

**METODOLOGÍA PARA IDENTIFICAR POZOS CON TENDENCIA A GENERAR  
INCRUSTACIONES EN EL CAMPO CASTILLA QUE PERMITA REDUCIR EL  
ÍNDICE DE FALLA DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO  
ELECTROSUMERGIBLE.**

**RUBÉN DARÍO GARCÍA MOLINA.  
YIMMY SANCHEZ ALVAREZ.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

**METODOLOGÍA PARA IDENTIFICAR POZOS CON TENDENCIA A GENERAR  
INCRUSTACIONES EN EL CAMPO CASTILLA QUE PERMITA REDUCIR EL  
ÍNDICE DE FALLA DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO  
ELECTROSUMERGIBLE.**

**RUBÉN DARÍO GARCÍA MOLINA.  
YIMMY SANCHEZ ALVAREZ.**

**Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos.**

**Director:  
Ing. JULIO CESAR PÉREZ.**

**Codirector:  
Ing. Edwinder Bolaños Rodríguez.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

## **DEDICATORIA**

*A DIOS, por permitirme alcanzar esta meta tan anhelada.*

*A mis padres, Miriam Torcoroma y Rubén Darío, quienes con su esfuerzo y dedicación lucharon para ofrecerme todo lo necesario para alcanzar este logro.*

*Sin ustedes no sería lo que soy en este momento. Los amo.*

*A mis hermanos, Diego Andres y Andrea Valentina, quienes fueron mi motivación y mi fuerza para salir adelante en esta etapa de mi vida.*

*A mi esposa Claudia Marcela, por su paciencia, cariño y por darme ese regalo tan lindo, Diana Sofía mi hija que ilumina todos los días de mi vida. Las amo.*

*Y a mis amigos, quienes estuvieron conmigo todo este tiempo apoyándome y brindándome su confianza y compañía. Los quiero.*

**RUBEN DARIO GARCIA MOLINA**

## **DEDICATORIA**

A DIOS por brindarme la vida .

A mi madre que tanto amo y es la persona que siempre ha estado a mi lado dispuesta a brindándome todo su amor a mi abuelos Gabriel y rosa quienes me acompañaron y me formaron durante toda mi infancia, mi abuela Aliria que siempre tuvo buenos consejos llenos de amor y a Eulices que ha sido como un padre para mi .

A mis tíos y tías que con su apoyo y fe fueron un pilar importante en mi vida.

A mis primos Paola, Jenny ,Jerson quienes siempre han tenido tiempo y apoyo en los momentos difíciles.

A mi novia quien me acompañó con su amor y ternura en este camino para conseguir este tan anhelado triunfo.

Y a todos mis amigos quienes han compartido alguna parte de mi vida quienes han hecho posible salir de la cotidianidad y disfrutar los placeres de la vida.

A mis compañeros Natacha Russo, Ruben Dario Garcia molina quienes juntos llenos de amor y apoyo logramos este triunfo.

A pecas que con su silencio amoroso me ha escuchado y ha sido una amiga incondicional.

**YIMMY SANCHEZ ALVAREZ**

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi segunda familia Vitelma, Eulices, Yimmy y Natacha por ayudarme, guiarme en todo lo que he necesitado. Gracias por su amistad y confianza.

Los ingenieros Julio Cesar Pérez Angulo y Edwinder Bolaños Rodríguez por su apoyo, su tiempo, paciencia y por brindarnos todos los conocimientos necesarios para la elaboración de este proyecto.

**RUBEN DARIO GARCIA MOLINA**

## **AGRADECIMIENTOS**

A DIOS por brindarme la vida y buena salud

Mis amigos,compañero,hermanos Ruben y Natacha por la complicidad y las noches de trasnochos con el fin de lograr el tan anhelado titulo .

Mi tio Sigifredo Sanchez quien me dio el buen consejo de estudiar ing petróleos.

Los ingenieros Julio Cesar Pérez Angulo y Edwinder Bolaños Rodríguez por su apoyo, su tiempo, paciencia y por brindarnos todos los conocimientos necesarios para la elaboración de este proyecto.

***YIMMY SANCHEZ ALVAREZ***

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	20
1. CAMPO CASTILLA	24
1.1 GEOLOGÍA	25
1.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	25
1.3 GEOLOGÍA ESTRATIGRÁFICA	26
2. INCRUSTACIONES	29
2.1 INCRUSTACIONES INORGÁNICAS	29
2.1.1 Como se originan las incrustaciones	29
2.1.2 Principales factores que influyen en la formación de incrustaciones	30
2.1.2.1 Concentración iónica	30
2.1.2.2 Presión	30
2.1.2.3 Temperatura	31
2.1.2.4 pH	31

2.1.2.5 Mezcla de agua	31
2.1.2.6 Flujo turbulento	32
2.1.2.7 Autosedimentación	32
2.1.3 Tipos de incrustaciones en la industria de los hidrocarburos	32
2.1.3.1 Sulfato de bario (BaSO <sub>4</sub> )	33
2.1.3.2 Carbonato de calcio (CaCO <sub>3</sub> )	35
2.1.4 Control de la depositación de incrustaciones	36
2.1.4.1 Control químico de incrustaciones	36
3. ÍNDICE DE FALLA ASOCIADO A LAS INCRUSTACIONES	38
4. DEFINICION Y APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA LA PREVENCIÓN DE INCRUSTACIONES.	41
4.1 ANÁLISIS DE LOS POZOS DE ESTUDIO	41
4.2 CONDICIONES COMUNES DE LOS POZOS DE ESTUDIO.	45
4.3 METODOLOGÍA PARA LA PREVENCIÓN DE INCRUSTACIONES EN EL CAMPO CASTILLA.	49
4.4ANÁLISIS Y APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE POZOS CON FALLAS CATALOGADAS COMO LIMPIEZA DE POZOS	56

4.5 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA A LOS POZOS DEL CAMPO.	58
5. APLICACIÓN DE LAS TECNICAS DE PREVENCIÓN Y REMOCIÓN DE INCRUSTACIONES, ASPECTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS.	62
5.1 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO SIN TRATAMIENTO	66
5.2. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO CON INYECCIÓN DE QUÍMICO INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES EN FONDO.	68
5.3 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO CON INYECCIÓN DE QUÍMICO PARA REMOCIÓN DE INCRUSTACIONES.	70
6. CONCLUSIONES	73
7. RECOMENDACIONES	76
BIBLIOGRAFÍA	77
ANEXO	81

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Índice de falla asociado a las incrustaciones	39
Tabla 2: Datos de producción de los pozos de estudio al momento de las fallas por incrustaciones.	42
Tabla 3: Análisis fisicoquímicos del agua de producción.	44
Tabla 4: Descripción de los pozos con fallas catalogadas como limpieza de pozo.	56
Tabla 5. Pozos con tendencia alta a generar incrustaciones.	59
Tabla 6. Pozos con tendencia media a generar incrustaciones.	59
Tabla 7. Pozos con tendencia baja a generar incrustaciones.	60
Tabla 8. Análisis económico del P-27 sin la aplicación de ningún tratamiento químico.	67
Tabla 9. Viabilidad del proyecto del pozo P-27 sin aplicación de ningún método químico.	67
Tabla 10. Análisis económico del pozo P-27 aplicando químico inhibidor de incrustaciones.	69
Tabla 11. Viabilidad del proyecto del pozo P-27 con la inyección de químico inhibidor de incrustaciones.	69
Tabla 12. Análisis económico del pozo P-27 aplicando Scale Dissolver.	71
Tabla 13. Viabilidad del proyecto del pozo P-27 con la aplicación de Scale Dissolver.	71
Tabla 14. Datos del primer periodo de producción del pozo P-1	81
Tabla 15. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-1.	84
Tabla 16. Datos del tercer periodo de producción del pozo P-1	85
Tabla 17. Datos del primer periodo de producción del pozo P-2	87
Tabla 18. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-2	88
Tabla 19. Datos del tercer periodo de producción del pozo P-2	89

Tabla 20. Datos del primer periodo de producción del pozo P-3	91
Tabla 21. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-3	92
Tabla 22. Datos del tercer periodo de producción del pozo P-3.	94
Tabla 23. Datos del cuarto periodo de producción del pozo P-3	95
Tabla 24. Datos del quinto periodo de producción del pozo P-3	96
Tabla 25. Datos del sexto periodo de producción del pozo P-3.	97
Tabla 26. Datos del primer periodo de producción del pozo P-4	98
Tabla 27. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-4	99
Tabla 28. Datos del tercer periodo de producción del pozo P-4.	100
Tabla 29. Datos del cuarto periodo de producción del pozo P-4	102
Tabla 30. Datos del primer periodo de producción del pozo P-5.	104
Tabla 31. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-5.	105
Tabla 32. Datos del primer periodo de producción del pozo P-6.	106
Tabla 33. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-6.	108
Tabla 34. Datos del tercer periodo de producción del pozo P-6.	109
Tabla 35. Datos del cuarto periodo de producción del pozo P-6.	110
Tabla 36. Datos del primer periodo de producción del pozo P-7.	112
Tabla 37. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-7.	113
Tabla 38. Datos del tercer periodo de producción del pozo P-7.	115
Tabla 39. Nivel de criticidad a la formación de incrustaciones.	116
Tabla 40. Análisis fisicoquímicos del agua de producción.	117
Tabla 41. Condiciones operacionales del pozo P-1 para la simulación en ScaleChem	118
Tabla 42. Resultados de la simulación de formación de incrustaciones P-1	118
Tabla 43. Condiciones operacionales del pozo P-3 para la simulación en ScaleChem	120
Tabla 44. Resultados de la simulación de formación Calcita $\text{CaCO}_3$ del P-3	121
Tabla 45. Resultados de la simulación de formación Barita $\text{BaSO}_4$ del P-3	121
Tabla 46. Resultados de la simulación de formación Siderita $\text{FeCO}_3$ del P-3	121

Tabla 47. Condiciones operacionales del pozo P-4 para la simulación en ScaleChem	125
Tabla 48. Resultados de la simulación de formación de incrustaciones pozo P-4	126
Tabla 49. Condiciones operacionales del pozo P-5 para la simulación en ScaleChem	127
Tabla 50. Resultados de la simulación de formación de incrustaciones P-5	128
Tabla 51. Condiciones operacionales del pozo P-7 para la simulación en ScaleChem	129
Tabla 52. Resultados de la simulación de formación Calcita $\text{CaCO}_3$ del P-7	130
Tabla 53. Resultados de la simulación de formación Barita $\text{BaSO}_4$ del P-7	130
Tabla 54. Resultados de la simulación de formación de Siderita $\text{FeCO}_3$ del P-7	130

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación del Campo Castilla	24
Figura 2. Mapa Estructural del Campo Castilla	26
Figura 3. Solubilidad de minerales en función de la presión.	34
Figura 4. Solubilidad de minerales en función de la temperatura.	34
Figura 5. Efecto de la presión parcial del CO <sub>2</sub> en la solubilidad del carbonato de calcio.	36
Figura 6. Índice de falla asociado a las incrustaciones	39
Figura 7: Impulsores de la bomba del pozo P-4 con acumulación severa de sólidos incrustantes.	45
Figura 8: Obstrucción parcial de las trayectorias de flujo bomba electro sumergible del pozo P-4.	46
Figura 9: Relación entre Runlife y el porcentaje de K1 D	48
Figura 10. Relación entre runlife y el porcentaje de K1 D de los pozos con falla catalogada como limpieza de pozo.	58
Figura 11. Producción aplicando la declinación exponencial del P-27	64
Figura 12. Flujo de caja del proyecto pozo P-27 sin aplicación de tratamiento químico.	68
Figura 13. Flujo de caja del proyecto pozo P-27 con inyección de químico inhibidor de incrustaciones	70
Figura 14. Flujo de caja del proyecto pozo P-27 con la aplicación de Scale Dissolver.	72

## LISTA DE GRÁFICAS

	<b>Pág.</b>
Gráfica 1. Datos del primer periodo de producción del pozo P-1.	83
Gráfica 2. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-1	84
Gráfica 3. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-1	86
Gráfica 4. Datos del primer periodo de producción del pozo P-2	87
Gráfica 5. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-2	89
Gráfica 6. Datos del tercer periodo de producción del pozo P-2.	90
Gráfica 7. Datos del primer periodo de producción del pozo P-3	91
Gráfica 8. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-3	93
Gráfica 9. Datos del tercer periodo de producción del pozo P-3.	94
Gráfica 10. Datos del cuarto periodo de producción del pozo P-3	95
Gráfica 11. Datos del sexto periodo de producción del pozo P-3.	97
Gráfica 12. Datos del primer periodo de producción del pozo P-4.	98
Gráfica 13. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-4	100
Gráfica 14. Datos del tercer periodo de producción del pozo P-4.	101
Gráfica 15. Datos del cuarto periodo de producción del pozo P-4.	103
Gráfica 16. Datos del primer periodo de producción del pozo P-5.	104
Gráfica 17. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-5.	105
Gráfica 18. Datos del primer periodo de producción del pozo P-6.	107
Gráfica 19. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-6.	108
Gráfica 20. Datos del tercer periodo de producción del pozo P-6.	109
Gráfica 21. Datos del cuarto periodo de producción del pozo P-6.	111
Gráfica 22. Datos del primer periodo de producción del pozo P-7.	112
Gráfica 23. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-7.	114
Gráfica 24. Datos del tercer periodo de producción del pozo P-7.	115
Gráfica 25. Simulación de tendencia incrustante pozo P-1	119

Gráfica 26. Simulación de la tendencia incrustante para el pozo P-3 de la especie Carbonato de calcio	122
Gráfica 27. Simulación de la tendencia incrustante para el pozo P-3 de la especie Sulfato de Bario.	123
Gráfica 28. Simulación de la tendencia incrustante para el pozo P-3 de la especie Sulfato de hierro.	124
Gráfica 29. Simulación de tendencia incrustante pozo P-4	126
Gráfica 30. Simulación de tendencia incrustante pozo P-5	128
Gráfica 32. Simulación de la tendencia incrustante para el pozo P-7 de la especie Carbonato de calcio	131
Gráfica 33. Simulación de la tendencia incrustante para el pozo P-7 de la especie Sulfato de Bario.	132
Gráfica 34. Simulación de la tendencia incrustante para el pozo P-7 de la especie Sulfato de Hierro	133

## RESUMEN

**TITULO:** METODOLOGÍA PARA IDENTIFICAR POZOS CON TENDENCIA A GENERAR INCRUSTACIONES EN EL CAMPO CASTILLA QUE PERMITA REDUCIR EL ÍNDICE DE FALLA DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE\*

**AUTORES:** RUBEN DARÍO GARCÍA MOLINA, YIMMY SANCHEZ ÁLVAREZ \*\*

**PALABRAS CLAVES:** Incrustaciones inorgánicas, bombas electrosumergibles, campo castilla, índice de falla, metodología.

### CONTENIDO:

En el presente trabajo de grado se observa el desarrollo de una metodología con el fin de identificar pozos con tendencia a generar incrustaciones en el sistema de levantamiento artificial bombeo electro sumergible con el objetivo de prevenir y controlar el fenómeno de las incrustaciones y así disminuir el índice de falla a causa de este fenómeno.

El fundamento primordial de la metodología es cambiar la manera de tratar este fenómeno en el campo Castilla debido que se pasaría de actuar de una manera correctiva ante la evidencia de las incrustaciones en las bombas electro sumergible a actuar de una manera preventiva o de control con el fin de reducir el índice de falla en el campo Castilla

Para lograr esto se hizo una revisión bibliográfica para determinar las condiciones que favorecen la precipitación de minerales en los sistemas de levantamiento artificial , posteriormente se seleccionaron los pozos que presentaron problemas con este fenómeno en el campo Castilla basándonos en Valores históricos de los pozos intervenciones desde el comienzo de los pozos hasta el inicio de nuestro análisis y también teniendo en cuenta las condiciones operacionales de las bombas electro sumergibles entre otros datos de campo luego se realizó la metodología para aplicarla en el campo Castilla.

Y finalmente se compararon los métodos de prevención y control de incrustaciones teniendo en cuenta aspectos técnicos y económicos

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos Director: Ing. Julio César Pérez Angulo. Codirector: Ing. Edwinder Bolaños Rodrigues

## ABSTRACT

**TITLE:** METHODOLOGY TO IDENTIFY WELLS THAT TEND TO GENERATE FOULING IN CASTILLA FIELD THAT REDUCES THE FAILURE RATE OF ARTIFICIAL LIFT PUMPING SYSTEM ELECTROSUMERGIBLE\*

**AUTHOR:** RUBEN DARÍO GARCÍA MOLINA, YIMMY SANCHEZ ÁLVAREZ\*\*

**KEYWORDS:** Inorganic scale, electric submersible pumps, Castilla field, failure rate, methodology.

### DESCRIPTION:

In this paper grade development of a methodology is seen to identify wells that tend to generate fouling artificial lift system pumped electro submersible in order to prevent and control the phenomenon of scale and thus lower the rate failure because of this phenomenon.

The primary basis of the methodology is to change the way of dealing with this phenomenon in the Castilla field because it would act in a corrective way before the evidence of fouling pumps electric submersible to act in a preventive way or control in To reduce the failure rate in the Castilla field

To accomplish this became a literature review to determine the conditions that favor the precipitation of minerals in artificial lift systems, then the wells had problems with this phenomenon in the Castilla field were selected based on historical values of the interventions wells from Wells start until the beginning of our analysis and also taking into account the operating conditions of electric submersible pumps including field data then the methodology is made to apply in the Castilla field.

And finally, methods of prevention and control scale were compared taking into account technical and economic aspects.

---

\* Graduation project

\*\* Physicochemical Faculty of Engineering. Petroleum Engineering School Director: Mr. Julio Cesar Perez Angulo.. Co-Director: Ing Edwinder Bolaños Rodrigues.

## INTRODUCCIÓN

Colombia como país que se encuentra en camino de aumentar la producción de hidrocarburos se realiza una constante evaluación de sus procedimientos y técnicas, con el fin de prevenir los problemas que se presentan en los sistemas de levantamiento artificial. Uno de los problemas más comunes en la producción conjunta de petróleo y agua son las incrustaciones inorgánicas, precipitación de minerales solubles en el agua que a causa de las diferentes condiciones de presión y temperatura, cambio de los regímenes de flujo entre otros, hacen que el agua disminuya su solubilidad provocando que estas se acumulen ocasionando taponamientos en los sistemas de levantamiento artificial, tuberías de producción, válvulas entre otros equipos.

Ecopetrol S.A. como empresa líder de este sector no es ajena a esta evaluación y procura el correcto funcionamiento de los equipos en todos sus campos. Es así que en el campo Castilla, campo insignia del país se realizó un estudio con respecto a las fallas dadas a causa de las incrustaciones inorgánicas en los diferentes equipos de bombeo electrosumergible, fenómeno que ha venido en aumento en los últimos años, debido a que en este no se actuaba de manera preventiva ante este fenómeno, se hace correctiva una vez que se identifican las fallas por incrustaciones.

Dicho estudio y análisis se presenta a continuación con sus respectivos hallazgos, proposición y aplicación al campo Castilla de una metodología con el fin de identificar pozos con tendencia a generar incrustaciones inorgánicas, las cuales son las más comunes de encontrar en los sistemas de levantamiento artificial tipo bombeo electrosumergible en el campo en pro de prevenir la aparición de este fenómeno y así reducir el índice de falla en el campo.

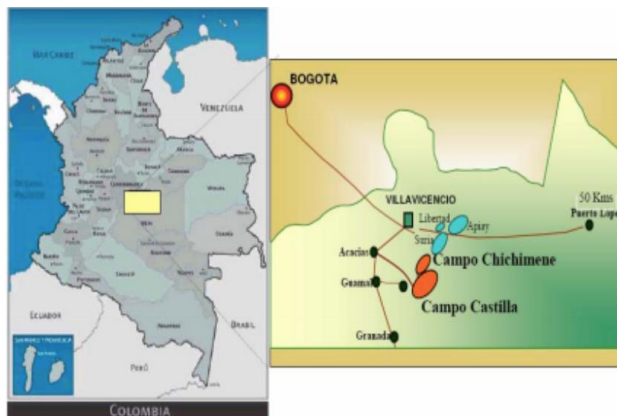
Para la realización del estudio se hizo una revisión bibliográfica con el fin de determinar las condiciones que favorecen la precipitación de minerales en los sistemas de levantamiento artificial, posteriormente se seleccionaron los pozos los cuales presentaron este fenómeno en el campo de los cuales se identificaron condiciones comunes, se elaboró la metodología que consiste en una serie de pasos teniendo en cuenta las características comunes encontradas en los pozos fallados y finalmente se compararon las técnicas de prevención y control de incrustaciones teniendo en cuenta aspectos técnicos y económicos.

## 1. CAMPO CASTILLA

El campo Castilla, se encuentra ubicado en el departamento del Meta, aproximadamente a 30 Km al sur de Villavicencio dentro de las coordenadas Gauss (origen Bogotá) Norte: 915.000 a 929.000 y Este: 1.043.000 a 1.053.000, esta área se encuentra en la jurisdicción de los municipios de Acacías y Castilla la Nueva. Para el acceso desde esta ciudad, es necesario un recorrido de aproximadamente 95 kilómetros por la Vía al Llano hasta la capital del departamento del Meta, Villavicencio, y posteriormente 60 kilómetros por la vía Villavicencio -Acacías -Guamal -Castilla la Nueva como se muestra en la Figura 1.

Actualmente se encuentran perforados más de 454 pozos distribuidos en el área sur y norte del campo y su principal sistema de levantamiento artificial es el bombeo electrosumergible capaz de recuperar volúmenes grandes de fluidos del yacimiento.

**Figura 1. Ubicación del Campo Castilla**



Fuente: BLANCO ARENAS, Sayda Lenny. Herramienta informática para el seguimiento del control de producción del campo castilla. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2009.

## 1.1 GEOLOGÍA

En la región de Castilla la nueva hay un yacimiento de aceite negro subsaturado, cuyo mecanismo de producción es empuje hidrostático fuerte, soportado por un acuífero regional de gran tamaño, que ofrece como ventaja para su explotación una alta temperatura de fondo y mantenimiento de presión estática<sup>1</sup>

La producción de petróleo proviene de la formación Guadalupe, de edad Cretáceo Medio, dividida en dos unidades operacionales: las unidades K1 y K2. Existe otra formación acumuladora de Hidrocarburo llamada San Fernando (T2), del terciario. Con mayor producción en la unidad K2 (Cretáceo Superior) formación Guadalupe, con una profundidad promedio de 10500 pies (3.200 m).<sup>2</sup>

## 1.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL<sup>3</sup>

Su estructura corresponde a un anticlinal cuyo eje presenta una orientación N 60° E, de 4 Km. de ancho y 10 Km. de largo, limitado al Este por una falla inversa. Se encuentra afectado por una serie de fallas normales e inversas con dirección NE-SW, algunas asociadas a la falla principal. Las fallas normales presentan saltos que varían de 30 a 120 pies y las fallas inversas con saltos muchos menores que varían entre 30 y 50 pies. Al parecer las fallas internas que afectan la estructura no presentan carácter sellante, ya que el contacto agua-aceite no presenta cambios abruptos al lado y lado de las fallas, mostrando en general a lo largo del campo una misma inclinación. En el Campo Castilla la Formación Guadalupe Masivo es la formación productora, con profundidades que varían entre 6000 pies y 7000 pies.

---

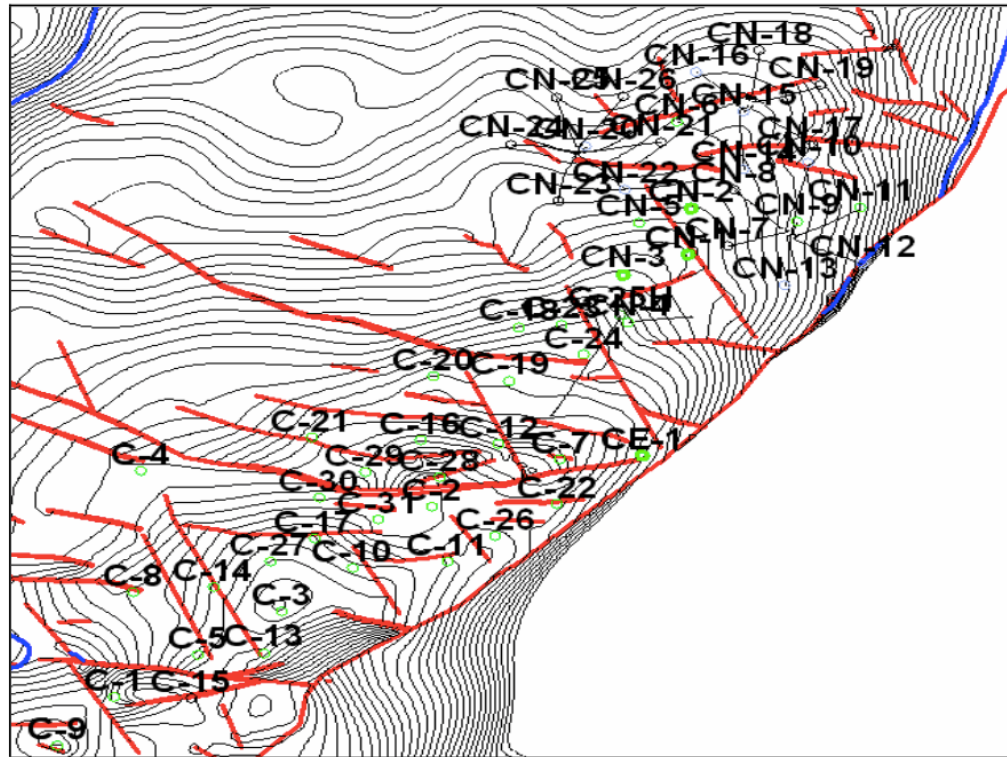
<sup>1</sup> RODRÍGUEZ OTAVO, Alba Enith. Estudios de control de pozos durante las operaciones de mantenimiento y workover en el campo Apiay y Castilla la Nueva.. Trabajo de Grado. Ingeniera de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2008 P. 28.

<sup>2</sup> BLANCO. Op. Cit., p. 7.

<sup>3</sup> Ibíd., p.7.

La siguiente figura presenta el mapa estructural del Campo Castilla al tope de la formación Guadalupe.

**Figura 2. Mapa Estructural del Campo Castilla**



Fuente: RODRÍGUEZ OTAVO, Alba Enith. Estudios de control de pozos durante las operaciones de mantenimiento y workover en el campo Apiay y Castilla la Nueva.. Trabajo de Grado. Ingeniera de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2008.

### 1.3 GEOLOGÍA ESTRATIGRÁFICA<sup>4</sup>

Las rocas del Precámbrico conformadas por rocas ígneas y metamórficas de alto grado afloran en los costados oriental y occidental de la cuenca, formando el escudo

<sup>4</sup> RODRÍGUEZ. Op. Cit., p. 7.

Guayanés y constituyen el basamento relativamente rígido sobre el cual se ha depositado toda la columna sedimentaria.

Las rocas sedimentarias de mayor edad (Paleozoico Temprano), contienen en su parte inferior, esquistos, calizas dolomitizadas, lavas almohadilladas, shales, intrusiones diabásicas, granitos y conglomerados y en la parte superior, shales, arcillolitas y areniscas arcóscicas de ambientes marinos someros. Sobre estos sedimentos, rocas ígneas y metamórficas del Paleozoico, descansan discordantemente sedimentos del Cretáceo tardío representando el principal aporte de sedimentos Mesozoicos; en el área de Arauca, al norte de la falla de Caño Limón solamente han sido reportados depósitos aislados de sedimentos Triásicos y Jurásicos.

Las unidades operacionales del campo, comprenden en el área de estudio la secuencia del Cretáceo superior, y se divide en las Unidades Operacionales K2 (Guadalupe Masivo) de edad Coniaciano y la unidad Operacional K1 (Guadalupe Superior) que comprende desde el Santoniano hasta el Eoceno inferior. La unidad K1 normalmente se divide en K1 Superior, K1 Medio y K1 Inferior.

El primer estado de esta megasecuencia está ausente en la cuenca y representa la depositación de las rocas más prolíficas en generación en las Cuencas Piedemonte, del Alto y Medio Magdalena (formaciones La Luna, Villeta y Gachetá, respectivamente). El segundo pulso de sedimentación reinició en el Paleoceno con la depositación de las formaciones Barco y Los Cuervos en la parte noroccidental de la cuenca de los Llanos. Posteriormente, la cuenca experimentó un hiatus de 31 aproximadamente 16 millones de años. La depositación se reinició en el Eoceno Tardío con la depositación de la formación Mirador, caracterizada por areniscas de grano fino a grueso con esporádicos conglomerados e intercalaciones limosas y arcillosas.

En el área de Apiay-Ariari la correspondiente unidad T2, se deposita en un sistema fluvial de corrientes entrelazadas. Durante el Oligoceno y el Mioceno Temprano, la depositación de la formación Carbonera compuesta de shales, limos y arcillas con escasas capas de areniscas y capas de carbón al tope, refleja cuatro ciclos de influencia marina en depósitos de planicie deltáica. La formación León compuesta de arcillolitas verdes y grises depositada bajo ambiente marino somero, sobreyace concordantemente a esta secuencia, manteniendo el registro de una elevación global del nivel del mar y el levantamiento y deformación de la Cordillera Oriental, lo que generó el aislamiento de la cuenca de los Llanos y del Valle Medio del Magdalena. Finalmente, se presenta la depositación de areniscas de grano grueso y conglomerados con esporádicos shales y capas de lignitos correspondientes a la formación Guayabo-Necesidad.

La Unidad operacional K2 ha sido objetivo principal de producción en los campos de la Superintendencia. Su mecanismo de producción es por empuje de agua activo, lo cual ha permitido un mantenimiento natural de la presión de yacimiento, pero también de su alto drenaje y altos cortes de agua y en aumento.

## 2. INCRUSTACIONES

La acumulación de sedimentos orgánicos e inorgánicos en los sistemas de levantamiento artificial es uno de los problemas de la industria de petróleo y gas. Estas acumulaciones denominadas incrustaciones están asociadas a la producción conjunta de hidrocarburos y agua de formación las cuales se generan producto de la precipitación de componentes minerales disueltos en el agua y/o materiales orgánicos en el petróleo crudo bajo ciertas condiciones operacionales en las líneas que transportan los fluidos, los revestimientos, las válvulas, las bombas y los equipos de completamiento del pozo, las cuales impiden el flujo normal de los fluidos.

### 2.1 INCRUSTACIONES INORGÁNICAS

Las incrustaciones inorgánicas son compuestos resultantes de la cristalización y precipitación de iones minerales presentes en el agua asociada a la producción de hidrocarburos; estos tienden a unirse por la continua variación de las condiciones a las que se ven sometidas (condiciones variables de presión, temperatura y cantidad de agua producida).

**2.1.1 Como se originan las incrustaciones.**<sup>5</sup> Las incrustaciones se originan cuando los iones presentes en el agua asociada a la producción de hidrocarburos, sobrepasan el límite de solubilidad que tiene el agua para mantenerlos en solución, de esta manera se unen y se precipitan formando depósitos sólidos, al tener agua

---

<sup>5</sup> CASTRO HERNÁNDEZ, Henry Fernando; GAMEZ MEJÍA, Christian José. Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electrosumergible del campo Cantagallo. Tesis de grado Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2009. p. 23.

súper saturada de iones positivos y negativos, al estar en permanente contacto y movimiento, tenderán a atraerse; al unirse forman clúster o racimos, que irán uniéndose y formando un cristal (partícula microscópica). Estos cristales crecen y forman estructuras más grandes que se van uniendo y llegan a formar las incrustaciones o scales, las cuales se pueden apreciar a simple vista y se adhieren a la estructura que las contiene.

Las incrustaciones que se forman en corto tiempo son frágiles, porosas y de fácil remoción, pero las que se forman durante largo tiempo se endurecen de tal manera que parece roca adherida a la tubería con lo cual hace muy difícil su remoción.

**2.1.2 Principales factores que influyen en la formación de incrustaciones.**<sup>6</sup> No todos los minerales presentes en el agua de producción son capaces de depositarse y formar incrustaciones. Existen una serie de condiciones operacionales que inducen a la formación de este problema. Los principales factores que afectan la capacidad de incrustarse o depositarse un mineral disuelto en el agua son:

**2.1.2.1 Concentración iónica.** Presencia en las aguas de iones capaces de formar compuestos de baja solubilidad es el factor que más afecta la deposición de incrustaciones, pues si existen suficientes iones que al combinarse formen depósitos, es probable que se presenten incrustaciones a determinadas condiciones físicas. Algunos de los iones potenciales que pueden formar incrustaciones son: iones de sulfatos, calcio, bario, estroncio, etc.

**2.1.2.2 Presión.** Por causa de la variación en la presión la solubilidad de los gases presentes disueltos disminuye, liberándose por lo tanto el CO<sub>2</sub> que por las condiciones que se presentan facilitan a este a reaccionar en solución con el agua

---

<sup>6</sup> CASTRO HERNÁNDEZ, Henry Fernando; GAMEZ MEJIA, Christian José. Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electrosumergible del campo Cantagallo. Tesis de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2009. p. 26-27.

para formar ácido carbónico  $H_2CO_3$  el cual reduce el pH y la posibilidad de precipitación del carbonato de calcio.

**2.1.2.3 Temperatura.** Esta variable afecta la solubilidad de los iones y gases en solución y la velocidad de la mayoría de las reacciones. Si tomamos por ejemplo: a mayor temperatura aumenta ligeramente la solubilidad de estroncio, pero disminuye la solubilidad del carbonato de calcio. Cuando aumenta la temperatura disminuye la solubilidad de los gases ácidos en solución como el  $CO_2$  y el  $H_2S$  incrementándose el pH del agua.

**2.1.2.4 pH.** La cantidad de  $CO_2$  presente en el agua afecta el pH e influye significativamente en la solubilidad del carbonato de calcio. Al bajar el pH disminuye la probabilidad de precipitación del carbonato de calcio, al incrementarse aumenta la probabilidad de precipitación.

**2.1.2.5 Mezcla de agua.** No se debe mezclar aguas que sean incompatibles, esto quiere decir que si las aguas presentan iones los cuales pueden reaccionar formando carbonatos, sulfatos o más compuestos, lo más probable es que se formen cuando se mezclan las aguas con su consecuente precipitación, los cuales obstruyen el flujo normal de los fluidos.

Con frecuencia se inyecta agua de mar en los yacimientos durante las operaciones de recuperación secundaria y mejorada por inundación de agua. El agua de mar es rica en iones negativos de  $SO_4^{-2}$  con concentraciones que en muchos casos superan los 2000 mg/L [0,02 ppg], mientras que el agua de formación contiene cationes bivalentes de  $Ca^{+2}$  y  $Ba^{+2}$ . La mezcla de estos fluidos en la matriz cercana al pozo generalmente produce nuevos fluidos con concentraciones combinadas de iones que superan los límites de solubilidad de los sulfatos. El sulfato de calcio [ $CaSO_4$ ] se desarrolla en formaciones de calcáreas, mientras que el sulfato de bario [ $BaSO_4$ ] y el sulfato de estroncio [ $SrSO_4$ ] se encuentran en formaciones de

areniscas. Si estas incrustaciones aparecen en la formación, resulta difícil eliminarlas con métodos químicos e imposible en forma mecánica. La mezcla de aguas incompatibles también puede tener lugar en las tuberías de producción, lo cual produce incrustaciones, que se pueden eliminar tanto química como mecánicamente.

**2.1.2.6 Flujo turbulento.** La turbulencia creada por las caídas de presión reduce la presión parcial de los gases ácidos y por lo tanto la solubilidad de los mismos liberándolos del agua y por ende aumentando el pH y la tendencia de precipitación del carbonato de calcio.

**2.1.2.7 Autosedimentación.** El fluido de un yacimiento experimenta cambios de temperatura y presión durante la producción. Si estos cambios modifican la composición del fluido de modo tal que se supere el límite de solubilidad de un mineral, éste precipita en forma de incrustaciones minerales: este fenómeno recibe el nombre de autosedimentación.

