

EVALUACIÓN PARA MEJORAR LA INYECTIVIDAD EN POZO PARA
DISPOSICIÓN FINAL DE AGUA EN UN CAMPO PETROLERO
UTILIZANDO INHIBIDORES ORGÁNICOS MODIFICADOS

LINDA NICOLE LANDINEZ CUEVAS

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BOGOTÁ D.C.
2020

EVALUACIÓN PARA MEJORAR LA INYECTIVIDAD EN POZO PARA
DISPOSICIÓN FINAL DE AGUA EN UN CAMPO PETROLERO UTILIZANDO
INHIBIDORES ORGÁNICOS MODIFICADOS

LINDA NICOLE LANDINEZ CUEVAS

Proyecto integral de grado para optar el título de
INGENIERO QUÍMICO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BOGOTÁ D.C.
2020

Nota de aceptación:

Ing. Angie Tatiana Ortega Ramirez.
Jurado

Ing. David Triviño Rodriguez
Jurado

Bogotá D.C, Agosto del 2020

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad.

Dr. MARIO POSADA GARCÍA PEÑA

Consejero Insitucional.

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA PEÑA

Vicerrectoria Academica y de Investigaciones.

Dra. MARÍA CLAUDÍA APONTE GONZÁLEZ

Vicerrector Administrativo y Financiero.

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano de la Facultad de Ingenierías.

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa de Ingeniería química.

Ing. IVÁN RAMÍREZ MARÍN

Las directivas de la Universidad de 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.

AGRADECIMIENTOS

Este es el primer peldaño de mi proyecto de vida, a Dios y a mis padres por el acompañamiento durante todo este proceso; agradezco al inmenso esfuerzo de personas integras que aportaron para el desarrollo de este trabajo, con cariño a Daniel Fajardo, su esposa Sandra, Juan Enrique López, y Juan Manuel Rodríguez de la empresa Cepsa Colombia S.A.

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	17
INTRODUCCIÓN	19
OBJETIVOS	20
1.GENERALIDADES	21
1.1 EL AGUA EN LA INDUSTRIA PETROLERA	21
1.1.1 Naturaleza del agua	22
1.2 PROCESO DE INYECCIÓN	23
1.2.1 Propiedades de la roca	24
1.2.2 Factores que afectan la inyección del agua	26
2.CARACTERIZACIÓN DE LA MUESTRA	34
2.1 TIPO DE MUESTRA	34
2.2 ANÁLISIS DE DATOS DE COMPOSICIÓN DEL CRUDO	34
2.2.1 Análisis SARA	35
2.2.2 Análisis composicionales.	35
2.3 RESULTADOS DE COMPOSICION DE LA MUESTRA	36
3.SELECCIÓN DEL INHIBIDOR	40
3.1 ESTRATEGIAS DE SELECCIÓN	40
3.1.1 Revisión de antecedentes	40
3.1.2 Condiciones del sistema de inyección y condiciones del agua inyectada	41
3.1.3 Análisis de aplicación antes de iniciar la prueba.	43
3.1.4 Desarrollo de la selección por parte del proveedor	43
3.2 DISCUSIÓN DE LA SELECCIÓN DEL INHIBIDOR	45
3.2.1 El Inhibidor	45
3.2.2 Las características del tipo de roca que hay en la formación	47
3.2.3. Sistema de inyección.	50
3.2.4. Aplicación de la prueba	50

4.PRUEBA PILOTO	52
4.1 SISTEMA DE INYECCIÓN DEL POZO	52
4.1.1 Equipos y materiales del sistema de dosificación del inhibidor	52
4.2 PROCEDIMIENTO	54
4.2.1 Aplicación	54
4.2.2 Recopilación de datos	54
4.2.3 Evaluación de resultados	55
4.3 DISCUSIÓN Y RESULTADOS	59
4.3.1 Análisis del tratamiento	59
4.3.2 Análisis de la operación del sistema	61
4.3.3 Análisis de la inyektividad del pozo C3	63
4.3.4 Análisis económico del tratamiento	67
5.ANÁLISIS Y RESULTADOS	69
5.1 AGUA DE DISPOSICIÓN Y DE FORMACIÓN	69
5.2 PRUEBA PILOTO	72
5.3 AGUA - ACEITE – SÓLIDO	75
6.ANÁLISIS FINANCIERO	82
6.1 COSTO TRATAMIENTO QUÍMICO.	82
6.2 COSTO ENERGÉTICO DEL PROCESO	83
7. CONCLUSIONES	86
8.RECOMENDACIONES	88
BIBLIOGRAFÍA	97
ANEXOS	89

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Reporte de resultados, análisis composicional muestra.	37
Tabla 2. Visualización del efluente de la planta de tratamiento de agua residual industrial.	43
Tabla 3. Cantidad de Producto químico por etapa de prueba.	57
Tabla 4. Conversiones para la potencia de la bomba.	58
Tabla 5. Datos prueba de pos tratamiento.	65
Tabla 6. Análisis físico químico del agua de formación.	70
Tabla 7. Tipo de agua de la formación por clasificación de Sulin.	71
Tabla 8. Clasificación del agua de formación, según índices de incrustación.	72
Tabla 9. Comparación de Q similares Vs. Variación de Presión en diferentes periodos.	74
Tabla 10. Comparación de variación de Q Vs. P similares en diferentes periodos.	74
Tabla 11. Equilibrios en procesos de limpieza.	76
Tabla 12. Efecto de las variables sobre inhibidor.	77
Tabla 13. Concentración (ppm) y Tensión superficial media.	79
Tabla 14. Prueba de Campo de estudios similares a nivel de uso.	79
Tabla 15. Costo de inhibidor por galón.	82
Tabla 16. Cantidad de producto consumido día y por etapa.	82
Tabla 17. Costo tratamiento por día y por etapa.	83
Tabla 18. Costo del inhibidor por caudal de inyección en cada etapa de tratamiento.	83
Tabla 19. Determinación costo de energía.	84
Tabla 20. Costo de energía por barril de agua inyectada.	84
Tabla 21. Costo de energía por periodo de prueba y costo de energía por barril de agua inyectada.	84
Tabla 22. Costo energético de inyección día.	85
Tabla 23. Ahorro de energía de inyección.	85

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Índice de inyectividad	55
Ecuación 2. Porcentaje de incremento del volumen de inyección.	56
Ecuación 3. Porcentaje de incremento índice del índice de inyectividad.	56
Ecuación 4. Cantidad de inhibidor requerida.	57
Ecuación 5. Potencia de la bomba.	58
Ecuación 6. Energía consumida.	58
Ecuación 7. Costo de energía por barril de agua inyectada.	59
Ecuación 8. Costo de la prueba	82

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Composición de hidrocarburos.	38
Gráfica 2. Pozos del sistema de disposición respecto al caudal de inyección.	41
Gráfica 3. Caudal de inyección vs tiempo en el periodo de prueba.	60
Gráfica 4. Presión cabeza de pozo vs tiempo en el periodo de prueba.	61
Gráfica 5. Caudal de inyección vs tiempo, seguimiento de operación antes, durante y después de la prueba.	62
Gráfica 6. Presión en cabeza de pozo vs tiempo de periodos de operación.	63
Gráfica 7. Índice de inyektividad vs tiempo.	64
Gráfica 8. Inyektividad obtenida (J) e incremento.	65
Gráfica 9. Histórico de inyección del pozo C3.	66
Gráfica 10. Potencia requerida de la bomba vs caudal de agua inyectada	67
Gráfica 11. Costo de energía por barril de agua inyectada.	68
Gráfica 12. Iones presentes en el agua en Meq/l%.	70
Gráfica 13. Caudal- Presión vs tiempo.	73

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Manejo de agua residual en la industria petrolera.	22
Figura 2. Esquema de un pozo disposal.	24
Figura 3. Esquema de las posibles deposiciones de los sólidos a través de la formación.	27
Figura 4. Deposición de sólidos según los mecanismos	28
Figura 5. Clasificación inhibidores de corrosión.	31
Figura 6. Emulsión asfáltica.	33
Figura 7. Muestra del depósito de inyección.	34
Figura 8. Esquema de separación SARA.	35
Figura 9. Reducción de la tubería e incrustaciones por depósitos en la industria en las líneas de flujo.	36
Figura 10. Mecanismo de difusión para la eliminación de aceite por medio de un surfactante de una superficie sólida.	46
Figura 11. Esquemización ejemplo de mecanismo de precipitación acoplada.	47
Figura 12. Interacción ácido/ base.	48
Figura 13. Mecanismo de limpieza de depósitos de hidrocarburos.	50
Figura 14. Diagrama sistema de inyección de pozo C3	52
Figura 15. Esquema de skid de inyección de tratamiento químico y Quill de inyección.	53
Figura 16. Skid de inyección tratamiento químico.	53
Figura 17. Formación de precipitados.	70

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Datos variables monitoreadas durante el proceso de inyección de agua (presión y volumen de agua inyectada) 988	
Anexo B. Tabla de seguimiento para el cálculo de la energía	100
Anexo C. Seguimiento dosis de inyección de producto químico.	102
Anexo D. Evaluación del Kpi por medio de power pivot .	104
Anexo E. Reporte Assay 2016 CEPSA Colombia s.a.	107
Anexo F. Reporte laboratorio agua residual industrial	108

ABREVIATURAS

Γ	Peso específico
%w/w	Concentración en peso
BAPD	Barriles de Agua por Día
BBL	Barriles
CMC	Concentración crítica de micelas
EOR	Enhanced oil recovery
Ji	Índice de inyectividad
KPI	Indicador clave de rendimiento
KW	Kilo watts
O/W	contenido de grasas y aceites en agua
PDP	Presión de descarga de la bomba
PTARI	Planta de tratamiento de aguas residuales
Ppm	partes por millón
Psi	Libra por pulgada cuadrada
Q	Caudal
TSS	Sólidos suspendidos totales
WHP	Presión en cabeza de pozo

GLOSARIO

ADSORCIÓN: moléculas de una sustancia son capturadas por la superficie de la otra sustancia.¹

AGUA DE DISPOSICIÓN: es el agua producida que al pasar por un proceso de tratamiento necesita su disposición final, es decir, ha terminado su ciclo productivo.

AMINA CUATERNARIA: es una sal de amina catiónica, en donde el nitrógeno tiene cuatro grupos unidos a ella, cargada positivamente. Son utilizadas como agentes mojantes del petróleo e inhibidores de corrosión.²

ARENISCAS: superficie mineral, que está compuesta principalmente de granos de cuarzo y puede contener otros minerales.³

BARRIL: unidad volumétrica, equivale a 42 galones U.S.⁴

DISOLUCIÓN: es la formación de una mezcla homogénea donde las moléculas del soluto se disuelven en el solvente.⁵

DISPERSIÓN: es la separación de componentes dentro de un fluido por medio de la difusión, es decir, es la presencia de partículas o granos dentro de un fluido.⁶

FORMACIÓN RECEPTORA: se encuentra constituida por rocas porosas a nivel subterráneo con la capacidad de contener y circular un fluido a través de ella, en este caso el agua.

INHIBIDOR: es un producto químico que evita o retrasa una reacción química como la corrosión.⁷

MOJABILIDAD: es la preferencia de un sólido por estar en contacto con un fluido en lugar de otro, que permite que la fase mojante se disperse sobre la fase sólida.⁸

¹ SCHUMBERGER. Oilfield glossary: adsorption [En línea] [Consultado: 8 de Noviembre de 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/a/adsorption.aspx>

² SCHUMBERGER. Oilfield glossary: amina cuaternaria [En línea] [Consultado: 8 de Noviembre de 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/q/quaternary_amine.aspx

³ SCHUMBERGER. Oilfield glossary: arenisca [En línea] [Consultado: 8 de Noviembre de 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sandstone.aspx>.

⁴ SCHUMBERGER. Oilfield glossary: barril equivalente [En línea] [Consultado: 8 de Noviembre de 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/barrel_equivalent.aspx

⁵ Disoluciones químicas. Soluciones [En línea] [Consultado: 8 de Noviembre de 2019]. Disponible en: https://uft.cl/images/futuros_alumnos/profesores_orientadores/material-pedagogico/Guia_5_Soluciones.pdf

⁶ SCHUMBERGER. Oilfield glossary: dispersión [En línea] [Consultado: 8 de Noviembre de 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/d/dispersion.aspx>

⁷ SCHUMBERGER. Oilfield glossary: inhibitor [En línea] [Consultado: 8 de Noviembre de 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/d/dispersion.aspx>

⁸ SCHUMBERGER. Oilfield glossary: mojabilidad [En línea] [Consultado: 8 de Noviembre de 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/wettability.aspx>

POZOS DISPOSAL: son pozos clase II según el UIC, se utilizan para inyectar fluido como el agua tratada la cual es separada del aceite resultante de la producción de petróleo, y es reinyectada en formaciones subterráneas con características iguales o similares para su eliminación.⁹

PRECIPITACIÓN: aparición de material sólido en una solución líquida, en donde el soluto sobrepasa la solubilidad.¹⁰

SCHMOO: son depósitos y acumulaciones de lodos, de composición variable compuesta de sustancias inorgánicas recubiertas con material hidrocarbonado, que se acumula en las líneas y sistemas de operación de inyección.¹¹

SOLUBILIDAD: es la capacidad de un cuerpo para disolverse y mezclarse en una sustancia.¹²

⁹ EPA. Control de inyección subterránea [En línea]. [Consultado: 3 de agosto de 2019]. Disponible en: <https://www.epa.gov/uic/class-ii-oil-and-gas-related-injection-wells>

¹⁰ SCHUMBERGER. Oilfield glossary: precipitación. [En línea] [Consultado: 8 de Noviembre de 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/precipitation.aspx>

¹¹Hellberg, PE and Zuberbuehler, A. Polymeric corrosion inhibitors - A new class of oilfield formulation bases.[En línea]. International Petroleum Technology Conference. 2014.]. [Consultado: 3 de agosto de 2019]. Disponible en: <https://www.linknovate.com/conference/polymeric-corrosion-inhibitors-a-new-class-of-oilfield-formulation-bases-1197673/>

¹² SCHUMBERGER. Oilfield glossary: solubilidad [En línea]. [Consultado: 8 de Noviembre de 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/solubility.aspx>

RESUMEN

Este trabajo se desarrolla con base en la evaluación de un inhibidor orgánico que busca incrementar el flujo de agua inyectada al pozo de disposición final **C3**, el cual trae un bajo índice de inyectividad por la posible presencia de sustancias que bloquean el paso del fluido a la formación receptora, evento recurrente en pozos de disposición con alguna carga de hidrocarburos; se requiere verificar el desempeño con la aplicación de un tratamiento que sea económico y efectivo, de este modo recuperar las propiedades de la roca de la formación para extender la vida del pozo inyector.

