

**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONOMICA DE ALTERNATIVAS APLICADAS PARA
LA INHIBICIÓN Y/O REMEDIACIÓN DE INCRUSTACIONES INORGÁNICAS EN
POZOS CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE EN UN CAMPO DEL VALLE MEDIO DEL
MAGDALENA (VMM)**

ADRIANA GÓMEZ HERNÁNDEZ

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

2018

**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONOMICA DE ALTERNATIVAS APLICADAS PARA
LA INHIBICIÓN Y/O REMEDIACIÓN DE INCRUSTACIONES INORGÁNICAS EN
POZOS CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE EN UN CAMPO DEL VALLE MEDIO DEL
MAGDALENA (VMM)**

ADRIANA GÓMEZ HERNÁNDEZ

**Trabajo de grado para optar a el título de Especialista en Producción de
Hidrocarburos**

DIRECTOR

**M.Sc. EDISON ODILIO GARCIA NAVAS
Magister en Ingeniería de Hidrocarburos**

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

2018

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. MARCO TEORICO	16
1.1 GENERALIDADES DE LAS INCRUSTACIONES	16
1.2 ORIGEN DE LAS INCRUSTACIONES	17
1.2.1 Tipos de incrustación	18
1.2.1.1 Incrustaciones comunes	21
1.2.1.2 Índices de Incrustaciones de Carbonato Calcio	23
1.2.1.3 Enfoque tradicional para las solubilidades de incrustación de Sulfato	24
1.2.2 Identificación de las Incrustaciones	25
1.2.3 Formación Incrustaciones	25
1.2.4 Métodos para la remoción de incrustaciones	26
1.2.4.1 Métodos de remoción química	26
1.2.4.2 Método de remoción mecánica	27
1.2.5 Inhibidores de Incrustaciones	30
1.2.5.1 Alternativas para inyección de inhibidores de incrustación	32
1.3 ESTRATEGIAS DE CONTROL DE INCRUSTACIONES APLICADAS	33
1.3.1 Fase 1. Diagnóstico y Evaluación	34
1.3.1.1 Identificación y caracterización del mal actor	34
1.3.1.2 Caracterización de Solidos	35
1.3.1.3 Monitoreo de aguas de producción	35
1.3.1.4 Simulación de Tendencia incrustante	35
1.3.1.5 Evaluación de inhibidores	36
1.3.2 Fase 2. Implementación, monitoreo y optimización	36
2. ANÁLISIS DE POZOS CASO CON COMPORTAMIENTO CARACTERÍSTICO	38

2.1 POZO PROD 1	41
2.2 POZO PROD 2	44
2.3 POZO PROD 3	47
2.4 POZO PROD 4	52
3. REVISIÓN TÉCNICA DE ALTERNATIVAS DISPONIBLES APLICADAS EN CAMPO ESTUDIO	55
3.1 REVISIÓN TÉCNICA POZO PROD 1	56
3.2 REVISIÓN TÉCNICA POZO PROD 2	57
3.3 REVISIÓN TÉCNICA POZO PROD 3	58
3.4 REVISIÓN TÉCNICA POZO PROD 4	59
4. ANALISIS FINANCIERO POZOS CASO	61
4.1 ANÁLISIS FINANCIERO POZO PROD 1	64
4.2 ANÁLISIS FINANCIERO POZO PROD 2	65
4.3 ANÁLISIS FINANCIERO POZO PROD 3	66
4.4 ANÁLISIS FINANCIERO POZO PROD 4	67
5. EVALUACION ECONOMICA	69
6. CONCLUSIONES	73
7. RECOMENDACIONES	74
BIBLIOGRAFÍA	75
ANEXOS	79

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Tipos de Incrustaciones	20
Figura 2. Método Químico	27
Figura 3. Método mecánico convencional.....	28
Figura 4. Método con chorro de fluidos.....	29
Figura 5. Inhibidores Químicos	32
Figura 6. Implementación, Control, Monitoreo y Optimización.....	37
Figura 7. Ruta de Evaluación.....	39
Figura 8. Acumulados Pozos caso de estudio	41
Figura 9. Acumulados Pozo Prod 1	42
Figura 10. Comportamiento de Producción Pozo Prod 1	43
Figura 11. Bomba y Difusores.....	44
Figura 12. Acumulados Pozo Prod 2	45
Figura 13. Comportamiento de Producción Pozo Prod 2.....	46
Figura 14. Bomba y difusor	47
Figura 15. Acumulados Pozo Prod 3	48
Figura 16. Comportamiento de Producción Pozo Prod 3.....	49
Figura 17. Bomba Diagnóstico agosto 2017	50
Figura 18. Acumulados Pozo Prod 4	52
Figura 19. Comportamiento de Producción Pozo Prod 4.....	53
Figura 20. Equipo Diagnóstico marzo 2018	54
Figura 21. Revisión Técnica Prod 1	57
Figura 22. Revisión Técnica Prod 2	58
Figura 23. Revisión Técnica Prod 3	59
Figura 24. Revisión Técnica Prod 4	60
Figura 25. Valor de pérdidas USD	62

Figura 26. Costo Total (USD)..... 64

Figura 27. Análisis Financiero Pozo Prod 1 65

Figura 28. Análisis Financiero Pozo Prod 2 66

Figura 29. Análisis Financiero Pozo Prod 3 67

Figura 30. Análisis Financiero Pozo Prod 4 68

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Datos pozos caso de estudio	40
Tabla 2. Resumen de alternativas	55
Tabla 3. Cálculos de pérdidas de producción por depositación de incrustaciones	61
Tabla 4. Costos Asociados	63

LISTA DE DIAGRAMAS

	Pág.
Diagrama 1. Flujo de caja neto Escenario 1	70
Diagrama 2. Flujo de caja neto Escenario 2	72

LISTA DE ECUACIONES

	Pág.
Ecuación 1. Solubilidad.....	24
Ecuación 2. Valor presente neto	69
Ecuación 3. Valor presente neto Opción 1.....	71
Ecuación 4. Valor presente neto Opción 2.....	72

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Precio Exportación Crudo Colombiano.....	79

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS APLICADAS PARA LA INHIBICIÓN Y/O REMEDIACIÓN DE INCRUSTACIONES INORGÁNICAS EN POZOS CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN UN CAMPO DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM)*

AUTOR: ADRIANA GOMEZ HERNANDEZ**

PALABRAS CLAVES: Incrustaciones inorgánicas, depósitos, solubilidad, bombeo electrosumergible, producción, Saturación, agua de producción, falla, costos.

RESUMEN:

En campos petroleros se tienen incrustaciones asociadas generalmente al agua de producción, dado que el agua es un buen solvente para muchos materiales y puede transportar grandes cantidades de minerales. Los principales tipos de incrustaciones son las de carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario y sulfato de estroncio, entre otras.

La solución de este tipo de problemas le cuesta a la industria cientos de millones de dólares por año en términos de pérdidas de producción, las estrategias de control de incrustación varían de acuerdo a las necesidades técnicas y económicas de los campos en donde se presenta el problema.

El presente trabajo analiza el comportamiento característico asociado a la depositación de inorgánicos en pozos productores con bombeo electrosumergible, recopila la información histórica de evidencias resultado de las incrustaciones, describe las alternativas disponibles aplicadas en el campo de estudio y pozo por pozo se analiza las alternativas técnicas aplicadas, las pérdidas de producción y el análisis financiero de los costos asociados consecuencia del problema.

Por último, se integra una evaluación económica que comprende dos escenarios tipo del campo, donde se evalúa cada uno y se compara en términos de variables económicas, cual es más atractivo financieramente para la compañía.

* trabajo de grado

** Facultad De Ingenierías Físicoquímicas Escuela De Ingeniería De Petróleos Especialización En Producción De Hidrocarburos Director M.Sc. Edison Odilio Garcia Navas

ABSTRACT

TITLE: ECONOMIC AND TECHNICAL EVALUATION OF ALTERNATIVES APPLIED FOR THE INHIBITION AND REMEDIATION OF INORGANIC SCALES IN WELLS WITH ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMPS IN A FIELD OF THE BASIN MAGDALENA MIDDLE VALLEY (VMM) *

AUTHOR: ADRIANA GOMEZ HERNANDEZ**

KEY WORDS: Inorganic scales, deposits, solubility, electrical submersible pumps, production, saturation, water production, failure, costs.

DESCRIPTION:

The scales usually are associated with water production in a petroleum oil field; the water is a solvent for many materials and can transport high quantities of minerals. The main types of scales are calcium carbonate, calcium sulfate, barium sulfate and strontium sulfate, and others.

The solution of this kind of problems costs hundreds of millions of dollars per year in terms of production losses, the strategies of control of scales are according to the technical and economic needs of each fields.

This work analyzed the characteristic behavior associated to the inorganic deposition in producing wells with electrical submersible pumps, it collected the historical information of evidences resulting from scales, it described available alternatives applied in the field of study and it analyzed the technical alternatives applied, the production losses and the financial analysis of the costs associated with the problem.

Finally, this work presented an economic evaluation, and includes two scenarios type of the field, each scenery evaluated and both compared in terms of economic variables, to show which is the more financially attractive for the company.

* trabajo de grado

** Facultad De Ingenierías Físicoquímicas Escuela De Ingeniería De Petróleos Especialización En Producción De Hidrocarburos Director M.Sc. Edison Odilio Garcia Navas

INTRODUCCIÓN

Con el paso del tiempo los campos de petróleo aumentan los desafíos para su manejo y gerenciamiento, la madurez de los campos trae consigo el incremento de producción de agua y la disminución de crudo, lo que lleva a buscar alternativas de manejo y tratamientos nuevos, mejores y más costo – efectivos.

El manejo del agua en yacimiento como en superficie, cada día es más necesario, y un campo sometido a inyección de agua como es el campo del estudio no es la excepción a los problemas asociados.

El agua de formación tiene diferentes iones que lleva en solución y los fluidos del pozo en su viaje desde el yacimiento hacia la superficie pasa a través de restricciones que ocasionan flujo turbulento, cambios de presión y temperatura entre otros, esto causa que la solubilidad del agua disminuya considerablemente a tal punto que ocurra la precipitación de las incrustaciones.

El presente trabajo muestra una forma de manejo del problema de las incrustaciones con su respectiva evaluación económica, el cual servirá como punto de partida para continuar investigando acerca de este gran problema como lo son las depositación de incrustaciones.

1. MARCO TEORICO

Las incrustaciones son compuestos resultantes de la cristalización y precipitación de iones minerales presentes en el agua que está asociada en los yacimientos de petróleo, estos iones tienden a unirse por la continua variación de la condición a que ese sometidos por la depleción de líquidos¹.

1.1 GENERALIDADES DE LAS INCRUSTACIONES²

Las incrustaciones pueden desarrollarse en los poros de la formación en las cercanías del pozo, con lo cual la porosidad y la permeabilidad de la formación se ven reducidas, asimismo, pueden llegar a bloquear el flujo normal cuando se obstruyen los cañoneos o se forma una capa espesa sobre las paredes de las tuberías de producción. Pueden además cubrir y deteriorar los equipos de completamiento, como las válvulas de seguridad y los mandriles del sistema de levantamiento artificial por gas.

Debemos considerar, además, que los costos pueden ser enormes: la solución de este tipo de problemas le cuesta a la industria cientos de millones de dólares por año en términos de pérdidas de producción. Hasta no hace mucho tiempo, los métodos de tratamiento eran limitados y poco efectivos. Cuando se forman las incrustaciones se necesita utilizar una técnica de eliminación rápida y efectiva. Los sistemas de remoción comprenden métodos químicos y mecánicos, cuya elección depende de la ubicación de los sedimentos y de sus propiedades físicas.

¹ VALENCIA, F.A y TARACHE, E. Inhibición de incrustaciones en dos campos petroleros. Tesis de grado Universidad América, 1992

² CRABTREE, M., ESLINGER, D., FLETCHER, P., MILLER, M., JOHNSON, A., & KING, G. La lucha contra las incrustaciones—Remoción y la prevención. Oilfield Review, 11, 1999 30-49.

Algunas incrustaciones minerales, como el carbonato de calcio (CaCO_3), se pueden disolver con ácidos, mientras que en otros casos este sistema no funciona. Muchas veces se forma una película cerosa de hidrocarburos que protege a las incrustaciones de la acción de los disolventes químicos. Puede ocurrir también que se acumulen capas de incrustaciones sólidas impermeables que revisten las tuberías de producción y a veces las bloquean por completo, con lo cual resulta más difícil quitarlas. En este caso, por lo general se utilizan técnicas mecánicas o tratamientos químicos para penetrar la capa incrustada. A pesar de ello, con frecuencia se forman incrustaciones duras, como el sulfato de bario (BaSO_4), que son sumamente resistentes, tanto a los agentes químicos como mecánicos.

Antes de que se produjeran los últimos avances en la tecnología de eliminación de las incrustaciones minerales, los operadores que se encontraban con este tipo de problemas muchas veces se veían obligados a suspender la producción, movilizar taladros de completamiento para extraer la tubería dañada del pozo y hacer la limpieza en la superficie, o bien reemplazarla tubería directamente.

1.2 ORIGEN DE LAS INCRUSTACIONES³

En las incrustaciones minerales que se producen en los campos petroleros, el agua juega un papel fundamental, dado que el problema se presenta solo cuando existe producción de agua. El agua es un buen solvente para muchos materiales y puede transportar grandes cantidades de minerales.

Todas las aguas naturales disuelven distintos componentes cuando contactan fases minerales en su estado natural. Esto da lugar a fluidos complejos, ricos en iones, algunos de los cuales se encuentran en su límite de saturación para ciertas fases

³ VALENCIA, F.A y TARACHE, E. Inhibición de incrustaciones en dos campos petroleros. Tesis de grado Universidad América, 1992

minerales. El agua de mar tiende a ser rica en iones, que son un subproducto de la vida marina y la evaporación del agua. El agua del suelo y el agua del ambiente cercano a la superficie, por lo general, es más diluida y su composición química es diferente con respecto al agua de zonas profundas del subsuelo asociada con acumulaciones de gas y petróleo.

La formación de las incrustaciones comienza cuando se perturba el estado de cualquier fluido natural de forma tal que se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes. Las solubilidades de los minerales en sí mismas tienen una complicada dependencia respecto de la temperatura y la presión. Por lo general, un incremento de la temperatura provoca el aumento de la solubilidad de un mineral en el agua: más iones se disuelven a temperaturas más elevadas. 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 y son muy difíciles de remover.

