

EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA AL IMPLEMENTAR LA
TECNOLOGÍA CLEARWELL™ EN POZOS PRODUCTORES PARA EL CONTROL DE
INCRUSTACIONES

SHARON STEFFANY MARCELO CAMACHO
ELKIN FELIPE MORENO BARRAGÁN

Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERO QUÍMICO

DIRECTOR
EDNA CATHERINE PACHECO VEGA
INGENIERA QUÍMICA

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
INGENIERÍA QUÍMICA
BOGOTÁ D.C.

2021

NOTA DE ACEPTACIÓN

Edna Catherine Pacheco Vega
Firma del Director

Nombre
Firma de Presidente Jurado

Nombre
Firma del Jurado

Nombre
Firma del Jurado

Bogotá, D.C., Agosto de 2021

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente Institucional y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Consejero Institucional

Dr. Luís Jaime Posada García-Peña

Vicerrectoría Académica y de Investigaciones

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Vicerrector Administrado y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretario General

Dr. José Luis Macías Rodríguez

Decano de la Facultad de Ingeniería

Ing. Julio Cesar Fuentes Arismendi

Director del programa de Ingeniería Química

Ing. Nubia Liliana Becerra Ospina

DEDICATORIA

A Dios porque Él hace todo posible, Él me dio la sabiduría, la capacidad de entendimiento y tranquilidad para culminar con éxito este ciclo.

A mis padres, Martha B. y Héctor M, porque con su esfuerzo, apoyo y amor hicieron esto posible, este logro es mío y de ellos, sino de ellos.

*El esfuerzo lo hicieron ellos
“Yo solo tuve que estudiar”.*

Elkin Felipe Moreno Barragán

AGRADECIMIENTOS

A nuestras familias que nos brindaron apoyo y soporte a lo largo de estos años para poder terminar con éxito este programa académico.

A los ingenieros Edna Pacheco Vega, Diego Rodríguez, Andrés Gómez, Felio Osso y todo el equipo de Industrias, Inversiones y Servicios Delrio S.A.S. por permitirnos aprender y crecer junto a ustedes a la vez que realizamos nuestro trabajo de grado.

A la Fundación Universidad de América, sus directivos, administrativos y docentes, por hacer posible el llevar a cabo nuestro desarrollo profesional, por cada paso en el cual nos apoyaron y permitieron crecer como personas e ingenieros.

Las directivas de la Universidad América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	13
INTRODUCCIÓN	14
OBJETIVOS	16
1. MÉTODOS DE PREVENCIÓN Y CONTROL DE INCRUSTACIONES	17
1.1 Formación de incrustaciones	17
1.1.1 <i>Iones</i>	18
1.1.2 <i>Solubilidad</i>	21
1.1.3 <i>Supersaturación</i>	22
1.2 Predicción de Incrustaciones	23
1.2.1 <i>Índice de Saturación de Langelier</i>	24
1.2.2 <i>Índice de Ryznar</i>	25
1.2.3 <i>Índice de Puckorius</i>	27
1.2.4 <i>Índice de Stiff-Davis</i>	28
1.2.5 <i>Índice de Oddo-Tomson</i>	31
1.2.6 <i>Índice de Larson-Skold</i>	32
1.3 Métodos para la prevención y control de incrustaciones	33
1.3.1 <i>Inhibidores químicos inorgánicos</i>	33
1.3.2 <i>Inhibidores químicos orgánicos:</i>	35
1.3.3 <i>Tratamiento magnético (celda magnética)</i>	37
1.3.4 <i>Mecanismo Electrostático</i>	39
1.4 ClearWELL™ como método para el control de incrustaciones	40
1.4.1 <i>Características ClearWELLI™</i>	40
1.4.2 <i>Ventajas del ClearWELL™</i>	41

1.4.3	<i>Desventajas del ClearWELL™</i>	41
1.4.4	<i>Validación de la tecnología ClearWELL™</i>	41
2.	EVALUACIÓN TÉCNICA: CLEARWELL™	45
2.1	Condiciones previas del pozo	45
2.1.1	<i>Producción previa del pozo</i>	45
2.1.2	<i>Estado mecánico del pozo</i>	46
2.1.3	<i>Fluido de producción – seguimiento fisicoquímico</i>	49
2.2	Condiciones posteriores del pozo	50
2.2.1	<i>Evaluación de integridad</i>	50
2.2.2	<i>Evaluación fisicoquímica</i>	51
2.2.3	<i>Evaluación de la suspensión de inhibidor químico</i>	53
2.3	Análisis de eficiencia	53
3.	MATRIZ DE SELECCIÓN	57
3.1	Matriz de selección	57
3.1.1	<i>Selección para Temperaturas inferiores a 80°C</i>	60
3.1.2	<i>Selección para Temperaturas entre 80 °C – 90 °C</i>	62
3.1.3	<i>Selección para Temperaturas entre 90°C a 100 °C</i>	65
3.1.4	<i>Selección para Temperaturas mayores a 100 °C</i>	68
3.2	Herramienta de visualización	70
4.	EVALUACIÓN FINANCIERA	73
4.1	Método comparativo	73
4.1.1	<i>Inversión</i>	73
4.1.2	<i>Costos operativos</i>	73
4.1.3	<i>Flujo de caja e indicadores financieros</i>	74

4.2	ClearWELL™	76
4.2.1	<i>Inversión</i>	76
4.2.2	<i>Costos operativos</i>	76
4.2.3	<i>Flujo de caja e indicadores financieros</i>	76
4.3	Análisis comparativo	78
5.	CONCLUSIONES	81
	BIBLIOGRAFÍA	83

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. <i>Proceso de nucleación – formación de incrustaciones.</i>	18
Figura 2. <i>Solubilidad vs Temperatura.</i>	22
Figura 3. <i>Supersaturación: concentración Vs temperatura.</i>	23
Figura 4. <i>Constante Empírica de Stiff Vs Fuerza iónica.</i>	29
Figura 5. <i>Concentración de Ca Vs pCa.</i>	30
Figura 6. <i>Estructura molecular general de esterés.</i>	35
Figura 7. <i>Estructura molecular general de los fosfonatos orgánicos.</i>	36
Figura 8. <i>Diseño KLC, principio magnético.</i>	38
Figura 9. <i>Diseño de placas electrostáticas.</i>	39
Figura 10. <i>Producción del pozo H-2 previa a la instalación del ClearWELL™.</i>	45
Figura 11. <i>Completamiento del pozo H-2.</i>	48
Figura 12. <i>Columna estratigráfica asociada al campo y pozo H-2.</i>	49
Figura 13. <i>Producción vs Frecuencias ESP</i>	51
Figura 14. <i>Fisicoquímicos posterior a la instalación de ClearWELL™</i>	52
Figura 15. <i>Producción e inyección de inhibidor del pozo H-2 después de la instalación del ClearWELL™</i>	53
Figura 16. <i>Configuración del completamiento con ClearWELL™ en superficie.</i>	55
Figura 17. <i>Árbol de selección parte 1: Preguntas básicas de reconocimiento de incrustaciones</i>	58
Figura 18. <i>Árbol de selección parte 2: Reconocimiento de métodos utilizados previamente un pozo productor.</i>	59
Figura 19. <i>Selección para temperaturas inferiores a 80°C y presencia de carbonatos a altas concentraciones.</i>	60
Figura 20. <i>Selección para temperaturas inferiores a 80°C y presencia de carbonatos a bajas concentraciones.</i>	61
Figura 21. <i>Selección para temperaturas inferiores a 80°C y sin presencia de carbonatos.</i>	62
Figura 22. <i>Selección para temperaturas entre a 80°C - 90 °C con presencia de carbonatos a altas concentraciones.</i>	63

Figura 23. Selección para temperaturas entre a 80°C - 90 °C con presencia de carbonatos a bajas concentraciones.	64
Figura 24. Selección para temperaturas entre a 80°C - 90 °C sin presencia de carbonatos.	65
Figura 25. Selección para temperaturas entre a 90°C - 100 °C con presencia de carbonatos a altas concentraciones.	66
Figura 26. Selección para temperaturas entre a 90°C - 100 °C con presencia de carbonatos a bajas concentraciones.	67
Figura 27. Selección para temperaturas entre a 90°C - 100 °C sin presencia de carbonatos.	68
Figura 28. Selección para temperaturas mayores a 100 °C con presencia de carbonatos a altas concentraciones.	69
Figura 30. Selección para temperaturas mayores a 100 °C con presencia de carbonatos a bajas concentraciones.	69
Figura 31. Selección para temperaturas mayores a 100 °C sin presencia de carbonatos a bajas concentraciones.	70
Figura 32. Inicio de la aplicación PowerBI	71
Figura 33 .Visualización de datos de producción en PowerBI – Parte 1	71
Figura 34. Visualización de datos de producción en PowerBI – Parte 2.	72
Figura 35. Visualización de selección de métodos en PowerBI.	72

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. <i>Tipos de cationes y aniones principales</i>	19
Tabla 2. <i>Interpretación del índice de Langelier.</i>	25
Tabla 3. <i>Interpretación del índice de Ryznar.</i>	26
Tabla 4. <i>Interpretación del índice de Ryznar en conjunto con el índice de Langelier.</i>	26
Tabla 6. <i>Interpretación del índice Stiff y Davis.</i>	30
Tabla 7. <i>Interpretación del índice Oddo-Tomson.</i>	32
Tabla 8. <i>Interpretación del índice de Larson-Skold.</i>	33
Tabla 9. <i>Tratamientos inorgánicos.</i>	34
Tabla 10. <i>Matriz selectiva para la selección de métodos de control de incrustaciones.</i>	43
Tabla 12. <i>Reporte de carbonatos.</i>	49
Tabla 13. <i>Dureza total del pozo H-2.</i>	50
Tabla 14. <i>Concentración de iones posterior a la instalación de ClearWELL™</i>	52
Tabla 15. <i>Medición de voltaje suministrado por ClearWELL™.</i>	56
Tabla 16. <i>Costos de intervención previa al tratamiento químico.</i>	73
Tabla 17. <i>Costos mensuales por inyección de inhibidor químico.</i>	74
Tabla 18. <i>Flujo de caja e indicadores financieros para la inyección de inhibidores químicos.</i>	75
Tabla 19. <i>Indicadores financieros para la inyección de inhibidores químicos</i>	75
Tabla 20. <i>Costos de inversión asociados al ClearWELL™</i>	76
Tabla 21. <i>Flujo de caja de la tecnología ClearWELL™.</i>	77
Tabla 22. <i>Indicadores financieros del ClearWELL™</i>	78
Tabla 23. <i>Condiciones operativas del pozo H-2 2021</i>	78
Tabla 24. <i>Flujo de caja para las condiciones operativas 2021.</i>	79
Tabla 25. <i>Indicadores financieros 2021</i>	80

RESUMEN

Según las condiciones geológicas de los yacimientos convencionales en Colombia, la producción de agua en los campos petroleros suele ser bastante alta y con una tendencia de aumento; el agua, por sus propiedades fisicoquímicas y su alto contenido mineral, proveniente de las formaciones productoras, suele traer consigo problemas como la corrosión y la incrustación en tuberías, facilidades instaladas en pozo y facilidades de producción en superficie. Las diferentes empresas operadoras buscan utilizar métodos de prevención y control ante los fenómenos de corrosión e incrustación, para ello, compañías como Delrio S.A.S, presentan propuestas como solución a dicha búsqueda. El proyecto actual se desarrolló con el propósito de evaluar la viabilidad técnica y financiera de la implementación de la tecnología ClearWell™ en pozos productores, según las propiedades fisicoquímicas de los fluidos y parámetros de producción, como propuesta no intrusiva para la prevención y control de las incrustaciones.

Inicialmente se realizó un estudio sobre los diferentes métodos para el control de incrustaciones tanto de métodos intrusivos como no intrusivos, teniendo en cuenta las condiciones de temperatura del ion predominante para generar la incrustación y concentración de Calcio. Con la información anterior, se realiza un árbol de decisiones que permite seleccionar el método de control de incrustaciones más eficiente frente a condiciones de temperatura de operación, ion predominante en la incrustación y concentración de Calcio. Posteriormente, mediante la ayuda de la herramienta PowerBi de ©Microsoft, se desarrolla una herramienta que permite seleccionar el método preventivo óptimo basado en el árbol de decisiones previamente realizado. Por otro lado, se aborda un caso de estudio, donde se selecciona un pozo productor el cual presentaba problemas de producción asociados a incrustaciones, donde para el control de las mismas utilizaban inyección de químicos. Para fortalecer el control y mantener un balance financiero, se instala una unidad ClearWell™, la cual, mediante la revisión de parámetros operativos y fisicoquímicos, presenta una correcta eficiencia en su funcionamiento. Por último, con base en los resultados obtenidos por cada método de control de incrustaciones se realiza un análisis económico teniendo en cuenta el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR).

Palabras clave: ClearWell™, nucleación, precipitación, incrustación, solubilidad, bomba electrosumergible.

INTRODUCCIÓN

En Colombia, la gran mayoría de campos petroleros productores de crudo con una gravedad API entre los 10 a 25°API, están asociados a acuíferos activos ocasionando la producción de agua en superficie a partir de la extracción de hidrocarburos. Según las condiciones del yacimiento y propiedades de los fluidos asociados a este, el agua de producción contiene generalmente iones de sales minerales como CO_3^{-2} , Ca^{+2} , SO_4^{-2} , Ba^{+} , Sr^{+2} , Na^{+} , Mg^{+2} , Cl^{-} , HCO_3^{-} [1]; los cuales, se precipitan cuando sobrepasan las concentraciones de equilibrio, generando incrustaciones en la tubería de producción de los pozos, bombas de producción, facilidades en superficie y accesorios asociados, ocasionando la reducción del flujo de fluidos debido a una disminución en el área transversal de flujo.

Con base en la problemática presentada, Delrio S.A.S cuenta con un método preventivo llamado ClearWell™, el cual consiste en una unidad generadora de pulsos electromagnéticos mediante radiofrecuencia, para el control de scale en fondo de pozo y facilidades de superficie, sin embargo, se deben estudiar las diferentes condiciones de los fluidos para analizar el alcance de la tecnología. Por tanto, la empresa ve la necesidad de determinar los diferentes escenarios en los cuales puede ser o no aplicada, con el fin de brindar una mejor asesoría a los clientes sobre su implementación. Esta tecnología, cuenta con varios casos de éxito, los cuales son presentados en el documento a continuación, estos principalmente a nivel internacional, sin embargo existen instalaciones de éxito en Colombia los cuales no son nombrados a cabalidad por confidencialidad de las diferentes empresas operadoras.

Por lo anterior, el proyecto de grado titulado “*Evaluación de la viabilidad técnica y financiera al implementar la tecnología Clearwell™ en pozos productores para el control de incrustaciones*”, ha propuesto evaluar la viabilidad técnica y financiera de la tecnología no intrusiva, teniendo en cuenta un caso de estudio donde se utiliza inyección de químicos para el control de incrustaciones y posteriormente se instala la tecnología ClearWell™. El caso de estudio permitirá observar si la tecnología cumple o no con la eficiencia esperada tanto a nivel técnico. Esta eficiencia técnica es evaluada a partir de parámetros establecidos por la compañía Delrio S.A.S según el Know How respectivo de la herramienta, a partir de parámetros fisicoquímicos según el tipo de incrustación presentada, producción del pozo, integridad del bombeo instalado y mediciones de radiofrecuencia

en superficie; mientras que la evaluación económica es realizada a partir de la comparación del valor actual neto como índice financiero más óptimo.

El desarrollo teórico a evaluar, permitirá desarrollar una herramienta mediante la toma de decisiones, para guiar al cliente hacia la selección del correcto método preventivo de incrustaciones, teniendo en cuenta la información que este pueda recopilar en campo y laboratorio.

OBJETIVOS

Según la problemática encontrada y la evaluación a realizar, a continuación, se presentan los objetivos del actual trabajo de grado.

Objetivo general

Evaluar la viabilidad técnica y financiera de la implementación de tecnología ClearWell™ en pozos productores según las propiedades fisicoquímicas de los fluidos y parámetros de producción.

Objetivos específicos

Describir los diferentes métodos para el control de incrustaciones y su principio de funcionamiento.

Analizar el desempeño de la tecnología ClearWell™ en un pozo productor teniendo en cuenta su tendencia incrustante.

Generar una herramienta de toma de decisiones para el control de incrustaciones, teniendo en cuenta las propiedades fisicoquímicas de los fluidos y facilidades instaladas en pozos productores.

Evaluar financieramente la implementación de la tecnología ClearWell™.

1. MÉTODOS DE PREVENCIÓN Y CONTROL DE INCRUSTACIONES

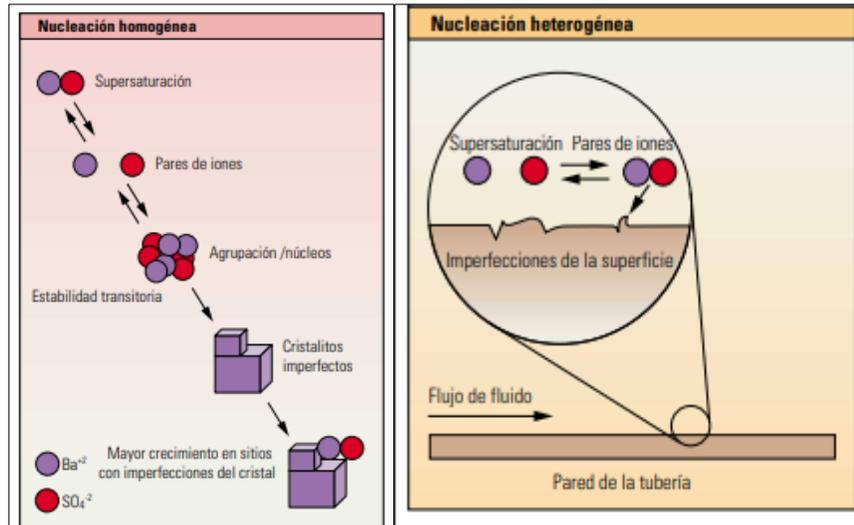
La precipitación de iones presente en soluciones acuosas, es conocida como incrustaciones, estas forman una especie de costra mineral sólida, que en la producción de hidrocarburos puede generar taponamiento, en tuberías y en equipos de producción. Los iones incrustantes no solo están presentes en los fluidos de producción sino también pueden ser transportados a partir de los procesos de recuperación principalmente por inyección de agua u otros fluidos que en su composición llevan CO₂ y otros compuestos contaminantes[1]. Las incrustaciones más comunes suelen ser sulfato de bario, carbonato de calcio, sulfato de calcio y compuestos derivados del hierro[2].

1.1 Formación de incrustaciones

Las incrustaciones tienen generalmente un punto de partida común, el cual corresponde a una variación en la temperatura o presión del sistema, la liberación de un gas, una modificación en el pH o el posible contacto con agua incompatible (como sucede en pozos inyectoros). Los iones incrustantes principalmente provienen de partículas minerales formadas por grupos de átomos inestables; estos iones inician un proceso de cristalización al unirse varios de ellos. Posteriormente, estos cristales crecen mediante la adsorción de iones presentes en el ambiente, haciendo que por su mismo peso tiendan a precipitar sobre las paredes de las tuberías, principalmente en las imperfecciones existentes en la misma, el crecimiento que se da en esta definición, se le conoce como nucleación heterogénea, lo cual se evidencia en la **Figura 1**.

Figura 1.

Proceso de nucleación – formación de incrustaciones



Nota. Cuando se ha generado una sobresaturación, los iones inestables se empiezan agrupar y buscan precipitarse usando la energía mínima, en este caso la energía mínima se da en nucleación Heterogénea sobre una superficie. CRABTTRE, La lucha contra las incrustaciones-Remoción y prevención.1999. Pág. 32.

Aun cuando estos dos tipos de nucleación suceden de forma continua, es muy difícil que la nucleación homogénea se dé y permanezca en esta etapa de forma natural, esto, debido a que los diferentes procesos termodinámicos buscan una eficiencia energética, la cual, los iones involucrados en la formación de incrustaciones, la encuentran en los procesos de nucleación heterogénea.

1.1.1 Iones

Los iones son partículas cargadas positiva o negativamente que dependiendo de su solubilidad pueden o no disolverse y precipitar formando diferentes compuestos dependiendo del ion característico. En la **Tabla 1**, se evidencian los diferentes cationes y aniones que generalmente forman incrustaciones.

Tabla 1.

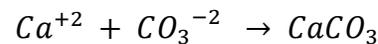
Tipos de cationes y aniones principales presentes en la formación de incrustaciones

Iones Catiónicos		Iones Aniónicos	
Bario	Ba ²⁺	Cloruro	Cl ⁻
Calcio	Ca ²⁺	Bicarbonato	HCO ³⁻
Potasio	K ⁺	Sulfato	SO ₄ ²⁻
Sodio	Na ⁺	Acetato	C ₂ H ₃ O ₂ ⁻
Aluminio	Al ³⁺		
Hierro	Fe ²⁺		
Magnesio	Mg ²⁺		
Estroncio	Sr ²⁺		

Nota. Los iones son grupos de átomos con carga positiva o negativa, capaces de ceder y aceptar electrones. Tomado de Biocidas y químicos S.A <https://www.biocidasyquimicos.com/filtersorb-ct-previene-incrustaciones-por-cationes-y-aniones/>.

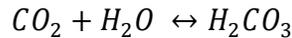
Entre los compuestos que se forman y se precipitan en el proceso de nucleación e incrustación encontramos:

- **Carbonato de Calcio (CaCO₃).** La aparición de estas incrustaciones se presenta comúnmente en yacimientos calcáreos, es decir, donde la roca almacén de hidrocarburos es una roca caliza formada en su gran mayoría por la mineral calcita, la formación de este tipo de incrustaciones se da principalmente con el aumento de la temperatura. La reacción que representa la formación de carbonato de calcio se observa a continuación:

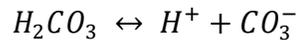


Los iones de calcio y carbonato o bicarbonato reaccionan para formar directamente carbonato de calcio, cuando el mineral de la roca carbonatada interactúa con el agua de formación se presenta una perturbación en el equilibrio. Un claro ejemplo de esta perturbación del equilibrio es cuando

en yacimiento en presencia de gas, el CO₂ presente durante la producción o perforación interactúa con el agua formando ácido carbónico.



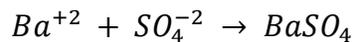
La presión parcial del dióxido de carbono en fase gaseosa favorece la interacción con el agua; una vez formado el ácido carbónico este puede ionizarse de la siguiente manera:



La presencia de CO₂ en el pozo aumenta la solubilidad del carbonato de calcio en el agua, la formación del ácido carbónico que se disocia hace que la solubilidad del carbonato aumente, haciendo que este precipite a un más fácil, de igual forma este hace que el pH del agua de formación se vea afectado, disminuyendo. La reacción global que representa la precipitación de carbonato de calcio sería:



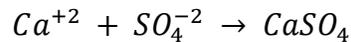
- **Sulfato de Bario (BaSO₄).** Las incrustaciones por sulfato de bario presentan problemas a la hora de prevenir su precipitación, debido a que estas son altamente insolubles, siendo resistentes tanto a tratamientos químicos como mecánicos[2]. La formación del sulfato de bario esta dada por la siguiente reacción:



El ion Bario y el ion Sulfato son los encargados de generar este compuesto incrustante, a diferencia de del carbonato de calcio, este es más común en formaciones areniscas. Un aumento de estos iones es atribuido principalmente a de inyección agua, donde el agua inyectado arrastra los iones presentes en los minerales de la roca[2]. La técnica *scale blasting* es utilizada a menudo para remover este tipo de incrustaciones poco insolubles.

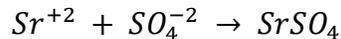
- **Sulfato de Calcio (CaSO₄).** El sulfato de calcio se forma principalmente por la mezcla de dos aguas incompatibles, agua de formación y agua de mar, el agua de formación arrastra minerales

de calcio generalmente de formaciones calcáreas, mientras el agua de mar contiene altas concentraciones de sulfato[3], generando la siguiente reacción:



El sulfato de calcio hidratado (yeso) se precipita comúnmente a baja temperatura y el sulfato de calcio (anhidrita) a menudo se precipita a temperaturas y presiones elevadas[4]. El artículo “*Quantitative Evaluation of Calcium Sulfate Precipitation Kinetics in the Presence and Absence of Scale Inhibitors*” concluye experimentalmente que el ácido metilfosfónico (HDTMP) es el mejor inhibidor de sulfato de calcio por encima de pentafluoroboratos, fosfinopolicarboxilatos, terpolímero de ácido maleico y carboximetil inulina, y su vez afirma que no puede haber inhibición de sulfato de calcio una vez la salmuera se sobresature (índice de saturación SI >1).

- **Sulfato de Estroncio (SrSO₄).** El mineral formado por el sulfato de bario es conocido bajo el nombre de celestita, el cual se forma mediante la reacción del ion de estroncio con los iones sulfatos.



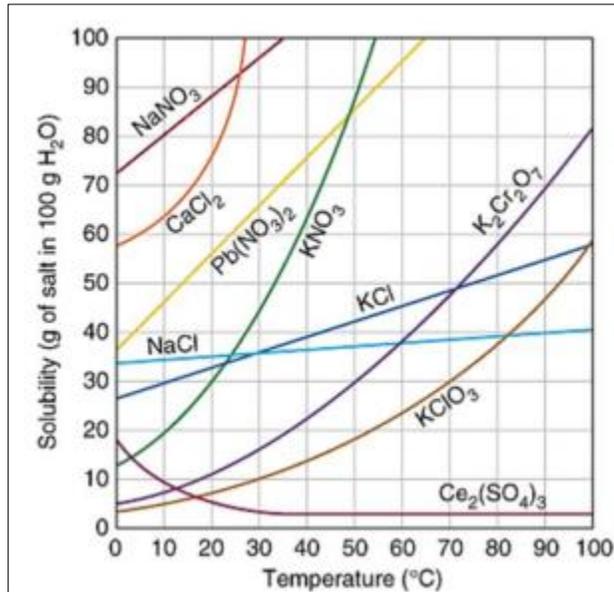
El sulfato de estroncio es muy similar al sulfato de bario, sin embargo, este tiene una mayor solubilidad, siendo más fácil de prevenir y tratar. Generalmente esta se da al mismo tiempo que las precipitaciones de sulfato de bario en una proporción de 1,25% a 15,9% por cada gramo de sulfato de bario depositado[5].

