



Evaluación de las principales causas de falla y alternativas de solución
química para los sistemas de levantamiento artificial BES. Caso de estudio
bloque Llanos 34.

JUAN DAVID CAICEDO LARA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BOGOTÁ DC
2024



Evaluación de las principales causas de falla y alternativas de solución química para los sistemas de levantamiento artificial BES. Caso de estudio bloque Llanos 34.

JUAN DAVID CAICEDO LARA

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

DIRECTOR:

Edison Odilio García Navas
Ingeniero de Petróleos, M.Sc.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BOGOTÁ DC
2024

CONTENIDO

pág.

INTRODUCCIÓN	11
OBJETIVOS	14
Objetivo general.....	14
Objetivos específicos	14
1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO Y SELECCIÓN DE LOS POZOS CON MAYOR NÚMERO DE FALLAS EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL TIPO BES DEL CASO BASE ESTUDIO. 15	
Identificación de pozos caso base según sus salidas de operación.	17
2. CAUSAS DE FALLAS ASOCIADAS A LA ESTABILIDAD DE FLUIDOS.25	
2.1. Causas de falla pozo SGP 48 – VDF ALKHORAYEF	25
2.1.1. Tratamiento químico aplicado al pozo SGP-48.....	27
2.1.2. Análisis histórico de emulsiones Pozo SGP-48.	29
2.2. Causas de falla pozo SGPT-16.....	30
2.2.1. Química aplicada al POZO SGPT-16.....	31
2.2.2. Análisis histórico de emulsiones pozo SGPT-16.....	32
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y COMPORTAMIENTO DE LOS POZOS SEGÚN SOLUCIONES APLICADAS.	35
3.1. Pruebas de producción realizadas al pozo SGPT-16:.....	35
3.1.1. Comportamiento de las variables de producción SGPT-16.	39
3.2. Comportamiento de variables pozos SGP-48:	42
3.2.1. Pruebas de producción realizadas al pozo SGP-48:.....	42
4. ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN QUÍMICA PARA MINIMIZAR FALLAS DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ESP.....	46
4.1. Análisis de emulsión base de los pozos SGT-16 y SG-48:	47
4.1.1. Análisis Físicoquímicos de los pozos SGPT-16 y SG-48 posterior	

al inicio de inyección continua como propuesta de tratamiento:	49
4.1.2. Comportamiento de variables de producción posterior a la inyección continua de los pozos SGPT-16 y SGP-48.....	52
4.1.3. Pruebas de producción realizadas después de la inyección de química continua.....	54
CONCLUSIONES	57
RECOMENDACIONES.....	59
BIBLIOGRAFÍA	60

TABLA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Comportamiento de la producción del campo SGP.....	16
Ilustración 2. Fotografías fallas bomba Pozo SGP-48. Fuente: Empresa encargada de análisis.	27
Ilustración 3 Fotografías falla bomba pozo SGT-16. Fuente: Empresa encargada de estudio.	31
Ilustración 4. Comportamiento de la producción del pozo SGPT-16.....	37
Ilustración 5. Reporte de prueba de producción Pozo SGPT-16.	38
Ilustración 6. Reporte última prueba de producción Pozo SGPT-16.	38
Ilustración 7. Comportamiento de variables de producción pozo SGPT-16 - 2023.....	40
Ilustración 8. Comportamiento de variables de producción pozo SGPT-16 - 2024.....	40
Ilustración 9. Comportamiento actual de las variables de producción del pozo SGPT-16.....	41
Ilustración 10. Comportamiento de variables Pozo SGP-48.	42
Ilustración 11. Comportamiento producción pozo SGP-48.	44
Ilustración 12. Prueba de producción realiza al pozo SGP-48.....	45
Ilustración 13. Emulsión Pozo SGT-16. Fuente: Empresa encargada de química en campo.....	47
Ilustración 14. Emulsión Pozo SGP-48. Fuente: Empresa encargada de química en campo.....	47
Ilustración 15. Arme en cabeza de pozo para inyección de química continua en los pozos SGPT-16 y SGP-48.	49
Ilustración 16. Comportamiento de variables del pozo SGPT-16 posterior a la inyección continúa.	52
Ilustración 17. Comportamiento de variables pozo SGP-48 posterior a inyección continua.	53

Ilustración 18. Prueba de producción pozo SGPT-16 posterior a la aplicación
continúa de química..... 54

Ilustración 19. Prueba Pozo SGP-48 posterior a la aplicación de química
continúa. 55

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Dato promedio mensual de las producciones del campo SGP. Fuente: Históricos de producción del campo. _____	16
Tabla 2. Datos Salidas de operación Pozo SGP 03. Fuente: Archivos históricos datos de campo. _____	18
Tabla 3. Datos Salidas de operación Pozo SGP 04. Fuente: Archivos históricos datos de campo. _____	18
Tabla 4. Datos Salidas de operación Pozo SGP 44. Fuente: Archivos históricos datos de campo. _____	19
Tabla 5. Datos Salidas de operación Pozo SGP 48. Fuente: Archivos históricos datos de campo. _____	20
Tabla 6. Datos Salidas de operación Pozo SGP 55 ST-1. Fuente: Archivos históricos datos de campo. _____	20
Tabla 7. Datos Salidas de operación Pozo SGP-63. Fuente: Archivos históricos datos de campo. _____	20
Tabla 8. Datos Salidas de operación Pozo SGP Sur-01. Fuente: Archivos históricos datos de campo. _____	22
Tabla 9. Datos Salidas de operación Pozo SGPT-16. Fuente: Archivos históricos datos de campo. _____	23
Tabla 10. Datos Salidas de operación Pozo SGPT-18. Fuente: Archivos históricos datos de campo. _____	23
Tabla 11. Resumen criterios de selección de pozos. Fuente: Autor. _____	24
Tabla 12. Tratamiento químico aplicado en el año 2023 al pozo SGP-48. Fuente: Empresa encargada tratamiento químico. _____	28
Tabla 13. Tratamiento químico aplicado en el año 2024 al pozo SGP-48. Fuente: Empresa encargada tratamiento químico. _____	28
Tabla 14. Datos históricos de emulsión Pozo SGP-48. Fuente: Empresa laboratorio campo. _____	29

Tabla 15. Tratamiento Químico aplicado al pozo SGPT-16. Fuente: Empresa contratista química campo SGP. _____	32
Tabla 16. Resultados de emulsión Pozo SGPT-16. Fuente: Contratista encargada de laboratorio en campo. _____	33
Tabla 18. Datos de pruebas de producción Pozo SGPT-16 año 2023. Fuente: Histórico de pruebas de pozo del campo. _____	36
Tabla 19. Datos de pruebas de producción Pozo SGPT-16 año 2024. Fuente: Histórico de pruebas de pozo del campo. _____	37
Tabla 20. Pruebas de producción realizadas durante el año 2023 al pozo SGP-48. Fuente: Histórico de pruebas de pozo del campo. _____	43
Tabla 21. Pruebas de producción realizadas durante el año 2024 al pozo SGP-48. Fuente: Histórico de pruebas de pozo del campo. _____	44
Tabla 22. Análisis de parámetros Pozo SGPT-16 posterior a inyección continúa. Fuente: Empresa encargada de química en campo. _____	50
Tabla 23. Análisis de parámetros Pozo SGP-48 posterior a inyección continúa. Fuente: Empresa encargada de química en campo. _____	51

RESUMEN

TITULO: Evaluación de las principales causas de falla y alternativas de solución química para los sistemas de levantamiento artificial BES. Caso de estudio bloque Llanos 34.*

AUTOR: JUAN DAVID CAICEDO LARA. **

PALABRAS CLAVE: Falla, emulsión, sistema de bombeo electrosumergible BES, variables de producción, movilidad, vida útil, producción, estrategias, solución química, tratamiento químico.

DESCRIPCIÓN:

En los procesos de producción de hidrocarburos existen diversos sistemas de levantamiento artificial, en Colombia uno de los más usados, son las bombas electrosumergibles (BES), las cuales, permiten manejar producciones de bajo y alto caudal. Dependiendo de las características de la formación, estas bombas tienen la capacidad de manejar fluidos con problemas comunes como la formación de emulsiones, incrustaciones de material inorgánico y parafinas, entre otros, debido a la criticidad de estos problemas, deben ser identificados ya que si no son tratados de forma adecuada pueden llegar a afectar las etapas u otros componentes de las bombas llegando al punto en que pueda ocasionar que el equipo salga de operación.

Este estudio se enfocó en el análisis y descripción de falla de dos pozos productores de un campo ubicado en el bloque Llanos 34 de Colombia. Este análisis se realizó, basados, en datos históricos de salidas de producción con problemas de fluidos, se determinaron las causas de salida y la afectación que hubo en las bombas tipo BES, y además, se realizó un análisis del comportamiento de las variables de producción y los potenciales de los pozos cuando contaban solo aplicación de química por baches y posterior a la implementación de la estrategia de aplicación continua, determinando que esta última es mejor para la productividad de los pozos ya que permiten una mejor estabilidad y mejora considerablemente la movilidad del fluido, trayendo consigo, una ganancia de producción y asimismo, mejorando la vida útil de los equipos de subsuelo.

*Monografía de grado.

**Facultad de ingeniería Físicoquímicas, Escuela de ingeniería de petróleos, Director: Msc. Edison Odilio García Navas.

ABSTRACT

TITLE: Evaluation of the Main Causes of Failure and Chemical Solution Alternatives for ESP Artificial Lift Systems. Case Study of Block Llanos 34.*

AUTHOR: JUAN DAVID CAICEDO LARA**.

KEYWORDS: Failure, emulsion, electric submersible pump system, production variables, mobility, lifespan, production, strategies, chemical solution, chemical treatment.

DESCRIPTION:

In hydrocarbon production processes, various artificial lift systems are used, and in Colombia, one of the most common is the electric submersible pump (ESP). These pumps can handle both low and high flow rates, depending on the characteristics of the formation. However, these pumps are susceptible to common issues such as emulsion formation, inorganic scale buildup, and paraffin deposits, among others. Due to the criticality of these problems, they must be identified and addressed appropriately, as failure to do so can impact other stages or components of the pumps, potentially leading to equipment failure.

This study focused on the analysis and description of the failure of two production wells in a field located in Block Llanos 34 in Colombia. The analysis was based on historical data of production shutdowns due to fluid-related issues. The causes of the shutdowns and the impact on the ESPs were identified. Additionally, an analysis of production variables and well potentials was conducted, comparing performance with batch chemical applications and after implementing a continuous chemical application strategy. The latter was found to be more beneficial for well productivity, as it provided better stability, significantly improved fluid mobility, increased production, and extended the lifespan of subsurface equipment.

* Degree monograph

** Faculty of Physicochemical Engineering, School of Petroleum Engineering, Director: Msc. Edison Odilio García Navas.

INTRODUCCIÓN

Para un proyecto del sector de hidrocarburos, y en cumplimiento de la reglamentación técnica y legal, es fundamental poder conocer y tener la seguridad de la producción con la que cuenta el campo, tanto en crudo como en agua, y caracterizar estos fluidos para identificar posibles dificultades de producción, es por esta razón que los pozos que presentan problemas o fallas en el levantamiento artificial requieren de mayor atención, ya que si no son tratados de manera oportuna y eficaz, pueden tener impactos o consecuencias negativas como son: la incertidumbre en la producción de los pozos al no realizar una adecuada caracterización e identificación del problema a tratar, variaciones fuertes en variables de proceso que puede afectar su integridad, mala selección de aditivos químicos, inadecuada periodicidad de aplicación de los baches, asimismo, comportamientos anómalos en la movilidad del pozo ocasionando incrementos súbitos en cortes de agua, y por último no menos importante, afectar de manera directa a los equipos de separación primaria con los que cuenta la estación en las facilidades, al no contar con alguna estrategia alternativa en los casos en que no se haya identificado las fallas del pozo, generando problemas con la calidad de crudo para venta y en cuanto al agua, mala calidad para su posterior inyección o disposición.

Para poder garantizar la producción en pozos con problemas en el sistema de levantamiento artificial, es necesario evaluar de manera correcta el tipo de problema asociado a la estabilidad de los fluidos producidos y la eficiencia de los productos químicos aplicados, todo esto mediante análisis de laboratorio, además, identificar las fallas que los pozos han tenido, las soluciones que se le ha proporcionado, y el monitoreo continuo a estos pozos, realizando pruebas previas y posteriores a la aplicación de estas soluciones.

Por lo anterior, se deben identificar los problemas clave de producción en cuanto al comportamiento de los fluidos del yacimiento y se deben evaluar la efectividad de la inyección química aplicada a dos pozos ubicados en el bloque Llanos 34, los cuales serán el caso base para el desarrollo de esta monografía, cuyo objetivo es identificar y buscar minimizar las principales incertidumbres asociadas a la producción, igual que en el comportamiento y cambios en las variables de producción, todo mediante la implementación de estrategias como: análisis de datos obtenidos en el laboratorio en cuanto a emulsiones de los pozos, tendencias de variables obtenidas mediante sistema Scada (antes y después), visualización y actualización de datos de las pruebas de producción antes y después de aplicar las estrategias de solución química, con el fin de determinar la mejor opción para poder tener el pozo en condiciones estables y favorables para el buen funcionamiento de la BES.

La evaluación del comportamiento de las variables de producción y resultados de las pruebas de pozos permiten tener una mejor claridad de los cambios obtenidos en los pozos que cuentan con aplicación de química efectiva, teniendo en cuenta que algunos pozos que presentan problemas de fluidos (incrustaciones, emulsiones, etc) afectan el levantamiento artificial y por lo general ocasionan impactos en la producción del campo que a simple vista no podría ser identificada.

Si en un campo con pozos que presenten problemas de levantamiento artificial y se logra tener una caracterización adecuada, se tendría la perfecta solución a este problema común en las formaciones, evitando esto gastos excesivos de productos erróneos, sobrevaloración del precio de barril tratado, y asimismo el desgaste humano realizando múltiples muestreos y

análisis.