Se analiza el histórico del sistema de inyección de la estación desde el 1 de enero del 2019, las condiciones de operación del pozo y el sistema de inyección; a partir de una revisión bibliográfica y un análisis de composición se hace una discusión sobre la elección del producto tratante, y los fenómenos que interactúan para alcanzar la separación del depósito que se encuentra acumulado en el medio del sistema. Se hace la prueba de pozo con el producto tratante y el respectivo seguimiento las variables involucradas en el proceso, de mejora de la inyectividad,

Así mismo se evalúan las consideraciones o factores que generaron el daño a la formación y la efectividad o no del producto tratante, su composición y reacciones con el medio acuoso y con la roca.

PALABRAS CLAVES: inhibidor, inyectividad, pozo de disposición, agua de disposición.

ABSTRACT

This work is developed based on the evaluation of an organic inhibitor that seeks to increase the flow of water injected to the final disposal well **C3**, which brings a low injection rate due to the possible presence of substances that block the passage of the fluid to the receptor formation, recurrent event in disposal wells with some hydrocarbon load; It is necessary to verify the performance with the application of a treatment that is economical and effective, in this way to recover the properties of the rock of the formation to extend the life of the injection well.

The history of the injection system of the station from January 1, 2019, the operating conditions of the well and the injection system is analyzed; Based on a bibliographic review and a composition analysis, a discussion is made about the choice of the treatment product, and the phenomena that interact to achieve the separation of the deposit that is accumulated in the middle of the system. The well test is carried out with the treatment product and the respective monitoring of the variables involved in the process, to improve injectivity,

Likewise, the considerations or factors that generated the damage to the formation and the effectiveness or not of the treatment product, its composition and reactions with the aqueous medium and with the rock are evaluated.

KEY WORDS: inhibitor, injectivity, disposal well, disposal water.

INTRODUCCIÓN

Un pozo de disposición de agua tratada, es una de las alternativas de vertimiento de las aguas de producción en la industria de los hidrocarburos; el caso de estudio es el pozo inyector C3 que pertenece al sistema de inyección de un campo maduro en la cuenca de los llanos orientales de Colombia; por ello el desarrollo de estos campos comprenden el manejo de una alta relación aceite / agua que de manera incremental acrecienta los problemas de disposición de agua, situación que puede llegar a generar un cuello de botella para el campo, si la capacidad de inyección no es suficiente.

El sistema de disposición de agua se encuentra conformado por 5 pozos, los cuales tienen la capacidad de recibir la cantidad de agua producida a disponer; el volumen total de 95.000 BWPD¹³ aproximadamente, distribuido en los pozos C1, C2, C3, C6 y CC; en este sistema el pozo C3 tiene la menor inyectividad, por ello se ha tomado con el pozo de prueba.

El objetivo del estudio es aumentar la capacidad de agua dispuesta en la formación, esto se pretende lograr con la limpieza y la disolución de deposiciones presentes en la zona a partir de un inhibidor orgánico. El tratamiento fue aplicado en una prueba piloto del pozo inyector, que alimenta la formación receptora la carbonera C7-M., sobre el comportamiento de esta formación se tiene conocimiento a través del desarrollo del campo, experiencia que recomienda que espera con el tratamiento un incremento significativo del volumen inyectado, sino se da esta condición, la prueba resultará no exitosa por el alto costo del producto y el manejo de la integridad del pozo y de la formación.

Este proyecto está enfocado a la acción limpiadora del producto en la formación receptora, confrontando su desempeño operacional en su implementación, al evaluar su eficiencia tecnológica y financiera, que permita su aplicabilidad en todo el sistema de pozos de la compañía. Por ello, la tasa de inyección es el indicador principal o gradiente de medida en las variables operacionales que se tienen en cuenta para la evaluación.

¹³ CEPISA COLOMBIA S.A. Análisis de implementación de tecnología en pozos inyectores. 2019

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar la inyectividad en un pozo para disposición final de agua en un campo petrolero utilizando inhibidores orgánicos modificados.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Caracterizar el depósito proveniente del pozo de disposición final C3 de la estación.
2. Seleccionar el inhibidor de la tecnología de acuerdo con el depósito proveniente del sistema.
3. Evaluar en prueba piloto el rendimiento del producto.
4. Determinar la viabilidad financiera del proyecto.

1. GENERALIDADES

En el presente capítulo, se abordan conocimientos y definiciones que ayudan a entender los factores y propiedades que afectan la inyectividad en un pozo de inyección con el fin de entender el comportamiento de estos sistemas y tener una mejor evaluación del proceso.

1.1 EL AGUA EN LA INDUSTRIA PETROLERA

El agua se usa como insumo o como materia prima en distintos procesos productivos de las industria asociado las actividades de exploración, producción, transporte y refinación, este recurso es retornado al sistema de forma parcial o en su totalidad, estos retornos de agua hacen referencia a las pérdidas, vertimientos y descargas de agua, según la ENA se estima una demanda hídrica en el país de 581,3 millones de m³ y la huella hídrica azul de 6,2 millones de m³ que corresponden al 1,1% de demanda de agua en este sector, el flujo de retorno es la diferencia entre el volumen usado y el que no retorna que corresponde a 575,2 millones de m³.¹⁴

El manejo del recurso hídrico permite garantizar protección y conservación al medio ambiente, a partir de un uso consciente y responsable del agua en los procesos; a nivel Industrial se tiene como objetivo reducir el impacto ambiental que es generado por medio de las actividades que realiza la industria, con el cumplimiento de las normativas internacionales, teniendo en cuenta que las labores efectuadas pueden causar un impacto al ecosistema, ya sea, en las aguas subterráneas, la atmósfera, suelos , biodiversidad, entre otros¹⁵ , por eso el agua que se emplea en la producción no puede ser usada o vertida sin un previo tratamiento, por lo que debe cumplir con los estándares correspondiente a las licencias ambientales, que determinan los límites y condiciones que se deben tener para no afectar los cuerpos receptores.

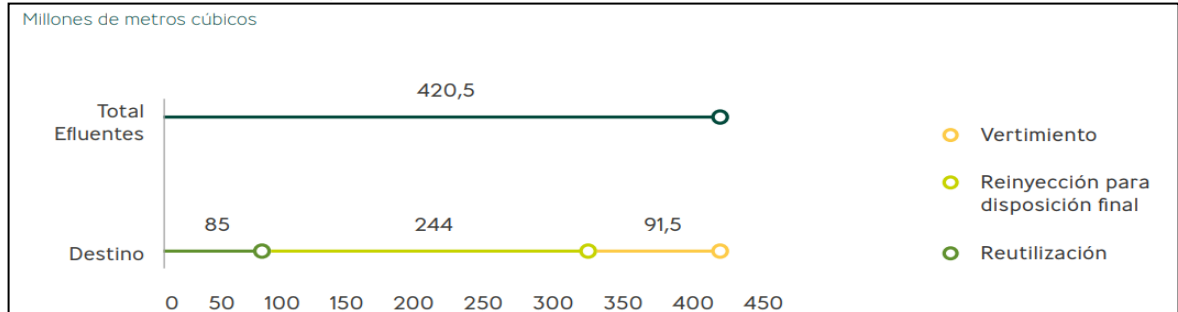
Algunas alternativas implementadas para el manejo de los efluentes de producción, con procura de la reducción del impacto ambiental al momento de disponer las aguas al medio después de su uso son: i) La reutilización del recurso en el proceso de refinación y aprovechamiento agrícola, ii) La reinyección en disposición final (Disposal) o recobro y iii) El uso en vertimientos a cuerpos de agua superficial, suelo o alcantarillado; la Figura 1., permite visualizar cómo se encuentra repartida la gestión de agua residual realizada en Colombia por parte Ecopetrol¹⁶ , dando una perspectiva de la utilidad de cada una de estas alternativas.

¹⁴ Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). Estudio nacional del agua 2018. [En línea].Bogotá: Ideam., 2019. p.181, [Consultado: 5 Agosto de 2019]. Disponible en: http://www.andi.com.co/Uploads/ENA_2018-comprimido.pdf

¹⁵ CEPSA Colombia S.A. Informe Anual y de responsabilidad corporativa. 2018.

¹⁶ Ecopetrol. Reporte integrado de gestión sostenible 2018. [en línea]. Bogotá: Ecopetrol S.A., 2019. p. 363-364, [Consultado: 6 de Agosto de 2019]. Disponible en:

Figura 1. Manejo de agua residual en la industria petrolera.



Fuente: ECOPETROL. Reporte integrado gestión sostenible 2018. [En línea]. Bogotá, Colombia: Ecopetrol S.A., 2019, p. 364, [Consultado: 6 de Agosto de 2019]. Disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/ResponsabilidadEtiqueta/InformesGestionSostenibilidad/Informesdegestion>

1.1.1 Naturaleza del agua. En la industria de los hidrocarburos se tiene grandes volúmenes de agua asociados a sus procesos productivos, debido a que el agua es un fluido que se encuentra asociado a las acumulaciones de petróleo, en donde se puede encontrar un mayor volumen producción de agua en comparación con el del petróleo. Su composición varía por las características químicas y físicas que muestra el agua del yacimiento al ambiente geológico en el que se encuentren¹⁷, por lo que se dispone de análisis que permiten identificar las características del agua, que pueden depender de la composición química, temperatura, gravedad específica, pH y presión, donde el agua puede presentar contenido de sólidos disueltos, sólidos suspendidas, materiales inertes o gases, bacterias y aceite residual.

Composición: la química del agua es un aspecto importante por entender con respecto a la eliminación y operaciones de inyección, debido a que la calidad del agua de inyección permite tomar medidas para poder controlar o eliminar la corrosión, incrustación y ensuciamiento de las líneas, equipos y tanques.^{18,19}

- Los sólidos disueltos totales están constituidos generalmente por concentraciones de cloruro de sodio, cationes (calcio, magnesio, bario, estroncio y hierro ferroso), y aniones (cloruro, sulfato, sulfuro y bicarbonato), la

<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/ResponsabilidadEtiqueta/InformesGestionSostenibilidad/Informesdegestion>

¹⁷ PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades del agua. En: fundamentos de ingeniería de yacimiento. [En línea]. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A., 2009. p.148, [Consultado: 10 de Agosto de 2019]. Disponible en: <https://es.slideshare.net/georgehsterling/fundamentos-de-ingenieria-de-yacimientos-magdalena>

¹⁸ KEMMER, Frank N. y McCALLION, John. Nalco. Manual del agua, su naturaleza, tratamiento y aplicaciones Tomo III. México: McGraw-Hill, inc.1998, p.43-9

¹⁹ PARIS DE FERRER, Magdalena. Op. cit., p.148

- concentración de estos sólidos es demostrada en partes por millón (ppm) de cada ion.
- Los sólidos suspendidos son sólidos orgánicos e inorgánicos que se encuentran en el agua producida, estas pueden ser partículas de óxidos metálicos, hierro oxidado o manganeso, también se encuentran: sedimentos, arena, arcilla o cuerpos bacterianos.
 - Los gases disueltos de mayor frecuencia son el sulfuro de hidrógeno (H_2S), dióxido de carbono (CO_2) y el oxígeno (O_2).
 - El agua que contienen sulfuro de hidrógeno es denominada como agua amarga, pueden tener este comportamiento por la actividad de las bacterias reductoras de sulfato en la formación, que contribuyen a la corrosión en el pozo y al taponamiento de la formación durante las operaciones de inyección.
 - El agua con dióxido de carbono aumenta la dureza y alcalinidad, además de ser un gran contribuyente en la corrosión.
 - El oxígeno disuelto, es el que se encuentra en menor presencia, pero es el agente más corrosivo y causa la formación de agentes taponadores por oxidación de hierro ferroso y del sulfuro de hidrógeno, por lo que es importante evitar la presencia de oxígeno en las líneas de abastecimiento.
 - A nivel bacteriano, estas pueden causar corrosión y taponamientos en el sistema y en el pozo de inyección; se reproducen rápidamente a condiciones de alto y bajo pH, temperatura, presión y en ausencia de oxígeno; las bacterias que se encuentran en esta industria se clasifican en aerobias, anaerobias y facultativas.²⁰

1.2 PROCESO DE INYECCIÓN

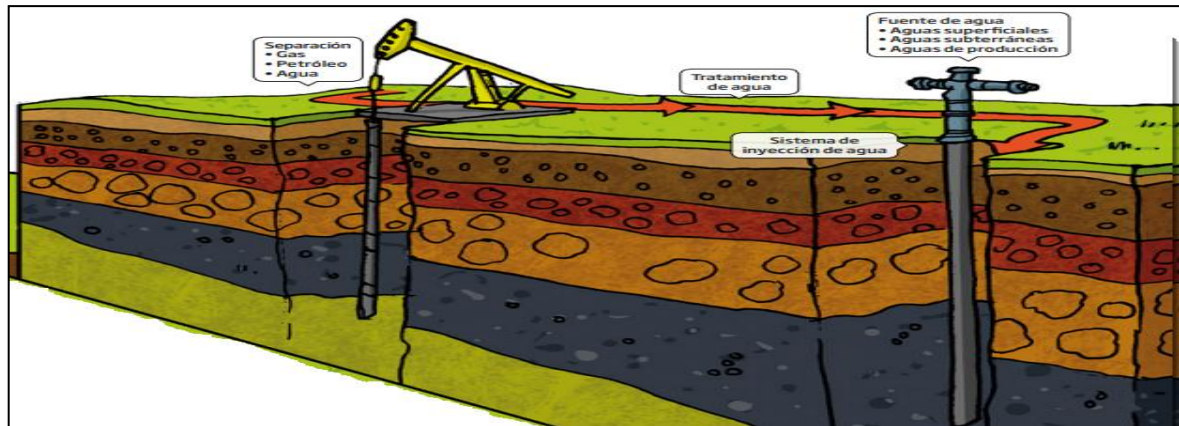
El proceso de inyección de agua, como se mencionó anteriormente son utilizados para la eliminación de los fluidos producidos, así como para la recuperación del petróleo. Estas operaciones dependen de la cantidad de agua inyectada en su respectiva zona, por debajo de la presión de fractura de la formación.