1.1.2 Solubilidad

La solubilidad es la máxima cantidad de soluto, iones minerales, que puede ser disuelto en una cantidad de solvente, agua de producción o inyección, a una temperatura y presión específica. Como se observa en la **Figura 2**, la solubilidad mantiene una relación con la temperatura bien sea de forma directa o inversa, para las incrustaciones esta última será la que generará el problema en tubería, conociendo que las temperaturas más altas se dan en fondo de pozo, es decir, donde los iones minerales tendrán menor solubilidad.

Figura 2.

Solubilidad vs Temperatura



Nota. La figura 2 describe el comportamiento de incrustaciones en una solución acuosa a diferentes temperaturas. Fuente: <https://ejercicios-fyq.com/Análisis-de-un-gráfico-de-curvas-de-solubilidad>

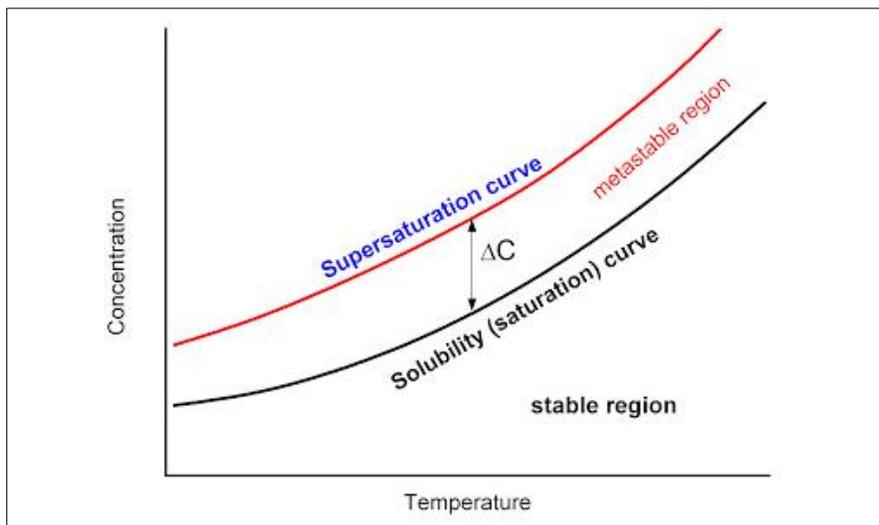
La solubilidad suele verse afectada por la naturaleza del soluto y solvente, temperatura, presión y la presencia de otros materiales disueltos u otros solutos presentes.

1.1.3 Supersaturación

Es la propiedad más importante con respecto a la precipitación de minerales. Las soluciones supersaturadas o sobresaturadas se caracterizan por tener una cantidad de iones superior a lo que es termodinámicamente posible, lo que significa que tarde o temprano una sal se precipitará, tal como se percibe en la **Figura 3**, donde se determina la región metaestable como la saturación máxima a nivel termodinámico para la generación de cristales y la precipitación de los mismos.

Figura 3.

Supersaturación: concentración Vs temperatura.



Nota. La figura 3 describe el comportamiento de la curva de solubilidad con la curva de supersaturación, resaltando la zona estable de solubilidad. Fuente: <https://ejercicios-fyq.com/Analisis-de-un-grafico-de-curvas-de-solubilidad>

Se debe tener claro que la sobresaturación es una fuerza impulsora que nos indica la alta posibilidad de que precipiten sales minerales mas no indica qué cantidad puede precipitarse. Este fenómeno puede darse por cambios en temperatura, pH, presión, agitación, mezclas incompatibles de aguas o cambios en las concentraciones de soluto.

1.2 Predicción de Incrustaciones

Para evaluar la formación de incrustaciones es necesario conocer los equilibrios termodinámicos y cinéticos de las reacciones que intervienen en la formación de las mismas; basado en lo anterior existen tres condiciones para presentar inconvenientes por scale, como lo son; la termodinámica, la cinética y la fluidodinámica y adherencia.

Los modelos de equilibrios que predicen la formación de incrustaciones suelen seguir los siguientes pasos:

1. Marco termodinámico.
2. Modelo químico que defina fases y especies presentes, y reacciones entre las mismas.

3. Datos termodinámicos tales como, solubilidades, constantes de disociación, parámetros para el cálculo de actividad y coeficientes de fugacidad.
4. Solución matemática del conjunto de ecuaciones.

1.2.1 Índice de Saturación de Langelier

El índice de Langelier fue desarrollado para determinar si un agua fresca saturada con oxígeno disuelto es capaz de formar incrustaciones de carbonato de calcio (CaCO_3) y determinar si esta agua puede ser corrosiva o no[6].

Para la determinación del índice de Langelier (LSI), es necesario determinar y conocer:

1. Alcalinidad (CaCO_3 mg/l)
2. Dureza de cálcica (Ca^{2+} mg/l como CaCO_3)
3. pH medio
4. Temperatura

El cálculo del índice de saturación de Langelier está dado por el siguiente procedimiento:

$$LSI = pH - pHs$$

Donde:

pH: es el valor medido

pHs: es el pH de saturación en carbonato de calcio y es definido como

$$pHs = (9.3 + A + B) - (C + D)$$

Donde:

$$A = \frac{\text{Log}_{10} [\text{TDS}] - 1}{10}$$

$$B = -13,12 \times \text{Log}_{10} [T(^{\circ}\text{C}) + 273] + 34,55$$

$$C = \text{Log}_{10} [\text{Ca}^{+2} \text{ como } \text{CaCO}_3] - 0,4$$

$$D = \text{Log}_{10} [\text{alcalinidad total como } \text{CaCO}_3]$$

El índice de saturación de Langelier se interpreta según los valores presentados en la **Tabla 2**.

Tabla 2.

Interpretación del índice de Langelier.

Caso	Interpretación
ISL < 0,	No se forman incrustaciones, el agua tiene tendencia a ser corrosiva.
ISL = 0	El agua se encuentra en un estado neutro. No se anticipa la formación de incrustaciones.
ISL > 0	El agua tiende a ser incrustante. Sobresaturada de CaCO ₃

Nota. El ISL se puede interpretar como el cambio de pH requerido para traer el agua al equilibrio. Fuente: GONZALÉZ. E; PARRA M. y HERNÁNDEZ M, Calculo De los índices de Langelier (Simplificado),. Fundación Centro Canario del Agua.

1.2.2 Índice de Ryznar

Este índice es similar al índice de Langelier, está basado en el concepto de nivel de saturación. Ryznar detectó que aguas de baja y alta dureza pudieran tener un ISL similar por ello modifica la fórmula desarrollando una ecuación empírica que calcula el índice de agua a presión atmosférica.

$$RSI = 2pH_s - pH$$

Donde:

pH = es el pH medido

pH_s = es pH si el agua estuviera saturada con CaCO₃

pH_{eq} = 1,465 x log₁₀ [Alcalinidad] + 4,54

Alcalinidad = [HCO₃⁻] + 2 [CO₃⁻²] + [OH⁻], equivalentes en mg/L CaCO₃.

El índice de saturación de Ryznar puede interpretarse según los valores presentados en la **Tabla 3**.

Tabla 3.

Interpretación del índice de Ryznar.

Caso	Interpretación
RSI < 5,5	Fuertemente incrustante
RSI 5,5-6,2	Incrustante
RSI 6,2 -6,8	Agua en equilibrio químico
RSI 6,8-8,5	Agua corrosiva
RSI > 8,5	Agua muy corrosiva

Nota. Interpretación del índice de Ryznar. Fuente: Ana Ximena Salamanca Sánchez, “Evaluación de un inhibidor de incrustación para evitar taponamiento de las líneas de producción en una plataforma petrolera ana,” .

Este índice es usado para tener un visión rápida y cualitativa de lo que puede estar pasando, sin embargo, es de poca confianza debido a su desarrollo empírico. El índice de Langelier suele interpretarse en conjunto con el índice de Ryznar como muestra la **Tabla 4**, a continuación.

Tabla 4.

Interpretación del índice de Ryznar en conjunto con el índice de Langelier.

ISL	RSI	Tendencia de formación de incrustaciones
3,0	3,0	Extremadamente severa
2,0	4,0	Muy severa
1,0	5,0	Severa
0,5	5,5	Moderada
0,2	5,8	Débil
0,0	6,0	Estable, no hay tendencia a formar o disolver incrustación.
-0,2	6,5	No incrustación, muy débil, tendencia a disolver la incrustación.

Tabla 4.
Continuación.

-0,5	7,0	No incrustación, muy débil, tendencia a disolver la incrustación.
-1,0	8,0	No incrustación, muy débil, tendencia a disolver la incrustación.
-2,0	9,0	No incrustación, muy débil, tendencia a disolver la incrustación.
-3,0	10	No incrustación, muy débil, tendencia a disolver la incrustación.

Nota. Interpretación del índice de Ryznar. Fuente: Ana Ximena Salamanca Sánchez, “Evaluación de un inhibidor de incrustación para evitar taponamiento de las líneas de producción en una plataforma petrolera ana ” .

1.2.3 Índice de Puckorius

A diferencia de los índices de Langelier y Ryznar, el índice de Puckorius o *practical scaling index* tiene en cuenta dos parámetros críticos que son la capacidad buffer del agua y la máxima cantidad de precipitado que se puede formar al llevar el agua a condiciones de equilibrio. Este índice utiliza un pH_{eq} de equilibrio mayor que el pH del sistema tomando en cuenta el efecto buffer como se muestra en la siguiente ecuación.

$$PSI = 2pH_{eq} - pH$$

Donde:

pH = es el pH medido

pHs = es pH si el agua estuviera saturada con $CaCO_3$

pHeq = $1,465 \times \log_{10} [\text{Alcalinidad}] + 4,54$

Alcalinidad = $[HCO_3^-] + 2 [CO_3^{2-}] + [OH^-]$, equivalentes en mg/L $CaCO_3$.

Este índice es válido para valores de pH por debajo a de 8,3, el cual es el punto de revisión de la fenolftaleína. Por lo tanto, el uso de PSI para pH superiores a 8,3 debe ser evitado. El PSI suele adaptarse a las condiciones de agua con alto contenido de calcio, pero con un bajo punto de alcalinidad y capacidad tapón.

1.2.4 Índice de Stiff-Davis

El índice de Stiff y Davis es el resultado de la modificación del índice de Langelier con el único fin de ser aplicada en aguas saladas, este índice trata de superar las deficiencias del ISL con respecto al agua de alto contenido de sólidos totales disueltos (TDS) y la influencia de los iones comunes sobre la fuerza iónica para la formación de incrustaciones. La ecuación siguiente está basada en el concepto de saturación igual al índice de ISL[7].

$$ISD = pH - [K + pCa^{+2} + pAlk]$$

Donde:

pH = pH del agua

k= es una constante empírica la cual es una función de la solubilidad, composición, fuerzas iónicas y temperatura del agua

pCa⁺² = -Log [Ca⁺²]

pAlk= -Log [Alk]

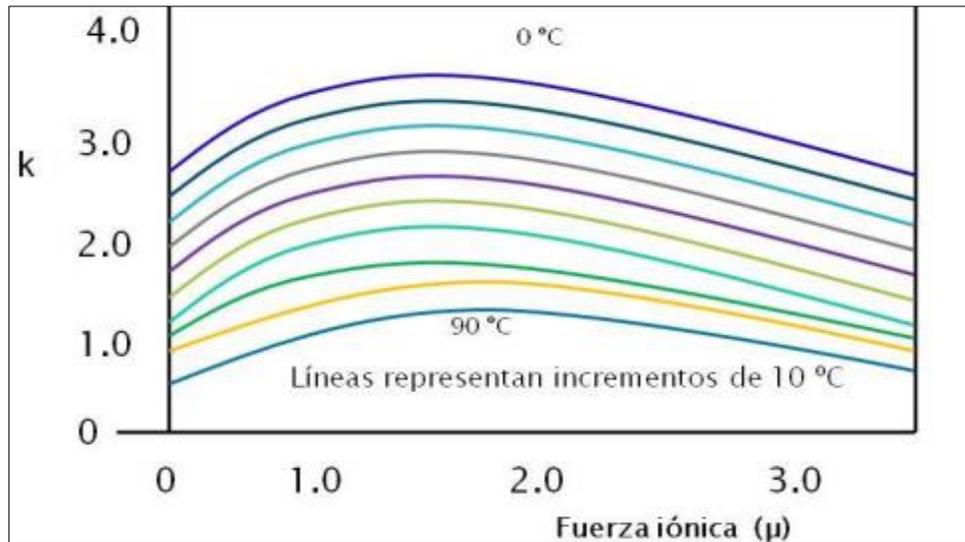
[Ca⁺²]= concentración de calcio (mol/L)

Alk= Alcalinidad total (mg/L CaCO₃)

Los valores de k son obtenidos mediante correlaciones graficas de fuerza iónica y temperatura del agua, ver **Figura 4**, para muestras de agua hasta una concentración total de sólido de 4000 ppm.

Figura 4.

Constante Empírica de Stiff Vs Fuerza iónica.



Nota. La grafica permite determinar la constante empírica de Stiff mediante la temperatura de la disolución y las fuerzas iónicas. C. C. Henry. Gamez, “Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electrosumergible del campo Cantagallo

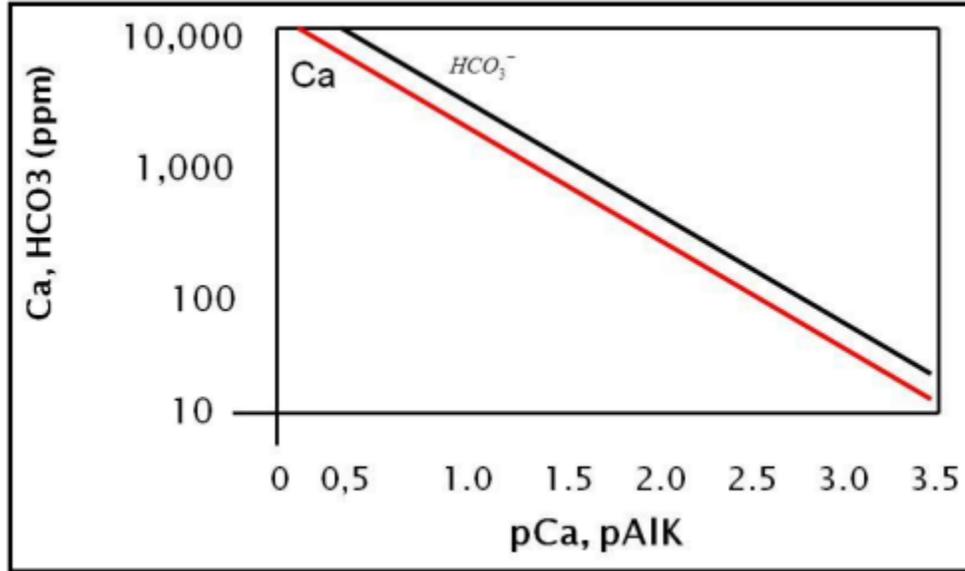
Donde:

Fuerza iónica = ppm ion * Factor

El siguiente gráfico de la **Figura 5** permite convertir la ppm de calcio y la alcalinidad en pCa y pAlk.

Figura 5.

Concentración de Ca Vs pCa.



Nota. La grafica determina el pCa o pAlk de la solución incrustante. C. C. Henry. Gamez, “Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electrosumergible del campo Cantagallo

Una vez calculado el índice de Stiff y Davis se puede interpretar según la **Tabla 6.**

Tabla 5.

Interpretación del índice Stiff y Davis.

Caso	Interpretación
ISD<0	Indica corrosión, el agua no se encuentra saturada con CaCO ₃ .
ISD>0	El agua está saturada con CaCO ₃ esto indica formación de incrustaciones.
ISD=0	Equilibrio con CaCO ₃ .

Nota. Interpretación del índice Stiff y Davis. Fuente: Ana Salamanca , “evaluación de un inhibidor de incrustación para evitar taponamiento de las líneas de producción en una plataforma petrolera ana,”

1.2.5 Índice de Oddo-Tomson

Actualmente este es el índice más utilizado y con más certeza en la industria de hidrocarburos. Este índice fue desarrollado en 1982 por J. Oddo y M. Tomson después de estudiar el índice de Stiff y Davis y sus aplicaciones en pozos de gas y geotérmicos donde observaron que[8]:

- a) Stiff y Davis no pueden calcularse por encima de 194°F (98°C)
- b) Todos los índices disponibles (CaCO₃) requerían conocer el pH del agua “medido” lo cual no es sencillo cuando las condiciones se alejan a las del ambiente a las altas presiones y temperaturas.

El mayor logro del índice de Oddo y Tomson fue desarrollar un algoritmo que evitara medir el pH en cualquier condición no ambiental para el CaCO₃, reuniendo las principales características fisicoquímicas del agua como (presión, temperatura, dureza cálcica, dureza magnésica, cloruros, sulfatos, bicarbonatos, concentración de CO₂ y H₂S en el gas). Otro gran beneficio es poder determinar la tendencia a formar incrustaciones tanto sulfatos como carbonatos en función a la termodinámica de las reacciones químicas ocurrentes en las tuberías.

Las expresiones para el cálculo del índice de Oddo y Tomson puede darse de dos formas:

1.2.5.a Índice de saturación en presencia de gas:

$$IS = \log [(Ca^{+2}) (HCO_3^-)] + pH - 2,76 + 9,88 * 10^{-3}T + 0,61 * 10^{-6}T^2 - 3,03 * 10^{-5}P - 2,348(u)^{\frac{1}{2}} + 0,77u$$

Donde:

Ca²⁺ = concentración de iones calcio; moles/L

HCO₃⁻ = concentración de iones bicarbonato; moles/L

T = temperatura operación; F P = presión total absoluta; PSI

u = fuerza molar iónica; moles/L

1.2.5.b Índice de saturación en sistemas donde la fase de gas está ausente (sistemas de inyección)

Inicialmente, se determina la cantidad de CO₂ donde se puede determinar directamente o mediante la siguiente ecuación.

$$C_{CO_2Aq} = \log P_{CO_2} - 2,212 - 6,51 * 10^{-3}T + 10,19 * 10^{-6}T^2 - 1,29 * 10^{-5}P - 0,77(u)^{\frac{1}{2}} - 0,059u$$

Posteriormente se puede determinar el índice de Oddon y Tomson o pH:

$$IS = \log [(Ca^{+2})(HCO_3^-)^2 / Caq] + 3,63 + 8,68 * 10^{-3}T + 8,55 * 10^{-6}T^2 - 6,56 * 10^{-5}P - 3,42(u)^{\frac{1}{2}} + 1,373u$$

$$pH = \log [(HCO_3^-) / Caq] + 6,39 - 1,198 * 10^{-3}T + 7,94 * 10^{-6}T^2 - 3,53 * 10^{-5}P - 1,067(u)^{\frac{1}{2}} + 0,599u$$

Mediante el método de Oddo-Thomson el IS puede calcularse entre 32 y 392°F y entre 14,7 y 20014,7 psia. Este índice se interpreta según lo muestra la **Tabla 7**.

Tabla 6.

Interpretación del índice Oddo-Tomson.

Caso	Interpretación
ILS <0,8	No corrosiva
0,8<ILS<1,2	Corrosiva significativa
ILS>1,2	Corrosiva elevada y localizada

Nota. Interpretación del índice Oddo-Tomson. Fuente: J. F. M. Quitian, “Determinación de la tendencia incrustante en las aguas de producción de los campos de ecopetrol de acuerdo con sus condiciones operacionales de temperatura, presión y composiciones,” pg 33, 2015

1.2.6 Índice de Larson-Skold

El Índice de Larson (ILS) relaciona el contenido de sales solubles existentes en el agua, como sulfatos, cloruros y carbonatos, con su grado de corrosividad en presencia de determinados factores como el pH y la temperatura[9].

$$ILS = \frac{[Cl^-] + [SO_4^{-2}]}{[HCO_3^-] + [CO_3^{-2}]}$$

La interpretación del índice de Larson-Skold se puede observar en la **Tabla 8**.

Tabla 7.

Interpretación del índice de Larson-Skold.

Caso	Interpretación
ILS <0,8	No corrosiva
0,8 < ILS < 1,2	Corrosiva significativa
ILS > 1,2	Corrosiva elevada y localizada

Nota. Interpretación del índice Oddo-Tomson.
Fuente: J. F. M. Quitian, “*Determinación de la tendencia incrustante en las aguas de producción de los campos de ecopetrol de acuerdo con sus condiciones operacionales de temperatura, presión y composiciones,*” pg 33, 2015

A diferencia de los otros índices, este índice intenta relacionar la química del agua a la corrosión del acero.

1.3 Métodos para la prevención y control de incrustaciones

1.3.1 Inhibidores químicos inorgánicos

Existen diferentes tipos de polifosfatos en esta categoría, son de poco uso debido a que sufren un proceso de reversión, el cual consiste en la formación de sub compuestos al hidrolizarse el grupo fosfato o ser partícipes de reacciones con agua formando ortofosfatos ineficaces, de esa forma se va perdiendo la capacidad de inhibición[10].

Las polifosfatos son de material solido caracterizados por tener una baja solubilidad en agua, aumentando su costo al tener una disolución más rápida en el medio; dentro de los más comunes

encontramos el hexametáfosfato de sodio, el tripolifosfato de sodio y tripolifosfato de potasio, presentados en la **Tabla 9**.

Tabla 8.

Tratamientos inorgánicos.

Compuesto	Tratamiento
Hexametáfosfato de sodio	CaCO ₃ CaSO ₄
Tripolifosfato de sodio	CaCO ₃
Tripolifosfato de potasio	CaCO ₃

Nota. Fuente: M. A. Jafar Mazumder, “A review of green scale inhibitors: Process, types, mechanism and properties,” *Coatings*, vol. 10, no. 10, pp. 1–29, 2020, doi: 10.3390/coatings10100928.

Los anti-incrustantes de polifosfatos han sido suplantados en gran parte por polímeros a base de ácido carboxílico, poliácido acrílico y poliácido maleico, los cuales son altamente estables a temperaturas altas de trabajo y entornos químicos[10].

-Ventajas

- Estabiliza el Carbonato de Calcio, evitando así la formación de incrustaciones calcáreas.
- Secuestra los iones de metales como hierro y manganeso, previniendo la precipitación de los mismos.
- Reduce la corrosión mediante la formación de películas protectoras en la red de tubería.
- Remueve gradualmente las incrustaciones ya existentes.

-Desventajas

- Su solubilidad es proporcional al costo de adquisición, por lo cual suele ser costoso.
- Puede generar hidrólisis y reacciones secundarias formando ortofosfatos no deseados
- Está limitado a máximas temperaturas de 80°C perdiendo eficiencia.

1.3.2 Inhibidores químicos orgánicos

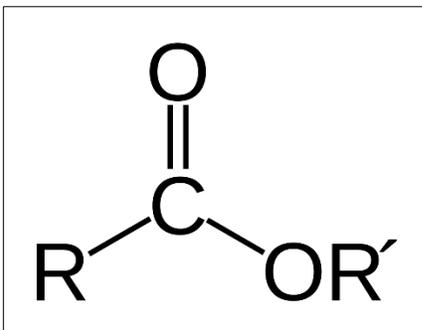
En la industria de hidrocarburos, los inhibidores químicos orgánicos, son los más utilizados debido a que no generan reversibilidad al interactuar con las incrustaciones, es decir, no forman nuevos compuestos. Usualmente son inyectados de forma continua tanto en pozos productores e inyectoras, como en facilidades de superficie, sin embargo, también son utilizados en tratamientos downhole, es decir, servicios a pozo que permiten la inyección en fondo realizando un tratamiento a la formación en operaciones de subsuelo.

Los inhibidores de incrustaciones de tipo orgánicos se dividen en *ésteres orgánicos*, *fosfonatos orgánicos* y *polímeros orgánicos*.

- **Ésteres orgánicos:** son compuestos donde uno o más grupos hidroxilos son sustituidos por grupos orgánicos alquilo como se presenta en la imagen **Figura 6**.

Figura 6.

Estructura molecular general de ésteres.



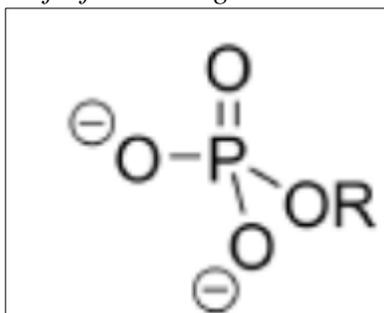
Nota. Compuesto formado por la sustitución del hidrógeno de un ácido orgánico por un radical alcohólico; se designa por el nombre del ácido del que proviene acabado en -ato, seguido del nombre del radical. <https://www.manualdaqquimica.com/quimica-organica/esteres.htm>

Sus características principales son:

- Pueden ser mezclados con inhibidores de corrosión.
 - Son excelentes para inhibir incrustaciones ocasionadas por sulfato de calcio ($CaSO_4$).
 - Pierden estabilidad a temperatura superiores de $100^\circ C$ ($212^\circ F$).
 - Su eficiencia disminuye en salmueras con alto contenido de Calcio.
- **Fosfonatos orgánicos:** los Fosfonatos son compuestos característicos de un enlace estable Carbono – Fósforo los cuales suelen resistir a la descomposición térmica; estos, se ven como se presenta en la **Figura 7**.