**2.1.3 Tipos de incrustaciones en la industria de los hidrocarburos.**<sup>7</sup> La mayoría de los minerales pueden precipitar como resultado de cambios de presión ocurridos dentro del pozo o en cualquier restricción en el fondo y los cambios de temperatura a través del sistema de producción. Algunas escamas de la industria petrolera son formadas por los mismos componentes del agua producida y/o son productos de corrosión como lo son:

- Cloruro de sodio (NaCl)
- Sulfato de bario (BaSO<sub>4</sub>)
- Sulfato de estroncio (SrSO<sub>4</sub>)
- Carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>)

---

<sup>7</sup> FIGUEROA Op. Cit., p. 35.

- Carbonato ferroso ( $\text{FeCO}_3$ )
- Sulfato de calcio ( $\text{CaSO}_4$ )
- Combinaciones de los anteriores.

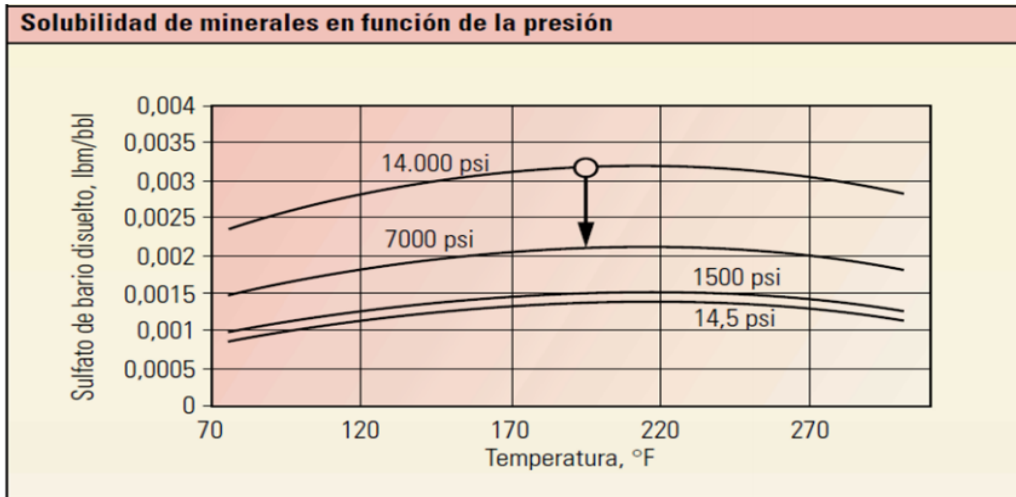
**2.1.3.1 Sulfato de bario ( $\text{BaSO}_4$ )<sup>8</sup>** El sulfato de bario es la menos soluble de las incrustaciones y la más difícil de remover cuando se ha formado en los equipos y las tuberías. Se presenta cuando se combinan el ion bario con los iones sulfato; por lo general se encuentra junto a los depósitos de sulfato de estroncio. La solubilidad del  $\text{BaSO}_4$  es tan baja, que una vez se combinan los iones bario y sulfato el compuesto resultante se precipita casi de inmediato; por esta razón es raro encontrar cantidades significativas de ambos iones (sulfato y bario) en una misma agua. Cuando ambos iones están presentes, normalmente es el resultado de la mezcla de dos o más aguas debido a fugas o rotos en las tuberías de revestimiento, malos trabajos de cementación o por la necesidad de mezclar aguas en proyectos de inyección.

En este caso, la solubilidad del sulfato de bario aumenta con la temperatura es así que en campo este solo se puede precipitar a condiciones de temperatura de superficie; lo mismo sucede con la presión, al aumentar aumenta la solubilidad del sulfato de bario. En resumen el sulfato de bario tiende a presentarse cuando se disminuye la temperatura el contenido de sales disueltas y la presión.

---

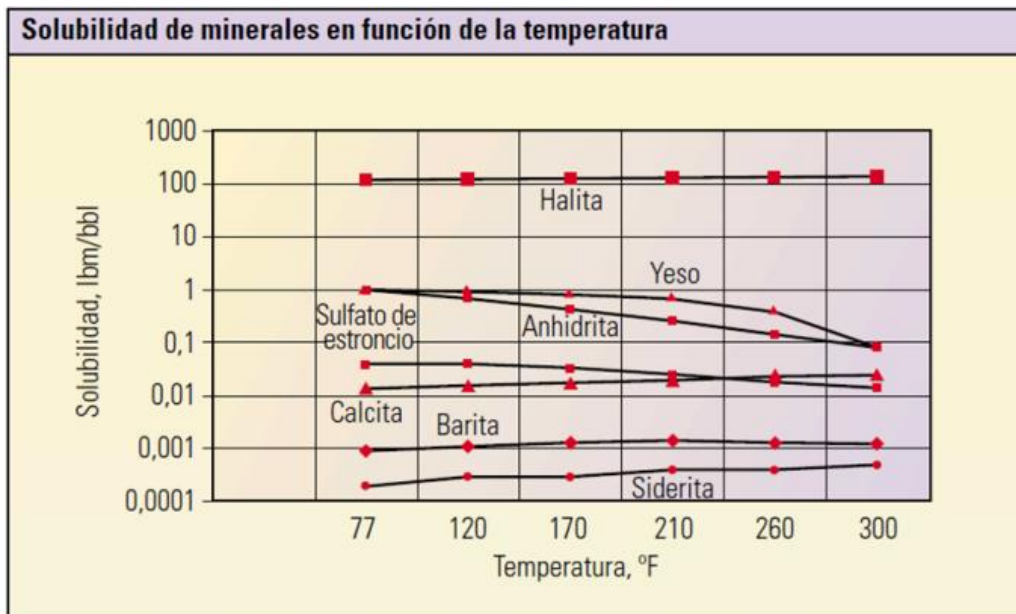
<sup>8</sup> CASTRO Op. Cit., p. 31-32.

**Figura 3. Solubilidad de minerales en función de la presión.**



Fuente: CRABTREE M. y otros. Lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención, Oilfield Review, Schlumberger, otoño 1999.

**Figura 4. Solubilidad de minerales en función de la temperatura.**



Fuente: CRABTREE M. y otros. Lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención, Oilfield Review, Schlumberger, otoño 1999.

**2.1.3.2 Carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>)** <sup>9</sup> La incrustación de carbonato de calcio, o calcita es una de las más frecuentes encontradas en la industria petrolera. Esta sal principalmente precipita con incrementos de temperatura y se encuentra en el agua generalmente bajo la forma de bicarbonato de calcio. En los campos petroleros, se observa que la mayoría de las precipitaciones de carbonato de calcio ocurre cuando la presión de operación es menor que la presión de burbuja, entonces el CO<sub>2</sub> comienza a de-gasificarse de la salmuera, resultando en un incremento del pH y subsecuentemente un medio saturado con carbonato de calcio.

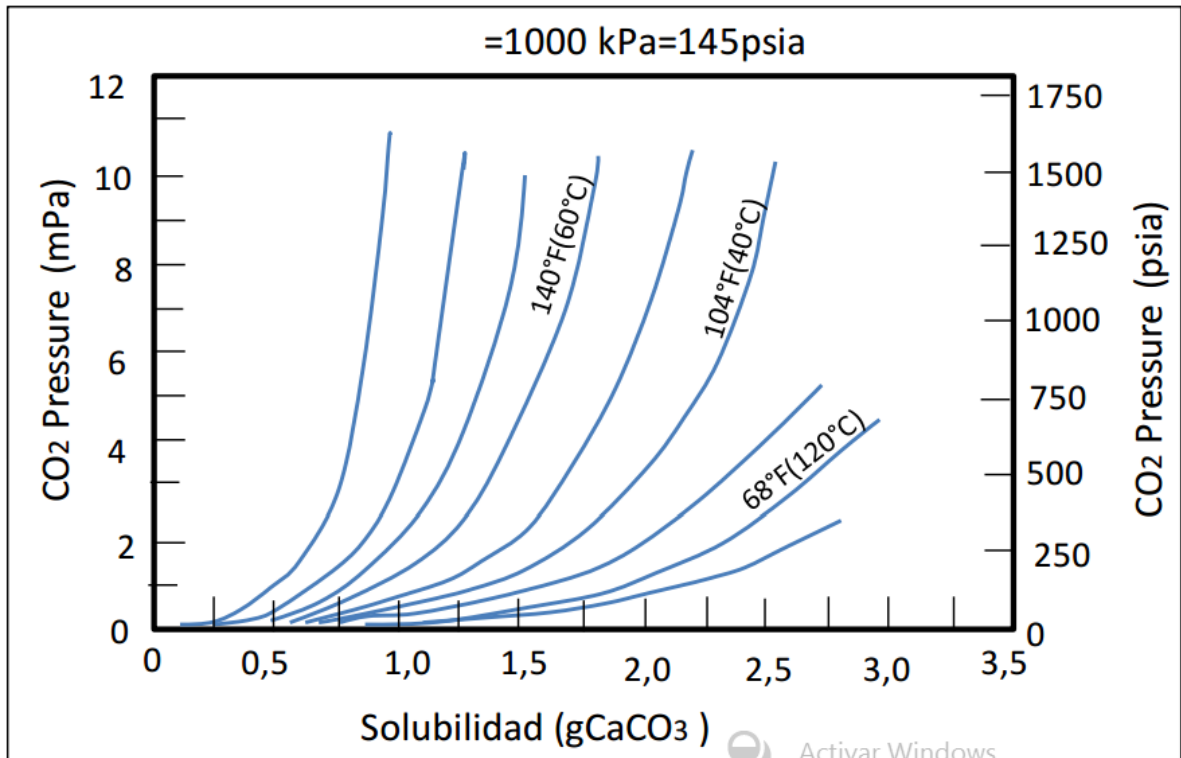
El carbonato de calcio también se forma cuando se mezclan aguas incompatibles (agua de formación con agua marina). Los cristales formados por el carbonato de calcio son de gran tamaño, pero cuando la incrustación contiene impurezas en formas de cristales divididos, son de apariencia uniforme. El carbonato puede ser identificado cualitativamente mediante la adición de unas cuantas gotas de ácido mineral. El carbonato de calcio puede ser formado por la combinación del ion calcio ya sea con el ion carbonato o bicarbonato<sup>10</sup>.

---

<sup>9</sup> PÉREZ HIDALGO. Rafael Humberto. Predicción de incrustaciones de CaCO<sub>3</sub> en líneas de crudo. Tesis de grado Universidad del Zulia. 2000.

<sup>10</sup> CRABTREE.,Op., Cit.

**Figura 5. Efecto de la presión parcial del CO<sub>2</sub> en la solubilidad del carbonato de calcio.**



Fuente: PÉREZ HIDALGO. Rafael Humberto. Predicción de incrustaciones de CaCO<sub>3</sub> en líneas de crudo. Tesis de grado Universidad del Zulia. 2000.

**2.1.4 Control de la depositación de incrustaciones.**<sup>11 12 13 14</sup> Según el lugar de depositación, en la industria petrolera existen un gran número de métodos los cuales pueden prevenir la formación de incrustaciones.

**2.1.4.1 Control químico de incrustaciones.** La remoción de incrustaciones con productos químicos suele ser la primera y más económicas acción que se toma para

<sup>11</sup> Estudio sobre la formación de incrustaciones por acumulaciones de depósitos minerales dentro de la tubería de producción, prevención y remoción, Tesis de grado Villavivencio: Corporación Internacional del Petróleo, 2010.

<sup>12</sup> SOSA Daniel A. Evaluación del desempeño del inhibidor de incrustaciones no convencional a base de aloe vera (intav®) en diferentes sistemas de producción de la industria petrolera nacional. Trabajo de Grado Caracas. Universidad Central de Venezuela. Ingeniería de Petróleos. 2012

<sup>13</sup> PÉREZ Op. Cit. p. 25.

<sup>14</sup> CASTRO., Op.. Cit. p. 35-47.

el tratamiento de incrustaciones. Los métodos químicos son: acidificación, biocidas, productos para la corrosión, ablandamiento con hidróxido de calcio, uso de secuestrantes e inhibidores de incrustación, siendo estos últimos los más usados.

#### **2.1.4.1.1 Inhibidores de incrustación.**

Son químicos que pueden demorar, reducir o prevenir la formación de incrustaciones cuando se adicionan en pequeñas cantidades a aguas normalmente formadoras de depósitos. Los inhibidores empleados en las operaciones de campo funcionan con uno o algunos de los siguientes mecanismos:

- Previniendo la nucleación, lo que bloquea la formación de los cristales.
- Evitando el crecimiento de los cristales cuando comienzan a formarse; en este caso el inhibidor se adsorbe sobre la superficie de los cristales mientras ellos están todavía diminutos y previenen así su crecimiento.
- Evitando que se adhieran de nuevos cristales a depósitos incrustantes ya formados.

El inhibidor se usa para evitar el crecimiento de los cristales de los depósitos ya formados, es decir que está presente en los lugares donde los cristales comienzan a formarse. Los inhibidores también mantienen los iones en solución y evitan que estos se precipiten y formen depósitos. La efectividad de la función controladora del inhibidor depende de las siguientes reglas:

- El inhibidor debe ser aplicado aguas arriba del punto de formación de los cristales.
- Se debe aplicar de forma continua.

### 3. ÍNDICE DE FALLA ASOCIADO A LAS INCRUSTACIONES

En un estudio previo de daño a la formación realizado en el campo Castilla, se determinó que en la formación K1 la precipitación de componentes minerales (incrustaciones inorgánicas) no generaba daño, ya que en los análisis fisicoquímicos tomados al agua de producción en los pozos analizados no aparecían cantidades significativas de minerales solubilizados. De acuerdo con lo anterior nunca se tuvo en cuenta la posible precipitación de estos minerales solubilizados en los sistemas de levantamiento artificial bombeo electrosumergible.

Para lograr identificar la proveniencia de las incrustaciones en el campo Castilla, se seleccionaron los pozos los cuales se les identificó posibles problemas de incrustaciones y que tenían fallas relacionadas con este fenómeno y que no se habían catalogado los sólidos encontrados en los sistemas de levantamiento artificial los cuales provocaron las fallas. Los pozos de los cuales se encontraron este fenómeno son:

P-1, P-2, P-3, P-4, P-5, P-6 y P-7.

Para identificar el índice de falla asociado a las incrustaciones se seleccionaron las fallas de los pozos que han sufrido de este fenómeno por año y se divide por el número de fallas totales en el campo por año.

$$\text{Índice de falla}_{\text{incrustaciones}} = \frac{\text{Acumulado de las fallas por incrustaciones por año.}}{\text{Acumulado de fallas en el campo por año.}} * 100. \quad \text{Ecuación 1}$$

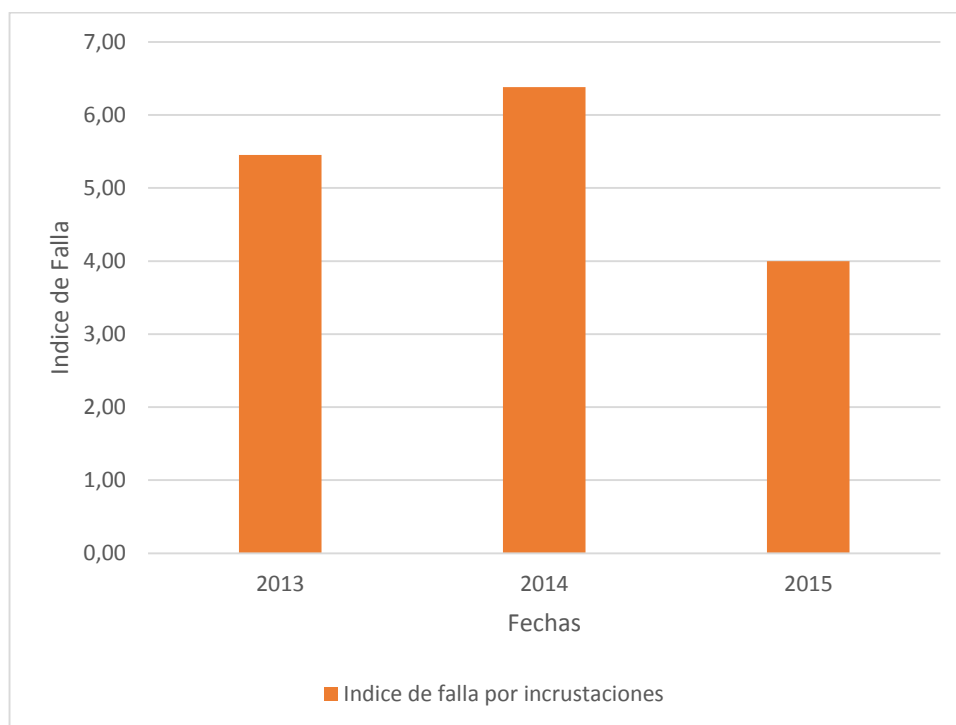
Este índice de falla es calculado de acuerdo a la expresión anterior (desde el 2013 cuando se identificó por primera vez este problema en el campo) y se obtuvieron los resultados contenidos en la tabla 1 y en la figura 6.

**Tabla 1. Índice de falla asociado a las incrustaciones**

Año	Fallas por incrustaciones	Fallas totales del campo	Índice de falla por incrustaciones. %
2013	3	55	5,4
2014	3	47	6,3
2015	2	50	4.0

Fuente: Datos de fallas campo Castilla.

**Figura 6. Índice de falla asociado a las incrustaciones**



Fuente: Datos de fallas campo Castilla.

Para el cálculo del índice de falla en el año 2015 se tuvieron en cuenta las fallas que hasta la fecha (marzo del mismo año) se identificaron fueron provocadas por la precipitación de minerales en el sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible.

Cada uno de los pozos fallados a causa de este fenómeno se analizó con el fin de encontrar las condiciones más propensas que generan esta anomalía en los

sistemas de levantamiento artificial e identificar parámetros en común en estos pozos para lograr así proponer la metodología para identificar otros pozos con tendencia incrustante y estudiar la mejor forma de prevenir la formación de estas en el sistema de levantamiento y lograr reducir el índice de falla total del campo.

## **4. DEFINICION Y APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA LA PREVENCIÓN DE INCRUSTACIONES.**

Para definir la metodología, se analizaron los datos de producción y yacimiento de los pozos de estudio y posteriormente se identificaron condiciones comunes de estos lo que permitió formular una serie de preguntas que separan los pozos que posiblemente generen incrustaciones de los que no lo hacen.

### **4.1 ANÁLISIS DE LOS POZOS DE ESTUDIO**

Con el fin de comprobar características en común de los pozos los cuales se presentan las incrustaciones en el sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible, se realizó un recuento histórico de los trabajos realizados en cada uno de ellos, teniendo en cuenta formaciones productoras activas, runlife de los equipos de bombeo electrosumergible, datos de producción de cada uno de estos pozos y finalmente si presentan el fenómeno de las incrustaciones en los sistemas de levantamiento de bombeo electrosumergible. De los pozos P-1, P-2, P-3, P-4, P-5, P6, y P-7 se revisaron el número de corridas desde el completamiento inicial de cada uno de estos hasta marzo del 2015, momento en donde se empezó el análisis. En la tabla 2 se muestra el resumen de los datos mencionados anteriormente por cada pozo de estudio.

**Tabla 2: Datos de producción de los pozos de estudio al momento de las fallas por incrustaciones.**

Nombre del pozo	Número de corridas	cantidad de fallas por incrustaciones	Zonas cañoneadas al momento de la fallas por incrustaciones	Presión de descarga	Temperatura de descarga	BS&W promedio al momento de las fallas por incrustaciones
P-1	3	1	K1 C, K1 D, K1 F, K1 E	2740	246	46,28
P-2	4	1	K1 C, K1 D	2502	203	49,62
P-3	6	1	K1 D	2840	181	32,22
P-4	5	1	K1 C, K1 D, K1 E, K1 F, K1 G	2581	243	33,20
P-5	2	1	K1 B, K1 C, K1 D, K1 E	2389	225	28,00
P-6	4	1	K1 D, K1 E, K1 F	N.R.	N.R.	29,00
P-7	3	1	K1 C, K1 D, K1 G	2642	249	34,80

Fuente: Datos de producción campo Castilla.

En el anexo A, se muestran detalladamente los datos de producción recolectados de cada pozo en las diferentes corridas de los equipos de bombeo electrosumergible con sus respectivos runlife y las formaciones cañoneadas al momento de cada periodo.

Como en los estudios de daño realizados a las formaciones productoras del campo Castilla no se identificó ningún problema con las incrustaciones no se conocía si a las condiciones operacionales de cada bomba se generaban incrustaciones. Es así que en los periodos donde de producción donde se detectó la presencia de incrustaciones en los equipos de bombeo electrosumergible se tomaron muestras del agua de producción y se realizaron a cada pozo análisis fisicoquímicos obteniendo los resultados contenidos en la tabla 3.

Con los resultados obtenidos se les realizó la simulación de 3 especies incrustantes (la calcita o carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), barita o sulfato de bario ( $\text{BaSO}_4$ ) y siderita ( $\text{FeCO}_3$ )), en el software ScaleChem a cada pozo, para comprobar que a las condiciones operacionales de la bomba pudiese generar la precipitación y acumulación de cristales inorgánicos que pudiesen dar lugar a incrustaciones en las

etapas de la misma. Los resultados de las simulaciones para los pozos con el software se muestran en el anexo B.

De las tres especies analizadas en los pozos de estudio con la simulación, se encontraron que la mayoría de estos presentan tendencia alta a generar incrustaciones de carbonatos de calcio y sulfatos de bario y que no generan incrustaciones de carbonato de hierro.

**Tabla 3: Análisis fisicoquímicos del agua de producción.**

Parámetro	Fecha	TSS	Fe	Sulfato	Bario	PH	Cloruro	D. Total	D. Cálcica	Magnesio	Calcio	ALK P	ALK M	Bicarbonatos
		ppm	ppm Fe2+	ppm SO4-	ppm Ba2+		ppm Cl-	ppm CaCO3	ppm CaCO3	ppm Mg	ppm Ca	ppm	ppm	ppm HCO3
POZO P-7	01/08/2014	440	0,54	90	5	7,14	987	310	210	24	84	0	665	406
POZO P-1	08/04/2015	345	0,09	3	2	7,23	730,8	360	240	28,8	96	0	160	98
POZO P-3	07/07/2014	135	0,15	82	6	8,36	1420	785	620	39,6	248	80	895	595
POZO P-4	08/04/2015	62	0,06	285	15	8,05	1370,2	396	270	30	108	50	690	451
POZO P-5	08/04/2015	97	0,1	335	6	7,99	2070,6	750	600	36	240	36	336	227

Fuente: Datos proporcionados por Nalco

## 4.2 CONDICIONES COMUNES DE LOS POZOS DE ESTUDIO.

Una vez se recopiló la información de campo de las fallas relacionadas con la precipitación de minerales en el sistema de levantamiento artificial se procede a analizarla obteniendo características similares en los pozos que presentaban este fenómeno:

- **Identificación y lugar de precipitación de incrustaciones generadas en el sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible.** A través de los análisis de fallas recopiladas en el campo, se encontró que en los equipos de bombeo electrosumergibles se precipitaban compuestos inorgánicos en las etapas de la bomba, de los cuales se logró catalogar el carbonato de calcio que es el que tiene mayor tendencia a generar incrustaciones y el sulfato de bario; esta idea se sustenta con el análisis fisicoquímico del agua y las simulaciones de tendencia incrustante de los pozos de estudio. Con respecto a las incrustaciones orgánicas como las parafinas o los asfáltenos, no se evidencian fallas provocadas por este fenómeno en los sistemas de levantamiento artificial de acuerdo a la información suministrada por el ingeniero de control de producción del campo Castilla.

**Figura 7: Impulsores de la bomba del pozo P-4 con acumulación severa de sólidos incrustantes.**



Fuente: Teardown de equipo BES, Ecopetrol S.A.

**Figura 8: Obstrucción parcial de las trayectorias de flujo bomba electro sumergible del pozo P-4.**



Fuente: Teardown de equipo BES, Ecopetrol S.A.

Las anteriores figuras muestran un ejemplo de cómo se depositan los minerales y en los lugares en donde se precipitan.

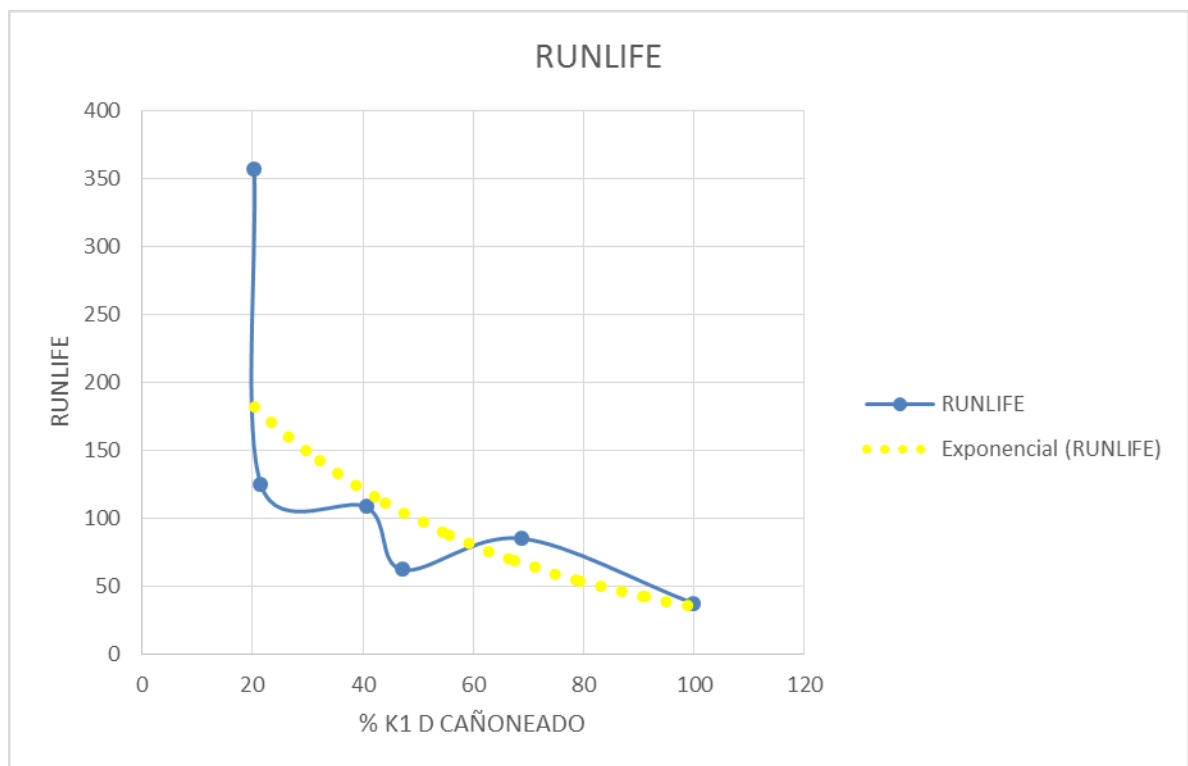
- **Tiempo transcurrido desde la última falla.** Los equipos en los que se evidenció el fenómeno de las incrustaciones tienen un runlife de menos de 400 días, por lo que este es el periodo crítico para que las incrustaciones taponen totalmente las etapas de la bomba electrosumergible.
- **Cantidad de iones minerales disueltos en el agua de producción.** Según un estudio de daño realizado a las formaciones del campo Castilla no se encontró un patrón común de cantidades de iones disueltos en el agua de producción. Esto se debe a la interacción del agua del acuífero con el agua de formación lo que provoca que las cantidades de sales en el agua varían dependiendo si existe una influencia directa. De acuerdo a los análisis fisicoquímicos, y tomando como referencia las presiones y temperaturas estándares de la bomba se encontró del pozo que no genera incrustaciones que las concentraciones críticas a partir de la cual se ve un efecto en la precipitación de carbonato de calcio son 98 ppm de  $\text{HCO}_3$  y 32 ppm de Ca (valores sacados de la reacción para obtener el carbonato de calcio a partir de iones calcio y bicarbonato presentes en el agua) con un pH

del agua de 7.23, teniendo en cuenta que a mayor pH se facilita la precipitación del carbonato de calcio. Como se encontró que el pozo P-1 es el que tiene menos tendencia a generar incrustaciones se escogieron estos valores de este pozo teniendo en cuenta que el reactivo límite para la formación del carbonato de calcio con la composición del agua de este pozo es el valor del 98 ppm de  $\text{HCO}_3$ .

- **Volúmenes de fluido producido.** En los pozos afectados por las incrustaciones se evidencia que mientras el pozo tengan BS&W menores que el 10% el fenómeno demora en hacerse evidente. Este fenómeno se hace más agresivo a medida que aumenta el agua producida, hasta que alcanza un valor entre 30 y 60% de BS&W que es el que tienen los pozos al momento de la falla. Los caudales de los pozos de estudio están entre 100 y 400 barriles de fluido por día.
- **Pozos cañoneados en una formación productora en común:** Se evidencio que en los pozos analizados los cuales producían de una formación que tiene una influencia directa de aguas meteóricas presentaban valores bajos de concentración de carbonatos, iones calcio y bario los cuales general las incrustaciones minerales más comunes en la industria de los hidrocarburos y los otros que solo producían de formaciones las cuales el acuífero no tiene un efecto directo el agua tenía características fisicoquímicas propias del agua de formación las cuales pueden generar este fenómeno. Es así que en el análisis de los pozos los cuales fallan a causa de las incrustaciones se evidenció que algunos de estos, comienzan su vida productiva de la formación K2, una vez se aísla esta formación y se cañonea la formación K1 se presenta la formación de las mismas en las etapas de la bomba. Por otra parte para citar un ejemplo el pozo P-3 que siempre ha estado produciendo de la misma formación ha presentado muchos problemas asociados a este fenómeno. Todos los pozos los cuales presentan este fenómeno tienen en común la formación K1 D y es el agua de esta que transporta de los minerales que causan el problema de las

incrustaciones en los sistemas de bombeo electrosumergible. En la gráfica se evidencia la relación entre el porcentaje de K1 D y los runlife de los equipos de bombeo electrosumergible, los que definen la capacidad de esta formación para generar incrustaciones y la velocidad de la deposición de las mismas en los equipos de bombeo electrosumergible. La figura 9 muestra la relación entre el tiempo de operación de los equipos con el porcentaje de la formación K1 D cañoneado.

**Figura 9: Relación entre Runlife y el porcentaje de K1 D**



Fuente: Los autores.

- Condiciones operacionales de las bombas electrosumergibles:** la mayoría de las bombas electrosumergibles de los pozos estudiados trabajan con temperaturas entre 180 y 230 °F y tienen una presión de descarga de entre 2000 y 2700 PSI, estas condiciones varía según la profundidad a la que se encuentra la bomba y si se encuentran trabajando bajo los parámetros de diseño. Se

encontró que las bombas que trabajan en Downhtrust tienen temperaturas operacionales más altas de las que trabajan en condiciones operacionales normales lo que favorece la precipitación del carbonato de calcio.

- **Fallas catalogadas como limpieza de pozo:** Se encontró que los pozos con los problemas de las incrustaciones tenían fallas que posiblemente estén mal catalogadas.

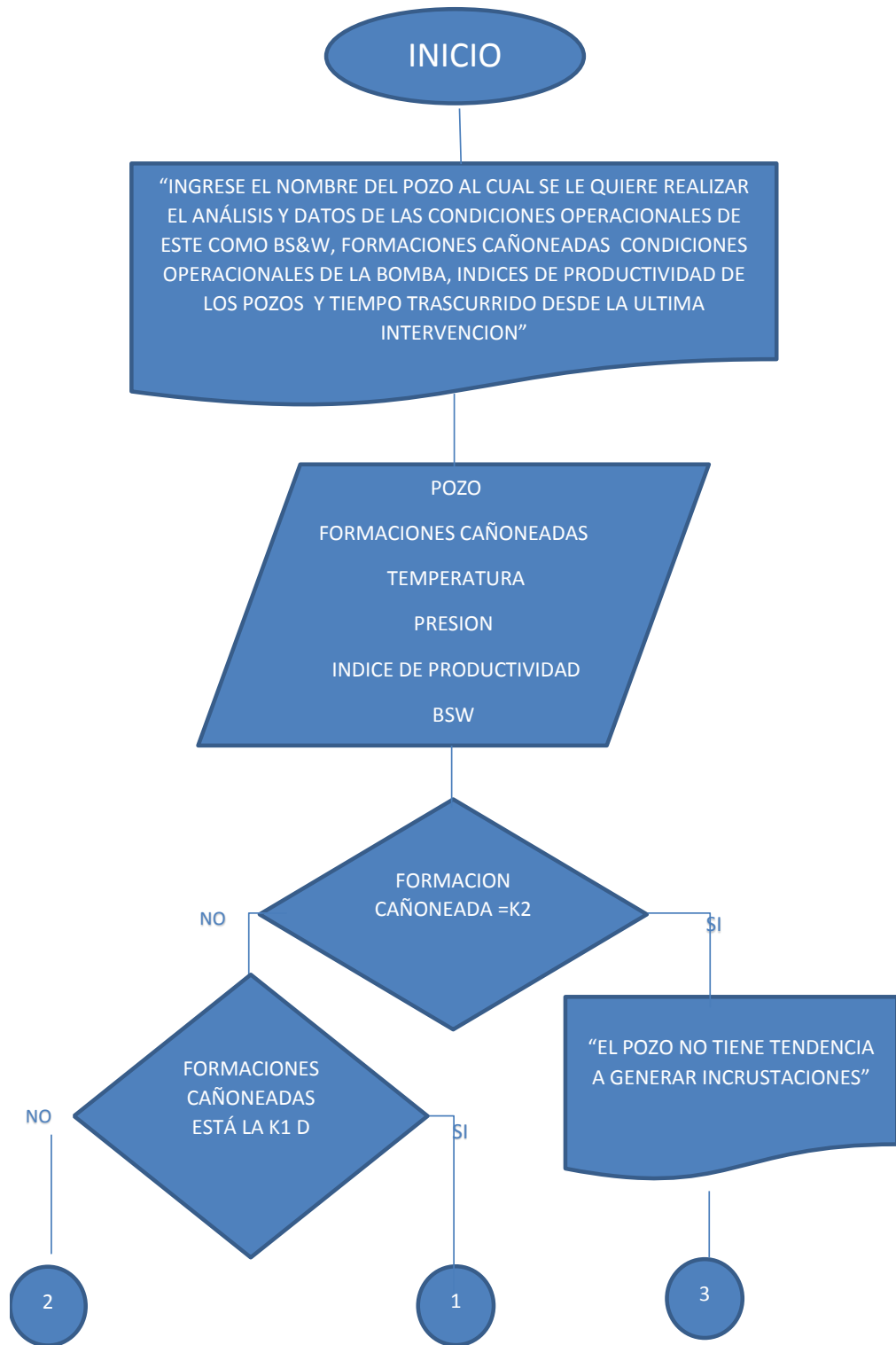
#### **4.3 METODOLOGÍA PARA LA PREVENCIÓN DE INCRUSTACIONES EN EL CAMPO CASTILLA.**

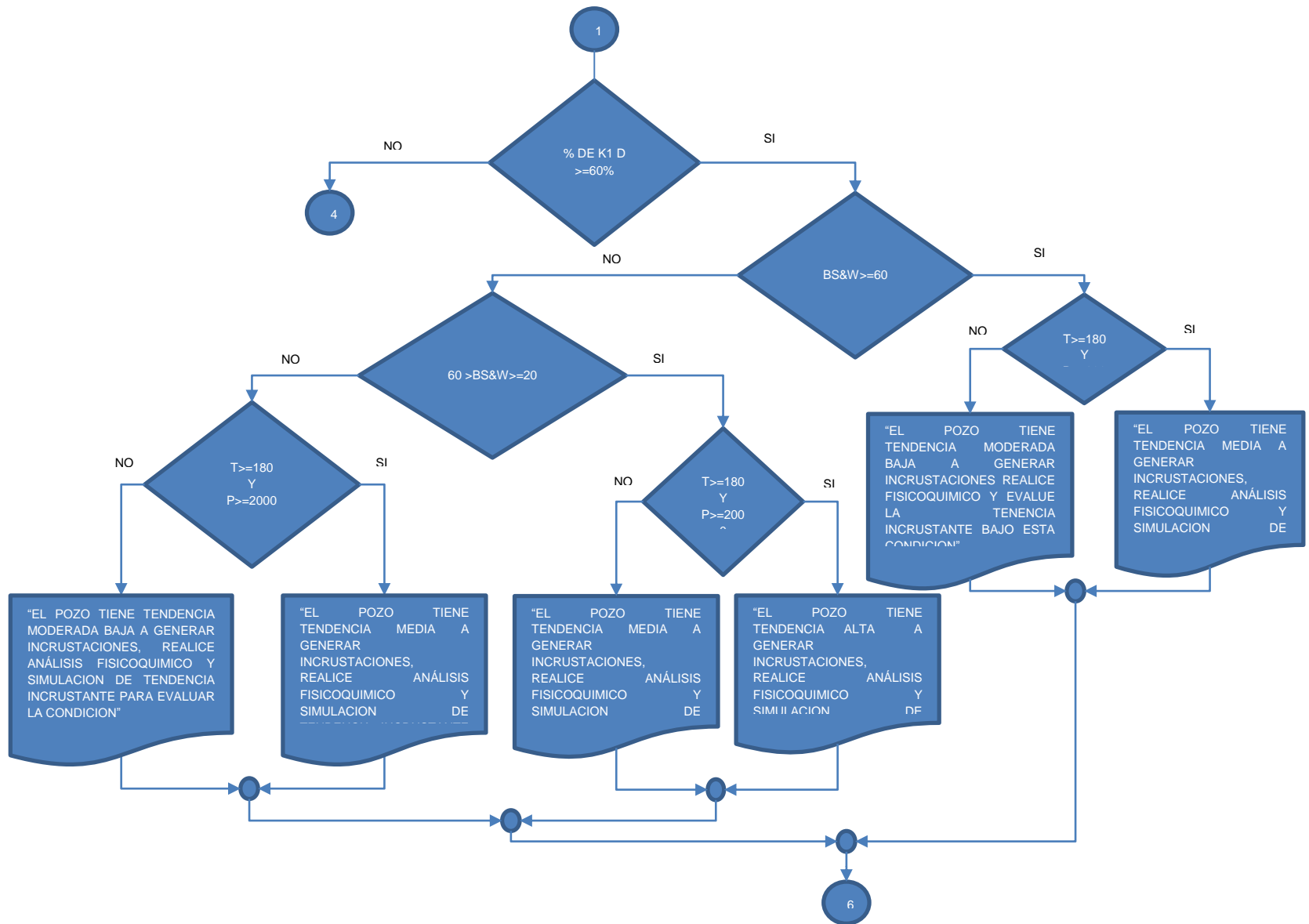
De acuerdo a los análisis de los datos recolectados en campo se propone una metodología con el fin de identificar otros pozos con tendencia incrustante para reducir las fallas provocadas por este fenómeno en los sistemas de levantamiento artificial bombeo electrosumergible. Esta metodología consiste en una serie de pasos los cuales ayudan a discernir los pozos que podrán generar incrustaciones de carbonatos de calcio y sulfatos de bario, las que son comunes en los equipos de bombeo electrosumergible en el campo Castilla. Posteriormente se evaluaron las técnicas aplicables para la prevención de estas.

