behavior and Fouling, Copenhagen, Denmark, 26-31 August.

Bulgarelli N et al (2021b) Experimental investigation on the performance of Electrical Submersible Pump (ESP) operating with unstable water/oil emulsions. J Petrol Sci Eng. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107900>.

Chen K-C, Kulkarni P, McMullen P, Biddick D, Nader L, Sellers C (2019) High reliability protector-less artificial lift technology for electrical submersible pumps/compressors. In: Paper presented at the SPE gulf coast section electric submersible pumps symposium, The Woodlands, Texas, USA. <https://doi.org/10.2118/194391-MS>.

Jennings, D. W.; Chao, K. P.; and Kim, J. 2018. Asphaltene Inhibitor Testing: Comparison Between a High Pressure Live-Fluid Deposition and Ambient Pressure Dead-Oil Asphaltene Stability Method. Presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 1-4 May. OTC28650.

Jennings, David, Breitigam, Justin, Kim, Jihye, Jankowski, Szymon, and Mark Grutters. "Needs for Improving Asphaltene Treatment Programs." Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia, January 2020. doi: <https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2523/IPTC-20074-MS>.

Jinjiang X, Lastra R, Roth BA, Woon L (2020) Material Overview for Electrical Submersible Pumps: Part II—Polymeric and Other Materials." SPE Prod & Oper 35 (2020):009–017. <https://doi.org/10.2118/198911-PA>.

Morrison G, Pirouspanah S, Kirland K, Scott SL, Barrios LJ (2014) Performance evaluation of a multiphase electric submersible pump. In: Paper presented at the offshore technology conference, Houston, Texas. <https://doi.org/10.4043/25080-MS>.

Natan Augusto Vieira Bulgarelli, Jorge Luiz Biazussi, William Monte Verde, Carlos Eduardo Perles, Marcelo Souza de Castro, Antonio Carlos Bannwart, 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>.

Nguyen, T. (2020). Electrical Submersible Pump. In: Artificial Lift Methods. Petroleum Engineering. Springer, Cham. [https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.1007/978-3-030-40720-9\\_3](https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.1007/978-3-030-40720-9_3).

Nikonov E, Goridko K, Verbitsky V (2018) Study of the submersible sand separator in the field of centrifugal forces for increasing the artificial lift efficiency. In: Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia. <https://doi.org/10.2118/191544-18RPTC-MS>.

Noonan SG, Dowling MA, Klaczek W, Sukianto H (2009) The quest to understand ESP performance and reliability at 220°C ambient and beyond. In: Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana. <https://doi.org/10.2118/123735-MS>.

Noui-Mehidi MN, Arsalan M (2017) Dynamical study of quasi-steady conditions for startup operations of electrical submersible pumps. In: Paper presented at the SPE electric submersible pump symposium, The Woodlands, Texas, USA. <https://doi.org/10.2118/185271-MS>.

Nunez, Walter , Del Pino, Jessica , Gomez, Sebastian , Rosales, Douglas , Puentes, Juan, and Hamilton Rivera. "Electric Submersible Pump Troubleshooting Guide, an Effective Way to Improve System Performance and Reduce Avoidable System Failures." Paper presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Virtual, July 2020. doi: <https://doi.org/10.2118/199091-MS>.

Rodrigues R, Foresti BP, Vieira TS, de Franca AB (2015) A new boosting concept: pumps installed inside production risers in FPSOs. In: Paper presented at the OTC Brasil, Rio de Janeiro, Brazil. <https://doi.org/10.4043/26129-MS>.

Uniyal, Rishabh, Jaruhar, Suman Kumar, Sarkar, Manoj Kumar, Devshali, Sagun, Parida, Dibyajyoti, Bhoje, Sushil, and Manav Kanwar. "Analysing Down Hole Scale Deposition in Offshore ESP Wells: A Case Study on Formulating an Effective Mitigation and Inhibition Strategy." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA, October 2022. doi: <https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/210392-MS>.

Williams AJ, Shipp D (2019) ESP downhole power quality-do we have a healthy cardiovascular system? In: Paper presented at the SPE Gulf coast section electric submersible pumps symposium, The Woodlands, Texas, USA. <https://doi.org/10.2118/194411-MS>.

Paredes, Monica, Bravo Marques da Silva, Luciano, Egas, Lucia, Endara, Edison, Escalona, Pedro, Maulidani, Oki, Pineda, Alexander, Estevez, Diego, Guaman, Juan, Carrion, Johana, Freire, Carola, and Fausto Villamar. "A Novel Chemical Treatment and Well Completion Strategy to Prevent Scale and Production Losses in Shushufindi Aguarico Field." Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Riyadh, Saudi Arabia, February 2022. doi: <https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2523/IPTC-22430-MS>

Mehidi, M. N., and A. Y. Bukhamseen. "Advanced Signal Analysis of an Electrical Submersible Pump Failure Due to Scaling." Paper presented at the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, March 2013. doi: <https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/164320-MS>.

Salah, Ahmed, Sabaa, Ahmed, Elhaleem, A. Samir Abd, Medhat, Ahmed, Diaa, Ahmed, and Osama Abu-hozifa. "ESP Design Improvements Associated with Downhole Slotted Gravitational Filter and Downhole Chemical Treatment Prolong ESPs Run Life in Western Desert of Egypt: Case Study." Paper presented at the ADIPEC, Abu Dhabi, UAE, October 2023. doi: <https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/216428-MS>.

## ANEXOS

### ANEXO A. Determinación De Contenido De Agua Por Centrífuga (ASTM D-4007-22)

Equipos, Reactivos y condiciones:

**Centrífuga:** Una centrífuga capaz de hacer girar dos o más tubos centrífugos llenos en forma de cono de 203 mm (8 in ) a una velocidad que pueda controlarse para proporcionar una fuerza centrífuga relativa de un mínimo de 600 en la punta de los tubos. El cabezal giratorio, los anillos de muñón y las copas de muñón, incluidos los cojines, deberán estar sólidamente contruidos para soportar la fuerza centrífuga máxima capaz de ser entregada por la fuente de energía. Las copas y los cojines del muñón deberán sostener firmemente los tubos cuando la centrífuga esté en movimiento. Deberá ser capaz de mantener la temperatura de la muestra durante todo el experimento a  $60\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 3\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $140^{\circ}\text{F} \pm 5\text{ }^{\circ}\text{F}$ ). El control termostático deberá ser capaz de mantener la temperatura dentro de estos límites y operar de manera segura si hay una atmósfera inflamable.

**Tubos centrífugos:** Cada tubo de centrífuga será un tubo en forma de cono y estará hecho de vidrio completamente recocido. Las graduaciones serán claras y distintas, la boca tendrá forma constreñida para poder cerrarla con un corcho.

**Baño de calentamiento:** deberá ser un bloque de metal sólido o un baño líquido de suficiente profundidad para sumergir el tubo de centrífuga en posición vertical hasta la marca de 100 ml. Se deberán proporcionar medios para mantener la temperatura a  $60\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 3\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $140\text{ }^{\circ}\text{F} \pm 5\text{ }^{\circ}\text{F}$ ).

**Pipeta:** el material deberá ser de vidrio capaz de entregar un volumen de  $50\text{ ml} \pm 0,05\text{ ml}$  o un instrumento dosificador similar.

**Solvente:** (Tolueno,Varsol,Biofilter) el solvente aprobado por el campo para el seguimiento de los equipos correspondientes al proceso de deshidratación.

**Rompedor de emulsiones:** Producto químico utilizado en campo para promover la separación del agua de la muestra.

PROCEDIMIENTO: En el caso de que el petróleo crudo sea muy viscoso y la mezcla del solvente con el petróleo sea difícil, se puede agregar primero el solvente al tubo de centrifuga para facilitar la mezcla. Tenga cuidado de no llenar el tubo de centrifuga más allá de la marca de 100 ml con la muestra.

- a) Utilizando una pipeta u otro dispositivo de transferencia de volumen adecuado, agregue  $50 \text{ ml} \pm 0,05 \text{ ml}$  del solvente de campo. Llene cada uno de los dos tubos de centrifuga hasta la marca de 100 ml con muestra directamente del recipiente de muestra. Lea la parte superior del menisco en las marcas de 50 ml y 100 ml.
- b) Agregue 0,2 ml o la cantidad necesaria de solución desémulsionante a cada tubo. Tape bien el tubo e inviértalo diez veces para asegurarse de que el aceite y el disolvente se mezclen uniformemente.
- c) Afloje ligeramente los tapones y sumerja los tubos hasta la marca de 100 ml durante al menos 15 minutos en el baño mantenido a  $60 \text{ }^\circ\text{C} \pm 3 \text{ }^\circ\text{C}$  ( $140 \text{ }^\circ\text{F} \pm 5 \text{ }^\circ\text{F}$ ). Asegure los tapones y nuevamente invierta los tubos diez veces para asegurar una mezcla uniforme de aceite y solvente.
- d) Coloque los tubos en las copas de muñón en lados opuestos de la centrifuga para establecer una condición equilibrada.
- e) Vuelva a apretar los corchos y gire durante 10 minutos a una fuerza centrifuga relativa mínima de 600 rpm.
- f) Inmediatamente después de que la centrifuga se detenga después del giro, lea y registre el volumen combinado de agua y sedimento en el fondo de cada tubo, al 0,05 ml más cercano desde graduaciones de 0,1 ml a 1 ml, y al 0,1 ml más cercano por encima de 1 graduación en ml. Por debajo de 0,1 ml, estime al 0,025 ml más cercano. Regresar los tubos sin agitación a la centrifuga y centrifugar durante otros 10 minutos al mismo ritmo.

- g) Repita esta operación hasta que el volumen combinado de agua y sedimento permanezca constante durante dos lecturas consecutivas. En general, no se requieren más de dos giros.
- h) La temperatura de la muestra durante todo el procedimiento de centrifugación se mantendrá a  $60\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 3\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $140\text{ }^{\circ}\text{F} \pm 5\text{ }^{\circ}\text{F}$ ).

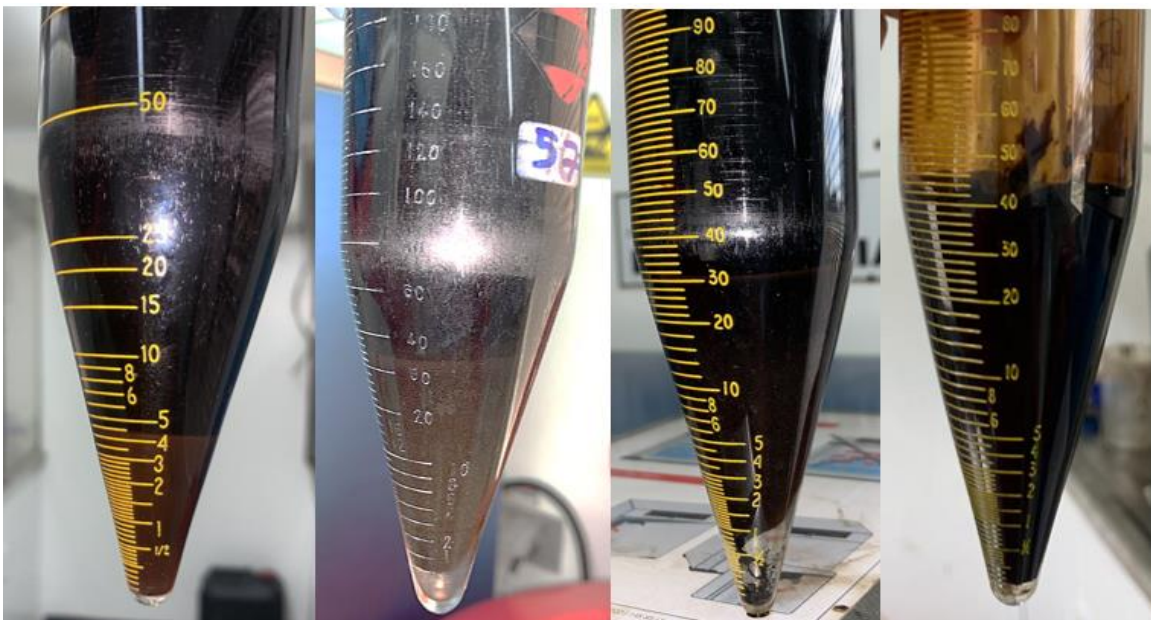
Un error común en la industria es leer o interpretar mal el contenido de agua de los tubos centrifugo ya que en el mercado se manejan diferentes tubos centrífugos que son validados y certificados como son los tubos centrífugos aforados a 200% o 100 ml como se observa en la ilustración A1. Lo cual para el primero será una lectura directa y para el otro será multiplicada por 2 debido a que se utilizó la mitad de muestra en el tubo centrifugo o también dependerá de cómo transfirió la muestra 100% pura o 50% con solvente.

Para identificar si el fluido analizado presenta emulsión se debe realizar el mismo procedimiento mencionado omitiendo el paso b). Por lo general la presencia de emulsión en este tipo de pruebas se evidencia por un taco o volumen de fluido color café oscuro, claro, gris o en muchos casos negro que no sería fácil de detectar por la tonalidad del crudo diluido con el solvente. En estas situaciones lo que se realiza es verter el contenido del tubo centrifugo y dejar limpiar las paredes para mirar el sólido adherido en el tubo. En la ilustración A2 se puede detallar los casos mencionados anteriormente. El color o la apariencia mencionada anteriormente de la emulsión depende de los compuestos de esta. Siempre que se realiza una corrida por centrífuga sin química el % del tubo centrifugo será mayor que cuando tenga el rompedor de emulsión.