Figura 7.

Estructura molecular general de los fosfonatos orgánicos.



Nota. Compuestos derivados del ácido fosfónico (H_2PHO_3) y se caracterizan por un fuerte enlace carbono-fósforo.
<https://www.manualdaquimica.com/quimica-organica/esteres.htm>

Sus principales características como inhibidor de incrustaciones son:

- Son excelentes inhibidores ante incrustaciones de carbonato de calcio ($CaCO_3$).
- Son más estables a altas temperaturas que los ésteres orgánicos.
- Son bastante solubles en otros compuestos, por tanto, no forman emulsiones y pueden ser mezclados con inhibidores de corrosión.

- Para conseguir una eficiencia óptima de los fosfonatos, se requiere de altas dosificaciones de este.
- Ante la presencia de un alto contenido de calcio, pueden formar trifosfato de calcio ($Ca(PO_4)_3$), compuesto que podría generar otro tipo de problemas dentro del pozo.

- **Polímeros orgánicos:** corresponde a compuestos de cadenas largas, principalmente sintéticos, los cuales cuentan con las siguientes características a nivel de control de incrustaciones:

- No requieren de altas dosificaciones para lograr una eficiencia óptima de uso.
- Su uso se puede dar a temperaturas hasta de 700°C sin afectar su función de inhibidor.
- Son compatibles con salmueras de altas concentraciones de calcio.
- Generalmente, son los más costosos en la industria.

1.3.3 Tratamiento magnético (celda magnética)

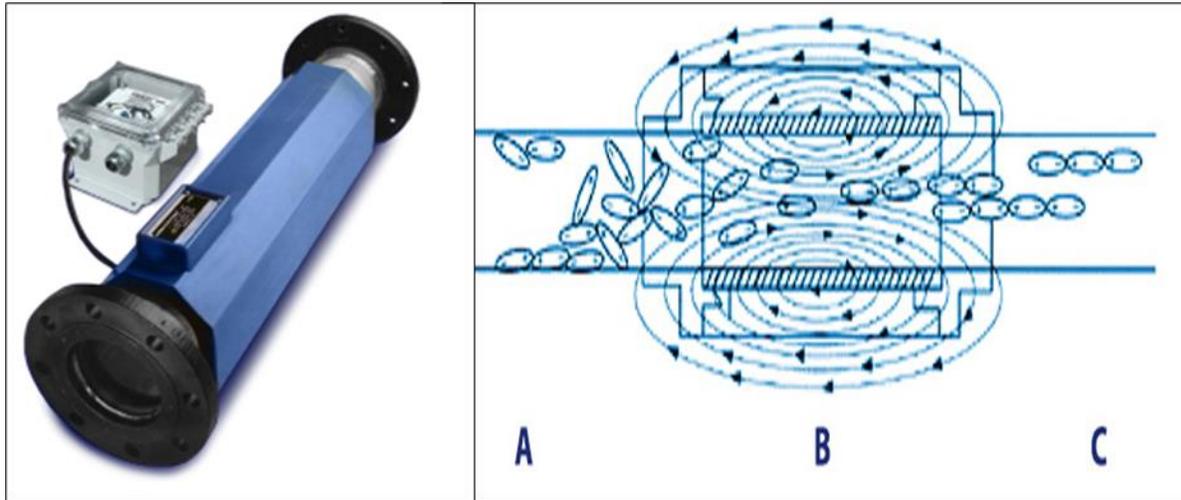
El uso de un magneto o electromagneto permanente que impone un campo magnético, que permite la alteración de los iones presentes en el agua, previniendo de esta forma la generación de incrustaciones por el principio de formación de nucleación Homogénea.

La principal ventaja de tener una sección de tubería imantada es que no requerirá mantenimiento, ni horas / hombres para su funcionamiento.

El LKC (Linear kinetic cell), presentado en la **Figura 8**, es un ejemplo de tratamiento magnético no químico, cuyo principio básico está en la polarización de moléculas minerales de agua como dipolos. Al polarizarse las moléculas estas se va uniendo una a otra quedando en suspensión en el agua.

Figura 8.

Diseño KLC, principio magnético.



Nota. Las partículas que pasan a través de la sección de tubería generan dipolos entre las mismas haciendo que estas se unan por su carga magnética. Tomada de: <https://ener-tec.com/>, modificada por el autor.

En el punto A se da el ingreso de moléculas al LKC, en el punto B se da la polarización y en el punto C surgen como dipolos cadenas unidas entre sí[11].

-Ventajas:

- Previene la formación de incrustaciones y acumulación de parafinas
- Amplio rango de Temperatura de operación, máxima 93 °C @ 1 atm
- Disponible en varios de varios tamaños de acuerdo al requerimiento
- No requiere adición de químicos

-Desventaja

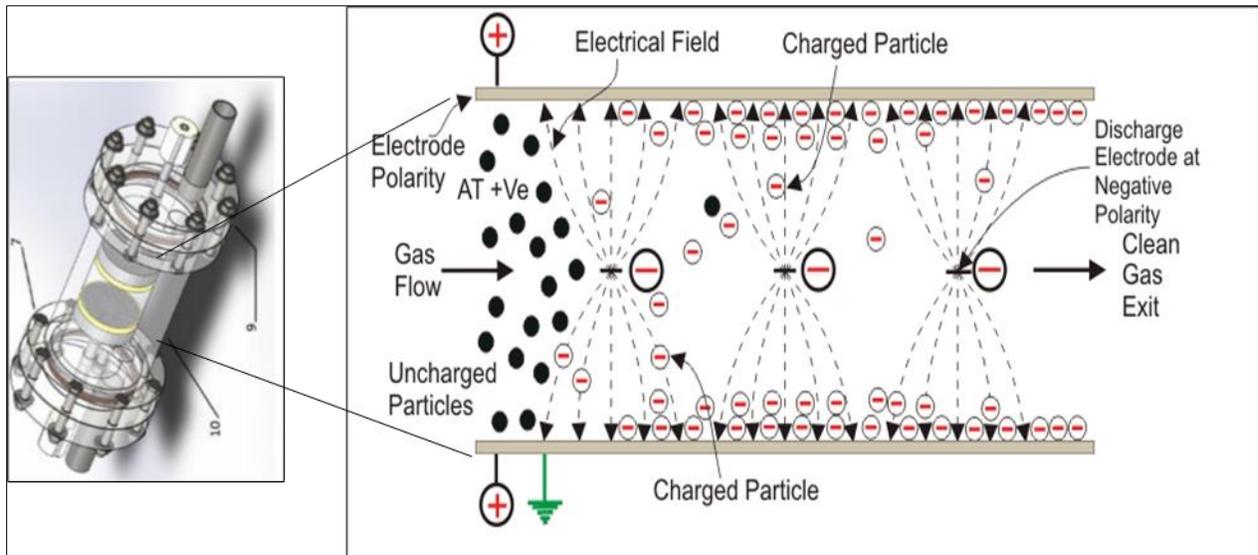
- El sistema eléctrico en el momento de fallar el panel de control lo señalará y habrá que remover toda la sección de tubería para su cambio.
- Corriente eléctrica constante.

1.3.4 Mecanismo Electrostático

El principio de este mecanismo está basado en el uso de un par de electrodos, uno negativo y otro positivo, como se muestra en la **Figura 9**. El suministro de energía eléctrica permite alterar la carga iónica siendo posible la precipitación de scale o suspensión de la misma en el medio[12].

Figura 9.

Diseño de placas electrostáticas.



Nota. Las partículas con carga que pasan a través de la sección de tubería son atraídas y precipitadas en celdas de electrodos. Tomado de: <https://doi.org/10.2118/171088-MS>, modificada por el autor

-Ventajas:

- Eficiente en facilidades de superficie.
- Mecanismo no intrusivo.

-Desventajas:

- Cambio o limpieza de celdas una vez estas estén saturadas del componente precipitado
- A largo plazo puede ser costoso dependiendo del nivel de intervenciones que se realicen para el cambio de celdas.

1.4 ClearWELL™ como método para el control de incrustaciones

ClearWELL™ es una tecnología renovada y patentada para el control de depósitos inorgánicos durante el proceso de producción de hidrocarburos, de una forma no intrusiva y libre de químicos. La formación de incrustaciones en las superficies se previene mediante la propagación de pulsos electromagnéticos, estos viajan a través de la tubería de producción y líneas de flujo, favoreciendo la nucleación homogénea y evitando así la generación de capas de scale que obstruyen tanto el fondo de pozo como facilidades de producción[13].

1.4.1 Características ClearWELL™

- Cero intervenciones por incrustación, todas las facilidades funcionan normalmente, solo deben tener la capacidad de transportar el pulso electromagnético.
- Protección a fondo de pozo.
- Monitoreo remoto, entrega información en tiempo real de frecuencias y eventos.
- Se puede instalar en zonas complejas, es versátil y se puede instalar en cualquier tipo de completamiento.
- Certificación ATEX/ IECEx.
- Bajo mantenimiento y servicios. Una vez instalada no requiere ningún servicio, sin embargo, se hace seguimiento periódico de la herramienta y su funcionamiento.
- No genera corrosión. La frecuencia de operación es totalmente diferente a las frecuencias de protección catódica por ende no interviene en este tipo de protección
- Tecnología verde, libre de químicos.
 - Su temperatura óptima de operación en superficie es entre los -60°C a 60°C.
 - Solución ideal en sistemas donde:
 - a. No hay capilar de fondo.
 - b. Regulaciones ambientales exigentes, principalmente por químicos.
 - c. Pozos con altas temperaturas que inhiben químicos.
 - d. Pozos con cambios aleatorias de variables fisicoquímicas del agua.
 - e. Prioridad en programas ambientales y huella verde.
 - f. Monitoreo satelital con alarmas y monitoreo de variables de operación.
 - g. Opción de alimentarse con energía solar, uso de paneles solares.

1.4.2 Ventajas del ClearWELL™

- No se encuentra en una zona específica, es decir, tiene una distribución uniforme a lo largo de la sección de tubería.
- Es una tecnología no intrusiva, no estará en contacto con el medio donde están siendo transportados los fluidos, por lo cual no se es necesario detener la producción para su instalación.
- No previene la formación de cristales, la incentiva, favoreciendo el equilibrio termodinámico de la solución, viajando el cristal en solución.
- Sin intervenciones, monitoreo remoto.

1.4.3 Desventajas del ClearWELL™

- No actúa sobre las incrustaciones de sulfuro de hierro debido a que no se cuenta con la frecuencia para prevenirla, además esta incrustación surge como resultado de procesos de corrosión, donde se puede evitar mitigando el proceso de corrosión.
- Dependiente del completamiento de pozo si este es openhole o casing.
- No remueve el scale ya depositado, se debe remover previo a su instalación.
- Actualmente no se comercializa para tratar problemas con depósitos orgánicos como las parafinas, sin embargo, ya existen estudios de caso exitoso para dicho tratamiento.

1.4.4 Validación de la tecnología ClearWELL™

- Seguimiento de variables de producción. Se debe ver que los caudales de agua, crudo y gas se mantengan estables en el tiempo; si estos no son estables se espera que sean ajenos a otros fenómenos diferentes a las incrustaciones como lo son los fenómenos propios del yacimiento. Las reducciones de área de flujo serán atribuidas a incrustaciones presentes.
- Seguimiento de variables del sistema de levantamiento artificial. Para el caso de Bombeo Electrosumergible (BES) se pueden monitorear parámetros como, presión de succión, presión de descarga, frecuencia de operación, temperatura del motor y consumo.
- Seguimiento de fisicoquímicos de agua, cupones de incrustaciones e inspecciones físicas. Se realiza el seguimiento de los iones presentes en el agua, teniendo una línea base antes de la instalación del ClearWELL™, identificando zonas donde posiblemente se esté depositando los

iones como incrustaciones. Un aumento puede ser traducido como un aumento en la disolución de estos iones en el agua de producción.

- Inspecciones en campo y monitoreo remoto.
- Clasificación de métodos preventivos para el control de incrustaciones.
- Verificación de los datos recolectados en los procesos de Tear down.

La **Tabla 9** condensa las condiciones, ventajas y desventajas de los métodos para el control y prevención de incrustación conocidos.

Tabla 9.

Matriz selectiva para la selección de métodos de control de incrustaciones.

Métodos de control de incrustaciones		Temperatura óptima de operación	Eficiente	Deficiente	Ventajas	Desventajas	Producto común
Inhibidores orgánicos	Esteres	< 100 °C	CaCO ₃ CaSO ₄	Salmueras ↑[Ca]	*Solubles en aceite, pueden ser mezclados con inhibidores de corrosión. *Excelentes para combatir el sulfato de calcio.	*Tiende a formar emulsiones cuando se mezcla con aceite. *No estable a temperaturas superiores a 100°C *Su uso con salmueras con contenido de calcio tiende a ocasionar problemas	Amino fosfatos esteratos & fosfatos de calcio
	Fosfonatos	< 100 °C	CaCO ₃ BaSO ₄ CaSO ₄ SrSO ₄	Formación Ca(PO ₄) ₃	*Solubilidad mejor en comparación con esteratos *Soluble en altas concentraciones de salmuera con contenido de calcio y no se revierte. *No forma emulsiones	*Necesita alta concentración del producto para una inhibición exitosa. *La formación de trifosfato de calcio, genera problemas dado que este no tiene propiedades de inhibición.	ATMP, HEDP, EDTMP, HEDP, EDTMP, HMDTMP, DETPMP, BHTPMP
	Polímeros	<700°C	Todos	Alta [Ca+]	*Excelentes inhibidores a bajas concentraciones. *Útiles en ambientes con altas temperaturas. *Compatibles con salmueras	*Difícil de monitorear. *Costo elevado.	Acumer, Acennt
Inhibidores inorgánicos	Polifosfatos	<80 °C	CaCO ₃ CaSO ₄	baja solubilidad	*Estabiliza el carbonato de calcio. *Secuestra iones de hierro y magnesio, previniendo la precipitación de los mismos. *Reduce la corrosión mediante la formación de películas. *Remueve gradualmente las incrustaciones ya existentes,	*Su solubilidad es proporcional al costo de adquisición. *Puede generar hidrólisis y reacciones secundarias formando ortofosfatos no deseados.	Hexametáfosfato de sodio, Tripoli fosfato de sodio, tripoli fosfato de potasio

Tabla 10.
Continuación.

Mecanismo electrostático	Electrodos	< 100 °C	Todos	Altas concentraciones	*Eficiente en facilidades de superficie. *Mecanismo no intrusivo.	*Su mayor eficiencia es en presencia de gas *Instalación en fondo de pozo requiere desmontaje de todo el sistema de completamiento. *Su mantenimiento por falla implica parar la operación y remover el sistema. *Cambio de electrodos una vez se saturan.	Electrodos
Mecanismos Magnéticas	Celda magnética	<90 °C	Todos	Altas concentraciones	*Mecanismo no intrusivo. *No químico y no contaminante *Bajo coste de operación.	*Instalación en fondo de pozo requiere desmontaje de todo el sistema de completamiento. *Su mantenimiento por falla implica parar la operación y remover el sistema. *Uso continuo de corriente eléctrica.	KLC
Mecanismos Electromagnéticos	ClearWELL™	N/A	Todos	Sulfuro de hierro	No se encuentra en una zona específica, tiene una distribución uniforme a lo largo de la sección de tubería. *Tecnología no intrusiva. *Sin intervenciones, monitoreo remoto.	*No actúa sobre las incrustaciones de sulfuro de hierro. *Dependiente de la configuración del pozo *No remueve el scale *No trabaja sobre los depósitos orgánicos como las parafinas.	ClearWELL™

Nota. En las siguientes referencias se encuentran casos éxito del Clearwell™ diferentes condiciones para lo solución de diferentes casos incrustantes[14]–[17]

2. EVALUACIÓN TÉCNICA: ClearWELL™

Para evaluar técnicamente la eficiencia de la tecnología no intrusiva ClearWELL™, se toma un caso base de estudio, correspondiente al pozo H-2 de una compañía operadora ubicada en los llanos orientales, Colombia. Inicialmente se analizan los factores involucrados en la producción de hidrocarburos y las propiedades fisicoquímicas del fluido total, teniendo en cuenta su tendencia incrustante. Luego, se evalúan los parámetros previamente nombrados, posterior a la instalación de la tecnología como método preventivo de incrustaciones.

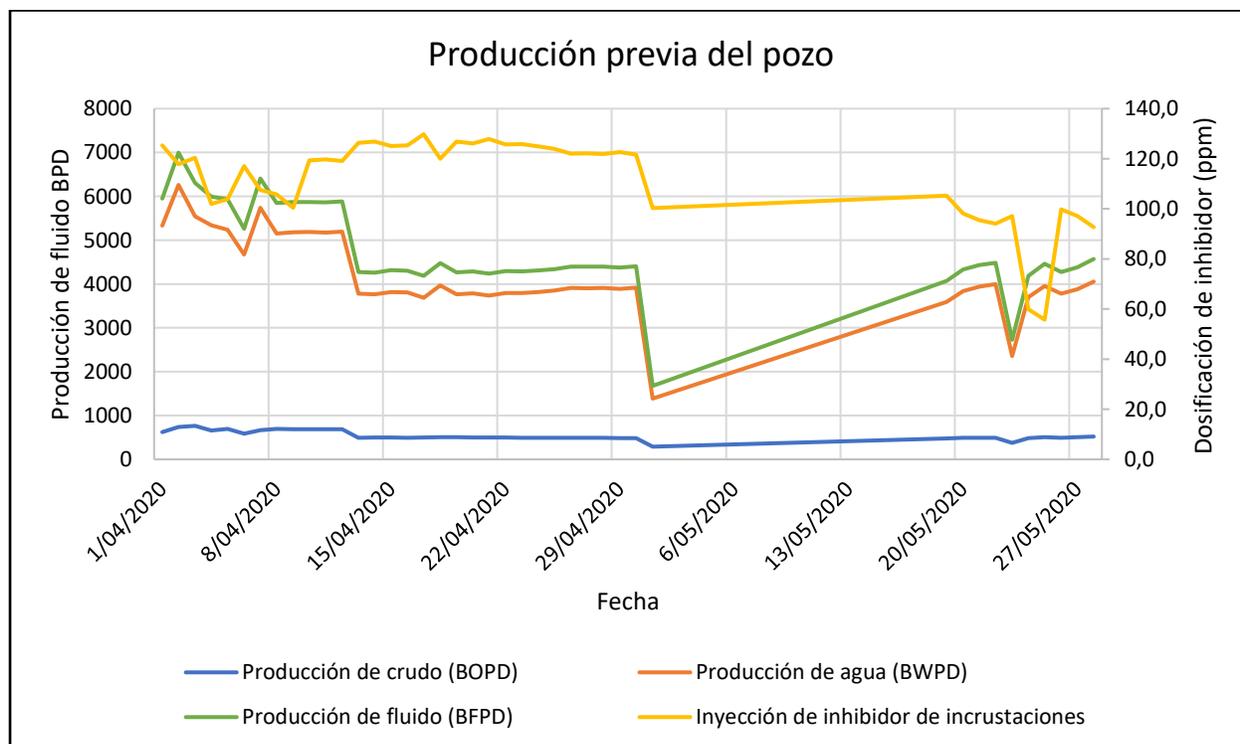
2.1 Condiciones previas del pozo

2.1.1 Producción previa del pozo

En la *Figura 10* se puede observar la producción del pozo H-2 previo a la instalación de ClearWELL™.

Figura 10.

Producción del pozo H-2 previa a la instalación del ClearWELL™.



Nota. Datos históricos de producción propios de la operadora.

Según las propiedades fisicoquímicas evaluadas por la empresa operadora (las cuales se presentarán en la sección 2.1.3), el pozo requiere de inyección continua de inhibidor de incrustaciones de tipo orgánico.

Los parámetros brindados hacen referencia a:

- Producción de fluido: Corresponde al volumen total de fluido producido por el pozo H-2, en superficie, es decir, la emulsión generada entre el crudo y el agua de formación, la cual será separada en las facilidades de producción.
- Producción de crudo: Volumen de petróleo puesto en superficie sin el agua y lo sólidos asociados al mismo.
- Producción de agua: El porcentaje de contenido de agua presente en el fluido de producción, es calculado mediante una prueba de laboratorio específica, la cual consiste en a partir de una fuerza centrífuga, lograr la separación de los componentes y así determinar el contenido de agua.
- Inyección de inhibidor de incrustaciones: Corresponde a la dosificación a lo largo del tiempo suministrada en fondo de pozo para el control de las incrustaciones posibles.

Según la **Figura 10**, es posible determinar que el problema de formación de incrustaciones está asociado al alto corte de agua que maneja el fluido de producción, arrastrando los diferentes iones minerales provenientes de la formación almacén. Adicionalmente, se puede evidenciar que el pozo tiene una disminución en la producción de fluido total a partir del 30 de abril de 2020, en aproximadamente 1.600 barriles de fluido por día (BFPD), y a su vez, presenta un aumento en la dosificación suministrada de inhibidor de incrustaciones en aproximadamente 20 ppm. Es posible que la disminución de fluido total en superficie esté asociada a la tendencia incrustante del agua de formación. Según los datos suministrados, antes de la fecha mencionada, durante y después de ella, el corte de agua se ha mantenido en un promedio del 92%, por tanto, el aumento en la dosificación de inhibidor no está dado por el incremento del contenido de agua presente en el fluido.

2.1.2 Estado mecánico del pozo

El estado mecánico de un pozo petrolero corresponde a un diagrama que permite la identificación de los principales componentes instalados en el mismo, haciendo énfasis en la profundidad de cada

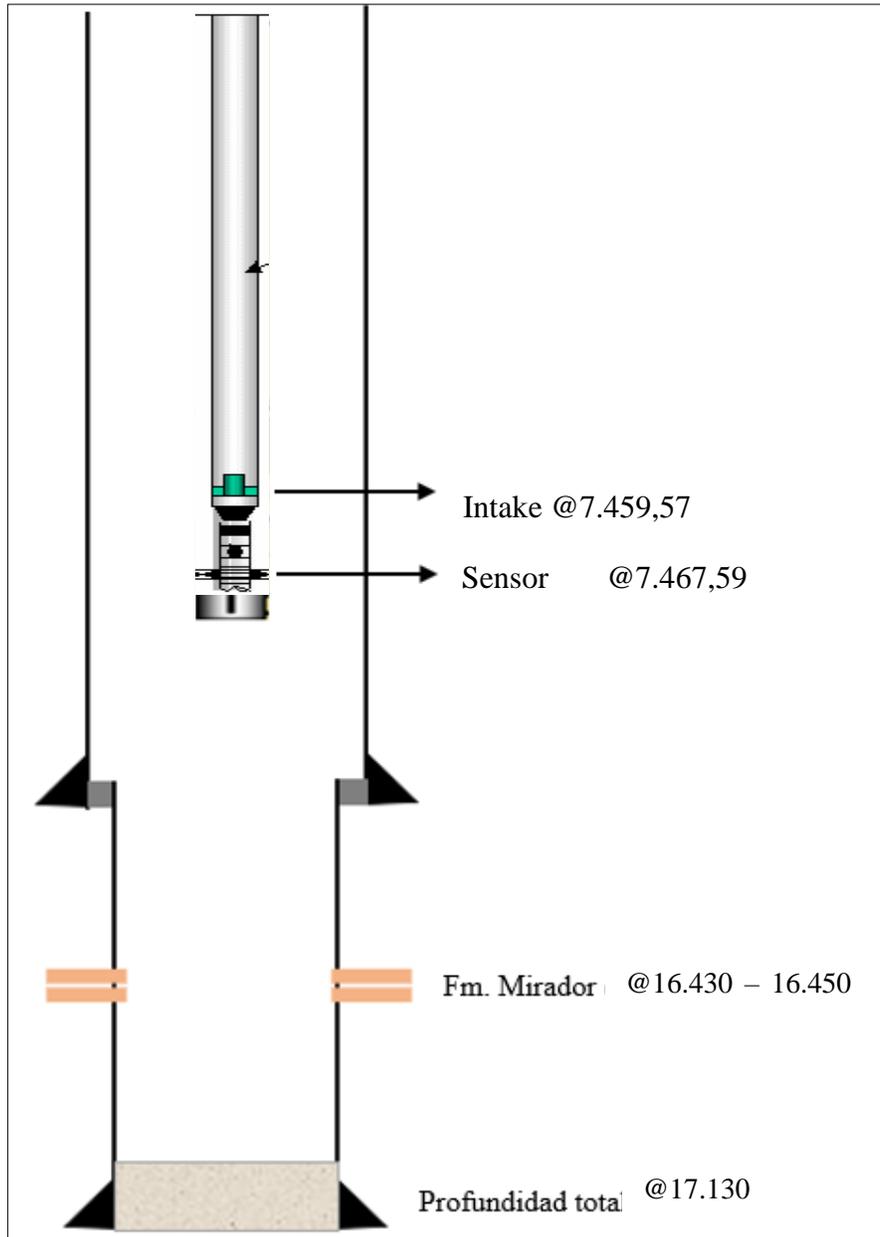
uno de ellos. Este, debe mantenerse actualizado con el fin de reconocer lo que se encuentra en fondo y permitir una óptima operación, tanto de producción, como al momento de realizar una intervención a pozo[18].

En la **Figura 11** se evidencia que el pozo H-2, tiene una profundidad total de 17.130 ft y los perforados a partir de los cuales se produce el crudo, se encuentran en un intervalo de entre 16.430 y 16.450 pies de profundidad, correspondientes a la formación Mirador, donde en la **Figura 12** se puede concluir que corresponde a una arenisca la cual permite ser un reservorio óptimo para el fluido a producir.