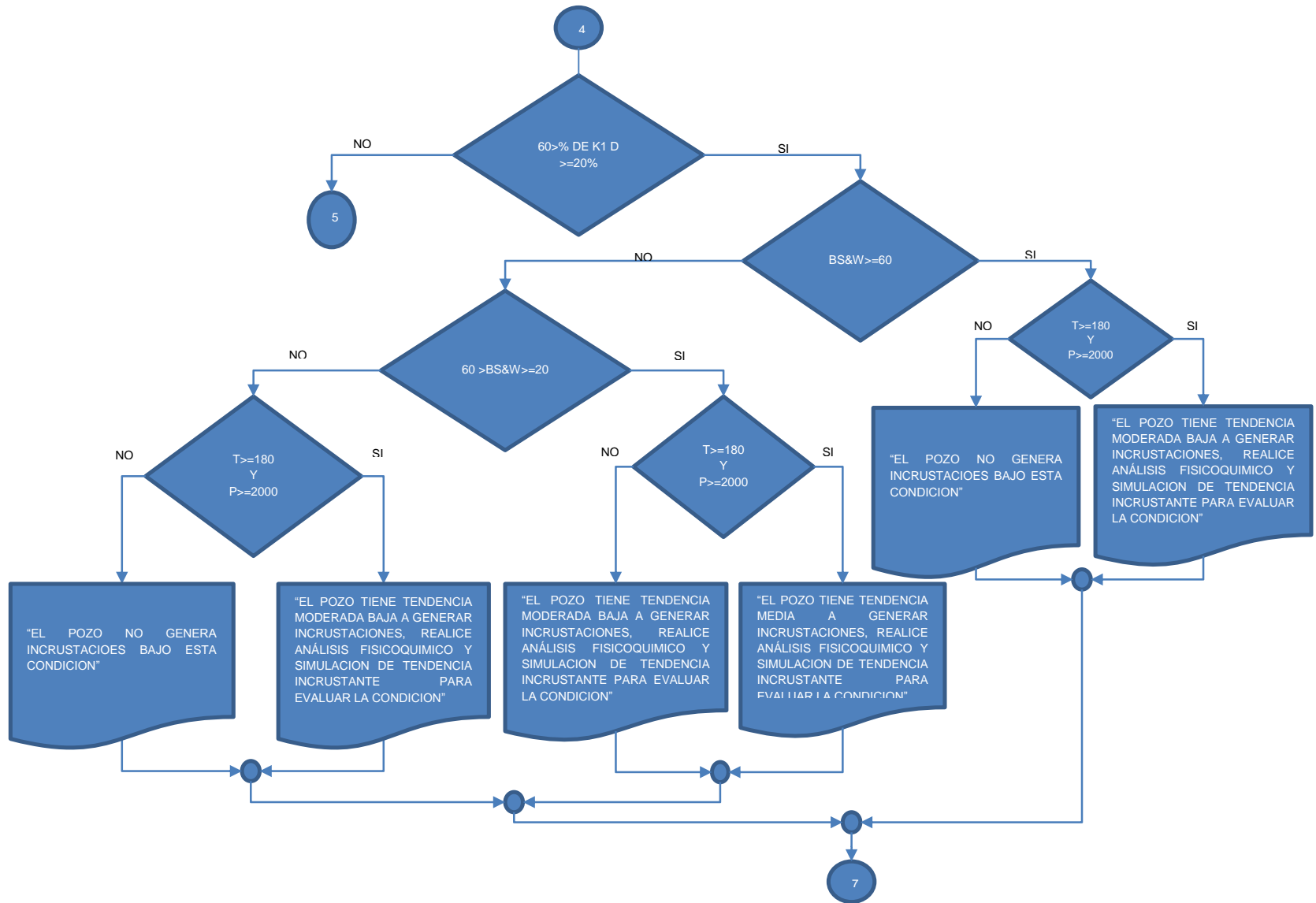
- 1. Identificar la zona productora.** Seleccionar los pozos que están cañoneados en la zona K1 D.
- 2. Cantidad de la zona cañoneada.** Se definieron tres filtros los cuales consisten en el % de K1 D cañoneado de la siguiente manera: mayor al 60% de K1 D cañoneado es el que tiene un nivel alto a generar incrustaciones, entre 60 y 20 de K1 D cañoneado tiene un nivel medio a generar incrustaciones y finalmente menor al 20 % K1 D cañoneado tiene un nivel bajo a generar incrustaciones.

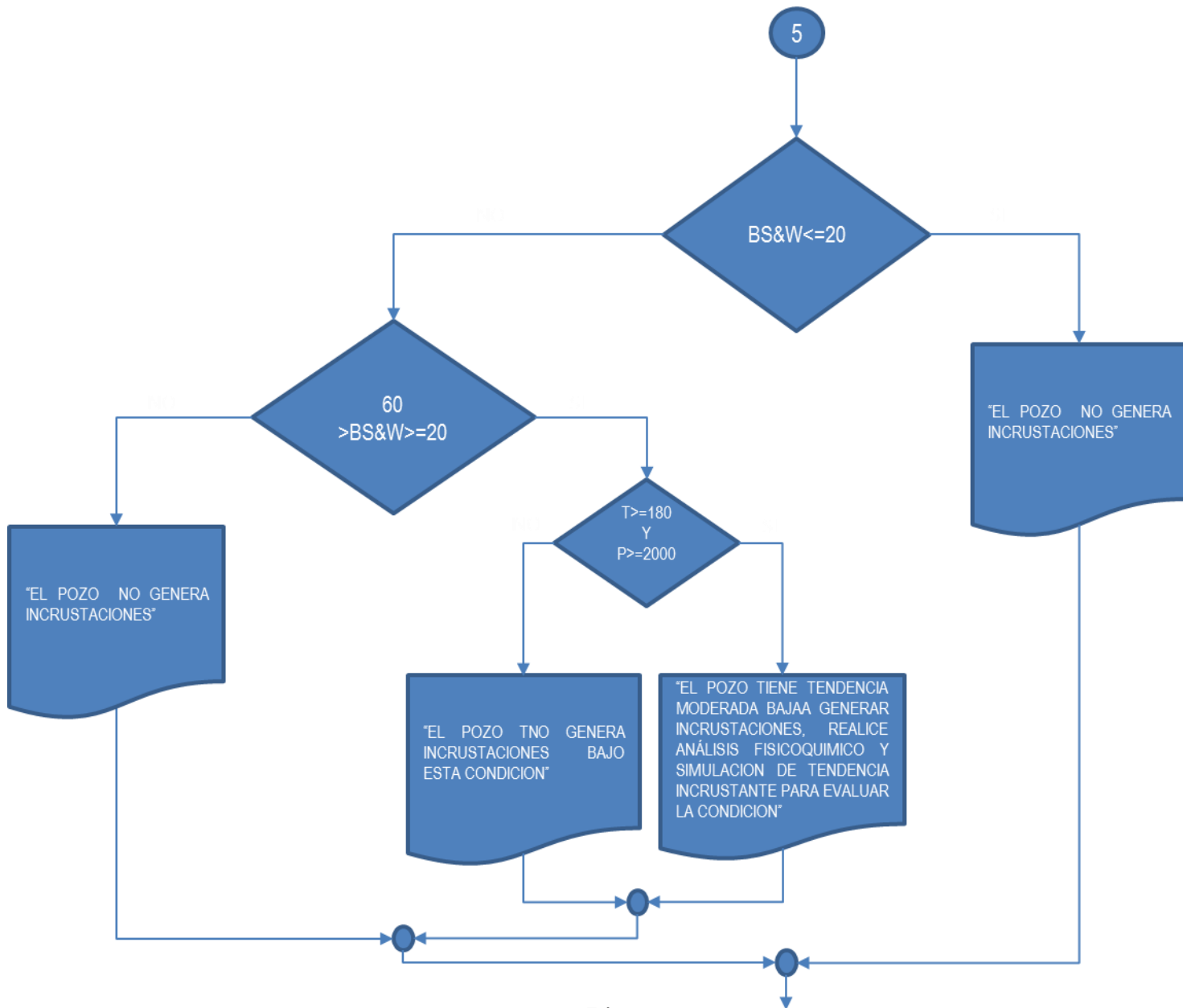
- 3. Valores de BS&W.** Al igual que con la cantidad de zona cañoneada se definieron 3 filtros de BS&W de acuerdo con los datos obtenidos en el análisis de pozos de la siguiente manera: mayor al 60 % de BS&W tiene nivel bajo para generar incrustaciones, (esto se debe a que si el pozo llega a este porcentaje posiblemente tenga influencia del acuífero que aumenta la solubilidad de los minerales y hace más difícil su precipitación), entre 30 y 60 % de BS&W que es el nivel alto a generar incrustaciones y menos del 30 % es el nivel bajo (debido a que con estos BS&W tan bajos el fenómeno se hace menos visible debido a la cantidad de agua producida).
  
- 4. Condiciones operacionales de las bombas electrosumergibles.** Los pozos que tienen temperaturas a la descarga mayores a 180°F y presiones mayores de 2000 PSI a la descarga favorecen la precipitación de minerales en el sistema de levantamiento artificial.

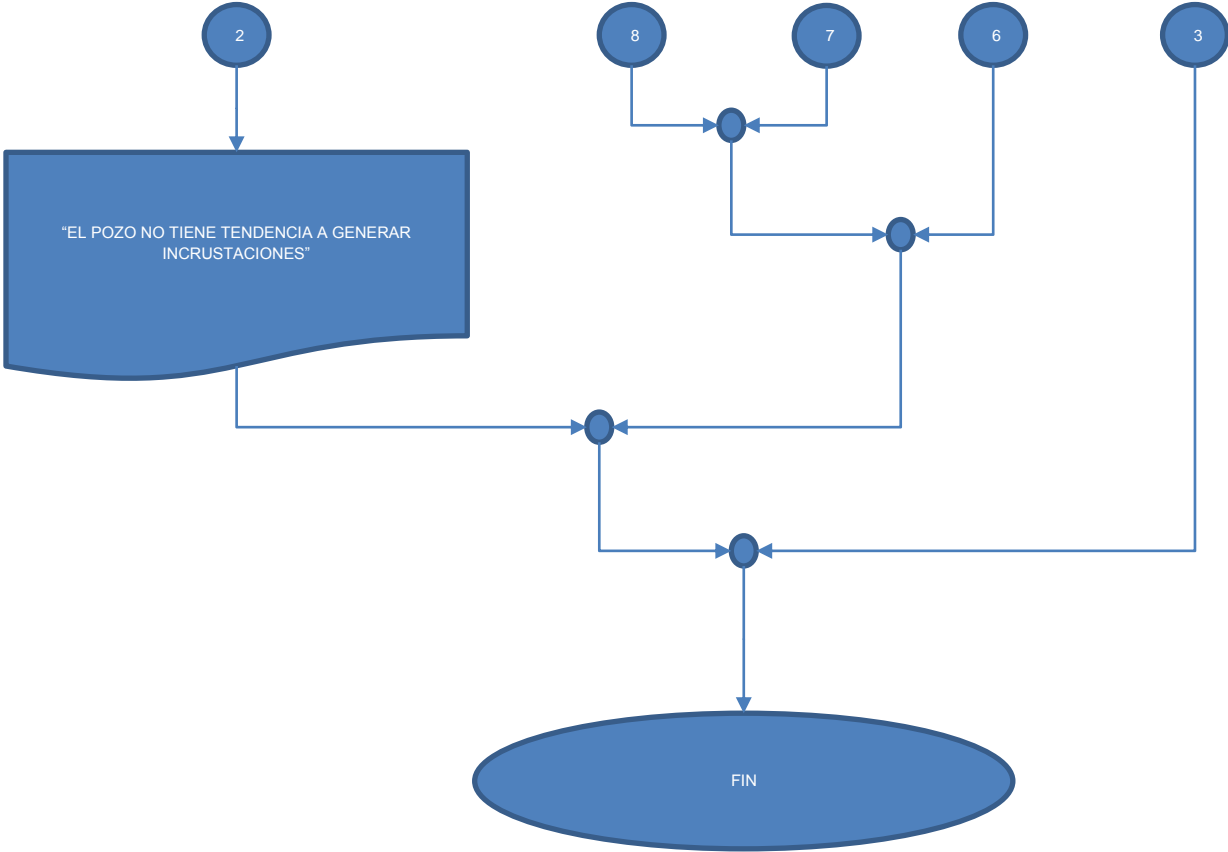
El siguiente diagrama de flujo representa el procedimiento que se le va a realizar a los pozos del campo Castilla para identificar los pozos que tienen tendencia incrustante y los candidatos a una posible técnica de prevención de las incrustaciones.











#### 4.4. ANÁLISIS Y APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE POZOS CON FALLAS CATALOGADAS COMO LIMPIEZA DE POZOS

Con el propósito de conocer si los pozos con fallas catalogadas como limpieza de pozo posiblemente generaban incrustaciones en sistema de levantamiento artificial al momento de esta falla, se les aplicó la metodología al momento de la falla, seleccionando las condiciones operacionales que tenía el equipo de bombeo, BSW y porcentajes de la formación K1 D cañoneadas en ese instante.

Los pozos que se identificaron tenían estas fallas en el campo son los que se muestran en la tabla 4 con sus respectivas fallas catalogadas como limpieza de pozo y el porcentaje de K1 D cañoneado.

**Tabla 4: Descripción de los pozos con fallas catalogadas como limpieza de pozo.**

Pozo	No. de fallas por limpieza	% K1 D cañoneado	Run life al momento de la falla (días)	BSW al momento de la falla
P-8	1	22,79	524	60,84
P-9	1	29,16	563	8
	2	29,16	69	20
P-10	1	18	91	37,03
P-11	1	10,67	60	11,71
P-12	1	10,67	129	32
	2	10,67	165	54,36
P-13	1	20	304	27,64
P-14	1	31,21	156	43,53

Pozo	No. de fallas por limpieza	% K1 cañoneado	D	Run life al momento de la falla (días)	BSW al momento de la falla
P-15	1	34,42		204	19
P-16	1	-		539	2
P-17	1	49,52		44	4,23
P-18	1	42,1		139	28
P-19	1	29,92		210	28
P-20	1	41,5		415	26,67
P-21	1	48,57		503	9,93
P-22	1	15,87		659	81,13
P-23	1	23,71		465	10
P-24	1	-		264	17,41
P-25	1	-		98	24,28
	2	-		71	20
P-26	1	-		180	13

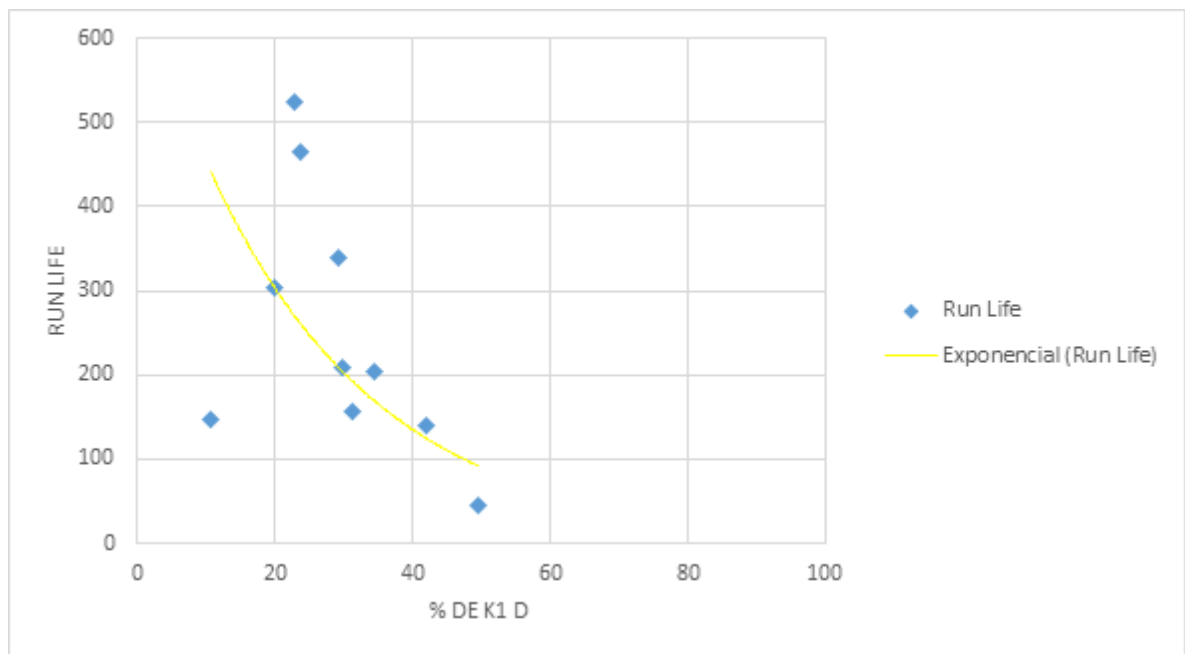
Al aplicar la metodología a los pozos citados anteriormente encontramos que los que posiblemente generan incrustaciones al momento de la falla por limpieza de pozo son:

- **P-8** TIENE TENDENCIA MODERADA BAJA.
- **P-9** TIENE TENDENCIA MEDIA
- **P-10** TIENE TENDENCIA MODERADA BAJA.
- **P-12** TIENE TENDENCIA MODERADA BAJA.
- **P-13** TIENE TENDENCIA MEDIA
- **P-14** TIENE TENDENCIA MEDIA
- **P-15** TIENE TENDENCIA MODERADA BAJA
- **P-17** TIENE TENDENCIA MODERADA BAJA
- **P-18** TIENE TENDENCIA MEDIA

- **P-19** TIENE TENDENCIA MEDIA
- **P-20** TIENE TENDENCIA MEDIA
- **P-21:** TIENE TENDENCIA MODERADA BAJA.
- **P-23** TIENE TENDENCIA MODERADA BAJA.

De los pozos con fallas catalogadas como limpieza de pozo se elaboró la gráfica de K1 D contra runlife para observar si mantenía el mismo comportamiento de los con el problema de las incrustaciones. Los resultados están contenidos en la Figura 10.

**Figura 10. Relación entre runlife y el porcentaje de K1 D de los pozos con falla catalogada como limpieza de pozo.**



#### 4.5 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA A LOS POZOS DEL CAMPO.

Para aplicar la metodología al campo se estudiaron los 454 pozos del campo, identificando zonas cañoneadas, BS&W actuales y condiciones operacionales de presión y temperatura los cuales definen la tendencia incrustante de cada uno de

estos. Esta nos define el nivel de criticidad para la precipitación de los minerales en los sistemas de levantamiento artificial de la siguiente manera: Los pozos que posiblemente tengan alta tendencia, media y moderada baja.

Una vez aplicada la metodología de la tendencia incrustante, se obtuvo que de los 454 pozos del campo los que posiblemente tienen tendencia alta a generar incrustaciones se muestran en la tabla 5.

**Tabla 5. Pozos con tendencia alta a generar incrustaciones.**

P-27
P-28
P-29
P-30
P-31
P-116
P-83

Estos pozos posiblemente estén cercanos a una falla provocada por este fenómeno. Se recomienda analizar los datos de producción de cada uno de estos, los datos de sensor de fondo los cuales indicarían la presencia de sólidos en las etapas de la bomba y realizar análisis fisicoquímico del agua producida y la simulación de tendencia incrustante para las especies calcita y barita, las cuales son las más comunes de encontrar en los sistemas de levantamiento artificial. Los que tienen tendencia media a generar incrustaciones se muestran en la tabla 6.

**Tabla 6. Pozos con tendencia media a generar incrustaciones.**

P-105	P-138	P-148	P-71
P-257	P-33	P-269	P-162
P-137	P-204	P-59	P-166
P-130	P-179	P-31	P-414
P-250	P-141	P-149	P-110
P-118	P-266	P-312	P-167
P-277	P-454	P-68	P-219
P-282	P-117	P-142	P-441
P-210	P-72	P-152	
P-406	P-58	P-229	

Para estos pozos se recomienda realizar el análisis fisicoquímico del agua y simulación de la tendencia incrustante. De estos ejecutar constante monitoreo de las variables de producción, las condiciones operacionales y revisar los datos de sensor de fondo antes de que el pozo se quede sin aporte en superficie. Estos se muestran en la tabla 7

**Tabla 7. Pozos con tendencia baja a generar incrustaciones.**

P-100	P-246	P-226	P-155	P-112	P-402
P-118	P-107	P-103	P- 30	P-123	P-78
P-163	P-134	P-97	P-54	P-159	P-125
P- 99	P-170	P-116	P-107	P-37	P- 196
P-101	P-181	P-143	P-122	P-73	P-41
P-124	P-363	P-270	P-156	P-113	P-81
P-167	P-115	P-52	P-311	P-124	P-117
P-209	P-161	P-119	P-67	P-319	P-126
P-198	P-89	P-224	P-94	P-231	P-95
P- 45	P-129	P- 450	P-330	P-451	

Para estos pozos se recomienda hacer monitoreo continuo de las variables monitoreo de las variables de producción, las condiciones operacionales y revisar los datos de sensor de fondo antes de que el pozo con el fin de identificar si alcanzan

las variables operacionales suficientes para aumentar el nivel de criticidad de formación de incrustaciones.

Los 336 pozos que no están incluidos en esta lista no generan incrustaciones a las condiciones operacionales actuales.

De estos 336, hay 99 pozos que están cañoneados en la formación K1 pero no cumplen los parámetros propuestos en la metodología para tener tendencia incrustante.

Los demás están cañoneados en la formación K2, formación que está en contacto con el agua del acuífero lo que aumenta la solubilidad de las sales disueltas en el agua de formación y previene la precipitación de estas en los sistemas de bombeo electrosumergible.

## **5. APLICACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE PREVENCIÓN Y REMOCIÓN DE INCRUSTACIONES, ASPECTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS.**

Para el diseño de estas técnicas se seleccionaron las condiciones operacionales promedio de los pozos los cuales se les identificaron el problema de las incrustaciones y actualmente no tienen ningún método preventivo o no se le ha aplicado ningún método de remoción de incrustaciones. Para esto se van a tener en cuenta aspectos técnicos y económicos con el fin de identificar el método más efectivo para combatir este fenómeno en el sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible y lograr reducir el índice de falla del campo.

Teniendo en cuenta el lugar de aparición de las incrustaciones en el sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible, solo son aplicables métodos químicos tanto de prevención como de remoción de incrustaciones. En algunos pozos del campo Castilla se han implementado inyección de químico inhibidor de incrustaciones en fondo de pozo y también la aplicación de un químico denominado Scale Dissolver que se circula por el anular cuando no está disponible el capilar para la inyección de químico inhibidor en fondo o cuando el fenómeno se ha presentado en las etapas de la bomba y ya no es aplicable el método de inhibición y se hace necesario removerlas.

Para la selección de la mejor técnica de prevención o remoción de incrustaciones se seleccionó el pozo P-27 y se analizaron los aspectos económicos de tres escenarios:

1. Pozo sin ningún tratamiento contra las incrustaciones.
2. Pozo con inyección de inhibidor de incrustaciones en fondo de pozo (remoción).
3. Pozo con inyección de Scale Dissolver (prevención).

Se tuvieron en cuenta las siguientes condiciones<sup>15</sup>:

- Run Life promedio de los pozos que no tienen mecanismo de control de incrustaciones: 198 días.
- Los pozos sin tratamiento se intervienen se intervienen cada 180 días.
- Se analizarán los 3 escenarios a 540 días de producción que es el Run Life promedio de los equipos en el campo.
- Tiempos que tarda en volver a operar el pozo después de cada falla: 3 días esperando el equipo, 6 días en intervención y 2 días en estabilización del pozo.
- Para la remoción de incrustaciones se aplica el tratamiento cada 90 días de operación.
- Los pozos en el campo declinan exponencialmente a 2,8% mensual.
- Profundidad de la bomba del pozo P-27: 7567 ft.
- La inyección de químico inhibidor de incrustaciones se hace continua.
- La producción promedio de petróleo del pozo seleccionado: 204 barriles por día.
- Descuento por regalías: 20% de la producción.
- Tasa de descuento de mensual: 0,87%
- Tasa interna de oportunidad: 11%
- Probabilidad máxima de ocurrencia: 90% (se refiere a que se produzca esa cantidad de petróleo).

De acuerdo con el concepto de declinación exponencial, utilizando la ecuación que modela este comportamiento se calculó el comportamiento de producción del pozo en los 18 meses en los que se analizó la producción de acuerdo a la ecuación 2.<sup>16</sup>

$$q(t) = q_i e^{-D_i t} \text{ Ecuación 2}$$

Donde:

---

<sup>15</sup> BOLAÑOS. Edwinder. Información Campo Castilla. Ingeniero control de producción Campo Castilla.

<sup>16</sup> Ibíd.

$q(t)$ : tasa de producción de petróleo en barriles por día.

$q_i$ : Tasa inicial de producción de petróleo en barriles por día.

$D_i$ : declinación del pozo (2,8% mensual)

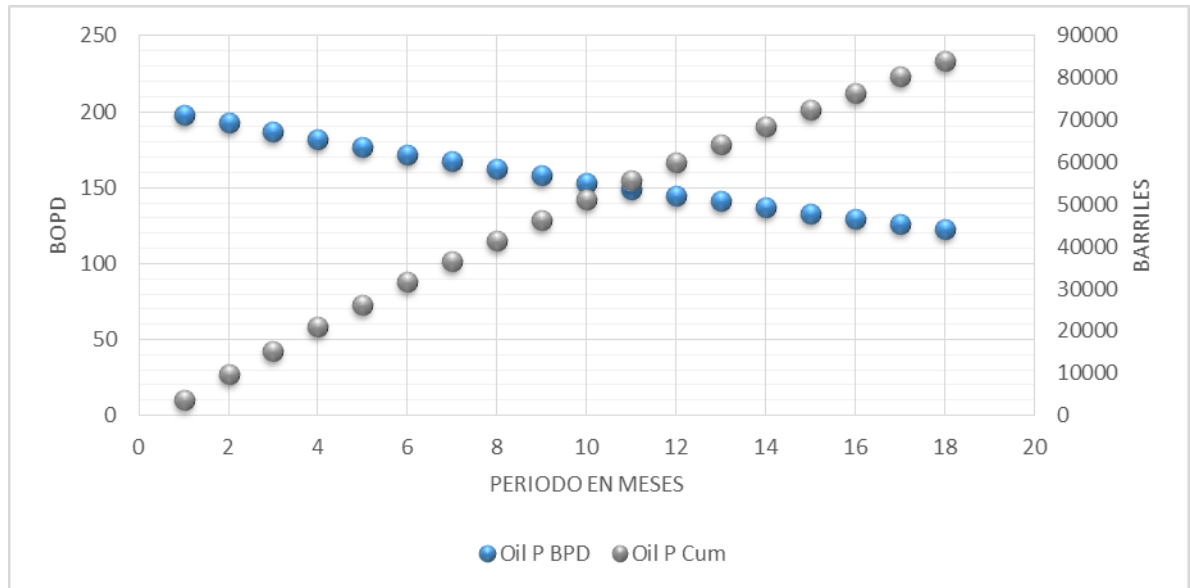
$t$ : tiempo (meses).

También se calculó la producción acumulada de petróleo de acuerdo a la ecuación 3.

$$Q = \frac{q_i - q(t)}{D_i} \text{ Ecuación 3}$$

La figura 11 muestra la producción esperada del pozo P-27 con la declinación promedio del campo, y la producción acumulada del mismo pozo.

**Figura 11. Producción aplicando la declinación exponencial del P-27**



Con el fin de analizar la rentabilidad de cada escenario se tuvieron en cuenta los siguientes conceptos<sup>17</sup>:

**VALOR PRESENTE NETO (VPN):** Es una cantidad en pesos actuales equivalente a todos los ingresos y egresos presentes y futuros del proyecto a una tasa de interés de oportunidad del  $i\%$ .

$$VPN(i) = \frac{F_0}{(1+i)^0} + \frac{F_1}{(1+i)^1} + \frac{F_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+i)^n} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde F corresponde a los ingresos o egresos en el momento n, e,  $i$ , es la tasa de oportunidad. En la fórmula de valor presente neto los ingresos llevan signo positivo y los egresos signos negativos.

**TASA INTERNA DE RETORNO (TIR):** Es la tasa de interés que iguala a cero el valor presente de los ingresos y egresos de una determinada propuesta de inversión es decir:

$$0 = VPN(i^*) = -VPI(i^*) - VPE(i^*) \quad \text{Ecuación 5}$$

VPN= Es el valor presente neto.

$i^*$  = Tasa interna de retorno.

VPI= Valor presente de los ingresos.

VPE= Valor presente de los egresos.

---

<sup>17</sup>MENDOZA Yorcelis, PEREIRA Carolina, SOTELO Carmen, YANES Yobanis Esther. Evaluación de proyectos. Trabajo de Matemáticas. Universidad de Córdoba. 2008

**RELACIÓN BENEFICIO – COSTO (RBC):** La relación Beneficio – Costos se representa B/C, es un índice que se utiliza en los proyectos gubernamentales y se apoya en el valor presente neto.

Esta relación es igual a:

$$B/C(i) = \frac{VP \text{ Ingresos}(i)}{VP \text{ Egresos}(i)} \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

VPI= Es el valor presente de todos los ingresos del proyecto.

VPE= Es el valor presente de los egresos.

$i$  = Es la tasa de interés de oportunidad.