**Ilustración A15.** Diferentes aforos en tubos centrífugos para la lectura de %SW



**IlustraciónA2.** Diferentes apariencias físicas de una emulsión en un análisis de %SW por centrifuga



Cuando la muestra de cabeza de pozo presenta dos fases, es decir, presenta agua libre, para determinar el %SW se ejecutara de la siguiente forma:

- a) La muestra tomada en cabeza de pozo debe contener 1 litro de muestra. Deberá asegurar que la muestra conserve la temperatura la cual fue recolectada, si esto no cumple, llevarla al baño maria para atemperar y hay si continuar con el análisis.
- b) En un balón decantador de 1000 ml o en una probeta aforada de 1000 ml vierta toda la muestra recolectada y deje el recipiente encima del balón/probeta para que pueda caer todo el fluido.
- c) Deje que transcurra al menos 3 minutos para que la separación agua libre-aceite se defina bien.
- d) Luego registre el volumen de crudo y agua que visualizo en el recipiente.
- e) Ahora, con estos volúmenes realice el cálculo de agua libre según la ecuación 2:

$$\%SW_{\text{agua libre}} = \frac{\text{Volumen de agua}}{(\text{volumen agua} + \text{volumen crudo})} \quad (2)$$

- f) Ahora tome 2 tubos centrífugos, llévelos al 50% del aforo total con solvente y de la fase crudo-obtenida del paso c) llévelos hasta el 100%.
- g) Repita el procedimiento de %SW descrito anteriormente.
- h) Registre el % de agua separada, el % BS ( emulsión o taco descrito en la ilustración A2). Con estos datos registraremos el porcentaje de emulsión que está presente en el fluido de acuerdo con la ecuación 3:

$$\%BS_{\text{muestra}} = \frac{\text{Volumen de crudo} * \%BS_{\text{fase crudo}}}{(\text{volumen agua} + \text{volumen crudo})} \quad (3)$$

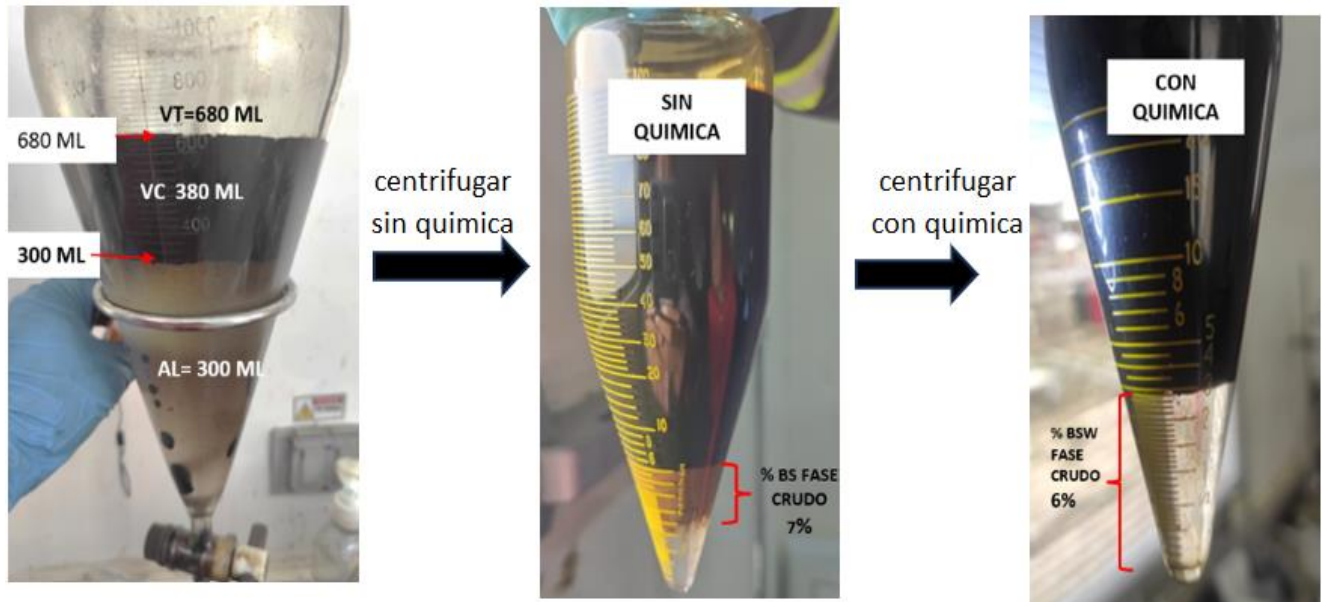
- i) Ahora tome nuevamente 2 tubos centrífugos con el 50% de solvente + 50% de la muestra fase crudo y adiciona rompedor de emulsiones. Repita el procedimiento de %SW por centrifuga. Por lo general, cuando se agrega el producto químico en una muestra ya centrifugada el valor de separación o rompimiento no es confiable

debido a que el químico puede no homogenizarse bien por el tema de las aglomeraciones presentes en el vidrio o la interfaz agua-crudo, por esto siempre es recomendable aplicar el producto químico antes de la muestra de crudo para que se disuelva bien con el solvente.

j) Tome la lectura del %SW obtenido y realice el cálculo según la ecuación 4:

$$\%SW_{Total} = \frac{\text{Volumen de agua} + (\% sw * \text{Volumen de crudo})}{\text{volumen total de la muestra}} \quad (4)$$

**Ilustración A316.** Conceptos del cálculo de %SW en agua libre con presencia de emulsión.



De esta forma podemos determinar la primera característica de la matriz crudo y es la presencia y cantidad de emulsión presente en el fluido.

## **ANEXO B.** Determinación De Gravedad API ( ASTM D-1298b)

Equipos, Reactivos y condiciones:

**Hidrómetros:** de vidrio, graduado en unidades de densidad, densidad relativa o gravedad API según sea necesario, conforme a la Especificación E100 o ISO 649-1.

**Termómetro:** teniendo el rango, los intervalos de graduación y el error de escala máximo permitido y conforme a la Especificación E1 o IP Apéndice A.

**Probeta:** de vidrio transparente o plástico. El diámetro interior del cilindro será de al menos 25 mm mayor que el diámetro exterior del hidrómetro y la altura será tal que el hidrómetro apropiado flote en la porción de prueba de la muestra con un espacio libre de al menos 25 mm entre el fondo del hidrómetro y el fondo del cilindro.

**Baño a temperatura constante,** si es necesario, de dimensiones tal que pueda acomodar la probeta de prueba completamente sumergida debajo del líquido de la porción de prueba y un sistema de control de temperatura capaz de mantener la temperatura del baño dentro de 0,25 °C de la temperatura de prueba durante toda la duración del ensayo.

**Ultraturraz u homogeneizador**

### PROCEDIMIENTO

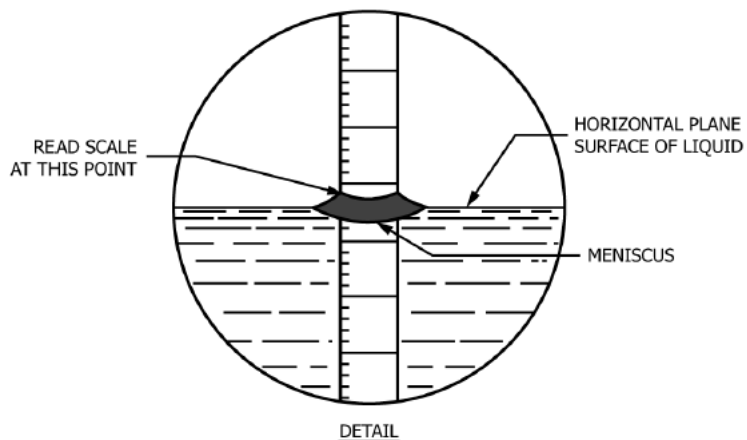
- a) Lleve la muestra a la temperatura de prueba tal que la muestra sea lo suficientemente fluida, pero no tan alta como para causar la pérdida de componentes livianos, ni tan baja como para dar como resultado la aparición de sólidos cerosos.
- b) Lleve la probeta y el termómetro a aproximadamente 5 °C de la temperatura de prueba.

- c) Transfiera la muestra a la probeta limpia y con temperatura constante para evitar la formación de burbujas de aire y minimizar la evaporación de volátiles.
- d) Retire cualquier burbuja de aire formada después de que se haya acumulado en la superficie de la porción de prueba, tocándola con un trozo de papel de filtro limpio u otro medio adecuado antes de insertar el hidrómetro.
- e) Coloque la probeta que contiene la porción de prueba en posición vertical en un lugar libre de corrientes de aire y donde la temperatura del medio circundante no cambie más de 2 °C durante el ensayo.
- f) Inserte el termómetro o dispositivo de medición de temperatura apropiado y agite la porción de prueba con una varilla agitadora, usando una combinación de movimientos verticales y rotacionales para asegurar una temperatura y densidad uniformes en todo el cilindro del hidrómetro. Registre la temperatura de la muestra con una precisión de 0,1 °C y retire el termómetro/dispositivo de medición de temperatura y la varilla agitadora del cilindro del hidrómetro.
- g) Baje el hidrómetro apropiado al líquido y suéltelo cuando esté en posición de equilibrio, teniendo cuidado de evitar mojar el vástago por encima del nivel en el que flota libremente.
- h) Para líquidos viscosos opacos, permita que el hidrómetro se asiente lentamente en el líquido.
- i) Deje suficiente tiempo para que el hidrómetro se detenga y para que todas las burbujas de aire salgan a la superficie. Elimine cualquier burbuja de aire antes de tomar una lectura. Si la probeta está hecha de plástico, disipe cualquier carga estática limpiando el exterior con un paño húmedo. (Las cargas estáticas a menudo se acumulan y pueden impedir que el hidrómetro flote libremente).
- j) Cuando el hidrómetro no flote libremente y lejos de las paredes del cilindro, lea la lectura de la escala del hidrómetro al quinto más cercano o un décimo de una división a gran escala dependiendo del número de subdivisiones.
- k) Para líquidos opacos, registre la lectura del hidrómetro en el punto de la escala del hidrómetro al que la muestra se eleva por encima de su superficie principal,

observando con el ojo ligeramente por encima del plano de la superficie del líquido como se detalla en la ilustración B1. Esta lectura requiere una corrección de menisco lo cual es de -0.1 según la estipulado en la norma.

- l) Inmediatamente después de registrar la lectura de la escala del hidrómetro, levante con cuidado el hidrómetro fuera del líquido inserte el termómetro o dispositivo de medición de temperatura y agite la porción de prueba verticalmente con la varilla agitadora.
- m) Registre la temperatura de la porción de prueba con una precisión de 0,1 °C. Si esta temperatura difiere de la lectura anterior en más de 0,05 °C, repita las observaciones del hidrómetro y del termómetro hasta que la temperatura se estabilice dentro de 0,05 °C. Si no se puede obtener una temperatura estable, coloque el cilindro del hidrómetro en un baño de temperatura constante y repita el procedimiento.

**Ilustración B117.** Lectura del menisco en la determinación de gravedad API



## **ANEXO C. Determinación De Viscosidad ( ASTM D-4402, procedimiento B)**

Equipos, Reactivos y condiciones:

**Viscosímetro rotacional:** Con un par máximo entre 0,0670 mN·m y 0,0680 mN·m y capaz de detectar un cambio en el par de menos de 0,00067 mN·m. Deberá generar datos de par a una velocidad de al menos un punto por segundo y tener una selección de velocidades de husillo que consista en al menos 0,6 r/min, 1,5 r/min, 3,0 r/min, 6,0 r/min, 12,0 r/min. , 30,0 r/min y 60,0 r/min. Son deseables velocidades de husillo adicionales de 0,3 r/min y 120 r/min.

**Husillo de viscosímetro:** Los husillos deben ajustarse a las dimensiones indicadas en la ilustración 14. Husillos fabricados de acero inoxidable o de un material compuesto que tenga una conductividad térmica más baja. El segmento medio estrecho tendrá ~9,5 mm de longitud y ~1,8 mm de diámetro. En el centro del segmento medio habrá una marca de inmersión. El husillo aislado tendrá un espacio de ~4 mm en el segmento superior, que está cubierto por un material con mala conducción térmica y fijado con pasadores a las porciones superior e inferior del segmento superior. El espacio debe colocarse aproximadamente en el punto medio del segmento superior. Un Brookfield (marca registrada) #4B2 cumple con estos requisitos.

**Tubo estator de ensayo:** Un tubo de ensayo con un diámetro exterior máximo de 25 mm y aproximadamente 115 mm de longitud, con una línea de llenado que indica aproximadamente 30 ml.

**Tapón de celda:** Una tapa aislante que encaja sobre y dentro de la celda de prueba con un orificio centrado lo suficientemente grande como para que el eje gire con espacio suficiente para evitar el contacto con las paredes del orificio centrado y de una altura sobre la celda que permite que un clip del husillo sostenga el husillo a la altura adecuada en el fluido de prueba durante el ensayo.

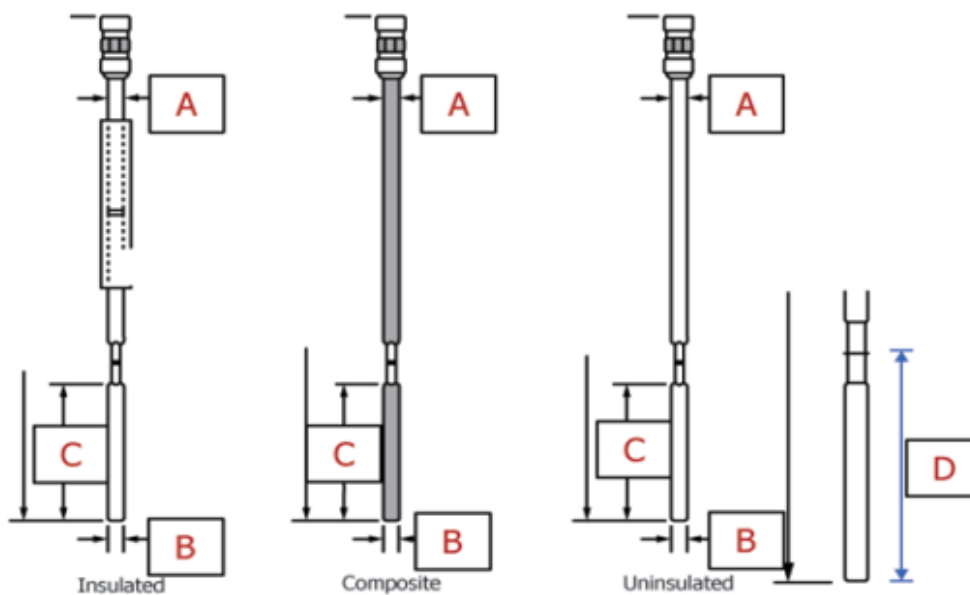
**Clip del husillo:** Un clip o espaciador que se encuentra encima del tapón de la celda o está fijado al husillo y sostiene el husillo a la profundidad de inmersión adecuada durante el ensayo.

**Portador de celda aislado:** Un recipiente aislado, como un bloque de madera de balsa o un dispositivo similar.

**Ilustración C118.** Dimensiones y estructura de los husillos el viscosímetro rotacional

	A <sup>A</sup>	B	C	D
Dimension	3.15	3.15	31.1	35.6
Tolerance ±	n/a	0.03	0.1	0.5
All dimensions in mm				

<sup>A</sup> Typical dimension.