1.2.1 Tipos de incrustación⁴ La solubilidad se define como la cantidad limitada de un soluto que se puede disolver en un disolvente bajo un conjunto de condiciones físicas determinadas. Las especies químicas que nos competen están presentes en una solución acuosa como iones. Ciertas combinaciones de estos iones son compuestos que tienen muy poca solubilidad en agua. El agua tiene una capacidad limitada para mantener estos compuestos en solución, y una vez se excede esta capacidad, o solubilidad, los compuestos se precipitan de la solución como sólido. Por lo tanto, las precipitaciones de los materiales sólidos pueden formar un óxido pueden ocurrir si cumple ambas de las siguientes condiciones:

1. El agua contiene iones que son capaces de formar compuestos de solubilidad limitada.

⁴ PATTOM, Charles: "Oilfield Water System," Cambell Petroleum Series, Oklahoma, 1977

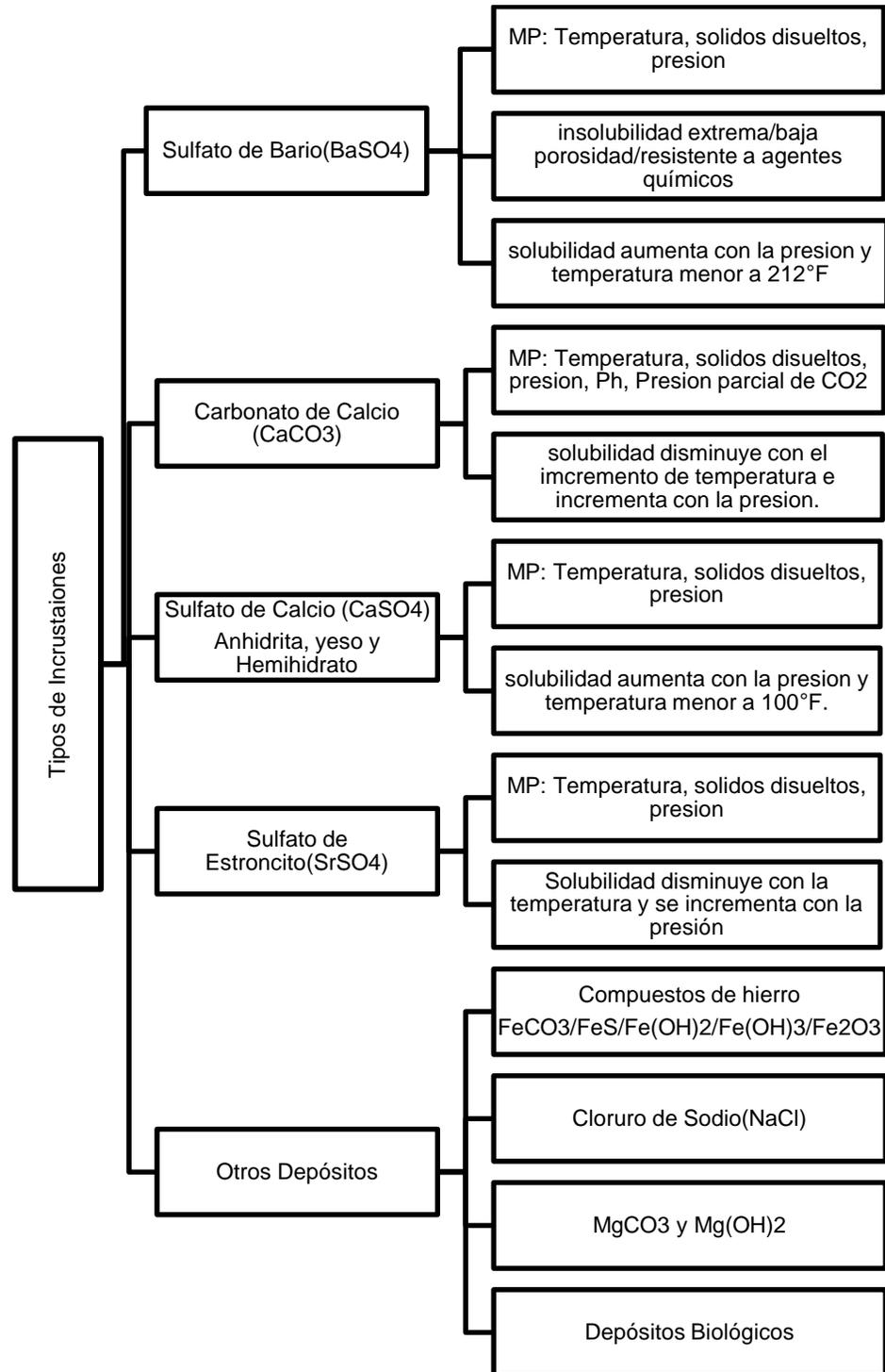
2. Hay un cambio en las condiciones físicas o composición del agua que disminuye la solubilidad bajo las concentraciones presentes.

Los sólidos precipitados pueden estar en suspensión en el agua, o pueden formar un óxido coherente sobre una superficie como en una pared de tuberías. El atascamiento que se forma pueden ocurrir por la filtración de las partículas suspendidas del agua. O, un óxido de sólidos puede formarse sobre una superficie en formación. Cualquiera de las dos es indeseable. La dificultad para su eliminación varía con el tipo de atascamiento que haya ocurrido.

Los minerales encontrados en las incrustaciones en diversos campos petroleros son principalmente (ver figura 1) el carbonato de calcio (CaCO_3), sulfato de calcio (CaSO_4) y sulfato de bario (BaSO_4) y con menor frecuencia el sulfato de estroncio (SrSO_4), carbonato de estroncio (SrCO_3), carbonato de bario (BaCO_3), carbonato de magnesio (MgCO_3), carbonato de hierro (FeCO_3), sulfato ferroso y óxido de hierro. Siendo los últimos tres compuestos producto de la corrosión y no provienen de cambios originados por el desequilibrio del sistema, sino del medio ambiente corrosivo. Puede decirse también, que las incrustaciones no se encuentran en un estado puro, sino en una mezcla de compuestos inorgánicos y orgánicos como aceite, parafinas y asfáltenos⁵.

⁵ VALLEJO, M.L. Predicción y control de incrustaciones minerales en pozos petroleros. Tesis de grado Instituto Politécnico Nacional, México, D.F, 2011.

Figura 1. Tipos de Incrustaciones



1.2.1.1 Incrustaciones comunes⁶

I. Carbonato de calcio (CaCO_3): los óxidos de carbonato de calcio se pueden formar por la combinación de ion calcio con iones de carbonato o bicarbonato. La presencia de CO_2 aumenta la solubilidad el carbonato de calcio en el agua, y el p H del agua. Sin embargo, no es de importancia lo que causa la acidez o la alcalinidad del agua. Cuanto más alto el p H, es más probable que ocurra una precipitación.

La presión alta aumenta la presión parcial del CO_2 y aumenta la solubilidad del Carbonato. Al contrario de el comportamiento de la mayoría de los materiales el carbonato de calcio se convierte en menos soluble cuando aumenta la temperatura, cuando más caliente se pone al agua, más probabilidades hay que se forme la escama CaCO_3 . Adicionalmente la solubilidad del carbonato de calcio sube cuando aumenta el contenido de sal del agua.

II. Sulfato de Calcio (CaSO_4): la mayoría de los depósitos del sulfato de calcio que se encuentran en los pozos petroleros son de yeso. La solubilidad del yeso en el agua pura aumenta con la temperatura hasta cerca de los 100°F , luego desciende con la temperatura. El yeso se considera más soluble que el Carbonato de Calcio. La presencia de sales disueltas aumenta la solubilidad del yeso o la anhidrita justo como lo hace para el Carbonato de Calcio. La presión alta aumenta la solubilidad de todas las formas del sulfato de calcio.

III. Sulfato de Bario (BaSO_4): el sulfato de bario es el menos soluble de los óxidos que hemos enunciado anteriormente. La solubilidad del sulfato de bario aumenta con la temperatura hasta los 212°F , arriba de esta temperatura disminuye. Por el aumento en a solubilidad por sobre las escalas normales de temperatura, el

⁶ PATTOM, Charles: "Oilfield Water System," Cambell Petroleum Series, Oklahoma, 1977

sulfato de bario generalmente no presenta problemas de oxidación en el fondo de un pozo inyector, si este no presenta niveles de oxidación en condiciones de superficie. Es un problema más comúnmente encontrado en pozos de producción o en pozos de suministro de agua. Las bajas de presión son una de las principales causas del depósito del óxido de sulfato de bario en sistemas de producción. Además, bajas de presión a través de obturadores y las válvulas inducen turbulencia en el agua que ayuda a superar efectos de sobresaturación, así como también ayuda a iniciar la precipitación.

IV.Sulfato de Estroncio(SrSO_4): el sulfato de estroncio es considerablemente más soluble que el sulfato de bario, con una solubilidad de 129 mg/l en agua pura a una temperatura de 77°F. la solubilidad del sulfato de estroncio disminuye con la temperatura y aumenta con la presión en salmueras con NaCl.

V.Compuestos de Hierro: los iones de hierro presentes en agua pueden estar presentes naturalmente en el agua o como resultado de la corrosión. Las aguas de formación normalmente contienen solo un poco de mg/L de hierro natural. Los resultados más altos son invariablemente el resultado de corrosión. Los compuestos de hierro precipitados son una causa común de la formación de depósitos y atascamientos de pozos de inyección, así como también el de ser indicador de problemas graves de corrosión.

VI.Depósitos de Sílice: los depósitos de sílice no son muy comunes en agua de producción o en proyectos de inyección de agua, estos pueden ser graves en calderas y generadores de vapor, y son algunas veces un problema en agua de refrigeración.

Se cree que el sílice aparece en el estado coloidal como SiO_2 , o se puede combinar con iones de magnesio, sodio, o aluminio para formar óxidos de silicato.

Por la complejidad de su comportamiento, es difícil predecir las condiciones bajo las cuales el sílice puede mantenerse en solución.

1.2.1.2 Índices de Incrustaciones de Carbonato Calcio⁷ El Índice de Saturación es una medida del grado de sobresaturación y la fuerza de conducción disponible para causar la precipitación del CaCO_3 . Cuando más grande sea el índice de saturación, más gran será la probabilidad que la oxidación ocurra, pero no predice la cantidad de óxido que se precipitará.

- I. Índice de saturación de Langelier: este conocido índice fue desarrollado para predecir si el agua fresca saturada con oxígeno disuelto formaría una incrustación de carbonato cálcico o sería corrosivo. Si el índice de saturación es mayor a cero, indica la precipitación de CaCO_3 . Un valor negativo indica que el agua es corrosiva si el oxígeno disuelto está presente. Este índice indica la tendencia del agua para precipitar, pero no indica la cantidad de sedimentos.
- II. Índice de estabilidad de Ryznar: Ryznar: desarrolló una ecuación empírica para calcular el índice de estabilidad del agua fresca a presión atmosférica. Este índice no solo indica la tendencia del agua a precipitar carbonato calcio (o ser corrosiva si está saturada con oxígeno), también proporciona una estimación semi-cuantitativa de la cantidad de incrustación que se formara o la gravedad de la corrosión. Los valores de índice de estabilidad de Ryznar siempre son positivos, si el índice es menor a 6.5 indica la formación de incrustación de CaCO_3 . Cuando más bajo el índice, más grande será la cantidad de incrustación que se indique. Cuando el índice es mayor a 6.5 indica corrosión si hay oxígeno disuelto, cuando más alto sea el índice, más severa será la corrosión.

⁷ PATTOM, Charles: "Oilfield Water System," Cambell Petroleum Series, Oklahoma, 1977

III. Método de Stiff y Davis: Stiff y Davis extendieron empíricamente el método de Langelier para emplearlo en las salmueras de los campos petroleros. Para calcularlo debemos saber la temperatura, el PH, y las concentraciones de HCO_3 y CO_3 . Además, un análisis completo del agua es necesario para permitir los cálculos de la fuerza iónica.

IV. Método de Oddo y Tomson: las ecuaciones desarrolladas por Oddo y Tomson permiten el cálculo del índice de saturación y considera los efectos de la presión total, así como también las presiones parciales variables de CO_2 . Su significado es análogo a al índice que calcularon Stiff y Davis.

1.2.1.3 Enfoque tradicional para las solubilidades de incrustación de Sulfato⁸

Los valores de solubilidad de CaSO_4 , BaSO_4 o SrSO_4 pueden calcularse utilizando la siguiente ecuación, al proporcionar los valores del producto de solubilidad, K_c , conocido para cada compuesto:

Ecuación 1. Solubilidad

$$\text{Solubilidad (meq/L)} = 1000[\sqrt{X^2 + 4K_c} - X]$$

Fuente: Pattom, Charles: "Oilfield Water System," Cambell Petroleum Series, Oklahoma, 1977

La solubilidad máxima de una sal meramente soluble se obtiene cuando las concentraciones de los cationes y los aniones son iguales.

⁸ PATTOM, Charles: "Oilfield Water System," Cambell Petroleum Series, Oklahoma, 1977

La concentración real de CaSO_4 en una solución es igual a las concentraciones más pequeñas de Ca o SO_4 (meq/litro) en el agua de interés, ya que la concentración más pequeña controla la cantidad de sulfato que se pueda formar.

Esto puede ser utilizado para calcular la solubilidad de cualquier sal bivalente como por ejemplo el CaSO_4 , BaSO_4 o SrSO_4 .

Para el BaSO_4 se tiene que posee una solubilidad limitada, la aparición de los iones de Ba^{++} y el SO_4 en cualquier agua indica un riesgo de formación de incrustación.

1.2.2 Identificación de las Incrustaciones La identificación de las incrustaciones en un sistema integral de producción o inyección de fluidos, comprende aquellos sitios en donde ocurren cambios ambientales que alteran el equilibrio. Estos cambios abarcan, las condiciones termodinámicas, cinéticas e hidrodinámicas existentes en todos y cada uno de los diferentes puntos del sistema de flujo.

1.2.3 Formación Incrustaciones 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 del este problema. Los principales factores que afectan la capacidad de incrustarse o depositarse un mineral disuelto en el agua son: la concentración iónica, la presión, la temperatura, el PH, mezcla de agua flujo turbulento y autosedimentación⁹.

Las incrustaciones se desarrollan a partir de una solución. El primer desarrollo dentro de un fluido saturado es la formación de grupo de átomos inestables, proceso denominado nucleación homogénea. Los grupos de átomos forman pequeños cristales (semillero de cristales) provocados por fluctuaciones locales en el equilibrio

⁹ GARCÍA R. y SÁNCHEZ Y. Metodología para identificar pozos con tendencias a generar incrustaciones en el campo Castilla que permita predecir el índice de falla el sistema de levantamiento artificial Bombeo Electrosumergible, Trabajo de Grado Ingeniería de petróleos, Universidad Industrial de Santander, 2015

de la concentración de iones en las soluciones sobresaturadas. A continuación, los cristales crecen por adsorción de iones sobre las imperfecciones de las superficies de los cristales, con lo cual aumenta el tamaño del cristal. La energía necesaria para que el cristal crezca proviene de una reducción de la energía libre superficial del cristal. El crecimiento de cristales también tiende a iniciarse sobre una superficie preexistente de límite de fluidos, proceso denominado nucleación heterogénea. Los sitios en que se produce la nucleación heterogénea incluyen los defectos de las superficies.¹⁰

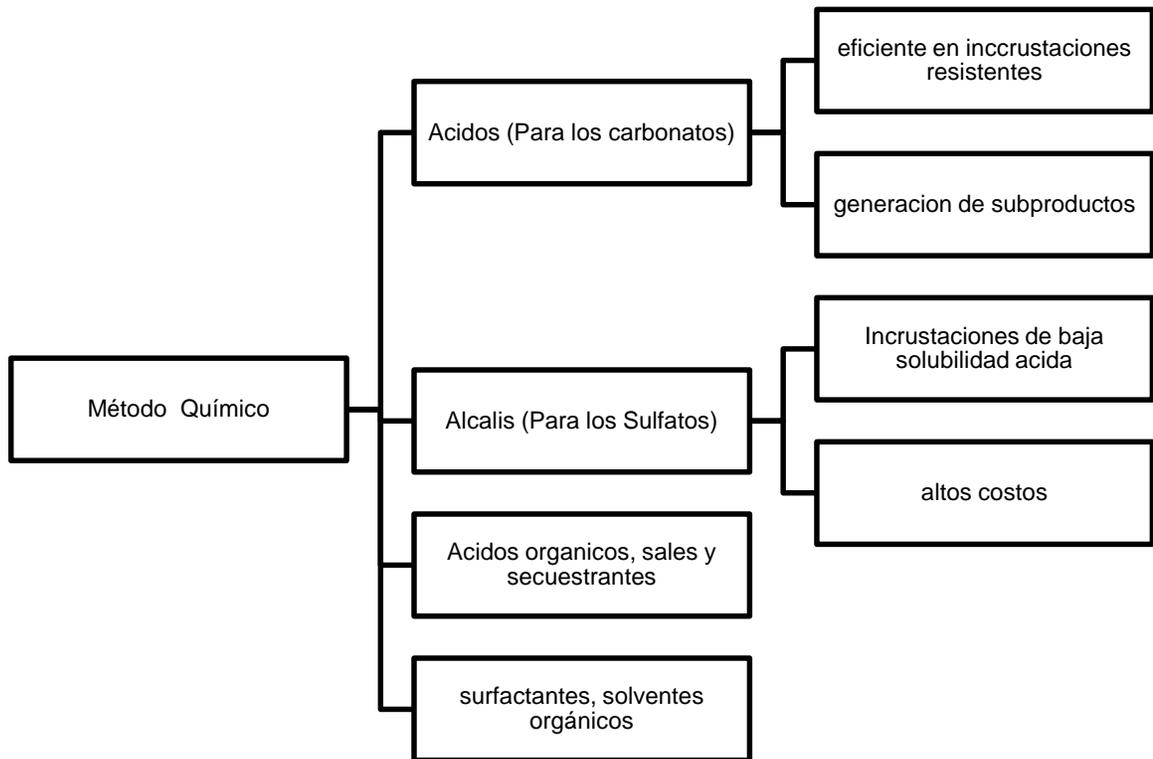
1.2.4 Métodos para la remoción de incrustaciones Las incrustaciones en la industria del petróleo pueden ser removidos por métodos mecánicos y químicos. La selección del método depende principalmente de las siguientes características propias de la incrustación a ser removida: adherencia, cantidad, espesor, textura y composición física; adicional debe cumplir otras condiciones como son: cuidar la integridad mecánica del pozo, tuberías, y ambiente de la formación, efectividad en prevención en futuras incrustaciones y rapidez para aplicación. Los métodos pueden ser usados por separado o juntos para dar una mayor eficiencia al trabajo.

1.2.4.1 Métodos de remoción química Es frecuente que la primera alternativa que sea seleccionada para usar en el tratamiento de incrustaciones, sean los métodos de remoción química, la remoción de incrustaciones con esta técnica es por lo general más económica, y se hacen la mejor opción cuando el acceso a las incrustaciones es limitado y los métodos mecánicos resultan poco efectivos.