## 5.1 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO SIN TRATAMIENTO

Para este análisis se tuvo en cuenta que es necesario intervenir el pozo cada 180 días de acuerdo al tiempo promedio en el cual se producen las fallas por incrustaciones en el sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible en el campo Castilla. Se realizó la evaluación financiera teniendo en cuenta los costos contenidos en las tablas 5 y 6. La figura 12 muestra el flujo de caja para este pozo bajo las condiciones sin la aplicación de ningún tratamiento de remediación y control de incrustaciones

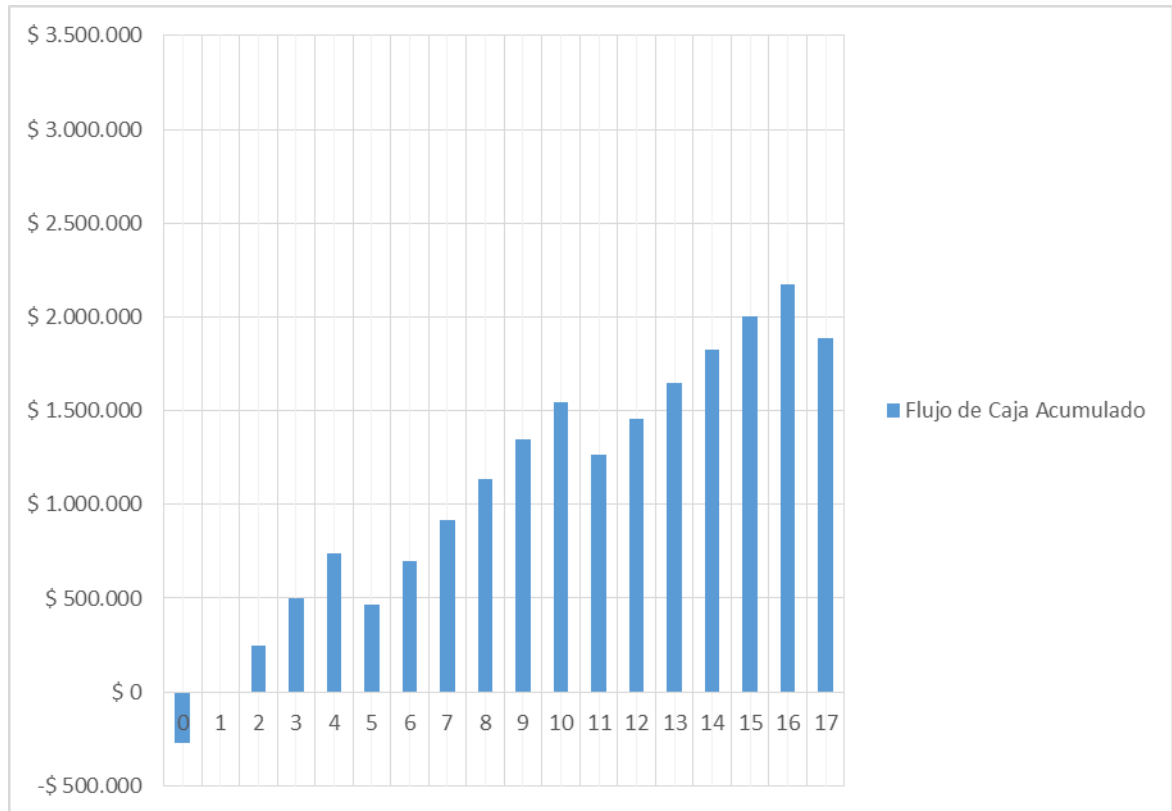
**Tabla 8. Análisis económico del P-27 sin la aplicación de ningún tratamiento químico.**

Ingresos, Egresos Inversion	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Produccion de Petroleo Acumulada Mensual (Bls)	3821	5865	5700	5540	5385	3315	5087	4945	4806	4671	4540	2795	4289	4169	4052	3939	3828	2357
Precio del Barril de Petroleo [USD/Bbl]	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50
Ingresos Mensuales [USD]	\$ 191.070	\$ 293.232	\$ 285.011	\$ 277.021	\$ 269.254	\$ 165.747	\$ 254.368	\$ 247.237	\$ 240.306	\$ 233.568	\$ 227.020	\$ 139.749	\$ 214.469	\$ 208.457	\$ 202.612	\$ 196.932	\$ 191.411	\$ 117.828
Maxima probabilidad de ocurrencia	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Ingresos Mensuales Corregidos [USD]	\$ 171.963	\$ 263.909	\$ 256.510	\$ 249.319	\$ 242.329	\$ 149.172	\$ 228.932	\$ 222.513	\$ 216.275	\$ 210.212	\$ 204.318	\$ 125.774	\$ 193.022	\$ 187.611	\$ 182.351	\$ 177.239	\$ 172.270	\$ 106.045
<b>VPN Ingresos USD</b>	<b>\$ 3.329.652</b>																	
Costo de equipo de Workover	\$ 200.000					\$ 200.000						\$ 200.000						\$ 200.000
Pérdidas por producción diferida	\$ 112.200					\$ 94.601						\$ 79.762						\$ 67.251
Costo de Movilización	\$ 30.000					\$ 30.000						\$ 30.000						\$ 30.000
Costo equipo BES a instalar	\$ 100.000					\$ 100.000						\$ 100.000						\$ 100.000
Otros Costos																		
Egresos Mensuales	\$ 442.200	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 424.601	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 409.762	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 397.251
<b>VPN Egresos USD</b>	<b>\$ 1.563.768</b>																	

**Tabla 9. Viabilidad del proyecto del pozo P-27 sin aplicación de ningún método químico.**

VPN Ingresos USD	3.329.652
VPN Egresos USD	1.563.768
VPN Flujo de Caja USD	1.765.884
TIR	87%
<b>Relación Beneficio/Costo</b>	<b>2,13</b>

**Figura 12. Flujo de caja del proyecto pozo P-27 sin aplicación de tratamiento químico.**



## **5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO CON INYECCIÓN DE QUÍMICO INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES EN FONDO.**

Para la inyección continua de químico inhibidor de incrustaciones en fondo de pozo se tuvo en cuenta los costos mensuales del químico proporcionados por el ingeniero de control de producción del campo Castilla. Se realizó la evaluación financiera teniendo en cuenta los costos contenidos en las tablas 7 y 8. La figura 13 muestra el flujo de caja para este pozo bajo las condiciones con la inyección de químico inhibidor de incrustaciones en fondo de pozo

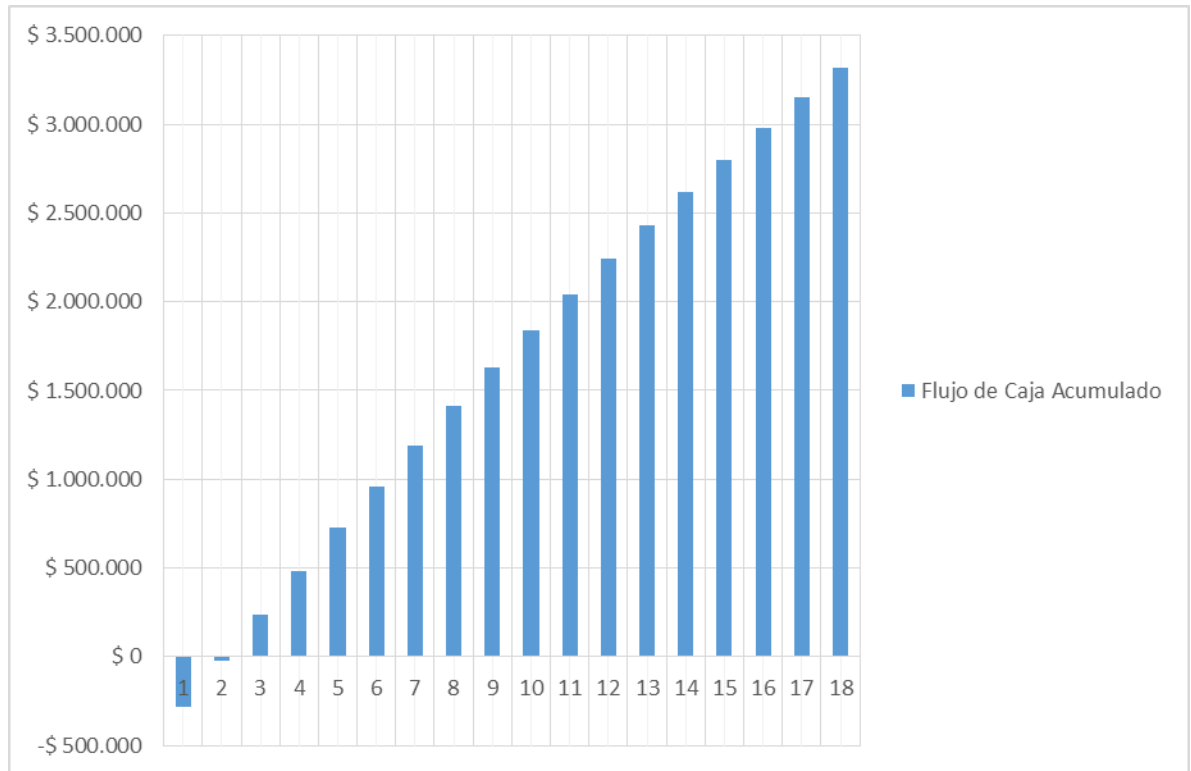
**Tabla 10. Análisis económico del pozo P-27 aplicando químico inhibidor de incrustaciones.**

Ingresos, Egresos Inversion	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Produccion de Petroleo Acumulada Mensual (Bls)	3821	5865	5700	5540	5385	5234	5087	4945	4806	4671	4540	4413	4289	4169	4052	3939	3828	3721
Precio del Barril de Petroleo [USD/Bbl]	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50
Ingresos Mensuales [USD]	\$ 191.070	\$ 293.232	\$ 285.011	\$ 277.021	\$ 269.254	\$ 261.706	\$ 254.368	\$ 247.237	\$ 240.306	\$ 233.568	\$ 227.020	\$ 220.656	\$ 214.469	\$ 208.457	\$ 202.612	\$ 196.932	\$ 191.411	\$ 186.045
Maxima probabilidad de ocurrencia	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Ingresos Mensuales Corregidos [USD]	\$ 171.963	\$ 263.909	\$ 256.510	\$ 249.319	\$ 242.329	\$ 235.535	\$ 228.932	\$ 222.513	\$ 216.275	\$ 210.212	\$ 204.318	\$ 198.590	\$ 193.022	\$ 187.611	\$ 182.351	\$ 177.239	\$ 172.270	\$ 167.440
<b>VPN Ingresos USD</b>	<b>\$ 3.531.470</b>																	
Costo de equipo de Workover [USD]	\$ 200.000																	
Pérdidas por producción diferida[USD]	\$ 112.200																	
Costo de servicio BES [USD]	\$ 30.000																	
Costo equipo BES a Instalar [USD]	\$ 100.000																	
Costo Capilar BES[USD]	\$ 14.000																	
Costo de inyección de químico en fondo de pozo [USD]	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200
Otros Costos (bomba de inyección)	\$ 1.500																	
Egresos Mensuales	\$ 457.900	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200	\$ 200
<b>VPN Egresos USD</b>	<b>\$ 461.047</b>																	

**Tabla 11. Viabilidad del proyecto del pozo P-27 con la inyección de químico inhibidor de incrustaciones.**

VPN Ingresos USD	3.531.470
VPN Egresos USD	461.047
VPN Flujo de Caja USD	3.070.423
TIR	89%
<b>Relación Beneficio/Costo</b>	<b>7,66</b>

**Figura 13. Flujo de caja del proyecto pozo P-27 con inyección de químico inhibidor de incrustaciones**



### **5.3 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO CON INYECCIÓN DE QUÍMICO PARA REMOCIÓN DE INCRUSTACIONES.**

Para la aplicación del scale dissolver se tuvieron en cuenta los costos proporcionados por el ingeniero de control de producción del campo Castilla. En campo se realiza tratamiento según el análisis que se hace de los parámetros de producción. Para este caso, se realizara el tratamiento cada 3 meses de acuerdo con la información suministrada por el ingeniero de control de producción del campo Castilla. Se realizó la evaluación financiera teniendo en cuenta los costos contenidos en las tablas 9 y 10. La figura 14 muestra el flujo de caja para el pozo con la aplicación de químico para la remoción de incrustaciones.

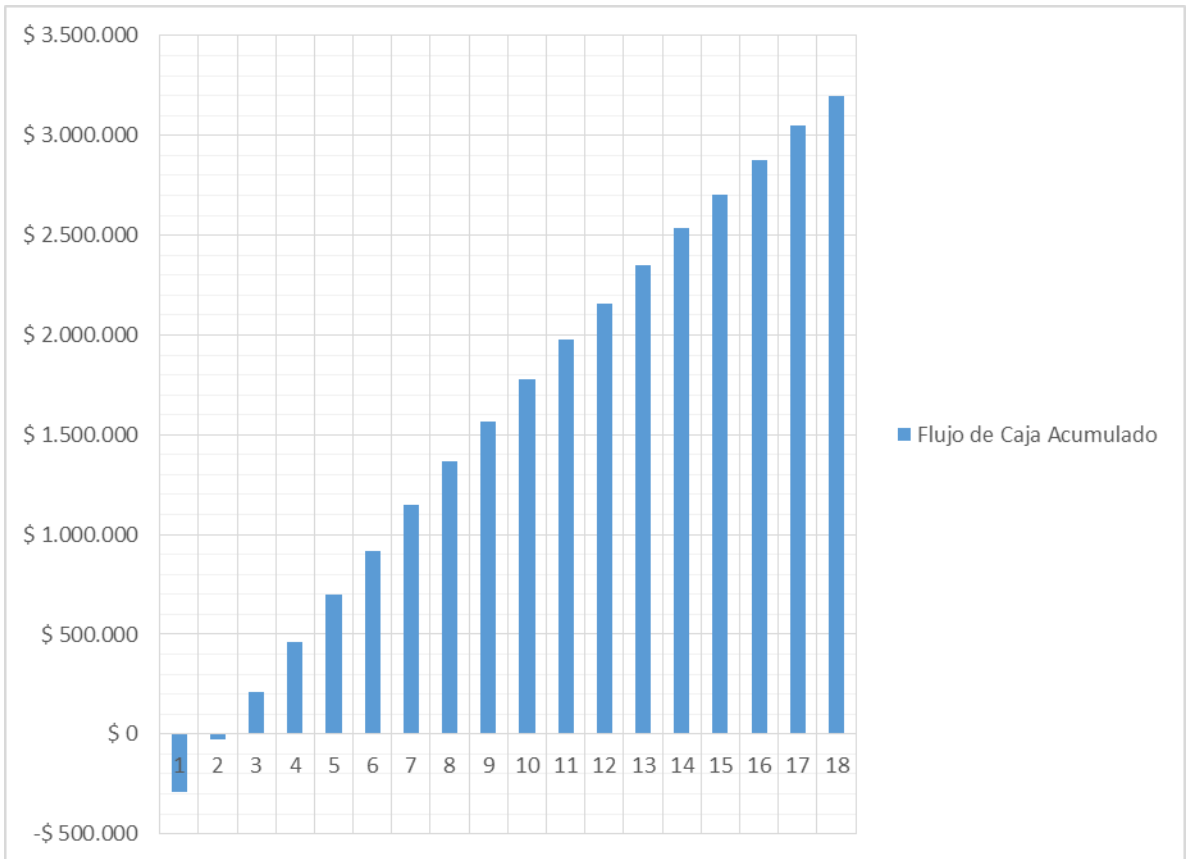
**Tabla 12. Análisis económico del pozo P-27 aplicando Scale Disolver.**

Ingresos, Egresos Inversion	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Produccion de Petroleo Acumulada Mensual (Bls)	3821	5865	5700	5540	5385	5234	5087	4945	4806	4671	4540	4413	4289	4169	4052	3939	3828	3721
Precio del Barril de Petroleo [USD/Bbl]	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50	\$ 50
Ingresos Mensuales [USD]	\$ 191.070	\$ 293.232	\$ 285.011	\$ 277.021	\$ 269.254	\$ 261.706	\$ 254.368	\$ 247.237	\$ 240.306	\$ 233.568	\$ 227.020	\$ 220.656	\$ 214.469	\$ 208.457	\$ 202.612	\$ 196.932	\$ 191.411	\$ 186.045
Maxima probabilidad de ocurrencia	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Ingresos Mensuales Corregidos [USD]	\$ 171.963	\$ 263.909	\$ 256.510	\$ 249.319	\$ 242.329	\$ 235.535	\$ 228.932	\$ 222.513	\$ 216.275	\$ 210.212	\$ 204.318	\$ 198.590	\$ 193.022	\$ 187.611	\$ 182.351	\$ 177.239	\$ 172.270	\$ 167.440
<b>VPN Ingresos USD</b>	<b>\$ 3.531.470</b>																	
Costo de equipo de Workover [USD]	\$ 200.000																	
Pérdidas por producción diferida [USD]	\$ 112.200																	
Costo de servicio BES [USD]	\$ 30.000																	
Costo equipo BES a instalar [USD]	\$ 100.000																	
Costo de inyección de químico en fondo de pozo [USD]	\$ 20.000		\$ 20.000			\$ 20.000			\$ 20.000			\$ 20.000			\$ 20.000			\$ 20.000
Otros Costos																		
Egresos Mensuales	\$ 462.200	\$ 0	\$ 20.000	\$ 0	\$ 0	\$ 20.000	\$ 0	\$ 0	\$ 20.000	\$ 0	\$ 0	\$ 20.000	\$ 0	\$ 0	\$ 20.000	\$ 0	\$ 0	\$ 20.000
<b>VPN Egresos USD</b>	<b>\$ 572.794</b>																	

**Tabla 13. Viabilidad del proyecto del pozo P-27 con la aplicación de Scale Disolver.**

VPN Ingresos USD	3.531.470
VPN Egresos USD	572.794
VPN Flujo de Caja USD	2.958.676
TIR	86%
<b>Relación Beneficio/Costo</b>	<b>6,17</b>

**Figura 14. Flujo de caja del proyecto pozo P-27 con la aplicación de Scale Dissolver.**



Finalmente encontramos que la técnica más efectiva según el análisis económico es la de inyección de químico inhibidor de incrustaciones en fondo de pozo, pues es la que nos da el valor más alto de la TIR y de la relación Costo beneficio, la segunda sería la aplicación del Scale Dissolver donde no exista el cable con capilar necesario para la inyección de químico en fondo de pozo

## 6. CONCLUSIONES

- A través de los análisis de fallas recopiladas en el campo, se encontró que en los equipos de bombeo electrosumergibles se precipitaban compuestos inorgánicos en las etapas superiores de la bomba, de los cuales se logró catalogar el carbonato de calcio que es el que tiene mayor tendencia a generar incrustaciones y el sulfato de bario; esta idea se sustenta con el análisis fisicoquímico del agua y las simulaciones de tendencia incrustante de los pozos de estudio.
- Los pozos que presentan fallas relacionadas con las incrustaciones tienen un comportamiento característico los cuales nos indican la aparición del fenómeno en la bomba: En el transcurso del tiempo aumenta la presión de entrada en la bomba y disminuye el caudal de fluidos a una misma frecuencia de operación de la bomba, también aumenta el consumo de corriente del motor y las vibraciones de la bomba.
- Los equipos en los que se evidenció el fenómeno de las incrustaciones tienen runlife de menos de 400 días, por lo que este es el periodo crítico para que las incrustaciones taponen totalmente las etapas de la bomba electrosumergible.
- La proveniencia del fenómeno es atribuido al agua de la formación K1 D, formación que tienen en común los pozos estudiados. Como lo demuestra el análisis fisicoquímico y la simulación de la tendencia incrustante, el pozo P-3 el cual es un pozo geo-navegado en esta formación (100% cañoneado en esta formación) es el que tiene mayor tendencia a la precipitación de minerales en la bomba electrosumergible.

- En los pozos afectados por las incrustaciones se evidencia que mientras el pozo tengan BS&W menores que el 10% el fenómeno demora en hacerse evidente. Este fenómeno se hace más agresivo a medida que aumenta el agua producida, hasta que alcanza un valor entre 30 y 60% de BS&W que es el que tienen los pozos al momento de la falla. Los pozos que tienen valores de BS&W por encima de 60% están influenciados por el acuífero lo que provoca que la tendencia a generar incrustaciones disminuya.
- La mayoría de las bombas electrosumergibles de los pozos estudiados trabajan con temperaturas entre 180 y 230 °F y tienen una presión de descarga de entre 2000 y 2700 PSI, estas condiciones varía según la profundidad a la que se encuentra la bomba y si se encuentran trabajando bajo los parámetros de diseño. Se encontró que las bombas que trabajan en Downhtrust tienen temperaturas operacionales más altas de las que trabajan en condiciones operacionales normales lo que favorece la precipitación del carbonato de calcio.
- Las fallas ocasionadas por las incrustaciones se producen después de tiempos de operación relativamente largos, condiciones las cuales no son comunes para las fallas generadas por contaminantes dejados en el pozo al realizar servicios de Work Over, las cuales son las que se catalogan como limpieza de pozos, todos los pozos analizados inicialmente tienen en común fallas catalogadas como limpieza de pozo.
- De los pozos seleccionados, el P-1 es el que tiene menos run life (32 días) al momento de fallar por presencia de sólidos en las etapas de la bomba, con 28% de la formación K1 D cañoneado condiciones que no se asemejan al comportamiento de los pozos los cuales se les identifico fallas por incrustaciones. Al realizar la simulación de tendencia incrustante se encontró que no generaba este fenómeno en los equipos de bombeo electrosumergible; lo que indica que esta falla como lo dice la simulación de tendencia incrustante

no fue causada por incrustaciones si no por contaminantes dejados en el pozo después de aislar la formación K2 y cañonear la formación K1.

- En algunos pozos se repiten las fallas que en su momento se catalogaron como limpieza de pozo, estos se circulan y se obtienen retornos limpios, lo que indica que en momento en el cual se presentó la falla posiblemente fueron mal catalogadas y estas serían producto de la precipitación de minerales disueltos en el agua de producción.
- En algunos pozos los cuales se identificó que pueden generar incrustaciones al aplicar la metodología se encontró que en algunas paradas en donde se realizaban trabajos de recañoneo de la zona productora o redimensionamiento de los equipos de bombeo electrosumergible al sacar estos encontraban las bombas atascadas pero no se menciona la causa específica que produce esta condición porque en ese momento el equipo no había fallado.
- En la gráfica se ve dispersión en ciertos datos esto se debe a la variación de BS&W y las diferentes concentraciones de sales producto de la mezcla de aguas de diferentes formaciones de estos pozos lo que provoca que la tasa de precipitación sea menor en los casos de BS&W y porcentajes de K1 D bajos y mayor en los casos opuestos.
- De las técnicas de control y remoción de incrustaciones evaluadas, la mejor opción es la inyección de químico inhibidor de incrustaciones en fondo de pozo ya que con esta obtenemos mayor TIR y mayor relación costo beneficio. La segunda opción sería la aplicación de químico removedor de incrustaciones en los pozos donde no esté disponible el capilar necesario para la inyección de químico inhibidor.

## 7. RECOMENDACIONES

- Evaluar la aplicación de otro sistema de levantamiento aplicable a pozos con poco caudal y que no alcancen esas condiciones tan altas de presión y temperatura a la descarga que facilitan la aparición de este fenómeno.
- Realizar un análisis detallado de la tendencia incrustante de las agua de cada formación con el propósito de identificar si las mezclas de estas son una de las condiciones para la generación de incrustaciones.
- Evaluar la precipitación de incrustaciones en los equipos y líneas de tratamiento en el campo Castilla con el fin de mejorar la eficiencia de los procesos en el campo.
- Realizar un estudio detallado de la geología del campo, análisis petrofísicos del mismo con el fin de identificar la relación de movilidad de cada formación con sus subdivisiones y lograr obtener las proporciones que debe tener de la formación K1 D para la precipitación de minerales en los equipos de bombeo electrosumergible.

## BIBLIOGRAFÍA

ARIAS MARTINEZ, Heydy Yurany. Patronamiento de las tendencias direccionales en las formaciones en la cuenca de los llanos orientales. (Municipios de Acacias y Castilla la nueva, departamento del Meta). Trabajo de Grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Geología. 2012. Página 56.

BELLO ORTEGA, Keren María. Propuesta de programa de estimulación matricial reactiva a pozos productores que presentan merma de producción por incrustaciones en el área dación del distrito san tomé. Tesis de grado Universidad de Oriente. 2010

BLANCO ARENAS, Sayda Lenny. Herramienta informática para el seguimiento del control de producción del campo castilla. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2009 p. 7.

BOLAÑOS. Edwinder. Información Campo Castilla. Ingeniero control de producción Campo Castilla.

CASTRO HERNÁNDEZ, Henry Fernando; GAMEZ MEJIA, Christian José. Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electrosumergible del campo Cantagallo. Tesis de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2009. p. 26-27.

CRABTREE M. y otros. Lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención, Oilfield Review, Schlumberger, otoño 1999.

CRABTREE M. y otros. Lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención, Oilfield Review, Schlumberger, otoño 1999.

ECOPETROL Catálogo de productos petroquímicos e industriales de Ecopetrol, [en línea] disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=222&conID=37384>

Estudio sobre la formación de incrustaciones por acumulaciones de depósitos minerales dentro de la tubería de producción, prevención y remoción, Tesis de grado Villavivencio: Corporación Internacional del Petróleo, 2010.

FERWORN, K. A. HAMMAMI, A. Control of wax Deposition An Experimental Investigation of Crystal Morphology and an Evaluation of Various Chemicals Solvens.SPE 37240.1997.

FIGUEROA CHIVICO, Ana Karina; GONZÁLES GUARIMÁN, Lizandro Bernardo. Uso de inhibidores poliméricos de incrustaciones en procesos de recuperación mejorada de crudos pesados y extrapesados. Tesis de grado. Bucaramanga: Universidad de Oriente. 2013. P. 10.

JOHNSTON, Clare y otros. The influence of turbulence (or hydrodynamic effect) on strotium sulphate scale formation and inhibitor performance. SPE 169760-MS.

LLUCH, J. Tecnología y Margen del Refino de Petróleo, Madrid: Diaz de Santos. 2008

LUNA BARRERA. Olga Lucía. Análisis de la implementación de del bombeo electrosumergible bajo aplicaciones duales en un campo de los llanos orientales. Visión técnico-financiera. Trabajo de grado Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander

MANRIQUE J. y RANGEL N. Estudio sobre la formación de incrustaciones por acumulaciones de depósitos minerales dentro de la tubería de producción, prevención y remoción, Tesis de grado Villavicencio: Corporación Internacional del Petróleo. 2010.

MENDOZA Yorcelis, PEREIRA Carolina, SOTELO Carmen, YANES Yobanis Esther. Evaluación de proyectos. Trabajo de Matemáticas. Universidad de Cordoba. 2008.

NAVARRETE, J & CEDIEL F. Estudio de factibilidad con el aceite liviano de ciclo para la remoción de depósitos orgánicos. Aplicado a campo colombiano. Tesis de grado, Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander 2010

NENNIGER, John; NENNIGER, Gina. Optimizing hot oiling/watering jobs to minimize formation damage. 1990.

NEVILLE, Anne. Prediction and evaluation of calcium carbonate deposition at Surface. SPE 169796-MS.

PÉREZ HIDALGO. Rafael Humberto. Predicción de incrustaciones de  $\text{CaCO}_3$  en líneas de crudo. Tesis de grado Universidad del Zulia. 2000.

PINZÓN, S., & ROJAS, J. Evaluación de métodos convencionales y no convencionales para la remediación e inhibición de la precipitación de parafinas en pozos de petróleo Tesis de grado Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2006.

RAMEY, H.J. Jr. Wellbore Heat Transmission. Society of Petroleum Engineers Journal Petroleum Technology (Abril 1962), p. 427 – 435.

RESTREPO, K., & GARZA C. Daño a la formación por precipitación de parafinas: Estado del Arte. Tesis grado, Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2006

RODRÍGUEZ OTAVO, Alba Enith. Estudios de control de pozos durante las operaciones de mantenimiento y workover en el campo Apiay y Castilla la Nueva.. Trabajo de Grado. Ingeniera de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2008 P. 28.

SOSA Daniel A. Evaluación del desempeño del inhibidor de incrustaciones no convencional a base de aloe vera (intav®) en diferentes sistemas de producción de la industria petrolera nacional. Trabajo de Grado Caracas. Universidad Central de Venezuela. Ingeniería de Petróleos. 2012

WEATHERFORD, Manual de entrenamiento de sistemas de bombeo electrosumergible 2008 p. 94.

## ANEXO A.

### 1. REVISIÓN HISTÓRICA DE LOS POZOS DE ESTUDIO

Con el fin de identificar características en común de los pozos los cuales se presentan las incrustaciones en el sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible, se realizó un recuento histórico de los trabajos realizados en cada uno de ellos, teniendo en cuenta formaciones productoras activas y datos de producción de cada uno de estos pozos de acuerdo a los periodos productivos posteriores a cada intervención. De los pozos P-1, P-2, P-3, P-4, P-5, P6, y P-7 se revisaron el número de corridas desde el completamiento final de cada uno de estos hasta marzo del 2015, momento en donde se empezó el análisis.

#### 1.1 OPERACIONES Y FALLAS POZO P-1

El pozo fue completado en febrero del 2010 e inicia producción el 28 de febrero de ese mismo año, de un total de 119 Ft activos de la formación K2. Dura en operación 1782 días y para el 27 de diciembre del 2014 para modificar la zona productora. Los datos obtenidos para este periodo de producción se muestran en la tabla 11 y en la gráfica 1.

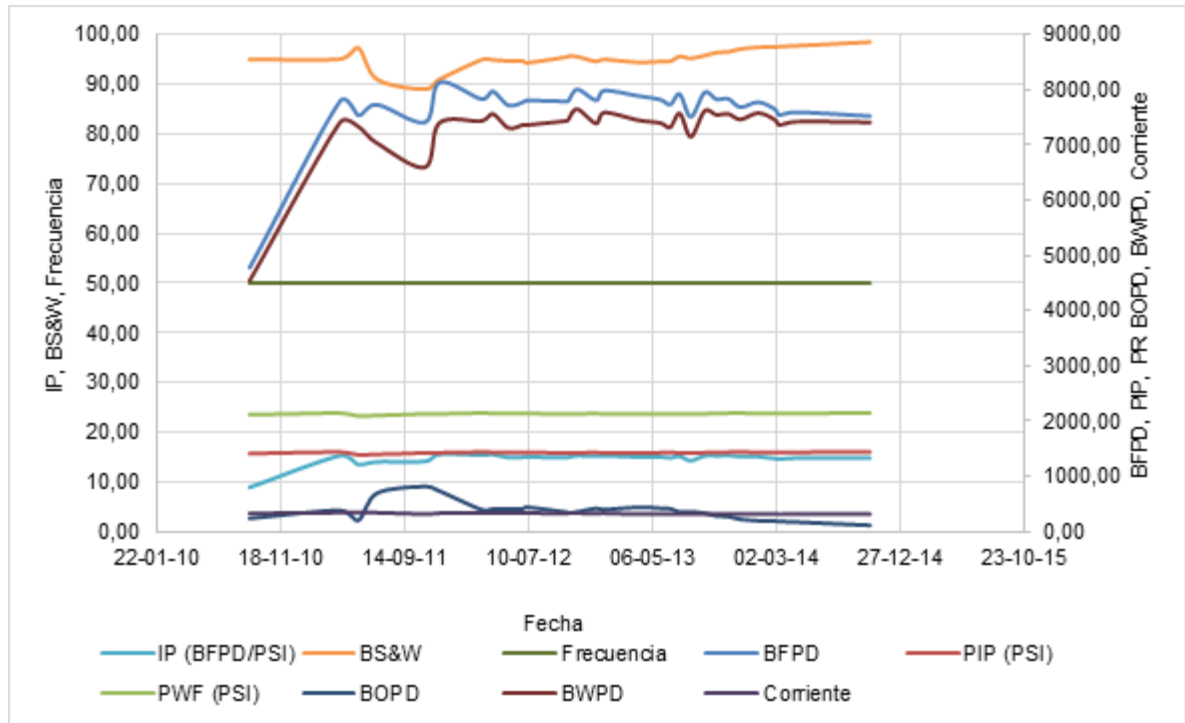
**Tabla 14. Datos del primer periodo de producción del pozo P-1**

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia (Hz)	Corriente (Amp)
02/09/10	4778,75	1412	2117,32	2654	8,90	95,00	239	4539,75	50	328
09/04/11	7794,48	1438	2143,32	2654	15,26	95,08	383	7411,48	50	342
23/05/11	7536,88	1389	2094,32	2654	13,47	97,35	200	7336,88	50	340
08/07/11	7730,82	1398	2103,32	2654	14,04	90,98	697	7033,82	50	342
01/11/11	7412,00	1424	2129,32	2654	14,13	89,00	815	6597,00	50	317

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia (Hz)	Corriente (Amp)
06/12/11	8136,36	1425	2130,32	2654	15,54	91,00	732	7404,36	50	332
17/03/12	7832,50	1440	2145,32	2654	15,40	94,95	396	7436,50	50	334
13/04/12	7971,32	1435	2140,32	2654	15,52	94,91	406	7565,32	50	332
21/05/12	7717,96	1430	2135,32	2654	14,88	94,70	409	7308,96	50	332
25/06/12	7775,43	1429	2134,32	2654	14,96	94,72	411	7364,43	50	332
04/07/12	7804,59	1429	2134,32	2654	15,02	94,32	443	7361,59	50	332
10/10/12	7791,00	1425	2130,32	2654	14,88	95,51	350	7441,00	50	330
14/10/12	7808,00	1427	2132,32	2654	14,97	95,71	335	7473,00	50	331
04/11/12	8007,00	1424	2129,32	2654	15,26	95,55	356	7651,00	50	332
19/12/12	7812,00	1433	2138,32	2654	15,15	94,63	420	7392,00	50	328
09/01/13	7986,00	1425	2130,32	2654	15,25	95,00	399	7587,00	50	331
02/04/13	7887,66	1423	2128,32	2654	15,00	94,42	440	7447,66	50	315
23/05/13	7826,00	1427	2132,32	2654	15,00	94,60	423	7403,00	50	315
17/06/13	7735,00	1427	2132,32	2654	14,83	94,65	414	7321,00	50	315
10/07/13	7922,00	1426	2131,32	2654	15,16	95,60	349	7573,00	50	315
06/08/13	7508,00	1422	2127,32	2654	14,26	95,22	359	7149,00	50	315
08/09/13	7953,00	1427	2132,32	2654	15,25	95,79	335	7618,00	50	315
07/10/13	7831,00	1435	2140,32	2654	15,24	96,38	283	7548,00	50	318
05/11/13	7837,00	1437	2142,32	2654	15,32	96,54	271	7566,00	50	317
04/12/13	7686,00	1439	2144,32	2654	15,08	97,11	222	7464,00	50	314
16/01/14	7778,57	1432	2137,32	2654	15,05	97,47	197	7581,57	50	316
25/02/14	7652,90	1428	2133,32	2654	14,70	97,50	191	7461,90	50	317
09/03/14	7544,53	1431	2136,32	2654	14,57	97,59	182	7362,53	50	315
18/04/14	7595,03	1435	2140,32	2654	14,79	97,73	172	7423,03	50	313
14/10/14	7524,00	1440	2145,32	2654	14,79	98,50	113	7411,00	50	313

Fuente Modificada: datos de producción Ecopetrol S.A.

**Gráfica 1. Datos del primer periodo de producción del pozo P-1.**



Fuente: Los autores.

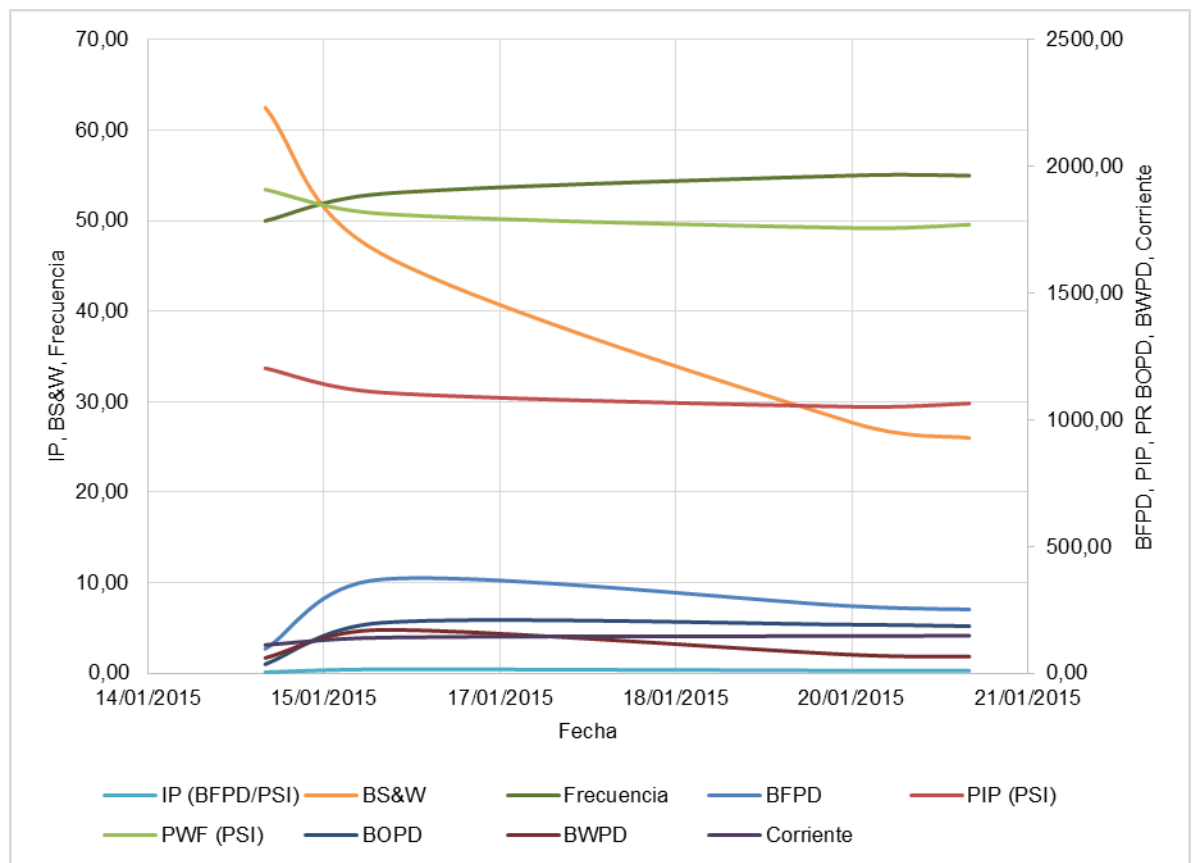
El pozo es intervenido en diciembre del 2014, en donde se aíslan los 119 Ft de la formación K2 y se cañonean 170 Ft de la formación K1. Vuelve a entrar en operación el 7 de enero del 2015 y se detiene 32 días después sin aporte en superficie. Las pruebas de producción realizadas en los 32 días de servicio de la bomba arrojan los resultados contenidos en la tabla 11 y en la gráfica 2.

**Tabla 15. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-1.**

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia (Hz)	Corriente (Amp)
15/01/2015	96,66	1204,00	1909,32	2654,00	0,13	62,50	36,00	60,66	50,00	112,00
16/01/2015	371,40	1108,00	1813,32	2654,00	0,44	46,28	200,00	171,40	53,00	141,00
20/01/2015	265,21	1052,00	1757,32	2654,00	0,30	27,72	192,00	73,21	55,00	147,00
21/01/2015	251,88	1065,00	1770,32	2654,00	0,29	26,00	186,00	65,88	55,00	148,00

Fuente Modificada: datos de producción Ecopetrol S.A.

**Gráfica 2. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-1**



Fuente: Los autores

En el desarme de la bomba, se evidencia que la falla es causada por la acumulación de sólidos en las etapas de la bomba las cuales incrementan las áreas de contacto

y generan torques alternantes unidireccionales sobre el eje. Después del análisis de dilución se determinó que la muestra analizada contiene un porcentaje significativo de materia inorgánica (81% Mayoritario). La muestra se encuentra compuesta por dos tipos diferentes de sólidos. Una parte de los sólidos presenta carácter magnético y puede ser asociado con subproductos de corrosión, la otra parte presenta una morfología de granos finos y de aspecto brillante, posiblemente relacionada con productos utilizados en fractura o sólidos de formación. No Presenta reacción al HCL.