**Baño de temperatura:** un baño de maría capaz de programar las temperaturas de hasta 100°C y disminuir gradualmente a 20°C.

## PROCEDIMIENTO:

Configuración de la temperatura de funcionamiento del baño líquido programable:

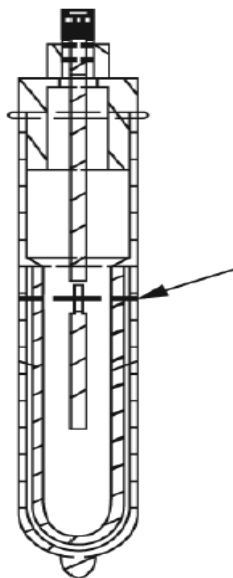
Para el baño líquido programable, las muestras deben cargarse en el plato giratorio a una temperatura inicial según lo requiera el perfil a ejecutarlo. El software proporcionado con el baño líquido programable calcula automáticamente esta temperatura inicial y la muestra como el punto de ajuste inicial cuando se ingresa la temperatura de prueba en el software. Cuando el baño ha alcanzado la temperatura inicial, se cargan las muestras y se inicia el programa de acondicionamiento térmico.

Preparación de la muestra e inmersión en un líquido Baño Programable:

- a) Agite bien el recipiente de muestra y llene el estator hasta la marca de llenado. Si el estator no tiene una marca de llenado, llénelo con la cantidad adecuada de aceite de prueba para permitir el uso adecuado del indicador de inmersión del husillo a la temperatura de análisis.
- b) Precalentar las muestras de prueba en el estator a la temperatura que requiera su perfil durante 30 min  $\pm$  5 min. Cubra de forma protectora cada muestra (papel de aluminio o un catre de látex, etc.) durante el precalentamiento.
- c) La marca de inmersión del husillo debe estar ligeramente por debajo de la superficie del líquido como se detalla en la ilustración C1.
- d) En la pantalla del software, seleccione la temperatura de prueba deseada. La temperatura inicial se calcula y se establece como punto de ajuste que el baño alcanza rápidamente.
- e) La temperatura del baño debe ser monitoreada por un dispositivo de medición de temperatura colocado adecuadamente cerca de las celdas de prueba. Cuando el baño se haya estabilizado a la temperatura inicial, coloque las celdas de prueba que contienen la muestra precalentadas y ensambladas en el baño.

- f) Cubra las celdas de prueba con las tapas de vidrio y luego con la tapa del plato giratorio. Inicie el perfil de enfriamiento en el software.
- g) La técnica establecida es: después de transcurrido 2 horas para asegurar que el fluido llegue a la temperatura del análisis, ajustar las velocidades tal cual que el torque no sea inferior al 10% y superior al 99%. Se estable una buena medida con un torque entre el 90 a 99%, algunos fabricantes no recomiendan llevar este torque por desgaste mecánico del motor.
- h) Si realiza las pruebas con todas las velocidades y ninguna se ajusta al rango del torque de 10 a 99% debe cambiar el husillo ya sea por uno de mayor o menor tamaño según el resultado obtenido. Para una estabilización de la medida se recomienda un giratorio de al menos 30 minutos.
- i) Cuando escoja el número de huesillo adecuado, realice las mediciones con un periodo de estabilización de 30 minutos y reporte los datos arrojados por el equipo como viscosidad dinámica.

**Ilustración C2.** Montaje del husillo en el porta celda



## ANEXO D. Determinación De Contenido De Sedimentos (ASTM D4807-05)

Equipos, Reactivos y condiciones:

**Matraz filtrante al vacío:** utilice un matraz filtrante al vacío de 500 ml o más.

**Filtro de membrana:** utilice un filtro de membrana de nailon de 47 mm de diámetro con un tamaño de poro de 0,45  $\mu\text{m}$ .

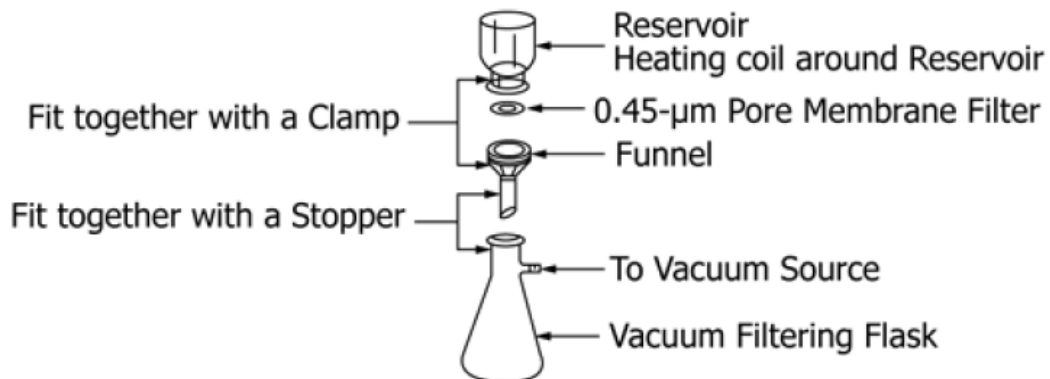
**Horno:** utilice un horno capaz de mantener una temperatura de  $105\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $220\text{ }^{\circ}\text{F} \pm 4\text{ }^{\circ}\text{F}$ ).

**Balanza analítica:** utilice una balanza analítica capaz de medir con precisión de 0,0001 g.

**Recipiente de enfriamiento:** use un desecador u otro tipo de recipiente bien cubierto para enfriar el filtro de membrana antes de pesar. No se recomienda el uso de un agente desecante/secante.

**Conjunto de soporte de filtro y embudo:** utilice un conjunto diseñado para contener filtros de 47 mm de diámetro como se utilizó en el desarrollo de este método de prueba como la ilustración D1.

**Ilustración D1.** Montaje instrumental para filtración y desarrollo de la prueba de contenido de sedimentos.



**Tolueno:** productos químicos de grado reactivo.

## PROCEDIMIENTO:

- a) Preparación del filtro: prepare los filtros de nailon calentándolos en un horno a  $105\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $220\text{ }^{\circ}\text{F} \pm 4\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) durante 15 min. Enfriar y almacenar los filtros secos en un recipiente de enfriamiento (desecador sin desecante) hasta que sea necesario. Utilice sólo filtros nuevos.
- b) Pese el filtro inmediatamente antes de usarlo con una precisión de 0,0001 g.
- c) Con unas pinzas, coloque el filtro de membrana en el centro del soporte del filtro, que está montado en el matraz filtrante con un tapón de goma. Fije el embudo al soporte del filtro y sujételo firmemente.
- d) Conecte el serpentín calefactor al baño circulante y coloque el serpentín alrededor de la parte inferior del embudo. Establezca la temperatura del baño circulante de modo que se mantenga el aceite en el embudo a  $90\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $195\text{ }^{\circ}\text{F} \pm 4\text{ }^{\circ}\text{F}$ ).
- e) Adición de muestra: en un vaso de precipitados de 200 ml, pese 10 g de una muestra completamente mezclada.
- f) Agregue 100 ml de tolueno al vaso de precipitados y caliente la mezcla con agitación a  $90\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $195\text{ }^{\circ}\text{F} \pm 4\text{ }^{\circ}\text{F}$ ). Mantenga la temperatura a  $90\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $195\text{ }^{\circ}\text{F} \pm 4\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) durante aproximadamente 15 minutos para disolver la cera en el crudo.
- g) Arranque la bomba de vacío y ajuste el vacío a  $-80\text{ kPa}$  ( $-24\text{ pulg. Hg}$ ). Vierta con cuidado la mezcla de muestra en el embudo filtrante en tres porciones. Generalmente la muestra debe filtrarse en 10 min a 15 min. Si la naturaleza del crudo (por ejemplo, gravedad pesada versus ligera o viscosidad alta versus baja) o la cantidad de sedimento hace que la filtración avance extremadamente lentamente (por ejemplo, tiempos de filtración superiores a 30 min), reduzca el tamaño de la muestra a 5 gramos menos y repita la prueba. Mantener el volumen de tolueno en 100 ml.
- h) Lavado del filtro: antes de que la última porción de la muestra se haya filtrado por completo, lave el embudo y filtre con 50 ml de tolueno caliente ( $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $195\text{ }^{\circ}\text{F}$ )

hasta que no se vea aceite en el filtro. Con el vacío encendido, dejar el filtro en el aparato durante 2 min.

- i) Si el filtro está total o parcialmente cubierto con residuos de petróleo crudo de color negro o marrón oscuro después del paso de lavado anterior, deseche el filtro y repita la prueba con un tamaño de muestra más pequeño.( normalmente el color del sedimento en el filtro es gris o claro).
- j) Si la apariencia del filtro es aceptable, retírelo con cuidado y colóquelo en un horno a 105 °C (220 °F) durante 15 minutos. Enfriar en el desecador a temperatura ambiente (5 min a 10 min) y volver a pesar con precisión de 0,0001 g.
- k) Realice los cálculos de acuerdo con la ecuación 5:

$$S = \frac{m_2 - m_1}{m_s} * 100 \quad (5)$$

Donde:

S: Contenido de sedimentos de la muestra como porcentaje en masa.

*S: Contenido de sedimentos de la muestra en %.*

*m<sub>1</sub>: masa del filtro en gramos*

*m<sub>2</sub>: masa del filtro con sedimentos en gramos*

*m<sub>3</sub>: masa de la muestra en gramos*

## ANEXO E. Determinación Contenido De Asfaltenos (ASTM D-3279)

Equipos, Reactivos y condiciones:

- Tubos centrífugos de 12,5 ml
- Centrífuga de tubos centrífugos de 12,5 ml
- N-heptano grado analítico

PROCEDIMIENTO:

- a) Obtenga una muestra de crudo donde no se presente agua libre en la muestra, ahora bien, si la muestra es de cabeza de pozo trate de separar la mayor cantidad posible por gravedad para que no interfiera en el respectivo análisis.
- b) Prepare una solución de prueba añadiendo tolueno o xileno hasta la marca de 50% en un tubo de centrífuga y llene hasta 100% con el crudo a ser ensayado ( en la ilustración 15 número 1 se puede observar una muestra ya separada el agua con xileno). Por cada prueba que desee realizar prepare una solución 50/50.
- c) Llene 4 tubos de centrífuga hasta la marca de 100% con n-heptano.
- d) Añada 50,100,200,300  $\mu$ l a cada tubo respectivamente.
- e) Agite cada tubo rigurosamente durante 60 segundos.
- f) Coloque cada tubo en reposo mínimo durante 1 hora y tapa la parte superior del tubo centrifugo ya que el n-heptano es volátil.
- g) Después de 1 hora, observe y registre el sedimentación (%) debido a la gravedad en cada tubo. ( en la ilustración E1 número 2 y 3 se ven reflejado diferentes resultados de sedimentación de la prueba).
- h) NOTA: si se requiere más de 300  $\mu$ l de solución para un 4% de sedimento, indica que los asfaltenos no están presentes o son muy estables en el crudo. La deposición no será un problema en el crudo.



## **ANEXO F. Determinación Contenido De Arenas (ASTM D-422)**

Equipos, Reactivos y condiciones:

- Tamiz de 150 micras
- Horno
- Baño maria
- Desecador
- Balanza
- Vidrio reloj
- Pinzas

### **PROCEDIMIENTO**

- a) La recolección de la muestra debe garantizarse una cantidad de al menos 5 galones para ser representativa en el análisis, se recomienda que las muestras que son de cabeza de pozo y que presenten agua libre, sea retirado la mayor cantidad por gravedad para asegurar los 5 gls de muestra de crudo.
- b) Luego de obtener la muestra de cabeza de pozo, se dispone del tamiz de número de malla que se requiera para el análisis geológico, en este caso, para identificar la presencia de arenas en el pozo y como seguimiento para posibles afectaciones al comportamiento de la BES se utilizara un tamiz de malla #100 de 150 micras.
- c) Antes de pasar la muestra por el tamiz y para evitar aglomeraciones de este en la malla que imposibilite el paso se recomienda agregar el solvente en el recipiente de muestra y agitar lo más fuerte posible para que toda la muestra pueda quedar homogenizada con el solvente. En este caso el uso de Varsol es adecuado para la dilución de esta.
- d) Cuando se realice esta dilución vierta la muestra en el tamiz y realice movimientos circulares y/o verticales para que la muestra puede pasar por la malla, al mismo

tiempo si es necesario realice lavados con Varsol para limpiarla y poder seguir vertiendo la muestra sin problema.

- e) Realice lo mencionado anteriormente hasta desocupar los 5 galones de muestra. Cuando se finalice la muestra realice el lavado del tamiz con Varsol, lo suficiente para que no quede adherido ninguna muestra de crudo en las orillas.
- f) Luego de lavar completamente el tamiz con Varsol, agregue xileno al tamiz para eliminar la posible presencia de material orgánico como lo son los asfaltenos, parafinas entre otros.
- g) Luego de realizar este lavado con xileno, tome el tamiz y déjelo a un ángulo de 45° grados para que drene el tamiz de cualquier fluido atrapado en las orillas.
- h) Luego ingrese el tamiz en el horno a una temperatura de 100°C durante al menos 1 hora para que se puede evaporar todo los productos utilizados en el lavado.
- i) Pasada la hora de secado, retire el tamiz y con una brocha reúna la parte solida que pueda ser observada en el tamiz.
- j) Recoja esos sólidos en un vidrio reloj.
- k) Ahora bien, en la balanza, pese el vidrio reloj vacío y regístrelo como peso 1, luego registre el peso de los sólidos y tómelo como peso 2. Luego en la parte solida que se encuentra en el vidrio reloj pase un imán encima de este para retirar el material ferromagnético que pueda estar presente en la muestra.
- l) Luego de realizar este paso, vuelva a pesar el vidrio reloj y anote este tercer peso como muestra sin ferromagnéticos.
- m) Ahora, con los resultados de los pesos procedemos a calcular el contenido de arenas según la ecuación 6 y 7:

$$\text{Contenido material Ferromagnetico (PTB)} = \frac{\frac{\text{peso material ferromagnetico}}{\text{volumen de muestra filrada}} * \frac{42}{100}}{454} \quad (6)$$

$$\text{Contenido de arenas (PTB)} = \frac{\frac{\text{peso final material particulado}}{\text{volumen de muestra filrada}} * \frac{42}{100}}{127} \quad (7)$$

## **ANEXO G. Determinación Prueba De Emulsión**

Mientras un método estándar es válido para determinación de %SW, un método no estándar es válido en la literatura para la determinación de la estabilidad de la emulsión usando la prueba de botella. Este procedimiento presenta un método desarrollado por SaudiAramco<sup>25</sup> para la medición de la estabilidad de una emulsión cuantitativamente. Esto es llamado como índice de separación, o ESI, para medir la dureza de una emulsión. El agua total separada en una prueba de botella regular a una dosis de demulsificante dada es promediada para determinar un índice de separación para la emulsión.