Por último, se podrán llegar a establecer estrategias eficientes para el tratamiento químico y las adecuadas actividades a desarrollar posterior a la aplicación con el fin de minimizar al máximo los problemas con levantamiento artificial evitando al máximo la salida de operación de los equipos de fondo por problemas de movilidad del fluido e incrustación en algunas de las etapas de la bomba.

OBJETIVOS

Objetivo general

Realizar una evaluación de las principales causas de falla en pozos productores con sistema de levantamiento artificial tipo BES y las alternativas de solución química para mitigar o eliminar los problemas identificados. Caso de estudio bloque Llanos 34.

Objetivos específicos

Identificar los pozos con mayor número de fallas en el sistema de levantamiento artificial asociados a la estabilidad de los fluidos producidos y seleccionar los 2 de los más problemáticos como caso base de estudio en el bloque Llanos 34.

Determinar cuáles han sido las causas de las fallas asociadas a la estabilidad de los fluidos de producción (agua-aceite) que se tienen en estos pozos.

Analizar los resultados obtenidos y el comportamiento de la producción previo y posterior a las soluciones históricamente aplicadas, como la intervención del yacimiento, tratamiento químico por inyección por baches o continuo.

Proponer una alternativa de solución química en cuanto a lo que concierne a la selección del producto y mecanismo de aplicación, que permita maximizar la eficiencia de la inyección química y minimizar las fallas del sistema de levantamiento artificial.

1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO Y SELECCIÓN DE LOS POZOS CON MAYOR NÚMERO DE FALLAS EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL TIPO BES DEL CASO BASE ESTUDIO.

El campo SGP se encuentra ubicado en los llanos orientales al sur del departamento del Casanare, hace parte del bloque Llanos 34, se encuentra dividido en 9 estaciones diferentes, cuenta con más de 65 Pozos productores, 23 pozos inyectoros y 5 pozos dispositores, adicional a esto cuenta con capacidad para recibir fluido de crudo liviano de campos externos.

Actualmente este campo cuenta con una producción neta de crudo diaria de 21.766 BOPD, una producción de agua alrededor de 141.776 BWPD, y un aporte de gas de 613.24 mscfd, es decir, el campo se encuentra operando con un S&W del 86.2% aproximadamente. A lo largo del último año se ha visto necesaria la implementación del recobro mediante la inyección de agua, y asimismo, la evaluación de las condiciones y alternativas de tratamiento químico que se está llevando a cabo en campo, ya que últimamente se ha evidenciado que algunos pozos presentan problemas de emulsiones, o presencia de parafinas, llegando al punto de afectar el funcionamiento y eficiencia de las BES, obligando al operador a intervenir los pozos para cambio de bombas y mejorar las estrategias del tratamiento.

Los indicios de estas afectaciones son los cambios en la PIP, incrementos involuntarios en la presión en cabeza de los pozos, debido a la obstrucción generada en los choques por los tacos de material orgánico. También la declinación del campo se debe al incremento en el corte de agua de los pozos, entre otras variables.

En la Tabla No 01 se pueden observar los datos de producción del campo SGP en un periodo de tiempo de 1 año desde mayo del 2023 a junio del 2024, con el fin de poder conocer y determinar la variación en la producción:

Producción Promedio Mensual 2023 - 2024			
Mes	Crudo (BOPD)	Agua (BWPD)	Gas (mscfd)
Mayo	29013,68	99811,23	866,28
Junio	27317,89	98112,81	793,97
Julio	26965,89	107303,6	757,92
Agosto	25783,99	115072,94	773,11
Septiembre	25117,47	114668,73	720,15
Octubre	24434,14	118808,96	655,41
Noviembre	23501,41	121200,25	660,52
Diciembre	23580,87	126540,59	716,82
Enero	22123,11	123397,95	581,86
Febrero	21838,94	113433,74	554,61
Marzo	22030,00	117754,3	622,80
Abril	23174,39	119500,0	618,05
Mayo	22785,88	131389,8	604,29
Junio	21022,19	131698,95	582,78

Tabla 1. Dato promedio mensual de las producciones del campo SGP. Fuente: Históricos de producción del campo.

Para analizar esta información se obtiene la siguiente gráfica de tendencias:

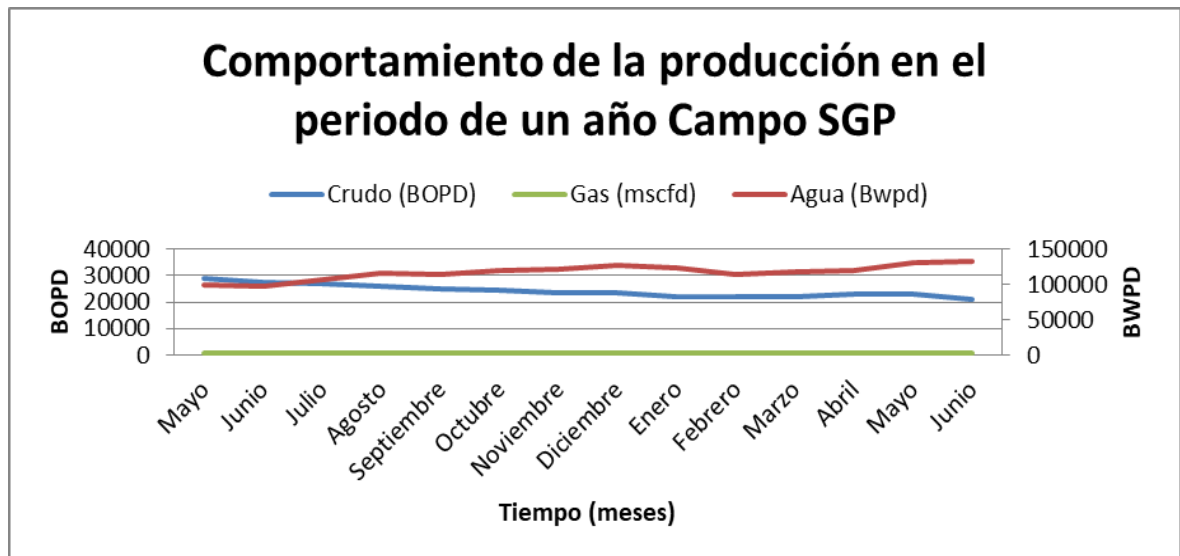


Ilustración 1 Comportamiento de la producción del campo SGP.

Como se puede observar en la ilustración 1, el cambio en la producción de aceite es considerable pasando de valores de 29013 BOPD en mayo del 2023 a 21022 BOPD en junio del 2024, en total, una pérdida cerca de 7.991 BOPD, esto debido a las fallas que se han tenido en la red eléctrica, y los problemas que han sufrido la BES al no poder volver a ingresar en operación posterior a los eventos ocurridos, sobre todo aquellos pozos que han sufrido deterioro por problemas de emulsiones y presencia de orgánicos que dificultan su flujo.

Identificación de pozos caso base según sus salidas de operación.

Los sistemas BES son utilizados frecuentemente en campos maduros con altos cortes de agua, como es el caso del bloque Llanos 34, donde se identificaron pozos con problemas de emulsiones y parafinas que generan obstrucciones en el sistema de producción.

Según (Smith et al., 2019), las principales causas de falla en estos sistemas están relacionadas con la acumulación de sólidos, la presencia de incrustaciones y la ineficiencia en el manejo de fluidos, es por esta razón que para la identificación de los dos pozos productores, se tomó la base de datos históricos de los pozos más representativos del campo, los cuales han tenido salidas de operación por problemas en fondo asociadas a cambios en la PIP o carga del equipo, asimismo, se plasman las actividades relacionadas con tratamiento químico que se implementaron con el fin de poder despegar la bomba e ingresar el pozo en línea.

A continuación se encuentra una relación de las salidas de operación de los pozos más considerables para la producción:

Pozo	Día Operativo	Tipo de Falla registrada	Novedad y Causa de la Falla.
SGP-3	10/12/2023	Fondo	Baja carga en la bomba.
SGP-3	26/12/2023	Fondo	Sobre carga en la bomba.
SGP-3	8/02/2024	Fondo	Sale de operación por baja PIP.
SGP-3	16/04/2024	Fondo	Pozo con variación en PIP, con un mínimo de 347 psi y un máximo de 572 psi. Sale de operación por alta PIP.
SGP-3	22/05/2024	Fondo	Pozo con variación en PIP, con un mínimo de 305 psi y un máximo de 540 psi. 16:08 Horas sale de línea por alta PIP.

Tabla 2. Datos Salidas de operación Pozo SGP 03. Fuente: Archivos históricos datos de campo.

Pozo	Día Operativo	Tipo de Falla registrada	Causa de la Falla.
SGP-4	12/06/2023	Fondo	Sale de operación por sobre corriente en el motor.
SGP-4	14/07/2023	Fondo	7:39 horas sale de línea por alta corriente de motor. Empresa química aplica bache de Scale Dissolver (50 gal) y fórmico (10 gal). 14:03 se inicia recirculación en directa con fluido de SGP 01, PIP: 823 psi. 16:36 finaliza circulación en directa, PIP final: 1103 psi. 21:15 – 23:00 Horas se realizaron maniobras de arranque sin éxito.
SGP-4	8/05/2024	Fondo	Fuera de Línea por falla eléctrica.

Tabla 3. Datos Salidas de operación Pozo SGP 04. Fuente: Archivos históricos datos de campo.

Pozo	Día Operativo	Tipo de Falla registrada	Causa de la Falla.
SGP-44	1/08/2023	Fondo	Pozo con variación en PIP, con un mínimo de 263.1 psi y un máximo de 449 psi. 07:22 Horas sale de operación por baja carga.
SGP-44	11/09/2023	Fondo	Pozo con variación en PIP, con un mínimo de 315.8 psi y un máximo de 591 psi. 16:16 Horas el valor de la PIP INCREMENTA (355.0 Psi @ 797.0 Psi). 16:57 Horas se apaga por alta temperatura de motor.

SGP-44	16/04/2024	Fondo	Pozo con variación en PIP, con un mínimo de 384 psi y un máximo de 1069 psi. (Resumen parada: 10:17 Horas se apaga BES por alta PIP, 10:52 Horas se da un arranque inicial del pozo y sale por sobrecarga de la bomba, 13:25 inicia recirculación del pozo con fluido de SGP-43, 15:52 Horas se finaliza recirculación del pozo con fluido de SGP-43, 18:57 horas Personal de química finaliza la aplicación bache de 40 galones, mezcla SD + ácido fórmico (50-50%) inhibido, 21:37 horas termina recirculación del pozo PIP 2213 psi, Se da arranque sin éxito.
--------	------------	-------	---

Tabla 4. Datos Salidas de operación Pozo SGP 44. Fuente: Archivos históricos datos de campo.

Pozo	Día Operativo	Tipo de Falla registrada	Novedades y Causa de la Falla.
SGP-48	29/08/2023	Fondo	Pozo con variación en PIP, con un mínimo de 242.9 psi y un máximo de 362 psi. 13:43 horas sale de línea por sobre corriente en el motor.
SGP-48	10/01/2024	Fondo	06:30 horas sale de línea. Por alta temperatura de motor. Falla del sensor de fondo. Se aplica 50 gal de ácido fórmico inhibido. Se está realizando conexionado para ejecutar recirculación. 19:10-21:10 horas inicia recirculación por el anular con fluido del SGP-61. Actividad de ALS: Sobre las 6:32 am se presenta salida de línea por baja PIP, equipo no registra datos de sensor en el scada, al llegar se valida la falla del variador la cual fue baja PIP, se procede aplicar 5 reglas de oro para desconectar equipo de fondo y realizar mediciones de FF y FT así: FF: 5.2/5.2/5.2 ohm Balanceado. FT: 26.6/26.6/25.3 ohm con Fluke 87V. FT: 10 Kohm. TDR: muestra cambio en la impedancia del sistema a la altura del motor+/- 10415 pies desde el SUT. Posteriormente se realizan 3 intentos de arranque sin éxito alguno mostrando como falla sobrecarga por bomba pegada.
SGP-48	11/01/2024	Fondo	23:00 horas sale de línea por sobre corriente VSD.
SGP-48	1/02/2024	Fondo	Pozo con variación en PIP, con un mínimo de 550.9 psi y un máximo de 732.3 psi. 05:21 horas sale de línea por OL. Se aplica bache de ácido fórmico 40 galones y se recircula (15:30 @ 15:50 horas).

SGP-48	15/03/2024	Fondo	08:27 horas se incrementa la aplicación de mezcla de RD+DO en 1 GPD, quedando la rata total en 9 GPD. 11:13 horas se ajusta choke 35@30 para una THP 140 PSI. 11:27 horas se apaga por baja PIP.
--------	------------	-------	--

Tabla 5. Datos Salidas de operación Pozo SGP 48. Fuente: Archivos históricos datos de campo.

Pozo	Día Operativo	Tipo de Falla registrada	Novedades y Causa de la Falla.
SGP-55 ST-1	10/09/2023	Fondo	00:00 horas sale de línea por sobrecarga de la bomba.
SGP-55 ST-1	3/02/2024	Fondo	Pozo con variación en PIP, con un mínimo de 698.9 psi y un máximo de 769 psi. 04:21 horas sale de línea por OL.
SGP-55 ST-1	18/02/2024	Fondo	10:30 horas sale de línea por OL. 12:09 horas ingresa en línea. 13:15 horas sale de línea por falla mecánica.

Tabla 6. Datos Salidas de operación Pozo SGP 55 ST-1. Fuente: Archivos históricos datos de campo.

Pozo	Día Operativo	Tipo de Falla registrada	Novedades y Causa de la Falla.
SGP-63	23/08/2023	Fondo	Pozo con variación en PIP, con un mínimo de 166.4 psi y un máximo de 475.8 psi. 06:41 horas sale de línea por falla por baja PIP. Personal de química aplica bache de 20 galones con Scale Dissolver, se realiza recirculación y se da arranque.
SGP-63	28/08/2023	Fondo	Pozo con variación en PIP, con un mínimo de 193.87 psi y un máximo de 252.6 psi. 03:45 se apaga BES por baja PIP.
SGP-63	17/09/2023	Fondo	Pozo con variación en PIP, con un mínimo de 197.7 psi y un máximo de 351.2 psi. 13:45 horas sale de línea, por baja PIP.
SGP-63	22/10/2023	Fondo	Pozo fuera de línea por falla eléctrica en fondo, posterior al Shut Down General.
SGP-63	28/12/2023	Fondo	Pozo con variación en PIP, con un mínimo de 187.8 psi y un máximo de 278.8 psi. Se aplica Inhibidor de Corrosión (10 gal) y se realiza recirculación. 23:15 horas se apaga por baja PIP.