El pozo H-2 cuenta con una bomba electrosumergible (ESP por sus siglas en inglés) instalada, como sistema de levantamiento artificial (ALS), cuyo intake se encuentra a una profundidad de 7.459,57 ft. Esta bomba permite llevar el fluido de producción a superficie mediante varias etapas de bomba centrífuga, cuya frecuencia y sentido de giro dan las condiciones de producción necesarias[19].

Figura 11.

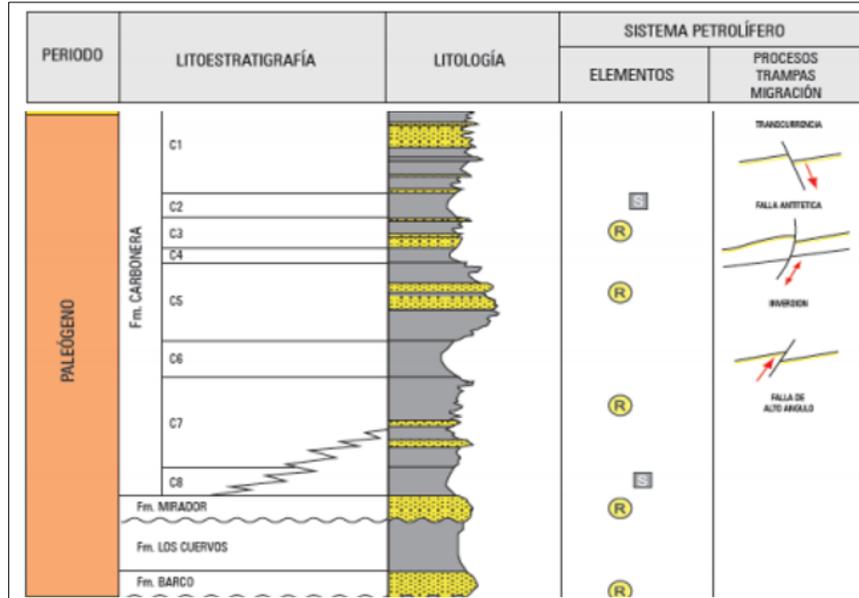
Completamiento del pozo H-2.



Nota. Información de la operadora.

Figura 12.

Columna estratigráfica asociada al campo y pozo H-2.



Nota. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Llanos Orientales. Agencia Nacional de Hidrocarburos.

2.1.3 Fluido de producción – seguimiento fisicoquímico

En esta sección, se presentan fragmentos de estudios de laboratorio realizados al fluido de producción en marzo del 2020, es decir, previo a la instalación de ClearWELL™. Los resultados no pueden ser mostrados en su totalidad debido a políticas de privacidad establecidas con la compañía operadora. La medición de los parámetros mostrados a continuación, son medidos al agua de formación presente en el fluido de producción.

Tabla 11.

Reporte de carbonatos.

Muestra	Carbonatos		
	Calcita (%)	Dolomita (%)	Siderita (%)
Tubería de fondo	3	4	63
Choke en cabeza de pozo	89	-	-
Manifold - superficie	86	-	-
Tubería de producción	94	2	-

Nota. Pruebas de laboratorio realizadas a muestras tomadas en diferentes puntos del pozo H-2. W. Laboratorios, “Reporte de laboratorio,” 2020.[21]

Tabla 12.

Dureza total del pozo H-2.

Pozo	H-2	Dureza total	3120	<i>mg CaCO₃/L</i>
Formación	Mirador			
Punto de muestra	Cabeza de pozo			

Nota. Reporte de dureza presentado por el laboratorio Agrilab[22]

Como se puede evidenciar en la **Tabla 12** el agua de producción presenta un valor alto de dureza total, el cual, a partir del control de incrustaciones debe mantenerse bien sea menor o constante con el tiempo.

Por otro lado, la **Tabla 11** permite concluir que la tendencia incrustante del agua de formación está asociada al carbonato de calcio, debido a que el mineral con mayor porcentaje en la muestra es la calcita. Adicionalmente, se conoce que el fluido ingresa a la bomba ESP a una temperatura de 257°F (125°C), llegando a superficie con 200°F (93,33°C).

2.2 Condiciones posteriores del pozo

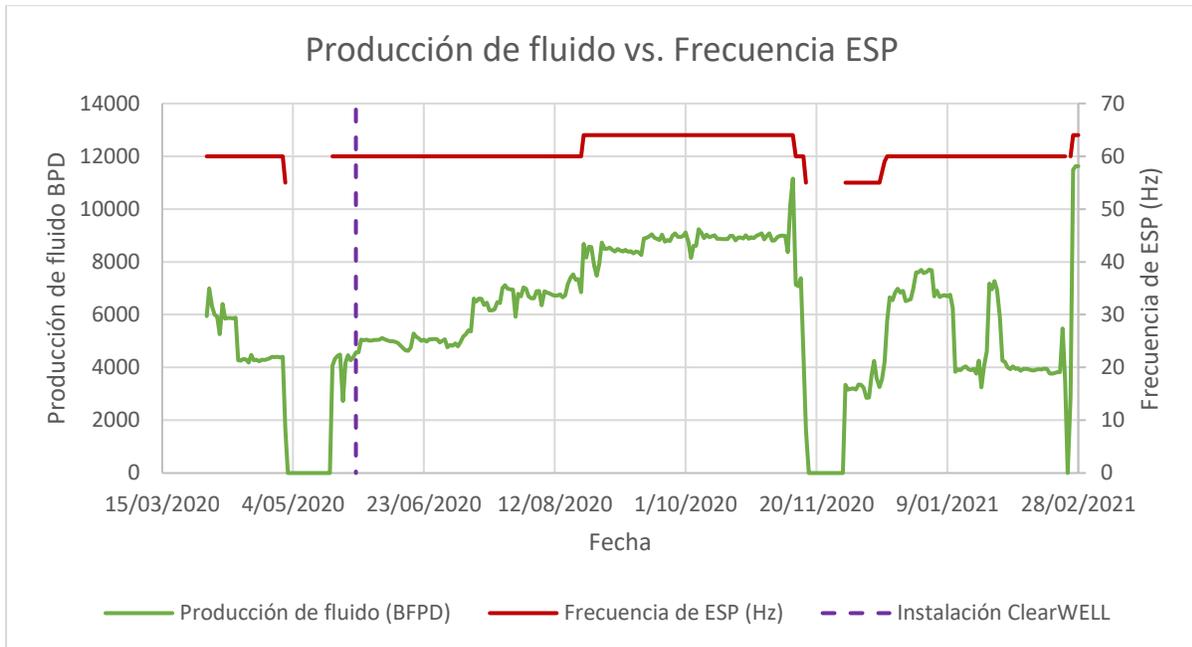
El día 28 de mayo del 2020, es instalada la unidad ClearWELL™ en el pozo H-2, el cual ha sido intervenido previamente, asegurando que la tubería se encuentra limpia y sin incrustaciones en las paredes de esta. Durante el año 2020 y parte del 2021, el pozo continuó produciendo de forma normal hasta que la bomba ESP instalada presentó fallas las cuales no fueron ocasionadas por incrustaciones.

2.2.1 Evaluación de integridad

ClearWELL™, al ser una tecnología no intrusiva, asegura la integridad de los elementos instalados en pozo, como lo es para el caso del pozo H-2, la integridad de su ESP.

Figura 13.

Producción vs Frecuencias ESP.



Nota. Gráfica de relación entre la producción de fluido total y la frecuencia manejada en la bomba ESP. D. S.A.S, “DEPARTAMENTO TÉCNICO , POZO H- 2,” 2021

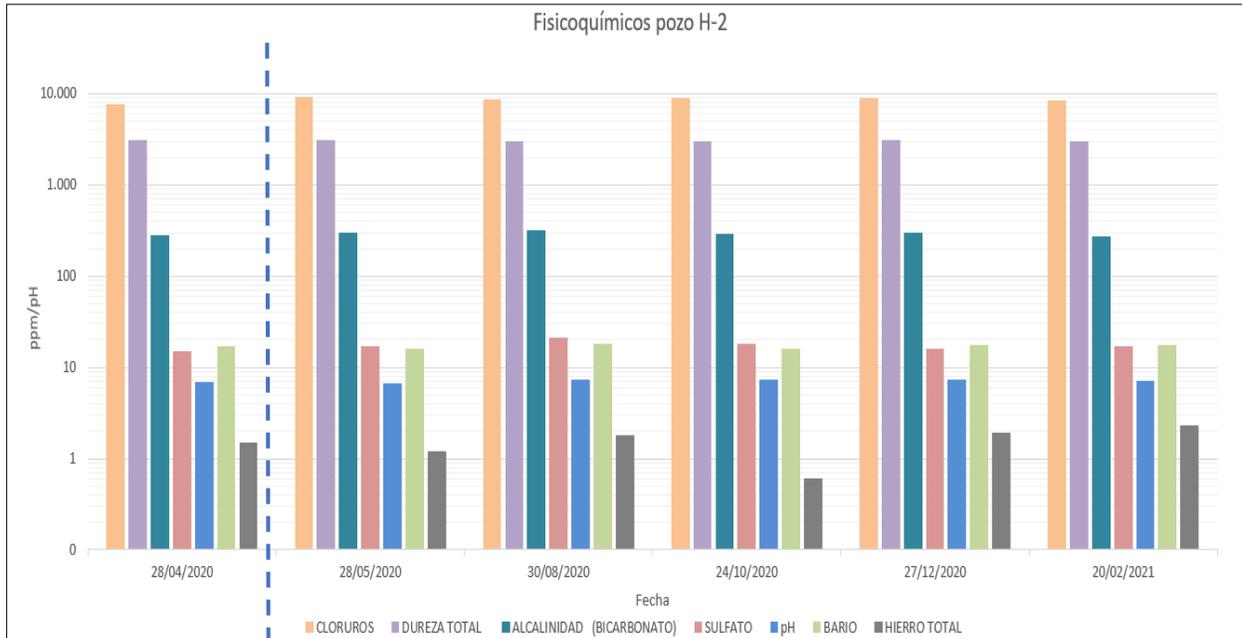
En la **Figura 13**, se observa que posterior a la instalación de ClearWELL™, la frecuencia requerida de la ESP en el pozo ha sido constante y su única variación se ha dado al igual que la producción de fluido, en donde al haber un aumento en este último, la frecuencia debe ser más alta, debido a que la carga hidrostática será mayor y la bomba requiere de más fuerza para llevar dicho volumen de fondo a superficie.

2.2.2 Evaluación fisicoquímica

Con el fin de verificar el comportamiento de los iones estudiados, posterior a la instalación del ClearWELL™, la **Figura 14** permite observar el rango de comportamiento a partir de la instalación de la tecnología (delimitado por las líneas punteadas azules). Esta información es suministrada por la compañía operadora, sin embargo, puede ser soportada por los datos obtenidos en las visitas técnicas realizadas por Delrio S.AS, presentados en la **Tabla 13**.

Figura 14.

Fisicoquímicos posterior a la instalación de ClearWELL™.



Nota. Parámetros fisicoquímicos evaluados en visitas técnicas para verificación del funcionamiento del ClearWELL™. D. S.A.S, “DEPARTAMENTO TÉCNICO , POZO H- 2,” 2021

Tabla 13.

Concentración de iones posterior a la instalación de ClearWELL™

Fecha	Dureza total (ppm)	Sulfatos (ppm)	Bario (ppm)
28/04/2020	3090,0	15,0	17,0
28/05/2020	3100,0	17,0	16,0
30/08/2020	2945,0	21,0	18,0
24/10/2020	2960,0	18,0	16,0
27/12/2020	3050,0	16,0	17,2
20/02/2020	2979,0	17,0	17,3

Nota. Tabla de datos graficados en la gráfica 3. D. S.A.S, “DEPARTAMENTO TÉCNICO , POZO H- 2,” 2021

Según la sección 2.1.3, se debe controlar el contenido de calcio, es decir, la dureza total que se obtiene en superficie. **La Figura 14**, muestra un comportamiento constante de dicho parámetro,

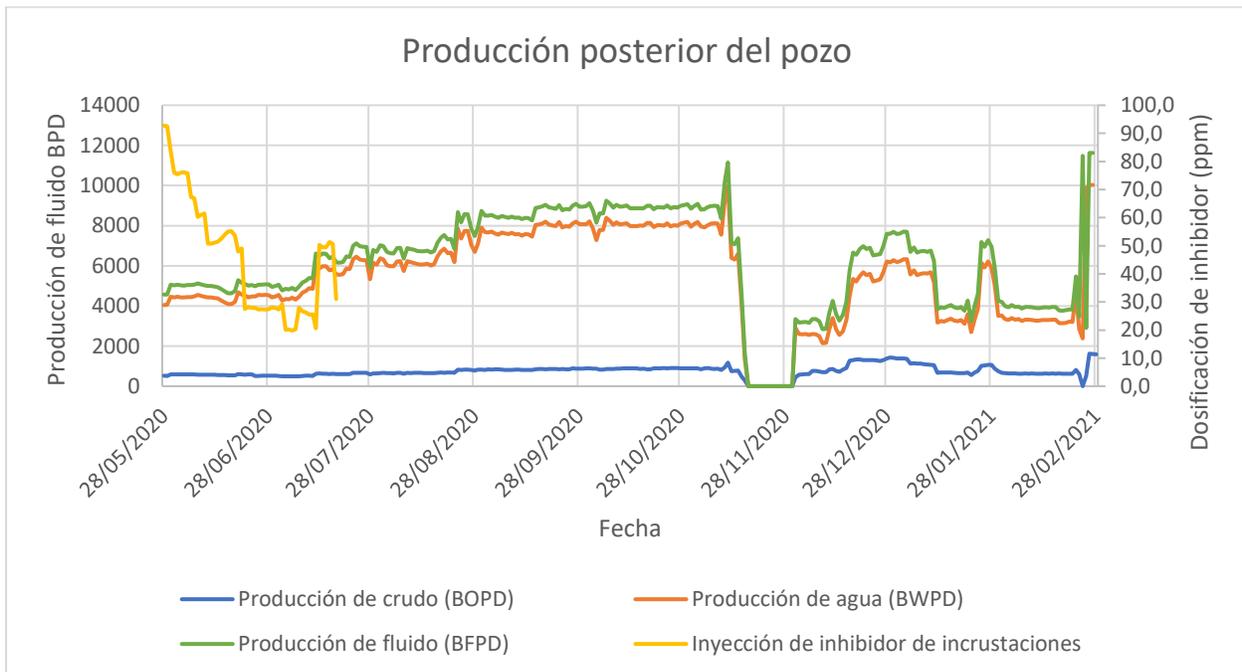
lo cual sugiere una buena prevención ante la incrustación relevante ocasionada en el fondo de pozo.

2.2.3 Evaluación de la suspensión de inhibidor químico

En la **Figura 15** se observa la suspensión total de inyección de inhibidor de incrustaciones desde el 25 de julio del 2021, fecha a partir de la cual no se ve afectada la producción del campo, asegurando que no existe reducción en el área de la tubería de producción, por efecto de la formación de incrustaciones en ella.

Figura 15.

Producción e inyección de inhibidor del pozo H-2 después de la instalación del ClearWELL™



Nota. Gráfica de visualización para la suspensión de la inyección de inhibidor de incrustaciones, en comparación con la producción del pozo. D. S.A.S, “DEPARTAMENTO TÉCNICO , POZO H- 2,” 2021.

2.3 Análisis de eficiencia

Para determinar la eficiencia de la tecnología ClearWELL™ en el pozo H-2 como estudio de caso, se verifican los siguientes parámetros: concentración de iones sulfato y Bario en el agua de formación en superficie constante, dureza total contante del agua de formación en superficie y

medición de señales en miliVoltios en superficie, las cuales determinan una conductividad del campo electromagnético generado. Estos parámetros evaluados, corresponden a los determinados por la compañía Delrio S.A.S según el Know How de la tecnología ClearWELL™, con el fin de verificar el funcionamiento óptimo de la herramienta.

- Físicoquímicos:

▪ Presencia de sulfato y Bario: durante las visitas técnicas realizadas, se practicaron ensayos de laboratorio que permitieron la obtención de los resultados presentado en la **Tabla 13** los cuales permiten evidenciar que la concentración en partes por millón (ppm) del sulfato y el bario presente en el agua producida, se mantiene constante a lo largo del tiempo, manteniendo un promedio de 20 y 17,2 ppm, respectivamente.

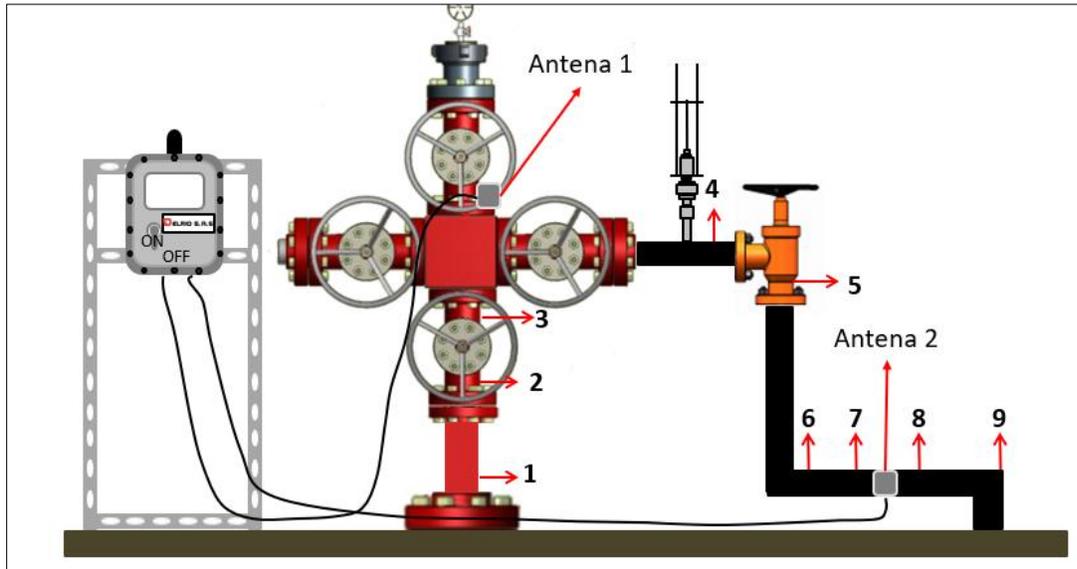
▪ Dureza total de la muestra: La **Figura 14** permite observar un comportamiento constante de esta variable en ppm, al igual que la **Tabla 13**, en la cual se logra incluso, evidenciar una disminución en esta. Al ser el carbonato de calcio la incrustación principal en el pozo H-2, un buen control y prevención de este parámetro permite obtener en superficie valores constante o más bajos en la dureza total.

- Medición en superficie:

En la **Figura 16** se muestra los diferentes puntos de medición de frecuencia en superficie, siendo este un esquema del sistema en cabeza de pozo.

Figura 16.

Configuración del completamiento con ClearWELL™ en superficie.



Nota. Configuración instalada en el pozo H-2. D. S.A.S, “DEPARTAMENTO TÉCNICO , POZO H- 2,” 2021

ClearWELL™, al ser una tecnología electromagnética, la medición del campo electromagnético generado en milivoltios (mV) en superficie, permite determinar su correcto funcionamiento. Las antenas 1 y 2, hacen referencia a los puntos, los cuales transmiten el campo generado hacia fondo de pozo. La antena 1 se encuentra en cabeza de pozo, con el fin de proteger toda la tubería en fondo, mientras que la antena 2, funciona como un polo a tierra de la anterior, y permite cerrar el circuito de propagación, es decir, procura que el campo electromagnético sea conducido hacia el interior del pozo, donde anteriormente se encontraba la generación de incrustaciones por nucleación heterogénea.

Para verificar la buena conducción del campo electromagnético hacia el punto objetivo (fondo de pozo), el potencial eléctrico medido aguas abajo de las antenas, debe ser menor al medido en las antenas mismas, es decir, los puntos 4 al 7 deben tener una medición menor a la obtenida en la Antena 1, mientras que los puntos 8 al 9 debe tener una medida menor a la que se obtiene en la Antena 2. De igual manera, los puntos del 1 al 3 deben tener una medida más alta que la encontrada en los puntos del 4 al 7, asegurando así, la conductividad del campo electromagnético hacia fondo de pozo.

Tabla 14.

Medición de voltaje suministrado por ClearWELL™.

Fecha	Punto 1 (mV)	Punto 2 (mV)	Punto 3 (mV)	Antena 1 (mV)	Punto 4 (mV)	Punto 5 (mV)	Punto 6 (mV)	Punto 7 (mV)	Antena 2 (mV)	Punto 8 (mV)	Punto 9 (mV)
20/02/2021	390	415	440	590	240	206	195	640	570	226	204

Nota. Lectura de las mediciones realizadas en la fecha establecida para verificación de la conductividad del campo electromagnético. D. S.A.S, “DEPARTAMENTO TÉCNICO , POZO H- 2,” 2021

La **Tabla 14**, presenta los datos medidos en campo en milivoltios (mV), durante la visita realizada 1 año y cuatro meses posteriores a la instalación de ClearWELL™. Los puntos 4 al 6 presentan un potencial eléctrico menor al obtenido en la antena 1, es decir, el campo electromagnético generado, se encuentra protegiendo el fondo del pozo. Tal como se espera, el punto 8 tiene un valor menor al obtenido en la Antena 2, dando a entender que el circuito es cerrado entre las antenas instaladas. Sin embargo, el punto 7 presenta un valor relativamente alto de potencial eléctrico, al ser comparado con las antenas 1 y 2, esto es debido a la generación de señal proveniente de la antena 2, asegurando que la señal viaja hacia los puntos 1 al 3, sin embargo, se puede concluir que a partir de la antena 2, no solo se realiza un polo a tierra de la tecnología instalada, sino a su vez, se está protegiendo de incrustaciones a la tubería de producción.

3. MATRIZ DE SELECCIÓN

Según la información recopilada en el **Capítulo 1**, se elabora la matriz de selección de métodos para la prevención y control de incrustaciones, la cual se basa en tres aspectos principales.

- Temperatura de operación: Este es el parámetro más relevante para la utilización de un inhibidor químico de incrustaciones o una herramienta con un principio de funcionamiento diferente, debido a que se pueden presentar desgastes y disminución de la eficiencia de cada uno al momento de prevenir la formación de incrustaciones.
- Tipo de incrustación: No todos los métodos de prevención funcionan ante cualquier clase de ion mineral que pueda estar generando la incrustación, por tanto, se realizó un filtro entre aquellos que funcionan para las más comunes como lo son las formadas por $CaCO_3$ y $CaSO_4$, y aquellos que tienen una capacidad preventiva más amplia.
- Contenido de Ca : Para los casos en los cuales la incrustación es generada por $CaCO_3$ o $CaSO_4$, la concentración de Ca puede generar problemas en los métodos preventivos, principalmente en los inhibidores químicos, debido a que su solubilidad disminuye o en su defecto, puede generar una reversibilidad no deseada.

Lo anterior se encuentra soportado a partir de lo consolidado en la **Tabla 9**.

3.1 Matriz de selección

La matriz de selección es una herramienta que permite a las empresas operadoras tomar decisiones en cuanto al control de incrustaciones, previniendo la formación de ellas y obteniendo un mayor rendimiento productivo en el campo deseado; esta matriz se puede observar en el siguiente link didáctico y en el **Anexo 1** del documento.

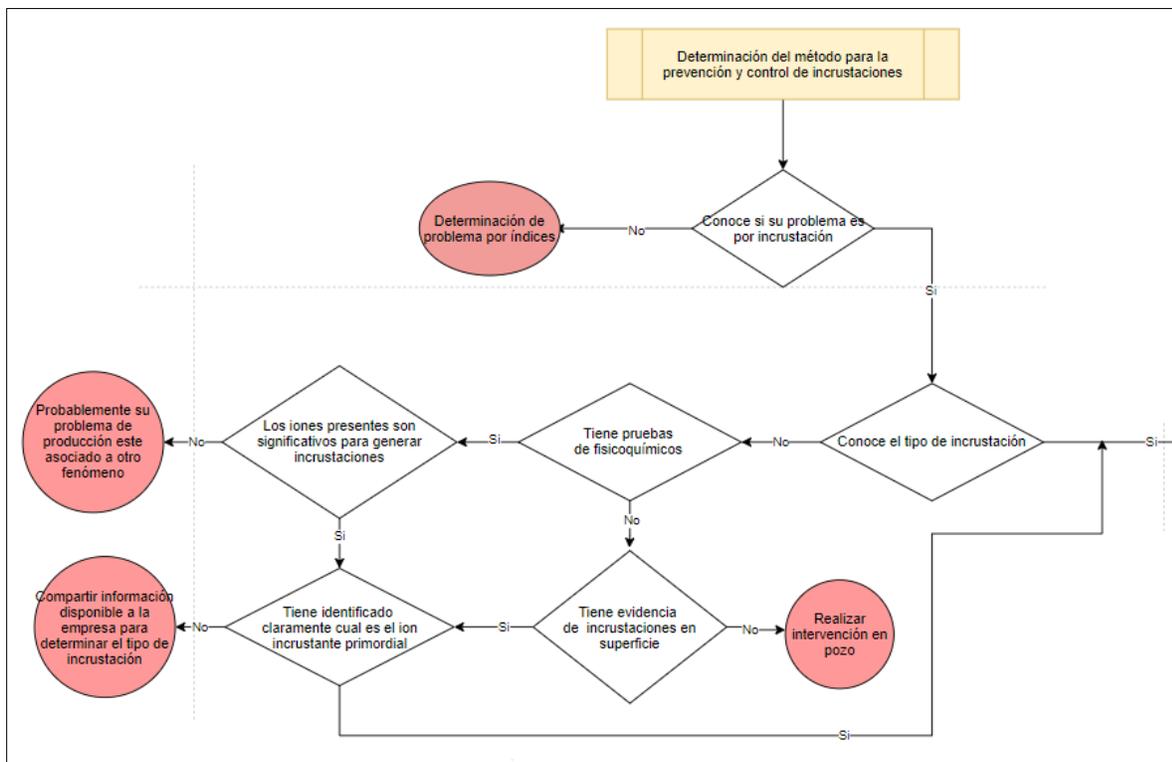
https://viewer.diagrams.net/?target=blank&highlight=0000ff&edit=blank&layers=1&nav=1&title=Untitled%20Diagram.drawio#Uhttps%3A%2F%2Fdrive.google.com%2Fuc%3Fid%3D1ywk_vP6hd-LpBcaBaaDBngeGtsM2xgF23%26export%3Ddownload

La secuencia de preguntas presentadas a continuación son seleccionadas según la experiencia de la compañía Delrio S.A.S en cuanto a los diferentes clientes con los cuales se ha realizado contratación o licitación para la instalación de la tecnología ClearWell™. La Matriz de selección

puede distinguirse en tres partes; la primera parte **Figura 17** consta de una serie de preguntas que permiten reconocer si la operadora interesada reconoce si su problema de producción está asociado a incrustaciones y a un mismo tipo de ellas, siendo identificada esta por medio de estudios físico-químicos o muestras de esta misma en superficie. Con dicha muestra en superficie se es posible analizar el ion predominante, con el fin de determinar el tipo o tipos de incrustaciones presentes en el sistema.