Las emulsiones se resuelven mediante una variedad de medios que incluyen equipos de separación, calor, tiempo y productos químicos especiales. La optimización de la combinación de estos factores (especialmente los últimos tres factores) a menudo se puede lograr con la prueba de la botella. La prueba de la botella existe desde hace 10 años y continúa siendo una fuente de orientación al abordar los problemas de emulsión en el campo.

Si bien los pasos exactos utilizados en la prueba de la botella pueden variar de un evaluador a otro, el propósito de la prueba sigue siendo el mismo: entre muchas posibilidades, identificar un protocolo de tratamiento que resolverá eficazmente la emulsión. La resolución de la emulsión implica producir aceite seco y vendible, agua limpia y una emulsión residual mínima (a menudo denominada "decantación" o "trapo"). Al cambiar varios parámetros de entrada de la prueba de la botella, como la cantidad de agitación, la temperatura, la duración de la prueba, la dosificación química, la selección química, etc., se pueden identificar sistemáticamente formas de tratar eficazmente las emulsiones de campo.

---

<sup>25</sup> Kokal, Sunil, and Martin Wingrove. "Emulsion Separation Index: From Laboratory to Field Case Studies." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 2000. doi: <https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/63165-MS>

**Prueba del índice de separación de emulsión (ESI):** La prueba de la botella de emulsión es una prueba cuantitativa y el procedimiento se describe a continuación.

- a) La muestra de emulsión de petróleo crudo generalmente se analiza lo antes posible después de recibirla en el laboratorio. Las muestras se vuelven a mezclar usando un agitador de botellas estándar, generalmente durante 2 minutos. (Se debe incorporar la misma cantidad de agitación en todas las pruebas).
- b) La muestra de emulsión mixta se añade a tubos de centrífuga estándar de 100 ml.
- c) Los tubos de centrífuga se colocan en un baño de agua por un mínimo de 30 minutos para alcanzar la temperatura deseada.
- d) La dosis requerida del producto químico se agrega a los tubos de centrífuga. La cantidad de producto químico se basa en la cantidad total de emulsión (aceite y agua).
- e) Los tubos se agitan un número determinado de veces (aproximadamente 20 apretones de manos) y se colocan en el baño de agua a la temperatura deseada.
- f) La cantidad de agua separada se mide con el tiempo (5, 10, 15 y 20 minutos).
- g) Después de 20 minutos, los tubos se centrifugan durante otros 20 minutos a la temperatura deseada y se miden las cantidades finales de agua y emulsión o capa de trapo.
- h) Luego se calcula el índice de separación de emulsión a partir de los datos medidos de separación de agua y petróleo según la ecuación 8:

$$ESI = \frac{\sum \text{Separación de agua en una concentración y tiempo dado del desemulsificante}}{\sum \text{numero de experimentos}} \quad (8)$$

#### Notas

1. La comparación directa de la dosis de desemulsionante obtenida en el laboratorio con las observaciones de campo siempre debe hacerse con precaución porque los experimentos de laboratorio se realizan en condiciones estáticas y el uso en el campo se

realiza en condiciones dinámicas. Además, las pruebas ESI se realizan en crudo muerto, mientras que el uso en campo se realiza en crudos "vivos" (gas disuelto). Sin embargo, las pruebas de laboratorio son excelentes para (a) examinar muestras de cabeza de pozo para determinar la estanqueidad relativa de la emulsión, (b) evaluar posibles desemulsionantes y (c) evaluar los efectos de diferentes variables en la resolución de la emulsión porque todas las condiciones se mantienen constantes

2. Aunque ESI cuantifica las pruebas de botellas, tiene una ventaja "cualitativa" y un rango de reproducibilidad debido a una serie de posibles errores. Estos incluyen (a) errores de muestreo (b) error del operador (c) no poder leer el nivel de agua separada correctamente porque el aceite tiende a adherirse al vidrio (d) errores de temperatura.

3. En nuestros experimentos hemos visto un efecto del envejecimiento. Cuanto más tiempo permanezca una emulsión (mezcla de aceite y agua) en el laboratorio antes de realizar la prueba, mayor será la dosis de desemulsionante necesaria para romperla. Por lo tanto, para obtener mejores resultados, las pruebas ESI deben realizarse en una muestra de emulsión nueva.

El ESI oscila entre cero (sin separación) y 100 por ciento (separación total). El índice de separación proporciona así una medida de la estanqueidad (o estabilidad) de la emulsión: cuanto menor sea el índice, más compacta (más estable) será la emulsión.

## **ANEXO H. Determinación De pH ( SM 4500 H+B)**

Equipos, Reactivos y condiciones:

- pHmetro con electrodo capaz de resistir una temperatura de 50°C.
- Beaker de almacenamiento
- Agitar magnético
- Plancha de agitación
- Solución buffer de pH. 4, 7 y 10 trazables.
- Agua tipo II.

PROCEDIMIENTO:

- a) Si la muestra a analizar es de cabeza de pozo y esta tiene trazas de crudo o la cantidad de sólidos suspendidos y turbidez es alta, filtre la muestra. Ya que las trazas de crudo son causantes de desviación y daño del electrodo de vidrio.
- b) Luego de tener la muestra filtrada, tome un volumen considerable tal cual que el electrodo quede sumergido totalmente.
- c) Tome el phmetro, enciéndalo, realice la respectiva revisión de la pendiente o el punto isopotencial con las soluciones buffer, luego de que el equipo este verificado y cumpla con los requisitos establecidos del mismo, lave el electrodo con agua tipo II, luego seque con una servilleta o un paño.
- d) Introduzca el electrodo evitando que este tenga contacto con las paredes del recipiente. Agitar la muestra suavemente para minimizar el arrastre de dióxido de carbono. La muestra debe estar perfectamente homogenizada y a temperatura ambiente.
- e) Espere que la lectura se estabilice.
- f) Registre los resultados obtenidos de voltios, pH y temperatura de la muestra y su duplicado.

- g) Lave el electrodo con agua tipo II al terminar el trabajo, sumergirlo en la solución de almacenamiento.
- h) Realiza los cálculos de acuerdo con la ecuación 9:

$$pH_x = pH_B \pm \frac{F (E_x - E_S)}{2,303 * R * T} \quad (9)$$

Donde:

$pH_x$  = pH de la muestra medida potenciométricamente

$pH_b$  = pH asignado al buffer.

$F$  = Faraday:  $9,649 * 10^4 \frac{\text{coulomb}}{\text{mol}}$

$E_x$  = Fuerza electromotriz ( fem) de la muestra, Voltios

$E_s$  = Fuerza electromotriz ( fem) del buffer , Voltios

$R$  = Constante de los gases;  $8,314 \frac{\text{Joule}}{\text{mol} * K}$

$T$  = Temperatura absoluta, K

## **ANEXO I. Determinación De Conductividad, Resistividad Y Sólidos Disueltos Totales ( SM 2510B).**

Equipos, Reactivos y condiciones:

- Conductímetro
- Soluciones estándar de conductividad de concentraciones 147  $\mu\text{s/cm}$ , 1413  $\mu\text{s/cm}$ , 12,88  $\text{ms/cm}$ .
- Agua tipo II

**NOTA:** La mayoría de los problemas para obtener buenos datos con el equipo de medición de la conductividad están relacionados con la limpieza del electrodo y con la inadecuada circulación de la muestra. Se debe tener cuidado al usar soluciones de KCl inferiores a 0,001M que pueden ser inestables debido a la influencia del dióxido de carbono en el agua pura. El valor de la conductividad de una solución depende de la temperatura de la muestra, por tanto, antes ejecutar la medición se debe confirmar en el conductímetro la temperatura de referencia de 25°C, si el equipo de medición no realiza automáticamente la corrección. Evitar realizar mediciones a temperaturas excesivas o mediciones en soluciones especiales (p.ej. soluciones de ácidos o bases fuertes, solventes orgánicos), ya que puede dañar la celda o acortar su tiempo de vida considerablemente. Evitar variaciones de la constante no debidas a alteraciones de la celda, asegurándose de que las condiciones de preservación y almacenamiento de las soluciones estándar de KCl sean óptimas.

**PROCEDIMIENTO:**

- a) En este caso trate de realizar la extracción de agua de cabeza de pozo lo más limpia posible sin filtrarla ya que en este procedimiento se puede eliminar la cantidad de TDS en la muestra lo cual puede interferir en su resultado.

- b) Dependiendo del equipo disponible en cada laboratorio de prueba se debe ajustar y verificar las condiciones estándar para una aseguramiento del resultado tal como el ajuste de la constante de la celda, la función de temperatura y la temperatura de referencia. Aunque estos procedimientos de medición potenciométrica resultada ser fácil es más complejo de lo que se ve por el correcto uso y verificación de este.
- c) Luego de haber realizado lo mencionado anteriormente. Lave el electrodo y la celda de medición. Secar sacudiendo suavemente el electrodo para eliminar las gotas.
- d) Transferir una alícuota de la muestra en un Beaker e introducir el electrodo. La muestra debe estar perfectamente homogenizada y a temperatura ambiente.
- e) Esperar que la lectura se estabilice.
- f) Al finalizar lavar el electrodo y la celda de medición, secarlo sacudiendo suavemente el electrodo para eliminar las gotas y almacenar en posición vertical.
- g) Apagar el equipo.
- h) Realice los cálculos de acuerdo con la ecuación 10:

$$K = \frac{(1\ 000\ 000)(C)}{R_m * [1 + 0.0191 * (t - 25)]} \quad (10)$$

Donde:

$K = \text{conductividad}, \frac{\mu S}{cm}$

$C = \text{constante de la celda}, cm^{-1}$

$R_m = \text{resistencia medida de la muestra}, \text{ ohms}$

$t = \text{Temperatura medida de la muestra}, ^\circ C$

Cuando la conductividad de la muestra se mide sin compensación de temperatura interna, la conductividad a 25°C se da por la ecuación 11:

$$K = \frac{K_m}{[1 + 0.0191 * (t - 25)]} \quad (11)$$

$K_m =$  conductividad medida en el equipo,  $\frac{\mu S}{cm}$

El cálculo de la resistividad se da por el inverso de la conductividad, de esta forma, el cálculo se realiza como lo detalla la ecuación 12:

$$R = \frac{1}{\frac{K_m}{[1 + 0.0191 * (t - 25)]}} \quad (12)$$

La cantidad de sólidos disueltos totales de la muestra se da por el cálculo de la mitad de la conductividad, como se detalla en la ecuación 13:

$$TDS (ppm) = \frac{K_m}{2 [1 + 0.0191 * (t - 25)]} \quad (13)$$

## **ANEXO J. Determinación De Sólidos Disueltos Totales ( SM 2540 C)**

Equipos, Reactivos y condiciones:

- Equipo de filtración
- Baño María
- Horno de secado  $180 \pm 2^\circ\text{C}$
- Balanza analítica
- Agitador mecánico
- Cápsulas de porcelana capacidad de 100 mL o 200 mL
- Desecador
- Filtro de fibra de vidrio de 47mm de diámetro y  $2.0 \mu\text{m}$
- Pinzas metálicas para manejo de capsulas de porcelana.
- Pinzas metálicas para manejo de filtros de fibra de vidrio.

### **PROCEDIMIENTO:**

El principio de la técnica radica en una muestra bien mezclada filtrada a través de un filtro de fibra de vidrio al vacío y el filtrado se evapora a sequedad en una cápsula de porcelana a  $180^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$  hasta peso constante. El aumento en peso de la cápsula de porcelana representa el total de sólidos disueltos. Los sólidos disueltos totales (TDS) es básicamente la suma de todos los minerales, metales, y sales disueltos en el agua y es un buen indicador de la calidad del agua.

#### **Preparación del Filtro de Fibra de Vidrio**

- a) Siempre manejar el filtro mediante pinzas metálicas. No manipular el filtro con la mano, marcar cada cápsula de aluminio con un número para evitar confusiones.

- b) Colocar el filtro sobre el soporte del equipo de filtración, con el lado rugoso hacia arriba, aplicar vacío.
- c) Lavar el filtro con tres porciones sucesivas de 20 mL de agua destilada, medidos con probeta.
- d) Dejar el vacío durante 1 minuto adicional para secar el filtro.
- e) Cuidadosamente y con la ayuda de unas pinzas, retirar el filtro y colocarlo dentro de la cápsula de aluminio correspondiente.

#### Preparación de la Cápsula de Porcelana

- f) No manipular la cápsula con la mano.
- g) Marcar cada una de las cápsulas con un número para identificarlas. Colocar la cápsula totalmente limpia y previamente marcada a  $180\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$  durante 1 h en un horno, enfriar en un desecador por 1 h para equilibrar la temperatura y proceder a pesar. Registrar los pesos correspondientes.
- h) Elegir el volumen de la muestra para obtener un resultado entre 2,5 y 200 mg de residuo seco. Si la filtración tarda 10 minutos en completarse, aumentar el tamaño del filtro o disminuir el volumen de la muestra.

#### Procesamiento de la muestra

- i) Sacar del desecador las cápsulas correspondientes a las muestras que se van a procesar, permitir que la muestra se acondicione a temperatura ambiente y elegir un volumen de acuerdo con la muestra a procesar.
- j) Agitar la muestra invirtiendo el recipiente varias veces
- k) De la muestra recién agitada, transferir rápidamente a una probeta y transferirla sobre el filtro de fibra de vidrio, registrar el volumen.
- l) Lavar el filtro con tres volúmenes sucesivos de 10 mL de agua grado reactivo dejando caer por las paredes del recipiente de filtración, continuar la succión

durante aproximadamente 3 minutos después de que la filtración esté completa para retirar el exceso de humedad del filtro.