Tabla 7. Datos Salidas de operación Pozo SGP-63. Fuente: Archivos históricos datos de campo.

Pozo	Día Operativo	Tipo de Falla registrada	Novedades y Causa de la Falla.
SGP Sur-01	20/05/2023	Fondo	17:21 horas sale de línea por alta PIP. Se instala línea con manguera de alta, para realizar recirculación con fluido de SGP -11. 21:50 horas inicia recirculación. Se incrementa PIP hasta 1800 Psi. 23:50 finaliza recirculación, PIP 2040 psi, Temperatura de motor incrementa a más de 350 °F, impidiendo el arranque del pozo. Empresa de química ajusta dosis de química de 2 gal a fondo (agua libre 4%, emulsión 4 %, bsw 5 %).
SGP Sur-01	12/06/2023	Fondo	00:00 horas presenta decremento en PIP de 426 @ 374 Psi, el amperaje de motor presenta oscilación entre 46.8 @ 49.3 Amp. 11:50 se aplica bache de química inorgánica y orgánica en anular. 15:42 Se recircula bache de química. 16:40 Sale de línea posterior a recirculación de bache por alta temperatura de motor.
SGP Sur-01	5/07/2023	Fondo	21:10 horas se aplica Píldora orgánica 100 gal (45% diésel + 45% xileno + 10% dispersante orgánico) + 40 gal de Scale Dissolver. 21:28 horas inicia a recirculación con fluido del SGP- 11 al anular del SGP Sur 1. 21:46 horas finaliza recirculación. 22:00 horas sale de línea por alta temperatura de motor.
SGP Sur-01	7/07/2023	Fondo	04:00 horas deja de aportar fluido en superficie (THP o psi), se procede a cerrar choke para recuperar presión en cabeza. 05:00 horas se apaga manualmente por falla mecánica en la bomba.
SGP Sur-01	10/09/2023	Fondo	08:33 Horas se apaga pozo por sobre carga. Personal de ALS revisa en sitio y se dan dos arranques sin éxito, se verifican medidas eléctricas y se evidencia equipo con bajo aislamiento y desbalanceado. Se presume equipo con Falla Eléctrica.
SGP Sur-01	14/11/2023	Fondo	Se apaga por baja PIP.
SGP Sur-01	16/11/2023	Fondo	Se apaga por baja PIP.
SGP Sur-01	19/11/2023	Fondo	Se apaga por baja PIP.

SGP Sur-01	4/01/2024	Fondo	Pozo con variación en PIP, con un mínimo de 510.5 psi y un máximo de 635.3 psi 14:45 horas sale de línea manualmente por orden de ALS, el pozo no responde a incrementos de frecuencia y no presentaba aporte de fluido en superficie. Queda cerrado Choke, Valve wing, Valve máster.
-------------------	-----------	-------	--

Tabla 8. Datos Salidas de operación Pozo SGP Sur-01. Fuente: Archivos históricos datos de campo.

Pozo	Día Operativo	Tipo de Falla registrada	Novedades y Causa de la Falla.
SGPT-16	4/05/2023	Fondo	'Pozo con variación en PIP, con un mínimo de 206 psi y un máximo de 453.9 psi. 03:20 horas sale línea por baja PIP.
SGPT-16	8/06/2023	Fondo	Sale por alta temperatura de motor.
SGPT-16	28/06/2023	Fondo	17:45 horas sale de línea por alta temperatura de motor.
SGPT-16	3/10/2023	Fondo	'10:44 horas se apaga pozo por incremento en TM. Presentaba tendencia creciente en PIP. 18:05 horas se inicia recirculación de bache de química (Píldora de RD + DO), con el pozo SGPT-34. 18:25 – 18:35 horas se realiza intento de arranque y sale de línea nuevamente.
SGPT-16	1/11/2023	Fondo	Sale de línea por alta temperatura de motor.
SGPT-16	11/11/2023	Fondo	'04:15 horas sale de línea por alta TM. 11:00 horas personal de química aplica bache de química (20 galones de mejorador de flujo). 15:20 horas se inicia recirculación y aumentar la PIP 500 psi. 16:20 horas finaliza recirculación. 16:50 horas personal de ALS da arranque. 17:05 horas sale de línea por alta TM.
SGPT-16	19/11/2023	Fondo	'08:12 Horas se apaga equipo por sobre carga de la bomba. Queda fuera de línea por falla eléctrica, equipo desbalanceado y con bajo aislamiento, Run Life 497 días.
SGPT-16	19/02/2024	Fondo	Pozo con variación en PIP, con un mínimo de 193 psi y un máximo de 412.7 psi. 11:30 horas sale de línea por alta Tm.

SGPT-16	24/05/2024	Fondo	<p>'Pozo con variación en PIP, con un mínimo de 728.1 psi y un máximo de 1247 psi. Operación normal. 02:00 horas se apaga por sobrecarga en la bomba.</p> <p>Después de intentos fuertes no es posible poner el equipo en línea, Bomba pegada. Se inyecta una píldora ácida y luego una píldora orgánica.</p> <p>Píldora inorgánica: 40 gls sácale dissolve Píldora orgánica: 50 gls de diésel, 25 gls de xileno, 15 gls de RD y 10 gls de DO. Se realiza recirculación.</p> <p>Después de intentos fuertes no es posible poner el equipo en línea, Bomba pegada.</p>
----------------	------------	-------	---

Tabla 9. Datos Salidas de operación Pozo SGPT-16. Fuente: Archivos históricos datos de campo.

Pozo	Día Operativo	Tipo de Falla registrada	Novedades y Causa de la Falla.
SGPT-18	4/09/2023	Fondo	Sale de operación por alta corriente de motor.
SGPT-18	26/04/2024	Fondo	Sale de operación por alta corriente de motor.
SGPT-18	17/05/2024	Fondo	Sale de operación por alta corriente de motor. Pozo con variación en PIP, con un mínimo de 967 psi y un máximo de 1225 psi.
SGPT-18	7/06/2024	Fondo	Sin datos de fondo, Se aplica Scale Dissolver 15 Galones y se realiza recirculación. Se realiza prueba de integridad de la tubería, evidenciando que posiblemente tiene un hueco, quedando fuera de operación el pozo para intervención.

Tabla 10. Datos Salidas de operación Pozo SGPT-18. Fuente: Archivos históricos datos de campo.

Como lo indica (Salahshoor, et al., 2021), es importante explicar que las fallas en estos sistemas pueden deberse a la ineficiencia del manejo de emulsiones, incrustaciones, y parafinas, lo que afecta la producción de los pozos. La selección de pozos basados en datos históricos de falla, ayuda a identificar los pozos con mayores problemas, mejorando la eficiencia en la aplicación de tratamientos químicos (Zhang, et al., 2020).

Basados en las tablas anteriores, y teniendo como parámetros de selección

la frecuencia y el tipo de falla, la implementación de tratamientos químicos en cuanto al manejo de fluidos en las salidas de operación, y, los datos representativos en las fallas presentadas, se seleccionaron los pozos SGP-48 y SGPT-16, como caso base para el desarrollo del estudio. En la tabla 11 se resumen los criterios considerados para la selección final de estos dos pozos.

Pozo	Frecuencia y Tipo de fallas	Implementación de tratamiento químico.	Datos Representativos
SGPT-16	Múltiples salidas de operación por alta temperatura de motor y baja PIP.	Uso de baches de química y recirculación para mejorar el flujo.	Fallas documentadas con detalles específicos sobre la variación en PIP, tiempos de falla, y medidas correctivas.
SGP-48	Historial de fallas por sobrecorriente y alta temperatura de motor.	Aplicación de ácido fórmico y otros químicos para solucionar problemas operativos.	

Tabla 11.Resumen criterios de selección de pozos.

Aunque comúnmente se utiliza un número impar de datos para los análisis estadísticos o validación de resultados, en este caso se escogieron solo dos pozos, teniendo en cuenta que los datos obtenidos de estos dos pozos son de alta calidad, con registros completos y confiables que permiten una evaluación exhaustiva y precisa de las condiciones. Los dos pozos seleccionados son representativos, mostrando características y comportamientos similares a los que se podrían observar en un número mayor de pozos del campo, también se tiene en cuenta que un tercer pozo candidato podría ser el SGPT- Sur 01 pero este pozo se encuentra actualmente fuera de línea lo cual obstaculiza la validación de resultados al momento de aplicar la estrategia de tratamiento químico propuesta para el buen funcionamiento de los pozos.

2. CAUSAS DE FALLAS ASOCIADAS A LA ESTABILIDAD DE FLUIDOS.

Las causas de fallas asociadas a los fluidos, pueden asociarse a problemas de emulsiones estables, baja fluidez a causa del aumento de la viscosidad, precipitación de parafinas, asfáltenos, etc. En este capítulo enfatizaremos la causa raíz por la cual los dos pozos seleccionados salieron de línea y cuáles fueron las recomendaciones a tomar después de la intervención del equipo.

2.1. Causas de falla pozo SGP 48 – VDF ALKHORAYEF

Equipo BES: Bomba WE1500 con 208 etapas – Motor 287 HP.

Tipo de Falla: Eléctrica.

Componente: Motor.

Tipo: Infantil – directa.

Modo de falla: Bajo aporte.

Hallazgos Pulling/DIFA: Se encontraron las siguientes causas de falla:

- Evidencia de sólidos dentro y fuera de bomba superior.
- Giro con algo de arrastre en bomba superior.
- Entrada a la bomba (*Intake*) con orificios de admisión parcialmente obstruidos con sólidos en su interior.
- Sellos con giro libre, cabeza sello *upper* con sólidos en su interior.
- Orificios antiasfaltenicos obstruidos con sólidos.
- Acople motor-sello con poca presencia de aceite, el poco recuperado se evidencia contaminado con agua.
- Motor presenta giro libre, eléctricamente con continuidad fase – fase en desbalance y con falla de aislamiento a tierra.

Resumen de actividades realizadas previo a la falla:

Pozo con una vida útil de 216 días, se evidencia que el pozo duró operando por un periodo de 4 horas posterior al ingreso de la salida de operación donde se evidenció bomba pegada, en las cuales solo durante 20 minutos se tuvo aporte de fluido en superficie, durante el restante del tiempo se decide realizar maniobras de incremento de frecuencia con el fin de alcanzar producción en superficie, sin embargo, no se logra y, con el fin de cuidar la integridad del equipo se decide realizar apagado manual de la bomba.

Al siguiente día se da intento de arranque en cuatro ocasiones sin éxito ya que el equipo se salía por sobrecorriente, se procedió a tomar medidas eléctricas y realizar pruebas en vacío para verificar condiciones, evidenciando que el equipo en fondo y superficie poseen buenas medidas, se da un último intento de arranque con éxito, pero pasados 30 minutos no se logra tener aporte de fluido en superficie, se pierden datos de fondo y finalmente el pozo sale de operación por sobrecorriente.

Al tomar nuevamente las medidas eléctricas se evidencia equipo desbalanceado y con una fase aterrizada, dando por dictamen final aterrizaje del equipo BES por falla eléctrica del motor asociadas a las novedades mencionadas anteriormente.



Ilustración 2. Fotografías fallas bomba Pozo SGP-48. Fuente: Empresa encargada de análisis.

2.1.1. Tratamiento químico aplicado al pozo SGP-48.

Este pozo durante el periodo de tiempo de estudio, ha recibido tratamiento químico para contribuir a la estabilización de las variables del pozo y mejorar su potencial. Este tipo de tratamiento o estrategia de aplicación es la que se encuentra estipulada con el cliente para manejar como fase inicial en el proceso de estabilización de los fluidos, no se inicia con otro tipo de inyección debido a que en algunos pozos con esta periodicidad de bacheo los pozos toman un comportamiento óptimo de funcionamiento:

TRATAMIENTO SGP-48			
Fecha	Producto	Cantidad (gal)	Forma de aplicación
<u>15/07/2023</u>	<u>Scale Dissolver</u>	<u>20</u>	<u>Bache</u>
<u>25/08/2023</u>	<u>Scale Dissolver</u>	<u>20</u>	<u>Bache</u>
<u>25/09/2023</u>	<u>Scale Dissolver</u>	<u>20</u>	<u>Bache</u>
<u>9/10/2023</u>	<u>Scale Dissolver</u>	<u>20</u>	<u>Bache</u>
<u>9/10/2023</u>	<u>Ácido fórmico</u>	<u>20</u>	<u>Bache</u>
<u>15/10/2023</u>	<u>Inhibidor de corrosión</u>	<u>2</u>	<u>Bache</u>
<u>15/10/2023</u>	<u>Scale Dissolver</u>	<u>40</u>	<u>Bache</u>
<u>22/10/2023</u>	<u>Ácido fórmico</u>	<u>50</u>	<u>Bache</u>
<u>11/11/2023</u>	<u>Scale Dissolver</u>	<u>20</u>	<u>Bache</u>

<u>11/11/2023</u>	<u>Ácido fórmico</u>	<u>3</u>	<u>Bache</u>
<u>11/11/2023</u>	<u>Inhibidor de corrosión</u>	<u>20</u>	<u>Bache</u>
<u>15/11/2023</u>	<u>Scale Dissolver</u>	<u>15</u>	<u>Bache</u>
<u>25/11/2023</u>	<u>Ácido fórmico</u>	<u>55</u>	<u>Bache</u>
<u>27/11/2023</u>	<u>Scale Dissolver</u>	<u>15</u>	<u>Bache</u>
<u>4/12/2023</u>	<u>Ácido fórmico</u>	<u>30</u>	<u>Bache</u>
<u>11/12/2023</u>	<u>Ácido fórmico</u>	<u>15</u>	<u>Bache</u>
<u>18/12/2023</u>	<u>Scale Dissolver</u>	<u>15</u>	<u>Bache</u>
<u>25/12/2023</u>	<u>Scale Dissolver</u>	<u>15</u>	<u>Bache</u>

Tabla 12. Tratamiento químico aplicado en el año 2023 al pozo SGP-48. Fuente: Empresa encargada tratamiento químico.