Muchas veces es necesario después de usar métodos Químicos (figura 2), el uso de tratamientos para inhibir la corrosión en las tuberías, dadas las reacciones que se pudieron originar en la interacción de los químicos y el acero de la tubería.

¹⁰ CRABTREE, M., ESLINGER, D., FLETCHER, P., MILLER, M., Johnson, A., & King, G. La lucha contra las incrustaciones—Remoción y la prevención. Oilfield Review, 11 1999, 30-49

Figura 2. Método Químico



1.2.4.2 Método de remoción mecánica Los métodos de remoción mecánica en muchas ocasiones son la alternativa más eficiente para la eliminación de incrustaciones de minerales. Ver figura 3 y figura 4.

Figura 3. Método mecánico convencional

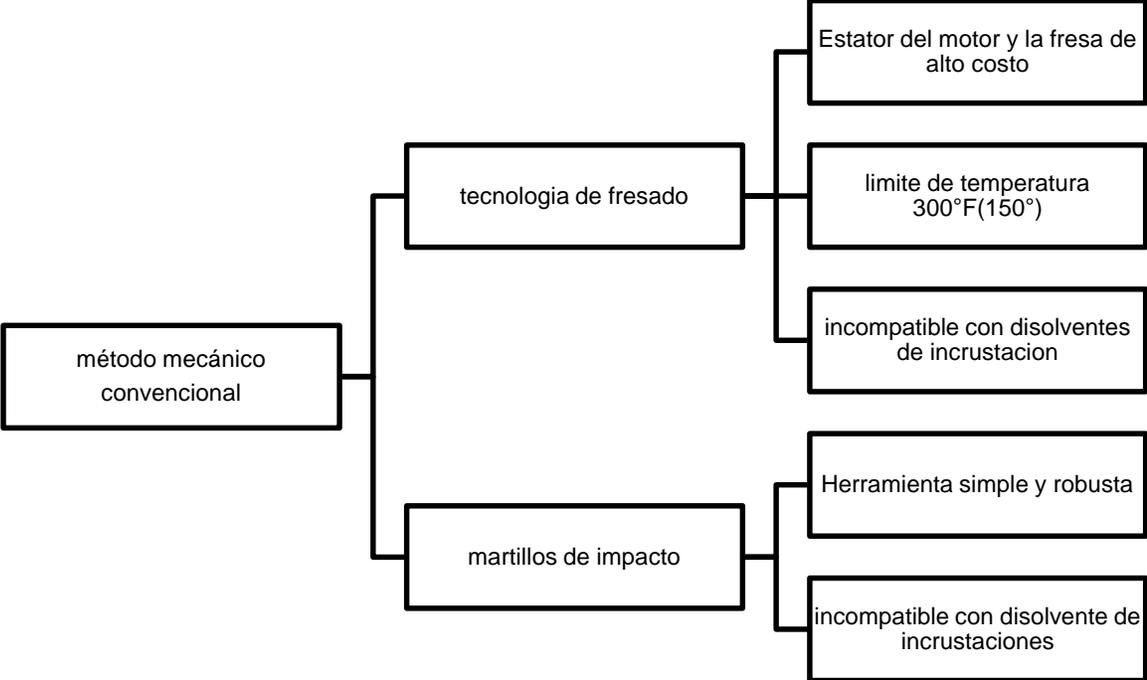
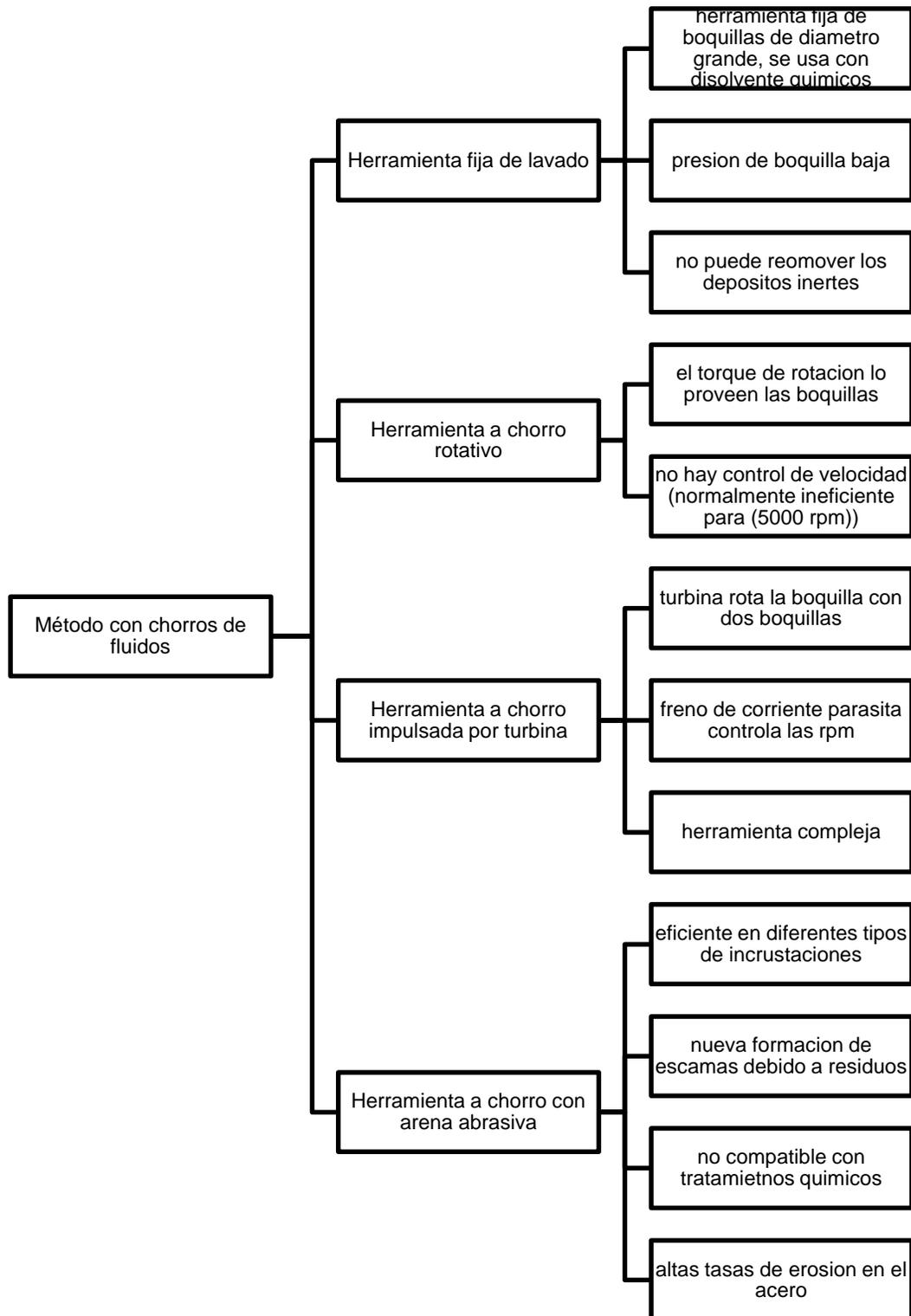


Figura 4. Método con chorro de fluidos



1.2.5 Inhibidores de Incrustaciones¹¹ Con el fin de prevenir problemas en los pozos y ahorrarnos los altos costos que pueden alcanzar los tratamientos de remediación, se tienen los tratamientos de inhibición los cuales pueden mantener la productividad de los pozos.

Los inhibidores son sustancias químicas que previenen la formación de incrustaciones a través de cantidades mínimas de inhibidor (20-200 ppm) . Ver Figura 5

Los inhibidores actúan de acuerdo a uno o más de los siguientes mecanismos de interferencia con el crecimiento del cristal:

1. Cambiando las condiciones de PH
2. Previniendo la nucleación, esto es impidiendo la formación de los cristales a partir de sus primeras semillas mediante una acción quelante o secuestrante sobre los cationes, lo que permite mantener a los iones en solución y evita su precipitación.
3. Dispersando cristales insipientes o cluster de cristales.
4. Evitan el crecimiento de los cristales cuando los mismos 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 ordenado lo que limita su tamaño, la velocidad de crecimiento o cristalinidad (ordenamiento) de su estructura. Los cristales pequeños o amorfos tienen poca o ninguna adherencia y se dispersan con menor dificultad.
5. Evitan que se adhieran nuevos cristales a depósitos incrustantes ya formados.

Para que el tratamiento de inhibición sea efectivo el inhibidor debe aplicarse antes (corriente arriba) del punto donde se presentan las condiciones de precipitación o depositación de los cristales y de manera continua.

¹¹ PAVOL K. H., DWIGHT E. E. Scale and/or corrosion inhibiting composition. 2001

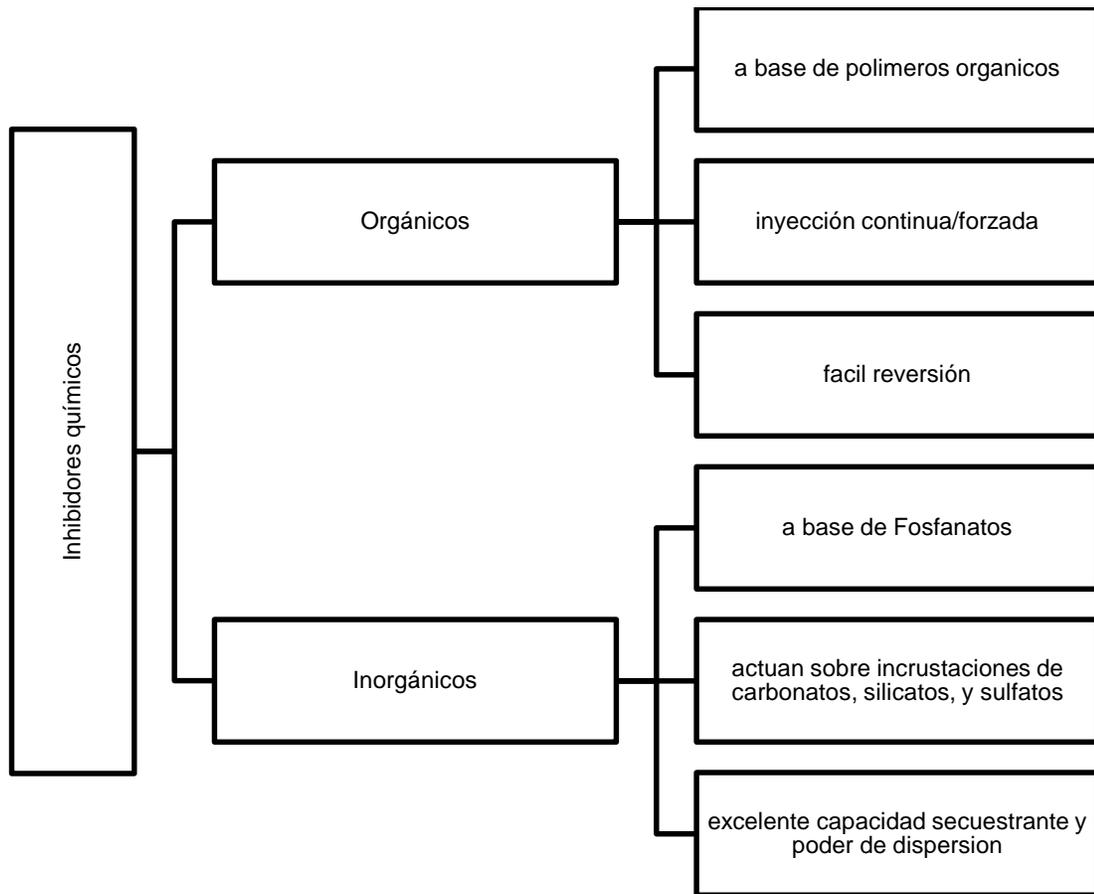
La mayoría de los inhibidores de incrustación, usan la alteración de la morfología del cristal como mecanismo de inhibición, lo que se conoce como el efecto de entrada (threshold effect). Los secuestrantes o agentes quelantes tales como el ácido ethylenediaminetetra-acetic (EDTA) y el ácido nitrolotriacético (NTA) no utilizan el mecanismo anterior.

Los polímeros a base de fosfonato actúan en la primera etapa de precipitación, cuando muchos cristales diminutos se precipitan los iones fosfonatos cubren estos diminutos cristales antes de que puedan agruparse y crecer. Este mecanismo es conocido como la adsorción del fosfonato sobre la incrustación. De esta forma una gran masa de incrustación puede ser tratada con poca cantidad de polisfosfonato. Pero también se debe tenerse en cuenta que muchos inhibidores pueden adsorberse sobre los sólidos suspendidos en el agua (productos de corrosión, arenas y arcillas) provocando esto que se deban emplear dosis mayores de inhibidor para compensar estas pérdidas por adsorción de manera que puedan cumplir su función de adsorción sobre el núcleo de incrustación¹².

La vida útil de un tratamiento con inhibidores es alrededor de un año, esta durabilidad está en función de factores como la adsorción de la formación, las reacciones químicas, la temperatura, y el PH.

¹² TOMSON M, Mechanisms of mineral scale inhibition, Paper SPE 74656. 32_ A. K. Al Mulhim, M.D Wingrove, M.A, Sarbar, and Dhahran, 1999, Effectiveness. Of scale inhibitor squeezes in the mitigation, Paper SPE 56642 2002

Figura 5. Inhibidores Químicos



Adicional a los inhibidores químicos, la industria del petróleo ha venido desarrollando avances de inhibición de incrustaciones por medios de tecnología magnética, electrostática y catalítica, los cuales no serán objeto de estudio en el presente trabajo de monografía.

1.2.5.1 Alternativas para inyección de inhibidores de incrustación Existen diferentes alternativas para inyección de tratamientos químico para inhibidores en pozos productores son variados y dependen del sistema de levantamiento artificial utilizado, el completamiento, la naturaleza del problema y la severidad.

- a. Inyección por anular con bomba tipo Palanca o bomba Tipo eléctrica: esta forma de inyección de química continua por anular es una de las más usadas dado que no requiere intervención de equipo de subsuelo para instalarse, la inyección con estas es manera continua, y dependiendo del tipo de bomba seleccionada demanda los costos de instalación y energía para accionarse.
- b. Inyección en fondo con encapsulados: los químicos encapsulados son otras de las alternativas de bajo costo, son una buena alternativa para tener inyección continua desde el inicio de vida productiva del pozo. Un encapsulado puede tener una vida útil de hasta 1 año y para su instalación requieren intervención con equipo de subsuelo.
- c. Inyección por capilar con bomba eléctrica: requiere intervención a pozo para la instalación del capilar a fondo de pozo, estas intervenciones requieren gran precaución para no colapsar el capilar. Como ventaja tiene que la inyección de química es continua y es de alta protección en fondo. Solo Aplica para Bombeo Electro sumergible.
- d. Inyección tipo Bache: No requiere intervención de pozo, se puede considerar de fácil implementación, dado que las unidades de bacheo son facilidades portátiles, no requieren mantenimiento, se puede implementar como rutina según estado mecánico y criticidad del pozo. Es recomendado para tratamiento en pozos poco profundos.

1.3 ESTRATEGIAS DE CONTROL DE INCRUSTACIONES APLICADAS

La implementación de estrategias para controlar y mitigar los daños ocasionados en los sistemas de producción y distribución, requieren un monitoreo previo, el cual permite conocer las condiciones del fluido, y llevar un registro histórico para evaluar

la integridad de los componentes de estos sistemas, generado confiabilidad en las operaciones y ahorro a largo plazo.

Las estrategias de control de incrustación varían de acuerdo a las necesidades técnicas y económicas de los campos en donde se presenta el problema.

En general los campos petroleros desarrollan estrategias aplicas específicas que les permitan identificar, mitigar, controlar y prevenir los problemas de las incrustaciones.

1.3.1 Fase 1. Diagnóstico y Evaluación La primera etapa dentro de las estrategias de control de incrustaciones está enfocada principalmente en la identificación del problema, este es un diagnóstico indispensable para conocer el origen y las características de lo que tenemos y debemos controlar.

1.3.1.1 Identificación y caracterización del mal actor En preciso para cualquier programa de remediación identificar los puntos más débiles y posibles focos de depósitos de minerales.

La presencia de incrustaciones se encuentra distribuida por todo el sistema de producción, desde el yacimiento hasta todos los equipos de superficie.

Las incrustaciones aumentan los costos de producción, dentro de las tuberías de producción por lo general generan bloqueos que se representan con aumentos de presión que dificultan el flujo de los fluidos.

Dentro de los equipos de superficie y subsuelo normalmente las incrustaciones provocan pérdidas de eficiencia operativas.