- m) Transferir 100 mL del filtrado, incluyendo los lavados a la cápsula de porcelana previamente pesada y marcada (asegurar el traspaso cuantitativo de la muestra), evaporar a sequedad en un baño de vapor precalentado a la temperatura de ebullición del agua. Si es necesario, agregar porciones sucesivas después de la evaporación, si el volumen del filtrado excede la capacidad de la cápsula.
- n) Retirar la cápsula del baño de vapor cuando se haya secado totalmente.
- o) Secar la cápsula durante 1 h en un horno a  $180 \pm 2$  ° C, enfriar en un desecador por 1 h para equilibrar la temperatura y proceder a pesar. Repetir el ciclo de secado, enfriamiento y pesada hasta que el cambio de peso sea de  $\leq 0,5$  mg.
- p) Realizar los cálculos según la ecuación 14:

$$\frac{mg\ SDT}{L} = \frac{(A - B) * 1000000}{V} \quad (14)$$

*A = peso final de la capsula, en mg ( peso del residuo seco  
+ peso inicial de la capsula)en mg*

*B = peso inicial de la cápsula, en mg*

*V = Volumen de muestra filtrada, en ml*

*V = 1 000000 factor de conversion de gr a mg y ml a L*

## ANEXO K. Determinación De Cloruros ( SM 4550 B)

Equipos, Reactivos y condiciones:

- Erlemeyer de 250 mL.
- Pipetas graduadas de 10mL.
- Agitadores magnéticos.
- Plancha de agitación magnética
- pHmetro
- Nitrato de plata
- Cromato de potasio
- Hidróxido de aluminio  $\text{Al}(\text{OH})_3$
- Peróxido de hidrogeno  $\text{H}_2\text{O}_2$
- hidróxido de sodio  $\text{NaOH}$
- Ácido sulfúrico  $\text{H}_2\text{SO}_4$

PROCEDIMIENTO:

Acondicionamiento de la muestra

- a) Dejar aclimatar la muestra si ha estado refrigerada.
- b) Utilizar un volumen de muestra de 100 mL o una porción adecuada diluida a 100 mL.
- c) Si la muestra se encuentra altamente coloreada, añadir 3 ml de la suspensión de hidróxido de aluminio  $\text{Al}(\text{OH})_3$ . Mezclar, dejar sedimentar y filtrar.
- d) Agregar 1 ml de  $\text{H}_2\text{O}_2$  y agitar durante 1 minuto. Para evitar las interferencias de sulfuro, sulfito o tiosulfato.
- e) Ajustar el pH entre 7 y 10 utilizando hidróxido de sodio ( $\text{NaOH}$ ), o Ácido sulfúrico ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ) de concentraciones 1N o 0,1N. Para el ajuste de pH, use un pH-metro.

## Valoración de la muestra

- a) Medir un volumen de 100 mL de muestra en un Erlenmeyer de 250ml.
- b) Agregar 1 mL de peróxido de hidrogeno a las muestras para eliminar las interferencias.
- c) Verificar el pH que se encuentre en un rango de 7 a 10. Si no se encuentra el pH en el rango ajústelo.
- d) Agregar 1,0 mL de solución indicadora de  $K_2CrO_4$ ; la muestra presentara un color amarillo brillante.
- e) Valorar la muestra, utilizando la bureta automática que contiene el titulante de  $AgNO_3$ , hasta un punto final rojo ladrillo o naranja-rojizo.
- f) Registré el volumen de  $AgNO_3$  gastado para la muestra.
- g) Calcule la concentración de cloruros de acuerdo con la ecuación 15:

$$\text{Cloruros (ppm)} = \frac{(A - B) * N * 35\ 450}{\text{mL muestra}} \quad (15)$$

*A = Volumen en mL gastados del titulante  $AgNO_3$  para la valoración de la muestra*

*B = Volumen en mL gastados del titulante  $AgNO_3$  para la valoración del blanco*

*N = Normalidad de  $AgNO_3$*

## **ANEXO L. Determinación De Turbidez ( SM 2130 B)**

Equipos, Reactivos y condiciones:

- Turbidímetro
- Celdas de vidrio con tapa rosca.
- Patrones de estándar según equipo para su verificación del haz de luz.
- Agua destilada.

PROCEDIMIENTO:

- a) Deje que las muestras lleguen a temperatura ambiente.
- b) Agite las muestras en sus recipientes.
- c) En una celda perfectamente limpia, adicione muestra y tápela, purgue y deseche su contenido. Repita la operación.
- d) Adicione cuidadosamente la muestra en la celda de tal manera que no forme burbujas. Tape la celda, enjuáguela, séquela y límpiela de tal manera que no quede suciedad, ni motas en sus paredes externas.
- e) Coloque la celda con muestra en el porta celda, asegúrese que la celda entra hasta el fondo del porta celda.
- f) Alinee la celda.
- g) Espere respuesta después de 6 segundos.
- h) Registre el resultado
- i) Retire la celda, deseche la muestra, enjuáguela 3 veces con agua destilada, sacúdala.

## ANEXO M. Determinación De Alcalinidad ( SM 2320B)

Equipos, Reactivos y condiciones:

- pHmetro
- Beaker
- Ácido sulfúrico

PROCEDIMIENTO:

- a) Para alcalinidad menor a 50 mg/L tome una alícuota de 100 mL, para Alcalinidades entre 50 y 100mg/L tome una alícuota de 50 mL y para alcalinidades mayores a 100 mg/L tome una alícuota de 50 o 25 mL con probeta, ya que la cantidad de sólidos suspendidos obstruye la pipeta y dificulta la medición de la alícuota. La alícuota de 25 mL debe tomarse en un vaso de 100 mL o menor, para que el sensor del electrodo de vidrio quede sumergido en la muestra.
- b) Titule hasta pH 8.3 si el pH de la muestra es superior a este valor a medida que se acerque al punto final, hacer adiciones de ácido más pequeñas y verificar que se alcance el equilibrio de pH antes de adicionar más titulante.
- c) Registre el valor obtenido como el volumen de ácido gastado a pH 8.3 para el cálculo posterior de carbonatos e hidróxidos según el caso.
- d) Continúe la titulación hasta pH 4.5, a medida que se acerque al punto final, hacer adiciones de ácido más pequeñas y verificar que se alcance el equilibrio de pH antes de adicionar más titulante.
- e) Una vez se estabilice la lectura en el pH metro, de nuevo oprima el botón de lectura del pH metro para asegurarse que el pH no ha cambiado, debido a que la materia orgánica y la grasa hacen que la respuesta del pH metro sea lenta.
- f) Calcule la concentración de alcalinidad total con la ecuación 16:

$$\text{ALCALINIDAD, mg } \frac{\text{CaCO}_3}{\text{L}} = \frac{A * N * 50.000}{\text{ml de muestra}} \quad (16)$$

$A = \text{mL de ácido estandar gastados}$

$N = \text{Normalidad del ácido estandar}$

Cálculo de las relaciones de alcalinidad.

Los resultados obtenidos a partir de las determinaciones a pH 8,3 y alcalinidad total (pH 4,5) ofrecen un medio de clasificación estequiométrica de las tres formas principales de alcalinidad presentes en muchas aguas.

- 1-. La alcalinidad de carbonato ( $\text{CO}_3^{2-}$ ) se presenta cuando el volumen a pH 8.3 no es 0, sino menor que la total.
- 2-. La alcalinidad de hidróxido ( $\text{OH}^-$ ) se presenta si el volumen a pH 8.3 supera la mitad de la total.
- 3-. La alcalinidad de bicarbonato se presenta si el volumen a pH 8.3 es menor de la mitad de la total. Estas relaciones pueden calcularse mediante el siguiente esquema, donde P es el volumen gastado a pH 8,3 y T es el volumen gastado a pH 4,5.

**Tabla M1. Correlaciones de carbonatos, bicarbonatos y hidroxilos**

Relaciones de Alcalinidad			
Resultado de la titración	alcalinidad a hidroxilo como $\text{CaCO}_3$	alcalinidad a carbonato como $\text{CaCO}_3$	Alcalinidad a bicarbonato como $\text{CaCO}_3$
$V_p = 0$	0	0	$V_T$
$V_p < \frac{1}{2} * V_T$	0	$2 V_T$	$(V_T - 2V_p)$
$V_p = \frac{1}{2} * V_T$	0	$2 V_T$	0
$V_p > \frac{1}{2} * V_T$	$2 V_p - V_T$	$2 (V_T - V_1)$	0
$V_p = V_T$	$V_T$	0	0

**Si,  $V_P=0$** , el contenido de hidróxidos y carbonatos es 0 mg/L; calcular la concentración de los bicarbonatos con ecuación 17:

$$\text{Bicarbonatos, mg} \frac{HCO_3^-}{l} = \frac{(V_T) * N * 61\ 000}{V_m} \quad (17)$$

**Si,  $V_P < (V_T/2)$** , el contenido de hidróxidos es 0 mg/L; calcular la concentración de carbonatos y bicarbonatos con las ecuaciones 18 y 19:

$$\text{Carbonatos, mg} \frac{CO_3^{-2}}{l} = \frac{(2V_T) * N * 60\ 000}{V_m} \quad (18)$$

$$\text{Bicarbonatos, mg} \frac{HCO_3^-}{l} = \frac{(V_T) * N * 61\ 000}{V_m} \quad (19)$$

**Si,  $V_P = (V_T/2)$** , el contenido de hidróxidos y Bicarbonatos es 0 mg/L; calcular la concentración de carbonatos con la ecuación 20:

$$\text{Carbonatos, mg} \frac{CO_3^{-2}}{l} = \frac{(2V_T) * N * 60\ 000}{V_m} \quad (20)$$

**Si,  $V_P > (V_T/2)$** , el contenido de bicarbonatos es 0 mg/L; calcular la concentración de hidróxidos y carbonatos con las ecuaciones 21 y 22:

$$\text{Hidroxidos, mg} \frac{OH^-}{l} = \frac{(2V_P - V_T) * N * 17\ 000}{V_m} \quad (21)$$

$$\text{Carbonatos, mg} \frac{CO_3^{-2}}{l} = \frac{2 * (V_T - V_P) * N * 60\ 000}{V_m} \quad (22)$$

**Si,  $V_P = V_T$** , el contenido de carbonatos y bicarbonatos es 0 mg/L; calcular la concentración de hidróxidos con la ecuación 23:

$$\text{Hidroxidos, mg} \frac{OH^-}{l} = \frac{(2V_P - V_T) * N * 17\ 000}{V_m} \quad (23)$$

Dónde:

$V_P$  = Volumen en mL de ácido clorhídrico gastado a pH=8,3.

$V_m$  = Volumen en mL de muestra

$V_T$  = Volumen total en mL, de ácido clorhídrico adicionado hasta obtener un pH de 4,5.

N = Normalidad de la solución de ácido clorhídrico

**ANEXO N.** Determinación De Dureza Total Y Cálcica ( SM 2340 C).

Equipos, Reactivos y condiciones:

- Erlemeyer de 125 mL
- Pipetas graduadas de 5 mL
- Pipetas aforadas de 25 mL, 3mL, 15 mL.
- Probetas 50 mL.
- Papel indicador
- Electrodo pH.
- Bureta digital, con aproximación de 0.002 mL
- Hidróxido de sodio
- Indicador Murexida (purpurato de amonio)
- Titulante EDTA 0,01 M

PROCEDIMIENTO:

- a) Seleccione un volumen de muestra que requiera menos de 15 mL y más de 2 mL de reactivo EDTA.
- b) Adicione entre uno y dos mililitros de solución tampón. Por lo general, 1 ml será suficiente para dar un pH de 10.0 a 10.1. La ausencia de un cambio de color de punto final neto en la titulación suele significar la necesidad de añadir un inhibidor en este punto, o que el indicador se ha deteriorado
- c) Adicione una gota de solución indicadora o una cantidad adecuada del reactivo en polvo seco (0.1 a 0.2 g, negro de eriocromo). Poco a poco, adicione titulante EDTA estándar, agitando continuamente, hasta que desaparezcan los últimos matices rojizos. Adicione las últimas gotas con intervalos de 3 - 5 segundos. En el punto final, la solución suele ser azul.

- d) Se recomienda utilizar luz natural o una lámpara fluorescente de luz día, ya que las lámparas de incandescencia tienden a producir un matiz rojizo en el azul de punto final.
- e) Registre el volumen gastado para la titulación que aparece en el display de la bureta digital en el formato de volumetría.
- f) Calcule la dureza total con la ecuación 24 :

$$\text{Dureza Total, mg CaCO}_3 = \frac{V_{EDTA} * M_{EDTA}}{V_{muestra}} * 100\,091 \quad (24)$$

$V_{EDTA}$  = Volumen de titulante (EDTA) para valorar dureza, mL

$M_{EDTA}$  = Concentración de (EDTA)  $\frac{\text{mol}}{\text{L}}$

100 091 = peso atómico del carbonato de calcio  $\left( 100\,091 \frac{\text{g}}{\text{mol}} \right) * 1000 \frac{\text{mg}}{\text{g}}$

## DETERMINACIÓN DE DUREZA CÁLCICA

- a) Seleccione un volumen de muestra que requiera menos de 15 mL y más de 2 mL de reactivo EDTA.
- b) Adicione 2 mL de solución de NaOH 1N o un volumen suficiente para producir un pH de 12 a 13 y Agitar.
- c) Agregue 0.1 a 0.2 g de mezcla de indicador Murexida. Se presenta un color rosa pálido.
- d) Agregue EDTA titulante lentamente, con agitación continua hasta el punto final apropiado, el color del punto final es un violeta claro. Verifique el punto final

agregando de 1 a 2 gotas de valorante en exceso para asegurarse de que no se produzca más cambio de color.

- e) Se recomienda utilizar luz natural o una lámpara fluorescente de luz día.
- f) Registre el volumen gastado para la titulación que aparece en el display de la bureta digital en el formato de volumetría.
- g) Calcule la dureza total con la ecuación 25 :

$$\text{Dureza Cálctica, } \frac{\text{mg Ca}}{\text{L}} = \frac{V_{EDTA} * M_{EDTA}}{V_{muestra}} * 400.8 \quad (25)$$

Para determinar la concentración de magnesio, ejecutar la ecuación 26:

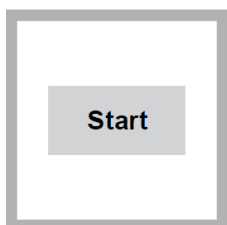
$$\frac{\text{mg Mg}}{\text{L}} = (\text{Dureza total (mg CaCO}_3) - \text{Dureza Calcio (mg CaCO}_3)) * 0.243 \quad (26)$$

## ANEXO O. Determinación De Hierro (Método 8008 HACH)

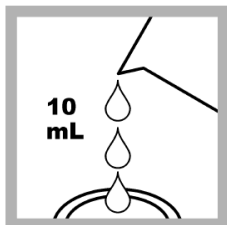
Equipos, Reactivos y condiciones:

- Espectrofotómetro
- Reactivos FerroVer
- Celdas
- Agua destilada

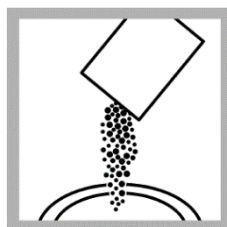
PROCEDIMIENTO:



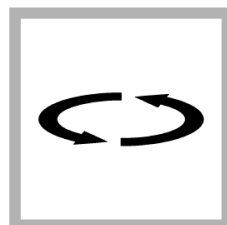
Iniciar programa 265 Hierro, FerroVer.