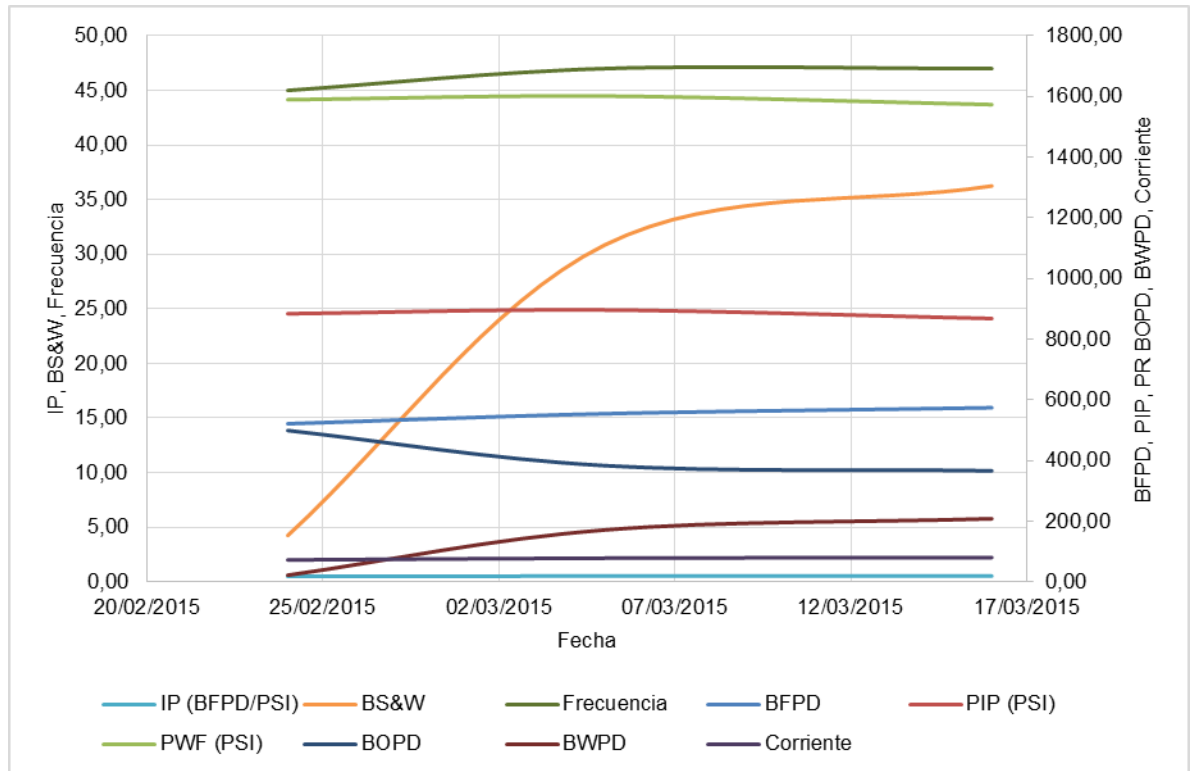
Después de la intervención el pozo inicia el 23 de febrero y actualmente se encuentra en producción. La tabla 13 y la gráfica 3 muestran los datos de producción recolectados a la fecha.

**Tabla 16. Datos del tercer periodo de producción del pozo P-1**

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia (Hz)	Corriente (Amp)
24/02/2015	521,00	884,00	1589,32	2654,00	0,49	4,25	499,00	22,00	45,00	72,00
05/03/2015	553,99	896,00	1601,32	2654,00	0,53	30,84	383,00	170,99	47,00	78,00
16/03/2015	573,88	868,00	1573,32	2654,00	0,53	36,25	366,00	207,88	47,00	80,00

Fuente Modificada: datos de producción Ecopetrol S.A.

**Gráfica 3. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-1**



Fuente: Los autores.

## 1.2 OPERACIONES Y FALLAS DEL POZO P-2

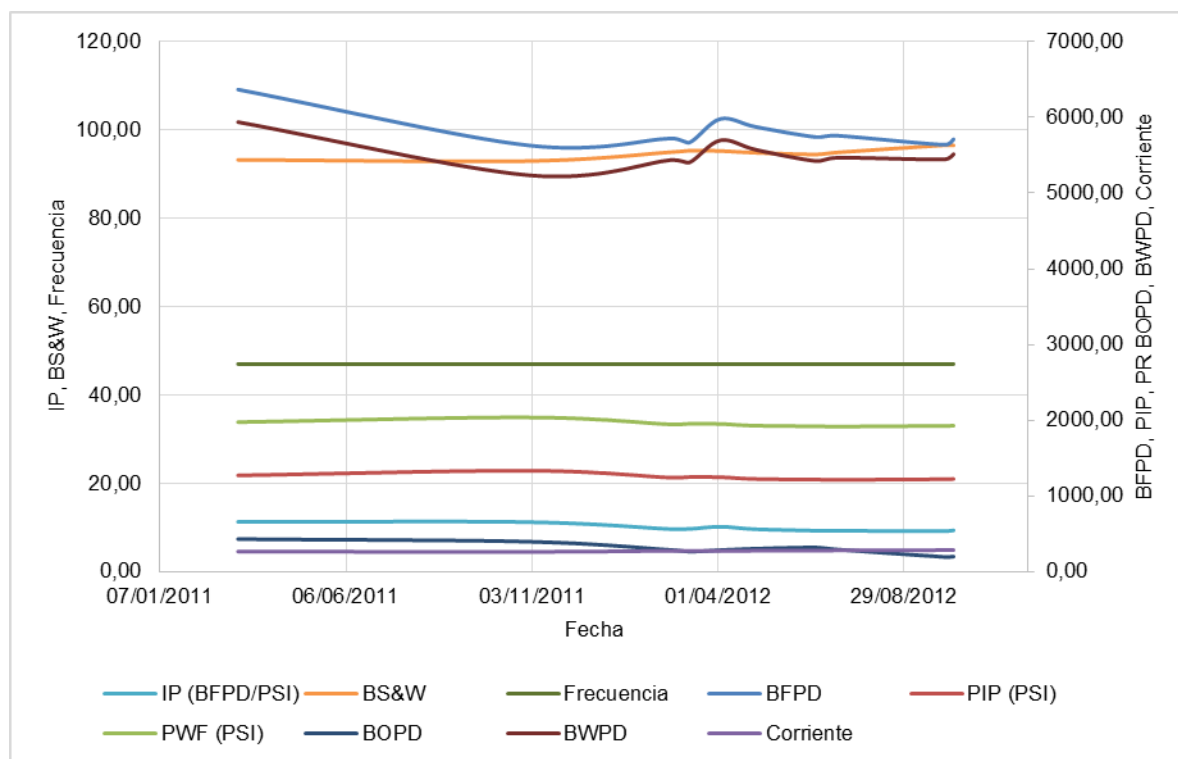
El pozo inicia la producción el 08 de enero del 2010 de un total de 238 Ft activos formación K2. El equipo se detiene el 29 de junio del 2013 para realizar un Work Over es decir que para esta primera fase de producción este no falla. Para la fase inicial de la producción, en la tabla 14 y en la gráfica 4 se encuentran los datos obtenidos de las pruebas de flujo realizadas al pozo.

**Tabla 17. Datos del primer periodo de producción del pozo P-2**

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia (Hz)	Corriente (Amp)
11/03/2011	6368,78	1270,00	1974,14	2540,00	11,26	93,27	429,00	5939,78	47,00	263,00
01/11/2011	5630,00	1332,00	2036,14	2540,00	11,17	93,00	394,00	5236,00	47,00	260,00
23/02/2012	5724,24	1241,00	1945,14	2540,00	9,62	95,01	286,00	5438,24	47,00	274,00
09/03/2012	5669,64	1249,00	1953,14	2540,00	9,66	95,34	264,00	5405,64	47,00	270,00
03/04/2012	5982,06	1246,00	1950,14	2540,00	10,14	95,26	283,00	5699,06	47,00	272,00
02/05/2012	5874,30	1223,00	1927,14	2540,00	9,59	94,86	302,00	5572,30	47,00	274,00
19/06/2012	5741,40	1215,00	1919,14	2540,00	9,25	94,48	317,00	5424,40	47,00	276,00
06/07/2012	5760,36	1211,00	1915,14	2540,00	9,22	94,93	292,00	5468,36	47,00	278,00
01/10/2012	5640,00	1220,00	1924,14	2540,00	9,16	96,58	193,00	5447,00	47,00	283,00
08/10/2012	5713,00	1223,00	1927,14	2540,00	9,32	96,53	198,00	5515,00	47,00	284,00

Fuente Modificada: datos de producción Ecopetrol S.A.

**Gráfica 4. Datos del primer periodo de producción del pozo P-2**



Fuente: Los autores.

Posteriormente en julio de 2013 se realiza un WorkOver en donde se aísla la unidad K2 y se abren 30 ft de la unidad T2. Este pozo se vuelve a poner en producción el 8 de julio del año ya mencionado y se detiene por falla de la bomba 14 días después. El análisis de la falla muestra que la condición anormal de operación de la bomba y se debe a un buje roto en la misma. En este periodo corto de operación no se hizo ninguna prueba de producción.

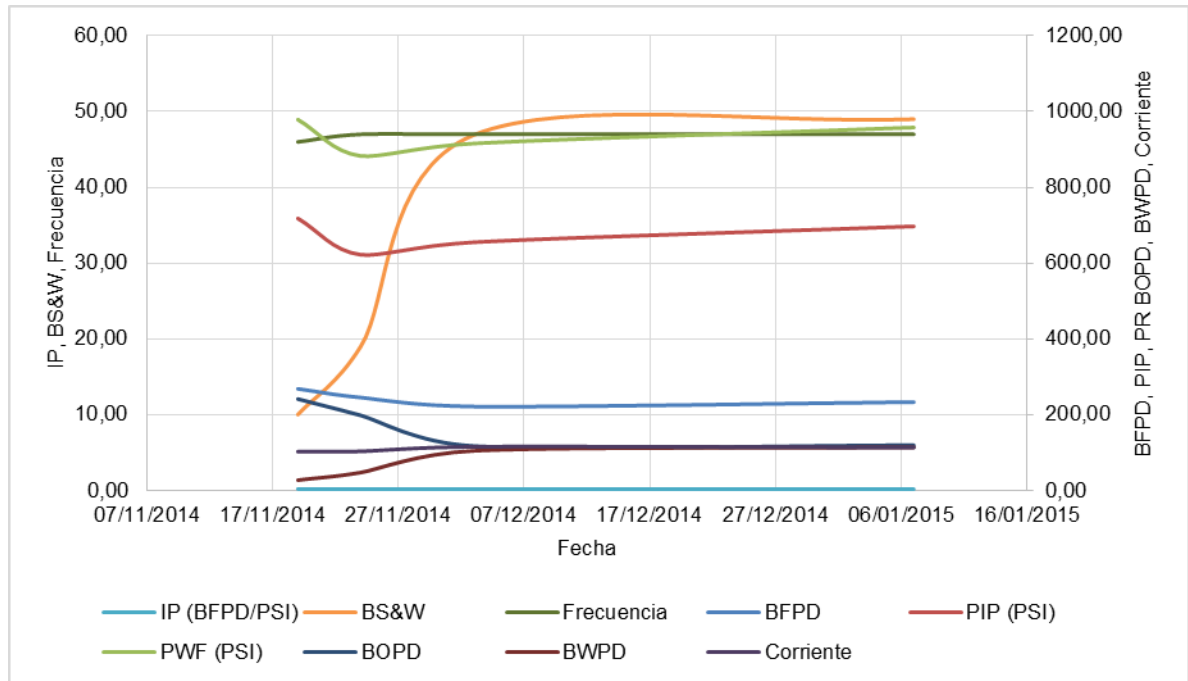
EL pozo vuelve a entrar en operación en noviembre del 2014 después de realizarse un WorkOver donde se aísla la unidad T2 y se cañonean 72 Ft de la unidad K1. Este deja de producir el 15 de enero del 2015, se realiza un WellService donde se saca la bomba y en el teardown de esta se evidencia que la falla fue provocada por la presencia de incrustaciones en las etapas de la bomba electrosumergible. Según el resultado análisis de dilución de las muestras recolectadas en el teardown entregado por los profesionales de Nalco, la muestra analizada contiene un porcentaje significativo de materia inorgánica (97% Mayoritario). Presenta reacción fuerte al HCL. No presenta carácter magnético. Los sólidos analizados corresponden posiblemente carbonatos. La tabla 15 y la gráfica 5 muestran el comportamiento de los datos recolectados en las pruebas de producción.

**Tabla 18. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-2**

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia (Hz)	Corriente (Amp)
19/11/2014	268,0	718,00	978,88	2540,0	0,17	10,00	241,0	27,00	46,00	102,00
24/11/2014	245,0	622,00	882,88	2540,0	0,15	19,00	198,0	47,03	47,00	103,00
03/12/2014	221,2	655,00	915,88	2540,0	0,14	46,92	117,0	104,29	47,00	115,00
07/01/2015	232,7	697,00	957,88	2540,0	0,15	49,00	119,0	113,77	47,00	113,00

Fuente Modificada: datos de producción Ecopetrol S.A.

**Gráfica 5. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-2**



**Fuente:** Los autores.

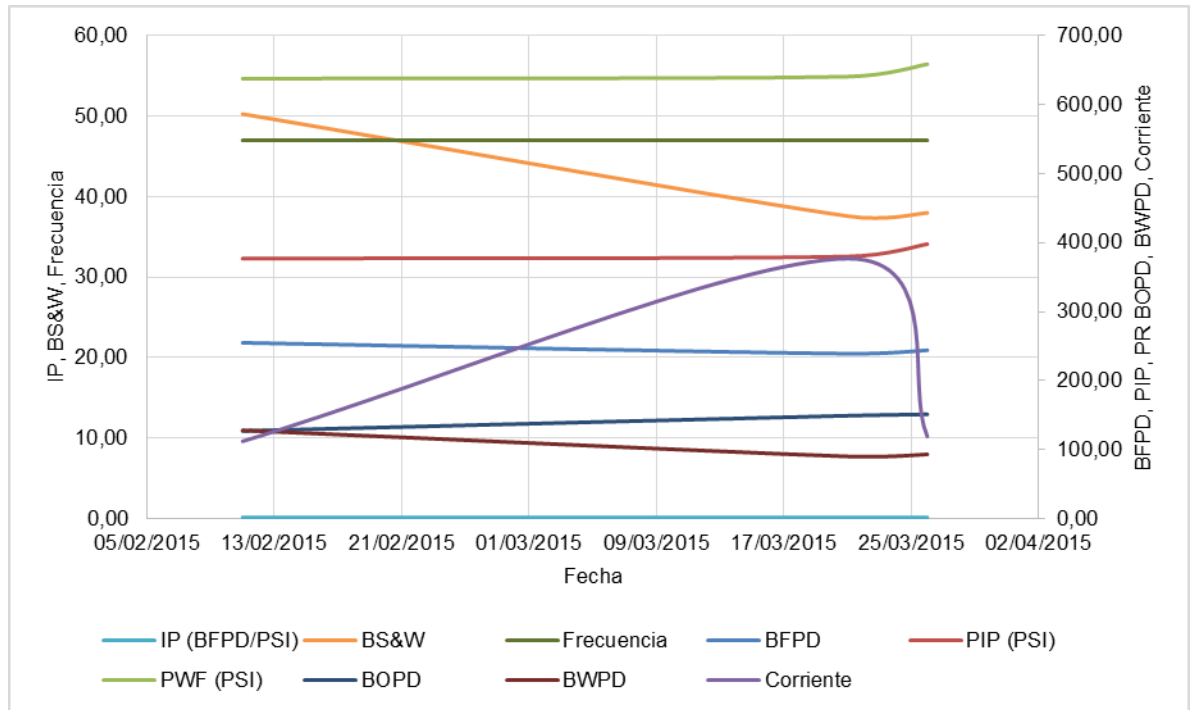
Actualmente el pozo se encuentra produciendo de la misma unidad que en la fecha anterior y los datos de producción se muestran en la tabla 16 y en la gráfica 6.

**Tabla 19. Datos del tercer periodo de producción del pozo P-2**

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia (Hz)	Corriente (Amp)
11/02/2015	254,76	377,00	637,88	2540,00	0,13	50,28	127,00	127,76	47,00	112,00
21/03/2015	239,00	380,00	640,88	2540,00	0,13	37,59	149,00	90,00	47,00	377,00
26/03/2015	244,00	398,00	658,88	2540,00	0,13	38,00	151,00	93,00	47,00	119,00

Fuente Modificada: datos de producción Ecopetrol S.A.

**Gráfica 6. Datos del tercer periodo de producción del pozo P-2.**



Fuente: Los autores.

### 1.3 OPERACIONES Y FALLAS DEL POZO P-3

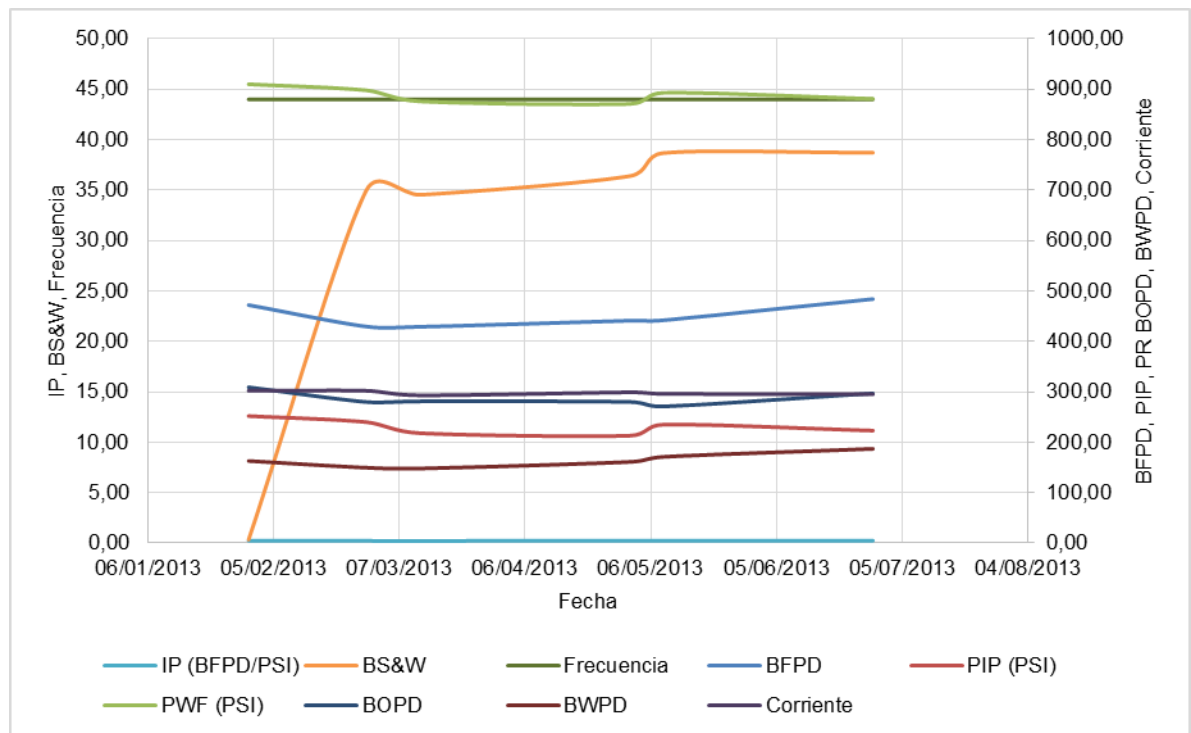
Pozo arranca el 28 de diciembre del 2012, produciendo de 989 pies activos de la formación K1. Dura en operación 193 días hasta el 9 de julio del 2013 donde el pozo deja de aportar y se procede a intervenirlo. La tabla 17 y la gráfica 7 muestran el comportamiento de los datos de producción que se le efectuaron al pozo en este periodo. Después del desarme de la bomba se evidencia que la falla es producto a la ruptura del eje.

**Tabla 20. Datos del primer periodo de producción del pozo P-3**

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia (Hz)	Corriente (Amp)
30/01/2013	472,0	252,	910,02	2873,0	0,24	0,34	309,00	163,00	44,00	302,00
27/02/2013	429,6	240,	898,02	2873,0	0,22	34,92	280,00	149,60	44,00	302,00
12/03/2013	428,9	218,	876,02	2873,0	0,21	34,54	281,00	147,90	44,00	293,00
01/05/2013	441,0	213,	871,02	2873,0	0,22	36,40	280,00	161,00	44,00	299,00
09/05/2013	442,0	235,	893,02	2873,0	0,22	38,68	271,00	171,00	44,00	296,00
28/06/2013	484,0	223,	881,02	2873,0	0,24	38,71	297,00	187,00	44,00	295,00

Fuente Modificada: datos de producción Ecopetrol S.A.

**Gráfica 7. Datos del primer periodo de producción del pozo P-3**



Fuente: Los autores.

El pozo es intervenido en julio del 2013 cambiando la bomba que tenía el problema anteriormente citado. En el teardown de la bomba encontraron sólidos diferentes partes del equipo de bombeo electro-sumergible:

1-"Lower": La muestra analizada contiene un porcentaje significativo de materia inorgánica (85% Mayoritario). El material analizado corresponde con una película plástica y/o revestimiento de tubería.

2-"Cono entre Bomba y Descarga": La muestra analizada contiene un porcentaje significativo de materia inorgánica (90% Mayoritario). Presenta reacción fuerte al HCL.

3-"Etapas": La muestra analizada contiene un porcentaje significativo de materia inorgánica (92% Mayoritario). Presenta reacción fuerte al HCL.

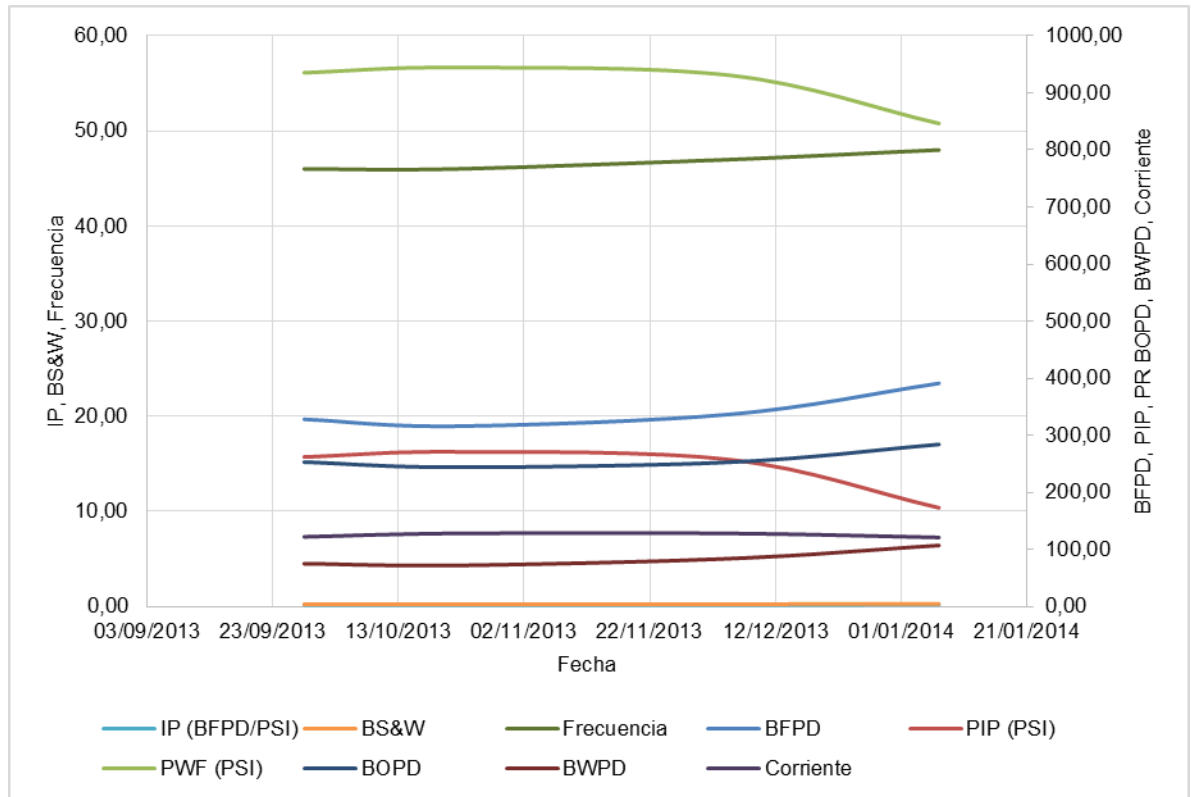
Arranca el 23 de julio del 2013 y produce del mismo intervalo cañoneado, finalmente se detiene el 23 de enero del 2014 para realizar un redimensionamiento del sistema. Para este intervalo de tiempo tenemos los datos de producción contenidos en la tabla 18 y en la gráfica 8.

**Tabla 21. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-3**

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia (Hz)	Corriente (Amp)
28/09/2013	328,00	262,00	935,48	2873,00	0,17	0,23	253,00	75,00	46,00	122
22/10/2013	316,00	271,00	944,48	2873,00	0,16	0,23	244,00	72,00	46,00	128
05/12/2013	337,00	257,00	930,48	2873,00	0,17	0,25	253,00	84,00	47,00	128
07/01/2014	391,00	173,00	846,48	2873,00	0,19	0,27	284,00	107,00	48,00	121

Fuente: Modificada datos de producción Ecopetrol S.A.

**Gráfica 8. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-3**



Fuente: Los autores.

En el Well Service se encontraron sólidos en diferentes partes del equipo de bombeo y con la composición descrita a continuación:

1-“Bomba”: La muestra analizada contiene un porcentaje significativo de materia inorgánica (94% Mayoritario). Presenta reacción moderada al HCL y posee carácter magnético.

2- “Etapa”: La muestra analizada contiene un porcentaje significativo de materia inorgánica (91% Mayoritario). Presenta reacción moderada al HCL y posee carácter magnético.

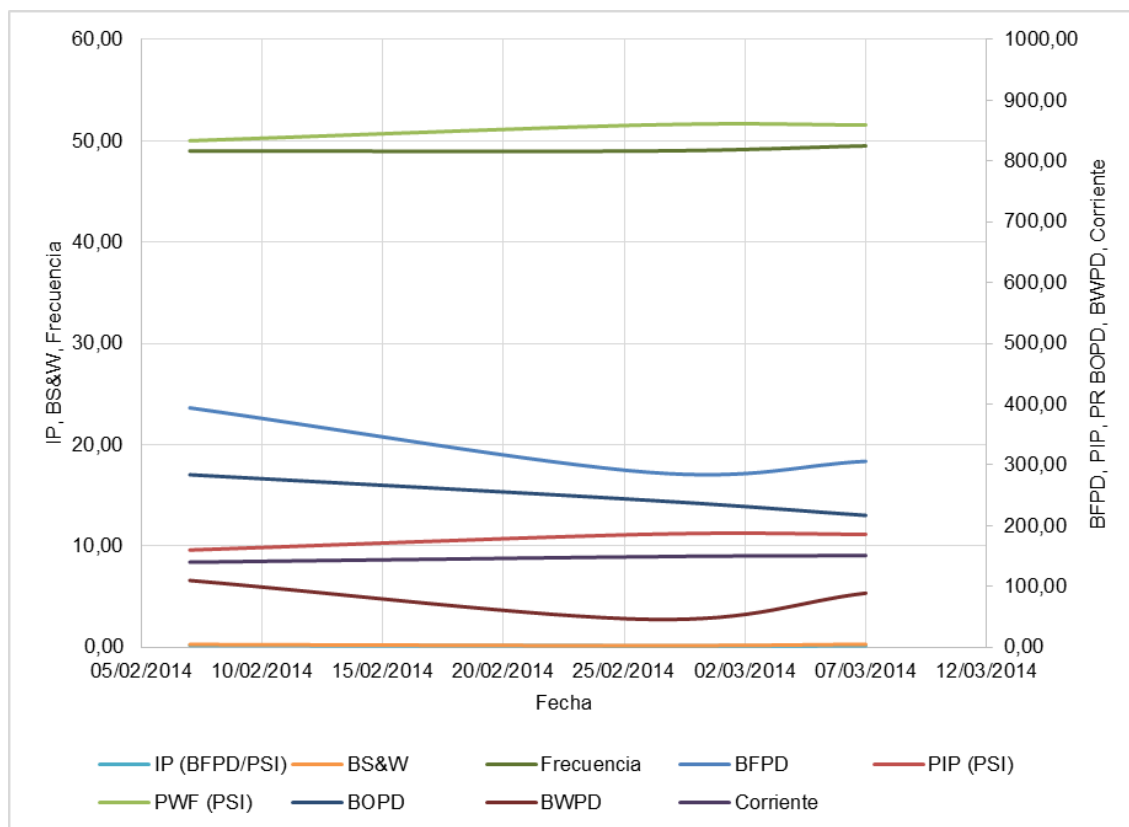
El pozo vuelve a arrancar el 2 de febrero del 2014 produciendo de la misma formación K1, este tiene un tiempo de operación de 37 días y para el 11 de marzo del 2014. Para este intervalo se le realizan 3 pruebas de producción arrojando los resultados contenidos en la tabla 19 y en el gráfico 9.

**Tabla 22. Datos del tercer periodo de producción del pozo P-3.**

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia (Hz)	Corriente (Amp)
07/02/2014	394,00	160,00	833,48	2873,00	0,19	0,28	284,00	110,00	49,00	140,00
26/02/2014	288,00	186,00	859,48	2873,00	0,14	0,16	242,00	46,00	49,00	149,00
07/03/2014	306,06	186,00	859,48	2873,00	0,15	0,29	217,00	89,06	49,50	151,00

Fuente: Modificada datos de producción Ecopetrol S.A.

**Gráfica 9. Datos del tercer periodo de producción del pozo P-3.**



Fuente: Los autores.

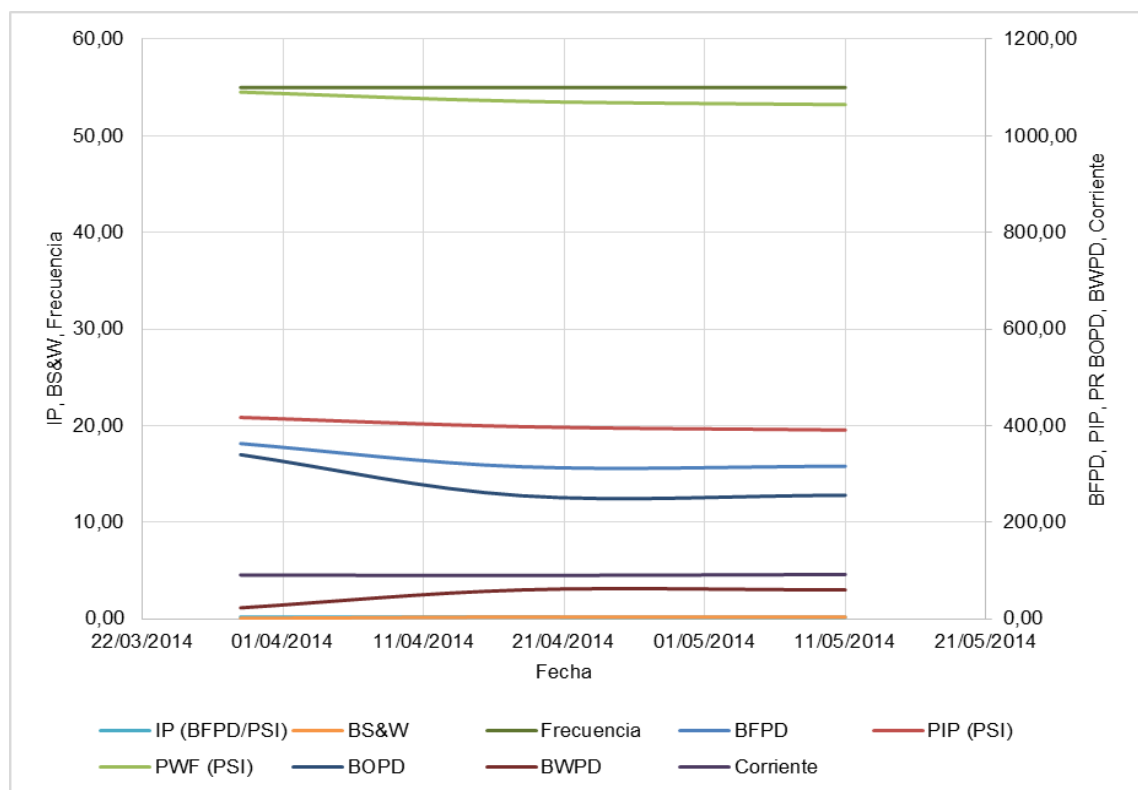
El pozo es intervenido en marzo del 2014 por una falla mecánica en el equipo de bombeo electrosumergible, se reemplaza la bomba y arranca el 22 de marzo del mismo año y dura en operación 90 días. Para este intervalo se le realizaron las pruebas de producción contenidas en la tabla 20 y se muestran el comportamiento de en la gráfica 10.

**Tabla 23. Datos del cuarto periodo de producción del pozo P-3**

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia	Corriente
29/03/2014	363,00	417,00	1090,48	2873,00	0,20	0,06	340,00	23,00	55,00	91
18/04/2014	315,00	398,00	1071,48	2873,00	0,17	0,19	255,00	60,00	55,00	90
11/05/2014	316,00	391,00	1064,48	2873,00	0,17	0,19	256,00	60,00	55,00	92

Fuente Modificada: datos de producción Ecopetrol S.A.

**Gráfica 10. Datos del cuarto periodo de producción del pozo P-3**



Fuente: Los autores.

En junio del 2014 se le realiza limpieza al pozo y cambio del equipo de bombeo electrosumergible, este sale con buenas condiciones electromecánicas. Arranca nuevamente el 1 de julio del mismo año y para 37 días después. El día 24 de Julio se solicita llamado a la cuadrilla de superficie ya que el equipo no aporta fluido en superficie, se realizan pruebas para descartar que el equipo presente falla mecánica, el equipo responde a las diferentes pruebas realizadas, se evidencia en la data del sensor de fondo que el equipo se encuentra manejando sólidos debido a la oscilación en las vibraciones Los datos de producción. El pozo es intervenido en noviembre del 2014 donde se cambia la bomba. Posterior al desarme de la bomba se encontraron sólidos en las etapas de la misma y estos se analizaron obteniendo los siguientes resultados: Material sin Carácter Magnético. Muestra compuesta por material orgánico 3% y material Inorgánico 97%. El componente orgánico de la muestra no presenta tendencia a la precipitación de Asfaltenos, por lo tanto este corresponde a crudo del pozo que impregno el material inorgánico. El 97% restante y correspondiente a material inorgánico presento una efervescencia fuerte y dilución total con HCl lo que evidencia que pueden ser incrustaciones de carbonato.

Para ese periodo de producción se obtuvieron los datos de aporte del pozo contenido en la tabla 21.

**Tabla 24. Datos del quinto periodo de producción del pozo P-3**

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia (Hz)	Corriente (Amp)
11/07/2014	348,00	377,00	1050,48	2873,00	0,19	0,15	295,00	53,00	51,00	65,00

Fuente: Modificada datos de producción Ecopetrol S.A.