Figura 17.

Árbol de selección parte 1: Preguntas básicas de reconocimiento de incrustaciones.



Nota: Sección de preguntas básicas para la determinación de método para la prevención y control de incrustaciones.

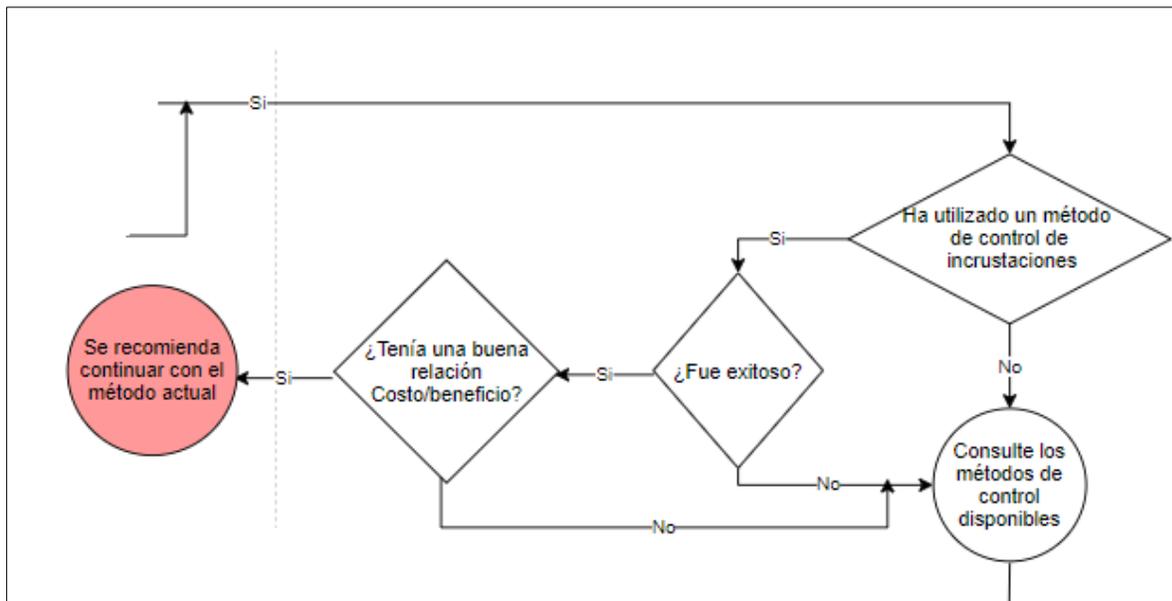
El sistema de preguntas busca generar una certeza de que el problema productivo este asociado a incrustaciones, de tal forma de que si se tiene una intervención de pozo, datos y análisis de los mismos mediante los índices incrustantes se defina si el problema está asociado a las incrustaciones o no.

Delrio S.A.S. cuenta con el servicio de identificación de incrustaciones mediante el análisis físico-químico de muestras y los iones principales que ocasionan dicho fenómeno, a partir de la utilización de simuladores.

Una vez se ha confirmado la presencia de incrustaciones y se ha determinado que tipo de incrustación está presente, la segunda parte del árbol de decisiones **Figura 18**, que se basa en conocer la vida productiva del pozo y la identificación de intervenciones realizadas y métodos utilizados para el control de las mismas.

Figura 18.

Árbol de selección parte 2: Reconocimiento de métodos utilizados previamente un pozo productor.



Nota. En la parte dos de la selección se identifica si los métodos de prevención han sido exitosos y cuales han sido las causales por la busca otro método de control.

Si el método utilizado para el control de incrustaciones ha sido exitoso, se recomienda seguir con este, y en dado el caso de que no haya habido un éxito con el método control utilizado o se busque mejorar la relación costo beneficio del mismo, se evaluarían los métodos disponibles para la selección de uno nuevo.

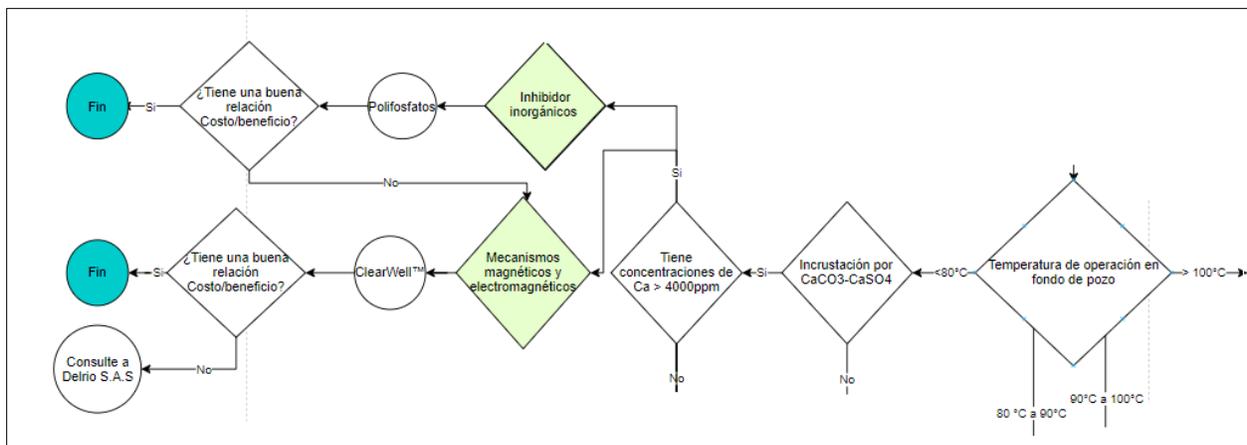
Una vez se ha decidido consultar los métodos disponibles para el control de incrustaciones, se continua con la tercera y última sección del árbol de decisiones donde se tiene en cuenta la temperatura de operación, la relación costo beneficio y la concentración de CaCO_3 y CaSO_4 , dado que, si estos están presentes en altas concentraciones, algunos métodos pueden perder eficiencia y sufrir un proceso de reversibilidad.

3.1.1 Selección para Temperaturas inferiores a 80°C

Para temperaturas de operación menores a los 80°C se tiene el siguiente flujo de selección donde se tiene en cuenta si tiene presencia CaCO_3 o CaSO_4 , y si la concentración de Ca^+ es alta.

Figura 19.

Selección para temperaturas inferiores a 80°C y presencia de carbonatos a altas concentraciones.



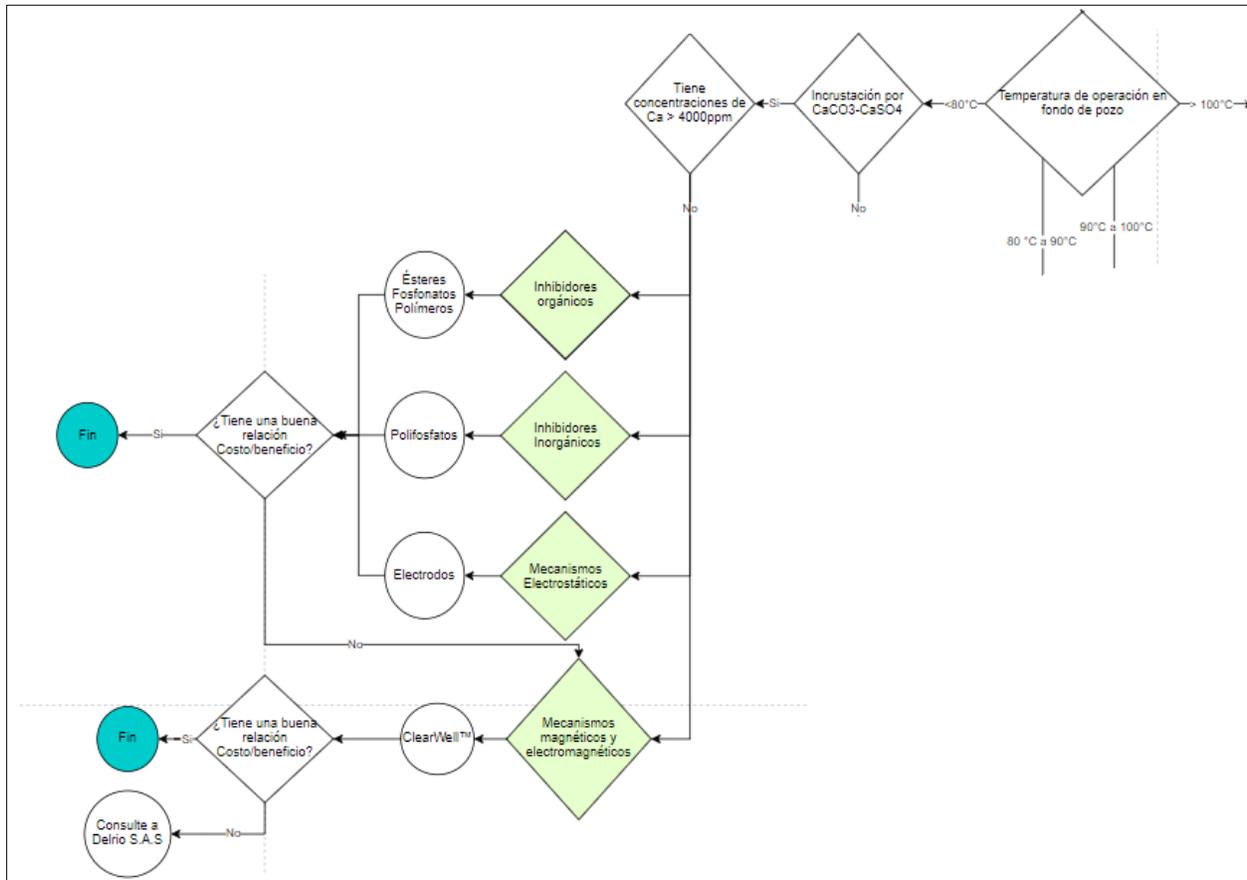
Nota. La figura 15 muestra el camino de selección para temperaturas inferiores a 80°C donde la concentración de carbonatos es alta.

El primer caso se observa en la **Figura 19**, en el cual se presenta contenido de CaCO_3 o CaSO_4 a una alta concentración, donde el conjunto de soluciones está basado en la selección de polifosfatos o ClearWell™. Si la relación costo beneficio es eficiente y aceptada por la operadora se da fin, en dado caso de que no se admita la relación costo beneficio se brinda el soporte o consulta a Delrio S.A.S para buscar una solución más eficiente económicamente.

Si se tiene presencia de CaCO_3 o CaSO_4 y baja concentración de Ca^+ se tiene:

Figura 20.

Selección para temperaturas inferiores a 80°C y presencia de carbonatos a bajas concentraciones.



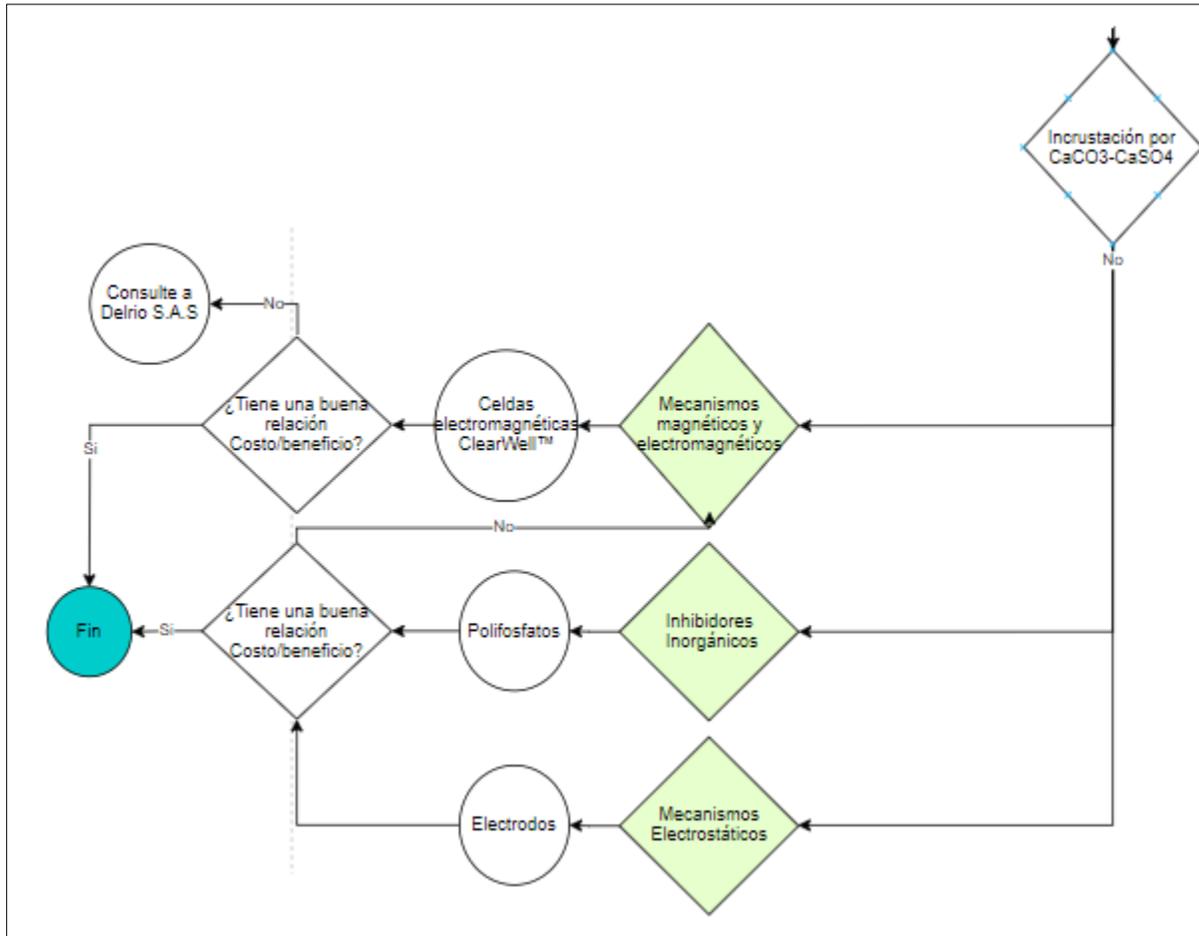
Nota. La figura 16 muestra el camino de selección para temperaturas inferiores a 80°C donde la concentración de carbonatos es baja.

La **Figura 20** presenta una variedad más amplia de métodos de selección donde se incluyen los métodos inorgánicos como esteres, fosfonios y polímeros los cuales a altas concentraciones de Ca^+ no son muy compatibles debido a que pueden generar reversibilidad y subcomponentes; el punto en común de los métodos incluidos es el ClearWell™, dado que el costo beneficio de los métodos inyectivos es dependiente de la concentración de producto inyectado.

La última sección es para temperaturas inferiores a 80 °C cuando desde un inicio se descarta la presencia de CaCO_3 o CaSO_4 , ver **Figura 21** .

Figura 21.

Selección para temperaturas inferiores a 80°C y sin presencia de carbonatos.



Nota. Representa el camino de selección para temperaturas inferiores a 80°C donde no hay concentración de carbonatos.

Al no haber presencia de carbonatos se descartan parcialmente los métodos orgánicos, basados en que su mayor beneficio está en el control de carbonatos de calcio, exceptuando los polímeros debido a que de estos hay una gran variedad y puede existir alguno específico para cada incrustación.

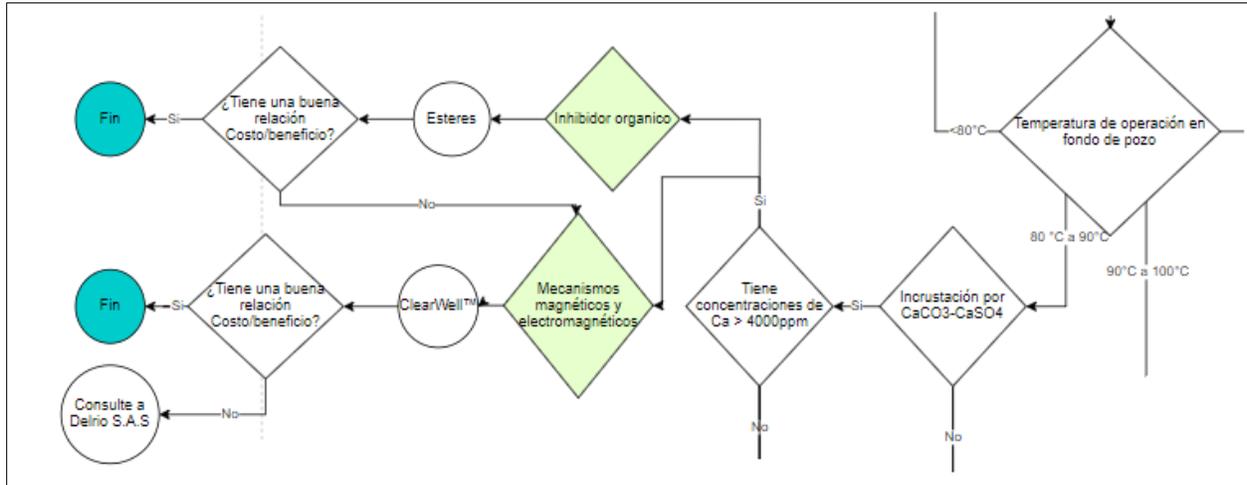
3.1.2 Selección para Temperaturas entre 80 °C – 90 °C

Para la selección en el rango de temperaturas de 80 a 90°C se discrimina en todas sus opciones el uso de polifosfatos debido a que al aumentar su temperatura estos tienden a hidrolizarse y a generar

compuestos no deseados. De esta forma evaluando un caso donde hay presencia de CaCO_3 o CaSO_4 y alto contenido de Ca^+ se tiene el siguiente proceso de selección **Figura 22**.

Figura 22.

Selección para temperaturas entre a 80°C - 90°C con presencia de carbonatos a altas concentraciones.



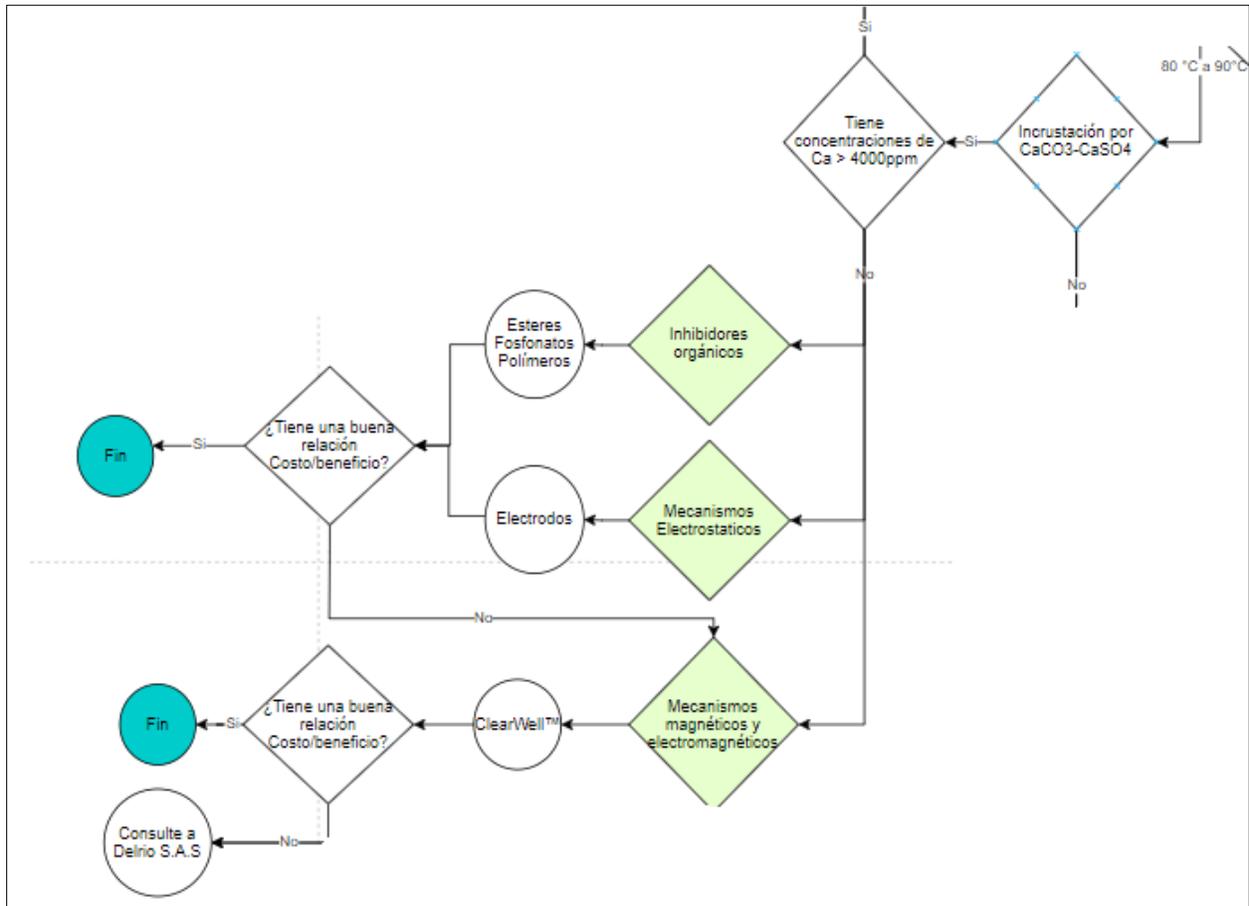
Nota. La figura 22 muestra el camino de selección para temperaturas entre 80 y 90°C donde la concentración de carbonatos es alta.

En este caso el uso de ester es muy eficiente para el control de carbonatos sin embargo está limitado por la presencia de aguas con alta carga iónica y su relación costo beneficio es muy dependiente de la cantidad y concentración de producto inyectado.

Para el caso donde hay contenido de CaCO_3 o CaSO_4 , pero la concentración de Ca^+ es baja se incluyen todos los componentes orgánicos y el método de electrodos dado que son eficientes a bajas concentraciones y no tienden a saturarse por el material precipitado. **Figura 23.**

Figura 23.

Selección para temperaturas entre a 80°C - 90 °C con presencia de carbonatos a bajas concentraciones.

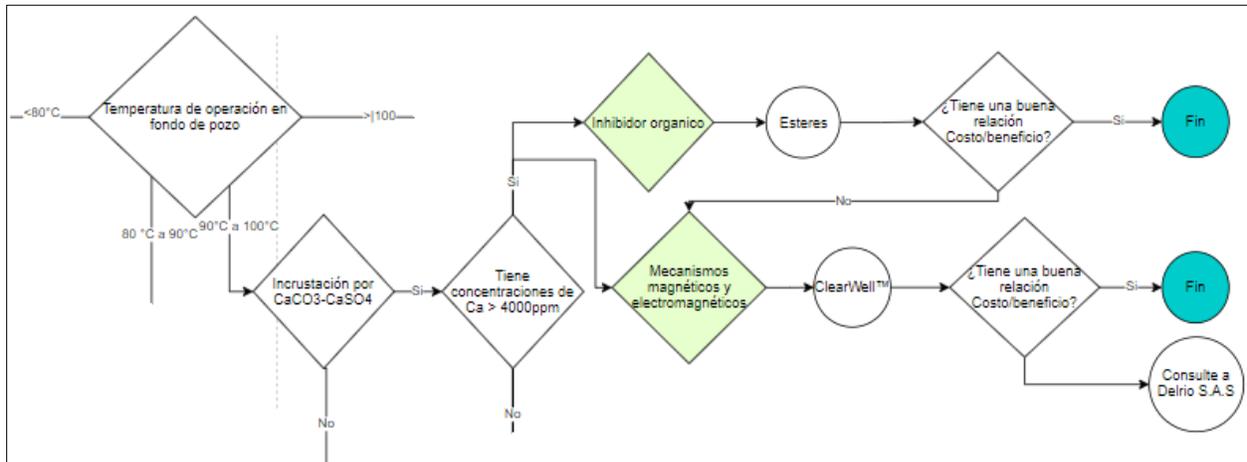


Nota. La figura 23 muestra el camino de selección para temperaturas entre 80°C – 90°C donde la concentración de carbonatos es baja.