1.3.1.2 Caracterización de Sólidos Se recogen muestras de los puntos seleccionados como focos de formación, se envían a laboratorios para análisis cualitativos, y estudios DRX (Difracción de Rayos X) con el fin de determinar compuestos y elementos presentes en la muestra.

El análisis de este tipo de muestras requiere primero de una limpieza con química con un disolvente orgánico con el fin de separar el material orgánico, para posteriormente caracterizar por separado las fases soluble e insoluble en ácido.

1.3.1.3 Monitoreo de aguas de producción La caracterización fisicoquímica de los fluidos de formación de un campo es necesaria, para establecer la línea base de salinidad de las formaciones y para el diagnóstico confiable de potenciales daños en los pozos y en las facilidades por formación de escamas o por acción corrosiva.

Un buen diagnóstico es clave para diseñar estrategias de mejoramiento en la producción y/o en el tratamiento de fluidos en superficie. Los análisis cuantitativos del agua de producción tienen el propósito de monitorear los cationes (Sodio, Calcio, Magnesio, Hierro, Bario, Estroncio) y aniones (Cloruro, Sulfato, Bicarbonato, Carbonato) presentes, las propiedades más comúnmente medidas son: PH, población bacteriana, sólidos en suspensión, turbidez, oxígeno, dióxido de carbono disuelto, sulfuros, temperatura, entre otros.

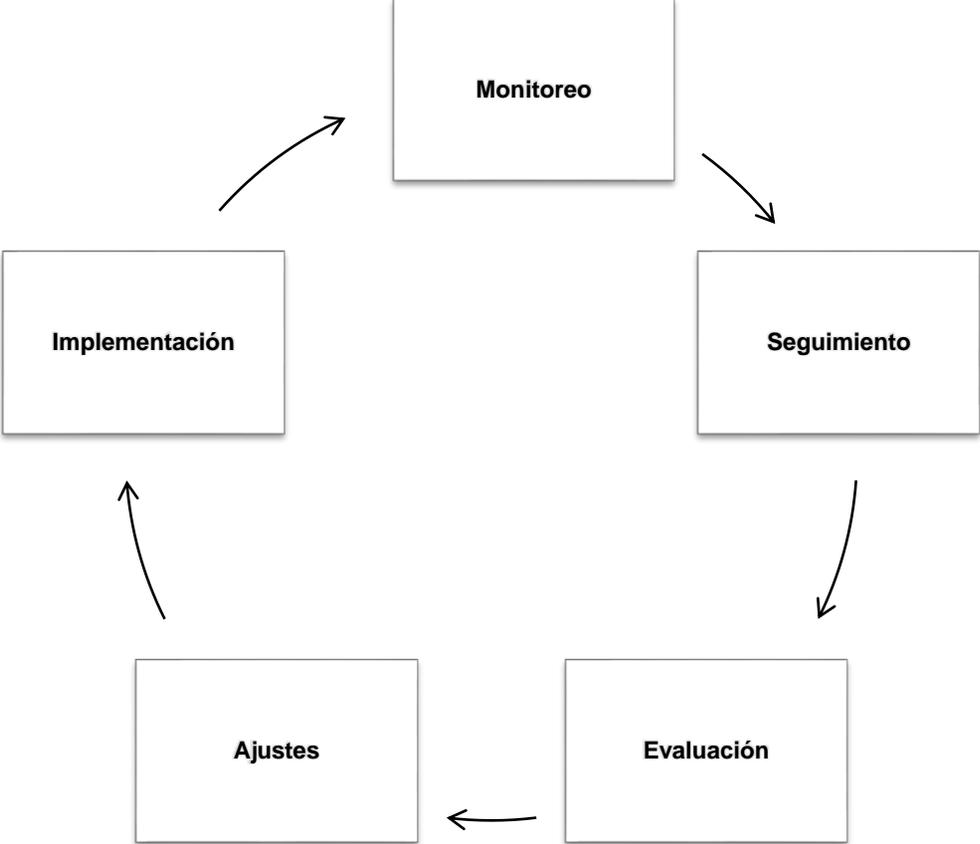
1.3.1.4 Simulación de Tendencia incrustante La simulación de tendencias incrustante lo que busca es identificar las especies incrustantes mediante métodos predictivos que proveen aproximaciones de la tendencia de formación de las incrustaciones. Para un agua determinada, la tendencia de formar incrustaciones se puede predecir de cálculos que involucran dureza del agua, alcalinidad total, sólidos disueltos, ph, temperatura. El índice de estabilidad es una aproximación para conocer si el agua es incrustante o corrosiva. Los indicadores comúnmente usados son el índice de saturación de Langelier (LSI), el índice de estabilidad de

Ryznar(RSI), Índice de incrustación de Puckorius(PSI), y el índice de saturación de Stiff Davis.

1.3.1.5 Evaluación de inhibidores Luego de tener la caracterización de las incrustaciones se debe evaluar las opciones que se tiene para mitigarlas, controlarlas y prevenirlas, se hace necesario mediante el apoyo de laboratorios especializados la caracterización básica, la evaluación de compatibilidad de fluido – fluido y fluido -roca, concentraciones mínimas de aplicación, pruebas de estabilidad y eficiencia dinámica, para cada uno de los inhibidores disponibles. Es de suma importancia también probar la compatibilidad del inhibidor seleccionado con nuestros agentes naturales propios del campo, como se deben probar las bondades del inhibidor también se debe medir el efecto negativo que estos puedan causar.

1.3.2 Fase 2. Implementación, monitoreo y optimización La segunda fase considera el manejo de lo identificado en la fase 1, esta fase se desarrolla en campo y debe contar con planes sistemáticos, que incluyan planes de monitoreo, seguimiento, evaluación y ajuste que mejoren o eliminen la formación de las incrustaciones. Ver figura 6

Figura 6. Implementación, Control, Monitoreo y Optimización

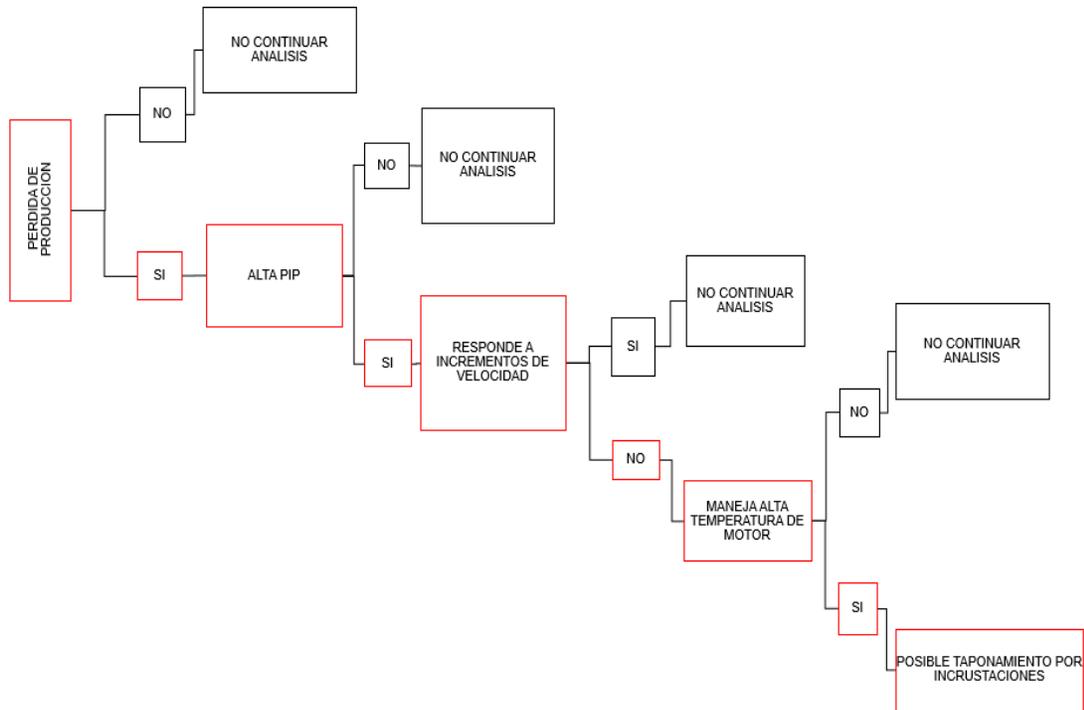


2. ANÁLISIS DE POZOS CASO CON COMPORTAMIENTO CARACTERÍSTICO

El campo objetivo del presente estudio tiene una previa caracterización de agua de producción, en las cuales se concluyó que los pozos presentan carácter incrustante según el método de Langelier. Los minerales que tienden a formarse son: Calcita, Siderita, Barita y Carbonatos de estroncio. La formación en mayor o menor proporción de estos, en condiciones de fondo y superficie dependen de las propiedades fisicoquímicas del agua de formación de cada pozo. Como antecedentes se trabajó con la información recolectada de otros pozos alrededor que se encuentran con fallas con las mismas características y se tuvieron hallazgos de incrustaciones inorgánicas en la inspección de los equipos en las etapas de la bomba, de los cuales se logró catalogar el carbonato de calcio y sulfato de bario.

Los parámetros de selección de los pozos se basaron en el análisis de pruebas de producción por pozo (pérdidas de producción), análisis de la presión de cabeza entre diferentes pruebas de producción, chequeo de cartas de amperaje (sobrecargas y picos), incremento progresivo de presión en la bomba (pip), incremento gradual de la temperatura del motor, pozos que no responden a incrementos de velocidad. En la Figura 7 se ilustra la ruta de evaluación para la identificación de un pozo con comportamiento característico.

Figura 7. Ruta de Evaluación



En la tabla 1 se resumen las características de los pozos los cuales presentan presencia de incrustaciones en el sistema de levantamiento artificial de bombeo electro sumergible, se realizó un recuento histórico de los trabajos realizados en cada uno de ellos, teniendo en cuenta formación productora, run life, producción, y evidencias de fallas Ver figura 8

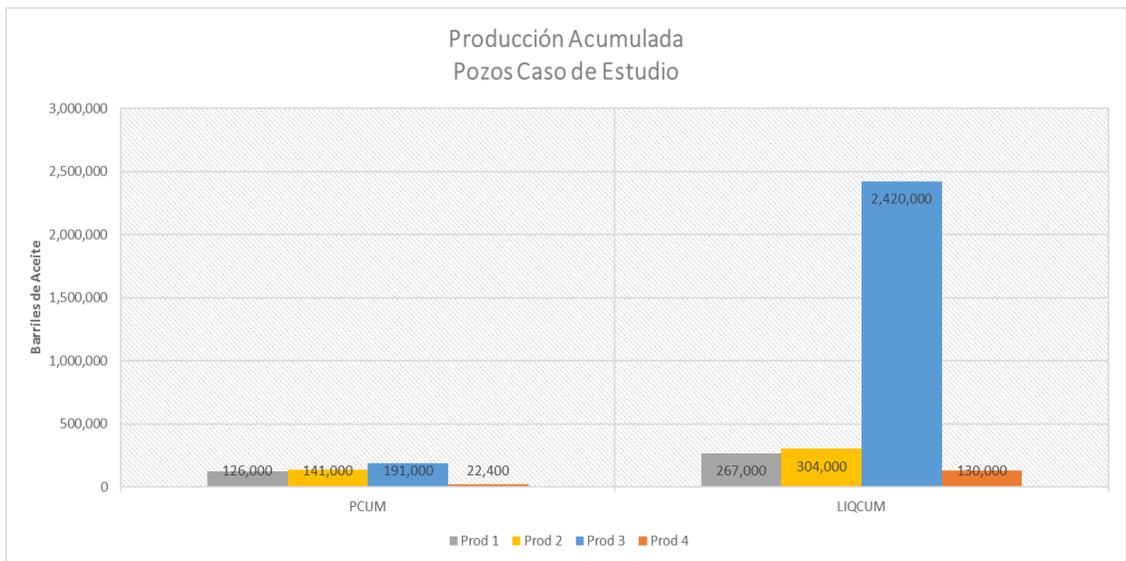
Tabla 1. Datos pozos caso de estudio

Pozo	Formación	PCUM bls	LIQCUM bls	BSW %	BFPD	BPPD	Corridas	Ultimo Run Life	Run life ultima falla	Tiempo comple tado
Prod 1	Mugrosa	126,000	267,000	75	750	186	2	389	188	577
Prod 2	Mugrosa	141,000	304,000	79	970	200	2	405	174	579
Prod 3	Mugrosa	191,000	2,420,000	88	412	50	4	85	201	3062
Prod 4	Mugrosa	22,400	130,000	87	186	25	2	40	447	487

Fuente: Base de datos de la empresa operadora

De acuerdo al comportamiento histórico de los pozos, el pozo Prod 3 es el pozo con mayor producción de agua, es un pozo que está ubicado en un sector maduro en el proceso de inyección de agua y se ve fuertemente afectado por la influencia del proceso, su relación agua – petróleo es mayor a 10 bls/bls, con un proceso ineficiente de barrido.

Figura 8. Acumulados Pozos caso de estudio

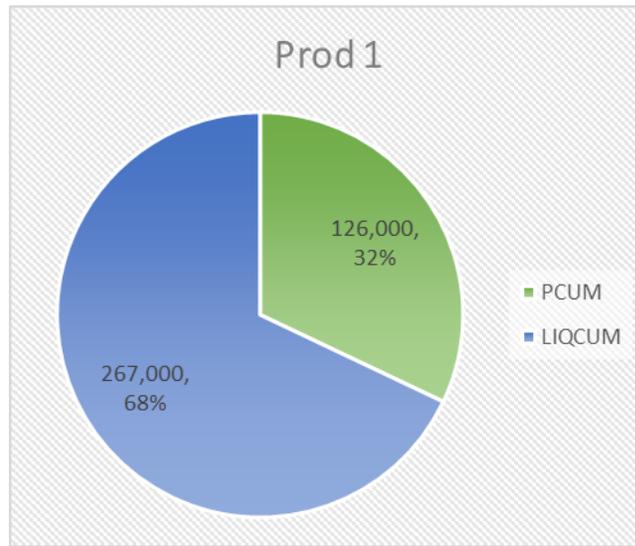


Fuente: Base de datos de la empresa operadora

2.1 POZO PROD 1

El Pozo productor Prod 1 fue completado en octubre de 2016, cuenta a marzo de 2018 con una producción acumulada de petróleo de 126,000 barriles y 141,000 barriles de agua (figura 9). Con un run life promedio de 288 días, ha sido intervenido una vez por falla en bomba con 188 días de Run life.

Figura 9. Acumulados Pozo Prod 1



Fuente: Base de datos de la empresa operadora

Luego del tiempo de estabilización de entrada a producción del pozo Prod 1 se tenía una producción promedio de 430 barriles de fluido en su primer mes de servicio, respondiendo positivamente a los incrementos de velocidad realizados (+16 Hz) y la presión de intake (pip) en este mismo periodo disminuyo 370 psi.

Para el segundo mes de servicio alcanzó una producción promedio de 610 barriles de fluido y un máximo de producción histórica antes de la falla de 670 barriles de fluido con un incremento leve de velocidad de 1 Hz, y una disminución de 61 psi de presión de intake (pip).

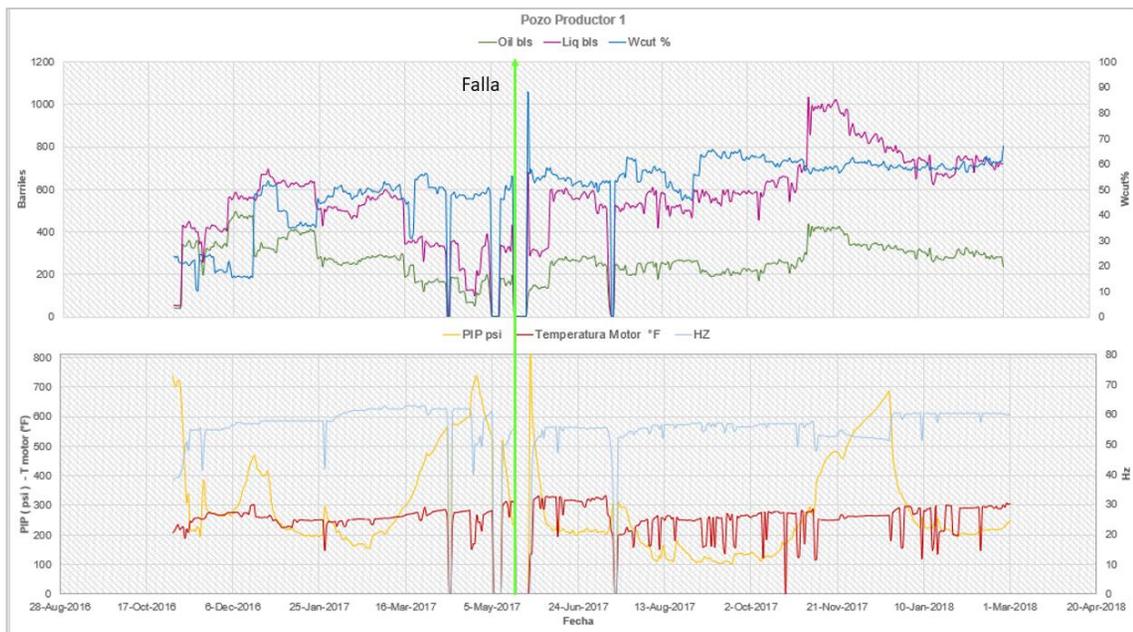
Para el tercer mes de producción con 2 Hz de incremento de velocidad, la presión de intake solo disminuyo 15 psi y las pruebas de fluido disminuyeron con tan solo una producción promedio de 500 barriles de fluido.