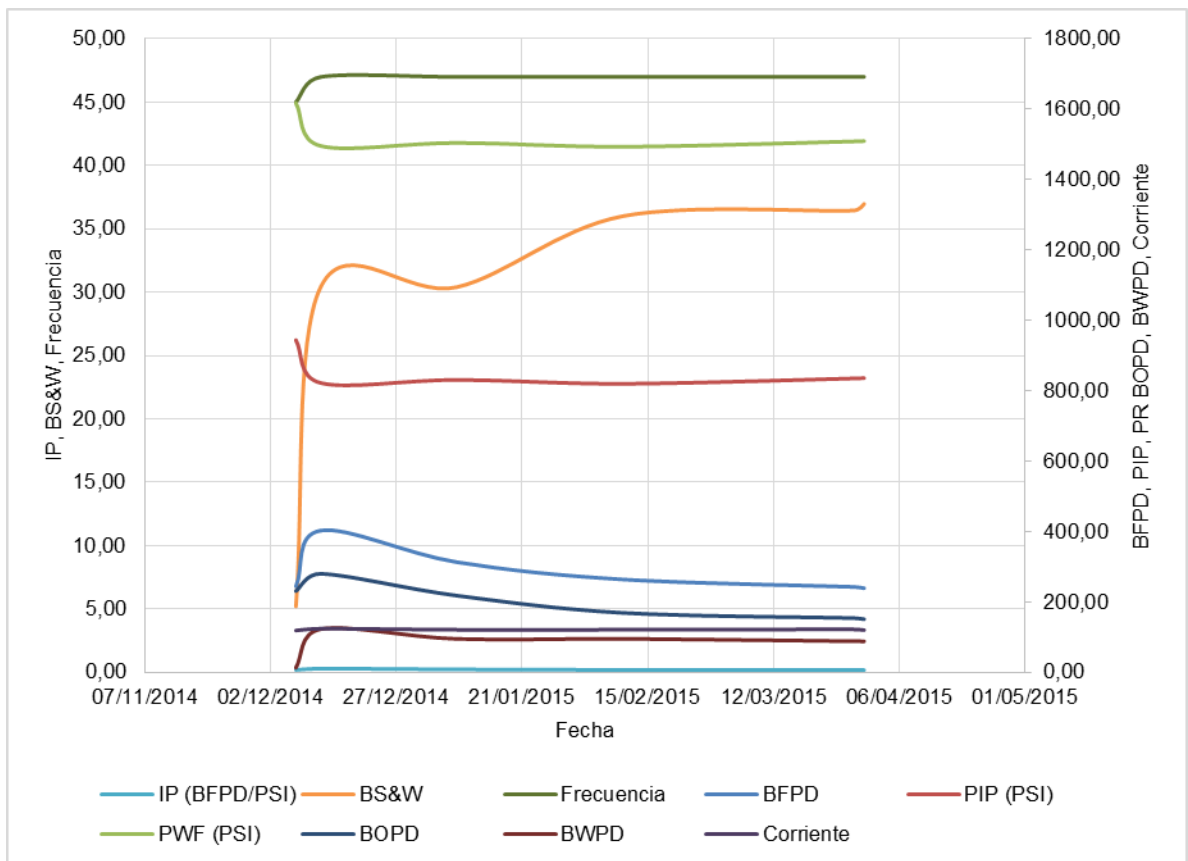
El pozo comienza su producción nuevamente el 1 de diciembre del 2014 y actualmente se encuentra operando con los datos de producción contenido en la tabla 22 y en la gráfica 11.

**Tabla 25. Datos del sexto periodo de producción del pozo P-3.**

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia (Hz)	Corriente (Amp)
07/12/2014	244,00	944,00	1617,48	2873,00	0,19	5,20	231,00	13,00	45,00	119,00
12/12/2014	403,00	822,00	1495,48	2873,00	0,29	30,47	280,00	123,00	47,00	124,00
08/01/2015	313,00	831,00	1504,48	2873,00	0,23	30,40	218,00	95,00	47,00	121,00
10/02/2015	263,99	820,00	1493,48	2873,00	0,19	36,00	169,00	94,99	47,00	121,00
28/03/2015	242,48	835,00	1508,48	2873,00	0,18	36,45	154,00	88,48	47,00	122,00
30/03/2015	239,00	836,00	1509,48	2873,00	0,18	36,97	151,00	88,00	47,00	120,00

Fuente: Modificada datos de producción Ecopetrol S.A.

**Gráfica 11. Datos del sexto periodo de producción del pozo P-3.**



Fuente: Los autores.

## 1.4 OPERACIONES Y FALLAS DEL POZO P-4

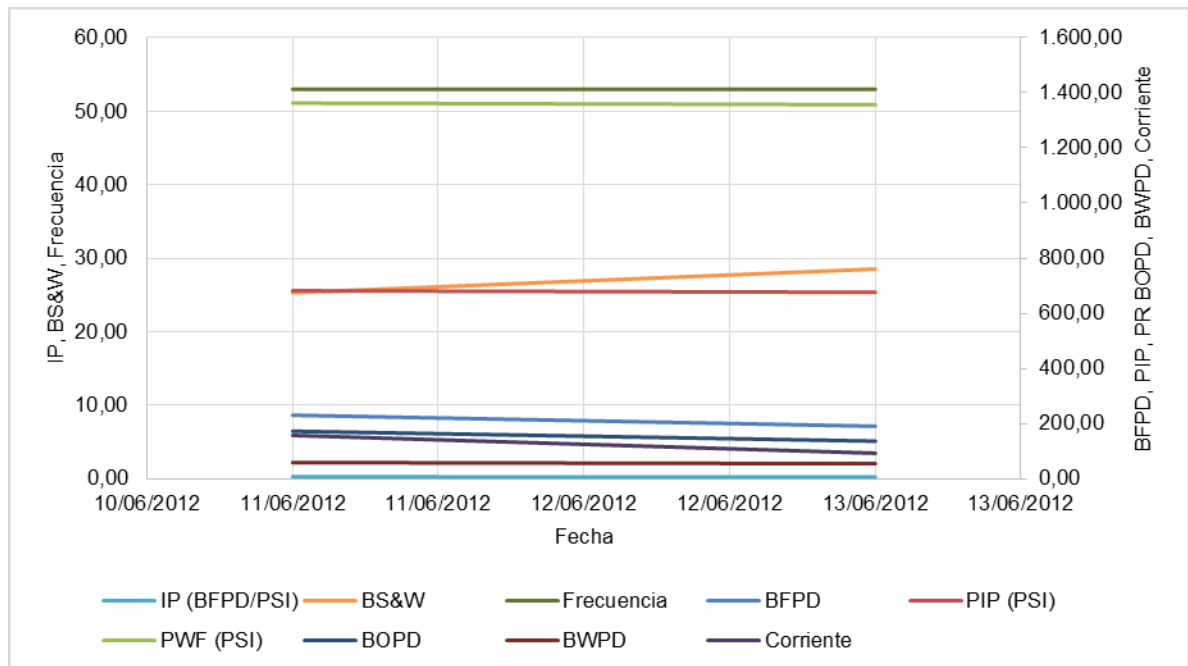
El pozo inicia el 10 de febrero del 2012 produciendo de 193 Ft de la formación K1, dura en servicio 196 días hasta que para el 24 de agosto del 2012. Se interviene el pozo para mantenimiento de equipo en fondo el 12 de julio del mismo año y se cambia el equipo de bombeo electrosumergible y se vuelve a arrancar en producción. Para este periodo tenemos los datos de producción de la tabla 23 y en la gráfica 12.

**Tabla 26. Datos del primer periodo de producción del pozo P-4**

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia (Hz)	Corriente (Amp)
11/06/2012	230,22	682,00	1.363,04	2.291,00	0,25	25,30	172,00	58,22	53,00	157,00
13/06/2012	190,05	676,00	1.357,04	2.291,00	0,20	28,52	136,00	54,05	53,00	92,00

Fuente Modificada: datos de producción Ecopetrol S.A.

**Gráfica 12. Datos del primer periodo de producción del pozo P-4.**



Fuente: Los autores.

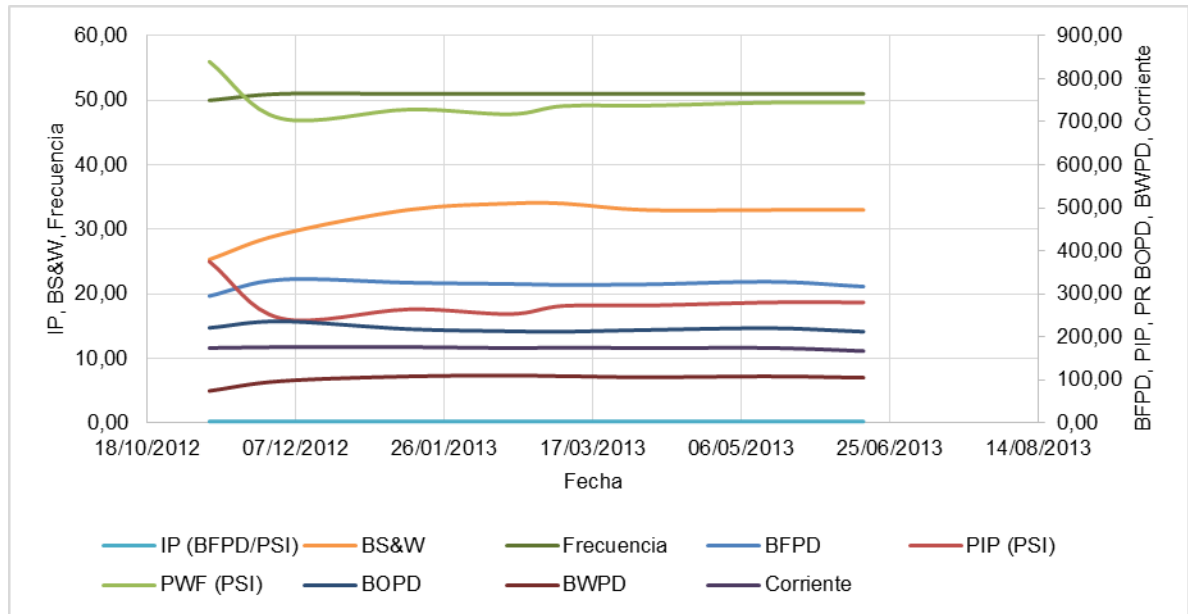
El pozo se interviene nuevamente en septiembre del 2012 para recañonear la zona productora y en esta intervención se encuentra el eje de la bomba roto. El pozo vuelve a entrar en operación el 19 de septiembre del 2012 y el equipo de bombeo dura trabajando hasta el 31 de julio del 2013, se suspende la producción por condición anormal de operación causado por la presencia de solidos de completamiento en la bomba. Mediante las pruebas de producción realizadas al pozo en este ciclo de trabajo se obtienen los datos de la tabla 24 y en el gráfico 13.

**Tabla 27. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-4**

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia (Hz)	Corriente (Amp)
08/11/2012	295,00	375,00	839,78	2291,00	0,20	25,33	221,00	74,30	50,00	174,00
02/12/2012	333,00	243,00	707,78	2291,00	0,21	29,22	236,00	97,00	51,00	176,00
14/01/2013	326,00	264,00	728,78	2291,00	0,21	33,04	218,00	108,00	51,00	176,00
17/02/2013	323,00	253,00	717,78	2291,00	0,21	34,00	213,00	110,00	51,00	174,00
07/03/2013	321,00	272,00	736,78	2291,00	0,21	34,00	212,00	108,62	51,00	175,00
04/04/2013	322,00	273,00	737,78	2291,00	0,21	33,00	216,00	106,00	51,00	174,00
16/05/2013	328,00	280,00	744,78	2291,00	0,21	33,00	220,00	108,00	51,00	174,00
16/06/2013	317,00	280,00	744,78	2291,00	0,21	33,00	212,00	105,00	51,00	167,00

Fuente Modificada: datos de producción Ecopetrol S.A..

**Gráfica 13. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-4**



Fuente: Los autores.

El pozo es intervenido en agosto del 2013, en donde se realiza un fracturamiento hidráulico a la formación K1. El pozo comienza a operar nuevamente el 11 de agosto de ese mismo año y la bomba trabaja hasta el 9 de enero del 2015 debido a la presencia de sólidos en el equipo de bombeo electrosumergible lo que provocó una condición anormal de operación. Se obtienen los datos de producción contenidos en la tabla 25 y en la gráfica 14.

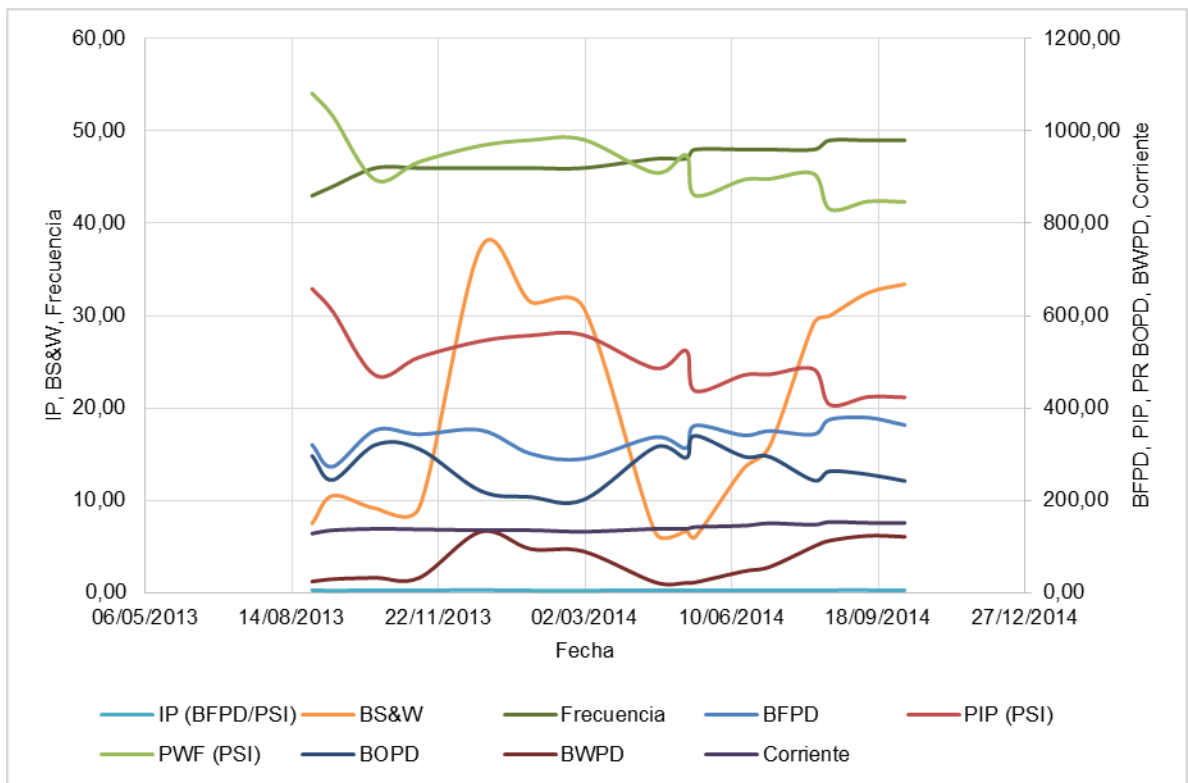
**Tabla 28. Datos del tercer periodo de producción del pozo P-4.**

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia (Hz)	Corriente (Amp)
28/08/2013	320,00	658,00	1081,50	2291,00	0,26	7,50	296,00	24,00	43,00	128,00
11/09/2013	273,00	609,00	1032,50	2291,00	0,22	10,50	244,00	29,00	44,00	135,00
10/10/2013	352,00	471,00	894,50	2291,00	0,25	9,13	320,00	32,00	46,00	138,00
09/11/2013	343,00	510,00	933,50	2291,00	0,25	9,24	311,00	32,00	46,00	137,00
21/12/2013	352,00	545,00	968,50	2291,00	0,27	37,39	220,00	132,00	46,00	135,00
24/01/2014	301,00	557,00	980,50	2291,00	0,23	31,48	207,00	94,39	46,00	135,00

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia (Hz)	Corriente (Amp)
01/03/2014	290,00	558,00	981,50	2291,00	0,22	30,87	201,00	89,21	46,00	132,00
19/04/2014	337,00	486,00	909,50	2291,00	0,24	6,50	315,00	22,00	47,00	138,00
10/05/2014	313,00	524,00	947,50	2291,00	0,23	6,67	292,00	21,00	47,00	138,00
16/05/2014	362,00	437,00	860,50	2291,00	0,25	6,00	340,00	22,00	48,00	142,00
18/06/2014	341,00	471,00	894,50	2291,00	0,24	13,42	295,00	45,89	48,00	145,00
06/07/2014	350,00	473,00	896,50	2291,00	0,25	15,90	294,00	55,71	48,00	150,00
05/08/2014	343,00	484,00	907,50	2291,00	0,25	29,17	243,00	99,80	48,00	147,00
16/08/2014	375,00	407,00	830,50	2291,00	0,26	30,00	263,00	112,48	49,00	153,00
11/09/2014	379,00	424,00	847,50	2291,00	0,26	32,48	256,00	123,00	49,00	151,00
06/10/2014	363,00	423,00	846,50	2291,00	0,25	33,42	242,00	120,86	49,00	151,00

Fuente Modificada: datos de producción Ecopetrol S.A.

**Gráfica 14. Datos del tercer periodo de producción del pozo P-4.**



Fuente: Los autores.

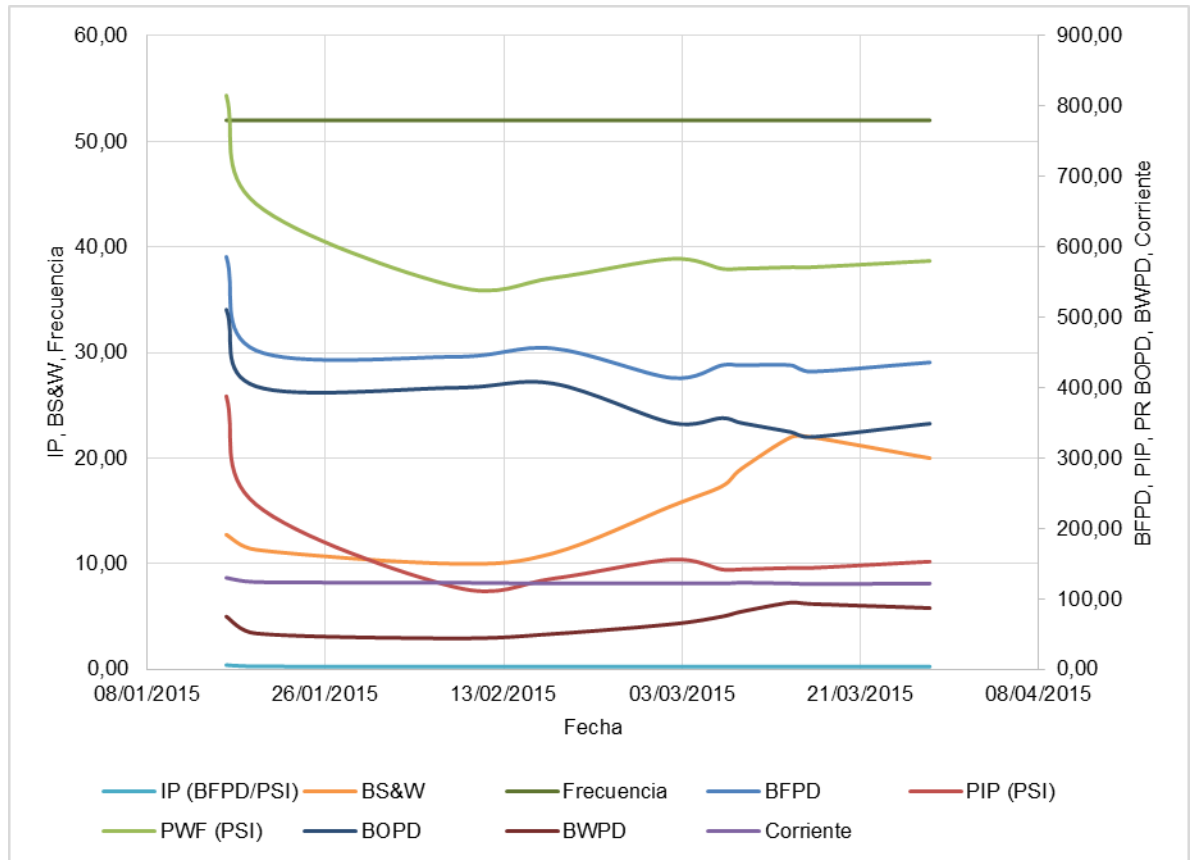
Finalmente en enero del 2015 se le realiza una limpieza al pozo y el pozo inicia nuevamente el 15 de enero y actualmente se encuentra produciendo. En la tabla 26 y en la gráfica 15 se encuentran los datos de producción obtenidos a la fecha

**Tabla 29. Datos del cuarto periodo de producción del pozo P-4**

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia	Corriente
16/01/2015	586,00	388,00	815,23	2291,00	0,40	12,75	511,00	75,00	52,00	130,00
19/01/2015	453,00	234,00	661,23	2291,00	0,28	11,33	402,00	51,00	52,00	124,00
08/02/2015	444,00	117,00	544,23	2291,00	0,25	10,00	400,00	44,00	52,00	123,00
18/02/2015	456,00	129,00	556,23	2291,00	0,26	11,00	406,00	50,38	52,00	122,00
02/03/2015	414,00	156,00	583,23	2291,00	0,24	15,50	350,00	64,28	52,00	122,00
07/03/2015	432,00	142,00	569,23	2291,00	0,25	17,33	357,00	75,00	52,00	122,00
09/03/2015	432,00	142,00	569,23	2291,00	0,25	19,00	350,00	82,00	52,00	123,00
14/03/2015	432,00	144,00	571,23	2291,00	0,25	22,00	337,00	95,00	52,00	122,00
16/03/2015	423,00	144,00	571,23	2291,00	0,25	22,00	330,00	92,98	52,00	121,00
28/03/2015	436,00	153,00	580,23	2291,00	0,25	20,00	349,00	87,00	52,00	122,00

Fuente Modificada: datos de producción Ecopetrol S.A.

**Gráfica 15. Datos del cuarto periodo de producción del pozo P-4.**



Fuente: Los autores.

### 1.5 OPERACIONES Y FALLAS DEL POZO P-5.

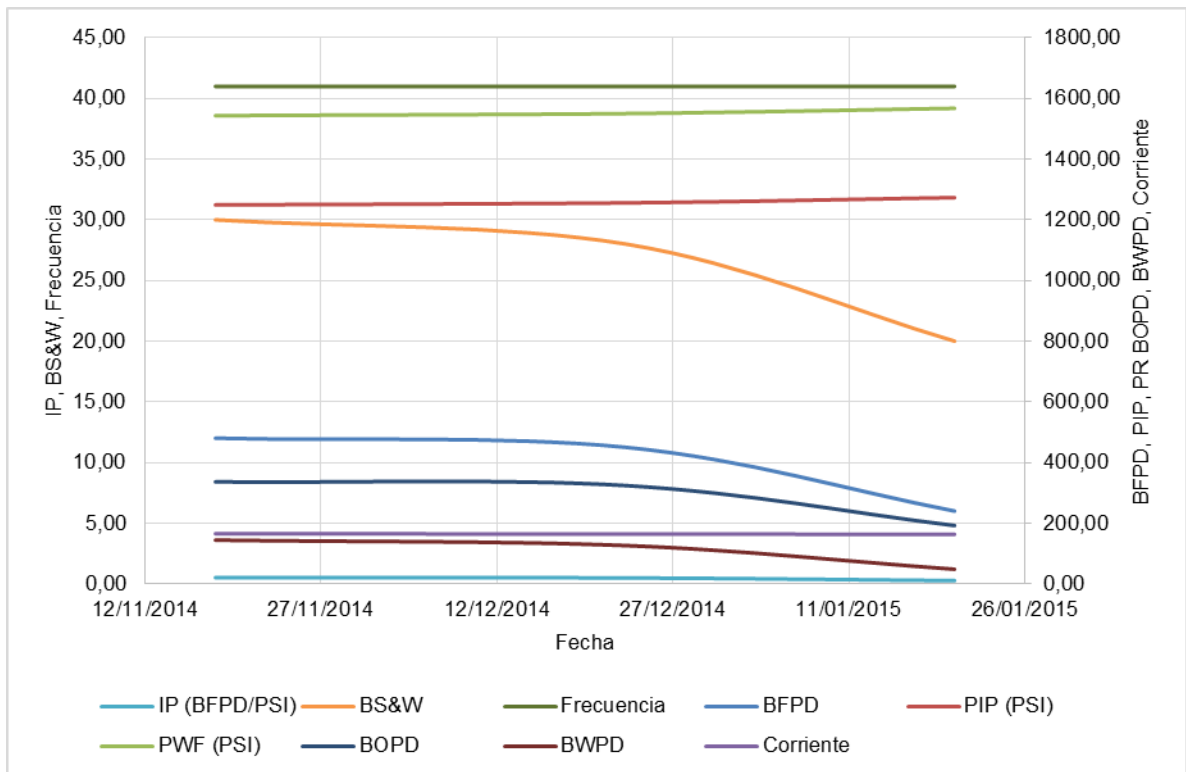
EL pozo es completado en marzo de 2014 y comienza a producir el 14 de noviembre de ese mismo año. Dura en operación 108 días hasta que se detiene por no tener aporte en superficie. Los datos de producción obtenidos para este periodo están contenidos en la tabla 27 y en la gráfica 16.

**Tabla 30. Datos del primer periodo de producción del pozo P-5.**

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia	Corriente
18/11/2014	480,00	1249	1543	2485	0,51	30,00	336,00	144,00	41,00	165,00
23/12/2014	450,00	1256	1550	2485	0,48	28,00	324,00	126,00	41,00	164,00
20/01/2015	240,00	1273	1567	2485	0,26	20,00	192,00	48,00	41,00	163,00

Fuente: Modificada datos de producción Ecopetrol S.A.

**Gráfica 16. Datos del primer periodo de producción del pozo P-5.**



Fuente: Los autores.

El pozo es intervenido en marzo del 2015 y en el teardown realizado al equipo de bombeo electrosumergible, se encontró que la falla fue ocasionada por causa de sólidos en las etapas superiores de la bomba donde las condiciones de presión y temperatura de la bomba son más altas. El pozo vuelve a arrancar el 16 de marzo

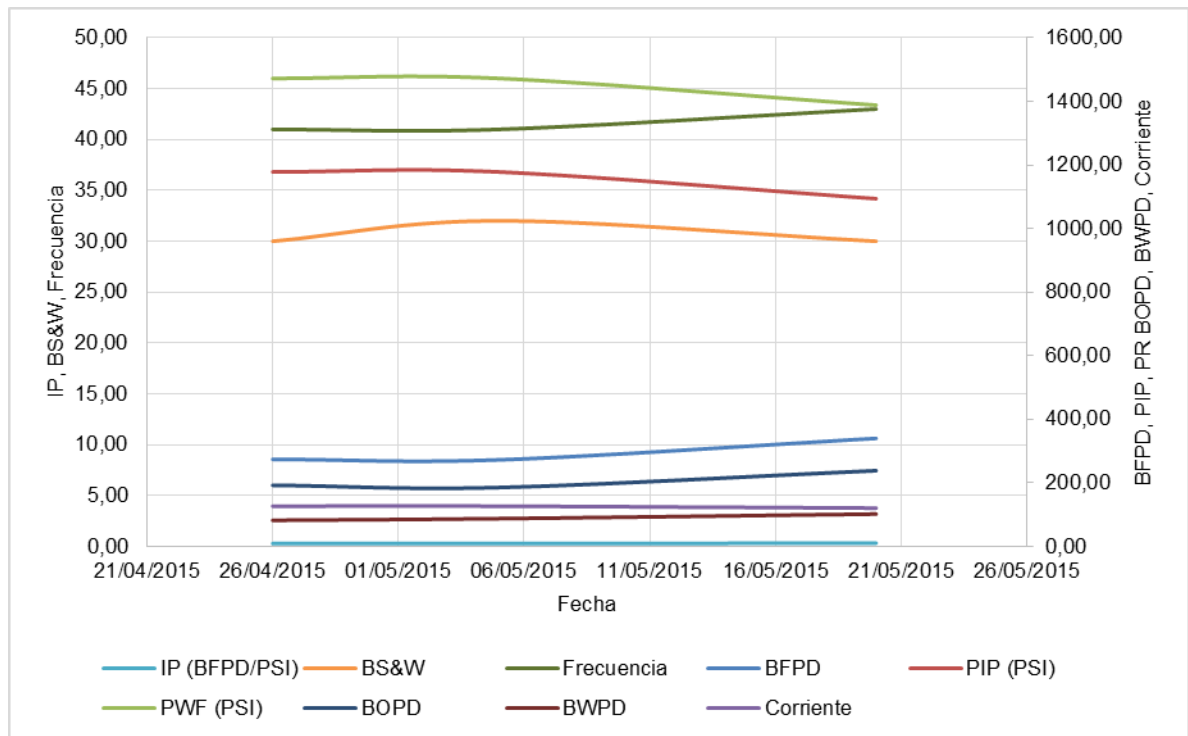
de 2015 y actualmente se encuentra produciendo. La tabla 28 y la gráfica 17 muestran los datos de producción recolectados para el pozo.

**Tabla 31. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-5.**

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia (Hz)	Corriente (Amp)
26/04/2015	273,69	1178	1472	2485	0,27	30,00	192,00	81,69	41,00	126,00
05/05/2015	272,00	1178	1472	2485	0,27	32,00	185,00	87,00	41,00	126,00
20/05/2015	339,44	1094	1388	2485	0,31	30,00	238,00	101,44	43,00	120,00

Fuente: Modificada datos de producción Ecopetrol S.A.

**Gráfica 17. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-5.**



Fuente: Los autores.

## 1.6 OPERACIONES Y FALLAS DEL POZO P-6

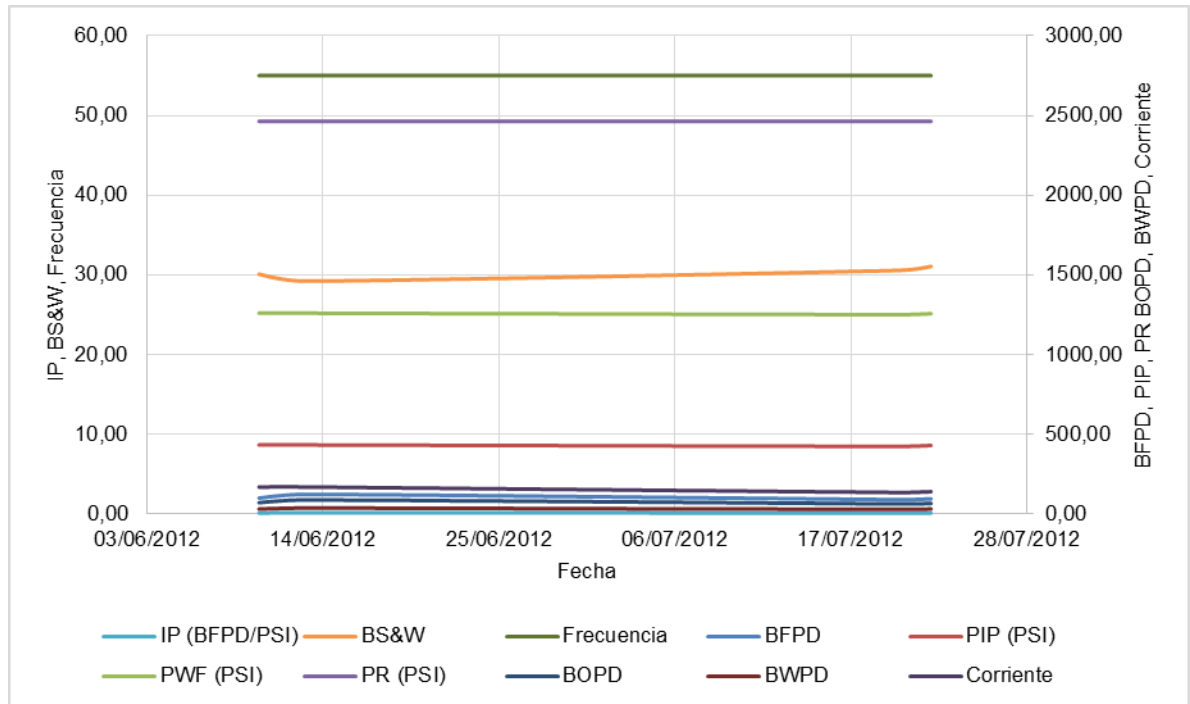
Pozo inicia el 2 de febrero con un total de 427Ft activos de la formación K1. El pozo dura en producción 304 días y para el 7 de diciembre de 2012 al quedarse sin aporte en superficie. El pozo es intervenido y en el teardown de la bomba se concluye que la falla es producto a la ruptura del eje por bomba atascada con sólidos (posiblemente cemento o incrustaciones inorgánicas en las etapas de la misma). Para este periodo de producción tenemos los datos contenidos en la tabla 29 y en la gráfica 18.

**Tabla 32. Datos del primer periodo de producción del pozo P-6.**

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia (Hz)	Corriente (Amp)
10/06/2012	98,04	431	1258	2463	0,08	30,07	69,00	29,04	55,00	167,00
13/06/2012	120,96	431	1258	2463	0,10	29,19	86,00	34,96	55,00	167,00
20/07/2012	87,81	422	1249	2463	0,07	30,54	61,00	26,81	55,00	133,00
22/07/2012	93,14	428	1255	2463	0,08	31,05	64,00	29,14	55,00	138,00

Fuente: Modificada datos de producción Ecopetrol S.A.

**Gráfica 18. Datos del primer periodo de producción del pozo P-6.**



**Fuente:** Los autores.

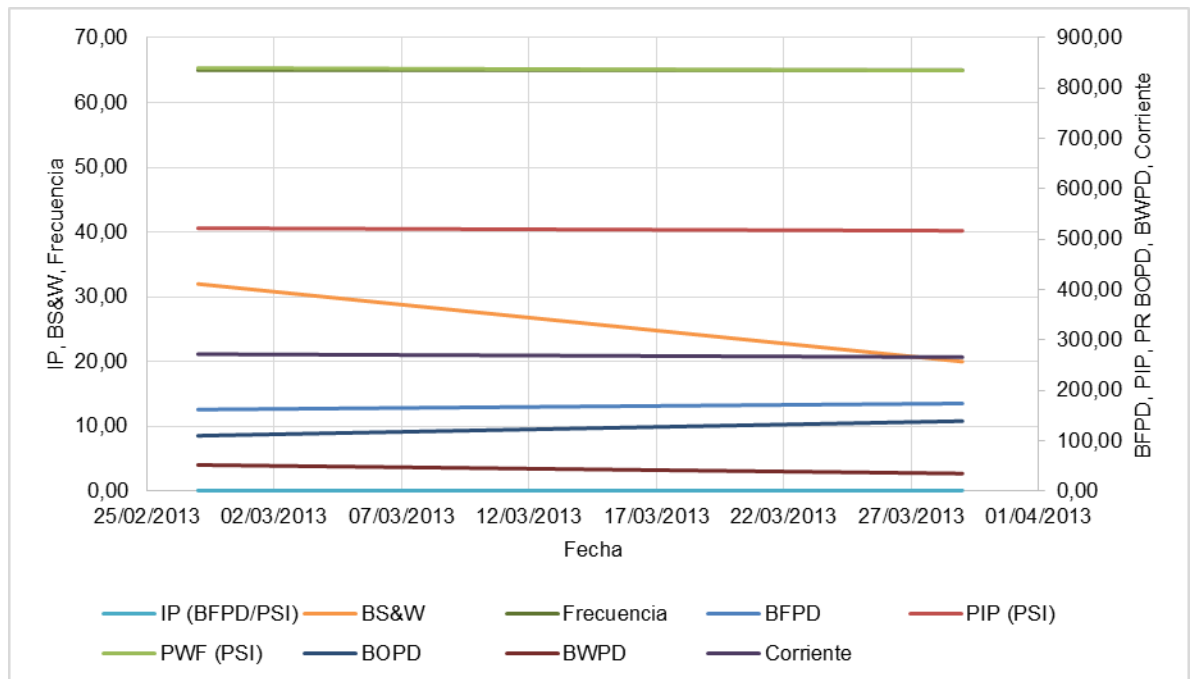
Después de la intervención en diciembre del 2012, el pozo vuelve a arrancar el 16 de diciembre del 2012. Dura en producción 104 días y el pozo es parado el 30 de marzo del 2013 por no tener aporte en superficie. Durante este periodo de tiempo, se le realiza al pozo una estimulación matricial donde se le inyectaron al yacimiento tratamiento organico. EN la intervención del pozo se evidencian incrustaciones en las etapas de la bomba. Los resultados que arrojaron las pruebas de producción están contenidos en la tabla 30 y en la gráfica 19.

**Tabla 33. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-6.**

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia (Hz)	Corriente (Amp)
27/02/2013	162,00	522,0	840,0	2463	0,10	32,00	110,00	52,00	65,00	272,00
29/03/2013	174,00	517,0	835,0	2463	0,11	20,00	139,00	35,00	65,00	266,00

Fuente Modificada: datos de producción Ecopetrol S.A.