Pozos de eliminación de agua o pozos de disposición final o también denominados pozos Water disposal, son pozos profundos, que tienen como fin confinar el agua producida por medio de bombeo a una formación geológica (Ver figura 2.), esta se realiza para asegurar la eliminación de los residuos de manera que no afecte al medio ambiente, principalmente es disponer grandes cantidades del líquido en el depósito al menor costo posible. El agua y el pozo deben cumplir con las regulaciones pertinentes y llevar a cabo su respectivo monitoreo, para asegurar la integridad de la zona de deposición y se “impida la migración del fluido hacia otras formaciones geológicas, acuíferos o cuerpos de agua superficiales” (ANLA); por eso

²⁰ COLLINS, A Gene and WHRIGHT, Charles C. Chapter 6. Enhanced Oil Recovery Injection Waters. En: Enhanced Oil Recovery, I Fundamentals and Analyses. Elsevier, 1985. 213 p.

los operadores deben garantizar la permanencia del fluido en la formación, por medio de un aislamiento que impida la migración, estos pueden ser sellos hidráulicos o capas de rocas que formen un sello natural.²¹

Figura 2. Esquema de un pozo disposal.



Fuente: ECOPETROL. Manejo de agua en campo petrolero. *Petróleo y el mundo* [En línea]. Bogotá, Colombia: Ecopetrol S.A., 2014., 38 p., [Consultado: 3 de Agosto de 2019]. Disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/NuestraEmpresa/salaPrensa/Publicacione>

Este tipo de operación de inyección por parte de la industria de los hidrocarburos, indica que hay tipos de rocas que poseen una porosidad y permeabilidad relativamente grande para poder captar grandes cantidades de fluido en condiciones favorables.²²

Entre las facilidades de los pozos disposal, en superficie se encuentra la cabeza de pozo, la cual debe estar equipada para poder realizar mediciones del caudal y presión de inyección, esta debe contener además una válvula de cheque entre la cabeza del pozo y la bomba de inyección, también se requieren facilidades para tratamiento en la superficie.

1.2.1 Propiedades de la roca. Las propiedades a tener en cuenta en el proceso de inyección y en medida especial en los depósitos o recepción formadora, que varían la capacidad de inyección son: permeabilidad, tensión interfacial y sus mecanismos de contacto como la humectabilidad y la presión capilar, estas tres últimas describen el comportamiento de dos o más fases presentes en el medio poroso, que van a permitir entender el comportamiento y la interacción entre la superficie, el tenso activo y el fluido.

²¹ QOMARUDIN, Helmy and KARDENA, Edwan. Petroleum Oil and Gas Industry Waste Treatment; Common Practice in Indonesia. En: *J Pet Environ Biotechnol*. 2015. vol. 6, p.1-7

- **Permeabilidad (K):** es la capacidad del medio poroso para dejar pasar fluidos a través de él por sus poros interconectados, es expresada matemáticamente por la ley de Darcy, y es una medida de conductividad de los fluidos.²³, esta es una medida que se encuentra asociada directamente con la porosidad, por lo tanto a mayor porosidad mayor permeabilidad.

La permeabilidad se clasifica en absoluta, efectiva y relativa y se explica a continuación:

- **Absoluta:** es cuando el medio poroso se encuentra saturado totalmente por solo un fluido o está en una sola fase.
 - **Efectiva:** el medio poroso permite que fluyan dos fases simultáneamente.
 - **Relativa:** es la relación entre la permeabilidad efectiva y absoluta.²⁴
- **Tensión interfacial (IFT):** se da cuando dos fluidos inmiscibles como el agua y el aceite, al entrar en contacto no se mezclan y los separa una interfaz por la diferencia de presiones ejercida por cada fluido.

La tensión interfacial en los poros de la roca puede afectar las características de flujo del fluido en el medio poroso, la presión de las fases y la preferencia del fluido que fluye en el depósito.

- Cuando se tiene un desplazamiento miscible, el fluido desplazado y desplazante se mezclan y la ITF entre los dos fluidos se acerca a cero en su interface.
- Un desplazamiento inmisible ocurre cuando el fluido desplazado y desplazante no se mezclan.

Satter e Iqbal en su libro dicen que “El efecto de la tensión interfacial se refleja en el rendimiento del yacimiento, además que afecta propiedades como humectabilidad, presión capilar y permeabilidad relativa”.²⁵

- **Presión capilar (Pc):** para Satter e Iqbal la presión capilar es la diferencia de presión en la interface entre dos fluidos inmiscibles que se encuentran presente en un medio poroso. Está influenciada por la saturación de los fluidos y la tensión interfacial entre las fases del fluido, donde se cumple una competencia de fuerzas interfaciales entre el agua-aceite, agua-sólido y aceite-sólido en el depósito.²⁶

²³ PARIS DE FERRER, Magdalena. Op. cit. , p. 263.

²⁴ PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de las rocas y los fluidos. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. [En línea]. Maracaibo, Venezuela: Astro data S.A., 2001. 50 p. [Consultado: 10 de Agosto de 2019]. Disponible en: <http://www.ing.unp.edu.ar/assignaturas/reservorios/libro%20iny%20agua%20y%20gas.pdf>

²⁵ SATTER, Abdus and IQBAL, Ghulam M. Reservoir rock properties. En: reservoir engineering. Gulf Professional Publishing. , 2016. 50 p.

²⁶ Ibid. p.54.

Rocas de baja permeabilidad presentan altas presiones capilares y zonas de transición de gran espesor, mientras que las rocas de alta permeabilidad presentan menores capilares y zonas de transición delgadas.

- **Humectabilidad:** la humectabilidad de la roca indica la tendencia de un fluido inmisible a extenderse en presencia de otro fluido en la superficie de la roca; donde el agua y el aceite tienden a extenderse y adherirse a la superficie de la roca de manera diferente.

La humectabilidad se puede ver influenciada por el tipo de minerales en la matriz de la roca, la composición de los fluidos, así como el aceite y el agua presente en el poro; hay que tener en cuenta que la humectabilidad de la roca puede alterarse una vez que el agua inyectada entra en contacto con la roca.²⁷

El ángulo de contacto (θ) es una medida de la humectabilidad, a medida que disminuye aumentan las características húmedas del líquido; donde la humectabilidad completa se evidencia con un ángulo de contacto cero y la no humectación con uno de 180°.

1.2.2 Factores que afectan la inyección del agua. Un deterioro en la inyectividad restringe la capacidad del volumen de agua que es inyectado para acumularse en una superficie para su eliminación, esta reducción en la inyectividad genera costos en reparaciones, trabajos de estimulación, reajustes del sistema o fracturas en el pozo.²⁸

La inyección depende de diferentes factores como las propiedades de la roca, la interacción del agua inyectada y la presión; la producción de arena (finos), sólidos suspendidos, incrustaciones, corrosión; que influyen significativamente en la inyectividad.

- **Sólidos suspendidos.** La reducción de la inyectividad está relacionada con el taponamiento de la región cercana a la cara de inyección, es decir, por el arrastre de partículas a la formación, este proceso puede ser de forma rápida y severa, dependiendo de la concentración y tamaño de los sólidos que estén presentes en el fluido inyectado. La figura 3., muestra el acomodamiento de las partículas a través de la formación y el taponamiento que pueden generar.

²⁷ SATTER, Abdus and IQBAL, Ghulam M. Op. cit., p. 52-53.

²⁸ BENNION, Douglas Brant., et al. Injection Water Quality. A Key Factor to Successful Waterflooding. [En línea]. Journal of Canadian Petroleum Technology (JCPT) .1994. , p.1-10. [Consultado: 3 de Agosto de 2019]. Disponible en: <http://www.hycal.com/old/PDFPapers/Reservoir%20Optimization/Injection%20Water%20Quality.pdf>

Figura 3. Esquema de las posibles deposiciones de los sólidos a través de la formación.



Fuente: CHAUVETEAU, Guy., NABZAR, Lahcen., and COSTE, J.-P. Physics and Modeling of Permeability Damage Induced by Particle Deposition. [En línea] Lafayette, Louisiana: Society of Petroleum Engineers. 1998., p. 417, [Consultado: 3 de Agosto de 2019]. Disponible en <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-39463-MS>

Se tienen tres posibles casos que relacionan el tamaño de partícula y el diámetro del poro de la formación, estos casos se representan en la figura 4. Y se describen a continuación:

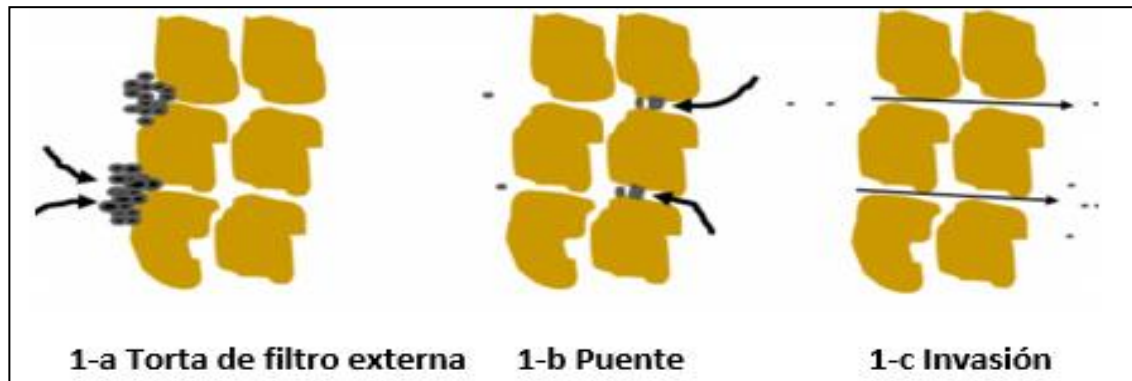
- 1) Filtro externo: las partículas tienen un mayor tamaño en comparación al diámetro del poro, más del 33% del diámetro del poro, lo que impide atravesar la formación y causa su acumulación, dando pasos a formación de una torta externa.
- 2) Puente de poro: Las partículas tienen un tamaño inferior al diámetro del poro aproximadamente menor del 14% del diámetro, por lo que pueden atravesar la entrada de la formación, pero se pueden adherir al poro, ocasionando una restricción en la formación; esta unión ocurre cuando la partícula que fluye se une a dos o más partículas ya depositadas en la superficie o a otros depósitos de partículas.
- 3) Invasión: El tamaño de partícula es significativamente menor al diámetro del poro de la formación, permitiendo el paso de las partículas sin dificultad, ni ocasionar daños o acumulaciones en la formación.^{29,30,31}

²⁹ CHAUVETEAU, Guy., NABZAR, Lahcen and COSTE, J.-P. Physics and Modeling of Permeability Damage Induced by Particle Deposition. [En línea] Lafayette, Louisiana: Society of Petroleum Engineers. 1998., p. 417, [Consultado: 3 de Agosto de 2019]. Disponible en <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-39463-MS>

³⁰ CARPENTER, Chris. Maintaining Injectivity of Disposal Wells: From Water Quality to Formation Permeability. *Journal of Petroleum Technology*. 2018, vol. 70, p. 70-71.

³¹ BENNION, Douglas Brant., et al. Water Quality Considerations Resulting in the Impaired Injectivity of Water Injection and Disposal Wells. En: *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 2001, vol. 40, p. 3-4.

Figura 4. Deposición de sólidos según los mecanismos



Fuente: CARPENTER, C. Mechanisms of permeability impairment reflecting conditions when (a) particles present in the injected water are smaller than the average pore-throat diameter of the formation, (b) particles are smaller than the average pore-throat diameter of the formation, and (c) particles are significantly smaller than the average pore-throat diameter of the formation [Imagen]. Maintaining Injectivity of Disposal Wells: From Water Quality to Formation Permeability. [En línea]. Society of Petroleum Engineers. 2018., p. 2. [Consultado: 6 de Agosto de 2019]. Disponible en: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-0218-0070-JPT>

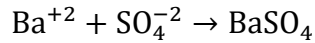
Estos casos permiten evidenciar la influencia de la presencia de los sólidos suspendidos en el agua de disposición; se tiene una relación directa con la afectación al núcleo, a mayor cantidad de sólidos suspendidos mayor será el daño ocasionado en la permeabilidad del núcleo.

- **Incrustaciones y corrosión.** Las incrustaciones y corrosiones se pueden formar en diferentes áreas de un sistema de inyección, como tal en las líneas de tubería, bombas de inyección, instrumentos superficiales y en las propias formaciones de inyección; entre las incrustaciones que generan mayor preocupación en el campo petrolero son el carbonato de calcio, el sulfato de calcio y el sulfato de bario; algunas de estas incrustaciones pueden removerse a través de tratamientos químicos, mientras que otras son tan fuertes que requieren el remplazo de la línea en la sección afectada.