TRATAMIENTO SGP-48			
Fecha	Producto	Cantidad (gal)	Forma de aplicación
<u>2/01/2024</u>	<u>Scale Dissolver</u>	<u>15</u>	<u>Bache</u>
<u>9/01/2024</u>	<u>Scale Dissolver</u>	<u>15</u>	<u>Bache</u>
<u>10/01/2024</u>	<u>Ácido fórmico</u>	<u>20</u>	<u>Bache</u>
<u>25/01/2024</u>	<u>Scale Dissolver</u>	<u>20</u>	<u>Bache</u>
<u>1/02/2024</u>	<u>Ácido fórmico</u>	<u>40</u>	<u>Bache</u>
<u>13/02/2024</u>	<u>Scale Dissolver</u>	<u>15</u>	<u>Bache</u>
<u>5/03/2024</u>	<u>Scale Dissolver</u>	<u>15</u>	<u>Bache</u>
<u>18/03/2024</u>	<u>Scale Dissolver</u>	<u>15</u>	<u>Bache</u>
<u>19/04/2024</u>	<u>Scale Dissolver</u>	<u>20</u>	<u>Bache</u>
<u>28/04/2024</u>	<u>Scale Dissolver</u>	<u>20</u>	<u>Bache</u>
<u>7/05/2024</u>	<u>Scale Dissolver</u>	<u>20</u>	<u>Bache</u>
<u>20/05/2024</u>	<u>Scale Dissolver</u>	<u>20</u>	<u>Bache</u>
<u>28/05/2024</u>	<u>Scale Dissolver</u>	<u>20</u>	<u>Bache</u>

Tabla 13. Tratamiento químico aplicado en el año 2024 al pozo SGP-48. Fuente: Empresa encargada tratamiento químico.

En este pozo se puede evidenciar una buena periodicidad de aplicación de los baches, y variación de productos dependiendo de su fluido, de igual forma la aplicación del ácido fórmico se realizó en ocasiones donde la bomba se quedaba pegada para arrancar posterior a una de las tantas salidas de operación que ha presentado.

2.1.2. Análisis histórico de emulsiones Pozo SGP-48.

En la tabla 14 se presentan los datos del pozo SGP-48 según los resultados obtenidos en el laboratorio de campo:

FECHA	HORA DE RECEPCIÓN	PLATAFORMA	CABEZA DE POZO	PRUEBA SIN QUÍMICA			PRUEBA CON QUÍMICA
				% AGUA "LIBRE"	% EMULSIÓN CON AGUA LIBRE	% EMULSIÓN BS	% BSW
2023-05-24	21:30	SGP	SGP-48	0,0%	10,0%	10,0%	8,0%
2023-06-14	8:00	SGP	SGP-48	4,0%	12,0%	8,0%	14,0%
2023-07-04	9:00	SGP	SGP-48	16,0%	28,0%	12,0%	26,0%
2023-08-16	10:00	SGP	SGP-48	32,0%	32,0%	0,0%	44,0%
2023-09-06	13:00	SGP	SGP-48	26,0%	26,0%	0,0%	28,0%
2023-10-24	2:00	SGP	SGP-48	12,0%	18,0%	6,0%	16,0%
2023-11-06	23:30	SGP	SGP-48	44,0%	44,0%	0,0%	44,0%
2023-12-11	11:20	SGP	SGP-48	30,0%	44,0%	14,0%	44,0%
2024-02-15	7:40	SGP	SGP-48	30,0%	52,0%	22,0%	48,0%
2024-03-16	4:00	SGP	SGP-48	40,0%	60,0%	20,0%	60,0%
2024-06-10	0:00	SGP	SGP-48	20,0%	20,0%	0,0%	20,0%

Tabla 14. Datos históricos de emulsión Pozo SGP-48. Fuente: Empresa laboratorio campo.

Como se observa en la Tabla 14, el pozo SGP-48 presenta una emulsión variable en el fluido, en algunas ocasiones más estable que otras, todos los parámetros muestran alta variabilidad a lo largo del tiempo, lo que sugiere cambios significativos en las condiciones del pozo o en la eficiencia de las intervenciones químicas, por ejemplo, los valores altos de % Emulsión BS y % BSW después de las intervenciones químicas, indican que puede haber una necesidad de ajustar las estrategias de tratamiento, también se resalta que algunas fechas muestran caídas a 0% en % Emulsión BS, lo que puede indicar la eficacia temporal de los baches o variaciones en las condiciones de producción, es por esta razón que se deben evaluar y posiblemente ajustar los tratamientos químicos para mejorar la estabilidad de las operaciones.

2.2. Causas de falla pozo SGPT-16.

Equipo BES BOMBA: Bomba FLEX 15 con 272 etapas- Motor 350 HP.

Tipo de falla: Mecánica.

Componente: Bomba.

Tipo: Antes – Indirecta.

Modo de falla: Ruptura de eje.

Hallazgos Pulling/ DIFA:

- Bomba *Upper* con giro restringido, eje roto en la etapa 76, se encuentran etapas totalmente taponadas de fluido e incrustaciones.
- Bomba *Lower* con giro restringido.
- Manejado de Gas con giro libre.
- Sello *Upper*. Contaminado, evidencia de alta temperatura.
- Sellos *Lower*. Se evidencia aceite trabajado.
- Motor presenta giro libre, eléctricamente bien, se evidencia alta temperatura en *Pothed* y base de motor.

Resumen de la falla:

Se evidencia falla de la bomba por no aporte y ruptura de eje, adicionalmente se evidencia bombas tamponadas con crudo y materiales incrustantes.



Ilustración 3 Fotografías falla bomba pozo SGT-16. Fuente: Empresa encargada de estudio.

Como se pudo apreciar en la descripción de fallas, los pozos presentaron problemas de fluidos en cuando a baja fluidez, ocasionando el no aporte en superficie, e incrustaciones considerables en grandes partes de la bomba.

2.2.1. Química aplicada al POZO SGPT-16.

Este pozo durante el periodo de tiempo de estudio ha recibido tratamiento químico para poder de alguna forma contribuir a la estabilización de las variables del pozo y mejorar su potencial. Este tipo de tratamiento o estrategia de aplicación es la que se encuentra estipulada con el cliente para manejar como fase inicial en el proceso de estabilización de los fluidos, no se inicia con otro tipo de inyección debido a que en algunos pozos con esta periodicidad de bacheo los pozos toman un comportamiento óptimo de funcionamiento:

TRATAMIENTO SGPT-16			
Fecha	Producto	Cantidad (gal)	Forma de aplicación
23/07/2023	Scale Dissolver	20	Bache
28/07/2023	Scale Dissolver	40	Bache
27/08/2023	Scale Dissolver	20	Bache
16/09/2023	Scale Dissolver	40	Bache
28/09/2023	Scale Dissolver	40	Bache
1/12/2023	Scale Dissolver	25	Bache
1/12/2023	Ácido fórmico	25	Bache
15/12/2023	Scale Dissolver	15	Bache
25/02/2024	Scale Dissolver	15	Bache
25/03/2024	Scale Dissolver	15	Bache
8/04/2024	Scale Dissolver	20	Bache
21/04/2024	Scale Dissolver	15	Bache
11/05/2024	Scale Dissolver	20	Bache
24/05/2024	Scale Dissolver	40	Bache
27/05/2024	Scale Dissolver	20	Bache

Tabla 15. Tratamiento Químico aplicado al pozo SGPT-16. Fuente: Empresa contratista química campo SGP.

En la Tabla 15 se puede observar que para este pozo solo se ha realizado aplicación de química por bache para el manejo de fluidos en fondo del pozo, para el día 01/12/2023 hubo una aplicación de bache de ácido fórmico debido a que el pozo salió de operación y volvía de un Well services, como precaución se aplicó para limpieza de impurezas.

2.2.2. Análisis histórico de emulsiones pozo SGPT-16.

El pozo SGPT-16 históricamente ha venido presentando datos de emulsión según los resultados obtenidos por parte de la empresa encargada del laboratorio en campo:

FECHA	HORA	PLATAFORMA	CABEZA DE POZO	PRUEBA SIN QUÍMICA			PRUEBA CON QUÍMICA
				%AGUA "LIBRE"	%EMULSIÓN CON AGUA LIBRE	%EMULSIÓN BS	%BSW
07/05/2023	8:00	SGPT	SGPT-16	0,4%	24,0%	23,6%	26%
11/06/2023	2:00	SGPT	SGPT-16	0,00%	42,00%	42,0%	36%
11/07/2023	5:30	SGPT	SGPT-16	0,20%	26,00%	25,8%	22%
12/01/2024	11:00	SGPT	SGPT-16	0,50%	34,00%	33,5%	24%
08/03/2024	10:00	SGPT	SGPT-16	0,20%	18,00%	17,8%	16%
10/05/2024	8:00	SGPT	SGPT-16	0,00%	28,00%	28,0%	24%
14/06/2024	23:00	SGPT	SGPT-16	0,50%	40,00%	39,5%	24%

Tabla 16. Resultados de emulsión Pozo SGPT-16. Fuente: Contratista encargada de laboratorio en campo.

Como se puede observar en la Tabla 16, el pozo SGPT-16 presenta un fluido bastante emulsionado y estable, ya que el porcentaje de separación de agua libre es prácticamente nula, también se resalta que los picos en el porcentaje de emulsión con agua libre en junio de 2023 y junio de 2024 sugieren periodos críticos, donde las condiciones del pozo empeoran considerablemente, la alta variabilidad y los picos en emulsión con agua libre sugieren la necesidad de optimizar las formulaciones químicas o la frecuencia de las aplicaciones.

Las fallas en los pozos SGP-48 y SGPT-16, se deben principalmente a la formación de emulsiones y la acumulación de sólidos, lo que afecta la estabilidad de los fluidos producidos. Las emulsiones, que son mezclas de agua y aceite, son difíciles de romper y pueden generar altos diferenciales de presión en las bombas BES, como lo señalan (Wilson et al., 2020). En estos pozos, las emulsiones han causado obstrucciones severas en las bombas y fallas recurrentes, lo que ha requerido intervenciones continuas de limpieza y tratamiento químico.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en cuanto a las emulsiones de los dos pozos seleccionados con el tratamiento actual que se aplica a los pozos, y que como lo indica (Alvarado & Manrique, 2010) los problemas de estabilidad de emulsiones pueden aumentar la viscosidad de los fluidos y reducir la eficiencia del sistema BES, donde las soluciones químicas aplicadas tienen un papel crucial para mejorar la estabilidad de los fluidos (Moran & Shaw, 2017), se realiza un análisis del comportamiento de las variables de producción y los datos de potenciales obtenidos, para de esta forma tener una condición base de comparación a la hora de proponer e implementar una inyección continua en los pozos vía capilar, con el fin de buscar una mejor estabilidad en cuanto a los fluidos de los pozos, esto mediante análisis realizados por la empresa de tratamiento químico, que permita obtener la dosis correspondiente a manejar y la selección de químicos adecuados para que la eficacia del proceso sea cada mayor a la actual.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y COMPORTAMIENTO DE LOS POZOS SEGÚN SOLUCIONES APLICADAS.

En este capítulo se analizaron los resultados obtenidos en las pruebas de pozo y el comportamiento de las principales variables de producción (PIP, Temperatura de motor, corriente de motor y frecuencia) con la aplicación de la química que el pozo se encontraba manejando.

3.1. Pruebas de producción realizadas al pozo SGPT-16:

Para el análisis del comportamiento de la actuación de la química aplicada, se tiene del pozo las siguientes pruebas de producción:

SGPT-16					
FECHA	BFPD (Bbls)	BOPD (Bbls)	BWPD (Bls)	%SW	Método de prueba
4/05/2023	845,3	783	62,3	7,4	Medidor VX 19mm
6/05/2023	836,6	787,6	49	5,9	Medidor VX 19mm
12/05/2023	795,4	756,9	38,6	4,8	Medidor VX 19mm
14/05/2023	789,5	760	29,5	3,7	Medidor VX 19mm
26/05/2023	626,8	604,7	22,1	3,5	Medidor VX 19mm
9/06/2023	739,4	678,3	61,1	8,3	Medidor VX 19mm
12/06/2023	558,3	535,7	22,6	4	Medidor VX 19mm
22/06/2023	557,1	531,8	25,3	4,5	Medidor VX 19mm
23/06/2023	617,6	589,6	28	4,5	Medidor VX 19mm
24/06/2023	800	746,6	53,3	6,7	Medidor VX 19mm
25/06/2023	456,2	433,5	22,8	5	Medidor VX 19mm
26/06/2023	513,4	484,5	28,9	5,6	Medidor VX 19mm
27/06/2023	353,1	336,2	17	4,8	Medidor VX 19mm
2/07/2023	650,4	597,3	53	8,2	Medidor VX 19mm
3/07/2023	672,9	640,7	32,2	4,8	Medidor VX 19mm
28/07/2023	473,5	455,5	18	3,8	TANQUES
24/08/2023	630,3	607,6	22,7	3,6	Medidor SPM 2" HAIMO
26/08/2023	626,1	606	20,1	3,2	Medidor SPM 2" HAIMO
27/08/2023	611,1	586,1	25	4,1	Medidor SPM 2" HAIMO
28/08/2023	644,1	612,6	31,5	4,9	Medidor SPM 2" HAIMO
31/08/2023	634,1	611,4	22,7	3,6	Medidor SPM 2" HAIMO
3/09/2023	609,9	579,5	30,4	5	TANQUES
22/09/2023	531	503,8	27,1	5,1	TANQUES

27/10/2023	427,4	400,4	27	6,3	TANQUES
2/11/2023	383,7	358,7	25	6,5	TANQUES
9/11/2023	325,7	297,9	27,8	8,5	TANQUES
10/11/2023	332,7	303,8	28,9	8,7	TANQUES
13/11/2023	291,9	259,6	32,4	11,1	TANQUES
14/11/2023	310,5	281,1	29,5	9,5	TANQUES
16/11/2023	256,5	225,2	31,3	12,2	TANQUES
18/11/2023	372	360,7	11,4	3,1	TANQUES
30/11/2023	647,5	535,6	111,9	17,3	TANQUES
5/12/2023	610	594,5	15,5	2,5	Medidor SPM 2" HAIMO
27/12/2023	626,8	595	31,8	5,1	TANQUES

Tabla 17. Datos de pruebas de producción Pozo SGPT-16 año 2023. Fuente: Histórico de pruebas de pozo del campo.