**Gráfica 19. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-6.**



Fuente: Los autores.

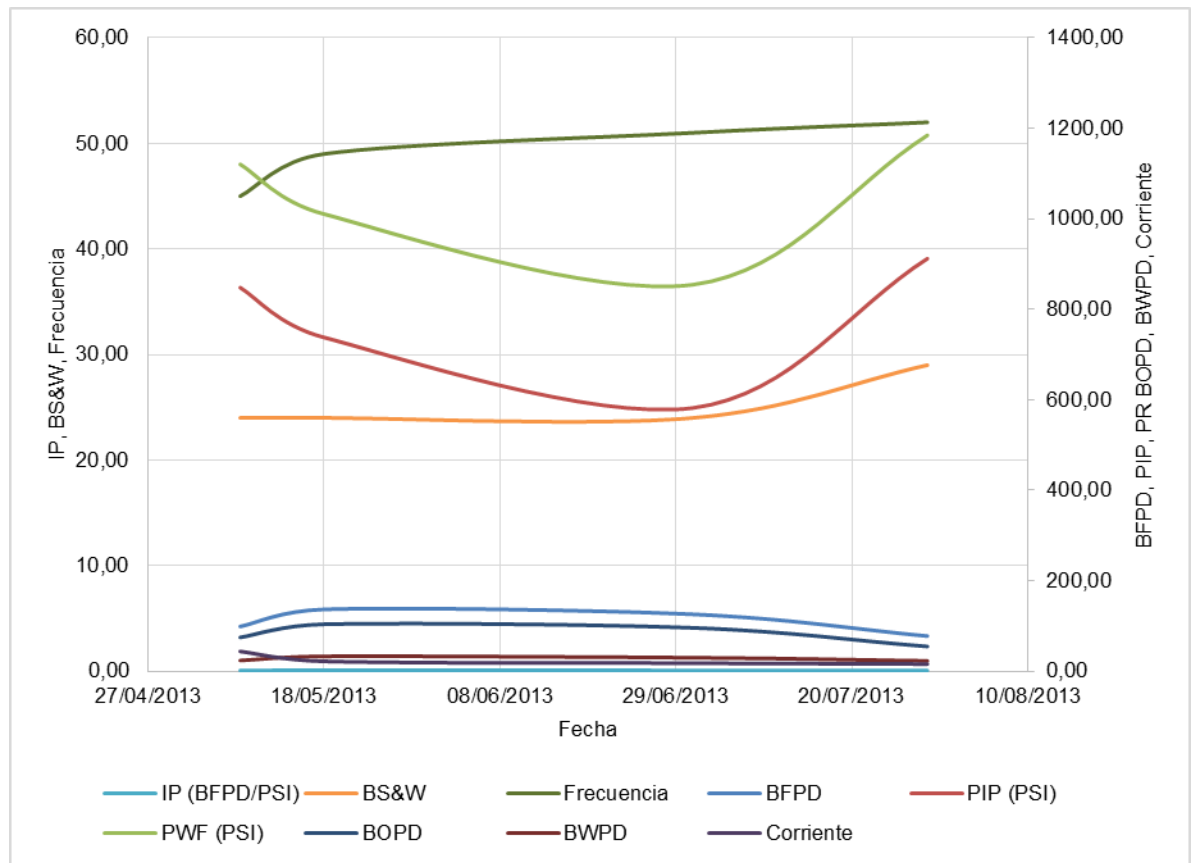
El pozo vuelve a arrancar el 10 de abril de ese mismo año, el equipo de bombeo electrosumergible dura en operación 144 días hasta que se vuelve a detener el bombeo por poco aporte en superficie. La falla es ocasionada por sólidos en la bomba y se le realiza limpieza al pozo y cambio de la bomba electrosumergible. El equipo se detiene el 1 de septiembre del 2013 y se obtuvieron los datos de producción contenidos en la tabla 31 y en la gráfica 20.

**Tabla 34. Datos del tercer periodo de producción del pozo P-6.**

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia (Hz)	Corriente (Amp)
08/05/2013	99,00	848	1121	2463	0,07	24,00	75,00	24,00	45,00	44,00
18/05/2013	137,00	738	1011	2463	0,09	24,00	104,00	33,00	49,00	22,00
01/07/2013	126,00	582	855	2463	0,08	24,00	96,00	30,00	51,00	18,00
29/07/2013	78,00	912	1185	2463	0,06	29,00	55,00	23,00	52,00	16,00

Fuente Modificada: datos de producción Ecopetrol S.A.

**Gráfica 20. Datos del tercer periodo de producción del pozo P-6.**



Fuente: Los autores.

Finalmente el Julio de 2014 se le realiza un WorkOver al pozo en donde se cañonean 446Ft adicionales dejando 873 Ft activos produciendo. El pozo vuelve a

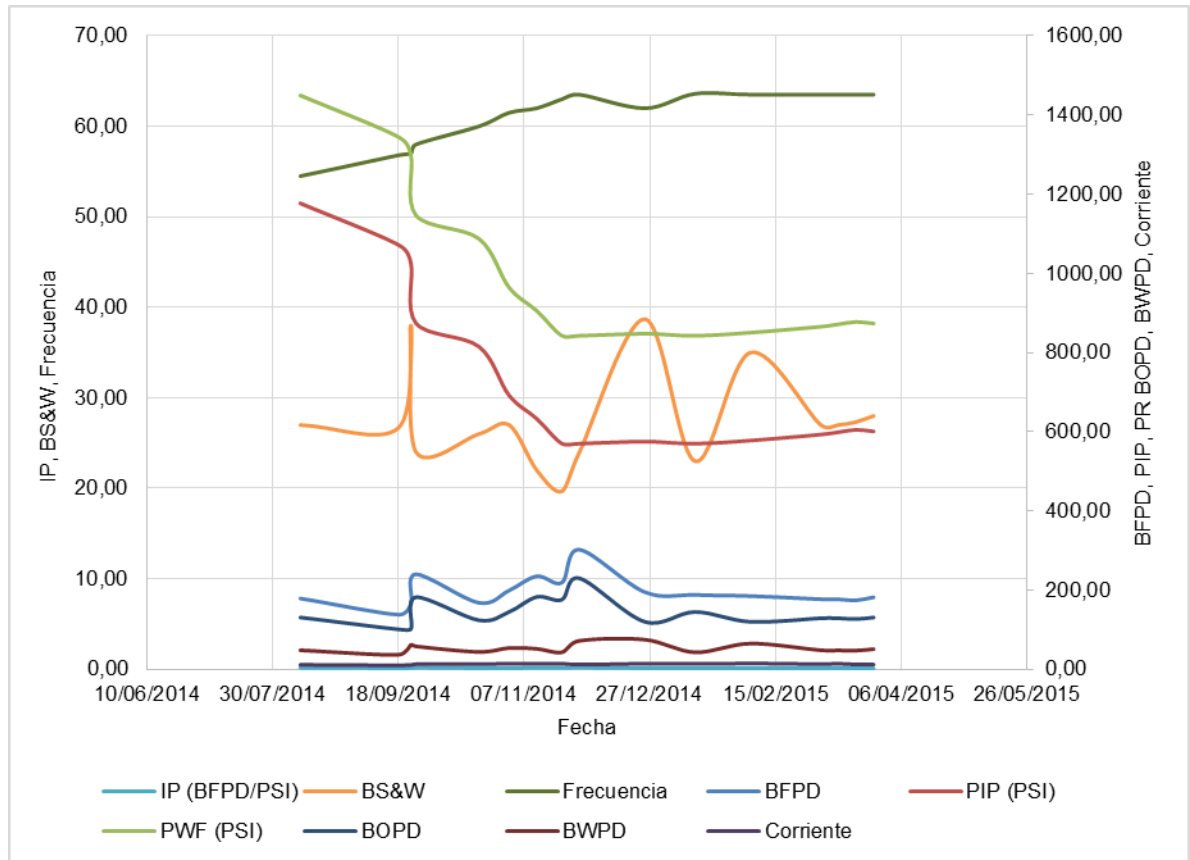
entrar en operación el 28 de julio del 2014 y actualmente se encuentra en servicio. Para este periodo el comportamiento de los datos de producción están contenidos en la tabla 32 y en la gráfica 21.

**Tabla 35. Datos del cuarto periodo de producción del pozo P-6.**

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia (Hz)	Corriente (Amp)
10/08/2014	179,00	1177	1450	2463	0,18	27,00	131,00	48,00	54,50	11,40
18/09/2014	138,00	1072	1345	2463	0,12	26,67	101,00	37,00	56,80	10,00
23/09/2014	164,00	1024	1297	2463	0,14	37,98	102,00	62,00	57,00	11,30
25/09/2014	240,00	874	1147	2463	0,18	24,00	182,00	58,00	58,00	13,00
20/10/2014	168,00	815	1088	2463	0,12	26,00	124,00	44,00	60,00	13,40
01/11/2014	199,00	692	965	2463	0,13	27,00	145,00	54,00	61,50	13,80
12/11/2014	235,00	633	906	2463	0,15	22,00	183,00	52,00	62,00	14,00
22/11/2014	219,00	570	843	2463	0,14	19,67	176,00	43,00	63,00	14,00
29/11/2014	302,20	570	843	2463	0,19	24,00	230,00	72,20	63,50	12,00
25/12/2014	195,00	575	848	2463	0,12	38,69	120,00	75,00	62,00	14,00
14/01/2015	188,00	570	843	2463	0,12	23,00	145,00	43,00	63,60	13,80
05/02/2015	185,00	578	851	2463	0,11	35,00	120,00	65,00	63,50	14,60
05/03/2015	177,20	593	866	2463	0,11	27,00	129,00	48,20	63,50	13,30
12/03/2015	176,80	599	872	2463	0,11	27,00	129,00	47,80	63,50	14,00
19/03/2015	174,40	605	878	2463	0,11	27,33	127,00	47,40	63,50	12,30
26/03/2015	182,00	601	874	2463	0,11	28,00	131,00	51,00	63,50	12,00

Fuente Modificada: datos de producción Ecopetrol S.A.

**Gráfica 21. Datos del cuarto periodo de producción del pozo P-6.**



Fuente: Los autores.

### 1.7 OPERACIONES Y FALLAS DEL POZO P-7

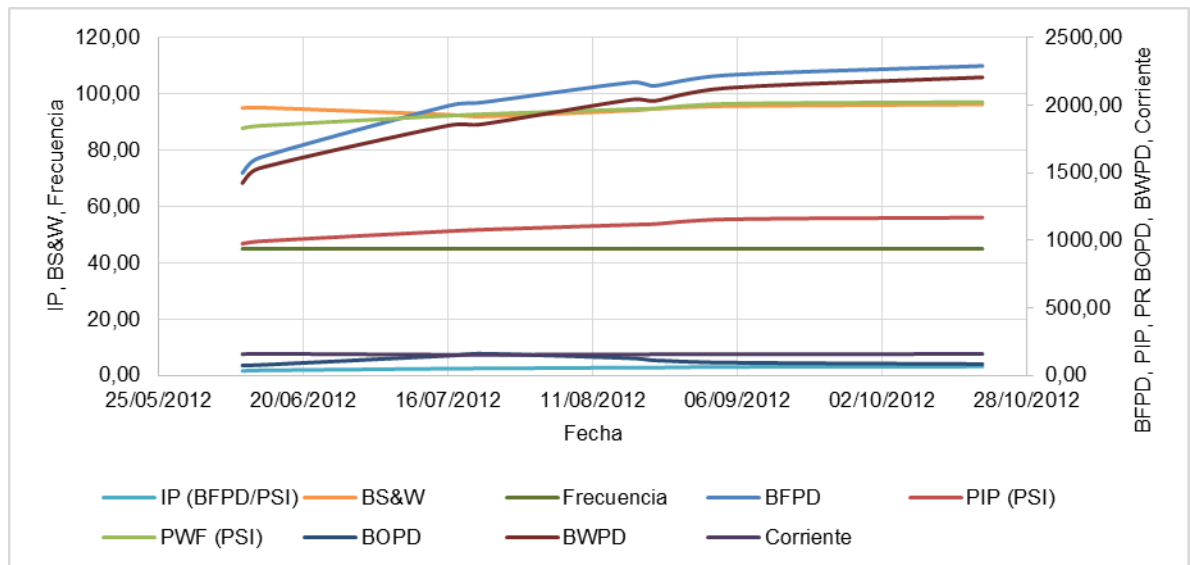
El pozo es perforado en febrero del 2012 y completado el 28 de febrero de ese mismo año, dejando activos 81 Ft de la unidad K2. Inicia su producción ese mismo día y dura en operación 799 días, hasta que para el 7 de mayo del 2014 para un reacondicionamiento del pozo. En la tabla 33 y en la gráfica 22 están los datos de producción durante la operación de la bomba.

**Tabla 36. Datos del primer periodo de producción del pozo P-7.**

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia (Hz)	Corriente (Amp)
09/06/2012	1498,72	976	1831	2750	1,63	95,09	74,00	1424,72	45,00	158,00
12/06/2012	1610,70	993	1848	2750	1,79	95,21	77,00	1533,70	45,00	160,00
16/07/2012	1996,47	1068	1923	2750	2,42	92,67	146,00	1850,47	45,00	153,00
22/07/2012	2021,37	1079	1934	2750	2,48	92,02	161,00	1860,37	45,00	153,00
18/08/2012	2169,93	1116	1971	2750	2,79	94,16	127,00	2042,93	45,00	155,00
22/08/2012	2144,46	1121	1976	2750	2,77	94,76	112,00	2032,46	45,00	156,00
04/09/2012	2223,31	1156	2011	2750	3,01	95,72	95,00	2128,31	45,00	156,00
20/10/2012	2291,70	1169	2024	2750	3,16	96,34	84,00	2207,70	45,00	159,00

Fuente Modificada: datos de producción Ecopetrol S.A.

**Gráfica 22. Datos del primer periodo de producción del pozo P-7.**



Fuente: Los autores.

En el reacondicionamiento, se aíslan los intervalos de la formación K2 y se cañonean 208 Ft de la formación K1, el pozo inicia producción el 20 de mayo del 2014 y solo dura en operación 85 días. El día 23 de julio se hace un análisis de los datos en superficie Para esta fecha en la data del VSD se observan oscilaciones en

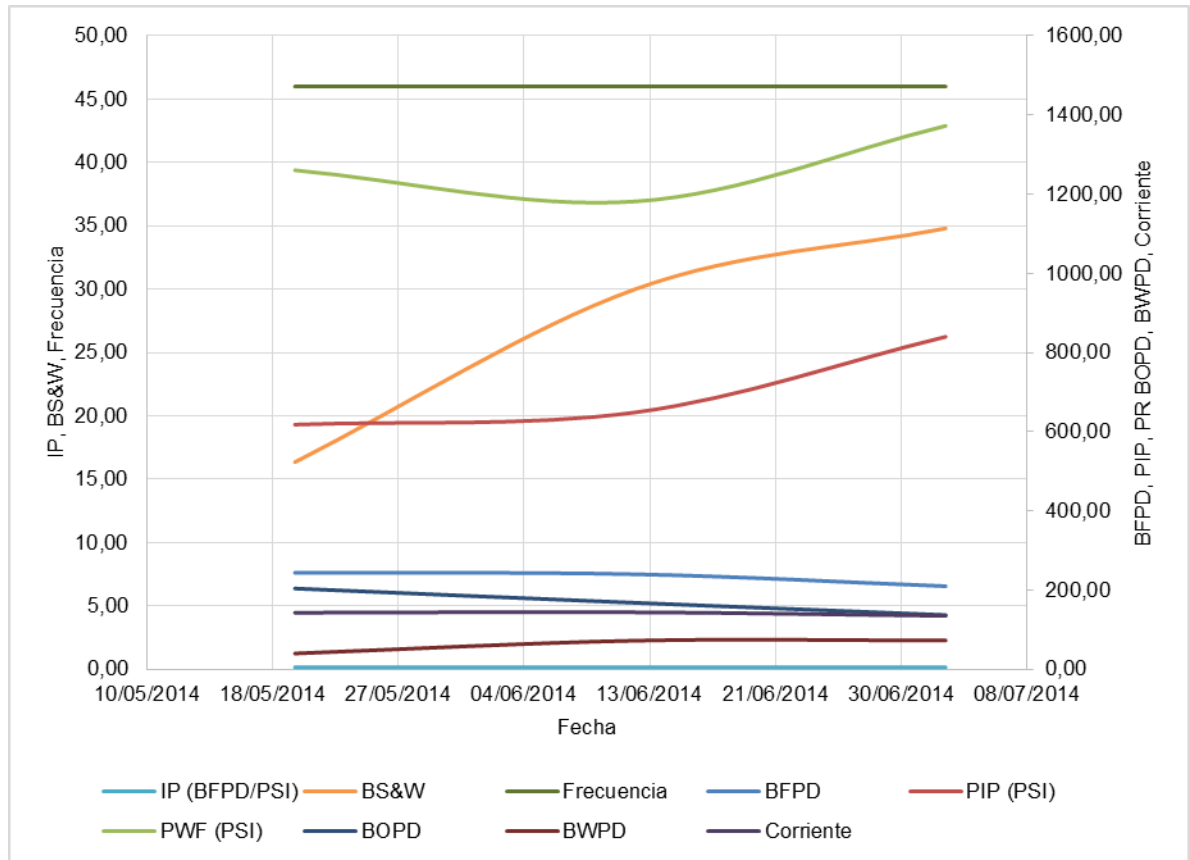
la corriente entre los 143 y 157 A, es decir, fluctuaciones de 14 A. Así mismo, al correlacionar la fecha con la data del sensor puede observarse el incremento de la presión a la entrada de la bomba, de lo anterior, considerando la naturaleza de la granulometría de la formación drenada es muy probable que la bomba esté manejando sólidos. El 24 julio, con el fin de retirar los sólidos presentes en la bomba se le dio arranque al equipo en sentido contrario (RVS) al giro habitual y luego se retornó al sentido correcto (FWD), logrando desalojar parte de los sólidos del equipo de bombeo generando una caída de la PIP y comportamiento normal de la corriente. Sin embargo, pasados tan sólo 3 días, el nivel a la entrada de la bomba empieza a incrementar de nuevo, la corriente vuelve a fluctuar y las vibraciones empiezan incrementar. Finalmente, el equipo es detenido el 13 de agosto por no tener aporte de fluidos en superficie. En este intervalo de tiempo fueron recolectados los datos de producción contenidos en la tabla 34 y en la gráfica 23.

**Tabla 37. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-7.**

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia (Hz)	Corriente (Amp)
20/05/2014	244,00	618	1260	2750	0,16	16,35	204,00	40,00	46,00	143,00
12/06/2014	240,00	649	1182	2750	0,15	30,00	168,00	72,26	46,00	144,00
03/07/2014	210,00	840	1373	2750	0,15	34,80	137,00	72,86	46,00	135,00

Fuente Modificada: datos de producción Ecopetrol S.A.

**Gráfica 23. Datos del segundo periodo de producción del pozo P-7.**



Fuente: Los autores.

Se interviene el pozo en noviembre del 2014 y se observó en la bomba incrustación de sólidos cubriendo toda la superficie interna del hausing alrededor del eje, giro. Del análisis de los sólidos encontrados en la bomba durante el Tear down, se encontró que el 10% de la muestra presenta una composición orgánica y el 90% restante una composición inorgánica.

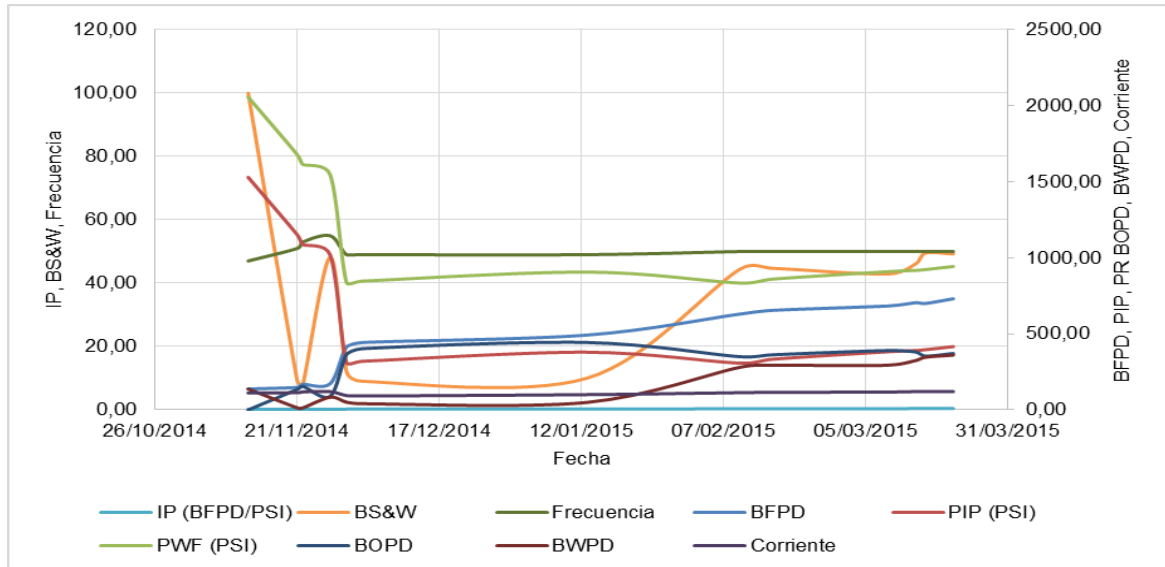
Finalmente, el pozo vuelve a entrar en operación el 8 de noviembre del 2014 y actualmente se encuentra produciendo. Los datos de producción están contenidos en la tabla 35 y en la gráfica 24.

**Tabla 38. Datos del tercer periodo de producción del pozo P-7.**

Fecha	BFPD	PIP (PSI)	PWF (PSI)	PR (PSI)	IP (BFPD/PSI)	BS&W	BOPD	BWPD	Frecuencia (Hz)	Corriente (Amp)
12/11/2014	137,00	1530	2057	2750	0,20	100,00	0,00	137,00	47,00	111,00
21/11/2014	148,00	1151	1678	2750	0,14	9,00	135,00	13,00	51,00	113,00
22/11/2014	168,00	1087	1614	2750	0,15	8,00	155,00	13,00	53,00	118,00
27/11/2014	172,00	1020	1547	2750	0,14	48,12	89,00	83,00	55,00	120,00
30/11/2014	414,00	310	837	2750	0,22	12,00	364,00	50,00	49,00	94,00
03/12/2014	443,00	320	847	2750	0,23	9,00	403,00	40,00	49,00	91,00
13/01/2015	492,00	379	906	2750	0,27	10,00	443,00	49,00	49,00	100,00
10/02/2015	630,17	307	834	2750	0,33	44,43	350,00	280,17	50,00	113,00
16/02/2015	654,40	333	860	2750	0,35	44,68	362,00	292,40	50,00	115,00
09/03/2015	683,20	382	909	2750	0,37	42,88	390,00	293,20	50,00	117,00
14/03/2015	704,40	390	917	2750	0,38	45,95	381,00	323,40	50,00	120,00
16/03/2015	700,40	396	923	2750	0,38	49,52	354,00	346,40	50,00	120,00
21/03/2015	730,80	416	943	2750	0,40	49,23	371,00	359,80	50,00	120,00

Fuente Modificada: datos de producción Ecopetrol S.A.

**Gráfica 24. Datos del tercer periodo de producción del pozo P-7.**



Fuente: Los autores.

## ANEXO B.

### 2. ANÁLISIS DE LA TENDENCIA DE GENERAR INCRUSTACIONES DE LOS POZOS DE ESTUDIO.

Con el fin de conocer la tendencia incrustante de los pozos seleccionados, en los periodos donde de producción donde se detectó la presencia de incrustaciones en los equipos de bombeo electrosumergible se tomaron muestras del agua de producción y se realizaron a cada pozo análisis fisicoquímicos obteniendo los resultados contenidos en la tabla 37 . Con los resultados obtenidos se les realizó la simulación de 3 especies incrustantes (la calcita o carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), barita o sulfato de bario ( $\text{BaSO}_4$ ) y siderita ( $\text{FeCO}_3$ )), en el software ScaleChem a cada pozo, para comprobar que a las condiciones operacionales de la bomba pudiese generar la precipitación y acumulación de cristales inorgánicos que pudiesen dar lugar a incrustaciones en las etapas de la misma.

La determinación del nivel o criticidad de tendencia a la formación de incrustaciones inorgánicas se encuentra determinado por la clasificación establecida por el ICP para el software ScaleChem contenido en la tabla 36.

**Tabla 39. Nivel de criticidad a la formación de incrustaciones.**

<b>Scale Tendency Index (IS)</b>	<b>Salmuera</b>	<b>Condición</b>
IS < 1	Baja saturación	Baja
IS = 1	Equilibrio	Moderada
IS > 4	Sobresaturada	Crítica

Fuente modificada: Software ScaleChem V 3.2 y experiencia de campo.

**Tabla 40. Análisis fisicoquímicos del agua de producción.**

Parámetro	Fecha	TSS	Fe	Sulfato	Bario	PH	Cloruro	D. Total	D. Cálctica	Magnesio	Calcio	ALK P	ALK M	Bicarbonatos
		ppm	ppm Fe2+	ppm SO4-	ppm Ba2+		ppm Cl-	ppm CaCO3	ppm CaCO3	ppm Mg	ppm Ca	ppm	ppm	ppm HCO3
POZO P-7	01/08/2014	440	0,54	90	5	7,14	987	310	210	24	84	0	665	406
POZO P-1	08/04/2015	345	0,09	3	2	7,23	730,8	360	240	28,8	96	0	160	98
POZO P-3	07/07/2014	135	0,15	82	6	8,36	1420	785	620	39,6	248	80	895	595
POZO P-4	08/04/2015	62	0,06	285	15	8,05	1370,2	396	270	30	108	50	690	451
POZO P-5	08/04/2015	97	0,1	335	6	7,99	2070,6	750	600	36	240	36	336	227

Fuente: Datos proporcionados por Nalco

## 2.1 ANÁLISIS DE LA TENDENCIA INCRUSTANTE POZO P-1.

Para la simulación se tomó como referencia los valores de presión y temperatura de estándares de la descarga de los equipos de bombeo electrosumergible y los valores de estos mismos parámetros para las condiciones operacionales de la descarga de la bomba electrosumergible de este pozo contenido en la tabla 38.

**Tabla 41. Condiciones operacionales del pozo P-1 para la simulación en ScaleChem**

Parámetro	Tipo de Fluido	Caudal			Temperatura	Presión	Descripción
	O/W - Oil - Water	BOPD	BWPD	BFPD	°F	psi	
P-1	O/W	208	6681	6889	191,8	2686	Condiciones de operación de la bomba
P-1	O/W	208	6681	6889	250	2700	Condiciones estándares para la descarga de la bomba

Fuente modificada: Informe profesionales Nalco.

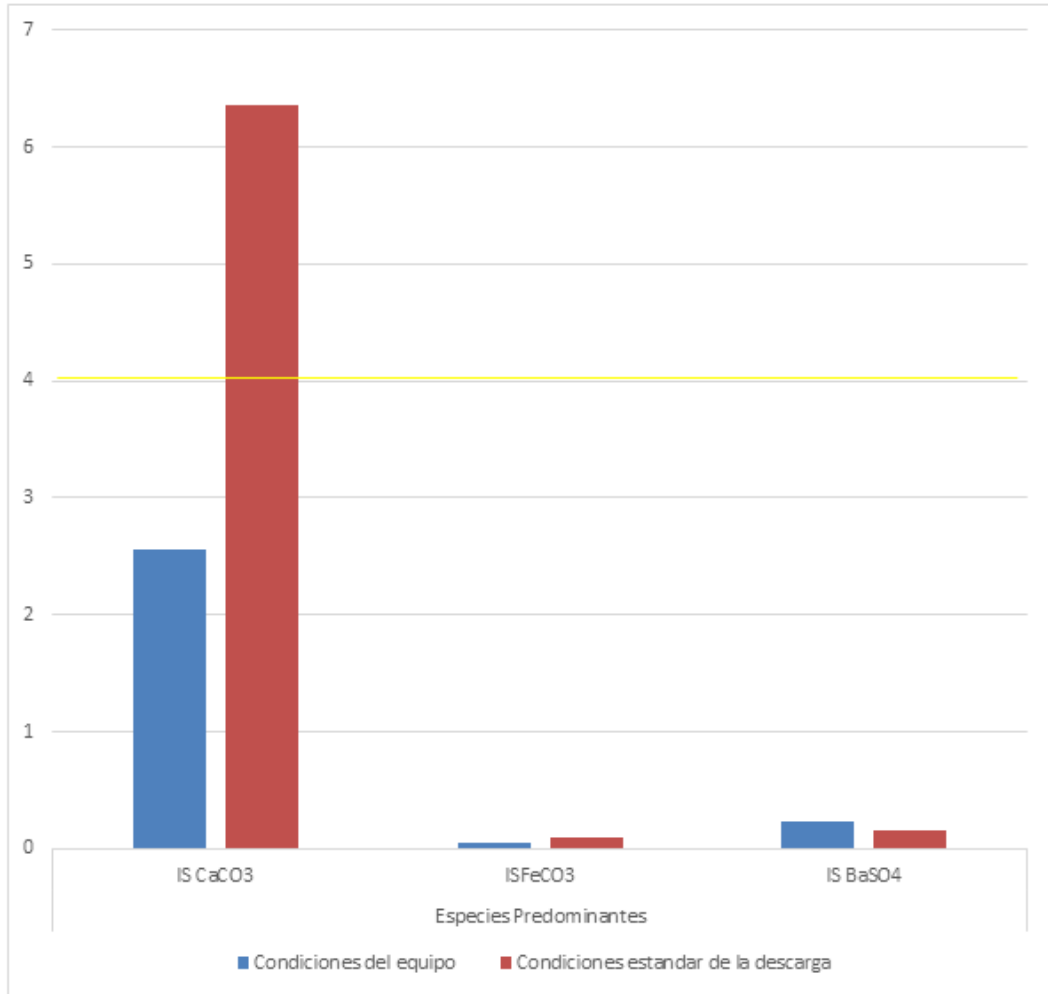
De la simulación de las especies predominantes se obtienen los datos contenidos en la tabla 39 y se graficaron con el fin de clasificar el nivel de criticidad para formar incrustaciones de este pozo.

**Tabla 42. Resultados de la simulación de formación de incrustaciones P-1**

	Especies Predominantes			Condiciones operacionales
	IS CaCO3	ISFeCO3	IS BaSO4	
P-1	2,56442	0,055355	0,237652	Operación de la bomba
P-1	6,35149	0,102761	0,162648	estándares para la descarga

Fuente modificada: datos arrojados ScaleChem.

**Gráfica 25. Simulación de tendencia incrustante pozo P-1**



Fuente: Software ScaleChem

Para mostrar el nivel de criticidad a partir de la cual se precipitan los minerales en el agua en la gráfica 25, con amarillo está el límite de sobresaturación para este pozo. De acuerdo con los datos obtenidos, se evidenció que se presenta tendencia baja a la precipitación de carbonato de calcio en la condición estándar de presión y temperatura de descarga de la bomba y de las otras especies inorgánicas no se generan incrustaciones en las 2 condiciones evaluadas, teniendo en cuenta la valoración dada por el ICP.

## 2.2 ANÁLISIS TENDENCIA INCRUSTANTE PARA EL POZO P-3.

Para la simulación se toman como referencia los valores promedio de temperatura de entrada y temperatura, se realizan los cálculos para diferentes presiones como lo muestra la tabla 40 con los datos aproximados de la prueba de producción realizada en ese periodo de tiempo.

**Tabla 43. Condiciones operacionales del pozo P-3 para la simulación en ScaleChem**

Parámetro	Tipo de Fluido	Caudal			Temperatura	Presión	Descripción
	O/W - Oil - Water	BOPD	BWPD	BFPD	°F	psi	
Envolvente 1	O/W	255	60	315	170	80	Down Hole
Envolvente 2	O/W	255	60	315	170	500	Down Hole
Envolvente 3	O/W	255	60	315	170	1000	Down Hole
Envolvente 4	O/W	255	60	315	170	1500	Down Hole
Envolvente 5	O/W	255	60	315	170	2000	Down Hole
Envolvente 6	O/W	255	60	315	230	80	Down Hole
Envolvente 7	O/W	255	60	315	230	500	Down Hole
Envolvente 8	O/W	255	60	315	230	1000	Down Hole
Envolvente 9	O/W	255	60	315	230	1500	Down Hole
Envolvente 10	O/W	255	60	315	230	2000	Down Hole

Fuente modificada: Profesionales Nalco

De la simulación de las especies predominantes se obtienen los datos contenidos en las tablas 41, 42 y 43. Se graficaron estos valores con el fin de clasificar el nivel de criticidad para formar incrustaciones de este pozo de cada una de las especies evaluadas.

**Tabla 44. Resultados de la simulación de formación Calcita  $\text{CaCO}_3$  del P-3**

		170 ° F	230 ° F
<b>PRESION (PSI)</b>	<b>80</b>	140,7	234,6
	<b>500</b>	133,8	223,7
	<b>1000</b>	125,8	211,5
	<b>1500</b>	118,4	199,9
	<b>2000</b>	111,3	189,0

Fuente modificada: datos arrojados ScaleChem.

**Tabla 45. Resultados de la simulación de formación Barita  $\text{BaSO}_4$  del P-3**

		170 ° F	230 ° F
<b>PRESION (PSI)</b>	<b>80</b>	12,3	7,6
	<b>500</b>	11,9	7,3
	<b>1000</b>	11,4	7,0
	<b>1500</b>	10,8	6,7
	<b>2000</b>	10,3	6,4

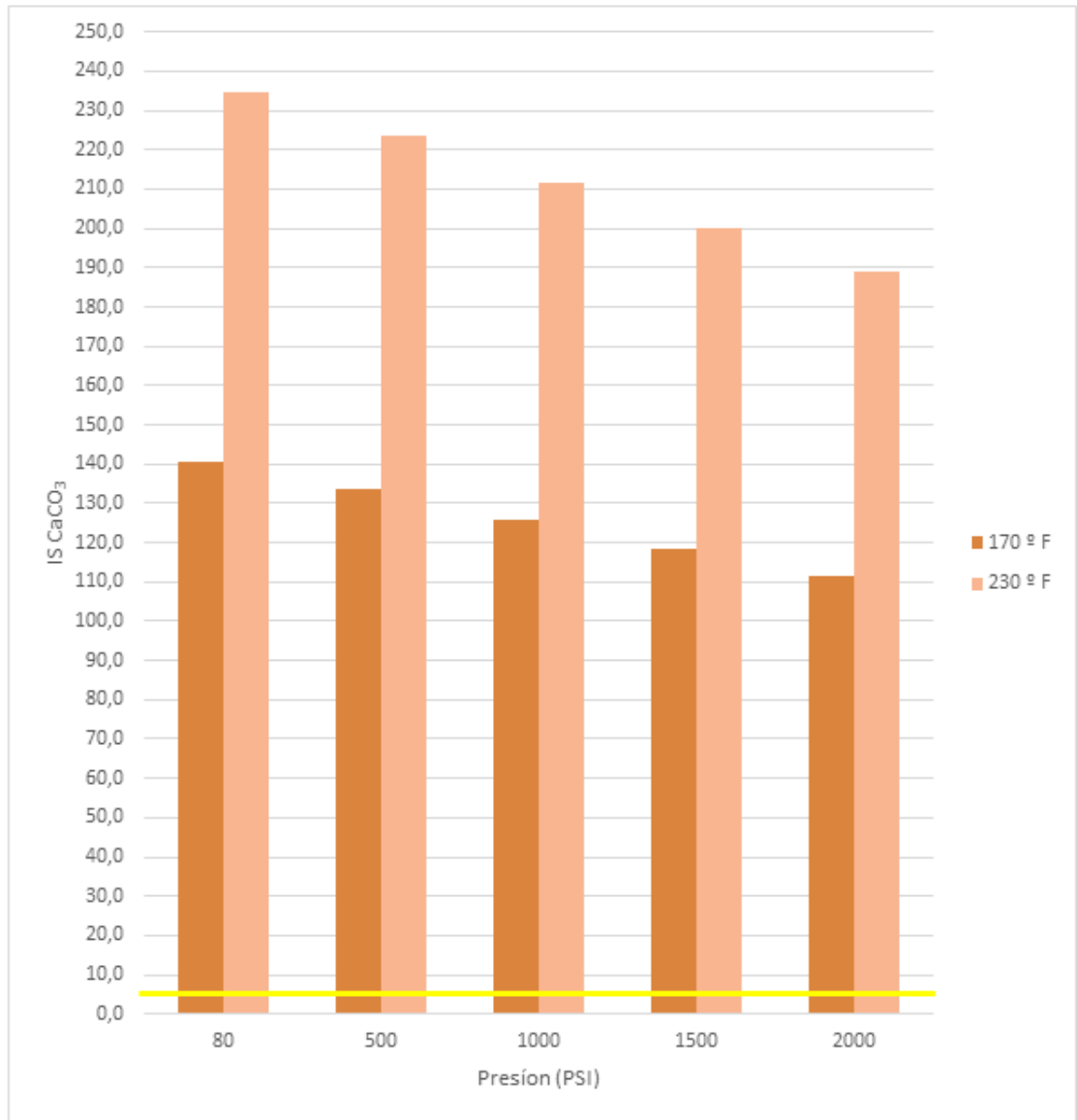
Fuente modificada: datos arrojados ScaleChem.