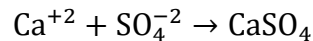
Las incrustaciones se ven influenciadas por cambios en la temperatura, presión y pH, afectando las solubilidades de las incrustaciones, esto se puede evitar y controlar con inhibidores de corrosión; frente a agentes corrosivos existentes en el sistema como el dióxido de carbono (CO_2), el sulfuro de hidrógeno (H_2S) y el oxígeno (O_2), además de sólidos y gases disueltos.

Entre las incrustaciones minerales más recurrentes en los campos petroleros se encuentran:³²

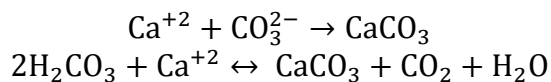
- **Sulfato de Bario:** Es una incrustación insoluble a altas temperaturas y altas caídas de presión, el pH no afecta su comportamiento.



- **Sulfato de Calcio:** Esta incrustación, se incrementa con la disminución de la presión, puesto que a menor presión menor solubilidad.

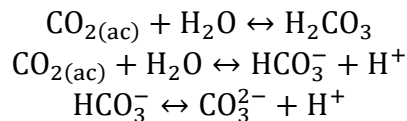


- **Carbonato de calcio:** La precipitación de esta incrustación se da a mayor pH y caídas de presión en el yacimiento, que permiten la liberación del dióxido de carbono.



Por lo que la presencia de CO₂ favorece a la formación de esta incrustación.

- El dióxido de carbono al disolverse en agua, da la formación de ácido carbónico, que se ioniza.



A medida que aumenta la concentración de dióxido de carbono en la solución, la reacción se mueve hacia la izquierda, favoreciendo la precipitación del carbonato de calcio.

El agua de inyección, dependiendo del contenido de agentes bacterianos de su fuente, que se relacionan con el crecimiento de bacterias aeróbicas y anaeróbicas tanto en los equipos de superficie: bombas, tuberías y los equipos de fondo de pozo, como dentro de la misma formación; estas bacterias pueden contribuir a la corrosión y el taponamiento de los poros de la formación.

Las bacterias en el agua de inyección contribuyen a la corrosión y al taponamiento de los poros de la formación, esto se atribuye especialmente a las

³² CASTRO HERNÁNDEZ, Henry Fernando y GÁMEZ MEJÍA, Christian José. Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electro sumergible del campo Cantagallo. Trabajo de grado Ingeniería de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander (UIS).Faculta de ingenieras físico-químicas.2009. 98 p. Disponible en : <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2009/129542.pdf>

bacterias anaeróbicas en las que se encuentran las reductoras de sulfato (SRB), que son las más problemáticas en el campo petrolero, pero si se llega a encontrar suficiente oxígeno disuelto en el fluido de inyección, las bacterias aeróbicas también se pueden convertir en un problema.

Dentro de los problemas ocasionados por las bacterias para la reducción de la inyección se encuentran³³:

- Taponamiento del sistema de poros por bacterias vivas o muertas como taponamiento de partículas sólidas.
- Taponamiento del sistema de poros por la secreción de polímero de polisacárido de colonias activas en crecimiento en la formación.
- Taponamiento de la formación por productos de corrosión generados por el crecimiento bacteriano.
- Generación de gases tóxicos H₂S por acción metabólica de las bacterias reductoras de sulfato (SRB) in situ en sulfato elemental presente en aguas de inyección (>10ppm Sulfato)

La temperatura, y la presencia de bacterias en las operaciones, tienen una influencia en el taponamiento y corrosión en los sistemas de inyección, por lo cual se deben tener alternativas respecto a su control como lo son el aislamiento de las líneas del sistema, limpieza, uso de inhibidores y control adecuado de microorganismos, adicionalmente se puede hacer uso de instrumentos para monitorear y controlar en el campo los agentes corrosivos y sus efectos como medidores de pH, medidores de oxígeno, medidores de corrosión, sondas de hidrógeno, cupones de prueba.³⁴

- **Inhibidores de corrosión.** Vera³⁵, en su trabajo muestra un resumen de los inhibidores de corrosión utilizados en la industria petrolera, que se evidencia en la figura 5, que permite hacer un acercamiento al tipo de tratamiento que se utiliza en la industria.

³³ BENNION, Douglas Brant., et al. Op. cit., p. 5-6.

³⁴ Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC). Manual de perforación de IADC. Detección y monitoreo de corrosión. Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC).2015, Vol. 1 y 2., ed.12.

³⁵ VERA VILORIA, Alfredo. Uso de inhibidores de la industria de hidrocarburos. [En línea]. 2014., p.156. [Consultado: 12 de Julio de 2020]. Disponible en: http://www.acading.org.ve/info/publicaciones/TRABAJOS_INCORPORACION/TI_DARIO_VILORIA.pdf

Figura 5. Clasificación inhibidores de corrosión.

Clasificación de los inhibidores de corrosión	
<p>1. Naturaleza química Presencia de elementos inorgánicos o cadena de hidrocarburos.</p> <p>1.1. Inorgánicos Cromatos, nitritos, fosfatos, silicatos, boratos.</p> <p>1.2 Orgánicos Alcoholes, aminas, alcanolaminas, piridinas, organosulfurados, alquílicos, glicoles</p>	<p>2. Formadores de películas Hay dos tipos de inhibidores</p> <p>2.1 Pasivantes Promueven la formación de películas pasivantes.</p> <p>2.2. Precipitadores Promueven reacciones de precipitación entre el metal y el inhibidor de corrosión Formación de capas tridimensionales que protegen al metal</p>
<p>3. Naturaleza electroquímica Inhiben las reacciones electroquímicas de corrosión</p> <p>3.1. Anódicos Causan un aumento de la reacción de polarización anódica de disolución del metal.</p> <p>3.2. Catódicos Causan un aumento de la reacción de polarización catódica de disolución del metal.</p> <p>3.3. Mixtos Reducen las velocidades de ambas reacciones.</p>	<p>4. Inhibidores tipo A Forman una capa de protectora sobre la superficie del metal.</p> <p>4.1. IA Disminuyen apreciablemente la velocidad de corrosión, pero sin suprimirla por completo, p.o. inhibidores de corrosión por HCl y H₂SO₄</p> <p>4.2. II A Prolongan la incubación del proceso corrosivo, prologando e tiempo donde la corrosión es perceptible</p> <p>III A Sustancias que forman capas pasivantes sobre el metal</p>
<p>5. Oxidantes y no oxidantes Capacidad del inhibidor de pasivar el metal</p> <p>5.1. Oxidantes P requieren la presencia de oxígeno en solución, para mantener para mantener al óxido sobre la superficie del metal.</p> <p>5.2 No oxidantes Requieren la presencia de oxígeno en solución, para mantener la capa de óxido sobre la superficie del metal</p>	<p>6. Inhibidores tipo B Reducen la agresividad de medio circundante</p> <p>6.1 .I B. Retardan el proceso de corrosión, sin detenerla completamente. Se requiere adicionar inhibidor periódicamente</p> <p>6.2. II B. Impiden la formación de compuestos agresivos, que causan daños por corrosión al metal</p>
<p>7. Concentración crítica Cada inhibidor posee una concentración a partir de la cual son eficientes.,</p> <p>7.1. Confiables Por debajo de la concentración crítica, ocurre corrosión general</p> <p>7.2. No confiables Por debajo de la concentración crítica, ocurre corrosión localizada</p>	<p>8. Formadores de barrera Son efectivos en reducir las reacciones catódicas y anódicas Pueden ser clasificados como oxidantes, formadores y convertidores de capa</p>
	<p>9. Neutralizantes Reducen la agresividad del medio, mediante la reducción de los protones</p>
	<p>10. Secuestrantes Secuestran los agentes corrosivos en solución tales como O₂ y H₂S.</p>

Fuente: VERA VILORIA, Alfredo. Inhibidores de Corrosión. Clasificación [Imagen]. Uso de inhibidores de la industria de hidrocarburos. [En línea]. 2014., p.156. [Consultado: 12 de Julio de 2020]. Disponible en: http://www.acading.org.ve/info/publicaciones/TRABAJOS_INCORPORACION/TI_DARIO_VILORIA.pdf

El tipo de inhibidores a resaltar es por su naturaleza química, en donde se encuentran ubicados los inhibidores orgánicos, que es el estudiado en el presente trabajo.

Los inhibidores de corrosión inorgánicos, son sales metálicas que pasiva la superficie metálica, producen una capa protectora, son solubles en agua y sensibles al pH, no funcionan con presencia de cloruros y son anódicos o catódicos.

Los Inhibidores orgánicos son formadores de películas y son los más utilizados en los sistemas de yacimientos petroleros, al crean una capa entre el metal y el fluido. Son los más utilizados en la industria por brindar protección en presencia

de hidrocarburos y deben ser solubles o dispersables en el medio que los rodea, se encuentran disponibles en diferentes formas:³⁶

- Solubles en petróleo: tratar pozos productores-gas
- Solubles en agua: Utilizan corrientes de flujo agua.
- Solubles en petróleo y dispersables en agua: pozos productores-gas que producen agua.

La efectividad del inhibidor depende de la composición química, estructura molecular y la afinidad por la superficie del metal; tiene presencia de grupos funcionales como N, S, O en la molécula que da la polaridad y permite su reacción.

El mecanismo de acción es la adsorción, que se da por el intercambio de la carga del inhibidor y la superficie; factores a tener en cuenta en el sistema son la temperatura y la presión.

Se clasifican como inhibidores orgánicos en:

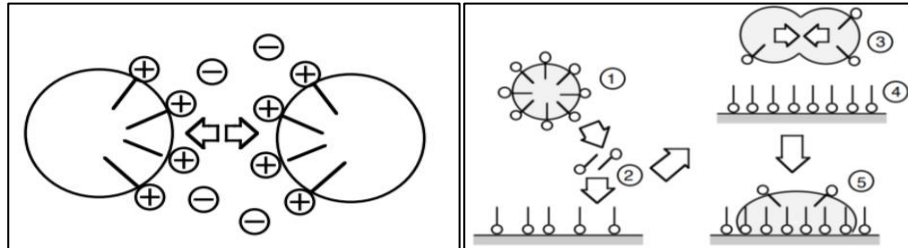
- Inhibidores catiónicos: Está conformado por grupos Aminas o (Amidas, Sales de moléculas nitrogenadas con ácidos carboxílicos (ácidos grasos, ácidos nafténicos), compuesto cuaternario de nitrógeno, Heterociclos de nitrógeno) con compuestos aromáticos/ alifáticos, estos son utilizados en campo para su protección.
- Inhibidores aniónicos: Sulfonatos, fosfonatos, se usan en aguas de enfriamiento o anticongelantes.

La acción de estos productos, bien sea como surfactantes aniónicos o catiónicos, crean emulsiones asfálticas de tipo O/W, donde se prefieren las emulsiones catiónicas; el surfactante catiónico se adsorbe en la superficie de la gota por la parte hidrofóbica, y el grupo amina queda dirigido hacia el agua, las gotas tienen una carga positiva, y al acercarse entre ellas se genera una repulsión electrostática.³⁷ (Figura 6., Izquierda).

³⁶ SHLUMBERGER (Slb). La corrosión: la lucha más extensa. [En línea]. En: *Oilfield Review*. 2016. vol. 28, no.2., p. 36-51. [Consultado: 12 de julio de 2020]. Disponible en: <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/03-corrosion-spanish>

³⁷ SALAGER, Jean Louis. Uso de surfactantes en la industria petrolera. En: *Ciencia e Ingeniería*. 1986, vol. 18, no. 2, p. 99.

Figura 6. Emulsión asfáltica.



Fuente: SALAGER, Jean Louis. Uso de los surfactantes en la industria petrolera. Laboratorio de formulación, interfases, reología y proceso [pdf]. Mérida, Venezuela:Universidad de los Andes,1991. p. 13. Disponible en: <http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S350A.pdf>

La emulsión al inyectarse en un medio rocoso (arena), forma un sistema sólido-aceite-agua; el sólido o roca está conformada por sílice como superficie con carga negativa, el surfactante catiónico pasa de la interface agua-aceite hacia agua-sólido y se adsorbe en la superficie sólida, al desaparecer el surfactante de la interface agua-aceite ya no hay repulsión electroestática y se genera coalescencia con el rompimiento de la emulsión y humectando la superficie por aceite (hidrófoba) generando la adherencia a la roca (Figura 6., Derecha).³⁸

³⁸ Ibid. p. 99-101.

2. CARACTERIZACIÓN DE LA MUESTRA

La recolección y análisis de la muestra permite realizar un acercamiento acerca del tipo de depósitos que se pueden localizar a través del sistema de inyección en la industria de los hidrocarburos. Generalmente lo recogido en la muestra, se compone de sustancias viscosas o aceitosas que se adhieren a las superficies e impiden el flujo del fluido; a nivel de pozo son ensuciamientos de carácter inorgánico que están cubiertos con material hidrocarbonado.³⁹

2.1 TIPO DE MUESTRA

En la figura 7. Se observa la muestra del depósito extraída, en donde se visualizan sus características físicas, el aspecto encontrado es de tipo aceitoso pegajoso, con una coloración negro petróleo y un olor fuerte, bastante penetrante.

Figura 7. Muestra del depósito de inyección.



Fuente: elaboración propia.

La muestra analizada es tomada por personal de campo, es extraída por medio de un raspado en el filtro de las bombas de inyección; hay que tener en cuenta que el depósito es sacado sobre agua para impedir la oxidación del depósito.

Estas sustancias en la industria pueden diferir en su composición debido a la concentración de especies en el agua, así como el tipo de hidrocarburos que se presenten; la muestra recolectada es llevada a un laboratorio químico para su procesamiento y análisis de sus componentes.