Para el cuarto mes de producción del pozo Prod 1 empezó a aumentar la temperatura de motor y presión de intake (pip), y por medio de pruebas de producción se confirmó la disminución de la producción del pozo, los aumentos de

velocidad realizados al pozo no se veían reflejados en el comportamiento en general del pozo, lo cual se puede interpretar como un indicio de taponamiento de la bomba.

Para el periodo de tiempo cercano a la intervención (mayo/2017) la producción de fluido era el 30% de la producción pico histórica del pozo, la presión de intake (pip) había aumentado alrededor de 300 psi y la temperatura de motor se mantenía encima de los 280°F (figura 10).

Figura 10. Comportamiento de Producción Pozo Prod 1



Fuente: Base de datos de la empresa operadora

En la evaluación final de la falla del equipo en el taller del proveedor, se evidencio que la bomba presentó giro restringido, algunos impulsores presentaron obstrucción total de las trayectorias de flujo por acumulación severa de sólidos incrustantes, los difusores presentaron acumulación severa de sólidos en sus paredes y al interior de las trayectorias de flujo. Los bujes complemento presentaron acumulación severa de sólidos en su superficie. Ver figura 11

Figura 11. Bomba y Difusores



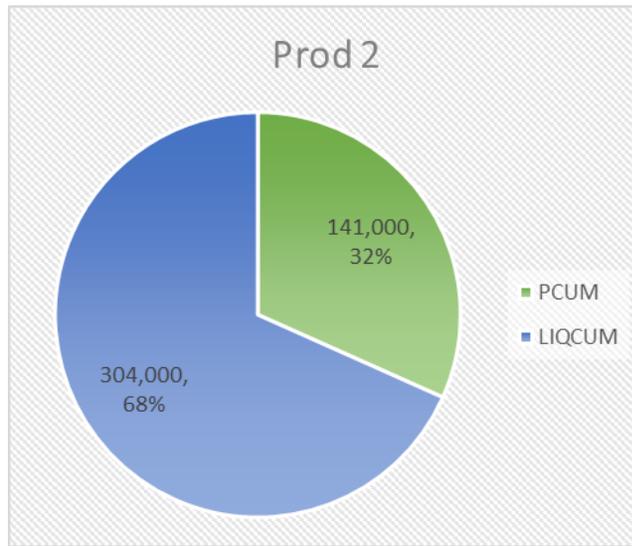
Fuente: Base de datos de la empresa operadora

Las evidencias encontradas durante el desensamble y la información de operación del equipo, se puede inferir que el equipo perdió eficiencia debido a la acumulación severa de sólidos incrustantes al interior de las trayectorias de flujo de las etapas, lo que impidió el paso del fluido e hizo perder levantamiento de las bombas. Como medida remedial para el pozo se instaló capilar en fondo con inyección en continua, a la fecha el pozo lleva 389 días de run time, corriendo sin mayores inconvenientes de fondo.

2.2 POZO PROD 2

El Pozo productor Prod 2 fue completado en diciembre de 2016, cuenta hasta la fecha con una producción acumulada de petróleo de 141,000 barriles y 163,000 barriles de agua (figura 12). Cuenta con un run life promedio de 289 días, y ha sido intervenido una vez por falla en bomba con 174 días de run life.

Figura 12. Acumulados Pozo Prod 2



Fuente: Base de datos de la empresa operadora

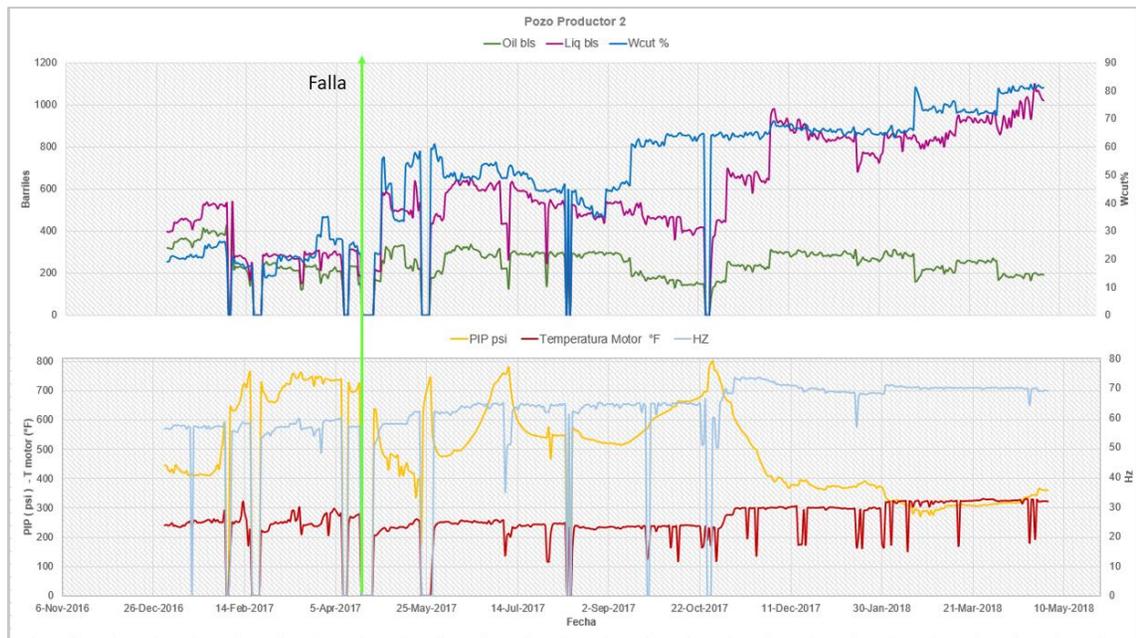
Desde el arranque del pozo se evidencia un incremento gradual de la PIP y altas temperaturas de motor, el equipo para en múltiples oportunidades por la alarma de alta temperatura del motor.

En cuanto a producción el pozo Prod 2 durante su primer mes de producción, produjo en promedio 470 barriles de fluido, con un leve incremento de velocidad de 2 Hz, durante este periodo no disminuyo la presión de intake (pip), y la temperatura de motor aumento. Durante su segundo y tercer mes de producción el equipo para en repetidas ocasiones por las altas temperaturas de motor, la presión de intake (pip) sigue aumentando y la producción del pozo disminuye significativamente (Figura 13).

Para el cuarto mes durante un periodo de 72 horas el pozo es sometido a un tratamiento remedial para incrustaciones estándar para el campo, diseñado basado en experiencias previas con otros tratamiento, tiempo y métodos de aplicación, este tratamiento se desarrolló en dos etapas de recirculación, en la primera etapa de recirculación por 24 horas de una píldora orgánica y una segunda etapa de 48 horas

con un disolvente de incrustaciones, luego de este tratamiento la temperatura de motor disminuyo en 40°F. Después de 7 días de trabajo el pozo vuelve a parar por alta temperatura de motor, el pozo no responde a protocolos de arranque, y es declarado fallado.

Figura 13. Comportamiento de Producción Pozo Prod 2



Fuente: Base de datos de la empresa operadora

En la evaluación final de la falla del equipo en el taller del proveedor se encontró que la bomba se encontró sin giro y con la extensión en rango. Los impulsores se encontraron con desgastes erosivos severos en los álabes. Los difusores se hallaron con acumulación severa de sólidos en sus superficies internas. Los impulsores y los difusores se encontraron con acumulación severa de sólidos en su cubierta inferior y sus trayectorias de flujo (Figura 14).

Figura 14. Bomba y difusor



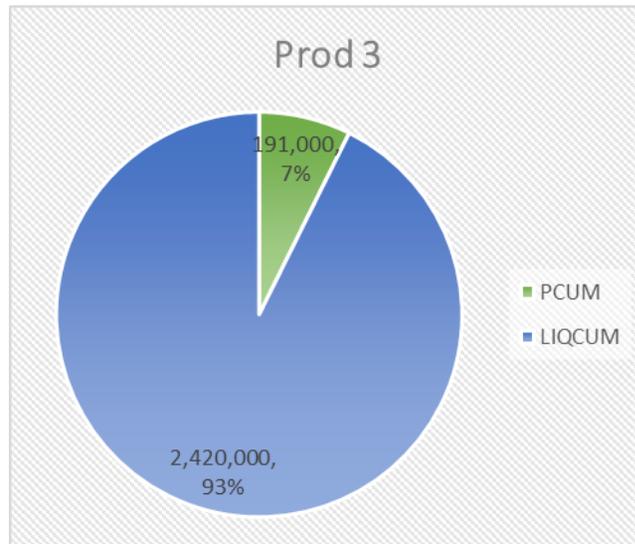
Fuente: Base de datos de la empresa operadora

Las evidencias la causa de falla fue principalmente por la acumulación progresiva de incrustaciones que causaron una obstrucción del paso del fluido a través de las etapas de las bombas reduciendo así la producción y la eficiencia de estas. Como medida remedial para el pozo se instaló capilar en fondo con inyección en continua, a la fecha el pozo lleva 405 días.

2.3 POZO PROD 3

El Pozo productor Prod 3 fue completado en diciembre de 2009, cuenta a la fecha con una producción acumulada de petróleo de 191,000 barriles y 2,229,000 barriles de agua. Ver Figura 15

Figura 15. Acumulados Pozo Prod 3

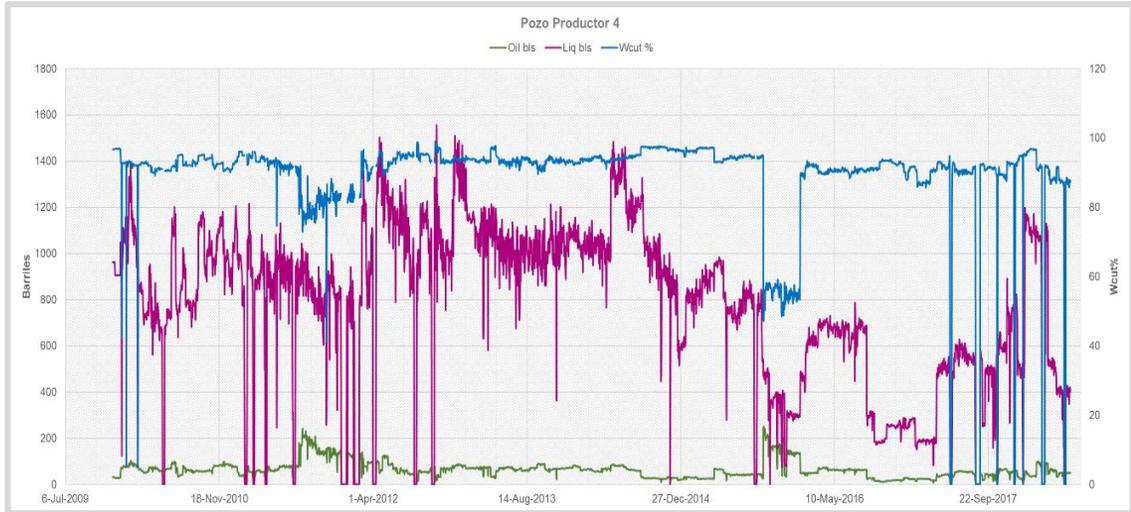


Fuente: Base de datos de la empresa operadora

Inicialmente el pozo fue completado como bombeo mecánico y durante 35 meses operó con este sistema de levantamiento artificial, en este periodo el pozo tuvo 10 intervenciones, 8 con equipo y 2 sin equipo.

De acuerdo a la evidencia de las fallas durante este periodo, la desviación del pozo, la alta producción de fluido, la arena y los fluidos corrosivos fueron las principales causas que originaron las fallas recurrentes en bomba y varilla. Durante este periodo el pozo alcanzó acumular de 70,000 barriles de petróleo y 890,200 barriles de agua, con un corte de agua promedio de 93%. Este pozo está fuertemente influenciado por el proceso maduro de inyección que se desarrolla en el campo, teniendo una producción de agua elevada. Figura 16

Figura 16. Comportamiento de Producción Pozo Prod 3



Fuente: Base de datos de la empresa operadora

Para finales del año 2012 en el mes de octubre, el pozo es cambiado a Bombeo electro sumergible como solución para mitigar las recurrentes fallas del sistema, con el cambio de sistema de levantamiento el pozo redujo en más del 50% el índice de falla.

La primera intervención al pozo después del cambio de sistema de levantamiento fue a los 1040 días de estar en servicio, en el mes agosto de 2015 y fue parado para un servicio con equipo para adición de perforados.

El pozo fue puesto en servicio en septiembre de 2015 y para agosto de 2017 falló con 710 días de run life. Durante el diagnóstico en el taller del proveedor, se evidenció deterioro en los alabes y superficies de estabilización radial en las etapas de las bombas, desgaste acelerado de las superficies internas de la bomba, condición que degrada el empuje que proporciona cada una de las etapas y decremento de la eficiencia de la bomba, traduciéndose en una mayor carga para el motor (amperaje). En el interior de las bombas se encontró una presencia considerable de arena y carbonatos de calcio. La pérdida de la eficiencia de la

bomba por la destrucción de las etapas y un mayor consumo de corriente genera un incremento significativo de la temperatura de operación del motor, propiciando la degradación del epóxido del MLE y a su vez permitiendo la contaminación a través de este componente hacia el interior del motor (Ver figura 17).

Figura 17. Bomba Diagnóstico agosto 2017



Fuente: Base de datos de la empresa operadora

A finales de agosto del año 2017 nuevamente es puesto en servicio, con una producción promedio de 580 barriles de fluido y un corte de agua de 93%, durante los dos primeros meses al pozo se le aumenta velocidad en 12 hz, con una ligera respuesta en disminución de pip menor al 5% y aumento de la temperatura del motor, por este comportamiento en las condiciones en las variables de operación, el pozo es detenido durante un periodo de 48 horas, tiempo en el que el pozo es sometido al tratamiento remedial de incrustaciones estándar, con 24 horas de recirculación de la píldora orgánica y por esta primera vez se recirculo solo por 24 horas con el disolvente de incrustaciones, después del tratamiento se disminuyó 100 psi la presión de intake de la bomba (pip).

En el mes de noviembre el pozo se apagó por aumento de temperatura después de incrementar 1 hz de velocidad, es arrancado nuevamente, pero la temperatura de

motor no disminuyó de los 290°F, en días posteriores se inyecta agua para verificar obstrucción, pero no se presenta ninguna evidencia.

Para la primera semana del mes de diciembre el pozo presenta calentamiento de motor, se vuelve a inyectar agua en directa y se realiza arranque del sistema en función a bomba pegada, después de 3 intentos el pozo arranca, se estabiliza y nuevamente es puesto en producción.

A finales del mes de diciembre el pozo vuelve a apagarse por alta temperatura en motor, por lo que se decide volver a aplicar el tratamiento remedial para incrustación, esta vez el tratamiento es aplicado por 4 días, los resultados son positivos y las pruebas de producción indican que se recupera en promedio 250 barriles de fluido por día.

Para el mes de enero de 2018, el pozo vuelve a presentar altas temperaturas de motor, se aplica el tratamiento remedial de incrustaciones por 48 horas, como resultado del tratamiento se evidencia una disminución de 50°F de temperatura, después de esto el pozo presenta mejor comportamiento en las variables de operación, pero pierde datos de fondo por bajo aislamiento.

Para mediados del mes de marzo, el pozo presenta parada por sobrecarga, con intentos de arranque fallidos, el motor presenta desbalance en las fases encontrándose aterrizado, el pozo se declara fallido y es seleccionado para servicio con equipo.