SGPT-16					
FECHA	BFPD (Bbls)	BOPD (Bbls)	BWPD (Blis)	%SW	Método de prueba
13/01/2024	481,3	452,2	29,1	6	TANQUES
15/01/2024	616,4	583,9	32,6	5,3	TANQUES
22/01/2024	629,8	617,4	12,4	2	Medidor SPM 2" HAIMO
23/01/2024	634,6	610,7	24	3,8	Medidor SPM 2" HAIMO
27/01/2024	643,1	602	41,1	6,4	TANQUES
9/02/2024	602,9	586,1	16,8	2,8	Medidor SPM 2" HAIMO
10/02/2024	668,2	644,9	23,3	3,5	Medidor SPM 2" HAIMO
12/02/2024	675,7	641,6	34,2	5,1	Medidor SPM 2" HAIMO
14/02/2024	660,3	628,7	31,6	4,8	Medidor SPM 2" HAIMO
18/02/2024	643,9	614,9	29	4,5	Medidor SPM 2" HAIMO
19/02/2024	643,3	617	26,4	4,1	Medidor SPM 2" HAIMO
22/02/2024	664,7	640,1	24,6	3,7	Medidor SPM 2" HAIMO
23/02/2024	696,7	659,8	36,9	5,3	TANQUES
1/03/2024	655,8	626,3	29,5	4,5	Medidor SPM 2" HAIMO
4/03/2024	678	647,2	30,7	4,5	Medidor SPM 2" HAIMO
7/03/2024	667,5	629,4	38,1	5,7	Medidor SPM 2" HAIMO
10/03/2024	644,7	599,8	44,9	7	Medidor SPM 2" HAIMO
13/03/2024	657,5	606,6	50,9	7,7	Medidor SPM 2" HAIMO
15/03/2024	700,8	640,3	60,5	8,6	Medidor SPM 2" HAIMO
17/03/2024	692,1	631,2	61	8,8	Medidor SPM 2" HAIMO
24/03/2024	688,7	638,4	50,3	7,3	Medidor SPM 2" HAIMO
31/03/2024	727	654,1	73	10	Medidor SPM 2" HAIMO
2/04/2024	712,9	633,2	79,6	11,2	Medidor SPM 2" HAIMO
5/04/2024	668,3	582,1	86,2	12,9	Medidor SPM 2" HAIMO

9/04/2024	719,8	601,2	118,6	16,5	TANQUES
17/04/2024	688,7	570,9	117,9	17,1	Medidor SPM 2" HAIMO
12/05/2024	743,9	591,6	152,3	20,5	Medidor SPM 2" HAIMO
15/05/2024	851,6	664,7	186,9	21,9	SPM2" SN 2212309
7/06/2024	780,2	596,8	183,4	23,5	TANQUES
10/06/2024	769,3	559,2	210,1	27,3	SPM2" SN 2212309
11/06/2024	754,9	548	206,8	27,4	TANQUES

Tabla 18. Datos de pruebas de producción Pozo SGPT-16 año 2024. Fuente: Histórico de pruebas de pozo del campo.

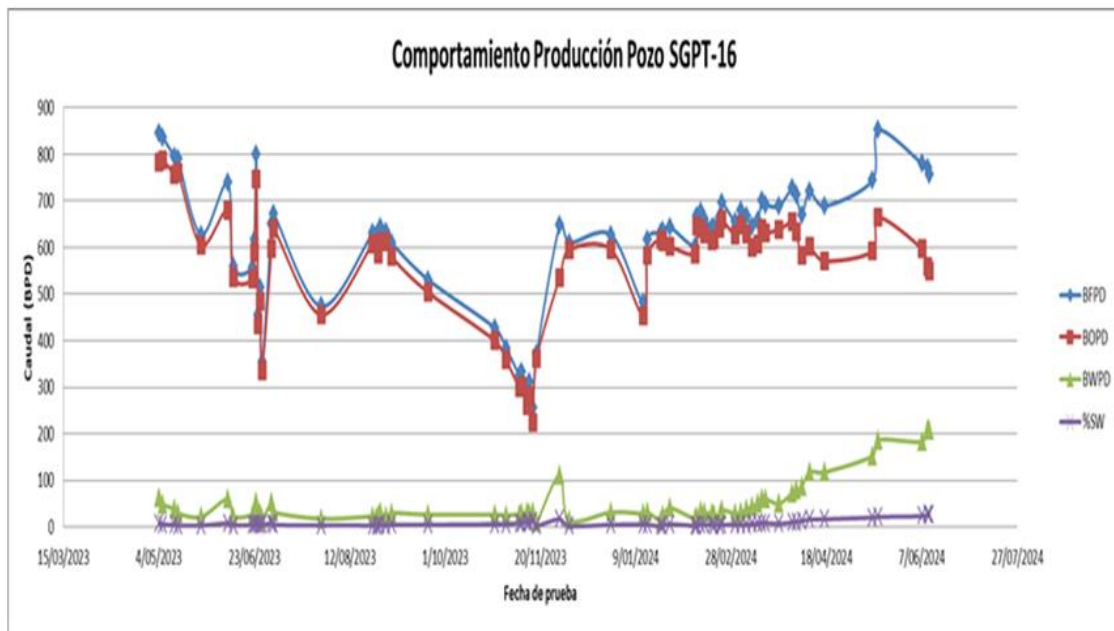


Ilustración 4. Comportamiento de la producción del pozo SGPT-16.

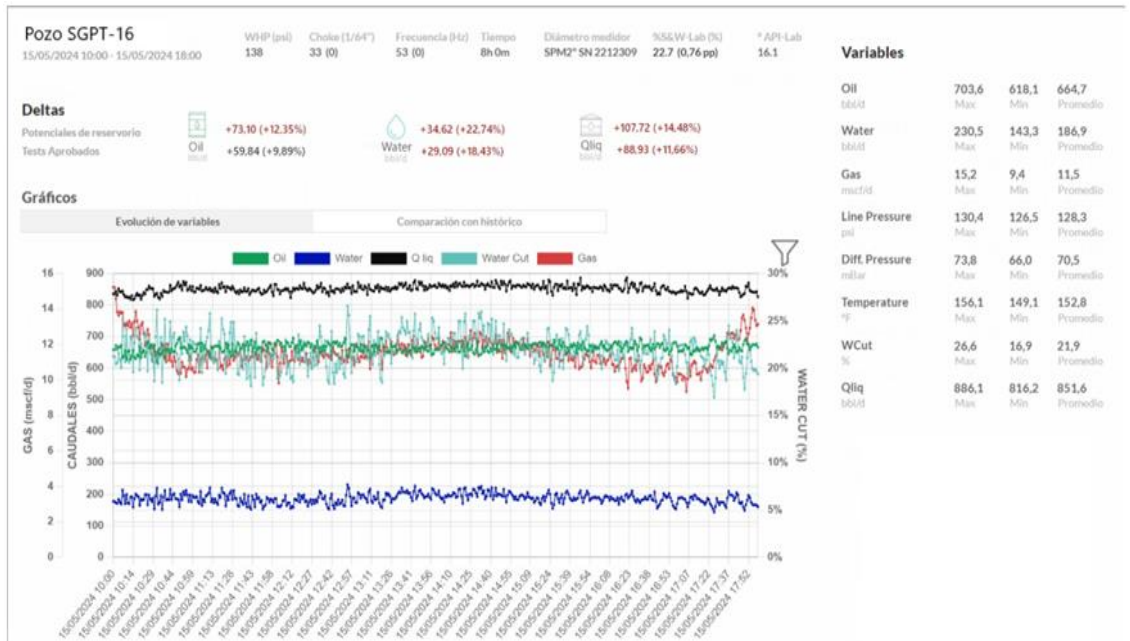


Ilustración 5. Reporte de prueba de producción Pozo SGPT-16.

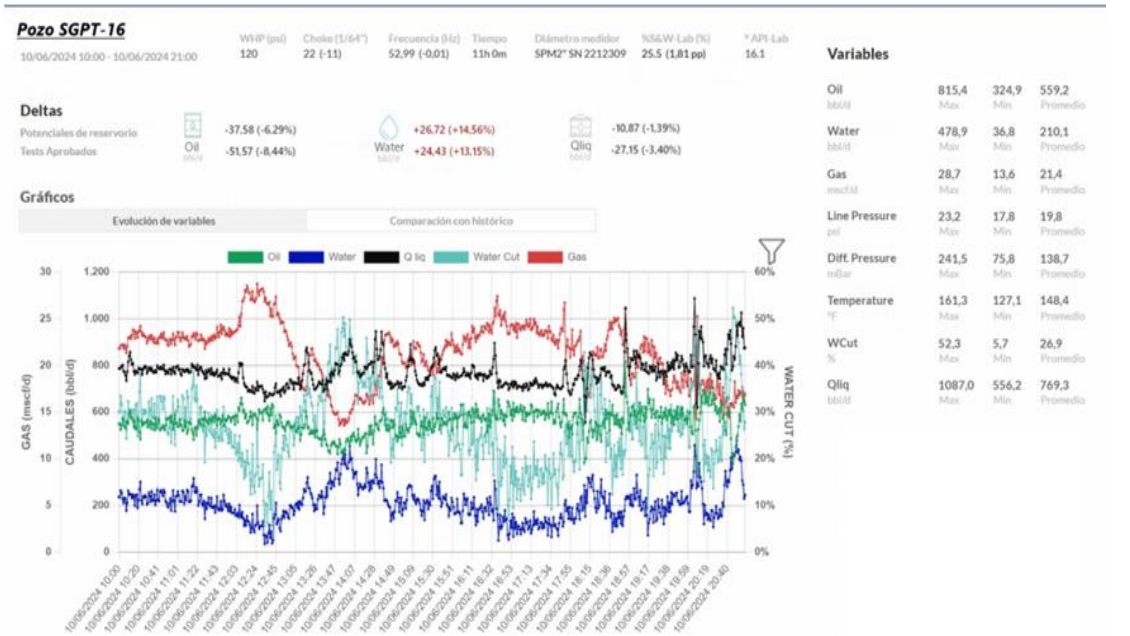


Ilustración 6. Reporte última prueba de producción Pozo SGPT-16.

Como se puede observar en las ilustraciones 4, 5 y 6, la fluctuación de la

producción del pozo es considerable, teniendo en cuenta que la producción normal del pozo es en promedio 700 BOPD, en los momento más críticos se ha visto disminución de hasta 200 BOPD. Por el análisis realizado, se presume que este cambio se debe a los cambios de movilidad del fluido en fondo, el cual ocasiona que los parámetros empiecen a aumentar y se evidencia este comportamiento.

Por otro lado, se evidencia en los últimos meses un aumento considerable de agua en la producción del pozo, logrando recuperar aproximadamente su potencial normal pero con un aumento considerable en el corte de agua.

3.1.1. Comportamiento de las variables de producción SGPT-16.

Las fluctuaciones de variables de producción (PIP, TI, TM, Amp, Vx) dan un indicio del comportamiento de los fluidos del pozo, ya que al presentarse oscilación, por ejemplo de la PIP, nos está informando de que algo se está presentando en fondo que produce cambios en la movilidad del fluido, puede ser debido a la formación de emulsión, cambios en la viscosidad del fluido, o en su defecto, al aumento en cortes de agua, lo cual para este pozo como ya se ha identificado, presenta todas las situaciones anteriormente mencionadas, a continuación se evidenciará un poco el comportamiento de las variables con el tratamiento químico actual que recibe el pozo SGPT-16:

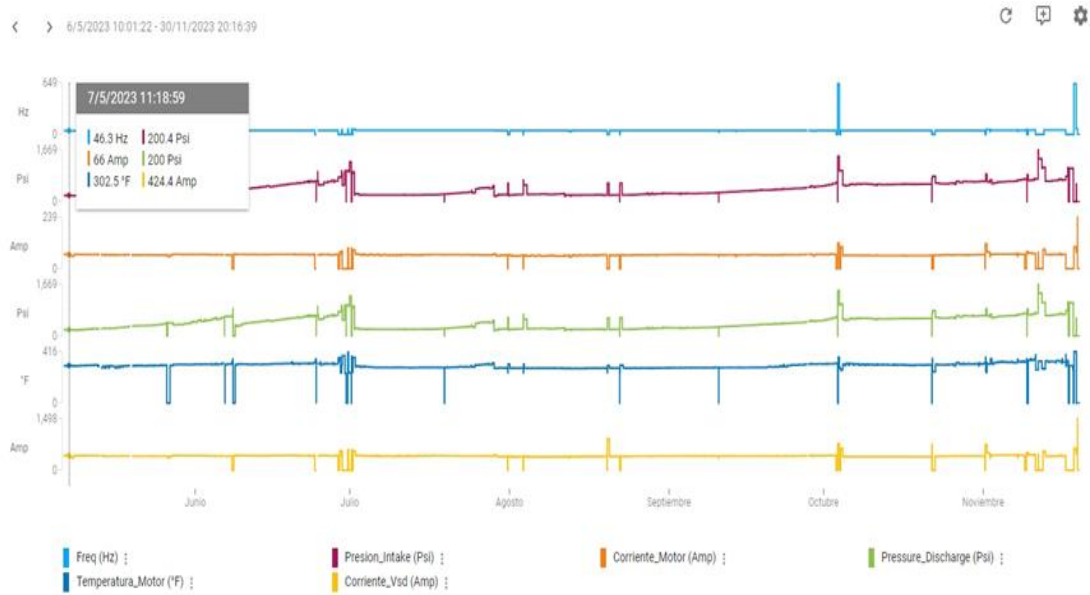


Ilustración 7. Comportamiento de variables de producción pozo SGPT-16 -2023.