2.2 ANÁLISIS DE DATOS DE COMPOSICIÓN DEL CRUDO

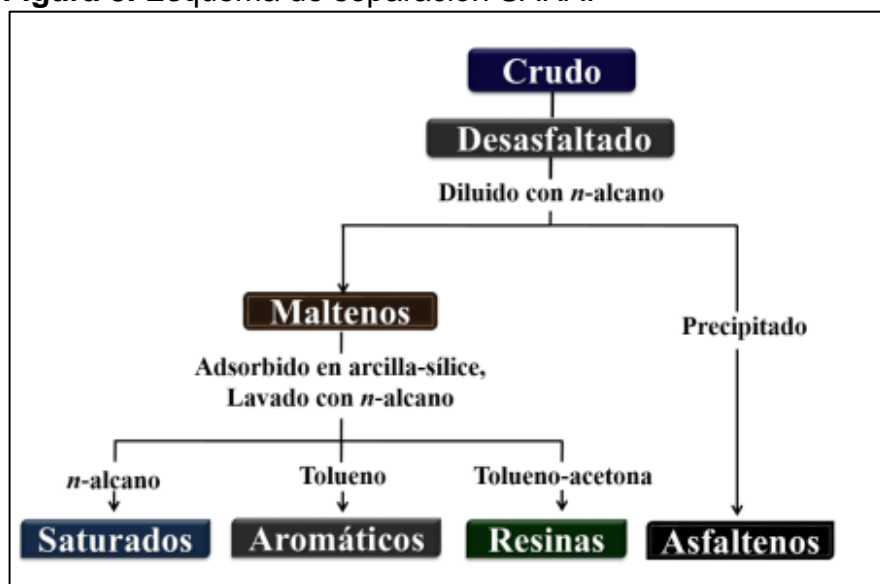
Para el análisis de datos se tiene en cuenta el tipo de crudo que se produce en la estación por medio de la recopilación de información de ensayos realizados. Estos

³⁹ FINK, Johannes Karl. Drilling Fluids. En: Water-based Chemicals and technology for Drilling, Completion, and Workover Fluids. Gulf Professional Publishing, 2015. p. 5-114.

permiten hacer un acercamiento a las propiedades y composición del crudo por medio de análisis SARA y composicionales.

2.2.1 Análisis SARA. Es un análisis que se realiza al crudo con el propósito de definir las proporciones en las que se encuentran presentes los componentes saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos con base en las diferencias de solubilidad; los asfáltenos son retirados por medio de su precipitación al agregarse un *n*-alcano y los componentes remanentes (máltenos) son separados por cromatografía, cada componente es removido de la columna mediante el lavado con diversos solventes.⁴⁰ Figura 8. Representación esquemática SARA a continuación .

Figura 8. Esquema de separación SARA.



Fuente: KHARRAT, A. et al. Issues with comparing SARA methodologies. En: *Energy & Fuels*. 2007., Citado por FERNÁNDEZ SALGADO, Yatzirih. Esquema de la separación SARA.[imagen]. Caracterización de las fracciones SARA de crudos provenientes de hidro desintegración. Ciudad de México: 2017. p.10.

2.2.2 Análisis composicionales. Determinación de la composición del petróleo, los componentes de hidrocarburos se identifican por lo general mediante fracciones con número de carbono (C_n), además se puede identificar componentes no hidrocarbonados como nitrógeno, azufre, metales pesados y sales; los resultados utilizados son determinados por la técnica flash/ separación y cromatografía de gases en donde se hace una separación de la muestra en fase gaseosa y líquida, y

⁴⁰ FERNÁNDEZ SALGADO, Yatzirih. Caracterización de las fracciones SARA de crudo proveniente de hidrodesintegración. Trabajo de Grado. Ciudad de México: Instituto Politécnico Nacional. 2017. p.8-17.

posteriormente los gases son analizados por medio de una técnica de análisis de gases extendida y los líquidos por cromatografía de gases capilar de alta resolución programada por temperatura.

2.3 RESULTADOS DE COMPOSICION DE LA MUESTRA

En instalaciones de agua producida por la separación del crudo, se encuentra un depósito denominado como “schmoo” que está compuesto de materia hidrocarbonada y sólidos inorgánicos, es un depósito negro, espeso y pegajoso que se adhiere a cualquier superficie con la que entra en contacto y que puede acumularse en las superficies internas de la tubería y depositarse en la parte inferior del pozo que conecta con la formación, algunos ejemplos se muestran Figura 9.

Figura 9. Reducción de la tubería e incrustaciones por depósitos en la industria en las líneas de flujo.



Fuente: CEPISA Colombia S.A. Actividades de mantenimiento de tuberías de línea de flujo. [Imagen]. 2020.

La figura 9., hace un acercamiento de como se ve la deposición de compuestos orgánicos en el interior de las tuberías, a nivel del sistema de inyección de agua hay que tener presente que el depósito afecta la operación de inyección al generar barreras que impiden el paso del fluido y deriva a la reducción del diámetro de la tubería por su acumulación, generando incremento de pérdidas de fricción durante el bombeo del agua y ocasiona un incremento de requerimientos de la potencia de la bomba, incrementando el costo de energía en el bombeo; un comportamiento similar se tiene con la deposición de sólidos en la formación, como se menciona en el capítulos anterior, estos depósitos generan taponamiento en la formación y por ende disminuyen el flujo inyectado (BAPD).

De los resultados del análisis de este material depositado, determinan que la suciedad está constituida en su mayoría por hidrocarburos, aceites y grasas, con trazas de cationes como hierro y bario, tal como se muestra en la tabla 1.

Tabla 1. Reporte de resultados, análisis composicional muestra.

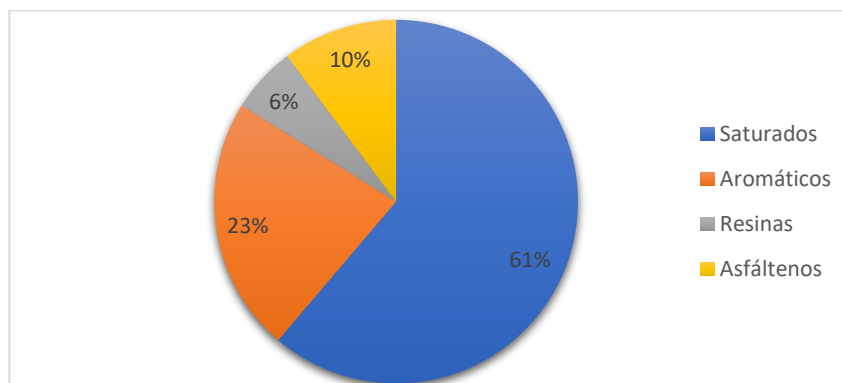
Parámetro	Técnica	Límite de cuantificación de método	Unidad	Agua de disposición
Bario total	Digestión ácido nítrico – espectrofotometría de absorción atómica con llama directa de óxido nitroso – acetileno.	100	Ppm	<100
Grasas y aceites	Extracción por ultrasonido-infrarrojo.	0.0100	%	29.9
Hidrocarburos	Extracción por ultrasonido- infrarrojo.	0.0100	%	27.6
Hierro total	Digestión AA-llama aire acetileno.	40	Ppm	16.62

Fuente: CHEMILAB. Chemical laboratory. Reporte de resultados de prueba de laboratorio [En línea]. Bogotá. [Consultado: 2 de diciembre de 2020]. Comunicación personal.

En la caracterización de la muestra se debe tener en cuenta todos los componentes presentes, sin embargo como el resultado arroja un porcentaje mayor al 40% de compuestos orgánicos, hacen que la identificación de otros no sea posible porque la muestra no es soluble en agua; por ello no es posible realizar la identificación y análisis de sulfatos, porcentaje de sólidos, calcio, magnesio y materia orgánica presente, entre otros. De otra parte aquellos componentes con valores no significativos, tampoco son tenidos en cuenta.

Adicionalmente, se tiene como apoyo de análisis el resultado del ensayo SARA realizado al crudo de la estación, este crudo se corresponde con una mayor proporción a compuestos saturados y en menor a aromáticos, resinas y asfáltenos, como se evidencia en la gráfica 1.

Gráfica 1. Composición de hidrocarburos.



Fuente: elaboración propia con base en CEPSA Colombia S.A. Reporte resultados de laboratorio Análisis de crudo [pdf]. 2016. p. 1-2.

Esta composición demuestra que el crudo es de tipo parafínico, al contener más del 50% de hidrocarburos saturados, y las trazas en el fluido tratado van a estar constituidas en mayor proporción por este tipo de compuestos. Esta evidencia se puede reafirmar por medio de los análisis composicionales de hidrocarburos a C_{36}^+ (PVT) realizados a muestras en cabeza y fondos de pozo, en donde también se encontraron hidrocarburos saturados y aromáticos; constituidos por moléculas de metano a butano, en menor proporción en peso de 0,15% en fase gaseosa; del pentano (C_5) hasta heptadecano (C_{17}) en una proporción hasta de 3% en fase líquida, y del octadecano (C_{18}) en adelante se muestra la fase sólida, con un comportamiento mayormente representado por el hexatriacontano (C_{36}^+) que alcanza proporciones del 27% en peso.

En los compuestos aromáticos se tienen proporciones insignificantes en comparación a la fase sólida con proporciones hasta del 0,25%, con moléculas de benceno, tolueno, etilbenceno, o-xileno, m-xileno y p-xileno.⁴¹

Al pasar el agua por el tratamiento en la PTARI quedan remanentes de aceites en el fluido de disposición, esta presencia de aceite en el agua de inyección hace que las gotas se puedan deformar en gotas de menor tamaño, que se comportan como partículas sólidas, y que actúan como agente de adherencia hacia las partículas que se presentan en el agua; también hay que tener en cuenta que las sustancias orgánicas pueden precipitarse por cambios en el sistema de inyección de la temperatura y la presión, lo que provoca que se altere la humectabilidad de la formación y disminuya la permeabilidad y por ende se cause la disminución de la inyectividad.

El bario (Ba^{2+}) y el hierro son compuestos de baja solubilidad en agua; el ion bario tiene la capacidad de combinarse con el ion sulfato y precipitar a sulfato de bario

⁴¹ CEPSA Colombia S.A. Reporte final, estudios de fluido de yacimiento [pdf]. 2014. p. 11-19.

(BaSO₄) este puede generar problemas de taponamiento; en cuanto al hierro en los sistemas de agua de tratamiento y disposición se le atribuye a la restricción de flujo por la presencia de subproductos de corrosión como el óxido de hierro (Fe₂O₃), carbonato de hierro (FeCO₃) y sulfuro de hierro (FeS), además indica problemas de corrosión en el sistema, de igual manera en los procesos de inyección reduce la permeabilidad de la formación, aumenta las presiones y reduce las tasas de inyección.⁴²

LY, KT et al⁴³ en su artículo identifica que en sistemas de inyección de agua se encuentra una escala orgánica / inorgánica "Schmoo", que puede estar compuesta por partículas de sulfuro de hierro recubiertas de aceite, es decir, el causante de la disminución del caudal está dado por la acumulación del depósito mixto. En nuestra muestra se considera solo la presencia de carbonato de hierro u óxido de hierro, debido a que no hay presencia de sulfuros en el agua que se inyecta, así mismo la parte orgánica se asocia tanto a las parafinas por ser el compuesto en mayor proporción en el análisis SARA, como a los asfáltenos, debido a que estos inducen de manera natural un daño a la formación al precipitarse y bloquear la garganta de los poros en la formación, no obstante se encuentren entre unos de menor proporción.

⁴² OGDEN, Becky.L. Water technology: understanding, interpreting, and utilizing water analysis data. [En línea].2018. , p.2-4. [Consultado: 10 de Febrero de 2020] Disponible en: https://pdfs.semanticscholar.org/b2ea/0b595edec21d5f0e4dde809af17fde6929d2.pdf?_ga=2.73329491.1560518044.1597859168-1788808166.1597859168

⁴³ LY,K T., et al. Novel Chemical Dispersant for Removal of Organic/Inorganic "Schmoo" Scale in Produced Water Injection Systems. NACE International, 1998.

3. SELECCIÓN DEL INHIBIDOR

En este capítulo se abordan las estrategias que se utilizan industrialmente al momento de seleccionar un tratamiento de limpieza, una de ellas es el uso de inhibidores; así como los mecanismos que interactúan en la disolución de los depósitos a afectar con el inhibidor enfocados en procesos de difusión y precipitación, de manera que en estos los tipos de reacciones que se lleven a cabo permitan cumplir la función de limpieza del substrato en las líneas del sistema de inyección.

3.1 ESTRATEGIAS DE SELECCIÓN

La selección del inhibidor es realizada a través del proveedor por lo tanto está guiada por la experiencia y recomendación que tiene el personal con la práctica en tratamientos químicos.

Se realiza una revisión bibliográfica para tener en cuenta los aspectos a revisar al momento de seleccionar un producto tratante y se participa de estas reuniones proveedor – compañía y tesista en el proceso de selección; a través de estas se observa que el proceso de planeación, además de la ejecución experimental, consiste de los aspectos a continuación.^{44,45,46,47}

- Identificación del problema
- Estado operacional del sistema
- Análisis de la aplicación antes de iniciar la prueba
- Identificación de los inhibidores candidatos, sean estos sugeridos por un proveedor⁴⁸ especializado en el tema o por medio de pruebas de laboratorio existentes en el mercado.

Se procede de manera sistemática al desarrollo de los aspectos antes mencionados.