Para el caso donde no se tiene presencia carbonatos se elimina la posibilidad de utilizar fosfonatos y esteris, pero se mantiene la posibilidad de usar algún tipo de polímero en el mercado, como se muestra en la **Figura 24.**

Figura 25.

Selección para temperaturas entre a 90°C - 100 °C con presencia de carbonatos a altas concentraciones.

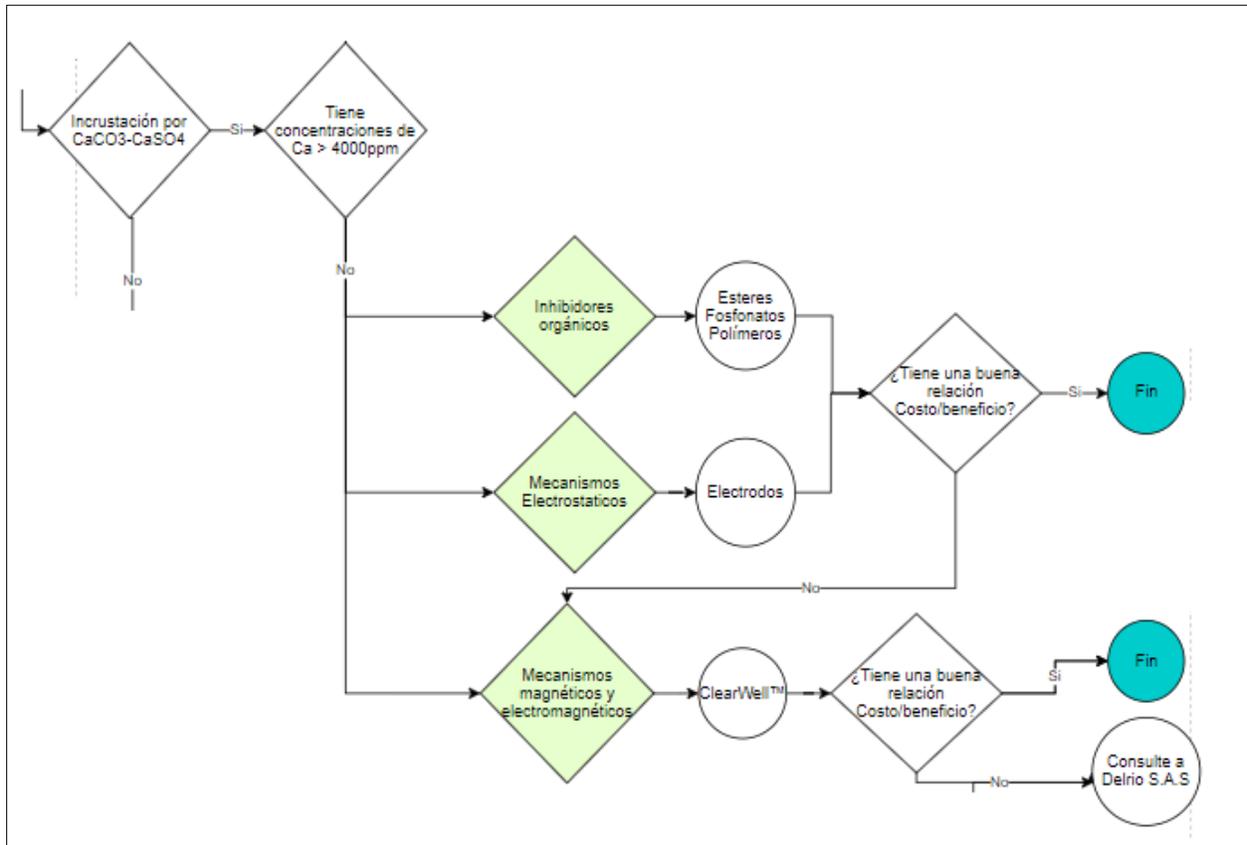


Nota. La figura 25 muestra el camino de selección para temperaturas entre 90°C-100°C donde la concentración de carbonatos es alta.

Los fosfonatos y polímeros no son recomendados por su reversibilidad y formación de subcomponentes, aunque se puede evaluar la posibilidad del uso de polímeros debido a su gran crecimiento innovador.

Figura 26.

Selección para temperaturas entre a 90°C - 100 °C con presencia de carbonatos a bajas concentraciones.

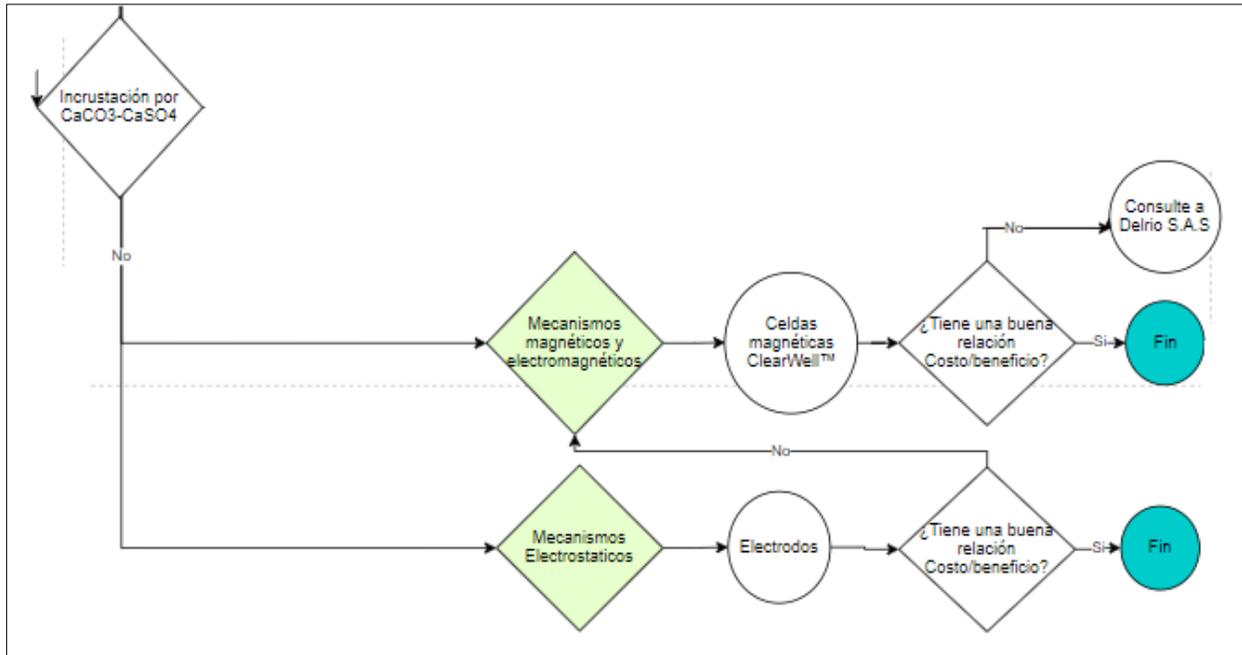


Nota. La figura 26 muestra el camino de selección para temperaturas entre 90°C-100°C donde la concentración de carbonatos es baja.

En el caso que se tengan carbonatos, pero a bajas concentraciones, los esterres, fosfonatos y polímeros suelen ser la solución principal, sin embargo, también se pueden usar mecanismos electrostáticos y magnéticos, como se presenta en la **Figura 27**.

Figura 27.

Selección para temperaturas entre a 90°C - 100 °C sin presencia de carbonatos.



Nota. La figura 27 muestra el camino de selección para temperaturas entre 90°C-100°C donde no hay concentración de carbonatos.

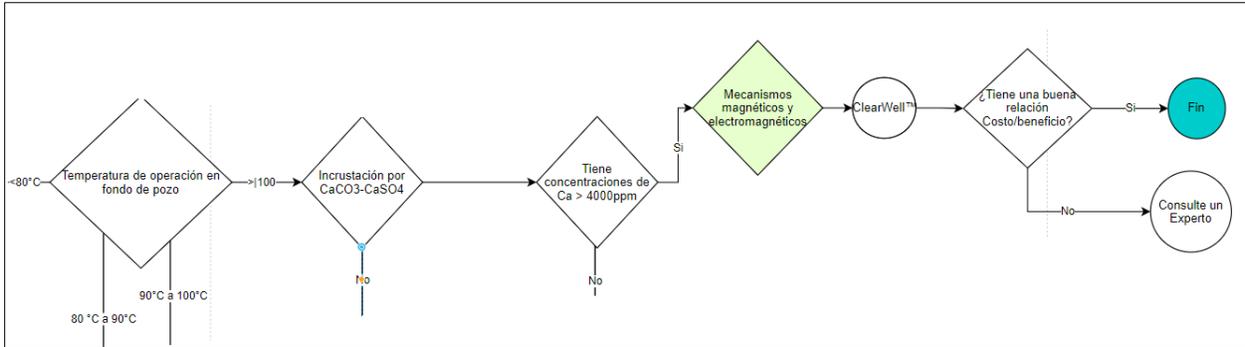
La **Figura 23** muestra el caso donde no hay presencia de carbonatos, los inhibidores orgánicos son muy eficientes exceptuando los polímeros y en todos los casos el ClearWell™ está como una posible opción al control de incrustaciones.

3.1.4 Selección para Temperaturas mayores a 100 °C

Para los casos donde la temperatura es mayor a los 100°C que suelen ser los casos más comunes, normalmente la solución primaria es la inyección de polímeros sin embargo estos no son muy eficientes a altas concentraciones de carbonatos como se ha mencionado anteriormente. En el caso de que se tenga presencia de carbonatos y alta concentración de los mismos la ruta de decisiones está dada por la **Figura 28**.

Figura 28.

Selección para temperaturas mayores a 100 °C con presencia de carbonatos a altas concentraciones.



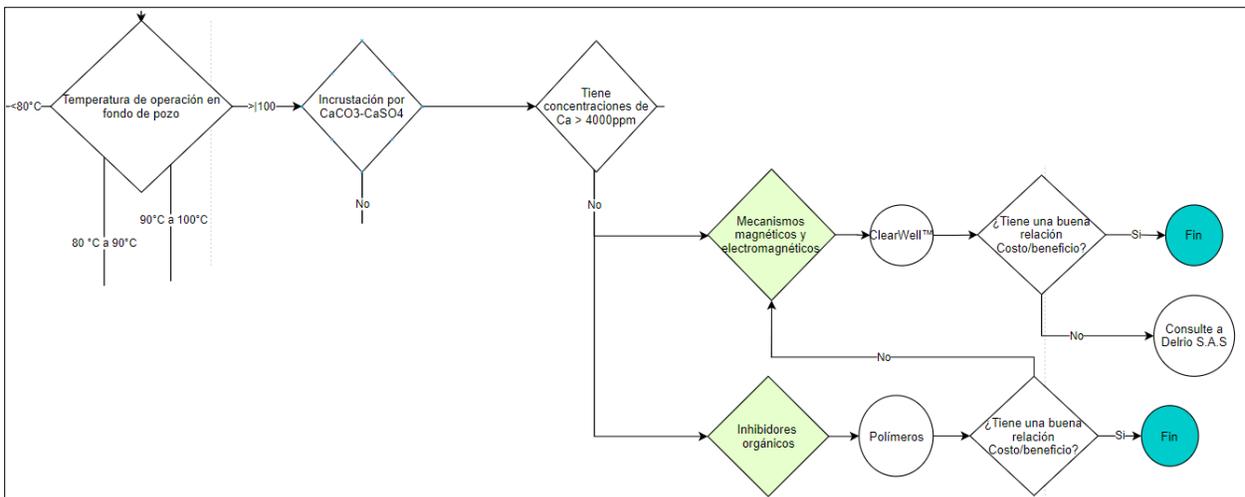
Nota. La figura 29 muestra el camino de selección para temperaturas mayores a 100°C donde la concentración de carbonatos es alta.

En el caso donde las concentraciones de carbonatos no son muy altas se incluye el uso de polímeros, ver **Figura 3029**.

29

Figura 30.

Selección para temperaturas mayores a 100 °C con presencia de carbonatos a bajas concentraciones.



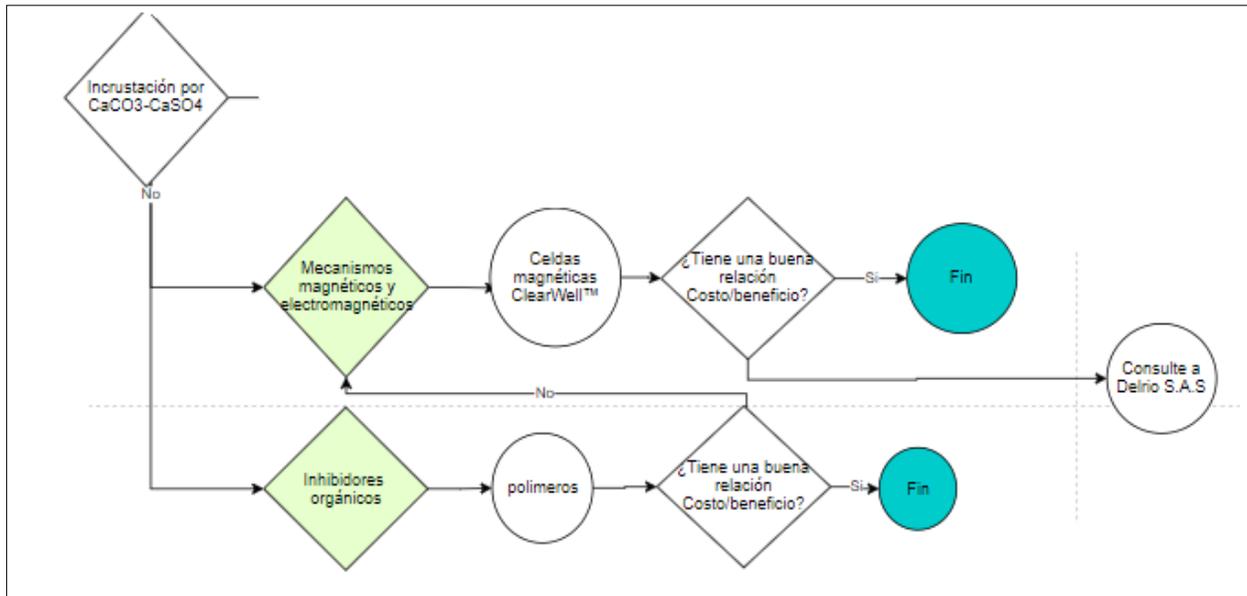
Nota. La figura 29 muestra el camino de selección para temperaturas mayores a 100°C donde la concentración de carbonatos es baja.

Y en el último caso donde se tiene temperaturas mayores a 100°C y no hay presencia de carbonatos

el método más común utilizado son la inyección de polímeros, sin embargo, la utilización de mecanismos magnéticos también puede ser utilizada, ver **Figura 31**.

Figura 31.

Selección para temperaturas mayores a 100 °C sin presencia de carbonatos a bajas concentraciones.



Nota. La figura 30 muestra el camino de selección para temperaturas mayores a 100°C donde hay concentración de carbonatos.

3.2 Herramienta de visualización

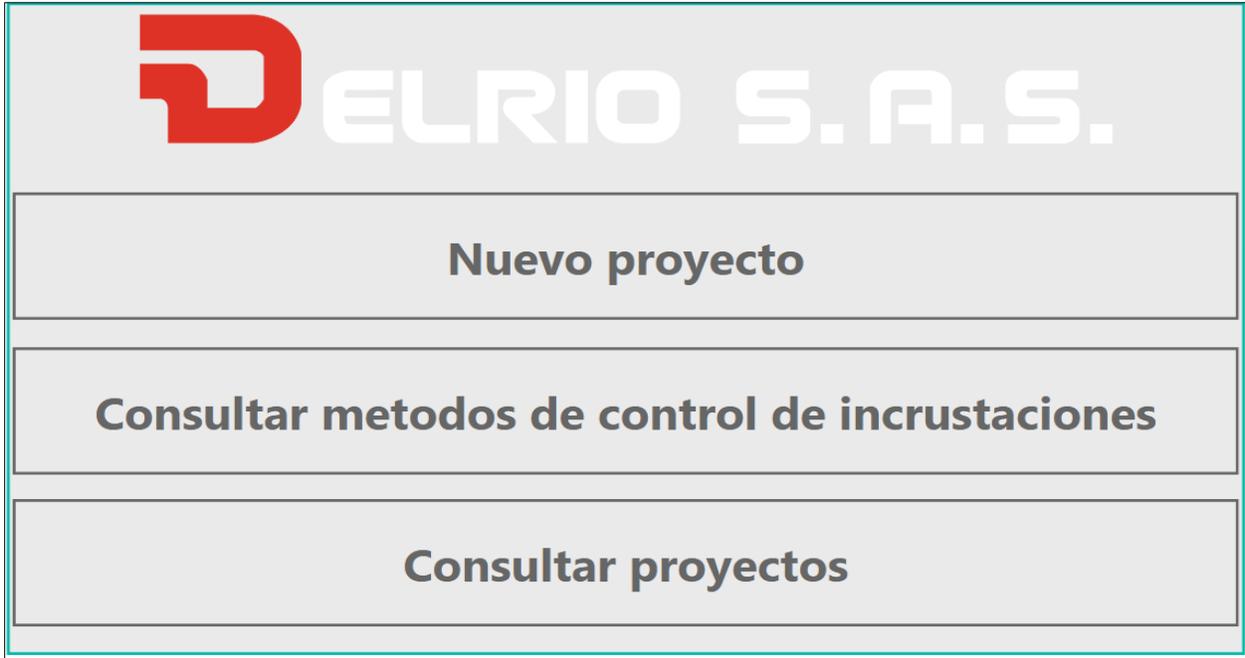
Con la finalidad de optimizar tiempos en toma de decisiones, el árbol presentado en la sección 3.1 es llevado a la herramienta PowerBI, la cual permite, mediante formularios creados en Microsoft Forms responder las preguntas expuestas y llevando al cliente por la ruta definida según las respuestas dadas.

Esta representación para la selección de métodos de prevención y control de incrustaciones se presenta en **las Figura 32, Figura 33, Figura 34** y **Nota**. La opción any question permite consultar datos específicos que el usuario quiera conocer.

Figura 35, donde cada gráfica y cada parámetro han sido seleccionados según la comodidad y necesidad de la compañía Delrio S.A.S la cual hará uso permanente de la herramienta presentada.

Figura 32.

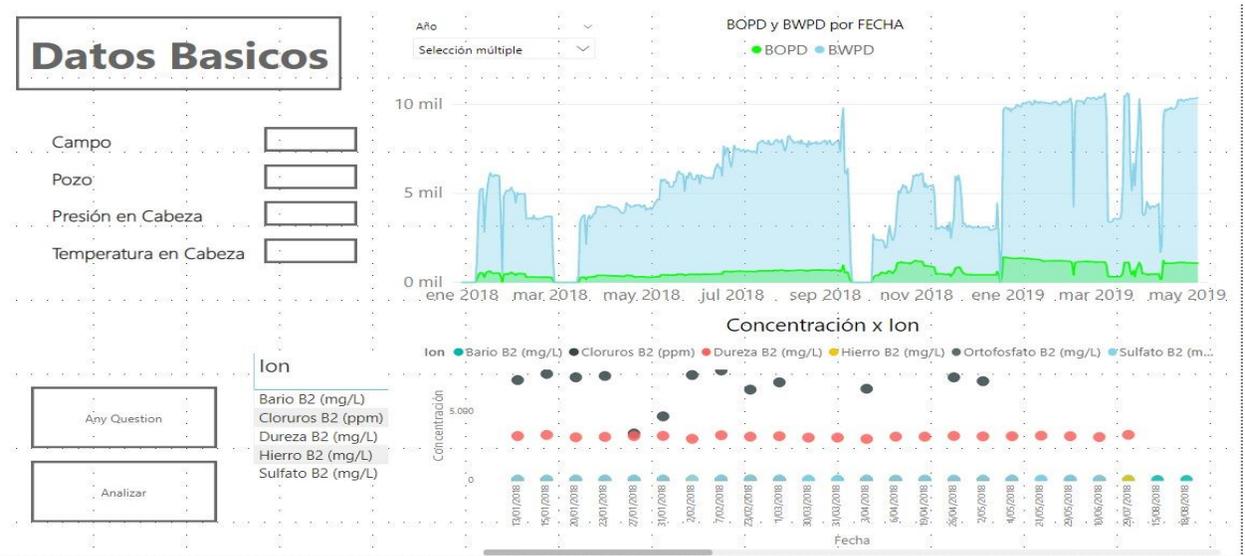
Inicio de la aplicación PowerBI



Nota. La figura 32 Representa la interface de la herramienta diseñada donde se puede crear y consultar proyectos para el control de incrustaciones.

Figura 33 .

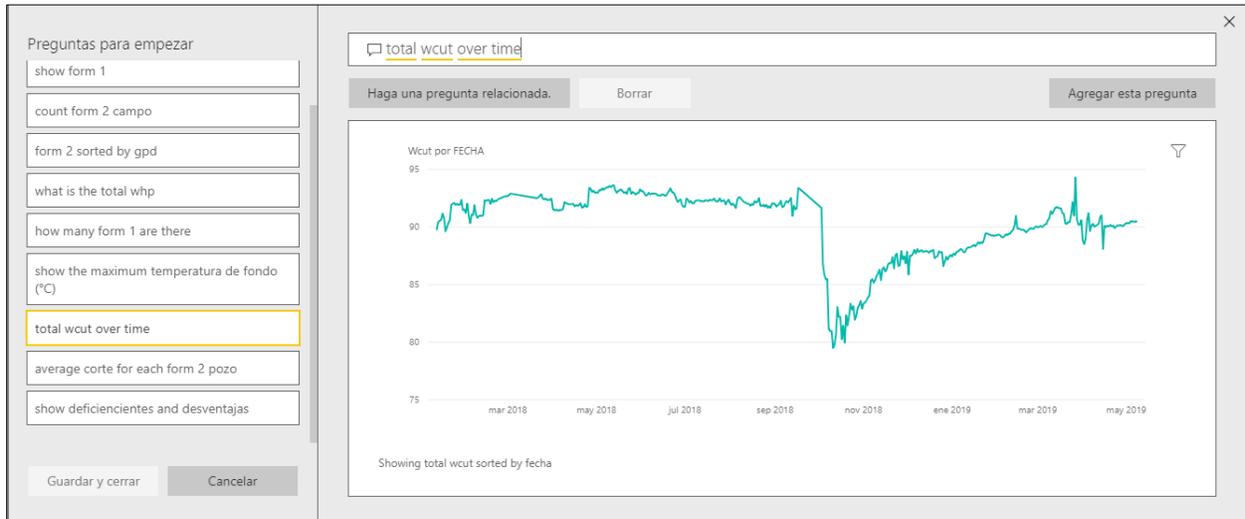
Visualización de datos de producción en PowerBI – Parte 1



Nota. Carga de datos básicos de producción para la interpretación de la tendencia incrustante.

Figura 34.

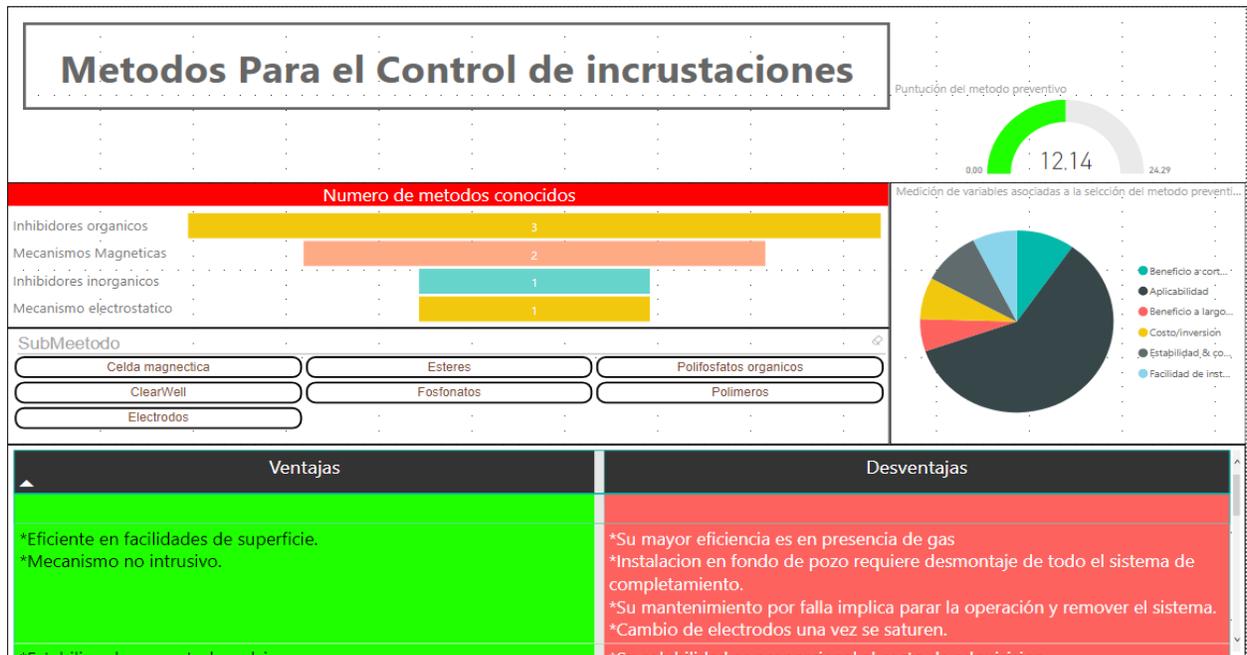
Visualización de datos de producción en PowerBI – Parte 2.



Nota. La opción any question permite consultar datos específicos que el usuario quiera conocer.

Figura 35.

Visualización de selección de métodos en PowerBI.