**Tabla 46. Resultados de la simulación de formación Siderita  $\text{FeCO}_3$  del P-3**

		170 ° F	230 ° F
<b>PRESION (PSI)</b>	<b>80</b>	1,2	2,0
	<b>500</b>	1,1	2,0
	<b>1000</b>	1,1	1,9
	<b>1500</b>	1,0	1,8
	<b>2000</b>	1,0	1,8

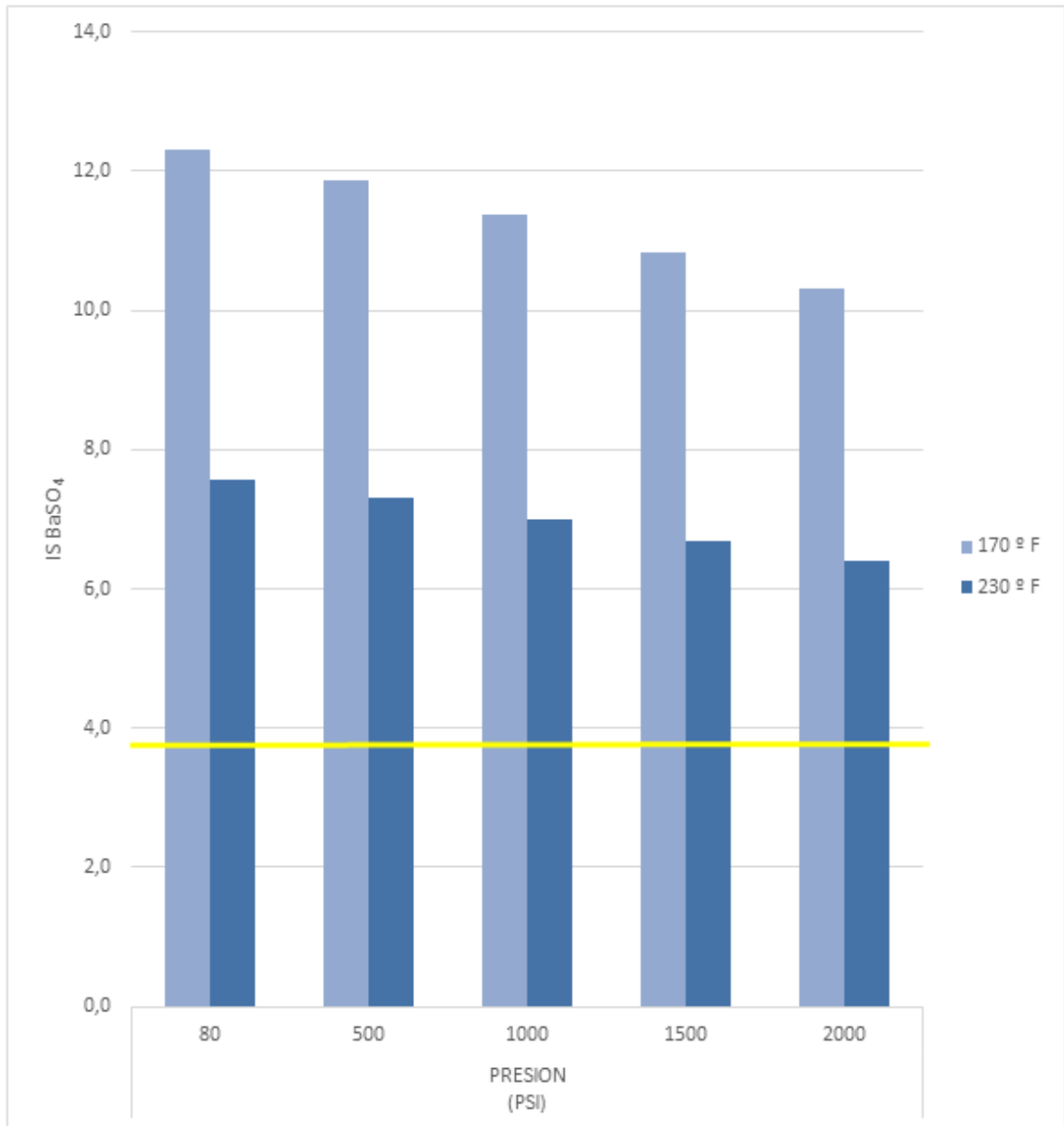
Fuente modificada: datos arrojados ScaleChem.

**Gráfica 26. Simulación de la tendencia incrustante para el pozo P-3 de la especie Carbonato de calcio**



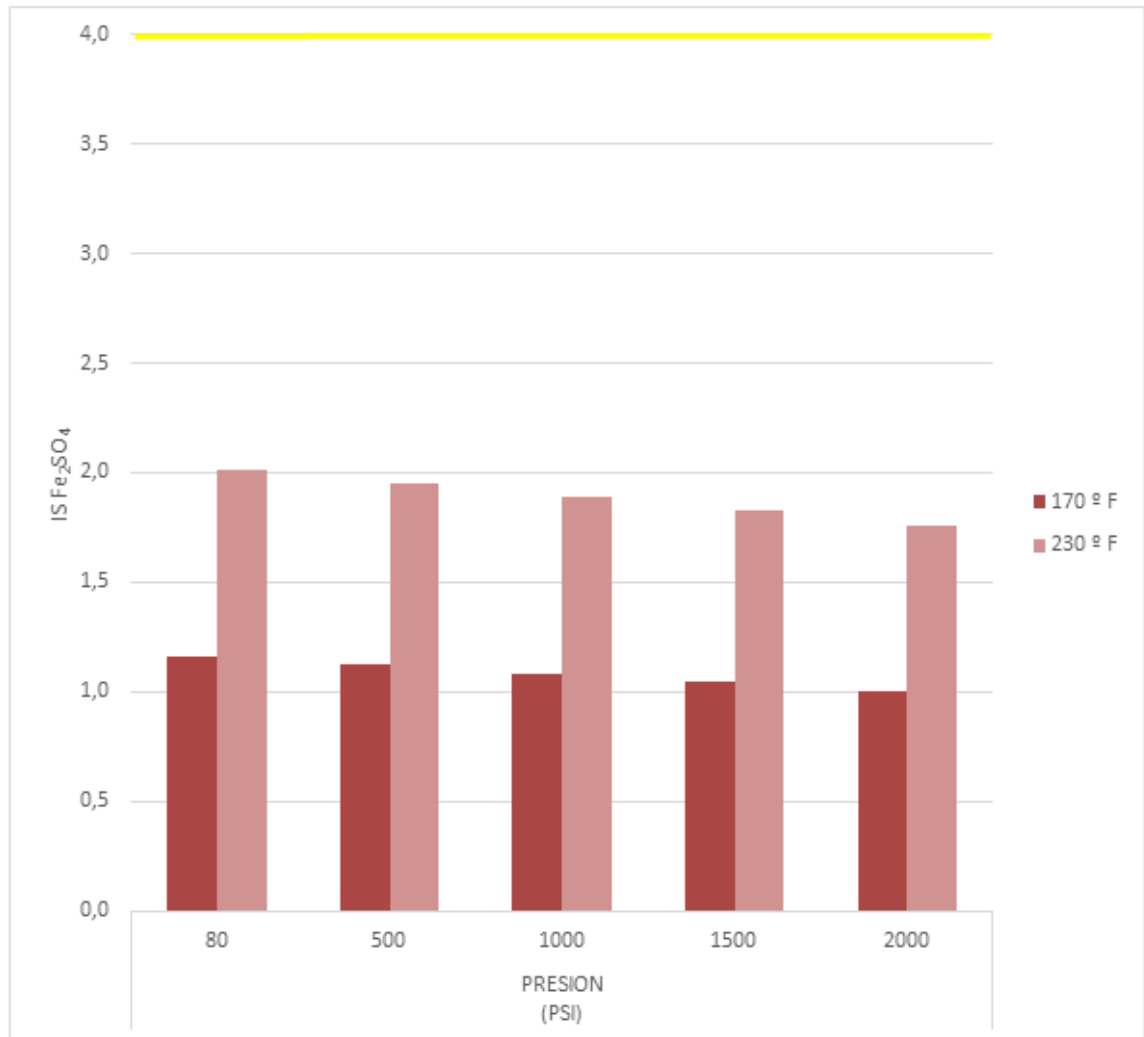
Fuente: Software ScaleChem

**Gráfica 27. Simulación de la tendencia incrustante para el pozo P-3 de la especie Sulfato de Bario.**



Fuente: Software ScaleChem.

**Gráfica 28. Simulación de la tendencia incrustante para el pozo P-3 de la especie Sulfato de hierro.**



Fuente: Software ScaleChem.

En las gráficas 26, 27 y 28, la línea amarilla representa el límite de la condición crítica de saturación a partir de la cual se empiezan a precipitar los minerales. De los resultados obtenidos con la simulación muestra que existe una tendencia alta a generar incrustaciones con Calcita y una tendencia moderada a generar incrustaciones con Barita bajo las condiciones operacionales de la bomba. La

especie siderita como muestra la gráfica no genera incrustaciones bajo esas condiciones de trabajo por lo cual no se va a tener en cuenta para este análisis.

### 2.3 ANÁLISIS TENDENCIA INCRUSTANTE PARA EL POZO P-4

Para la simulación se tomó como referencia los valores de presión y temperatura de estándares de la descarga de los equipos de bombeo electrosumergible y los valores de estos mismos parámetros para las condiciones operacionales de la descarga de la bomba electrosumergible de este pozo como lo muestra la tabla 44.

**Tabla 47. Condiciones operacionales del pozo P-4 para la simulación en ScaleChem**

Parámetro	Tipo de Fluido	Caudal			Temperatura	Presión	Descripción
		O/W - Oil - Water	BOPD	BWPD	BFPD	°F	
P-4	O/W	354	93	447	246	2977	Condiciones de operación de la bomba
P-4	O/W	354	93	447	250	2700	Condiciones estándares para la descarga de la bomba

Fuente modificada: Análisis de tendencia incrustante suministrada por profesionales Nalco.

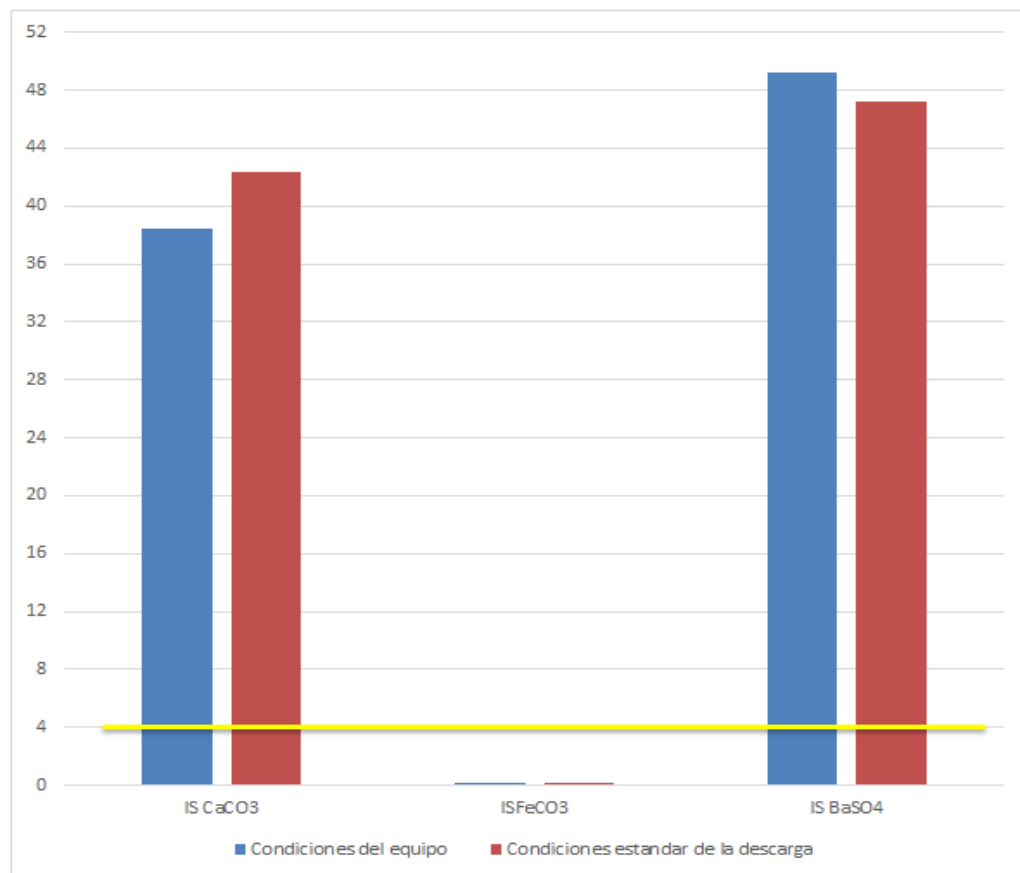
De la simulación de las especies predominantes se obtienen los datos contenidos en la tabla 45 y se graficaron con el fin de clasificar el nivel de criticidad para formar incrustaciones de este pozo.

**Tabla 48. Resultados de la simulación de formación de incrustaciones pozo P-4**

	Especies Predominantes			Condiciones operacionales
	IS CaCO3	ISFeCO3	IS BaSO4	
<b>P-4</b>	38,4518	0,17578	49,1712	Condiciones del equipo
<b>P-4</b>	42,3196	0,187348	47,1789	Condiciones estándar de la descarga

Fuente modificada: datos arrojados ScaleChem.

**Gráfica 29. Simulación de tendencia incrustante pozo P-4**



Fuente: Software ScaleChem.

En la gráfica 29, la línea amarilla representa el límite de la condición crítica de saturación a partir de la cual se empiezan a precipitar los minerales, de acuerdo con esto se observó que para este pozo se presenta alta tendencia a la precipitación de especies inorgánicas en las 2 condiciones evaluadas (Condiciones propias de los equipos y Condiciones Estándar). Las especies inorgánicas predominantes bajo las condiciones de evaluación son CaCO<sub>3</sub> (Calcita) y BaSO<sub>4</sub> (Barita).

## 2.4 ANÁLISIS TENDENCIA INCRUSTANTE PARA EL POZO P-5

Al igual que los pozos P-1 y P-4, para la simulación se toman como referencia los valores promedio de temperatura de entrada y temperatura, se realizan los cálculos para diferentes presiones como lo muestra la tabla 46 con los datos aproximados de la prueba de producción realizada en ese periodo de tiempo.

**Tabla 49. Condiciones operacionales del pozo P-5 para la simulación en ScaleChem**

Parámetro	Tipo de Fluido	Caudal			Temperatura	Presión	Descripción
	O/W - Oil - Water	BOPD	BWPD	BFPD	°F	psi	
P-5	O/W	445	201	646	192	2488	Condiciones de operación de la bomba
P-5	O/W	445	201	646	250	2700	Condiciones estándares para la descarga de la bomba

Fuente modificada: Análisis de tendencia incrustante suministrada por profesionales Nalco.

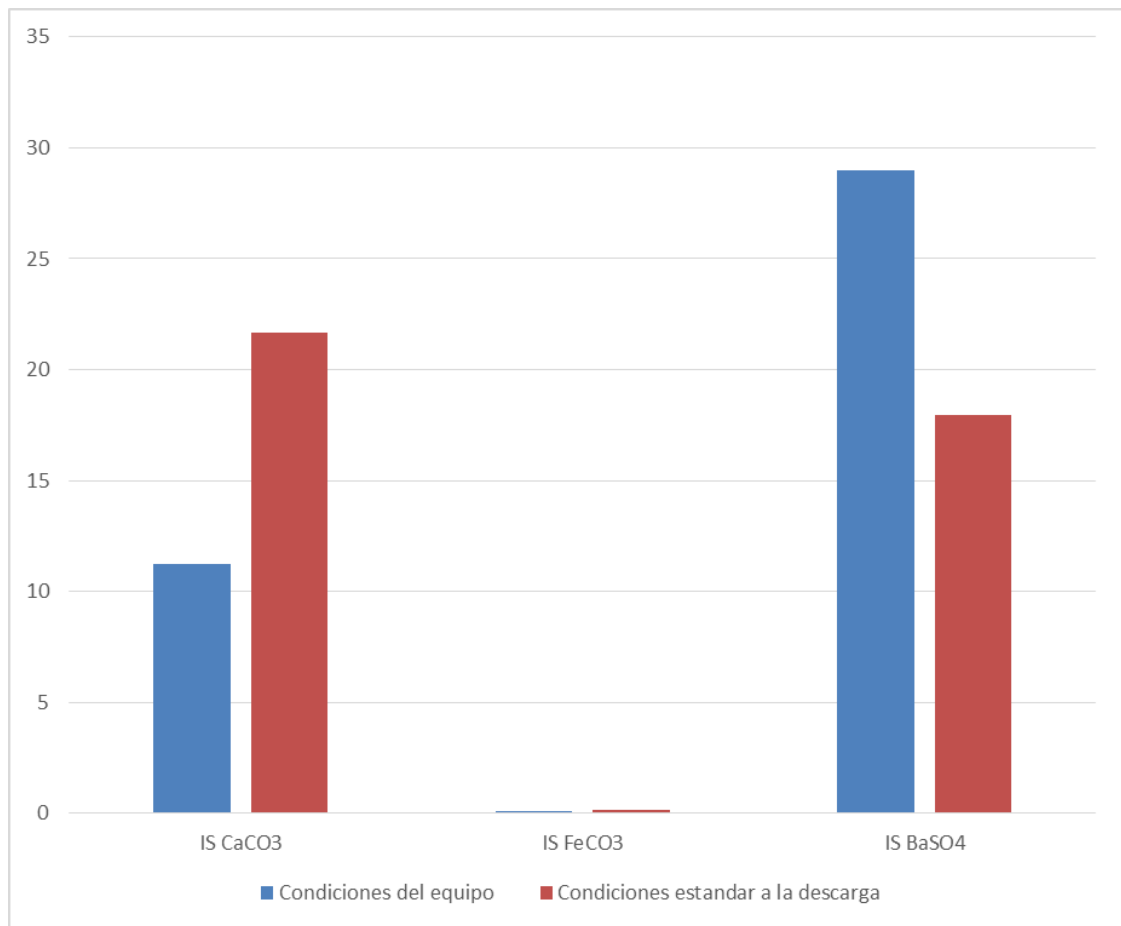
De la simulación de las especies predominantes se obtienen los datos contenidos en la tabla 47 y se graficaron con el fin de clasificar el nivel de criticidad para formar incrustaciones de este pozo.

**Tabla 50. Resultados de la simulación de formación de incrustaciones P-5**

	CONDICIONES CADA EQUIPO			
POZO	IS CaCO3	IS FeCO3	IS BaSO4	Condiciones operacionales
P-5	11,2143	0,0829341	28,9601	Condiciones del equipo
P-5	21,6914	0,13134	17,9347	Condiciones estándar de la descarga

Fuente modificada: Información del software suministrada por profesionales Nalco.

**Gráfica 30. Simulación de tendencia incrustante pozo P-5**



Fuente: Software ScaleChem.

## 2.5 ANÁLISIS TENDENCIA INCRUSTANTE PARA EL POZO P-7

En pro de observar el comportamiento de la tendencia incrustante para este pozo, la simulación se hizo a diferentes presiones y temperaturas como lo muestra la tabla 48.

**Tabla 51. Condiciones operacionales del pozo P-7 para la simulación en ScaleChem**

Parámetro	Tipo de Fluido O/W - Oil - Water	Caudal			Temperatura °F	Presión psi	Descripción
		BOPD	BWPD	BFPD			
Envolvente 1	O/W	137	73	210	200	700	Down Hole
Envolvente 2	O/W	137	73	210	200	1200	Down Hole
Envolvente 3	O/W	137	73	210	200	1700	Down Hole
Envolvente 4	O/W	137	73	210	200	2200	Down Hole
Envolvente 5	O/W	137	73	210	200	2700	Down Hole
Envolvente 6	O/W	137	73	210	250	700	Down Hole
Envolvente 7	O/W	137	73	210	250	1200	Down Hole
Envolvente 8	O/W	137	73	210	250	1700	Down Hole
Envolvente 9	O/W	137	73	210	250	2200	Down Hole
Envolvente 10	O/W	137	73	210	250	2700	Down Hole
Envolvente 11	O/W	137	73	210	300	700	Down Hole
Envolvente 12	O/W	137	73	210	300	1200	Down Hole
Envolvente 13	O/W	137	73	210	300	1700	Down Hole
Envolvente 14	O/W	137	73	210	300	2200	Down Hole
Envolvente 15	O/W	137	73	210	300	2700	Down Hole
Envolvente 16	O/W	137	73	210	350	700	Down Hole
Envolvente 17	O/W	137	73	210	350	1200	Down Hole
Envolvente 18	O/W	137	73	210	350	1700	Down Hole
Envolvente 19	O/W	137	73	210	350	2200	Down Hole
Envolvente 20	O/W	137	73	210	350	2700	Down Hole
Envolvente 21	O/W	137	73	210	400	700	Down Hole

Parámetro	Tipo de Fluido O/W - Oil - Water	Caudal			Temperatura °F	Presión psi	Descripción
		BOPD	BWPD	BFPD			
Envolvente 22	O/W	137	73	210	400	1200	Down Hole
Envolvente 23	O/W	137	73	210	400	1700	Down Hole
Envolvente 24	O/W	137	73	210	400	2200	Down Hole
Envolvente 25	O/W	137	73	210	400	2700	Down Hole

Fuente modificada: Análisis de tendencia incrustante suministrada por profesionales Nalco.

Al igual que los demás pozos de estudio, de la simulación de las especies predominantes se obtienen los datos contenidos en las tablas 49, 50 y 51 y se graficaron con el fin de clasificar el nivel de criticidad para formar incrustaciones de este pozo.

**Tabla 52. Resultados de la simulación de formación Calcita  $\text{CaCO}_3$  del P-7**

		200 ° F	250 ° F	300 ° F	350 ° F	400 ° F
<b>PRESION (PSI)</b>	700	28,058	49,9598	80,0106	107,5	129,3
	1200	25,7682	46,638	78,0568	112,7	143,6
	1700	23,5485	42,8487	72,9773	108,8	142,5
	2200	21,5049	39,1594	67,0829	101,3	134,3
	2700	19,6561	35,746	61,2829	92,9	123,6

Fuente modificada: Profesionales Nalco

**Tabla 53. Resultados de la simulación de formación Barita  $\text{BaSO}_4$  del P-7**

		200 ° F	250 ° F	300 ° F	350 ° F	400 ° F
<b>PRESION (PSI)</b>	700	9,54421	6,39373	4,49024	3,4	2,7
	1200	9,76453	6,48949	4,4505	3,2	3,6
	1700	9,98267	6,61276	4,4894	3,1	3,4
	2200	10,1867	6,73901	4,5574	3,2	2,3
	2700	10,3711	6,8578	4,63233	3,2	2,4

Fuente modificada: Profesionales Nalco

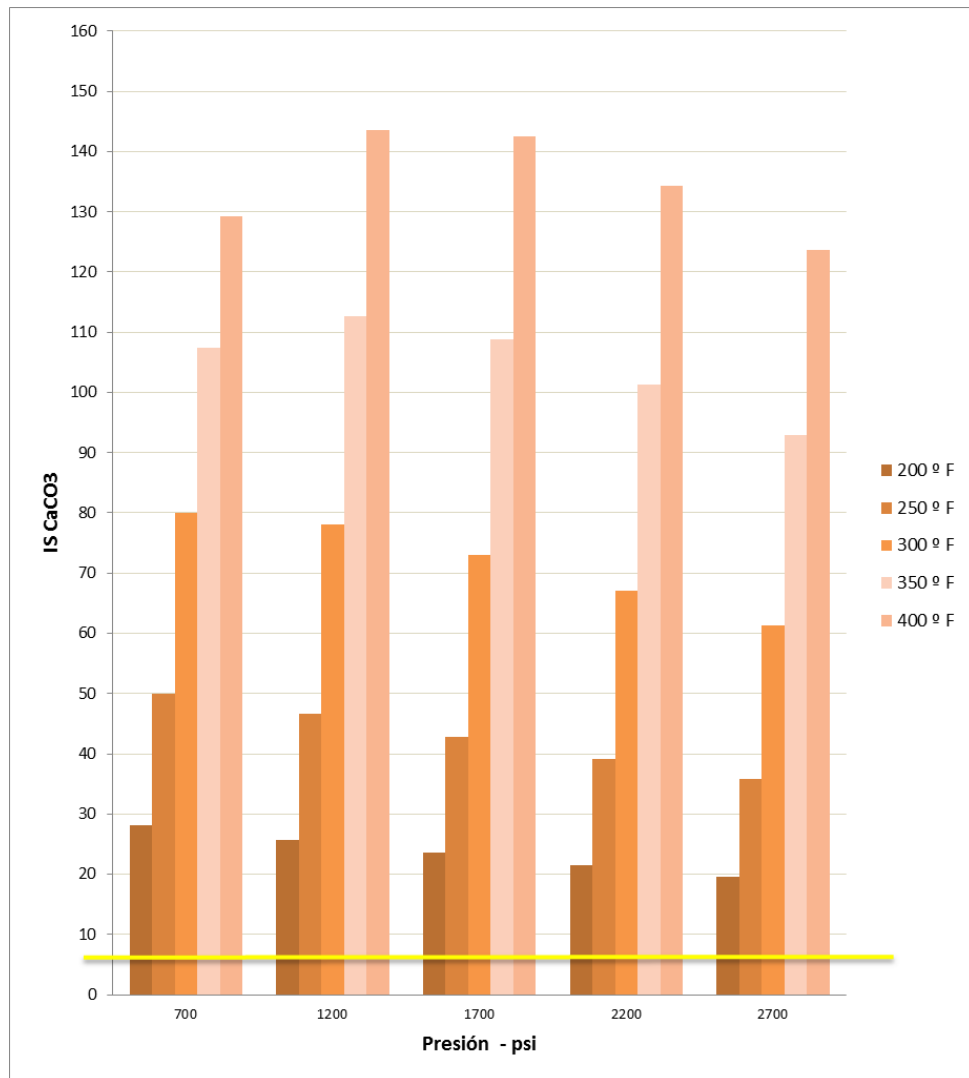
**Tabla 54. Resultados de la simulación de formación de Siderita  $\text{FeCO}_3$  del P-7**

	200 ° F	250 ° F	300 ° F	350 ° F	400 ° F
--	---------	---------	---------	---------	---------

<b>PRESION (PSI)</b>	700	1,63142	2,38625	2,6868	2,2	1,4
	1200	1,54125	2,28018	2,6562	2,3	1,6
	1700	1,44856	2,15308	2,5461	2,3	1,6
	2200	1,35758	2,02164	2,4072	2,2	1,6
	2700	1,26977	1,89203	2,26066	2,1	1,5

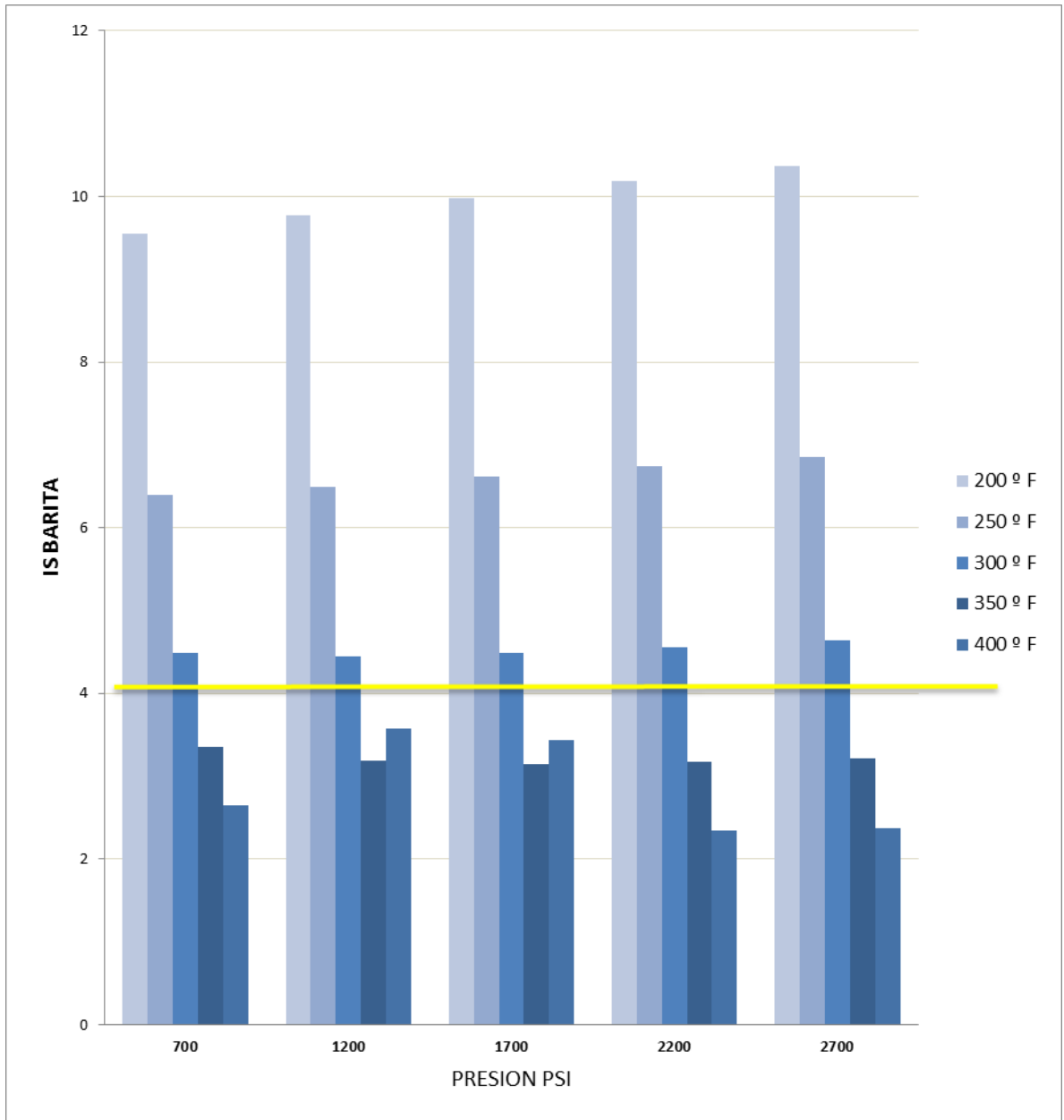
Fuente modificada: Profesionales Nalco

**Gráfica 31. Simulación de la tendencia incrustante para el pozo P-7 de la especie Carbonato de calcio**



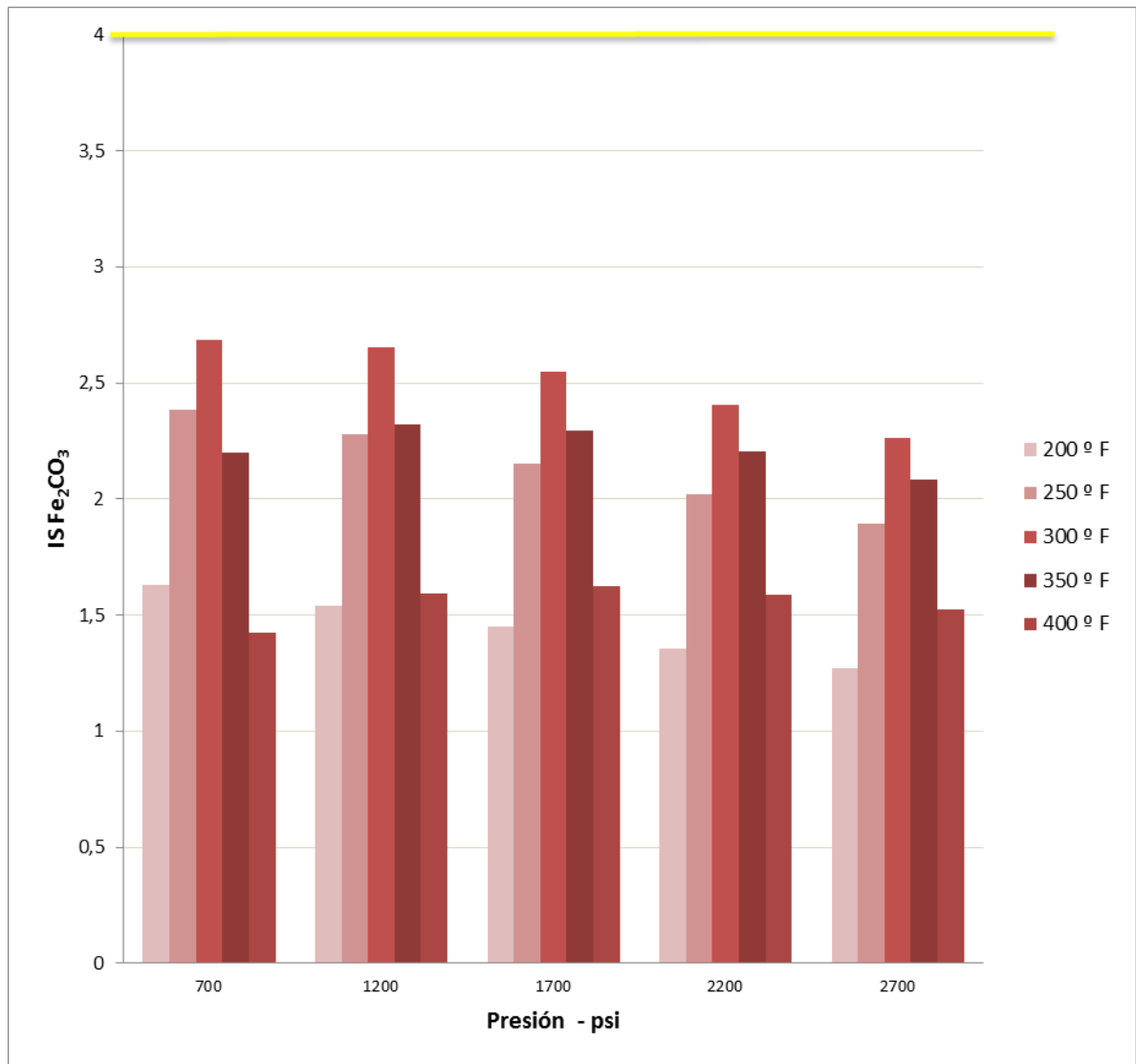
Fuente: Software ScaleChem.

**Gráfica 32. Simulación de la tendencia incrustante para el pozo P-7 de la especie Sulfato de Bario.**



Fuente: Software ScaleChem.

**Gráfica 33. Simulación de la tendencia incrustante para el pozo P-7 de la especie Sulfato de Hierro**



Fuente: Software ScaleChem.

De los resultados obtenidos con la simulación muestra que existe una tendencia alta a generar incrustaciones con Calcita y una tendencia moderada a generar incrustaciones con Barita bajo las condiciones operacionales de la bomba. La especie siderita como muestra la gráfica no genera incrustaciones bajo esas condiciones de trabajo por lo cual no se va a tener en cuenta para este análisis.