3.1.1 Revisión de antecedentes. Se tiene en cuenta la revisión de los antecedentes del sistema de disposición del agua producida en el campo. Este sistema se encuentra conformado por cinco pozos disposal, que cuentan con un volumen de inyección aproximado de 100,000 BAPD producida, se tiene el historial de inyección

⁴⁴ SCHLUMBERGER (Slb). Matrix stimulation engineering [Diapositivas]. Cartagena, Colombia: 2006, 36 Diapositivas, color.

⁴⁵ DURNIE, William, GOUGH, Mark. DE REUS, Han. Development of Corrosion Inhibitors to Address under Deposit Corrosion in Oil and Gas Production Systems. Houston, Texas: NACE International, 2005. , 3p.

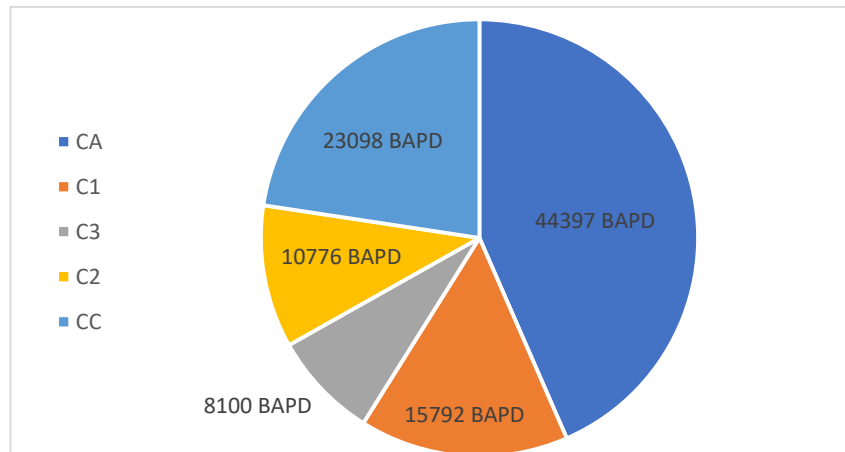
⁴⁶ PALMER, J W., HEDGES, W and DAWSON, J L. Use of Corrosion Inhibitors in Oil and Gas Production. Inhibitor selection strategies. [En línea]. London: Maney. 2004, p. 21-36. [Consultado: 19 de Agosto de 2020]. Disponible en Knovel.

⁴⁷ ECKERT, Richard. Field Guide to Internal Corrosion Mitigation and Monitoring for Pipelines. NACE., 2016., 368 p.

⁴⁸ HALLIBURTON. Corrosión Operaciones de campo [Diapositivas].2006., 25 diapositiva, color.

del pozo a trabajar (C3) e información de inyección de los otros pozos; En el gráfico 2., se muestra el comportamiento de inyección de cada pozo en el sistema.

Gráfica 2. Pozos del sistema de disposición respecto al caudal de inyección.



Fuente: elaboración propia con base en el historial de pozos de inyección de CEPSA Colombia S.A.

Según la gráfica anterior, del sistema se puede apreciar que el mayor pozo inyector es el pozo CA que representa cerca del 43% del fluido total inyectado, mientras que el pozo C3 solo inyecta un 7.3%, representando la menor proporción, este es el pozo inyector utilizado para la investigación, en donde se observa que se presenta una baja inyectividad, como se menciona en el capítulo 2, esta es causada por la acumulación de sólidos y el taponamiento de la formación.

3.1.2 Condiciones del sistema de inyección y condiciones del agua inyectada.

- El pozo C3 cumple con una operación continua (24Hrs), la cantidad de agua inyectada y la presión en cabeza de pozo en línea base es aproximadamente de 8,100 bbls y 1,150 Psi respectivamente. Se tiene una presión de descarga de bomba (PDP) de 1,213 Psi y las dimensiones del horizonte de inyección se encuentran a una base de 5,119 y un tope de 5,117 ft.⁴⁹
- El agua residual tratada se dispone en la formación carbonera del miembro **C7-M**, que está conformada por rocas de reservorio de carácter arenoso, estas arenas son excelentes almacenadoras de hidrocarburos y así mismo excelentes

⁴⁹ CEPSA Colombia S.A. Reporte de producción. Sistema de inyección de Agua. [En línea]. 2019.

reservorios, con un rango de porosidad entre 10-30% a nivel bibliográfico⁵⁰, y por ende un buen receptor del agua de inyección.

Las características de la carbonera C7 son:

“Porosidad 23-28%, permeabilidad 1-5D, espesor 30-100ft, acuífero activo, pero igual buena inyectividad, se inyecta como disposal en la misma formación productora, pero a mayor profundidad, arenisca, alto NTG>90%, agua tratada en superficie con características según regulación”.⁵¹

Según las propiedades mencionadas anteriormente, el pozo debería contar con una buena inyección del flujo que se dispone, por tal motivo se puede estar presentado un daño en la formación receptora (Taponamiento de los poros).

- El agua del sistema de inyección debe pasar por un tratamiento previo con el fin de retirar las partículas que afectan su calidad; esta está dada por las características físicas, químicas y biológicas, producto de su origen como aguas de producción y su interacción en los distintos procesos de separación y tratamiento hasta dejarlas en condiciones de norma para su vertimiento como inyección a la formación, en el capítulo 6., se hace un análisis más detallado del agua de disposición y de la formación.

El tratamiento de agua de producción en la industria se realiza a través de la PTARI, cuenta con etapas de remoción de crudo, grasas y aceites; esta remoción se lleva a cabo en primera medida por medio de hidrociclones; seguidos de procesos de separación por micro flotación y filtración, estos se hacen a través de equipos de micro burbujeo y un separador API respectivamente. Como segunda medida se realiza una nueva remoción de aceite por medio de la adsorción del sustrato de nuez y finalmente el agua es pasada por un decantador y de allí pasa a los tanques de inyección (TK-2700)⁵²⁻⁵³

El efluente de la PTARI cumple con las condiciones que se muestran en la tabla 2.

⁵⁰AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Llanos Orientales [Poster]. Open round Colombia 2010. [En línea]. 2010. [Consultado: 10 de Noviembre de 2020]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)

⁵¹ CEPESA Colombia S.A. Reseña. Ingeniería de yacimientos. 2019.

⁵² MESA, Sandra Liliana., et al. Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana [En línea]. En: *Gestión y Ambiente*, 2018. Vol. 21, no.1, p.87-98. [Consultado: 17 de Agosto de 2020]. Disponible en: <https://revistas.unal.edu.co/index.php/gestion/article/view/69792/67011>

⁵³LIZARAZO FIGUEROA, J G y OLAYA NOGUERA, E. A. Evaluación técnico financiera del cambio del sistema de levantamiento artificial actual por bombeo hidráulico empleando las condiciones operativas del campo Peguita III. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá: Fundación Universidad de América. 2017. 168 p.

Tabla 2. Visualización del efluente de la planta de tratamiento de agua residual industrial.

Parámetros	Unidad	Resultado
Aceites y grasas	mg/L	72
Conductividad eléctrica		1,023
DBO5	mg/L	5.91
DQO	mg/L	11.91
Dureza total	mg/L	17.6
pH	Unidad de pH	7.43
Sólidos totales en suspensión	mg/L	<10
Sólidos totales	mg/L	664
Aniones		
Cloruros	mg/L	32
Metales totales		
Bario	mg/L	0.172
Cadmio	mg/L	<0.010
Cromo	mg/L	<0.050
Níquel		<0.020
Plomo	mg/L	<0.050
Sodio	mg/L	214
Hidrocarburos		
Hidrocarburos totales	mg/L	64.03

Fuente: CEPESA Colombia S.A. Reporte de resultados agua industrial residual.

3.1.3 Análisis de aplicación antes de iniciar la prueba. De otra parte, hay que tener en cuenta en el momento de seleccionar el inhibidor las condiciones de temperatura, presión y pH en el sistema, en vista en que estas dos condiciones pueden afectar la solubilidad del producto, bien sea por su disminución o porque impidan la mezcla del producto en el fluido. Así mismo en el entorno de aplicación se pueden generar reacciones indeseadas como la formación de precipitados, efecto totalmente adverso al objetivo del inhibidor o porque su incompatibilidad con el medio de la formación produzca hinchamiento de las arcillas y taponamiento de los canales porosos.

3.1.4 Desarrollo de la selección por parte del proveedor. El proveedor realiza la selección del inhibidor por medio de una prueba de dilución, con inhibidores de una misma tecnología, en donde se compara el inhibidor A frente al inhibidor B; en este último se puede deducir que a nivel visual presenta incompatibilidad por la presencia de precipitado en el fondo de la botella. El inhibidor A se puede decir que es seleccionado por demostrar dispersión al tener una botella sucia, en la imagen no se evidencia presencia de precipitados o asentamientos de sólidos en el fondo.

La tecnología probada es multifuncional con la capacidad de inhibir la corrosión y ser usado para la limpieza del sistema. Estos inhibidores están conformados por compuestos tensioactivos, y se identifica por ser soluble en agua.

Para hacer un acercamiento a sus componentes, se tiene en cuenta una ficha de seguridad en donde describe las generalidades del producto (Inhibidor multifuncional), y se describen a continuación.

Composición general del inhibidor seleccionado: Según la ficha del inhibidor seleccionado se conoce las sustancias que lo componen en las encontramos el metanol (30-60%w/w), isopropanol (1-5%w/w), compuesto de azufre orgánico (5-10%w/w), compuesto de amonio cuaternario (10-30%w/w), compuesto de amonio cuaternario (5-10%w/w), compuesto de amonio cuaternario (1-5%w/w).⁵⁴

Al hacer la revisión bibliográfica, se puede decir que en el paquete de compuestos del inhibidor, se tiene como solvente orgánico el metanol (CH₃OH) al ser la sustancia que se encuentra en mayor proporción, el compuesto de amonio cuaternario (-R₄N⁺) que sigue en peso al metanol, representa el inhibidor de corrosión activo presente en la formulación, el compuesto de azufre orgánico cumple el papel de intensificador que se utiliza para optimizar el rendimiento del inhibidor y acelerar la formación de la película inhibidora, los demás compuestos se desempeñan diferentes funciones como rompedores de emulsiones, agentes espumantes y detergentes, que debería permitir la limpieza del sustrato en la superficie.⁵⁵

En la literatura Garst⁵⁶ trata el asunto de la mejora de un pozo por medio de estimulaciones, en donde tiene en cuenta que la elección del producto tratante debe tener las siguientes características:

- Tener la capacidad de reducir la tensión interfacial aceite-agua.
- Ser soluble para obtener concentraciones suficientes en la interfaz aceite-agua, para permitir el movimiento del aceite.
- Los inhibidores pueden ser solubles o dispersables, aunque se prefiere solubilidad sobre la dispersión del producto para evitar la posibilidad de formación de taponamientos de la línea.
- El producto debe tener una baja tendencia de adsorción en las superficies para evitar la pérdida del producto.

⁵⁴ NALCO. Hoja de datos de seguridad producto Clean n Cor® EC1509A [en línea]. Naperville: Nalco Company. 2010. 11 p. [Consultado: 7 de octubre de 2019]. Disponible en: <http://nebula.wsimg.com/70c120fb9c30b35994c1f743a188e756?AccessKeyId=0C73C9180B472EC38D9A&disposition=0&alloworigin=1>

⁵⁵ COURSERA. Universidad de Manchester. Corrosion inhibitor Selection/Deployment. [Video]. Protecting the world: Introducing corrosion Science and Engineering. [En línea]. 2019. 15min. [Consultado:]. Disponible en: <https://www.coursera.org/lecture/corrosion/corrosion-inhibitor-selection-deployment-igezL>

⁵⁶ GARST, A.W. A low-cost method of production stimulation. En: Journal of Petroleum Technology. Society of Petroleum Engineers, 1954. vol. 6, p. 11.

3.2 DISCUSIÓN DE LA SELECCIÓN DEL INHIBIDOR

En la discusión de los resultados, se tiene en cuenta los aspectos que concierne a:

- El inhibidor.
- Las características del tipo de roca que hay en la formación.
- El sistema de inyección.
- La aplicación de la prueba.

3.2.1 El Inhibidor. De los resultados de la dilución, para nuestro caso la realizada por el proveedor del tratamiento, tal como se menciona en la sección de la selección del inhibidor por parte del proveedor, se cuenta con dos tipos de productos: inhibidor A e inhibidor B, este producto es descartado posiblemente por la presencia de precipitados en el asiento de la botella y el producto A se aprueba como producto tratante por la disolución del soluto en el solvente; se hace el acercamiento de las reacciones a partir de la imagen reportada en el resultado del proveedor, donde se abarca información sobre reacción de precipitación y el mecanismo de difusión.

Se adentra en la discusión de los resultados obtenidos por el proveedor, en donde se tienen en cuenta el comportamiento de la disolución y el tipo de reacción que se puede presentar en cada botella, las premisas se detalla a continuación:

Al realizar disoluciones se espera que las moléculas del soluto se disuelvan para generar una disolución líquida, en este proceso se presentan dos tipos de fases:

- La primera es la fase dispersa que se encuentra en menor proporción y hace referencia al soluto que sería en nuestro caso el depósito,
- La segunda es la fase dispersante que es representado por el producto tratante.

Según Seager, et al., en una disolución el solvente debe tener la capacidad de interactuar con cualquier área superficial del soluto, y las moléculas del solvente sean atraídas hacia el depósito permitiendo que se asocien para luego fijarlas en la solución, y así alcanzar la disminución del tamaño y dispersión de la partícula⁵⁷, este comportamiento puede estar asociado en lo ocurrido con el inhibidor A.