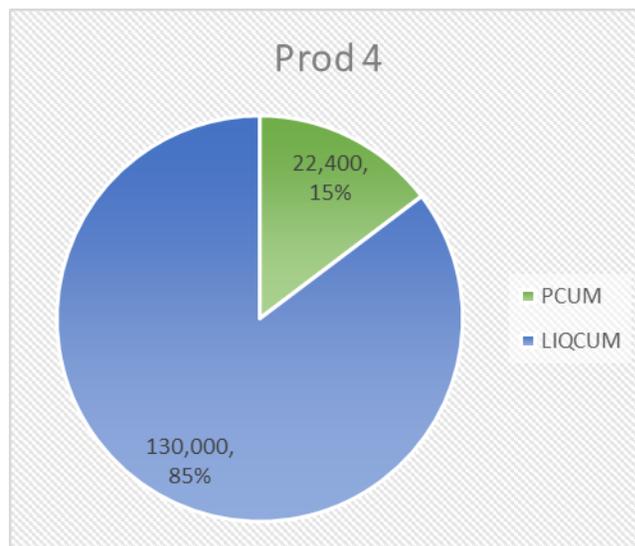
Re arranca a finales del mes marzo después de servicio, para esta corrida se modifica el diseño del pozo, se instala capilar para química y se sube 370 pies la bomba, todo en pro de mejorar la refrigeración del motor. Se estabiliza el pozo en producción y responde de manera positiva a los aumentos de velocidad, con disminución de pip, sin tener problemas por altas temperaturas en el motor.

A la fecha el pozo maneja una producción de 400 barriles, una velocidad promedio de 60 hz, una temperatura de motor de 200°F y una pip de 270 psi.

2.4 POZO PROD 4

El Pozo productor Prod 4 fue completado en enero de 2017, hasta la fecha tiene una producción acumulada de petróleo de 22,400 barriles y 107,000 barriles de agua, ver figura 18. Con un run time de 40 días después de servicio, antes de la falla el pozo corrió durante 447 días.

Figura 18. Acumulados Pozo Prod 4



Fuente: Base de datos de la empresa operadora

La producción inicial del pozo estuvo alrededor de 500 barriles de fluido por día y 220 de barriles de aceite durante los dos primeros meses, para el mes de marzo el pozo cae súbitamente, disminuyendo a la mitad de producción (Figura 19), durante la revisión de la información de los sensores, se extracta que el pozo viene operando con alta temperatura de motor.

Figura 19. Comportamiento de Producción Pozo Prod 4



Fuente: Base de datos de la empresa operadora

Para el mes de mayo el pozo presenta parada por baja pip debido a modificaciones realizadas en el patrón de inyección, como manera temporal se disminuye velocidad y se modifica alarma de pip, se estabiliza y retorna a producción.

Durante el mes de julio, el pozo se encuentra operando dentro de rangos operativos, y presenta apagados por alta temperatura de motor, la producción ha disminuido 170 barriles y la pip ha incrementado en promedio 100 psi, se realiza tratamiento remedial de incrustaciones por 48 horas, sin resultados positivos en variables de operación.

En los siguientes meses el pozo responde ligeramente a incrementos de velocidad, en producción se mantiene sobre los 220 barriles de fluido por día y la temperatura de motor se mantiene en valores cercanos a los 380°F. Para finales del mes de febrero de 2018 se realiza nuevamente el tratamiento remedial para incrustaciones,

pero días después del arranque el pozo para por sobrecarga, pierde datos de fondo y falla el equipo para mediados de marzo.

En el taller del proveedor se realizó el diagnóstico del equipo, el cual presenta incrustaciones en la parte externa de la bomba, e incrustaciones que recubrieron los Hostings y Pothead e inhibió la refrigeración. La temperatura causo debilitamiento del material aislante del Pothead, perdida de datos y falla a tierra.

Figura 20

Figura 20. Equipo Diagnóstico marzo 2018



Fuente: Base de datos de la empresa operadora

3. REVISIÓN TÉCNICA DE ALTERNATIVAS DISPONIBLES APLICADAS EN CAMPO ESTUDIO

En la revisión técnica de alternativas aplicadas encontramos que en el campo de estudio se han aplicado tres diferentes opciones para los pozos con bombeo electrosumergible con problemas de incrustaciones, ver tabla 2.

- 1) No intervenir con equipo y aplicar tratamiento remedial de forma reactiva.
- 2) Intervenir con equipo e incluir capilar en el nuevo diseño.
- 3) Intervenir con equipo sin incluir capilar al nuevo diseño, y aplicar tratamiento remedial de forma sistemática.

Tabla 2. Resumen de alternativas

n	Alternativa	PROS	CONTRAS
1	Tratamiento Remedial reactivo	-bajo costo por aplicación	-baja efectividad -perdida de producción -recuperación parcial de la productividad del pozo. -bajo run life de los equipos -pozos con pérdidas de datos de fondo - durabilidad de corta duración
2	Intervención con Equipo + Capilar con bomba de química	-bajo costo capilar y bomba de química - alta efectividad -run life promedio del sistema de levantamiento artificial.	-alto costo de la intervención con equipo -perdida de producción durante el tiempo de la intervención con equipo -mejora el run life de los equipos

n	Alternativa	PROS	CONTRAS
		-recuperación de la tasa de producción.	
3	Intervención con Equipo sin incluir capilar + Inyección sistemática Tratamiento Remedial	-sin costos por mantenimiento del skid de inyección y química	-media efectividad -alto costo de la intervención con equipo. -Bajo run life de los equipos. -perdidas asociadas a la pérdida de productividad del pozo por las incrustaciones. - Pérdida de producción asociada a la producción diferida -solución temporal -pozos con pérdidas de datos de fondo

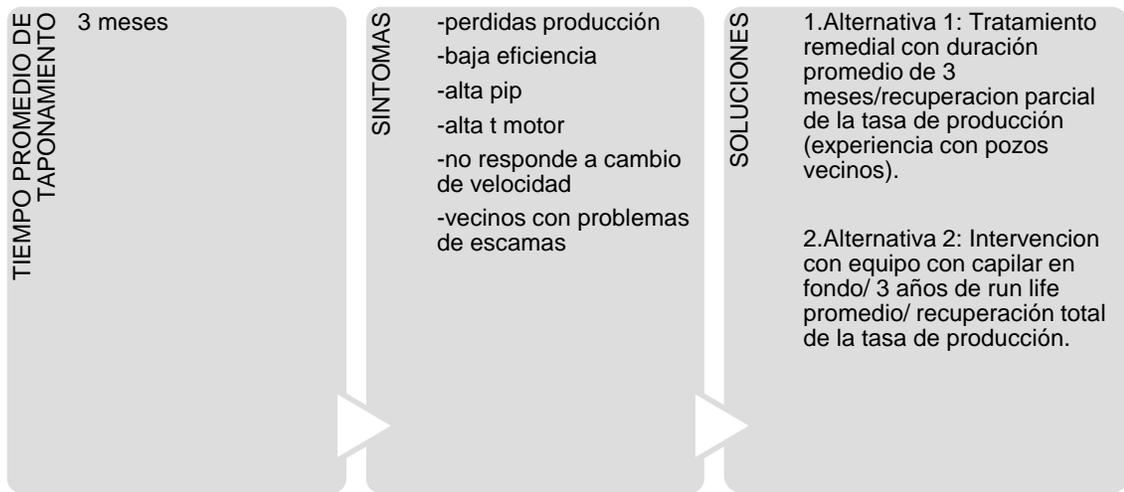
Fuente: Base de datos de la empresa operadora

3.1 REVISIÓN TÉCNICA POZO PROD 1

El pozo Prod 1 de acuerdo a la revisión del comportamiento histórico desde su tercer mes de producción presenta los primeros indicios de taponamiento por incrustaciones, donde las pruebas de producción del pozo muestran que cae la producción, no responde a los incrementos de velocidad, la pip se incrementa y la temperatura del motor se eleva.

Para el quinto mes de producción y después del análisis de los pozos aledaños al sector y la evaluación económica de las alternativas, se decide parar el pozo, intervenir con equipo y bajar un nuevo diseño que incluya un capilar en fondo y facilidades requeridas. En la figura 21 se resumen la información de la revisión técnica y las alternativas que le plantearon para el pozo Prod 1.

Figura 21. Revisión Técnica Prod 1

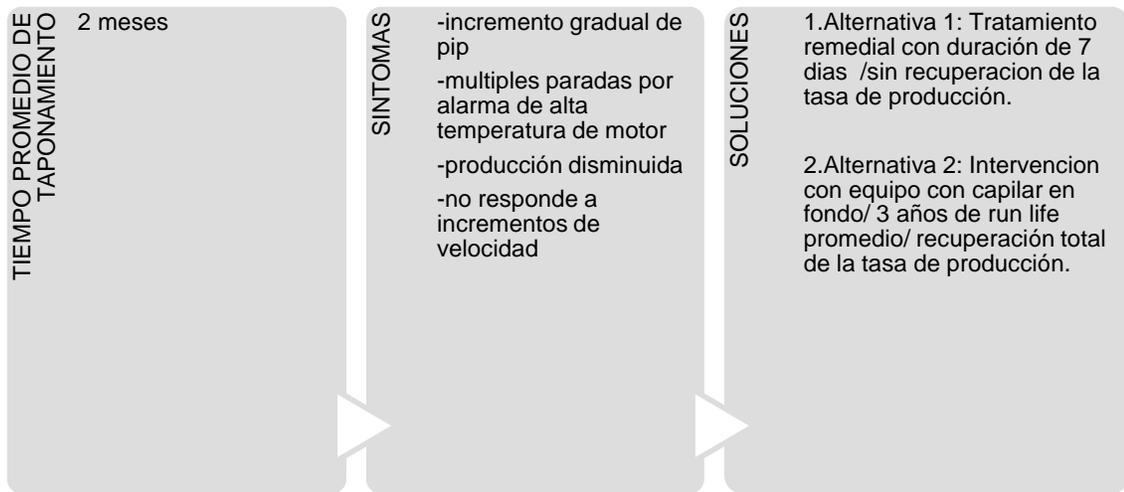


Fuente: Base de datos de la empresa operadora

3.2 REVISIÓN TÉCNICA POZO PROD 2

El pozo Prod 2 de acuerdo a la revisión del comportamiento histórico desde su inicio de producción y con más claridad desde su segundo mes de producción presentaba los indicios de taponamiento por incrustaciones, para el cuarto mes de producción como medida remedial, se decide hacer un tratamiento de inyección del tratamiento estándar para incrustaciones, 7 días más tarde el equipo falla dado a paradas por alta temperatura de motor, en conclusión para este pozo la medida remedial no sirvió, se tiene que además de la pérdida de producción asociada a las escamas, se debe sumar la pérdida de producción por producción diferida por no intervenir el pozo desde la primera evidencia del problema. En la figura 22 se resumen la información de la revisión técnica y las alternativas que le plantearon para el pozo Prod 2.

Figura 22. Revisión Técnica Prod 2



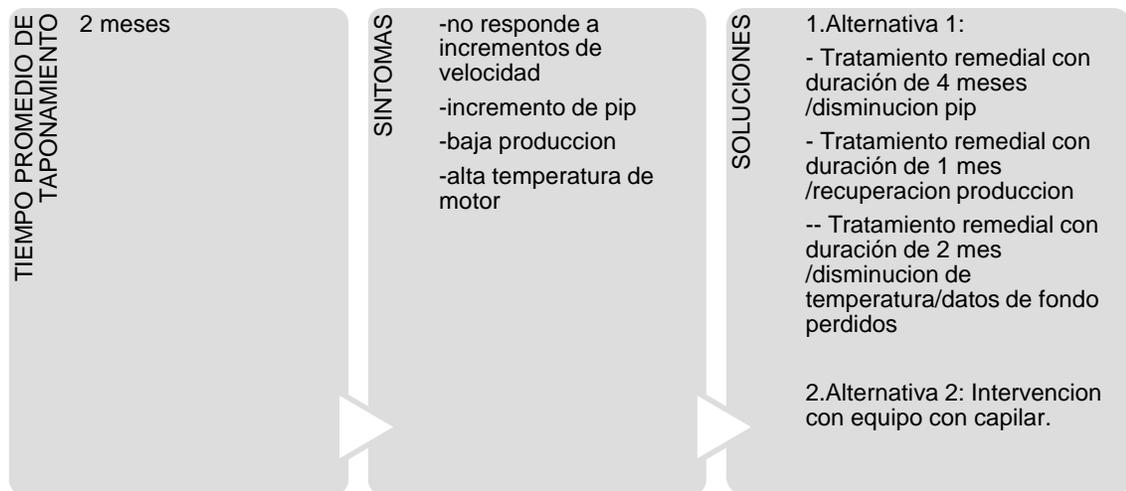
Fuente: Base de datos de la empresa operadora

3.3 REVISIÓN TÉCNICA POZO PROD 3

El pozo Prod 3 de acuerdo a la revisión del comportamiento histórico presenta grandes tasas de producción de agua, es un pozo fuertemente afectado por la inyección de agua del campo. Se encuentra ubicado en una zona del campo donde no se había evidenciado escamas en otros pozos productores, después del cambio de sistema de levantamiento, y luego de una intervención para adición de perforados, el pozo responde inicialmente a los incrementos de velocidad para ser llevado a la tasa óptima de producción potencial, dada la baja respuesta obtenida decidieron hacer un tratamiento remedial de inyección del tratamiento estándar para incrustaciones, reflejando en disminución de pip, un mes después al ver que la producción no se recuperaba decidieron hacer otro tratamiento de inyección, teniendo recuperación parcial de la producción, tres meses después el pozo presenta múltiples paradas por alta temperatura de motor, aplican nuevamente el tratamiento remedial, como resultado la temperatura baja pero se pierden los datos

de fondo del equipo, dos meses después se declara fallido. La medida remedial en todos los tres casos aplicada fue parcial la solución, y como resultado mayor se tuvo la pérdida de la confiabilidad eléctrica como física del equipo de fondo. En la figura 23 se resumen la información de la revisión técnica y las alternativas que le plantearon para el pozo Prod 3.

Figura 23. Revisión Técnica Prod 3

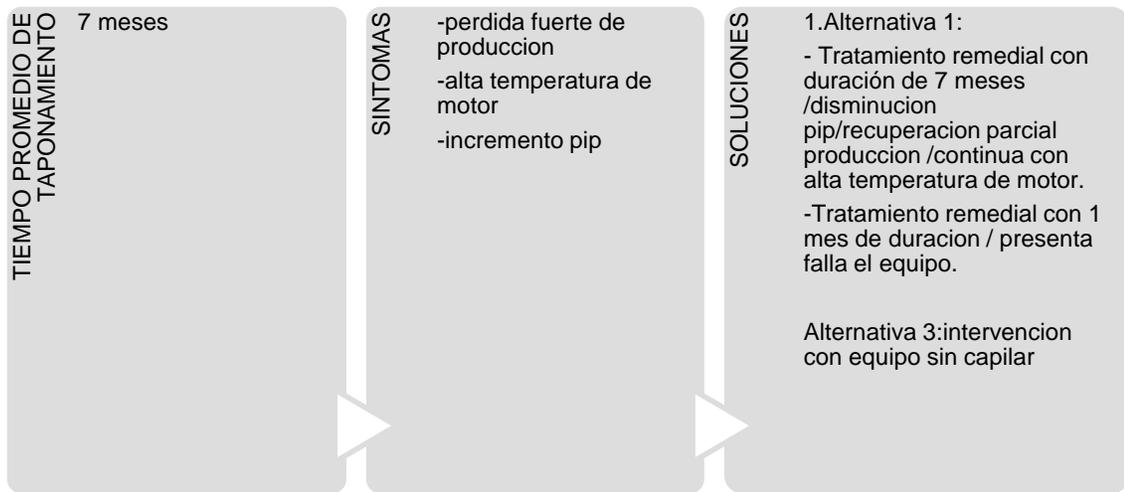


Fuente: Base de datos de la empresa operadora

3.4 REVISIÓN TÉCNICA POZO PROD 4

El pozo Prod 4 es el pozo al cual el tratamiento remedial le ha durado más tiempo del promedio de los tratamientos realizados en los otros pozos del campo. De acuerdo a la revisión de los pozos vecinos, no se halló evidencias de incrustaciones en el sector, por lo cual en la intervención del pozo decidieron no bajar capilar y seguir trabajando mediante inyección de tratamiento remedial para incrustaciones de forma reactiva. En la figura 24 se resumen la información de la revisión técnica y las alternativas que le plantearon para el pozo Prod 4.

Figura 24. Revisión Técnica Prod 4



Fuente: Base de datos de la empresa operadora

4. ANALISIS FINANCIERO POZOS CASO

Para la evaluación financiera se realizó una comparación entre el perfil real de producción del pozo caso estudio analizado y un perfil potencial de producción sin problemas de incrustaciones, incluyéndole la declinación promedio del campo. Se calculó la diferencia de producciones de ambos perfiles y para cada uno en el tiempo del problema se evaluó la venta en dólares del petróleo de cada mes. De referencia se usó la tabla de Precio de venta crudo por años (Véase Anexo A).