Nota. Diseño de matriz de selección que permite consultar las ventajas y desventajas de un método de control de incrustaciones con respecto otro.

4. EVALUACIÓN FINANCIERA

4.1 Método comparativo

Para el método comparativo, se realiza la elección del inhibidor de incrustaciones que se ha venido utilizando en el pozo evaluado en la parte práctica (**Capítulo 2**), el cual corresponde a un inhibidor de tipo orgánico.

4.1.1 Inversión

La inversión respectiva a la utilización de un inhibidor de incrustaciones corresponde a la compra del capilar para lograr la inyección y el costo de intervención del pozo para la instalación del capilar. Cabe resaltar, que durante el tiempo de intervención es recomendable realizar una limpieza de la tubería y remover la incrustación ya generada, con el fin de dar mayor efectividad al tratamiento y evitar posibles problemas de producción a futuro.

En la tabla **Tabla 15** se presentan los datos respectivos a la inversión mencionada.

Tabla 15.

Costos de intervención previa al tratamiento químico.

Intervención inyección de inhibidor				
Días intervención	en	Valor de intervención (\$USD/día)	Precio de capilar (\$USD)	Valor de intervención total (\$USD)
	14	2.000	15.000	43.000

Nota. Los costos de intervención son un promedio suministrado por la empresa Delrio S.A.S, dado que estos son dependientes de muchos factores.

La compañía DELRIO S.A.S ha proporcionado los datos respectivos a la intervención del pozo y la compra del capilar, debido a que realiza dichas labores; adicionalmente, el número de días correspondientes a la intervención se obtienen como el promedio del tiempo que tardaron las últimas tres intervenciones realizadas al pozo H-2.

4.1.2 Costos operativos

Para el presente análisis, se tienen en cuenta costos operativos correspondientes a la utilización de un sistema de levantamiento artificial (ALS), para el caso del pozo H-2, el consumo de energía eléctrica por parte de la bomba instalada, los tratamientos químicos en superficie y el costo del transporte de crudo; a este conjunto de valores se le conoce como “*Lifting cost*” o “Costo de levantamiento”, es decir, hace referencia a el precio en dólares que cuesta obtener un barril de petróleo en superficie. Actualmente, según el precio de barril y estimados de producción en el país, en Colombia se está manejando un valor promedio de *Lifting Cost* por barril, de **16,7 dólares**[23]. Adicionalmente, se tiene en cuenta el valor de transporte del petróleo para venta el cual se encuentra en 13,7 dólares para el campo en cuestión.

Adicionalmente, se calculan los costos mensuales generados por la inyección de inhibidor químico, los cuales se obtienen mediante el cálculo de los galones inyectados por día y asumiendo un valor de 20\$USD/galón, valor suministrado por DELRIO S.A.S. En la tabla **Tabla 16** se observan estos últimos costos mencionados.

Tabla 16.

Costos mensuales por inyección de inhibidor químico.

Producción total (BFPD)	Producción de agua (BWPD)	Producción de petróleo (BOPD)	Contenido de agua (%)	Inyección de inhibidor (ppm)	Inyección de inhibidor (GPD)	Costo mensual inhibidor (USD/mes)
5.901	5.351	550	90,68	50	11,24	6.742,13

Nota. Los costos de inyección de inhibidor son un promedio utilizado y suministrados por la empresa Delrio S.A.S.

Cabe mencionar que los datos utilizados de producción, corresponden al promedio del último año.

4.1.3 Flujo de caja e indicadores financieros

Para la realización del flujo de caja respectivo (**Tabla 16**), se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- **Ingresos:** Corresponden a las ganancias obtenidas por barril de petróleo durante un año, tomando como referencia un precio de barril de **60\$USD**; adicionalmente, se asume una disminución en la producción del 6% anual, debido al depletamiento del yacimiento y aumento de producción del agua.

- **Costos de producción:** Corresponden al *lifting cost* y el precio de transporte por barril de petróleo producido durante un año.

- **Costos de tratamiento químico:** Corresponden al costo anual por inyección del inhibidor a una dosificación constante de 50ppm, es decir, 11,24GPD.

- **Inversión:** Como se mencionó en el numeral 4.1.1, corresponde a un promedio de tres intervenciones a pozo y compra de capilar.

Tabla 17.

Flujo de caja e indicadores financieros para la inyección de inhibidores químicos.

	0	1	2	3	4	5
Ingresos (\$USD)		6.336.000	5.955.840	5.598.489,60	5.262.580,22	4.946.825,41
Costos de producción (\$USD)		6.078.600	5.713.884	5.371.050,96	5.048.787,90	4.745.860,63
Costos de tratamiento químico (\$USD)		80.905,50	85.759,83	90.905,42	96.359,75	102.141,33
Inversión (\$USD)	-645.000					
Neto (\$USD)	-645.000	176.494,50	156.196,17	136.533,22	117.432,57	98.823,45
Saldo final	-645.000	-468.505,50	-312.309,33	-175.776,12	-58.343,54	40.479,91

Con el fin de realizar una correcta comparación entre proyectos, se calculan los indicadores financieros *Valor Actual Neto*, *Tasa interna de retorno* y *Periodo de recuperación* (**Tabla 177**); para dichos cálculos, se requiere conocer el valor del costo de oportunidad del capital (COK), el cual, teniendo en cuenta la deflación del costo de capital upstream de la industria en Colombia, se tomó como 15% [24].

Tabla 18.

Indicadores financieros para la inyección de inhibidores químicos

COK	15%
------------	-----

VAN	\$ 477.628,20	
TIR	2%	
PR	11,57	4166,56
	Años	días

Nota. Indicadores financieros inyección de químicos.

4.2 ClearWELL™

4.2.1 Inversión

Como se mencionó en los capítulos 1 y 2, la tecnología ClearWELL™ es no intrusiva, por tanto, a diferencia de la inyección de inhibidor de incrustaciones, no requiere compra e instalación de capilar. Sin embargo, para efectos comparativos a nivel financiero, se toma una inversión de intervención a pozo, teniendo en cuenta que la tecnología es recomendable utilizarla en tubería limpia y con remoción previa de incrustaciones generadas. Según lo anterior, la **Tabla 19** presenta el precio de inversión para el caso expuesto.

Tabla 19.

Costos de inversión asociados al ClearWELL™

Días en intervención	Valor de intervención (\$USD/día)	Valor de intervención total (\$USD)
14	2.000	28.000

Nota. Valores de costos de inversión ClearWELL.

4.2.2 Costos operativos

Al igual que en el numeral 4.1.2, se tiene en cuenta el valor de *Lifting cost* correspondiente a 16,7\$USD, como costo operacional del pozo. Adicionalmente, la tecnología ClearWELL™, actualmente se maneja bajo prometa de renta dentro de Colombia, teniendo un valor promedio de renta de **20.000\$USD/año**, por cada unidad instalada.

4.2.3 Flujo de caja e indicadores financieros

Para la realización del flujo de caja respectivo (**Tabla 19**), se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- **Ingresos:** Corresponden a las ganancias obtenidas por barril de petróleo durante un año, tomando como referencia un precio de barril de **60\$USD**; adicionalmente, se asume una disminución en la producción del 6% anual, debido al depletamiento del yacimiento y aumento de producción del agua.

- **Costos de producción:** Corresponden al *lifting cost* y el precio de transporte por barril de petróleo producido durante un año.

- **Costos de alquiler:** corresponden al costo anual por el alquiler del equipo conociendo que el valor base es de 20.000 \$USD/mes.

- **Inversión:** Como se mencionó en el numeral 4.2.1, corresponde a la intervención de pozo para su limpieza.

Tabla 20.

Flujo de caja de la tecnología ClearWELL™.

Flujo de caja - ClearWELL						
	0	1	2	3	4	5
Ingresos (\$USD)		6.336.000	5.955.840	5.598.490	5.262.580,22	4.946.825,41
Costos de producción (\$USD)		6.078.600	5.713.884	5.371.050,96	5.048.787,90	4.745.860,63
Costos de alquiler (\$USD)		24.000	24.000	24.000	24.000,00	24.000,00
Inversión (\$USD)	-420.000					
Neto (\$USD)	-420.000	233.400	217.956	203.438,64	189.792,32	176.964,78
Saldo final	-420.000	-186.600	31.356	234.794,64	424.586,96	601.551,74

Nota. Flujo neto de caja de la tecnología ClearWELL™.

Con el fin de realizar una correcta comparación entre proyectos, se calculan los indicadores financieros *Valor Actual Neto*, *Tasa interna de retorno* y *Periodo de recuperación* (**Tabla 21**); para dichos cálculos, se requiere conocer el valor del costo de oportunidad del capital (COK), el

cual, teniendo en cuenta la deflación del costo de capital upstream de la industria en Colombia, se tomó como 15% [24].

Tabla 21.

Indicadores financieros del ClearWELL™

COK	15%	
VAN	\$ 698.023,93	
TIR	42%	
PR	5,95	2142,37
	Años	días

Nota. Valores de indicadores financieros del ClearWELL™

4.3 Análisis comparativo

Para los escenarios presentados en los numerales 4.1 y 4.2, se obtuvo un valor de TIR no es representativo debido al tipo de proyecto manejado, el cual aún se encuentra en etapa piloto, por tanto, el valor de comparación principal debe ser el valor actual neto, el cual representa el beneficio económico que aporta cada proyecto ajustado a la actualidad. Mediante el VAN, se puede evidenciar que la instalación de la tecnología ClearWELL™ supera en un 68% el beneficio económico obtenido a partir de la inversión realizada para la inyección de inhibidor de incrustaciones.

Además de la comparación mencionada, a nivel operacional, se puede dar un esquema bajo la utilización de ambos métodos de prevención, tanto la inyección de inhibidor orgánico y el ClearWELL™ instalado y encendido, esto, debido a que la tecnología lo permite. Al iniciar el uso de esta última, la dosificación de agente químico es disminuida, como se ve en la **Tabla 22**, la cual también permite evidenciar la posible variación en los volúmenes de producción posterior a una intervención de pozo.

Tabla 22.

Condiciones operativas del pozo H-2 2021

Producción total (BFPD)	Producción de agua (BWPD)	Producción de petróleo (BOPD)	Contenido de agua (%)	Inyección de inhibidor (ppm)	Inyección de inhibidor (GPD)	Costo mensual inhibidor (USD/mes)
--------------------------------	----------------------------------	--------------------------------------	------------------------------	-------------------------------------	-------------------------------------	--

4.364	3.823	541	87,60	23	3,69	2.215,77
-------	-------	-----	-------	----	------	----------

Nota. Condiciones de operativas del pozo, producción e inyección de químicos

Según lo anterior, el flujo de caja correspondiente (**Tabla 23**), tendría las siguientes consideraciones:

- **Ingresos:** Corresponden a las ganancias obtenidas por barril de petróleo durante un año, tomando como referencia un precio de barril de **60\$USD**; adicionalmente, se asume una disminución en la producción del 6% anual, debido al depletamiento del yacimiento y aumento de producción del agua.

- **Costos de producción:** Corresponden al *lifting cost* y el precio de transporte por barril de petróleo producido durante un año.

- **Costos de prevención de incrustaciones:** corresponden al costo anual por el alquiler del equipo ClearWELL™ y los galones inyectados de forma anual.

- **Inversión:** corresponde a intervenciones de pozo realizadas (aproximadamente tres anuales) tanto para limpieza como instalación de capilar.

Tabla 23.

Flujo de caja para las condiciones operativas 2021.

Flujo de caja - Inyección de inhibidor químico + ClearWELL						
	0	1	2	3	4	5
Ingresos (\$USD)		6.336.000	5.955.840	5.598.489,60	5.262.580,22	4.946.825,41
Costos de producción (\$USD)		5.979.132	5.620.384	5.283.161,04	4.966.171,37	4.668.201,09
Costos de prevención de incrustaciones (\$USD)		50.589,20	53.624,55	56.842,02	60.252,54	63.867,70
Inversión (\$USD)	-645.000					
Neto (\$USD)	-645.000	306.278,80	281.831,37	258.486,54	236.156,31	214.756,62
Saldo final	-645.000	-338.721,20	-56.889,83	201.596,71	437.753,02	652.509,64

Nota. Flujo de caja para las condiciones operativas 2021

El valor de índices financieros para el flujo de caja anterior se encuentra calculados en la **Tabla 24** a continuación.

Tabla 24.

Indicadores financieros 2021

COK	15%	
VAN	\$ 891.188,63	
TIR	31%	
PR	5,95	2143,43
	Años	días

Nota. Indicadores financieros 2021.

5. CONCLUSIONES

Se realizó una investigación bibliográfica acerca de los métodos de control y prevención de incrustaciones, bajo la cual se determinó que los parámetros más relevantes para la selección del correcto método en un caso específico de la industria de hidrocarburos, son la temperatura de operación, tipo de incrustación y si la concentración de Ca^{+} es superior a 4.000 ppm en el agua de formación.

Dentro de los diferentes métodos preventivos de incrustaciones, se encuentra la inyección de químicos, estos, para ser seleccionados de forma correcta, deben someterse a diferentes pruebas de laboratorio las cuales permitan observar la reversibilidad y compatibilidad con el fluido de producción.

El caso de estudio presentado, demuestra la eficiencia óptima que la tecnología ClearWELL™ ha tenido en el mismo como método preventivo de incrustaciones, presentando, permitiendo la suspensión total de la inyección de inhibidores químicos en pozo y observando un valor promedio de 3.020 ppm en la medición de dureza total, estando esta dentro de un rango constante.

La realización de una herramienta que guíe a la selección del método preventivo más óptimo en un sistema de producción de hidrocarburos, permite obtener uno o varios métodos posibles, los cuales pueden ser diferenciados en la matriz de características complementando la información, y de esta manera, reducir tiempos en la búsqueda de información al momento de que una compañía operadora presente problemas por incrustación.

Cuando un proyecto es evaluado financieramente a partir de un plan piloto y una comparación entre la utilización de métodos de recuperación a corto plazo, no se debe utilizar el indicador financiero *Tasa Interna de Retorno*, debido a que puede arrojar datos incorrectos y/o no justificables.

La instalación de la tecnología ClearWELL™ presenta un aumento en el valor actual neto de \$220.396USD lo cual corresponde a un 68% adicional en el beneficio obtenido a largo plazo en

comparación de un proyecto donde únicamente se utilice inyección de inhibidor como método preventivo.

Usualmente, los campos petroleros con mayor tendencia a la incrustación, presentan altos contenidos de agua en su fluido de producción, entre el 80 y 97%, por tanto, es importante realizar un constante análisis fisicoquímico, con el fin de verificar las propiedades del agua de formación; un aumento drástico en el corte de agua en un pozo productor de hidrocarburos, implica un mayor control y una mayor prevención ante fenómenos como la corrosión y la incrustación.

Es importante la verificación de los procesos de Tear Down en pozos con alta y baja producción de agua, debido a que en ambos casos se puede generar el fenómeno de incrustación y es importante tratarlo a tiempo para evitar sobrecostos.

Cuando se requiere tener control sobre las incrustaciones en un sistema productor, es necesario reconocer la tendencia incrustante del fluido mediante los índices presentados y determinar el ion predominante de esta.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ana Ximena Salamanca Sánchez, “EVALUACIÓN DE UN INHIBIDOR DE INCRUSTACIÓN PARA EVITAR TAPONAMIENTO DE LAS LÍNEAS DE PRODUCCIÓN EN UNA PLATAFORMA PETROLERA ANA,” Funacion Universidad de America, 2018.
- [2] M. Crabtree and A. Johnson, “La lucha contra las incrustaciones — Remoción y prevención,” *Oilf. Rev.*, vol. 11, p. 20, 2009.
- [3] X. Liu *et al.*, “SPE 156013 Understanding the Co-deposition of Calcium Sulphate and Barium Sulphate and Developing Environmental Acceptable Scale Inhibitors Applied in HTHP Wells,” 2012.
- [4] Z. Ghanbari, F. Haghollahi, M. Shariat, and A. R. Foroshani, “Quantitative Evaluation of Calcium Sulfate Precipitation Kinetics in the Presence and Absence of Scale Inhibitors,” *Taiwan. J. Obstet. Gynecol.*, vol. 48, no. 2, pp. 124–129, 2009, [Online]. Available: [http://dx.doi.org/10.1016/S1028-4559\(09\)60271-0](http://dx.doi.org/10.1016/S1028-4559(09)60271-0).
- [5] C. C. Henry. Gamez, “Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electrosumergible del campo Cantagallo,” *Statew. Agric. L. Use Baseline 2015*, vol. 1, 2015.
- [6] GONZALÉZ. E; PARRA M. y HERNÁNDEZ M, “Calculo De los índices de Langelier (Simplificado), LSI (SM2330).” Calculo De los índices de Langelier (Simplificado), LSI (SM2330), Fundación Centro Canario del Agua.
- [7] J. F. M. Quitian, “Determinación de la tendencia incrustante en las aguas de producción de los campos de ecopetrol de acuerdo con sus condiciones operacionales de temperatura, presión y composiciones,” vol. 1, no. 1. Bucaramanga,Santander, p. 83, 2015.
- [8] G. P. A. E. y S. P. S.R.L, “Incrustaciones en aguas coproducidas: Carbonato de calcio.” *GPA*, vol. 40, p. 9, [Online]. Available: http://www.oilproduction.net/files/GPA-Nota_40_Carbonatos.pdf.

- [9] V. A. Prisyazhniuk, “Prognosticating scale-forming properties of water,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 27, no. 8–9, pp. 1637–1641, 2007, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2005.12.004.
- [10] M. A. Jafar Mazumder, “A review of green scale inhibitors: Process, types, mechanism and properties,” *Coatings*, vol. 10, no. 10, pp. 1–29, 2020, doi: 10.3390/coatings10100928.
- [11] Ener-Tec, “Evite la deposición de para na y sarro con la celda cinética lineal (LKC) de Ener-Tec Principios de Operación,” 2021. <https://ener-tec.com/>.
- [12] C. C. Jiménez, B. Campo, M. Arias, H. Vargas, and E. Ariza, “Design and construction of an electrostatic generator in an experimental test bench, to inhibit the precipitation of paraffinic waxes,” *Soc. Pet. Eng. - SPE Heavy Extra Heavy Oil Conf. - Lat. Am. 2014, LAHO 2014*, pp. 163–177, 2014, doi: 10.2118/171088-ms.
- [13] D. SAS, “ClearWell:"solucion no intrusiva para prevenir problemas por scale",” 2020.
- [14] W. Parker *et al.*, “SPE Paper Number SPE 133526-PP Physical Principles behind the ClearWELL™ Physical Water Treating Device :,” pp. 1–11, 2010.
- [15] L. Rzeznik, M. Juenke, D. Stefanini, M. Clark, and P. Lauretti, “Two year results of a breakthrough physical water treating system for the control of scale in oilfield applications,” *Soc. Pet. Eng. - 9th Int. Conf. Oilf. Scale 2008 - “Managing Scale Through F. Lifetime,”* pp. 317–327, 2008.
- [16] A. Krag, A. M. Fergusson, and M. Grainger, “Preventing scale deposition downhole using high frequency electromagnetic AC signals from surface to enhance production offshore Denmark,” *Proc. - SPE Annu. Tech. Conf. Exhib.*, vol. 6, pp. 4194–4203, 2014, doi: 10.2118/170898-ms.
- [17] R. Martinez, W. L. Parker, E. Hernandez, C. Misino, and I. E. Martínez Ramírez, “An environmentally friendly method to control halite scale deposition: Proven case histories from Latin America,” *SPE Lat. Am. Caribb. Pet. Eng. Conf. Proc.*, vol. 2, pp. 1713–1719, 2014, doi: 10.2118/169415-ms.
- [18] Schlumberger, “wellbore_diagram.” p. 1, 2021, [Online]. Available: https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/w/wellbore_diagram.

- [19] Schlumberger, “bomba eléctrica sumergible.” p. 1, 2021, [Online]. Available: https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/e/electric_submersible_pump.
- [20] ruddygarroussmeineweltsicht, “Potencial Hidrocarburifero de Colombia (Resumen + Cuenca 01 Amagá 02 Caguán Putumayo 03 Catatumbo 04 Cauca Patía).” [Online]. Available: <http://ruddygarroussmeineweltsicht.blogspot.com/2015/04/potencial-hidrocarburifero-de-colombia.html>.
- [21] W. Laboratorios, “Reporte de laboratorio,” 2020.
- [22] Agrilab, “Reporte de dureza Agrilab,” 2020.
- [23] Oil Channel mas cerca de la industria, “EL PANORAMA DE COLOMBIA, CON LOS ACTUALES PRECIOS DEL CRUDO.” Colombia, p. 3, 2020, [Online]. Available: <https://www.oilchannel.tv/noticias/el-panorama-de-colombia-con-los-actuales-precios-del-crudo>.
- [24] D. for nergy solutions Center, “Contenido,” *Deloitte*, vol. 1, p. 24, 2016, [Online]. Available: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/mx/Documents/energy-resources/Efectos-falta-inversion.pdf>.
- [25] Manual Estructuración del Trabajo de Grado. Fundación Universidad de América, 2021. [PDF].

GLOSARIO

BS&W: contenido básico de agua y sedimentos. El BS&W se mide a partir de una muestra líquida del flujo de producción. Incluye agua libre, sedimento y emulsión y se mide como porcentaje de volumen del flujo de producción.

Capacidad buffer: es la cantidad de ácido o base fuerte que puede neutralizar sufriendo un desplazamiento de pH de una unidad.

Choke: válvula de estrangulamiento utilizada en cabeza de pozo para dirigir el fluido producido de la tubería en pozo a la tubería de producción en superficie.

Corte de agua: es la relación de agua producida comparada con el volumen total de líquidos producido.

Down-Hole: fondo de pozo, hace referencia al fondo de la tubería de producción donde se encuentran las formaciones productoras.

Formación: unidad lito -estratigráfica que contiene cuerpos de rocas con características y propiedades litológicas comunes.

Gravedad API: escala utilizada para medir la densidad relativa de hidrocarburos líquidos a 60 °F. Esta se expresa en grados API de la siguiente forma:

°API > 40 Condensado.

30 < °API < 39,9 Crudo Liviano.

22 < °API < 29,9 Crudo Mediano.

10 < °API < 21,9 Crudo Pesado.

°API <9,9 Crudo extrapesado.

Intake: en la industria de hidrocarburos, al utilizar un Sistema de Levantamiento Artificial por bombeo electrosumergible, “intake” hace referencia a la entrada de la bomba correspondiente.

Manifold: sistema de tuberías y válvulas que permite recolectar y distribuir diferentes corrientes de fluido.

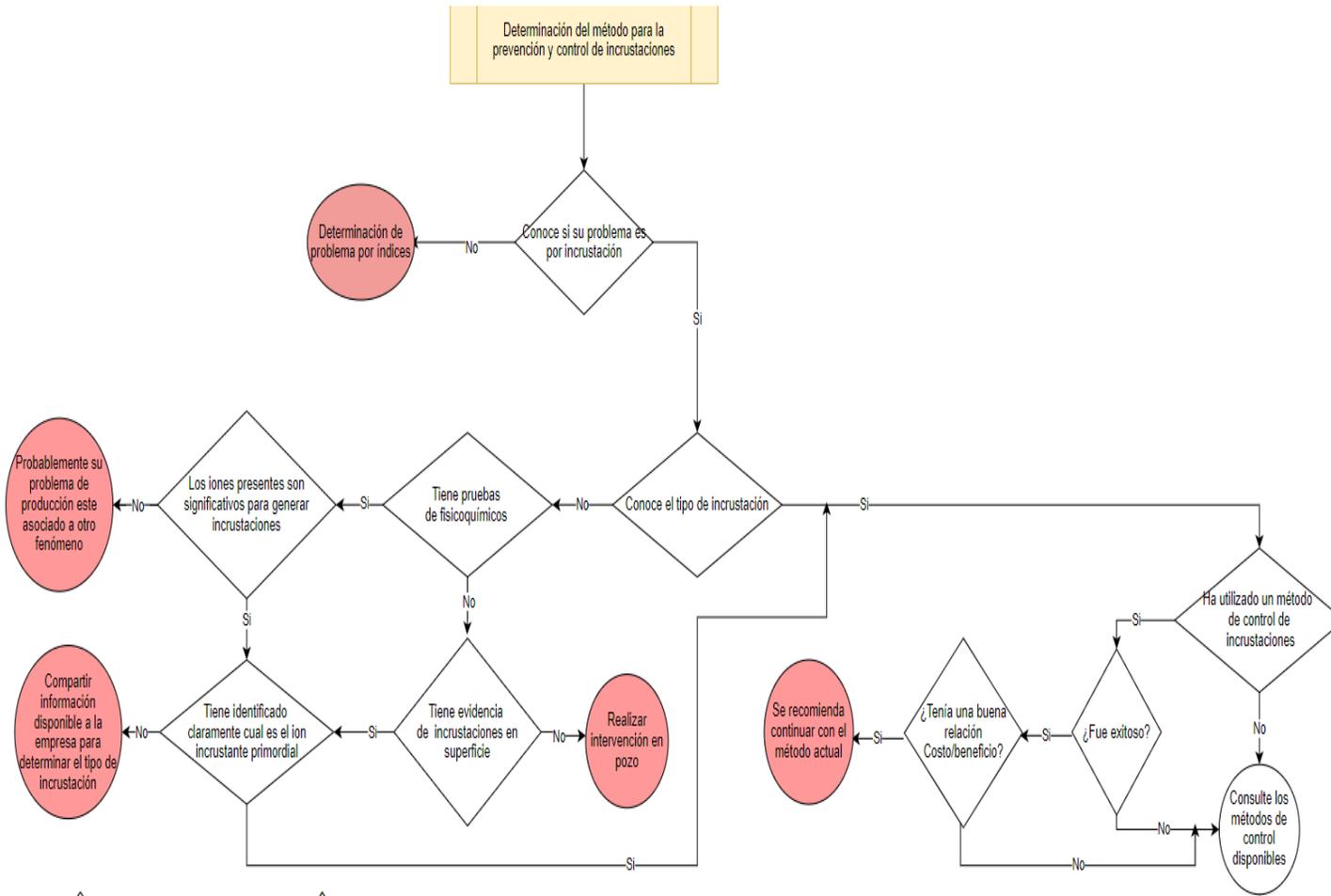
Partical scaling índice: índice de Puckorlus el cual permite determinar el grado de incrustación basado en el pH y alcalinidad de una muestra.