Por lo cual el mecanismo que impera en este tipo de reacción (Botella inhibidor A) es la difusión, como se observa en la figura 10., este fenómeno es explicado por Wang, et al.,⁵⁸ y se da cuando el producto tratante alcanza la suciedad sobre la superficie sólida, que da paso a la formación de pequeños grupos de aceite-tensoactivo que aumentan la solubilidad del depósito (sólido), permitiendo el

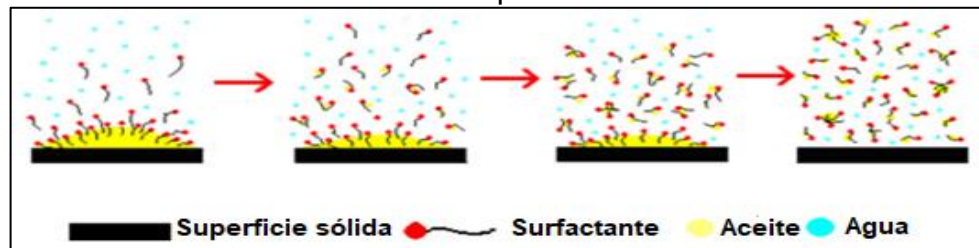
⁵⁷ SEAGER, R J., ACEVEDO, A J., SPILL, F, et al. Solid dissolution in a fluid solvent is characterized by the interplay of surface area-dependent diffusion and physical fragmentation. [En línea]. En: *Sci Rep* 8. 2018.[Consultado: 15 de Noviembre de 2019]. Disponible en: <https://www.nature.com/articles/s41598-018-25821-x>

⁵⁸ WANG, Shumeng., Li, Zhi., LIU, Bei., ZHANG, Xianren., and YANG, Qingyuan. Molecular mechanisms for surfactant-aided oil removal from a solid surface. *Applied Surface Science*, 2015, Vol.359, p.98-105.

desprendimiento al generar la ruptura de los grupos (aceite-tensioactivo) y facilitar la difusión en la solución que se da por la naturaleza hidrofílica de la cabeza del producto, y esta generación de grupos en solución puede ser la causa de la turbidez o suciedad que se presenta en la botella A.

En la figura 10., también se observa la afinidad que tiene las partes del producto (cabeza/cola), hay que tener en cuenta que los inhibidores al estar conformados por compuestos tensioactivos siguen este comportamiento para la función de limpieza, donde la cabeza como se evidencia tiene la afinidad con las moléculas de agua y permite que se entre en solución, mientras que la cola se asocia a sustancias apolares, lo que permite el contacto e interacción con las superficies que se presentan en el sistema.

Figura 10. Mecanismo de difusión para la eliminación de aceite por medio de un surfactante de una superficie sólida.



Fuente: WANG, Shumeng., Li, Zhi., LIU, Bei., ZHANG, Xianren., and YANG, Qingyuan. Mecanismos moleculares para la eliminación de aceite con ayuda de surfactante de una superficie sólida. *Applied Surface Science*, 2015, vol.359, p. 100.

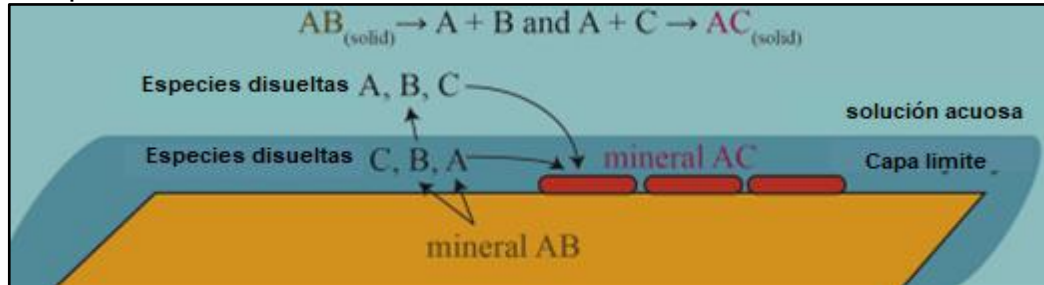
En el caso del producto B (botella), puede estar ocurriendo una reacción de precipitación, que se presenta en la solución con la generación del producto insoluble (sólido en la botella), Renard, et al.,⁵⁹ aborda esta situación a través de la precipitación acoplada donde un mineral de carbonato AB (depósito) que se va a disolverse en una solución acuosa (Producto), puede generar una reacción entre los iones del depósito con las especies presentes en la solución y dar la precipitación de un nuevo compuesto, este fenómeno se observa en la figura 11.

Cabe resaltar que el descarte de este producto se da porque a nivel visual se ven precipitados en la botella, como se menciona se pueden dar por reacciones de precipitación o porque no hay una buena afinidad entre las sustancias que interactúan que hacen que el proceso de difusión sea más lento y no tenga el rendimiento esperado, en cualquiera de los casos al llegar a presentarse esto durante la aplicación, ya sea en la formación o en la línea de inyección va a provocar que se genere un mayor taponamiento en el sistema por la posible acumulación y

⁵⁹ RENARD, François; ROYNE, Anja; PUTNIS V, Christine, Timescales of interface-coupled dissolution precipitation reactions on carbonates, *Geoscience Frontiers*, 2019, Vol.10, Issue 1, p.1-40.

segundo va a generar un mayor gasto de producto y por lo tanto un impacto en costos de tratamiento.

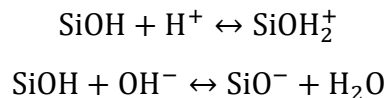
Figura 11. Esquematización ejemplo de mecanismo de precipitación acoplada.



Fuente: RENARD F, ROYNE, A; Putnis V. C. Escala de tiempo de las reacciones de precipitación de disolución acopladas por interfaz de carbonatos, *Geoscience Frontiers*, 2019, Vol.10, Issue 1, p. 35.

3.2.2 Las características del tipo de roca que hay en la formación. En las condiciones del sistema se menciona que la formación es de carácter arenoso, según la resolución 1314/2014 de la ANLA⁶⁰, este tipo de reservorios se encuentra humectado por agua.

En la superficie de la roca hidratada está presente el grupo silanol (-Si-OH), que se ioniza dando grupos de carga positiva o negativa, dependiendo del pH de la solución que lo rodee, siguiendo el comportamiento de las reacciones que se muestran a continuación⁶¹:



La superficie mineral es sensible a los cambios de pH, porque afectan indirectamente su humectabilidad; las superficies arenosas tienden a tener una carga negativa pero puede variar por el pH del medio.

En la superficie mineral, la precipitación de material hidrocarbonado cambia la humectabilidad de la misma, de superficie mojada por agua en aceite por la acumulación de este tipo de sustancias y se encuentran influenciadas por el ángulo

⁶⁰ COLOMBIA. AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES (ANLA). Resolución 1314. (31 de octubre de 2014). Por la cual se modifica una licencia ambiental global y se toman otras determinaciones. Bogotá, D.C. 2014.p 14. [Consultado: 3 de octubre de 2019]. Disponible en http://portal.anla.gov.co/sites/default/files/14400_res_1314_311014.pdf

⁶¹ PHILIPOSIAN, A and MUSTAPHA, L. Tribological Attributes of Post-CMP Brush Scrubbing. [En línea]. En: *Journal of the electrochemical society*.2004,p.3.[Consultado: 2 de Julio de 2020]. Disponible en: http://www.cmpconsulting.org/cariboost_files/philiposian_2Btribological_2Battributes_2Bof_2Bpost-cmp_2Bbrush.pdf

de contacto como se menciona en el capítulo 1., en la figura 12., se observa la interacción ácido-base de una solución salina, la superficie mineral y una molécula de hidrocarburo y se evidencia su interacción por intercambio iónico, un mecanismo por el agua se puede ver influenciado la deposición del aceite.

Figura 12. Interacción ácido/ base.

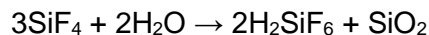
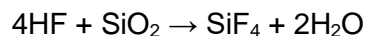


Fuente: WANG Yefei, XU Huaimin, YU Weizhao, BAI Baojun, SONG Xinwang and ZHANG Jichao. Surfactant induced reservoir wettability alteration: Recent theoretical and experimental advances in enhanced oil recovery. China University of Petroleum and Springer-Verlag Berlin Heidelberg. 2011, p.465.

Cuando se presenta la disminución de la inyección por el taponamiento de la superficie de la arena, se obligan a implementar trabajos de estimulación mecánica o química, que aumenten la capacidad de flujo mediante la remoción de las restricciones que se presenten en dicha formación.

- En trabajos de acidificación por Halliburton se dice que, para limpiar los poros de las areniscas, la selección del fluido del tratamiento se basa en la permeabilidad y mineralogía de la roca, teniendo en cuenta las reacciones químicas involucradas entre el ácido con los minerales.

La interacción entre la arenisca y el tratamiento ácido se pueden encontrar las siguientes reacciones:



En estas reacciones, el dióxido de silicio es el principal constituyente del cuarzo; el tetrafluoruro de silicio en presencia de agua forma ácido fluorosilícico, que reacciona con sales del agua de la formación para formar fluorosilicatos y las

arcillas que son solubilizadas por el HF se precipitan parcialmente al gastarse el ácido en la formación para un incremento de permeabilidad.⁶²

Hay que tener en cuenta que no siempre la limpieza por medios ácidos es efectiva, debido a que los componentes que taponan el paso no son solubles en ácidos e incrementan el taponamiento de la formación, por lo que una opción de tratamiento en areniscas es un fluido con tratamientos alcalinos o pocos ácidos.

Una alternativa a los trabajos de acidificación e intervenciones de pozo es la inyección química como tratamiento de limpieza, que básicamente es el uso de limpiadores mejorados que se presentan en forma de productos solubles en agua⁶³, que generan la modificación de la superficie por medio de la interacción de las fuerzas, que son las responsables del humedecimiento y la adhesión de las sustancias, por eso hay que tener en cuenta que las partículas de aceite no se desplazan con el agua, sino con la fase de humectación y por lo tanto con el cambio del ángulo de contacto, es decir, se reduzca ($<90^\circ$) por la interacción entre las fuertes interfaciales y por medio de la fuerza del fluido y su movimiento sea más fácil retirar el producto del sistema hacia la formación.

Se observa que la superficie mineral es importante para el comportamiento del producto, debido a que pueden generar pérdidas por las tendencias de adsorción sobre esta como lo menciona Garst anteriormente, y se confirma por medio de los estudios realizados por Amirianshoja et al.,⁶⁴ en donde la adsorción disminuye la eficiencia del producto inyectado, y se ve influenciado además por el tipo de tensoactivo que se maneje (aniónicos/ no iónico), en este estudio se incrementa la adsorción para los tensoactivos no iónicos sobre los aniónicos en la arcilla probada.

Por lo tanto la superficie mineral es un factor importante a la hora de seleccionar un producto tratante, en donde se deben realizar las pruebas necesarias a nivel laboratorio para ver los efectos, compatibilidad y el rendimiento que se puede alcanzar con el producto seleccionado y su composición.

En este caso el paquete inhibidor tiene presente amonio cuaternario, que puede ocasionar la interacción con la formación, de igual manera los compuestos utilizados no siempre van a ser solubles en agua, que producen la adición de alcoholes, bien sea isopropanol o metanol (Solvente orgánico) u otro alcohol, porque son miscibles con agua y tienen compatibilidad con formaciones sensibles a esta, de otra forma pueden reducir la tensión superficial y permitir la remoción de barreras al actuar como tensoactivos.

⁶² HALLIBURTON. Estimulación de pozos Operaciones de campo [Diapositivas].2006., 35 diapositivas, color.

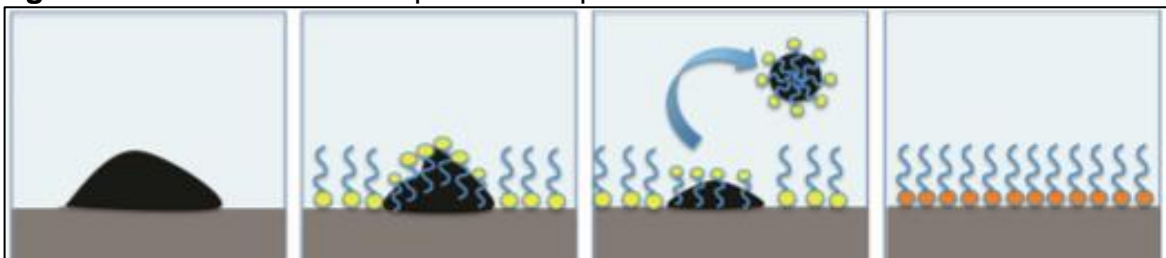
⁶³ HILFIGER, M.G., STEWART, S.A and ANSARI, A. Water Injection Enhancement through a Novel Oil-Soluble/Water-Dispersible Combination Cleaner and Corrosion Inhibitor. En: *Society of petroleum Engineers*. 2011. p. 1-2.

⁶⁴ AMIRIANSHOJA, T, et al. A comparative study of surfactant adsorption by clay minerals. En: *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2013, vol. 101, p. 21-27.

3.2.3. Sistema de inyección. El sistema de tratamiento contenido por tanques, bombas y accesorios metálicos, así mismo las largas tuberías de conducción desde el sistema de tratamiento hasta el pozo inyector, contribuyen a generar grandes depósitos de acumulación de “schmoo” que ocasionan taponamiento del sistema y por ende de los poros de la formación. Este efecto de prevención y mitigación en el mantenimiento se hace más efectivo como un proceso de limpieza de todo el sistema al aumento de la variables, pero no se tiene certeza de la reacción con los minerales que se encuentran en esta, como se menciona en el ítem anterior son de gran influencia para la eficiencia del producto y por lo tanto para el grado de limpieza del sistema.

3.2.4. Aplicación de la prueba. Autores como Horsup, et al., Hilfiger, et al., y Pérez, D, et al., han trabajado el uso de inhibidores como una herramienta para la limpieza de líneas y sistemas de inyección donde se presentan pérdidas de inyección, presentando una buena respuesta a la solución del problema. En la figura 13., Se observa cómo se da la interacción para obtener el efecto de limpieza del depósito y la inhibición a la corrosión, claramente se observa que la segunda función no se va a dar si el sistema se encuentra con suciedad.