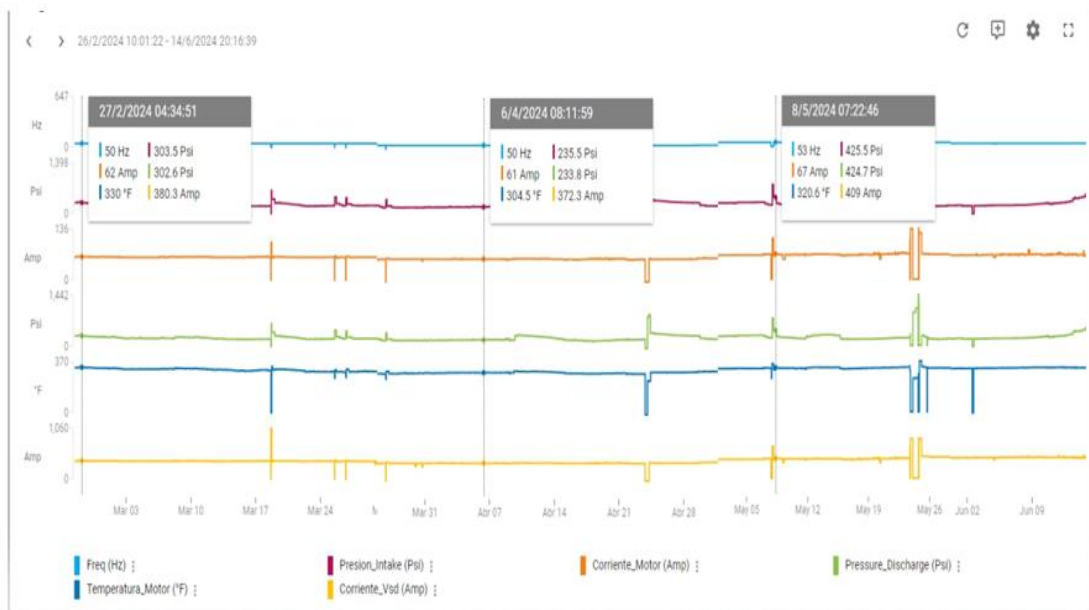


Ilustración 8. Comportamiento de variables de producción pozo SGPT-16 - 2024.



Ilustración 9. Comportamiento actual de las variables de producción del pozo SGPT-16.

Como se puede observar en las ilustraciones 7,8 y 9 el comportamiento de las variables de producción del pozo SGPT-16 se mantiene bastante cambiante, con oscilaciones de PIP desde los 200 Psi @ 700 Psi, actualmente presenta una PIP de 709 Psi, en cuanto a la temperatura de motor presenta valores de 325 °F a 330°F, valores considerablemente altos para el funcionamiento óptimo de una ESP.

Basados en lo anterior y en los resultados obtenidos de la última prueba de producción realizada (ver ilustración 6), se puede deducir que el tratamiento químico que se le está proporcionando a este pozo es ineficiente, ya que no se evidencia una estabilización prolongada en las variables de producción, afectando esto la movilidad del fluido, y por eso esas grandes oscilaciones de caudal que se pueden evidenciar.

3.2. Comportamiento de variables pozos SGP-48:

De igual forma, se toma como base el comportamiento del pozo SGP-48 para poder realizar la comparación de las variables de producción y las pruebas realizadas al pozo:



Ilustración 10. Comportamiento de variables Pozo SGP-48.

De la ilustración 10 se puede evidenciar que el pozo SGP-48 presenta problemas de incrementos de PIP, llegando a alcanzar valores de hasta 343 Psi, aumento en la temperatura de motor de 273.6 °F @ 278.4 °F lo que indica un sobre esfuerzo de la bomba para el desplazamiento del fluido, esto debido a que el pozo presenta problemas de emulsión.

3.2.1. Pruebas de producción realizadas al pozo SGP-48:

Para el análisis del comportamiento de la actuación de la química se tiene del pozo las siguientes pruebas de producción:

SPG-48					
FECHA	BFPD (Bbls)	BOPD (Bbls)	BWPD (Bls)	%SW Tanque	MÉTODO DE PRUEBA
8/05/2023	602,6	545,9	56,8	9,4	TANQUES
9/05/2023	673,4	623,6	49,9	7,4	TANQUES
30/05/2023	654,5	629	25,5	3,9	Medidor VX 19mm
1/06/2023	689,5	660,2	29,3	4,2	Medidor VX 19mm
4/06/2023	696,2	667,5	28,7	4,1	Medidor VX 19mm
8/08/2023	647,2	575	72,1	11,1	Medidor SPM 2" HAIMO
23/08/2023	723,5	595	128,5	17,8	Medidor SPM 2" HAIMO
1/10/2023	767,9	573,4	194,5	25,3	Medidor SPM 2" HAIMO
2/10/2023	759,8	563,5	196,3	25,8	Medidor SPM 2" HAIMO
10/10/2023	474,5	333,8	140,6	29,6	TANQUES
18/11/2023	794,2	648,5	145,7	18,4	TANQUES
20/11/2023	625	385,2	239,8	38,4	Medidor SPM 2" HAIMO
21/11/2023	586,9	372,7	214,2	36,5	Medidor SPM 2" HAIMO

Tabla 19. Pruebas de producción realizadas durante el año 2023 al pozo SGP-48. Fuente: Histórico de pruebas de pozo del campo.

SPG-48					
FECHA	BFPD (Bbls)	BOPD (Bbls)	BWPD (Bls)	%SW Tanque	MÉTODO DE PRUEBA
7/01/2024	621,8	437,4	184,4	29,7	TANQUES
23/01/2024	775,6	289,5	486,1	62,7	TANQUES
24/01/2024	777	398,6	378,5	48,7	TANQUES
25/01/2024	848,1	516	332,1	39,2	TANQUES
28/01/2024	837,2	458,9	378,3	45,2	Medidor SPM 2" HAIMO
29/01/2024	940,9	513,2	427,8	45,5	Medidor SPM 2" HAIMO
31/01/2024	1002,6	526,9	475,7	47,4	Medidor SPM 2" HAIMO
2/02/2024	831,7	433,5	398,2	47,9	Medidor SPM 2" HAIMO
3/02/2024	715,8	398,1	317,7	44,4	Medidor SPM 2" HAIMO
20/02/2024	935,4	467,1	468,3	50,1	Medidor SPM 2" HAIMO
21/02/2024	976,9	478,2	498,7	51	Medidor SPM 2" HAIMO
22/02/2024	1007,2	495,3	511,9	50,8	Medidor SPM 2" HAIMO
23/02/2024	1012,6	490,4	522,2	51,6	Medidor SPM 2" HAIMO
24/02/2024	1075,3	521,1	554,2	51,5	Medidor SPM 2" HAIMO
25/02/2024	1070,6	509,4	561,2	52,4	Medidor SPM 2" HAIMO
25/02/2024	1111,2	544,9	566,4	51	Medidor SPM 2" HAIMO
26/02/2024	1140	548,3	591,7	51,9	Medidor SPM 2" HAIMO
27/02/2024	1148,2	552,7	595,5	51,9	Medidor SPM 2" HAIMO

28/02/2024	1151,6	552,8	598,8	52	Medidor SPM 2" HAIMO
5/03/2024	1214	620,3	593,7	48,9	Medidor SPM 2" HAIMO
6/03/2024	1320,7	682,6	638,1	48,3	Medidor SPM 2" HAIMO
8/03/2024	1249,2	654,5	594,8	47,6	Medidor SPM 2" HAIMO
25/03/2024	1126,7	561,2	565,5	50,2	Medidor SPM 2" HAIMO
26/03/2024	1108,8	557,8	551,1	49,7	Medidor SPM 2" HAIMO
27/03/2024	1113	555,1	558	50,1	Medidor SPM 2" HAIMO
28/03/2024	1112,9	551	561,9	50,5	Medidor SPM 2" HAIMO
30/03/2024	1158,3	569,5	588,8	50,8	Medidor SPM 2" HAIMO
16/04/2024	1113,2	508,7	604,4	54,3	Medidor SPM 2" HAIMO
17/04/2024	1053,5	478,7	574,7	54,6	Medidor SPM 2" HAIMO
18/04/2024	1132	516,9	615,1	54,3	Medidor SPM 2" HAIMO
19/04/2024	1171,4	539,8	631,6	53,9	Medidor SPM 2" HAIMO
20/04/2024	1147,8	520,9	627	54,6	Medidor SPM 2" HAIMO
7/06/2024	1294,1	423,2	870,9	67,3	SPM2" SN 220117
8/06/2024	1286,5	404,1	882,5	68,6	SPM2" SN 220117
9/06/2024	1276,7	404,3	872,5	68,3	SPM2" SN 220117
10/06/2024	1277,3	401,1	876,2	68,6	SPM2" SN 220117
12/06/2024	1269,3	397,4	871,9	68,7	SPM2" SN 220117
13/06/2024	1195,1	373,5	821,7	68,8	SPM2" SN 220117

Tabla 20. Pruebas de producción realizadas durante el año 2024 al pozo SGP-48. Fuente: Histórico de pruebas de pozo del campo.

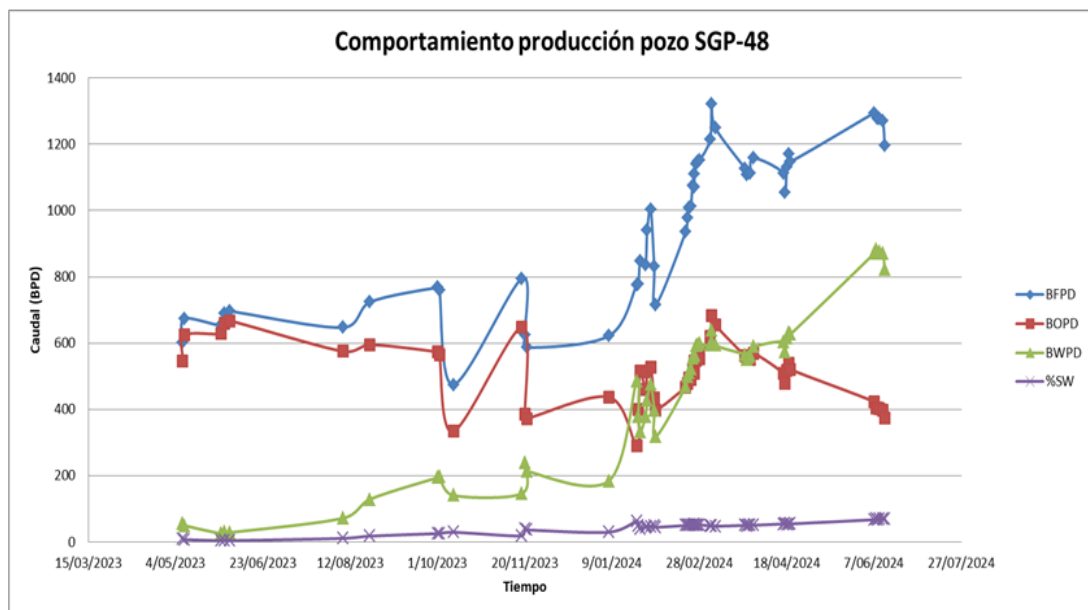


Ilustración 11. Comportamiento producción pozo SGP-48.

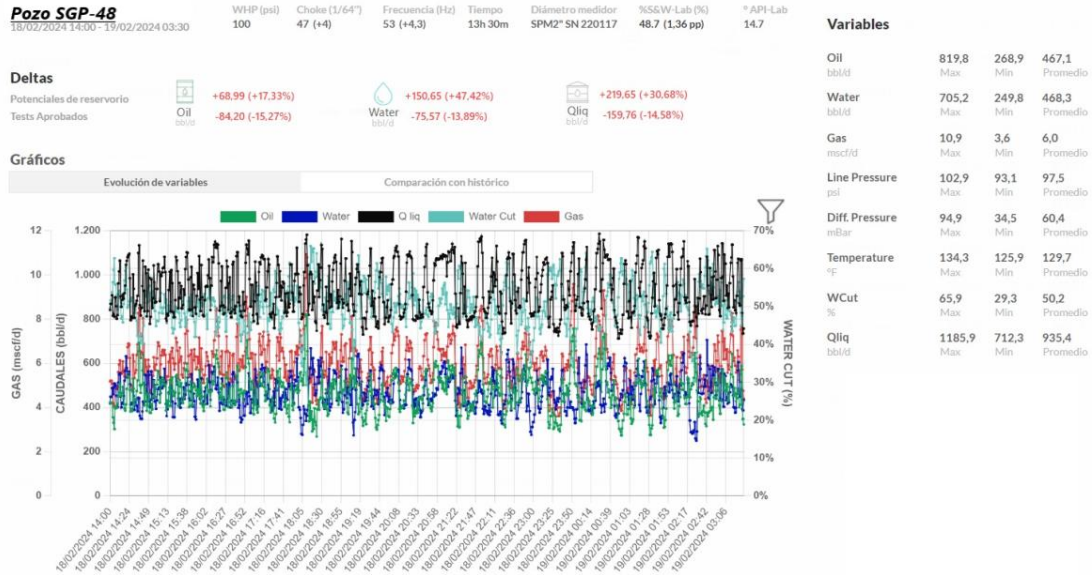


Ilustración 12. Prueba de producción realiza al pozo SGP-48.

En la ilustración 12 se evidencian fluctuaciones fuertes en el comportamiento de todos los caudales del fluido, teniendo caudales de 268.9 BOPD @ 819.8 BOPD, incrementos en corte de agua de 29.3% @ 65.9%, evidenciando esto que realmente el pozo tiene problemas de fluido en fondo que no se está siendo removido solo con la aplicación de la química por baches, como el uso de ácido fórmico y Scale Dissolver.

Por otra parte, se observó una mejora temporal en la producción de los pozos, sin embargo, como indican (Anderson et al., 2021), los tratamientos intermitentes no son suficientes para estabilizar pozos con problemas crónicos de emulsiones. El comportamiento de las variables de producción mostró mejoras inmediatas, pero con tendencia a volver a empeorar, lo que sugiere que es necesario implementar un tratamiento más continuo.

4. ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN QUÍMICA PARA MINIMIZAR FALLAS DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ESP.