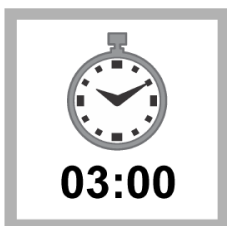
Prepare la muestra: llene una celda de muestra con 10 ml de muestra



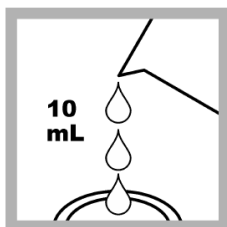
Agregue el contenido de una almohada en polvo de reactivo de hierro FerroVer a la celda de muestra.



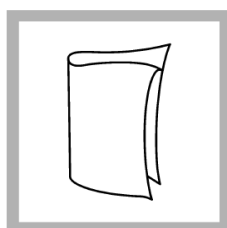
Agite la celda de muestra para mezclar. El polvo no disuelto no afectará la precisión



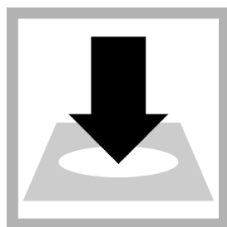
Inicie el cronómetro del instrumento. Comienza un tiempo de reacción de 3 minutos. Un color naranja mostrará si hay hierro presente. Deje que las muestras que contengan óxido reaccionen durante 5 minutos o más.



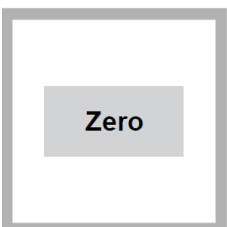
Prepare el blanco: llene una segunda celda de muestra con 10 ml de muestra.



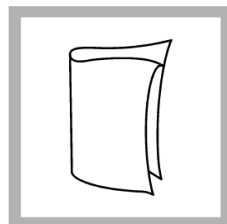
Limpie la celda de muestra en blanco.



Cuando expire el temporizador, inserte el blanco en el soporte de la celda.



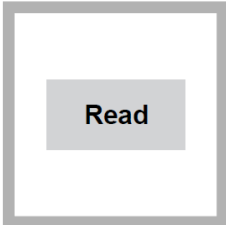
Presione CERO. La pantalla muestra 0,00 mg/L Fe.



Limpie la celda de muestra en blanco.

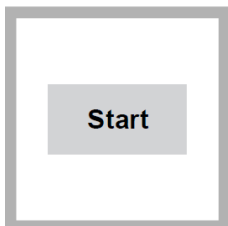


Inserte la muestra preparada en el soporte de la celda.

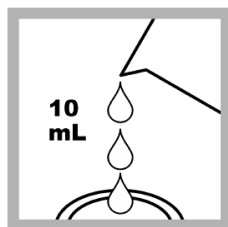


Presione LEER. Los resultados se muestran en mg/L Fe.

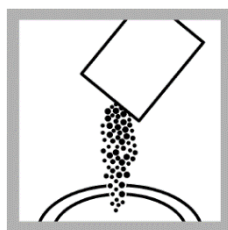
**ANEXO P. Determinación De Bario ( Método 8014 HACH).**



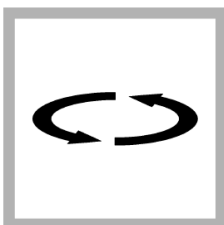
Inicie el programa 20 Bario.



Prepare la muestra: llene una celda de muestra con 10 ml de muestra



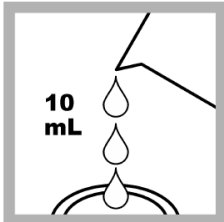
Agregue el contenido de una almohada en polvo de reactivo de Bario BariVer a la celda de muestra.



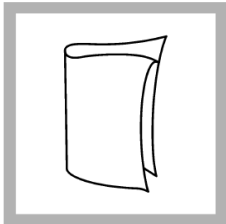
Agite la celda de muestra para mezclar. El polvo no disuelto no afectará la precisión



Inicie el cronómetro del instrumento. Comienza un tiempo de reacción de 5 minutos. No mueva la celda de muestra durante el período de reacción.



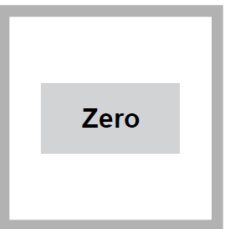
Prepare el blanco: llene una segunda celda de muestra con 10 ml de muestra.



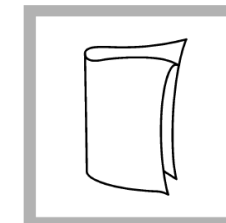
Limpié la celda de muestra en blanco.



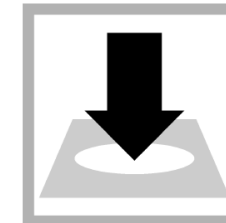
Cuando expire el temporizador, inserte el blanco en el soporte de la celda.



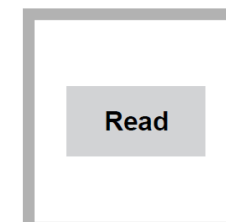
Presione CERO. La pantalla muestra 0,00 mg/L Ba.



Limpié la celda de muestra en blanco.

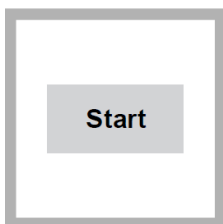


Inserte la muestra preparada en el soporte de la celda.

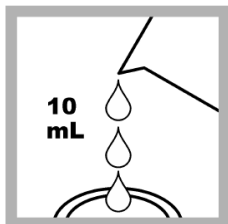


Presione LEER. Los resultados se muestran en mg/L Ba.

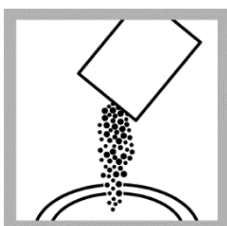
## ANEXO Q. Determinación De Sulfatos ( Método 8051 HACH)



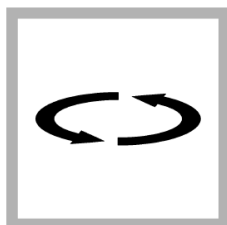
Iniciar programa 680 Sulfato.



Prepare la muestra: llene una celda de muestra con 10 ml de muestra



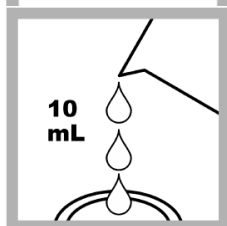
Agregue el contenido de una almohada en polvo de reactivo de Sulfato SulfaVer a la celda de muestra.



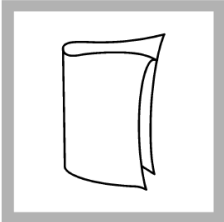
Agite la celda de muestra para mezclar. El polvo no disuelto no afectará la precisión



Inicie el cronómetro del instrumento. Comienza un tiempo de reacción de 5 minutos. No mueva la celda de muestra durante el período de reacción.



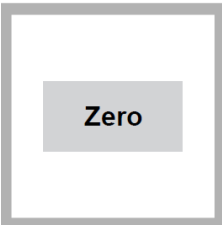
Prepare el blanco: llene una segunda celda de muestra con 10 ml de muestra.



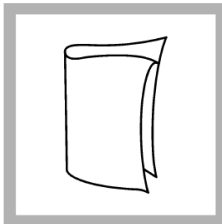
Limpié la celda de muestra en blanco.



Cuando expire el temporizador, inserte el blanco en el soporte de la celda.



Presione CERO. La pantalla muestra 0,00 mg/L Ba.



Limpié la celda de muestra en blanco.



Inserte la muestra preparada en el soporte de la celda.



Presione LEER. Los resultados se muestran en mg/L Ba.

## **ANEXO R. Determinación De CO<sub>2</sub>**

Para la determinación de dióxido de carbono se utilizara el kit de HANNA HI3818 instruments que realiza la siguiente ejecución:

### **Determinación en el 0 a 100 mg/L Dióxido Carbono**

- a) Retire la tapa del vaso de plástico pequeño. Enjuague el vaso con la muestra de agua, rellene hasta la marca de 5 mL y ponga la tapa.
- b) Añada 1 gota del Reactivo 1 por el orificio de la tapa, y mezcle girando el vaso en pequeños círculos. Si la solución es rosa o roja, grabe como 0 mg/L CO<sub>2</sub>, si es incolora ejecute el siguiente paso.
- c) Tome la jeringa de medición e introduzca el émbolo completamente. Introduzca la punta en el Reactivo2 y saque el émbolo hasta que la parte inferior del cierre en la marca 0 mL de la jeringa.
- d) Ponga la punta de la jeringa en el orificio del vaso de plástico y añada la solución de medición gota a gota, girando para que se mezcle lentamente tras cada gota. Continúe añadiendo la solución de medición hasta que la mezcla del vaso se vuelva rosa.
- e) Lea los milímetros de la solución de medición de la escala de la jeringa, y multiplíquelo por 100 para obtener mg/l (ppm) de CO<sub>2</sub>.

**Determinación en el 0 a 50 mg/l Dióxido Carbono:** repita el procedimiento anterior con un volumen de 10 ml y el resultado de la jeringa multiplíquelo por 50 y este será el resultado en ppm de CO<sub>2</sub>.

## **ANEXO S. Determinación De O<sub>2</sub>**

Para la determinación de oxígeno disuelto se utilizara el kit de CHEMets con referencia en ASTM D888-87 con referencias de 5-180 ppb, 0-1 ppm, 1-12 ppm que realiza la siguiente ejecución:

### **PROCEDIMIENTO**

- a) Llene el recipiente de muestra hasta la marca de 25 ml con la muestra que se analizará
- b) Coloque la ampolla CHEMet, comenzando con la punta, en el recipiente de muestra. Quiebre la punta. La ampolla se llenará, dejando una burbuja para la mezcla.
- c) Para mezclar la ampolla, voltéela varias veces permitiendo que la burbuja se mueva de un extremo al otro.
- d) Seque la ampolla y espere 2 minutos para que aparezca el color.
- e) Obtenga un resultado de prueba colocando la ampolla entre los estándares de color hasta encontrar el color de mejor coincidencia.

## ANEXO T. Determinación De H<sub>2</sub>S

Para la determinación de ácido sulfúrico disuelto se utilizara el kit de CHEMets con referencia en APA método 4500 -S<sub>2</sub><sup>-</sup> que realiza la siguiente ejecución:

### PROCEDIMIENTO:

Llene el recipiente de muestra hasta la marca de 25 ml con la muestra que se analizará (fig. 1).

- Agregue 3 gotas de Solución activadora A-9500 (fig. 2). Agite para mezclar el contenido del recipiente.
- NOTA: guarde la solución activadora A-9500 en el frasco de vidrio cuando no la esté usando.
- Inmediatamente coloque la ampolla CHEMet, comenzando con la punta, en el recipiente de muestra. Quiebren la punta. La ampolla se llenará, dejando una burbuja para la mezcla (fig. 3).
- Para mezclar la ampolla, voltéela varias veces permitiendo que la burbuja se mueva de un extremo al otro.
- Seque la ampolla y espere 5 minutos para que aparezca el color.
- Obtenga un resultado de prueba utilizando el comparador adecuado.
- Comparador de bajo rango (fig. 4): coloque la ampolla, comenzando con el extremo plano, en el comparador. Sostenga el comparador frente a una fuente de luz y mírelo desde la parte inferior. Gire el comparador hasta encontrar el color de mejor coincidencia. Comparador de alto rango (fig. 5): coloque la ampolla entre los estándares de color hasta encontrar el color de mejor coincidencia.

**Ilustración T120.** Instrucción de uso de KIT de H<sub>2</sub>S para la caracterización de los pozos P27, P32 Y S5

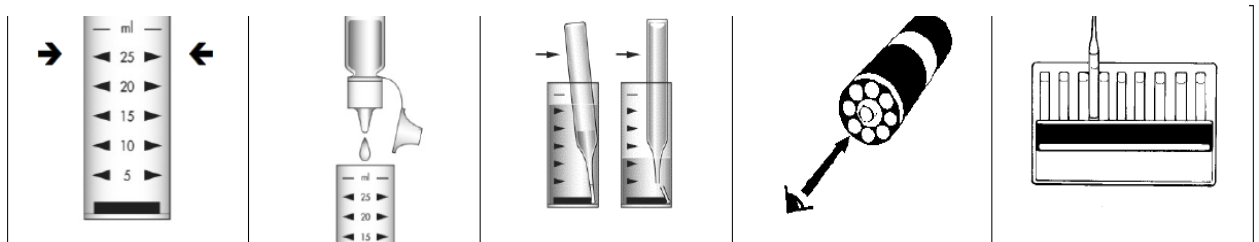


Figura 1

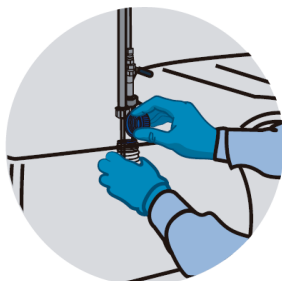
Figura 2

Figura 3

Figura 4

Figura 5

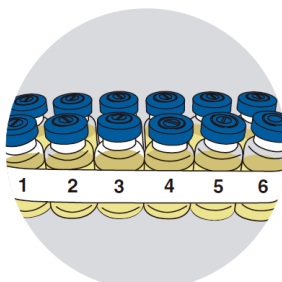
## ANEXO U. Determinación De Bacterias Productoras De Acido (BPA) Y Sulfato Reductoras (BSR)



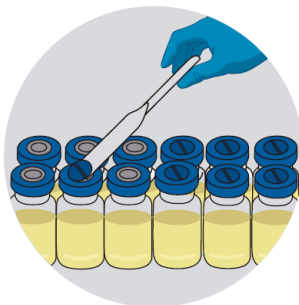
Recolecte la muestra en un recipiente estéril.