En la tabla 3 se resumen los cálculos de las pérdidas en dólares asociados al problema de incrustaciones. De los 4 pozos caso estudio, tenemos que el pozo más crítico afectado por la problemática de las incrustaciones y en el cual la disminución de producción tiene mayor impacto económico es el Prod 4, dado que el potencial de venta del pozo si el pozo no hubiera estado afectado por incrustación es de 1.7 MUSD y realmente el valor de venta fue de 96 MUSD, es decir que en total el 44% del potencial del pozo no se produjo y que son pérdidas por producción representadas en dólares; este es el pozo que mayor tiempo ha trabajado bajo la condición de restricción de producción.

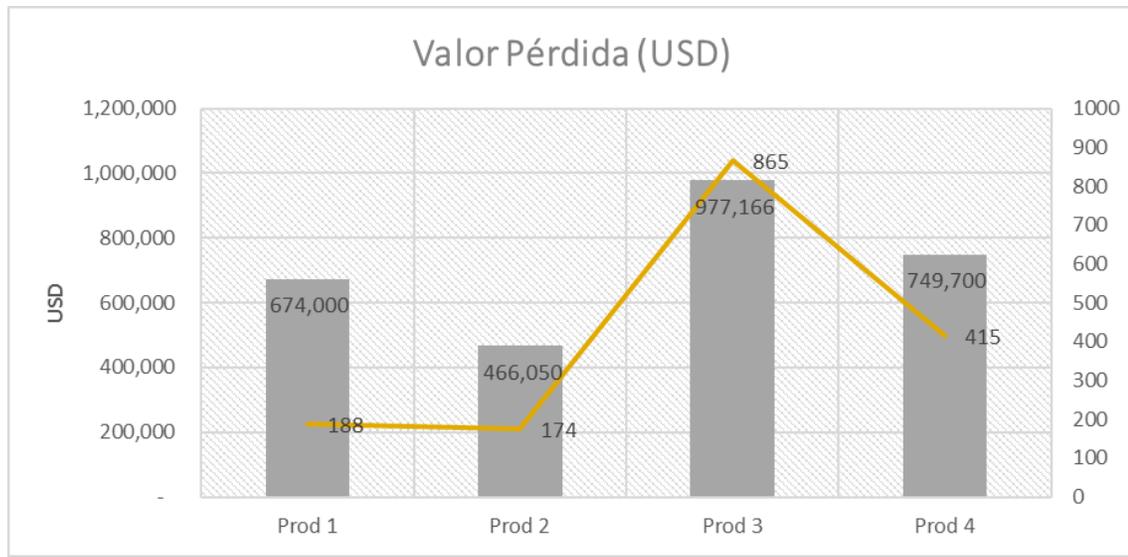
Tabla 3. Cálculos de pérdidas de producción por depositación de incrustaciones

Pozo	Tiempo (Días)	Valor Venta Producción potencial (USD)	Valor Venta Producción Real (USD)	Valor Perdida (USD)	% Perdidas
Prod 1	188	3.034.000	2.360.000	674.000	21
Prod 2	174	6.713.220	6.247.170	466.050	7
Prod 3	865	2.692.770	1.715.605	977.166	36
Prod 4	415	1.701.200	951.500	749.700	44

Fuente: Base de datos de la empresa operadora

El valor de las pérdidas asociadas por la producción disminuida en cada uno de los pozos caso de estudio, es mayor a los 400.000 usd, donde el pozo Prod 3, el valor que representa las pérdidas es de más del doble que los demás, ver figura 25.

Figura 25. Valor de pérdidas USD



Fuente: Base de datos de la empresa operadora

Teniendo en cuenta el tiempo en que los pozos perdieron esa producción, para el pozo Prod 1, el valor de pérdida en dólares es de 674.000 USD en 188 días, es decir que al día dejó de producir el valor de venta de 3585 dólares, este es el pozo con mayor producción de aceite día, con picos de hasta 500 barriles de aceite por día.

Para el pozo Prod 2, el valor de pérdida en dólares es de 466,000 USD en 174 días, al día dejó de producir el valor de venta de 2678 dólares; con una producción de aceite al día de hasta 423 barriles día.

Para el pozo Prod 3, el valor de pérdida en dólares es de 977,166 USD en 865 días, al día dejó de producir el valor de venta de 1130 dólares; este pozo solo alcanzó los 96 barriles de aceite al día, con porcentajes de cortes de agua.

Para el pozo Prod 4, el valor de perdida en dólares es de 749,700 USD en 415 días, al día dejo de producir el valor de venta de 1807 dólares; este pozo en promedio alcanzo picos de producción de 50 barriles de aceite al día.

Para el cálculo del costo total de los pozos afectados por incrustaciones, se tuvieron en cuenta todos los factores que rodearon el pozo, se tuvo en cuenta el valor de la perdida de venta de producción de petróleo, el valor promedio de costo de servicio para intervención, el valor de costo promedio de un capilar y una bomba de inyección y el valor promedio del costo del tratamiento remedial estándar del campo.

En la tabla 4 se resumen los costos totales asociados al problema de incrustaciones. Para el costo asociado el pozo Prod 3 es el pozo con mayores costos asociados, es el único que se ha intervenido con equipo más de una vez por el problema de incrustaciones.

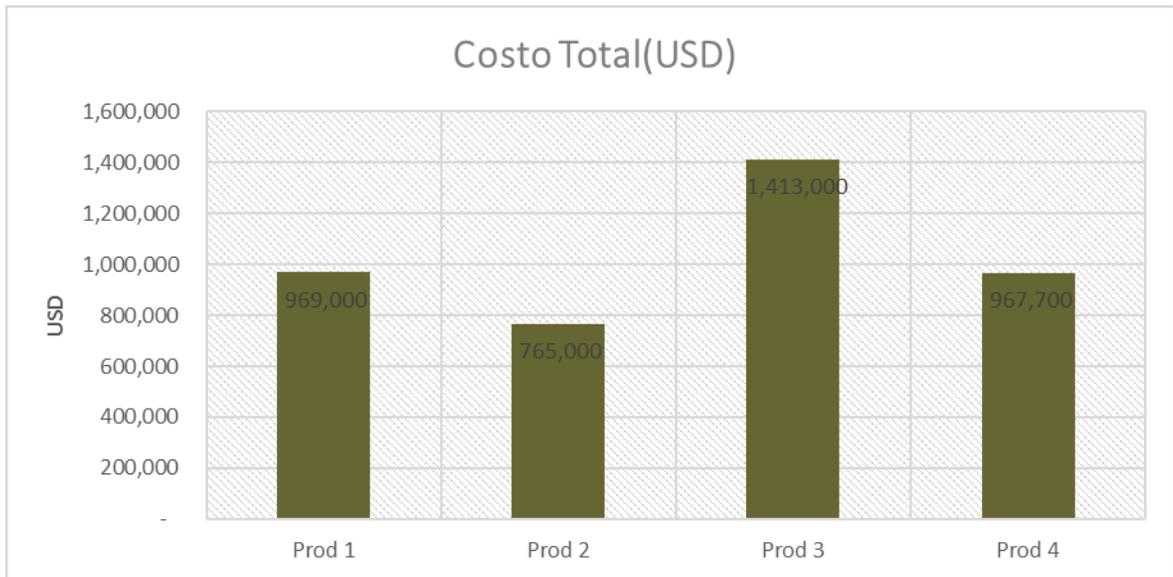
Tabla 4. Costos Asociados

Pozo	Valor Perdida (USD)	Valor Promedio servicio con Equipo (USD)	Valor promedio Capilar + bomba inyección (USD)	Valor Promedio tto Remedial Estándar Campo (USD)	Costo Total (USD)
Prod 1	674.000	210.000	85.000	NA	969.000
Prod 2	466.050	210.000	85.000	4.000	765.000
Prod 3	977.166	420.000	0	16.000	1.413.000
Prod 4	749.700	210.000	0	8.000	967.700

Fuente: Base de datos de la empresa operadora

El costo promedio asociado al problema de las incrustaciones en los pozos caso de estudio es de 1 MUSD, pero en el caso del pozo Prod 3 el costo asociado está por encima de la media de los otros pozos, ver figura 26.

Figura 26. Costo Total (USD)

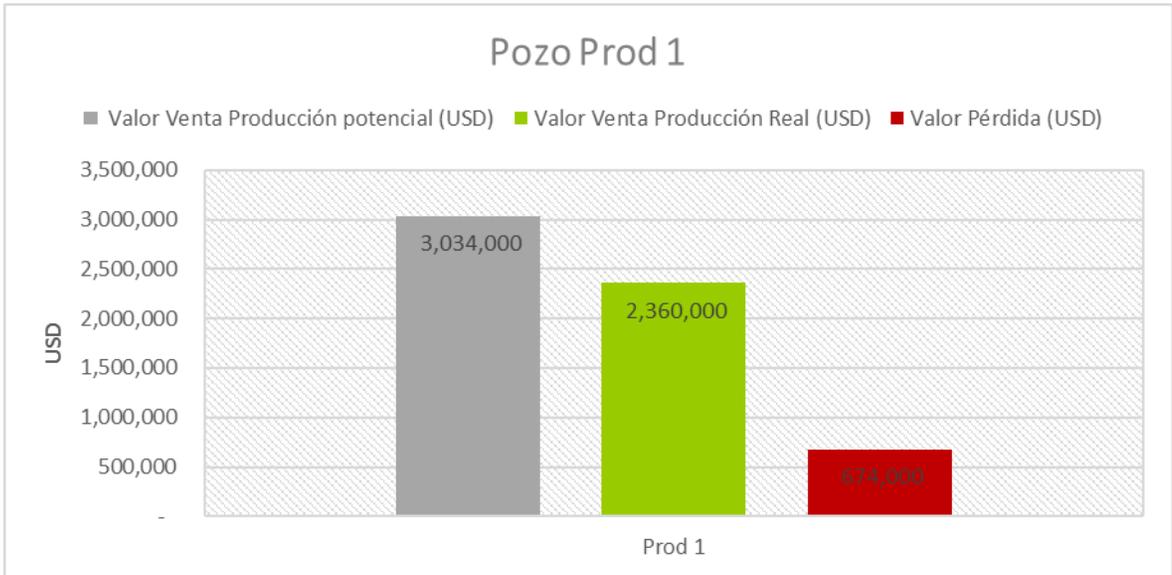


Fuente: Base de datos de la empresa operadora

4.1 ANÁLISIS FINANCIERO POZO PROD 1

El pozo Prod 1 durante 188 días presento problemas de incrustaciones que ha afectado la producción. La producción potencial del pozo está valorada en 3 millones de dólares, y la producción real estuvo inferior a los 2.4 millones de dólares, las pérdidas en este pozo son de 674.000 dólares, ver figura 27.

Figura 27. Análisis Financiero Pozo Prod 1



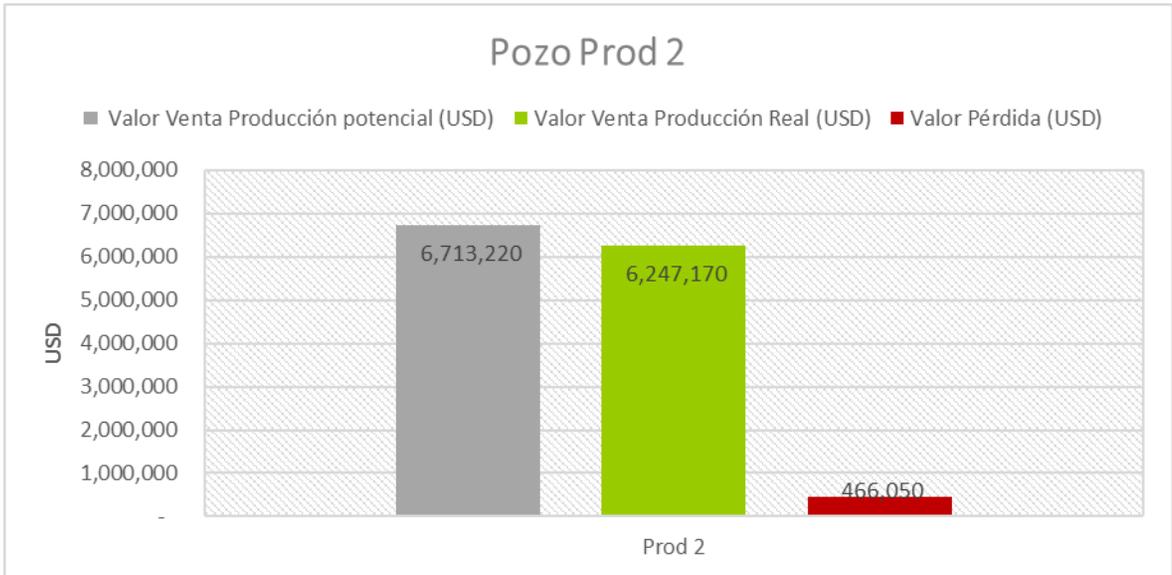
Fuente: Base de datos de la empresa operadora

El pozo cuenta con una intervención con equipo en la cual se incluyó como medida remedial el uso de capilar en fondo y sus facilidades necesarias, y ninguna vez se le aplicó el tratamiento remedial estándar, el costo total asociado al problema de las incrustaciones es de 969.000 dólares.

4.2 ANÁLISIS FINANCIERO POZO PROD 2

El pozo Prod 2 durante 174 días presentó problemas de incrustaciones que ha afectado la producción. La producción potencial del pozo está valorada en 6.7 millones de dólares, y la producción real estuvo inferior a los 6.2 millones de dólares, las pérdidas en este pozo son de 466.000 dólares. Este pozo caso es el que menor pérdidas asociadas tiene al problema de incrustaciones, ver figura 28.

Figura 28. Análisis Financiero Pozo Prod 2



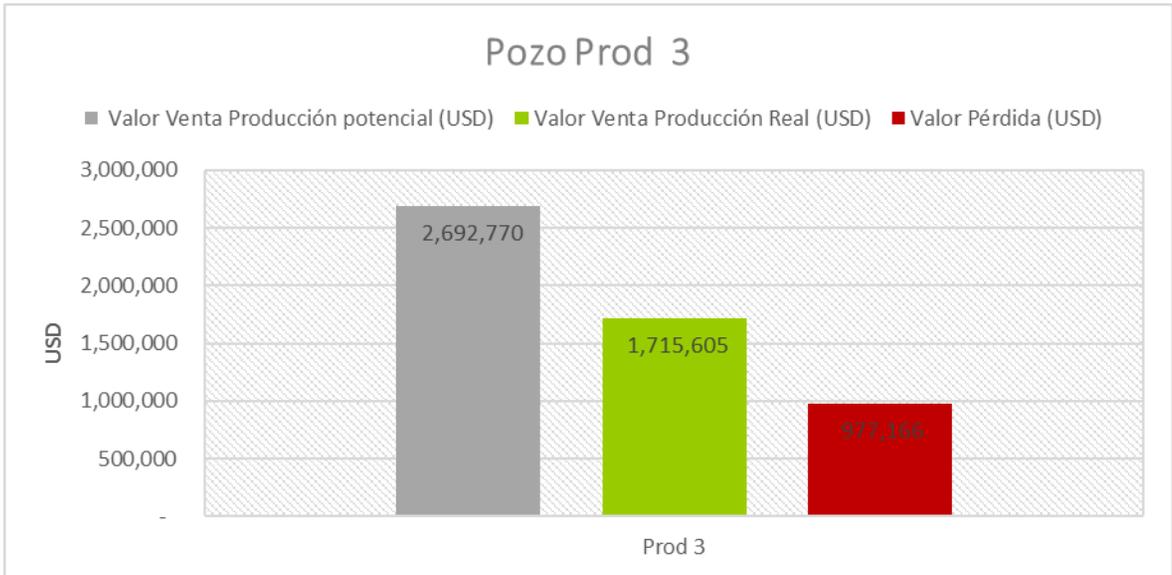
Fuente: Base de datos de la empresa operadora

El pozo cuenta con una intervención con equipo en la cual se incluyó como medida remedial el uso de capilar en fondo y sus facilidades necesarias, durante el tiempo de producción del pozo, se le ha aplicado una vez el tratamiento remedial estándar del campo, el costo total asociado al problema de las incrustaciones es de 765.000 dólares

4.3 ANÁLISIS FINANCIERO POZO PROD 3

El pozo Prod 3 durante todo el tiempo trabajando en el sistema de levantamiento de bombeo electrosumergible ha presentado problemas de incrustaciones que han afectado la producción. La producción potencial del pozo está valorada en 2.7 millones de dólares, y la producción real estuvo inferior a los 1.7 millones de dólares, las pérdidas en este pozo son de 977.166 dólares, ver figura 29.