Teniendo como base la información anterior en cuanto al comportamiento de los pozos y los resultados obtenidos en las pruebas de producción realizada, se evaluó con el personal de tratamiento químico y se propone realizar una estrategia más eficaz para minimizar las fallas del sistema BES, la cual consiste en la inyección continua de químicos, como rompedores de emulsiones y dispersantes de orgánicos.

Esta metodología ha sido propuesta en trabajos como el de Jackson y Col., 2022, donde se destaca que la inyección continua puede reducir las obstrucciones y mejorar la estabilidad de la producción a largo plazo, esto con el fin de poder determinar si efectivamente se evidencia un mejor comportamiento en las variables de proceso y se puede optimizar el potencial de producción de los pozos intervenidos.

Para evaluar si esta propuesta es eficaz, se propone identificar los siguientes parámetros que permitirían tener una conclusión con respecto a la implementación de esta estrategia:

Comportamiento de los pozos, resultados de pruebas de producción, tendencia incrustante (determinar si los pozos tienen una tendencia a la incrustación y qué tipo de incrustaciones son más comunes, (por ejemplo, carbonatos, sulfatos), monitoreo de variables como la presión *intake*, temperatura del motor, caudal, composición de los fluidos para evaluar el impacto del tratamiento químico).

La implementación de estos tratamientos y la evaluación de estos

parámetros pueden ayudar a minimizar las fallas en el sistema de levantamiento y optimizar la producción de los pozos.

4.1. Análisis de emulsión base de los pozos SGT-16 y SG-48:

Personal de tratamiento químico de campo realiza las pruebas de laboratorio y análisis de emulsiones presentes en los pozos, para poder empezar a determinar las dosis a aplicar de forma continua:

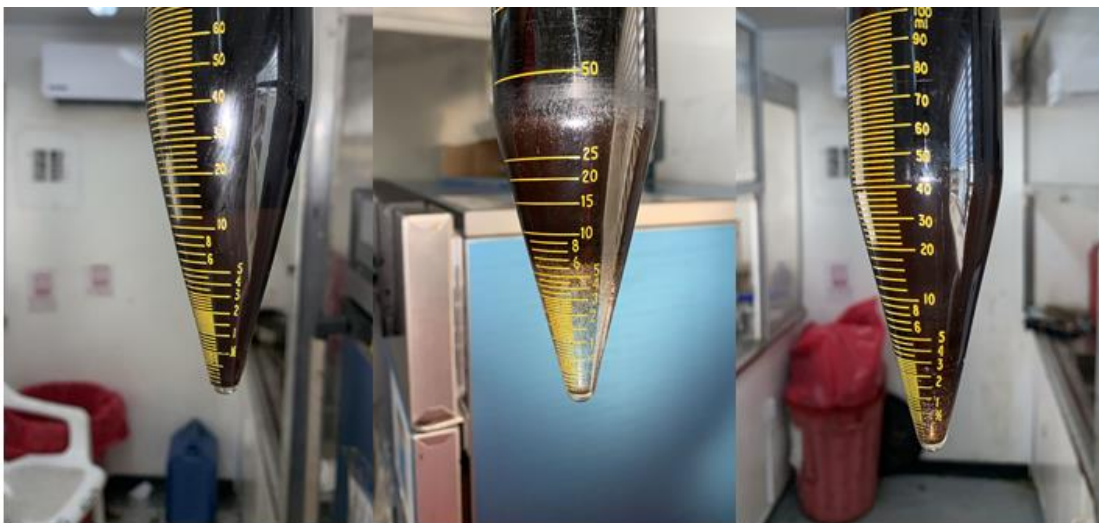


Ilustración 13. Emulsión Pozo SGT-16. Fuente: Empresa encargada de química en campo.

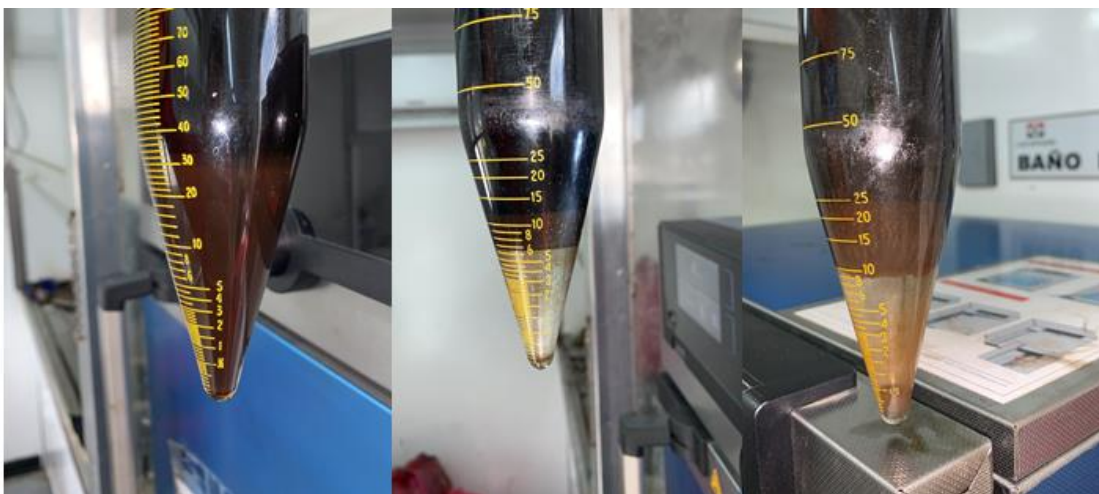


Ilustración 14. Emulsión Pozo SGP-48. Fuente: Empresa encargada de química en campo.

Una vez el personal de tratamiento químico finaliza sus pruebas y análisis de laboratorio, se determinó que para el pozo SGPT-16, se debe aplicar la química a una razón de 5 galones por día equivalente a 269 ppm de Rompedor directo (RD) +1 galón por día equivalente a 54 ppm de Dispersante de orgánicos (DO), y, al pozo SG-48 se debe aplicar la química a una razón de 4 galones por día equivalente a 262 ppm de Rompedor directo (RD) +1 galón por día equivalente a 79 ppm de Dispersante de orgánicos (DO), esto teniendo en cuenta que el primero como ya se evidenció anteriormente presenta emulsiones más fuertes que el segundo por ende mientras se estabiliza necesita mayor impacto.

Se inició la aplicación de la química inhibidor Dual (Dispersante de orgánico + rompedor directo) de forma continua conectada al T-cap del cabezal de pozo, con el fin de asegurar que con la recirculación de fluido se tenga la química en fondo y poder lograr el objetivo.



Ilustración 15. Arme en cabeza de pozo para inyección de química continua en los pozos SGPT-16 y SGP-48.

4.1.1. Análisis Físicoquímicos de los pozos SGPT-16 y SG-48 posterior al inicio de inyección continúa como propuesta de tratamiento:

Para evaluar los resultados de esta estrategia de aplicación el personal encargado de la química en campo realizó los siguientes análisis:

VARIABLES	UNIDADES	Pozo SGPT-16		
		22-abr-24	26-may-24	27-jun-24
pH	Unidades de pH	7,0	7,0	6,0
DUREZA TOTAL	mg/L de CaCO ₃	100,0	115,0	145,0
DUREZA CÁLCICA	mg/L como CaCO ₃	80,0	110,0	140,0
CALCIO	mg/L de Ca ²⁺	32,0	44,0	56,0

DUREZA MAGNÉSICA	mg/L de CaCO ₃	20,0	5,0	5,0
MAGNESIO	mg/L de Mg ²⁺	4,9	1,2	1,2
BARIO	Ba ²⁺ mg/L como BaSO ₄	1,0	10,0	0,0
HIERRO TOTAL	mg/L de Fe ²⁺	0,01	0,02	0,05
SODIO	mg/L de Na ⁺ (Cálculo)		285,3	129,7
CLORUROS	mg/L de Cl ⁻		439,9	200,0
SULFATO	SO ₄ ⁼ mg/L como Na ₂ SO ₄	17,0	18,0	19,0
CARBONATO	CO ₃ ⁼ mg/L como CaCO ₃		0,0	0,0
	mg/L de CO ₃ ⁼		0,0	0,0
ALCALINIDAD (BICARBONATO)	mg/L de CaCO ₃	210,0	270,0	
	mg/L de HCO ₃ ⁼	256,2	329,4	0,0
Fosfonatos	mg/L	0,96	1,016	0,91
RIC	mg/L	2,5	1	5

Tabla 21. Análisis de parámetros Pozo SGPT-16 posterior a inyección continua. Fuente: Empresa encargada de química en campo.

VARIABLES	UNIDADES	SGP-48		
		abr-24	may-24	jun-24
DUREZA TOTAL	mg/L de CaCO ₃	124	120	180
DUREZA CÁLCICA	mg/L como CaCO ₃	112	110	85
CALCIO	mg/L de Ca ²⁺	44,8	44,0	34,0
DUREZA MAGNÉSICA	mg/L de CaCO ₃	12,0	10,0	95,0
MAGNESIO	mg/L de Mg ²⁺	2,9	2,4	23,1
BARIO	Ba ²⁺ mg/L como BaSO ₄		1,0	2,0
	mg/L de Ba ⁺⁺			1,2
HIERRO TOTAL	mg/L de Fe ²⁺	0,01	0,03	0,11
SODIO	mg/L de Na ⁺ (Cálculo)			356,7
CLORUROS	mg/L de Cl ⁻	210	208	550,0

SULFATO	SO₄⁼ mg/L como Na₂SO₄	13	15	22,0
	mg/L de SO₄⁼			14,9
ALCALINIDAD (BICARBONATO)	mg/L de CaCO₃	270		190,0
	mg/L de HCO₃⁼	329,4	0	231,8
SOLIDOS TOTALES DISUELTOS (TDS)	TDS mg/L (cálculo)	410	389	510

Tabla 22. Análisis de parámetros Pozo SGP-48 posterior a inyección continua. Fuente: Empresa encargada de química en campo.

De las Tablas 22 y 23 se puede observar como datos relevantes, el cambio en la dureza cálcica, la cual aumentó, esto quiere decir que efectivamente se está mejorando la condición del fluido removiendo condiciones incrustantes, ya que si se realiza la comparación con los dos meses anteriores este valor se mantenía constante, lo que nos indicia que la aplicación de química en solo baches no era la forma adecuada ya que se mantenía prácticamente constante.

Por otro lado, tenemos los hierros y los sólidos disueltos totales los cuales nos muestran un leve aumento, indicando la conductividad del fluido este aumento y los iones arrancados son cada vez mayores, evitando esto que las emulsiones se estabilicen a una forma más dura de romper.

Basados en lo anterior y los datos obtenidos, se puede decir que esta es una muy buena alternativa para el tratamiento en fondo de los pozos, ya que permitirá garantizar una mayor producción y un run life más largo a la bomba.

4.1.2. Comportamiento de variables de producción posterior a la inyección continua de los pozos SGPT-16 y SGP-48.

Para complementar el resultado de la aplicación de esta estrategia, se realiza un breve análisis del comportamiento de las variables de producción, asimismo, se realizaron nuevas pruebas de producción que permitieron determinar el comportamiento de los fluidos, obteniendo los siguientes resultados:

- **SGPT-16:**

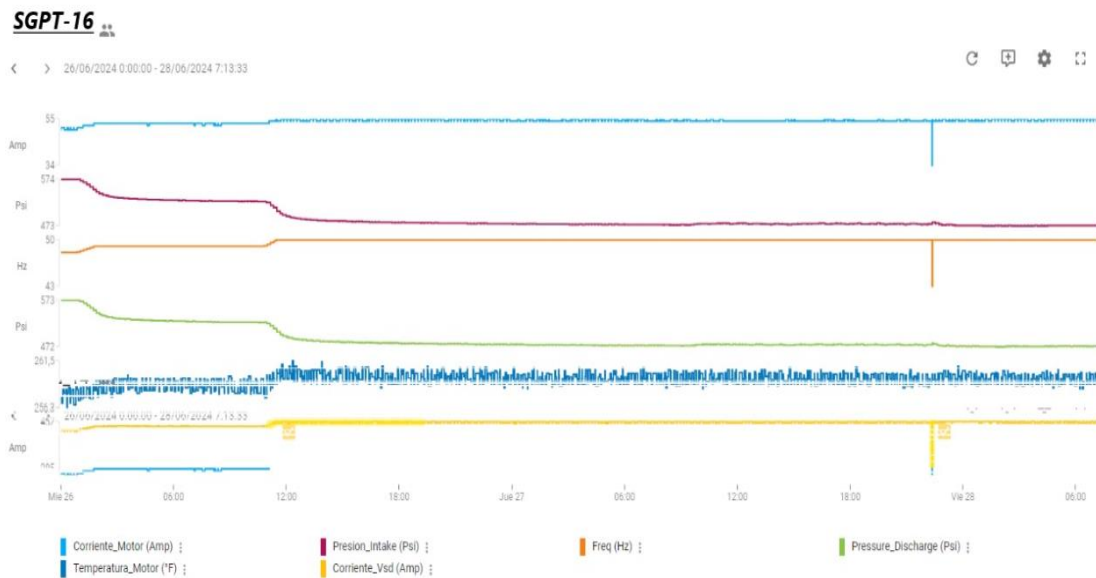


Ilustración 16. Comportamiento de variables del pozo SGPT-16 posterior a la inyección continua.

Como se puede evidenciar en la ilustración 16, el cambio en el comportamiento de las variables es considerable, teniendo una tendencia de estabilización muchísimo mejor a la anteriormente vista en el pozo, para el caso de la PIP, se observa una disminución de 573 Psi a 472 Psi, con tendencia a disminuir con el pasar del tiempo, generando esto una

expectativa de aumento de producción y disminución de esfuerzo en la bomba.

Por el lado del amperaje se ve un aumento a 55 Amperios estable, respondiendo al aumento de frecuencia realizado al pozo, lo cual indica que la bomba ya está respondiendo de mejor forma a los cambios, teniendo en cuenta que anteriormente, aún con incrementos de frecuencia, estos parámetros no lograban tener una estabilización razonable.