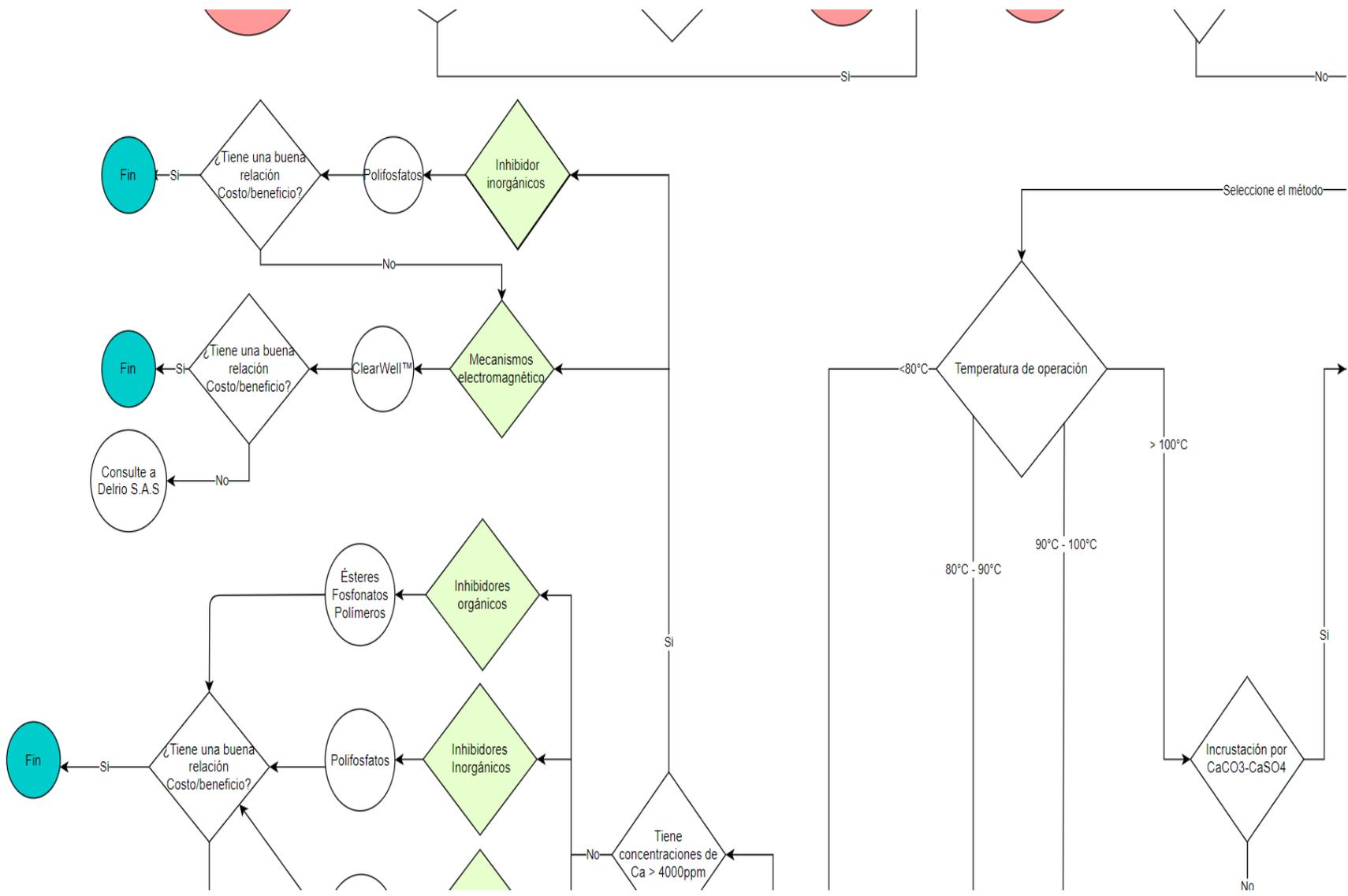
Scale o incrustación: son compuesto resultante de la precipitación y cristalización de sales minerales.

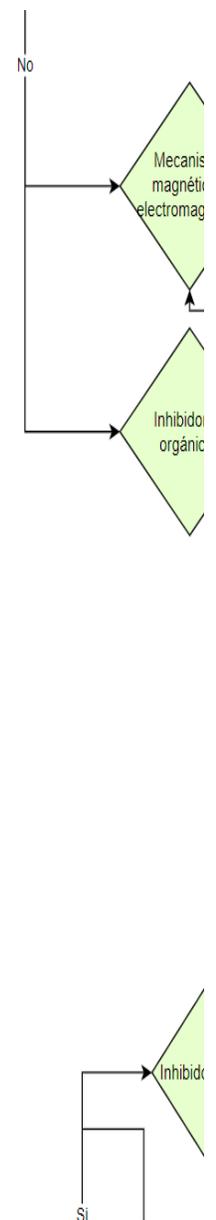
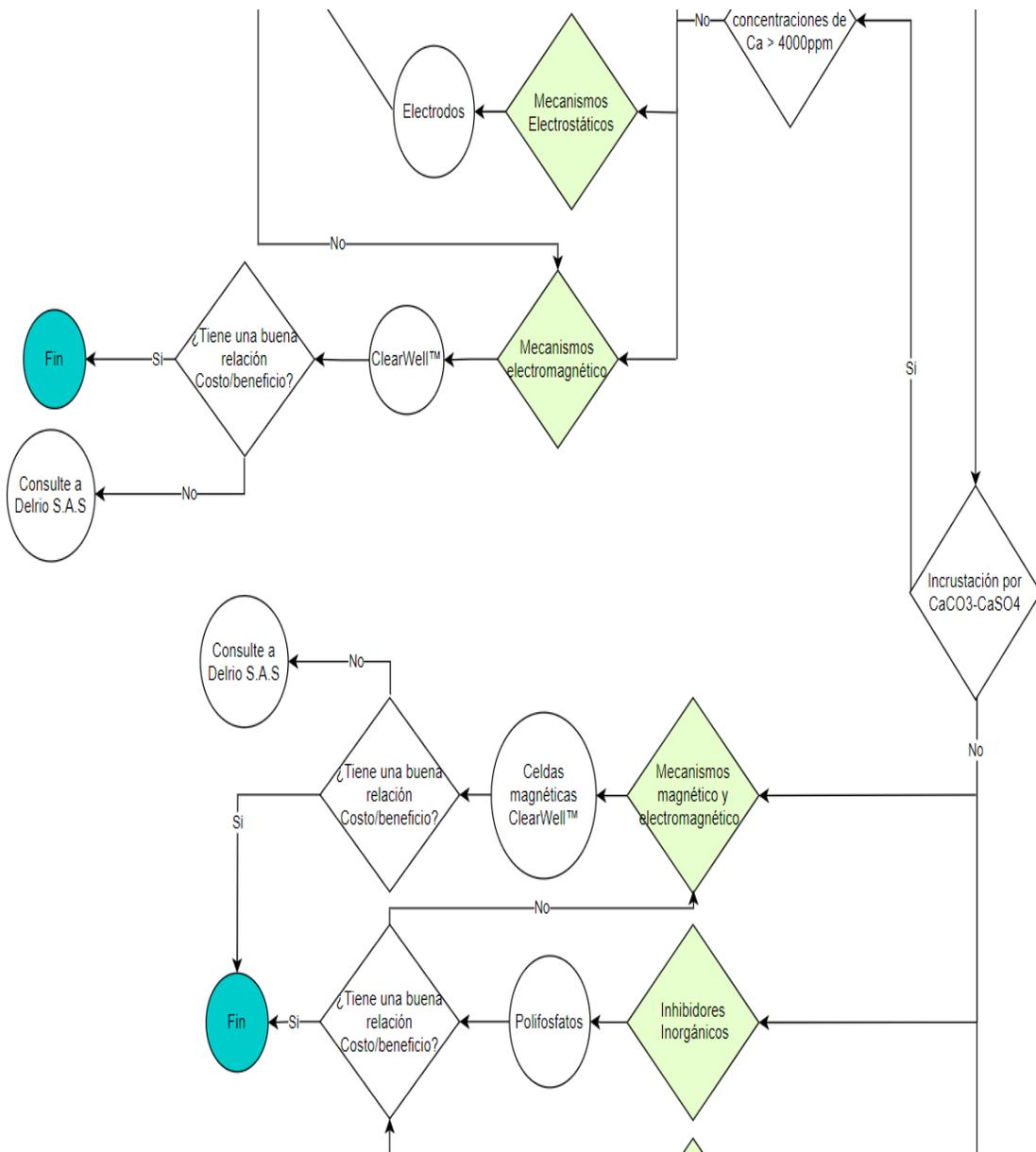
Scale Blasting: método de remoción que consiste en la inyección a presión de un material abrasivo como arena de alta finura que remueve las incrustaciones

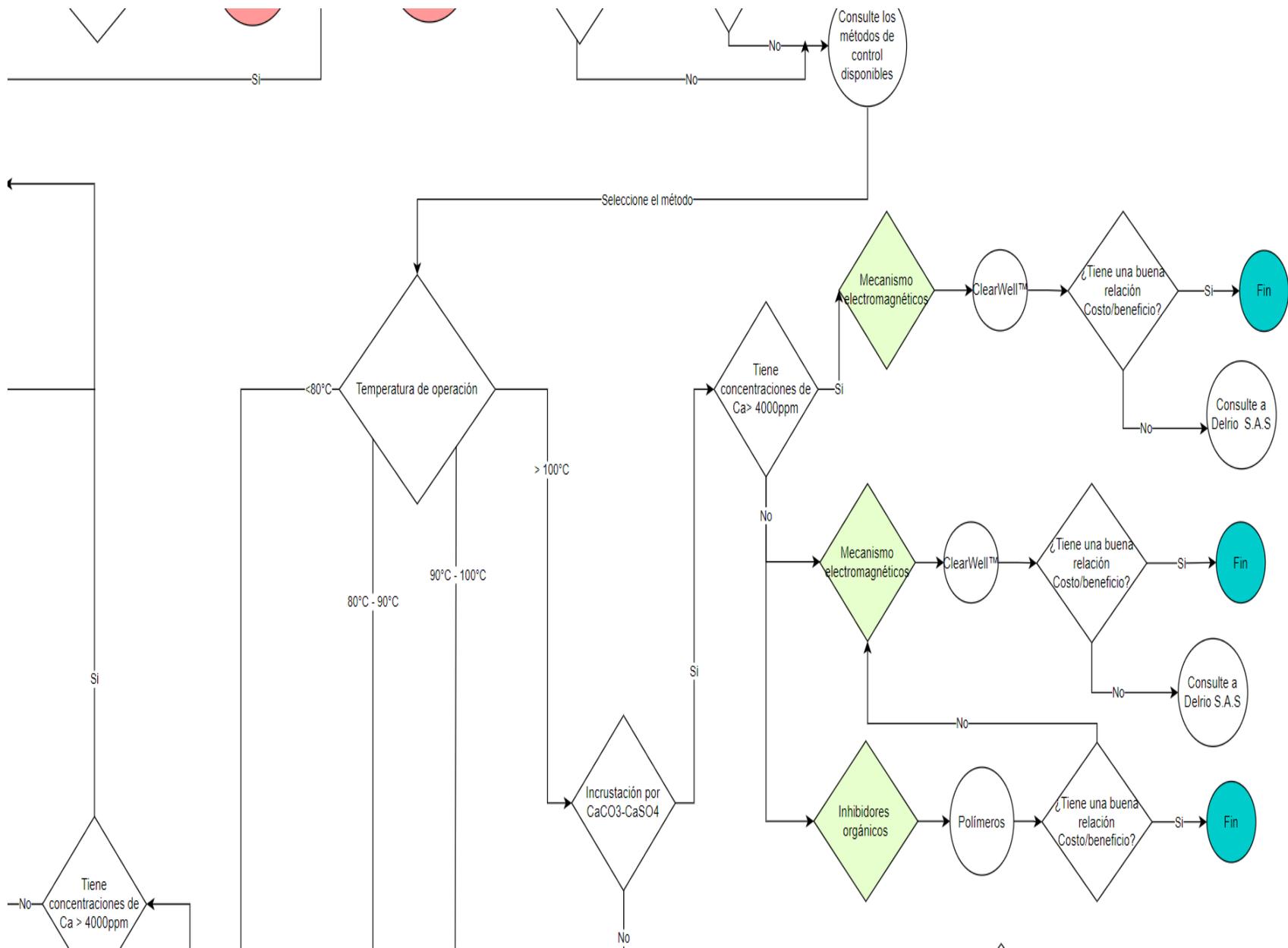
Sedimento: son granos no consolidados de minerales, materia orgánica o rocas preexistentes, que pueden ser transportados por el agua, el hielo o el viento, para luego ser depositados.

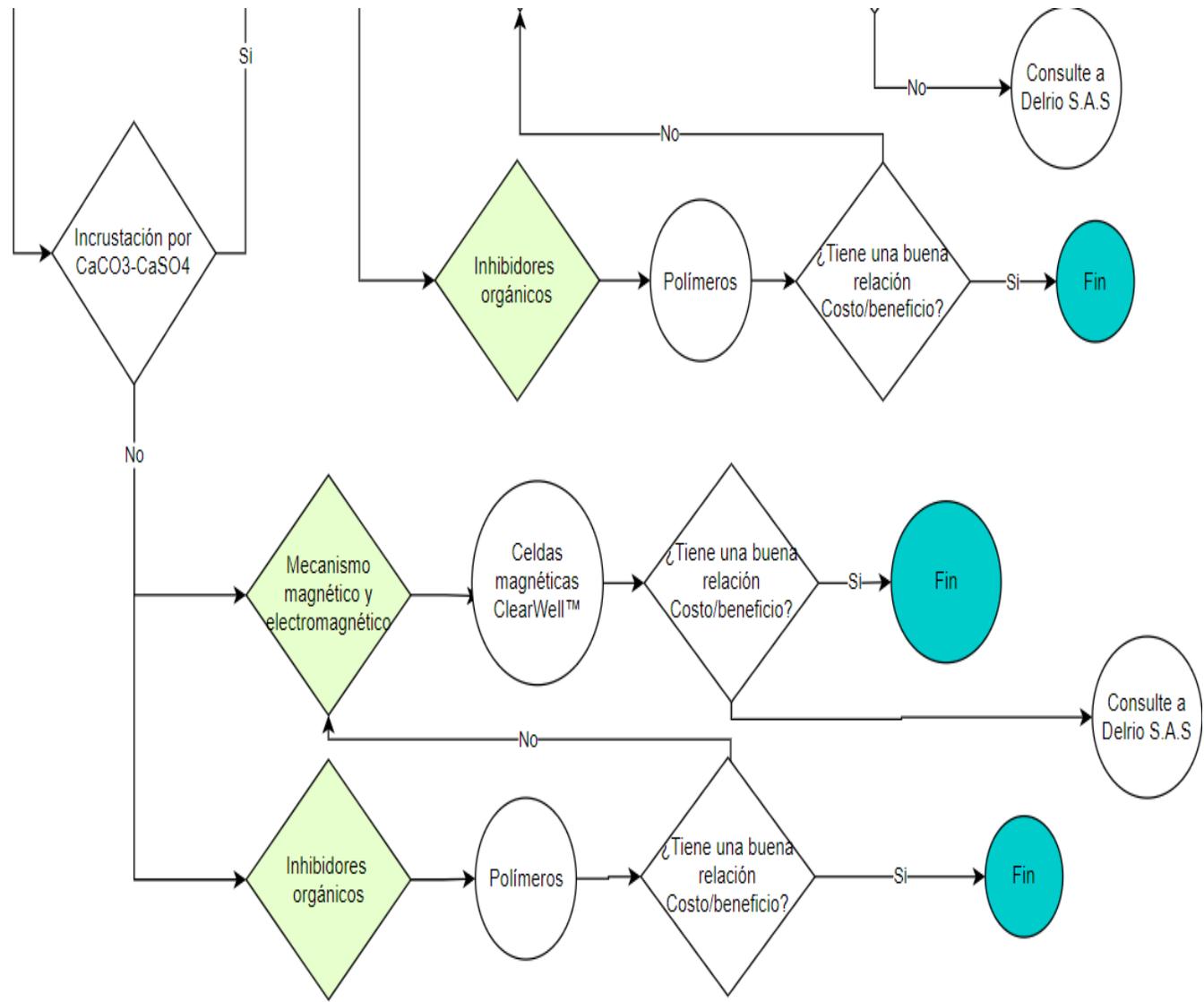
ANEXO 1. Matriz de selección

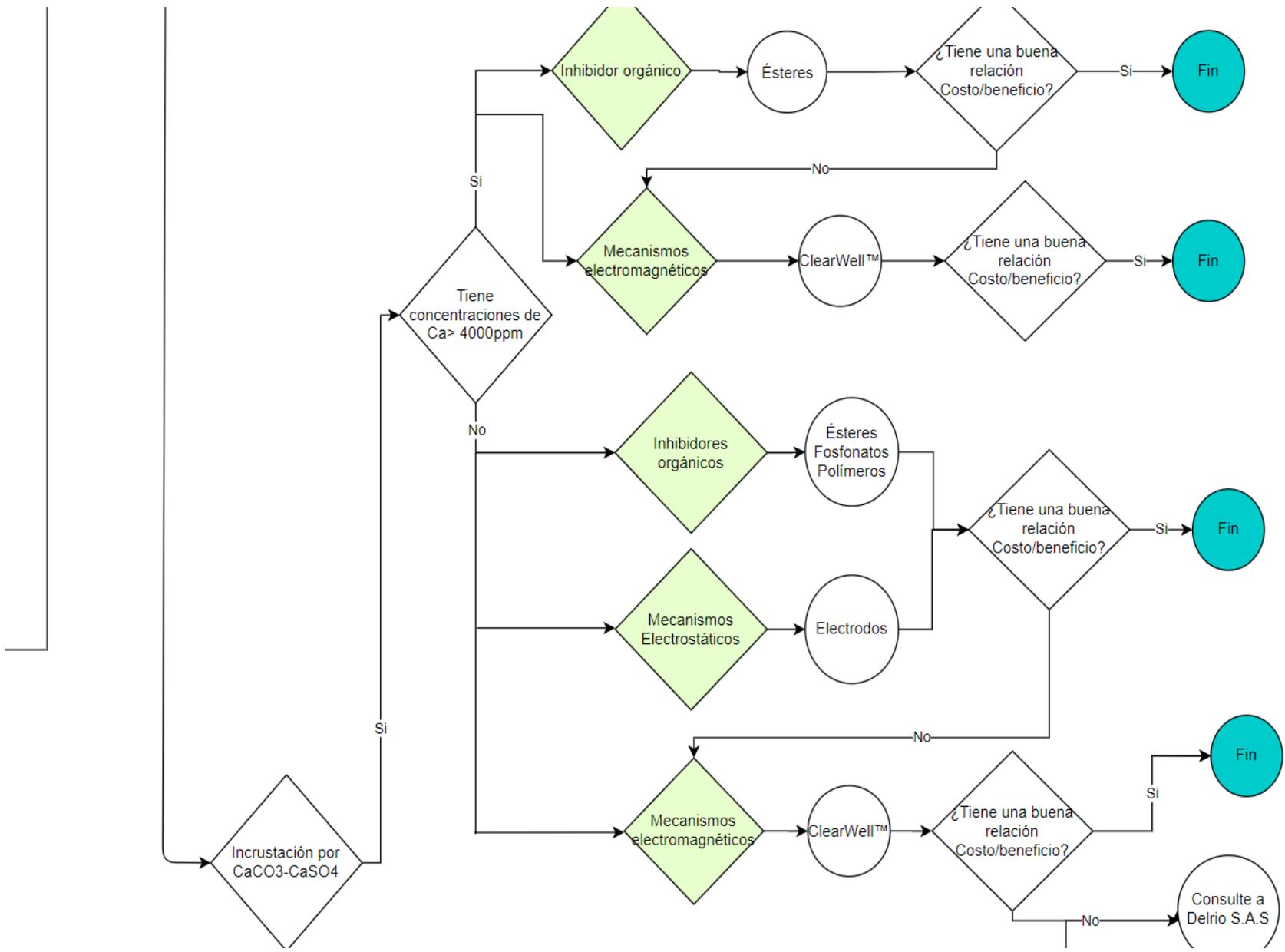


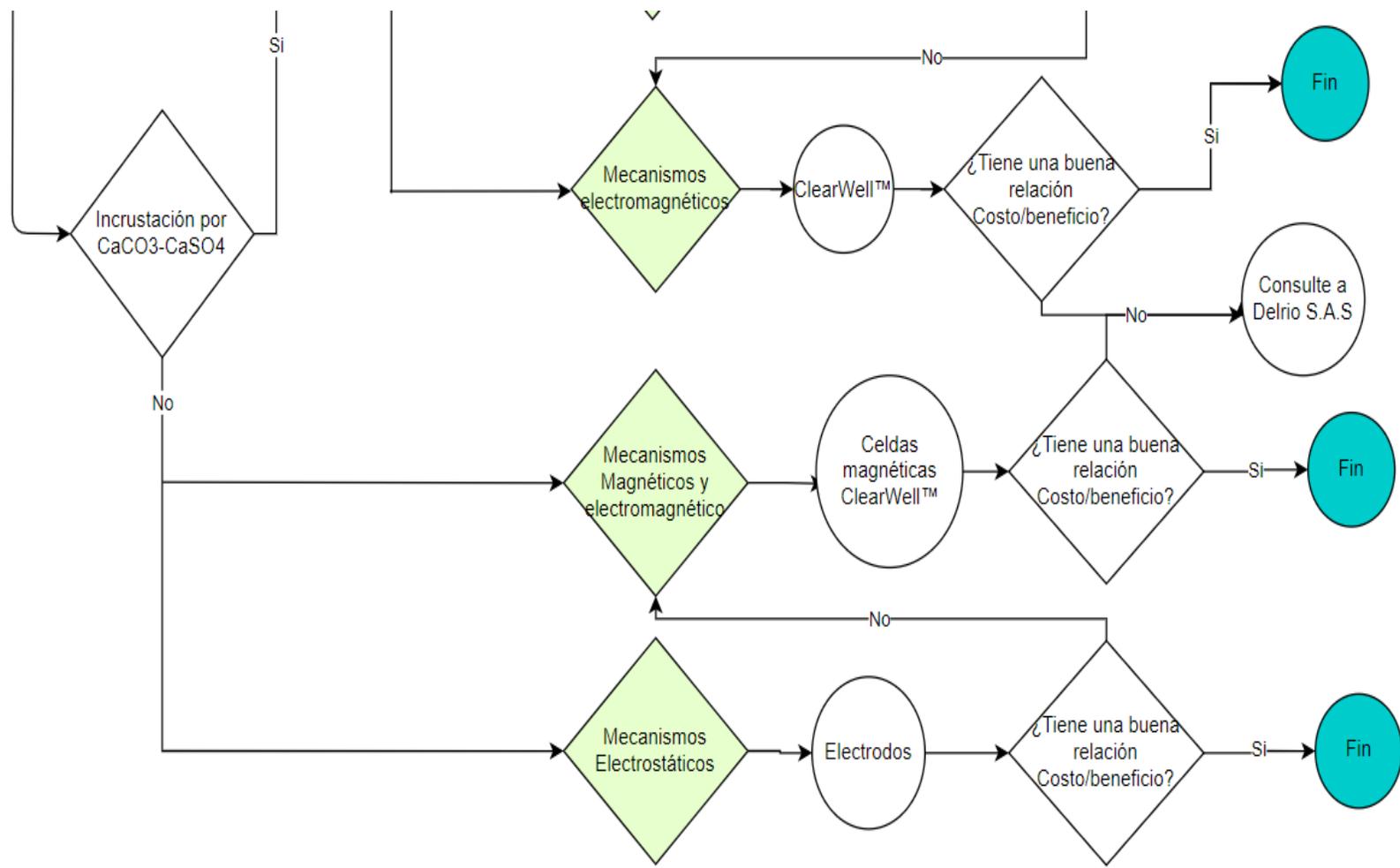












Anexo 2. Recomendaciones

- Realizar un estudio del comportamiento de los cristales formados a partir de la nucleación homogénea en los diferentes puntos de las facilidades de producción en superficie.
- Evaluar la viabilidad técnica y financiera de la implementación de la tecnología ClearWell™ como herramienta para el control de precipitaciones orgánicas como parafinas.
- Determinar las pruebas de laboratorio necesarias para una correcta selección de inhibidor de incrustaciones según su reversibilidad y compatibilidad con el fluido de producción.
- Realizar un estudio del funcionamiento y comportamiento de los diferentes métodos de prevención de incrustaciones utilizados en facilidades de producción.
- Evaluar la viabilidad técnica de los métodos electrostáticos y magnéticos como tecnologías para la prevención de incrustaciones, los cuales se tienen pocos estudios.
- Evaluar y concretar un ensayo de laboratorio que permita observar el principio de funcionamiento de la tecnología ClearWell™ a partir del cual se puedan realizar pruebas de laboratorio a diferentes condiciones de presión, temperatura y composición del fluido.