Figura 29. Análisis Financiero Pozo Prod 3



Fuente: Base de datos de la empresa operadora

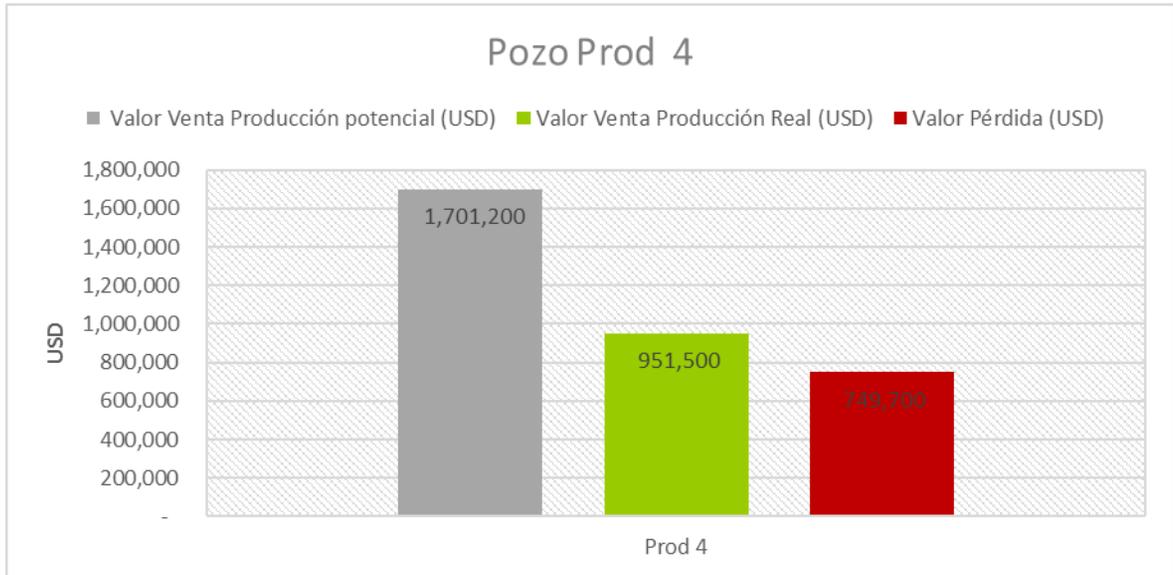
El pozo cuenta con tres intervenciones con equipo, y se le ha aplicado el tratamiento remedial estándar en cuatro diferentes ocasiones, el costo total asociado al problema de las incrustaciones es de 1.413.000 dólares, el costo más alto de los cuatro pozos analizados, esto debido a que ha sido el pozo con mayor tiempo trabajando bajo condiciones no óptimas, debido a los problemas de las incrustaciones.

4.4 ANÁLISIS FINANCIERO POZO PROD 4

El pozo Prod 4 durante 415 días ha presentado problemas de incrustaciones que ha afectado la producción. La producción potencial del pozo está valorada en 1.7 millones de dólares, y la producción real estuvo inferior a los 0.9 millones de dólares, las pérdidas en este pozo son de 749.700 dólares (figura 30). Este es el pozo caso con mayores pérdidas de producción asociadas por las incrustaciones. El pozo cuenta con tres intervenciones con equipo, y se le ha aplicado el tratamiento

remedial estándar en dos diferentes ocasiones, el costo total asociado al problema de las incrustaciones es de 967.700 dólares

Figura 30. Análisis Financiero Pozo Prod 4



Fuente: Base de datos de la empresa operadora

5. EVALUACION ECONOMICA

Para la evaluación económica se utilizó el indicador Financiero: Presente Neto (VPN).

Valor presente neto – vpn¹³

Indicador financiero que trae a dólares de hoy tanto los ingresos como los egresos futuros del proyecto, permitiendo establecer su viabilidad financiera.

Si el VPN es mayor a cero, la implementación del sistema evaluado es atractivo porque a dólares de hoy ofrece una ganancia extraordinaria adicional a la Tasa de Inversión de Oportunidad, si el VPN es menor a cero, el proyecto no es atractivo porque no cumple con las expectativas de la compañía y si el VPN es igual a cero el proyecto es indiferente financieramente para la compañía.

Con la finalidad de utilizar el Indicador Financiero Valor Presente Neto se aplicó la Ecuación 2.

Ecuación 2. Valor presente neto

$$VPN(i) = \sum Fn (1 + i)^{-n}$$

Fuente: BACCA C, Guillermo. Ingeniería Económica. Octava Edición. Colombia.

n=periodo de tiempo (trimestre)

i=tasa de interés de oportunidad (TIO)

¹³ BACCA C, Guillermo. Ingeniería Económica. Octava Edición. Colombia. Fondo Educativo Panamericano, 2005.

F_n= Flujo neto de caja

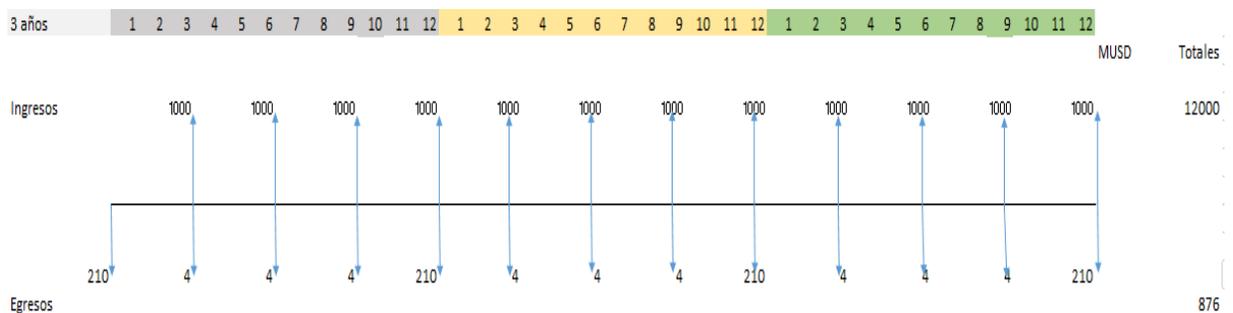
Fondo Educativo Panamericano, 2005.

Para la evaluación económica se trabajó con 2.9% Tasa de interés de oportunidad trimestral de la compañía operadora del campo del caso estudio.

Para la evaluación económica del proyecto se decide evaluar entre la inyección de tratamiento remedial para incrustaciones aplicado cada tres meses con la falla inminente del equipo cada 12 meses (tomando como base la historia de los pozos y las fallas asociadas a este problema de incrustaciones), comparado con la medida remedial definitiva, la cual incluye la intervención con equipo, e incluyendo el capilar y sus facilidades y química requerida, este campo maneja para el sistema de levantamiento con bombeo electrosumergible run life de 36 meses promedio en pozos sin problemas asociados a incrustaciones.

En ingresos se representa el valor del crudo de venta producido en el trimestre y en los egresos para el diagrama 1, se incluye el costo del tratamiento remedial, más el costo anual de servicio a pozo, y en el diagrama 2, se incluye el valor de la química anual más el valor de servicio a los 36 meses run life promedio del sistema.

Diagrama 1. Flujo de caja neto Escenario 1



Los ingresos totales para esta evaluación son de 12.000.000 dólares, tomando como ingreso la venta del crudo producido, y estimando una venta promedio de 1.000.000 de dólares cada tres meses.

Como egresos totales se tienen 876.000 dólares, que incluyen la intervención inicial al pozo, sin contemplar diseño medidas remedial del capilar en fondo y química, adicional se suma cada 3 meses el valor del costo promedio de la química para aplicar el tratamiento promedio estándar del campo, y asumen la falla del pozo cada 12 meses, incluyendo el costo estimado del servicio.

En la ecuación 3 se visualiza el cálculo del valor presente neto para este escenario, en donde este indicador financiero es mayor a cero, siendo atractivo para la compañía, en total tenemos una ganancia de USD 9.325.175.

Ecuación 3. Valor presente neto Opción 1

$$\begin{aligned}
 VPN(0.029) = & -210 + \frac{996}{(1+0.029)^1} + \frac{996}{(1+0.029)^2} + \frac{996}{(1+0.029)^3} + \frac{790}{(1+0.029)^4} + \frac{996}{(1+0.029)^5} + \\
 & \frac{996}{(1+0.029)^6} + \frac{996}{(1+0.029)^7} + \frac{790}{(1+0.029)^8} + \frac{996}{(1+0.029)^9} + \frac{996}{(1+0.029)^{10}} + \frac{996}{(1+0.029)^{11}} + \frac{790}{(1+0.029)^{12}} = \\
 & \mathbf{9.326}
 \end{aligned}$$

Para el escenario 2, al igual que para el 1, se calcula los ingresos totales 12.000.000 dólares.

Como egresos totales se tienen 511.000 dólares, este escenario incluyen la intervención al pozo, contemplando la inversión inicial del diseño con capilar en fondo, facilidades y química, adicional se suma cada 12 meses el valor del costo promedio de la química para para la inyección por el capilar, y una falla normal del pozo en 36 meses.

6. CONCLUSIONES

- La implementación de estrategias para controlar y mitigar los daños ocasionados en los sistemas de producción y distribución, requieren un monitoreo, el cual permita conocer las condiciones del fluido, y llevar un registro histórico para evaluar la integridad de los componentes de estos sistemas, que genere confiabilidad en las operaciones y ahorro a largo plazo.
- La caracterización fisicoquímica de los fluidos de formación de un campo es necesaria para establecer la línea base de salinidad de las formaciones y para el diagnóstico confiable de potenciales daños en los pozos y en las facilidades por formación de escamas o por acción corrosiva.
- El control de incrustaciones en los campos petroleros, debe ser un proceso de continuo monitoreo, seguimiento, evaluación, y ajuste.
- La inspección en superficie de los equipos de fondo que salían de los pozos intervenidos, permitió identificar donde se estaban generando las depositación de incrustaciones, se recomienda que para futuras inspecciones se haga tan pronto salga el equipo del pozo, con el fin de tomar acciones para el siguiente diseño inmediatamente.
- En los pozos productores Prod 1 y Prod 2 en los que se incluyó la medida remedial después de la falla, ha sido exitoso y no han vuelto a fallar por incrustaciones.
- Las decisiones tomadas en el Prod 3 no fueron técnicamente las correctas para mitigar el problema de incrustaciones, es el pozo más costoso por pérdidas asociadas.

7. RECOMENDACIONES

- Es fundamental continuar con la identificación de los sitios en donde se altera el equilibrio, cambios de las condiciones termodinámicas, cinéticas o hidrodinámicas en su sistema integral de producción.
- Para próximos estudios se recomienda hacer un análisis conjunto de producción – inyección, con el fin de estudiar los puntos focales en cuanto a la madurez del proceso de inyección y los procesos de incrustaciones, y como los afecta las incompatibilidades de agua de inyección y producción.
- Para pozos que actualmente presentan el mismo comportamiento característico de incrustaciones se recomienda evaluar económicamente la intervención soportado con el análisis económico y técnico.
- Se recomienda extender el uso de inhibición de incrustaciones a otros pozos del campo sin importar el sistema de levantamiento, ya que el análisis de aguas muestra un alto índice de saturación de calcita, siderita y barita en el yacimiento.

BIBLIOGRAFÍA

ALLEN, T.O, ROBERTS, A.P. Production Operation: Well Completions, Workover and Stimulation. FourthEdition. 1997.

BACCA C, Guillermo. Ingenieria Económica. Octava Edición. Colombia. Fondo Educativo Panamericano, 2005.

CARDOZO RODRÍGUEZ, N. A., PABON ROJAS, L. M., & NARIÑO R., F. D. Análisis de falla de pozos de Bombeo Electrosumergible en el Campo Cantagallo [recurso electrónico] / Néstor Armando Cardozo Rodríguez, Luis Miguel Pabón Rojas; director Fredy Abelardo Nariño R. Bucaramanga: UIS, 2009.

CASTRO HERNÁNDEZ, H. F., GÁMEZ MEJÍA, C. J., & NARIÑO REMOLINA, F. D. "Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electrosumergible del Campo Cantagallo" [recurso electrónico] / Henry Fernando Castro Hernandez, Christian Jose Gamez Mejía ; director Fredy Abelardo Nariño remolina. Bucaramanga: UIS, 2009.

COWAN, J.C. and WEINTRITT, D.J: Water – Formed Scale Deposits, Gulf Publishing Co., Houston, Texas 1976

CRABTREE, M., ESLINGER, D., FLETCHER, P., MILLER, M., JOHNSON, A., & KING, G. La lucha contra las incrustaciones—Remoción y la prevención. Oilfield Review, 11, 1999 30-49

CROWE C, MCCONNELL SB, HINKEL JJ Y CHAPMAN K: "Scale Inhibition in Wellbores," artículo de la SPE 27996, presentado en el Simposio de Ingeniería de

Petróleo, celebrado en ocasión del Centenario de la Universidad de Tulsa, Oklahoma, EE.UU., agosto 29-31, 1994.

D.R.LEWIS, ZAINALABEDIN, N.S. AL-HABIB, T.M. AL-BEAIJI, A.M.NASR-EI-DIN : "Scale Mitigation Enhances Safety and Production," artículo de la SPE 81569, presentado en el Middle East Oil Show, Middle East, Bahrain, June 9-12, 2003.

FLÓREZ C. A y SIERRA C.M. Evaluación del cambio de Bombeo Mecánico y Bombeo Electrosumergible en 6 pozos del campo Cantagallo, Trabajo de Grado (Ingeniería de petróleos, Universidad Industrial de Santander, 2008)

GARCÍA, A. V., MORENO, L. F. C., HERNANDEZ, J. H. C., & MOLINA, J. J. R. Predicción del daño a la formación por acumulación de CaCO_3 durante el flujo constante de salmueras en el medio poroso. REVISTA FUENTES, 15(1), 2017 49-57.

GARCÍA R. y SÁNCHEZ Y. Metodología para identificar pozos con tendencias a generar incrustaciones en el campo Castilla que permita predecir el índice de falla el sistema de levantamiento artificial Bombeo Electrosumergible, Trabajo de Grado Ingeniería de petróleos, Universidad Industrial de Santander, 2015

MATTEWS, R.R., and CALBERG, B:L., "Scale Treatment", Proceedings of University of Oklahoma Corrosion Control Course, Sept, 1972

PATTOM, Charles: "Oilfield Water System," Cambell Petroleum Series, Oklahoma, 1977.

PAVOL K. H., DWIGHT E. E. Scale and/or corrosion inhibiting composition. 2001

RAMIREZ, M: Bombeo Electrosumergible: Análisis, diseño, optimización y Trouble Shooting, Maturín Edo. Monagas, Venezuela 2004

ROJAS, Z.R. Uso de inhibidores de incrustaciones en plantas de tratamiento de agua de formación, Tesis de grado Universidad de Oriente, Venezuela 2013.

SMITH C.F., NOLAN III T.J y CRENSHAW P.L., "Removal and Inhibition of Calcium Sulfate Scale in Waterflood Projects", JPT, pp. 1249-1256, Nov, 1968

SUAREZ, J. A., HERNÁNDEZ, I., & CARRILLO, I. D. Evaluación experimental del efecto de la temperatura sobre el nivel de remoción de daño en el yacimiento causado por incrustaciones orgánicas e inorgánicas caso aplicado [recurso electrónico] / Jorge Andrés Suarez campos, Isaías Hernández Téllez; di. Bucaramanga: UIS, 2014

TOMSON M, Mechanisms of mineral scale inhibition, Paper SPE 74656 32_ A. K. Al Mulhim, M.D Wingrove, M.A, Sarbar, and Dhahran,1999, Effectiveness Of scale inhibitor squeezes in the mitigation, Paper SPE 56642 2002

VALLEJO, M.L. Predicción y control de incrustaciones minerales en pozos petroleros. Tesis de grado Instituto Politécnico Nacional, México, D.F, 2011.

VANEGAS, C. L., BUENDÍA, H., & CARRILLO, L. F. Evaluación y selección de un inhibidor multiscale para prevenir la formación de incrustaciones inorgánicas en un campo petrolero colombiano. REVISTA FUENTES, 14(2). 2016

VALENCIA, F.A. y TARACHE, E. Inhibición de incrustaciones en dos campos petroleros. Tesis de grado Universidad de América, 1992

VETTER, O.J.G and PHILLIPS, R.C. "Prediction of Deposition of Calcium sulfate scale under down-hole conditions, J. Petr.Tech(Octobre 1970)

ANEXOS

Anexo A. Precio Exportación Crudo Colombiano

Año	WTI USD
2009	61.83
2010	79.50
2011	95.06
2012	94.16
2013	97.96
2014	93.17
2015	48.65
2016	34.45
2017	50.02
2018	63.05

Fuente: <http://www.dane.gov.co>