- **SGP-48:**

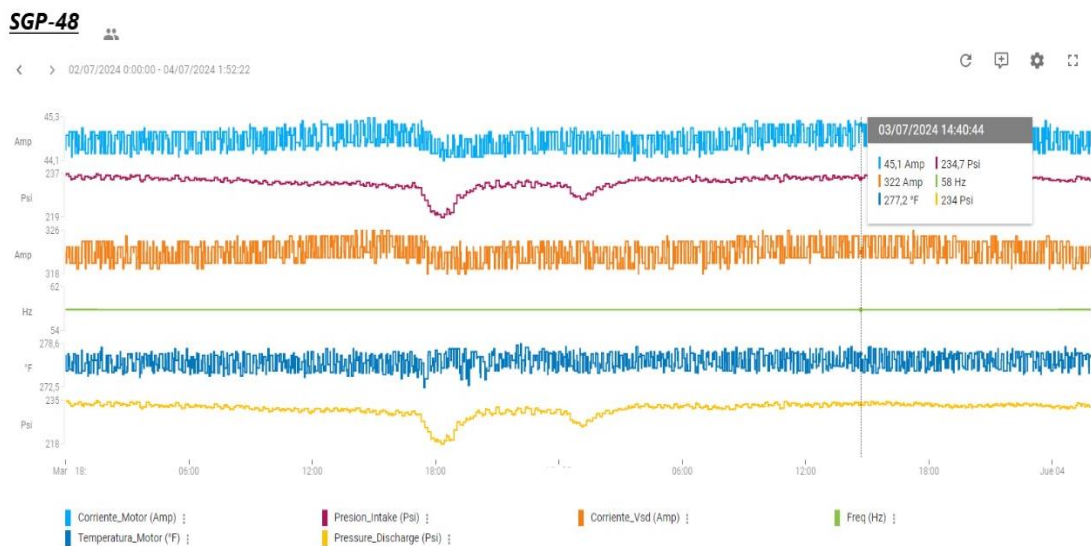


Ilustración 17. Comportamiento de variables pozo SGP-48 posterior a inyección continua.

En la ilustración 17, aunque existen leves oscilaciones, se evidencia mejoría considerable en la PIP, la cual presenta valores entre 218 Psi @ 235 Psi, actualmente teniendo a estabilizar sobre este último, en cuanto a la temperatura de motor se evidencia aun variaciones con un valor máximo de 277 °F, comparado con el valor de protección aún se encuentra dentro del

rango de operación normal, también este tipo de tratamiento permitió realizar incremento de frecuencia de 2 Hz de 56 Hz @ 58 Hz con el fin de poder obtener una mejor producción del pozo.

4.1.3. Pruebas de producción realizadas después de la inyección de química continúa.

Se realizaron pruebas de producción al pozo con el fin de poder tener un comparativo en el comportamiento de los fluidos y si eran acordes a los cambios en las variables de proceso, obteniendo los siguientes resultados:

- **Pozo SGPT-16:**

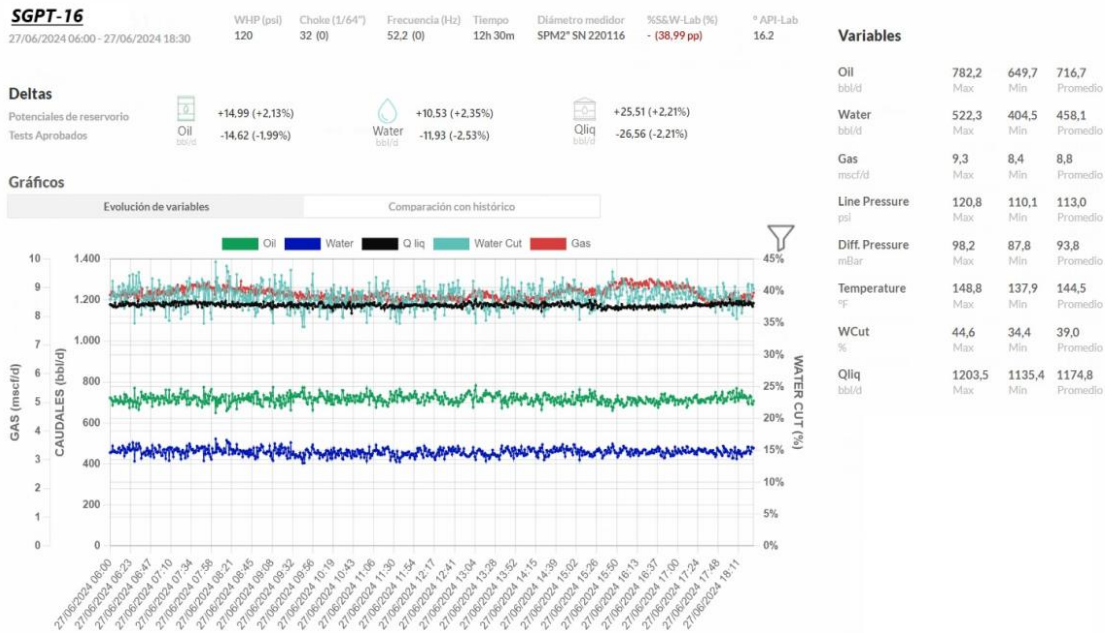


Ilustración 18. Prueba de producción pozo SGPT-16 posterior a la aplicación continúa de química.

Como se puede observar en la ilustración 18, se evidencia una estabilidad en los fluidos considerable, de igual forma, se puede observar un incremento en

la producción de crudo pasando de 559.2 BOPD @ 716.7 BOPD en promedio, también se evidencia un incremento en la producción de agua pasando de 210.1 BWPB @ 458.1 BWPB en promedio, lo que nos da por entendido que se lograron mejorar las condiciones del pozo aumentando su potencial de 769.3 BFPD @ 1174.8 BFPD.

Con base a lo anterior, podemos concluir en que fue todo un éxito la implementación de la inyección continua para lograr desestabilizar y romper la emulsión, generándole esto mayor fluidez a la bomba, alargando su run life, por lo menos en lo que concierne a la estabilidad del flujo.

- **Pozo SGP-48:**

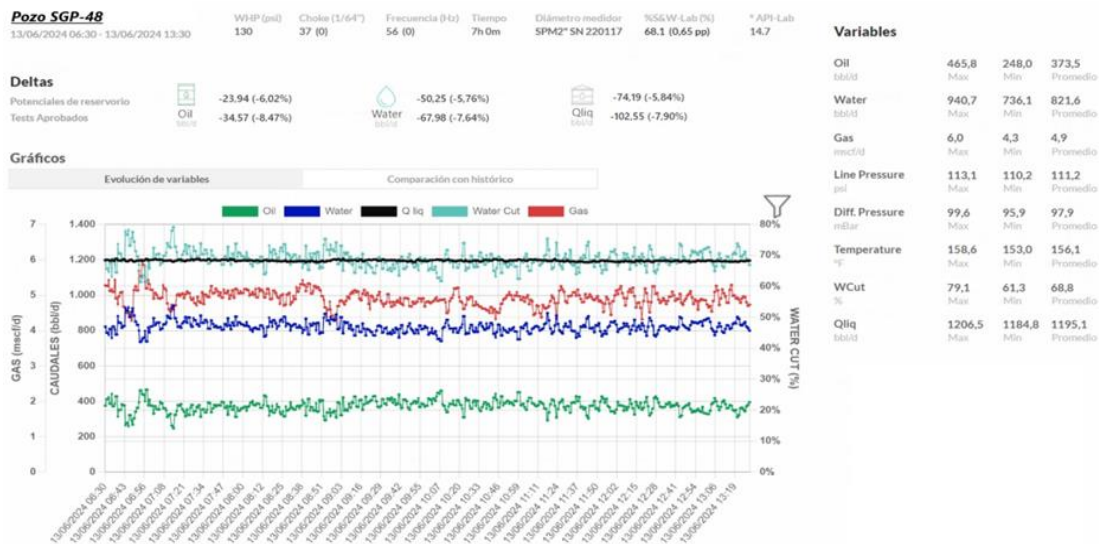


Ilustración 19. Prueba Pozo SGP-48 posterior a la aplicación de química continua.

Como se puede observar en la ilustración 19, continúa la oscilación de los caudales pero de una forma más controlada que la prueba anterior, concordando esto con el comportamiento de las variables vistas anteriormente, pasando de un caudal de aceite de 467.1 BOPD @ 373.5 BOPD en promedio, y un aumento en el corte de agua de 50.2% @ 68.8%

correspondiente al incremento de potencial de 935.4 BFPD @ 1195.1 BFPD en promedio, lo cual nos deja a conocer que se evidencia canales que están permitiendo que el agua sea el fluido que salga con mayor facilidad, esto teniendo en cuenta la afectación que sufren los pozos de todo el campo con respecto al impacto de la inyección de agua como sistema de recobro.

A nivel general, aunque hubo una disminución considerable de aceite en el pozo y, un incremento en el corte de agua, el tratamiento continuo en cuanto a la inyección de química sirvió para lograr tener una mayor estabilidad u oscilaciones leves en las variables de proceso, brindándole un mejor comportamiento a las ESP.

CONCLUSIONES

- Se identificaron varias causas claves que afectaron la operación de los pozos, se seleccionaron los pozos SGP-48 y SGPT-16 como casos base de estudio. En el pozo SGP-48, las principales causas de falla estuvieron relacionadas con la obstrucción provocada por sólidos en los componentes de la bomba y la contaminación del aceite con agua, lo cual provocó fallas eléctricas en el motor. En el caso del pozo SGPT-16, las fallas se debieron a la baja fluidez del fluido y la presencia de incrustaciones, lo que resultó en la ruptura del eje de la bomba y la obstrucción de las etapas de la bomba.
- Se analizaron los resultados obtenidos y el comportamiento de la producción previo y posterior a la aplicación de química por baches, determinando el comportamiento de las variables de producción y su afectación en la fluidez de producción, se evidenció que durante la aplicación por baches el pozo SGPT-16 presentó fluctuaciones significativas en la producción, con una producción promedio que oscilaba entre 700 y 800 BOPD, y en los momentos más críticos, la producción descendió hasta 200 BOPD. Estas fluctuaciones se debieron principalmente a problemas de emulsiones y cambios en la movilidad de los fluidos, lo que afectó negativamente la estabilidad del pozo. Para el pozo SGP-48 experimentó incrementos en la PIP y fluctuaciones en la producción, con valores que variaban entre 600 y 700 BOPD. Además, el pozo mostró problemas recurrentes de emulsión, lo que contribuyó a las salidas de operación y a la necesidad de intervenciones frecuentes.

- Se propuso como alternativa de solución química la aplicación de inhibidor dual (rompedor directo + dispersante de orgánicos) de forma continua en ambos pasos, evidenciando después de implementar la estrategia de inyección continua, se observó una estabilización en la producción del pozo SGPT-16, alcanzando valores más consistentes, aunque con un incremento en el corte de agua. A pesar de la mejora en la estabilidad de la producción, el aumento del agua producida indica que la estrategia de inyección continua fue eficaz en términos de mantener la producción de crudo. Para el pozo SGP-48 mostró una mejora en la estabilidad de la producción, alcanzando valores más altos y sostenidos, con una producción que superó los 1000 BOPD en algunos casos. La inyección continua permitió una mejor gestión de los problemas de emulsión, reduciendo las salidas de operación y mejorando la eficiencia general del sistema de levantamiento artificial.
- Los resultados indican que la inyección continua fue más efectiva que la aplicación por baches para estabilizar la producción en ambos pozos. En particular, la inyección continua ayudó a mitigar los problemas de emulsión y a mantener una producción más constante, lo que es crítico para la optimización de la producción y la vida útil de los equipos. Sin embargo, el aumento en el corte de agua observado en el pozo SGPT-16 sugiere que la estrategia de inyección continua requiere un monitoreo y ajuste constante para maximizar su efectividad sin comprometer otros aspectos del proceso, como el manejo de agua.

RECOMENDACIONES

- En pozos con problemas de incrustaciones y emulsiones estables es indispensable realizar varias pruebas que nos permitan determinar siempre la mejor opción para tratar y mejorar en su mayoría la movilidad del fluido, garantizando siempre que se tenga aporte en superficie y evitar al máximo daños en la BES.
- Otro tema que muchas veces no se considera es la presencia del gas en los pozos para esto se recomienda instalar en lo posible un difusor de química y protector de tubería con el fin de la química tenga menor impacto en la BES ya que el gas afecta la llegada del químico a fondo y genera emulsión cambiando la movilidad de fluidos.
- Siempre se debe prestar atención al comportamiento de las variables de producción ya que estas son las que nos indican cuando estamos teniendo una afectación en fondo de pozo, esto con el fin de poder determinar y actuar de forma eficaz en la mayor brevedad del tiempo antes de que se vuelva una condición crítica y llegue al punto de generarle al pozo una salida o daño en la BES que incrementa los costos de producción debido a las múltiples intervenciones que se deban realizar.

BIBLIOGRAFÍA

Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). *Enhanced oil recovery: An update review*. *Energies*, 3(9), 1529-1575. <https://doi.org/10.3390/en3091529>

Anderson, K., White, S., & Collins, M. (2021). *Intermittent chemical treatments: Benefits and limitations in ESP systems*. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/204126-MS>

Jackson, D., & Colins, P. (2022). *Continuous chemical injection strategies for ESP optimization*. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/210318-MS>

Moran, K., & Shaw, J. (2017). *Emulsions and their applications in the petroleum industry*. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 38(10), 1485-1502. <https://doi.org/10.1080/01932691.2016.1275060>

Salahshoor, M., Bahadori, A., & Zendehboudi, S. (2021). *Artificial lift systems in oil and gas production: Challenges and opportunities*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 199, 108299. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108299>

Smith, J., Brown, A., & Johnson, L. (2019). *Common causes of ESP failures in mature oil fields*. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/189342-MS>

Wilson, R., Thompson, D., & Harris, P. (2020). *Handling emulsions and incrustations in oil production systems*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 185, 108136. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108136>

Zhang, Z., Ren, S., & Yang, W. (2020). *Optimization of artificial lift systems for improving oil production: A case study*. *Energy Reports*, 6, 2039-2049. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.08.016>