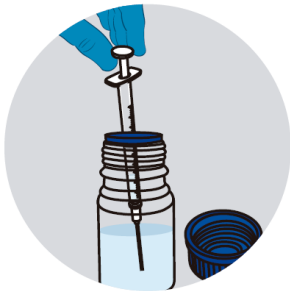
Elija la referencia BioCIC a emplear, verifique su fecha de vencimiento y permita que se atemperen si se encontraban refrigerados.



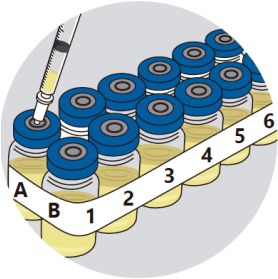
Tome de 4 a 6 viales BioCIC y únalos con cinta. Márquelos con números consecutivos. Se recomienda realizar la técnica por duplicado.



Retire la lengüeta metálica del vial y desinfecte la superficie de inoculación



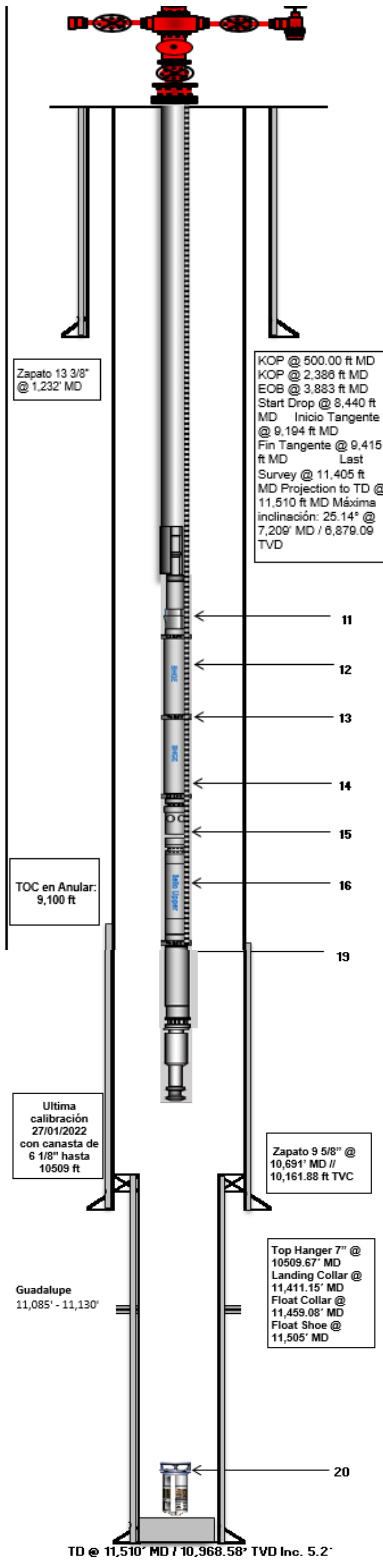
Agite la muestra y tome un (1)ml con una jeringa estéril. Elimine las burbujas



Inserte la aguja en el vial 1 a través del tapón de caucho. Introduzca la totalidad del líquido a chorro

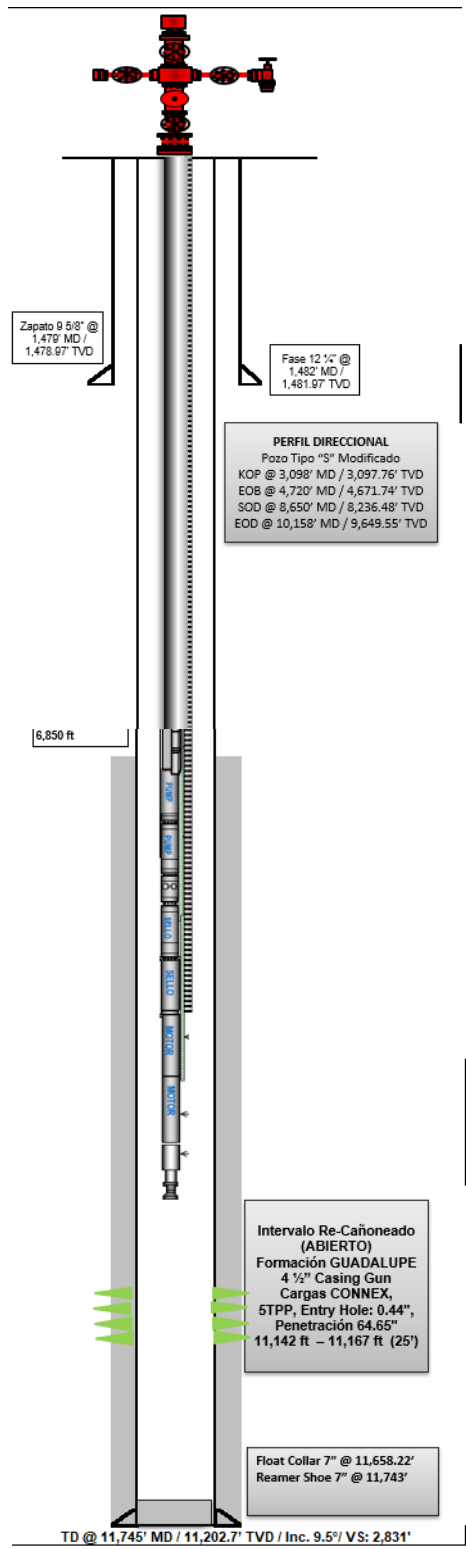
- ✓ Realizar purga: sin retirar la jeringa, mezcle la solución, tome nuevamente líquido y devuélvalo al vial, repita dos veces y retire la jeringa utilizada.
- ✓ Tome una nueva jeringa estéril y extraiga 1mL del primer vial “réplica A” e inocule en el segundo vial de la misma réplica. Realizar purga. Con la misma jeringa, tome un 1mL del primer vial “réplica B” e inocule en el segundo vial de la misma réplica. Descarte las jeringas.
- ✓ Mezcle la solución y repita el paso 8 hasta que cada vial BioCIC haya recibido 1 mL del vial que lo precede.
- ✓ Incube los viales a  $\pm 5^{\circ}\text{C}$  respecto a la temperatura de recolección de la muestra. Registre los resultados durante 14 días BioCIC BPA, BHT, BAnT, BOH y durante 28 días para BioCIC BSR y BTR.

# ANEXO V. Estado Mecánico Del Pozo S05






# ANEXO X. Estado Mecánico Del Pozo P32





**Notas:** La regulación es manual, operable con la bomba en marcha o detenida.  
 Las piezas nº 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20 y 21 se proveen formando el kit regulador completo, cód.: R140000-0700.  
 Las piezas nº 14, 15, 16 y 17 se proveen formando el kit dial DE, cód.: R140000-0800.  
 Las piezas nº 9, 10, 16, 17, 22, 36, 41, 44, 50 y 53 se proveen formando el kit de juntas de DE simple, cód.: R140012-0500.  
 Las piezas nº 44, 45, 46, 47 y 53 se proveen formando el kit de visor y tapones DE, cód.: R140001-0600.

53	O'ring de tapón de carga y venteo	1	2-019	C01019
52	Nivel de aceite Aprox. lts.	2	SAE 90 no hipoidal	C04790
51	Arandela espaciadora	-	Acero	C04322/42
50	Junta de tapa de carter	2	Adamite	42029
49	Tapa de carter con buje	2	Aluminio y bronce	42009/K
48	Tornillo de tapa de carter	12	BSW 5/16" x 3/4" c/ hex.	C02131/34
47	Tapón de drenaje de aceite	1	BSPT 1/4" Acero	C04123/14H
46	Tapón de carga y venteo	1	BSP 1/2" Poliamida	C09062
45	Visor de aceite	1	Policarbonato	57042
44	O'ring de visor	1	2-116	C01116
43	Embolo impulsor	1	Varios	14004/1K
42	Resorte de retorno	1	Acero	14011
41	Limpia vástago	1	Wipper 79 18231-0139	---
40	Cabezal	1	Ver plano adjunto	C04634
39	Protector de cilindro alineador	1	Acero	14329/K
38	Cilindro alineador	1	Fundición gris	14191/25
37	Tornillo de cilindro alineador	4	BSW 5/16" x 1" c/ hex.	C02131/10
36	Junta de cilindro alineador	1	Adamite	14035
35	Tornillo de base	2	BSW 5/16" x 1/2" c/ hex.	C02131/12
34	Base	1	Acero	42181/2
33	Guía de platillo	1	Acero	14021
32	Carter	1	Fundición gris	14007/3
31	Exoéfrica	1	Acero	14144
30	Corona	1	Bronce Rel. 20:1	42028
29	Chaveta de árbol de mando	1	DIN 6885 A 8 x 7 x 45	C03404/45
28	Arbol de mando	1	Acero	14143
27	Platillo de ajuste axial	1	Acero	14018/1
26	Tornillo de ajuste axial	1	Acero	14017
25	Contratuercas de ajuste axial	1	NF 1/2"	C02226
24	Tornillo de tapa de rodamiento	4	BSW 1/4" x 5/8" Allen c/ cab.	C02122/58
23	Tapa de rodamiento	1	Acero	14219
22	O'ring de platillo de ajuste axial	1	2-028	C01028/2
21	Varilla limitadora de retomo	1	Acero	42013
20	Contratuercas de regulador	1	BSW 3/8"	C02214
19	Tornillo de regulador	1	Acero	14025
18	Dial fijo de regulador	1	Varios	14014/1K
17	O'ring de regulador	1	2-218	C01218/2
16	Retén de regulador	1	SAV 5433	C06100/43
15	Prisionero de regulador	1	BSW 5/16" x 3/4" Allen s/ cab.	C02133/34
14	Dial giratorio de regulador	1	Varios	14023/2K
13	Arandela de presión	1	Acero	42026
12	Eje de sin fin	1	Acero Rel. 20:1	14027/1
11	Rodamiento de sin fin	2	30203	C05302/03
10	Retén de sin fin	1	Vicente 1743	C06054/44
09	Junta de acople motor	1	Adamite	42036
08	Tornillo de brida acople	4	BSW 5/16" x 3/4" Allen c/ cab.	C02132/34
07	Chaveta de sin fin	1	3/16" x 3/16" x 3/4"	C034P2/19
06	Prisionero de acoplamiento	2	BSW 1/4" x 1/4" Allen s/ cab.	C02123/14
05	Acoplamiento semielástico	1	Varios	14037/1
04	Inserto manchón de acoplamiento	1	Buna N	C331700/6
03	Brida de acople motor	1	Fundición gris	14008/1
02	Tornillo de sujeción de motor	4	BSW 5/16" x 3/4" c/ hex.	C02131/34
01	Motor eléctrico 100% blindado norm.	1	Serie E 3/4 CV 1400 rpm 2800 rpm Serie S 1/2 CV 1400 rpm 2800 rpm	C07433/4B C07434/4B C07213/4B C07214/4B

Nº	Denominación	Cant.	Dimensión/Especificaciones	Código
<b>Dosificadora a émbolo Buzo serie DE</b>				
			Lista de componentes N° 1490/9a L	
			Ver plano: 1490/9a	Hoja 1 de 1

SERIE  
**EMD** *Plus*  
BOMBAS DOSIFICADORAS ELECTROMAGNETICAS  
AUTOMATICAS



- Display Gráfico
- Cabezal con doble válvula de succión e inyección

**DOSIVAC**

Ilustración Y2. Bomba de bajo caudal de inyección de química marca dosivac utilizada en prueba de inyección

SERIE  
**EMD** *Plus*  
BOMBAS DOSIFICADORAS  
ELECTROMAGNETICAS AUTOMATICAS

■ Descripción

Esta serie de bombas dosificadoras electromagnéticas compactas han sido especialmente concebidas y desarrolladas para satisfacer los requerimientos actuales de funcionalidad, economía de espacio y necesidad de lograr a bajo costo y mínimo mantenimiento la respuesta más adecuada en potabilización y tratamiento de agua en general.  
El desarrollo de un software intuitivo junto con el display

gráfico posibilitan un manejo y programación muy sencillos. La robusta electrónica la hace resistente frente a fluctuaciones de tensión que pudiesen ocurrir en zonas donde el suministro eléctrico no es estable. Posee un sistema de compensación de para mantener constante el caudal y la presión ante la baja de tensión de suministro.

■ Características Especiales

- Alta resistencia química en todas las partes en contacto con el fluido bombeado (PVDF)
- Compacta, para ser instalada sobre tablero o en base
- Display gráfico de alta resolución para mayor nitidez de gráficos y texto
- Acionamiento electromagnético de respuesta segura y alta eficiencia
- Cabezal con doble válvula de retención tanto en succión como en inyección
- Diafragma especialmente diseñado y fabricado en PTFE altamente resistente
- Iconos indicativos de la función activada
- Indicación de embotada
- Modo Manual, se ingresa el porcentaje sobre el caudal máximo. Configurada correctamente de acuerdo al proceso se visualiza directamente el valor del caudal en litros/hora
- Modo Automático (Seguidor, Controlador Directo, Controlador Inverso)
- Entrada de señal 4-20 mA o pulsos (0-100 Hz)
- Controladora PID a partir de un set-point (Ejemplo: Control de pH)
- Ayuda en pantalla, texto indicativo sobre parámetros configurables (Quick Reference)
- Versión comunicación vía MODBUS (lectura/escritura)
- Aviso y detención por bajo nivel configurable (Time Remaining). Señal externa de aviso
- Función Purga, lleva momentáneamente la dosificación al 100%
- Función Pausa, retiene momentáneamente la dosificación sin desconectar la bomba.
- Función Reanudación configurable, ante el corte de suministro eléctrico
- Clave para configuración de parámetros de usuario

■ Especificaciones Técnicas

EMD	MODELO	CAUDAL A PRESION MAXIMA [l/h]	PRESION MAXIMA [Kg/cm <sup>2</sup> ]	CAUDAL A 3 kg/cm <sup>2</sup> [l/h]	FRECUENCIA MAXIMA [1/min]	CONEXIONES MANGUERA ø [mm]	PESO [Kg]
	EMDP 01515	1.5	15	4	180	4 x 6	1.5
	EMDP 03210	3.2	10	5.5	180	4 x 6	1.5
	EMDP 05075	5	7.5	7	180	4 x 6	1.5
	EMDP 05010	5	10	7.5	180	4 x 6	1.9
	EMDP 10005	10	5	12	180	4 x 6	1.9

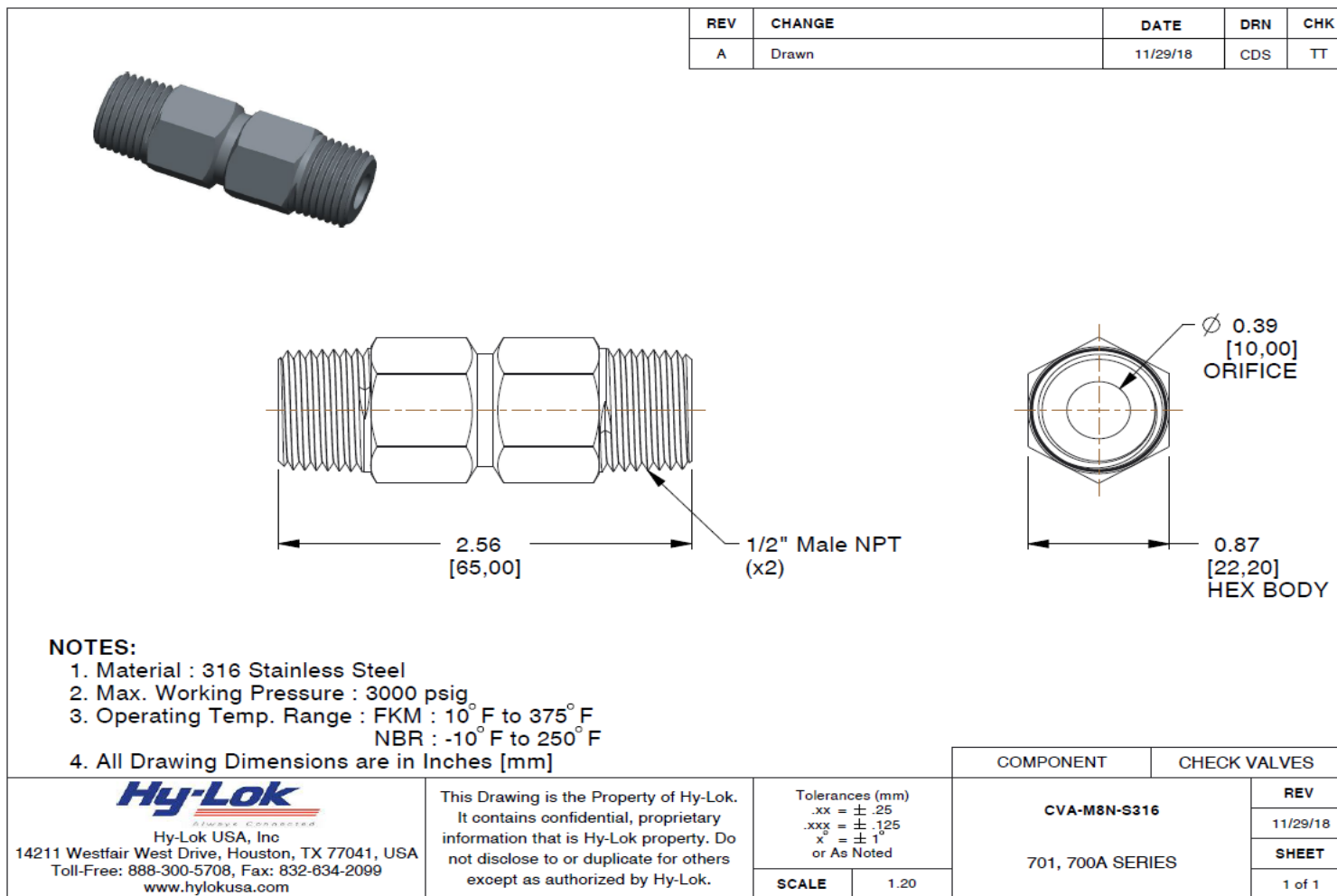
Las bombas son probadas usando agua como fluido de bombeo; los caudales y presiones máximas pueden diferir de estos valores dependiendo de las características físicas del producto a dosificar. DOSIVAC S.A. se reserva el derecho de cambiar o alterar especificaciones y/o modelos sin previo aviso.

■ Materiales

- **Materiales en contacto estándar:** Cabezal en PVDF, válvulas de vidrio, asientos en EPDM, diafragma en PTFE y, válvula de pie con filtro y válvula de punto de inyección en PP - Vidrio - EPDM.
- **Materiales en contacto especiales (bajo pedido):** Cabezal en PVDF, válvulas de cerámica, asientos en Vitón, diafragma en PTFE y, válvula de pie con filtro y válvula de punto de inyección en PVDF - Cerámica - Vitón
- **Alimentación monofásica:** 110V/ 50Hz, 110W/ 60Hz, 220V/ 50Hz y 220W/ 60Hz
- **Accesorios incluidos:** Válvula de pie, válvula de contrapresión y anti-sifón para punto de inyección, grifo de purga (incorporado al cabezal) y juego de mangueras de diámetro 4x6mm.
- **Accesorios opcionales:**
  - Kit conector de manguera
  - Cabezales especiales con degasado automático, consultar
  - Conos para mangueras de diámetro 6x9mm.

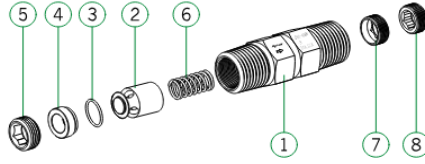


**ANEXO Z.** Accesorios en la instrumentación del sistema de inyección de química



**Ilustración Z1.** Válvula-Cheque antirretorno utilizado en instrumentación de punto de inyección de química

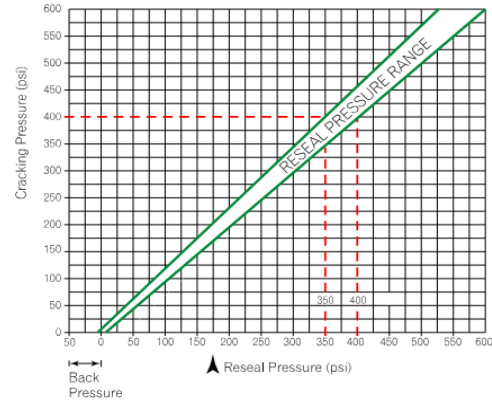
## Materials of Construction



No.	Component	Valve Body Materials		
		316 Stainless Steel	Brass	
			1/4"	1/2"
Material Grade / ASTM Specification				
1	Body <sup>①</sup>	SS316 / A479 or A276	Brass360 / B16	
2	Poppet	SS316 / A479 or A276	Brass360 / B16	
3	O-ring <sup>②</sup>	FKM	NBR	
4	Insert	SS316 / A479 or A276	Brass360 / B16	
5	Stop nut	SS316 / A479 or A276	Brass360 / B16	
6	Spring	SS302 / A313		
7	Adjusting screw <sup>③†</sup>	SS316 / A479 or A276	SS316 / A479 or A276	Brass360 <sup>④</sup> / B16
8	Locking screw <sup>⑤†</sup>			

- ① Silicone-based lubricant.
- ② Molybdenum disulfide-based dry film lubricant.
- ③ Adjusting screw in brass valve with "C" or "D" (150--600 psig) spring is 316SS.
- † 700A Series only.

## Cracking and Reseal Pressure at 70°F (20°C)



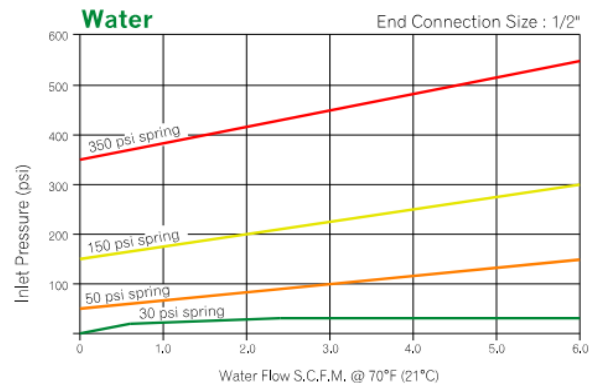
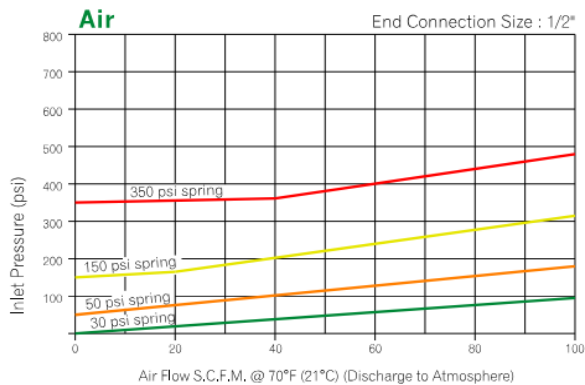
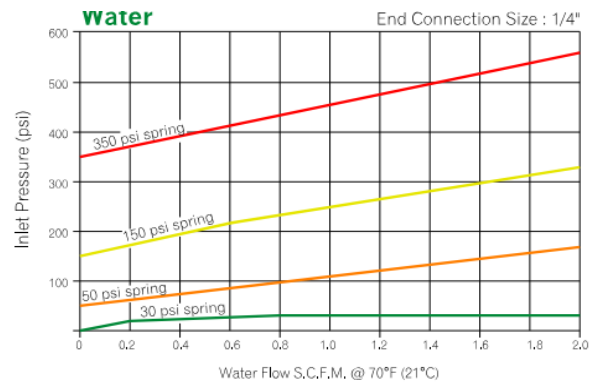
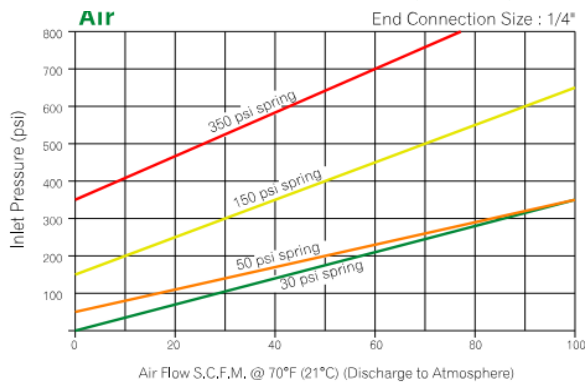
Example : For a valve set to crack at 400 psi, the minimum reseal pressure would be 350psi.

⚠ Valves that are not actuated for a period of time may crack initially at higher than subsequent cracking pressure.

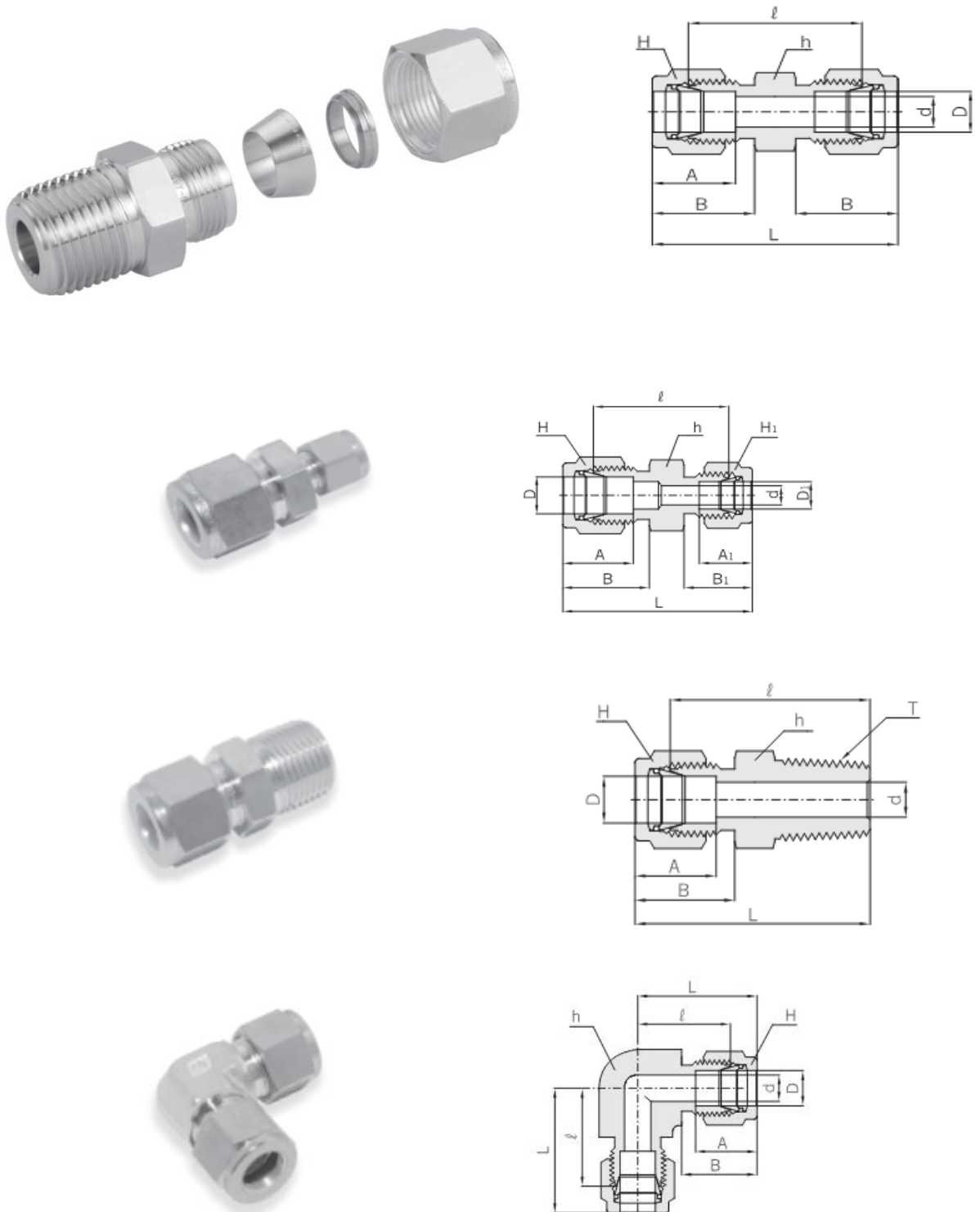
701, 700A series check valves set to crack at 20psi or lower may require back pressure to reseal bubble-tight.

1. Cracking pressure : The upstream pressure at which the first indication of flow occurs.
2. Reseal pressure : The upstream pressure at which there is no indication of flow.

## Flow Rate at 70°F (20°C)



**Ilustración Z3.** 1 Características de válvula-cheque utilizado en prueba de inyección de química



**Ilustración Z4.** Accesorios como uniones, racores, codos, Bushing y reducciones usadas en el montaje de inyección de química