Figura 13. Mecanismo de limpieza de depósitos de hidrocarburos.



Fuente: HILFIGER, M.G; STEWART, S.A and ANSARI, A. Principles of cleaning hydrocarbon deposits using surfactants. [imagen]. Water Injection Enhancement through a Novel Oil-Soluble/Water-Dispersible Combination Cleaner and Corrosion Inhibitor. Brasil: Society of petroleum Engineers. 2011. p.2.

En el caso de Hilfiger et al⁶⁵., utiliza una combinación de un limpiador soluble en agua y dispersable en aceite con un inhibidor de corrosión, para tratar depósitos de parafinas e hidrocarburos, los autores expresan que el ablandamiento de la molécula depositada se da, permitiendo que los depósitos se descompongan y se mantengan dispersos en la solución. En la prueba de campo 1., de los autores⁶⁶., se obtiene la disminución de la presión y el aumento de los volúmenes de agua, estas dos variables objetivo, permiten evaluar la bondad del producto tratante, es así como se pasa de un caudal de inyección de 9m³/d (56.68 bbls/d) a 13m³/d (81.77 bbls/d), de la misma manera la presión cae en 18% en un lapso de 4 meses.

⁶⁵ HILFIGER, M.G; STEWART, S.A; ANSARI, A. Op cit., p.2.

⁶⁶ Ibid, p. 7.

Al igual que Hilfiger, et al., Pérez, D, et al.,⁶⁷ aplica como producto tratante una combinación de inhibidor de corrosión/ Agente de limpieza, en una prueba de campo por 3 meses, donde el pozo tratado pasa de tener una inyección de 70 m³/d (440bbls/d) a 206 m³/d (1,295.74bbls/d) con una reducción de presión del 10%.

Al tenerse en cuenta los resultados obtenidos por los autores mencionados, se observa un comportamiento en común, la reducción de la presión y el aumento del caudal en los periodos analizados, que permite mejorar la operación de la actividad en campo, por lo tanto se esperaba un comportamiento similar con la aplicación del producto en el pozo a tratado (C3).

Al igual que los autores anteriores, Horsup et al.,⁶⁸ tienen una misma finalidad de estudio, pero utiliza una forma diferente de análisis empleando experimentación en laboratorio, al probar diferentes alternativas de tratamientos (producto/ paquetes inhibidores) en sus ensayos y mirar el impacto de cada estructura en la tensión interfacial y como esta influye en la remoción del depósito, los resultados obtenidos en el estudio se muestran a continuación, resaltando los productos con grupos nitrogenados.

En el caso del producto de corrosión activo, la amina cuaternaria no era el mejor para las condiciones de estudio, se necesitaba una alta CMC (200 a 500ppm) y su tensión superficial mínima era 18 mN/m, mientras que el activo AMF (amina grasa modificada) presentaba los valores más bajos de CMC (50-100ppm) como de tensión superficial (1.5 mN/m)

Para los inhibidores de corrosión estudiados, se tiene en cuenta producto A (multifuncional), C (inhibidor corrosión /dispersante) y D (inhibidor corrosión /dispersante), donde A es el mejor producto de eliminación, porque representa la menor tensión (1.5) y una CMC significativa (100-200ppm), se hacen pruebas a concentraciones menores y se consigue una buena remoción de la sustancia.

Por lo tanto, la aplicación objetivo del producto es alcanzar la mínima tensión interfacial a concentraciones significativas, coherente con los objetivos económicos para hacer que este sea un producto viable y efectivo en la eliminación del depósito porque a menor concentración es posible un menor costo de aplicación y a menor tensión superficial mínima obtenida mayor inyectividad se podrá alcanzar, confirmando que el producto A del autor es el mejor paquete entre los inhibidores de corrosión activos y los inhibidores de corrosión estudiados.

⁶⁷ PÉREZ, D; RÍOS, J. Tecnologías químicas para recuperación o mantenimiento de la inyectividad y de la integridad en sistemas de inyección Como estrategia complementaria a EOR. En: *Petrotecnica*. 2013. p. 2.

⁶⁸ HORSUP, DI, DUNSTAN, TS, Y CLINT, JS. Breakthrough Corrosion Inhibitor Technology for Heavily Fouled Systems. *CORROSION*. 2009, vol. 65, nro. 8. pp. 527-544.

4. PRUEBA PILOTO

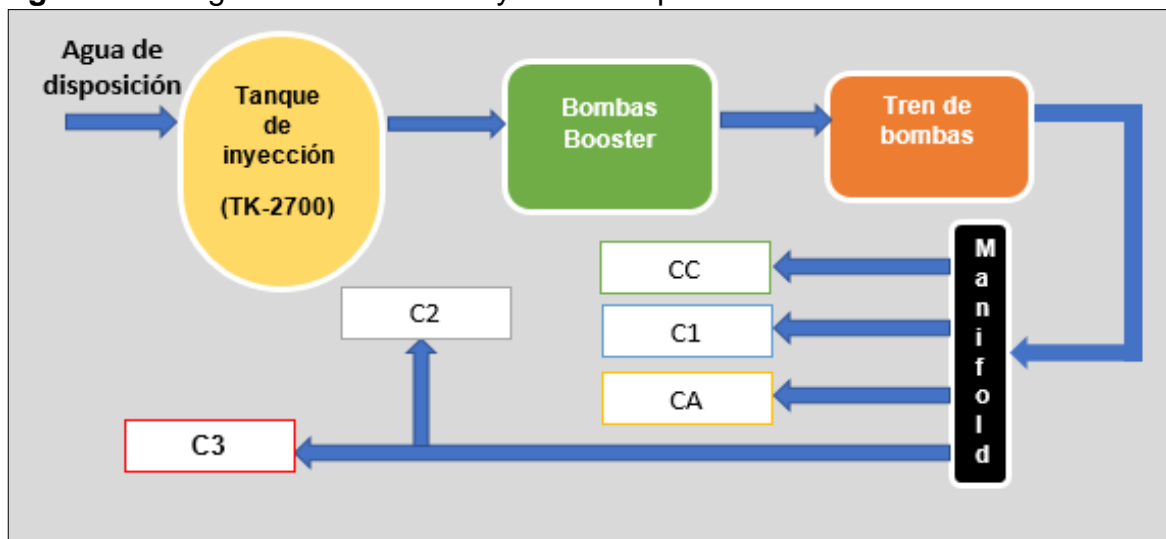
La información de análisis se obtiene de la prueba realizada por la operación del sistema de inyección llevado a cabo por la compañía CEPESA COLOMBIA S.A.

Se toma como punto de control de la prueba el pozo C3 inyector; se realiza un seguimiento diario del sistema de inyección de disposición final de agua; se verifica la toma de datos de las variables para medir el comportamiento de la inyectividad del pozo.

4.1 SISTEMA DE INYECCIÓN DEL POZO

El sistema de inyección del pozo se deriva del sistema de inyección de disposición total, compuesto por un tanque de almacenamiento de agua de inyección (TK-2700), que alimenta a las bombas booster, estas se encargan de aumentar la presión para pasar el agua a seis bombas principales de inyección en cabeza de pozo, a través de manifold de derivación, el cual unifica la producción total de agua y la divide a cada uno de los pozos inyectoros. Por lo tanto, el sistema total está compuesto por 5 pozos inyectoros del campo. El diagrama del sistema de inyección del pozo C3. Se observa en la figura 14.

Figura 14. Diagrama sistema de inyección de pozo C3

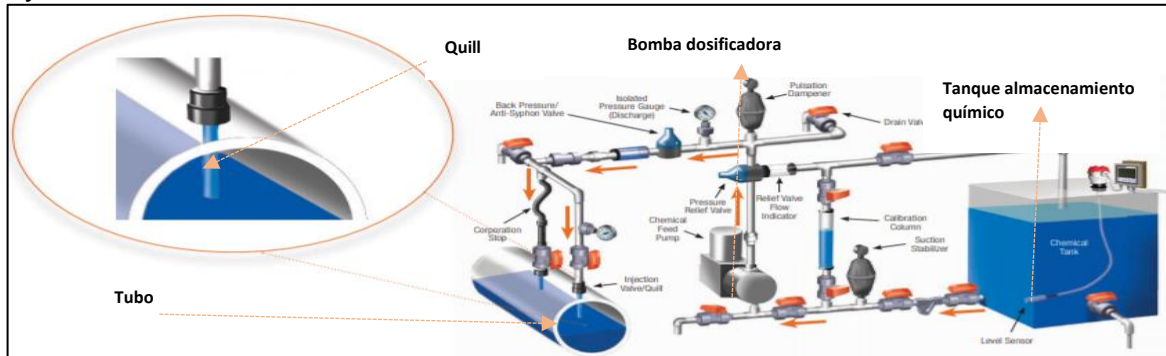


Fuente: elaboración propia, con base en CEPESA Colombia S.A. Esquema sistema de inyección.

4.1.1 Equipos y materiales del sistema de dosificación del inhibidor. La aplicación del producto se da por medio de las facilidades que se encuentran ubicadas en la superficie de la línea, permitiendo la aplicación del tratamiento a nivel

superficial en la cabeza del pozo inyector C3 a través de un Quill de inyección, en la figura 15., se muestra un esquema de inyección química sobre la tubería.⁶⁹

Figura 15. Esquema de skid de inyección de tratamiento químico y Quill de inyección.



Fuente: HAYWARD Industries, simple installation [imagen]. FLOW CONTROL: IV SERIES Injection Valves / IQ SERIES Injection Quills. Hayward Industries, Inc. 2016., p. 2. [Consultado: 11 de Agosto de 2020]. Disponible en: <https://www.haywardflowcontrol.com/assets/documents/flowcontrol/pdf/NPPIVQ0516.pdf>

En la siguiente figura 16., se muestra el skid de inyección para hacer la dosificación del tratamiento químico, que cuenta con bombas dosificadoras, válvulas, el tanque de almacenamiento del producto químico y el medidor de nivel.

Figura 16. Skid de inyección tratamiento químico.



Fuente: CEPSA Colombia S.A. Skid de inyección de tratamiento químico.

⁶⁹ PALMER, J.W., HEDGES, W., DAWSON, J.L. Op.cit., p. 51-69.

El sistema dosificador se compone de los siguientes elementos o equipos como se menciona anteriormente:

- *Bomba de inyección:* Bomba dosificadora de 50gal/día. Los inhibidores orgánicos al ser distribuidos de forma líquida son inyectados a través de bombas.
- *Vidrio de nivel:* Permite controlar la cantidad de inhibidor que se dosifica.
- *Quill de inyección:* Este accesorio se fabrica comúnmente con acero inoxidable, es un elemento que se encuentra fijo y es utilizado para dispersar y mezclar el inhibidor con la corriente del fluido producido, en este caso el agua que es inyectada al pozo.

4.2 PROCEDIMIENTO

4.2.1 Aplicación. La prueba piloto en el pozo C3, tiene una duración de 25 días; consta de tres etapas, una primera con una duración de 5, otra de 10 y finalmente 10 días más de aplicación del producto tratante, con una dosificación variable de 40, 80 y 120 ppm respectivamente a cada etapa.

Los tiempos implementados en la prueba se detallan a continuación:⁷⁰

- Etapa de Inicio a la inyección del inhibidor de manera continua en cabeza del pozo inyector, a partir del día 11 de mayo del 2019, con una dosis de 40 ppm, un caudal de 9,002 BAPD y a una presión en cabeza de 1,100 PSI.
- Etapa 2, a partir del 16 de mayo, con el incremento de dosificación requerido
- Etapa 3 o última etapa, inicia el 26 de mayo y se extiende hasta el 4 de junio, que termina la prueba con producto tratante y se hace un seguimiento a las variables de inyectividad por 30 días adicionales.

La dosificación se inicia a baja concentración como tratamiento de limpieza, y se incrementa para estimular y provocar la inhibición de corrosión, hay que tener en cuenta que el segundo efecto se consigue solo al retirar primero las impurezas.

Hay que tener en cuenta que se prueba la capacidad de limpieza del producto a través de la prueba en campo, por eso las variables monitoreadas en el desarrollo de la prueba y a tener en cuenta son:

- La presión en cabeza de pozo.
- caudal de agua inyectada.

Como se evidencia en el capítulo anterior en la sección de aplicación, estas variables permiten ver el comportamiento del producto y visualizar la eficiencia obtenida.

4.2.2 Recopilación de datos. Al finalizar el tiempo de prueba se recopila la información de las variables monitoreadas durante la operación, para el

⁷⁰ CEPSA Colombia S.A. Histórico del agua de inyección por pozo. [En Línea]. 2019.

procesamiento de los datos y análisis de los resultados. También se compila la información de operación del pozo durante los 30 días previos y posteriores a la aplicación del tratamiento como periodos testigo de la prueba, que permiten hacer la comparación de la operación tras la aplicación del tratamiento y el comportamiento que se tiene a nivel de la inyección .201

4.2.3 Evaluación de resultados. Los datos recopilados se suministran en una base en Excel, que permite hacer los cálculos correspondientes.

▪ **Índice de inyectividad.** Como criterio de evaluación de la prueba un indicador clave de rendimiento de pozo, que está representado por el índice de inyectividad (J_{iny}), este mide la capacidad de un pozo (formación) para aceptar un fluido, relacionando la tasa de inyección de agua (Q_{iny}) con la diferencia de presiones (ΔP), representada por la presión en cabeza de pozo ($P_{Cabeza\ de\ pozo}$), como se muestra en la siguiente ecuación.^{71,72}

Ecuación 1. Índice de inyectividad

$$J_{iny} = \frac{Q_{iny}}{\Delta P} = \frac{Q_{iny}}{P_{Cabeza\ de\ pozo}}$$

Fuente:ABBASI, J., et al. A simulation investigation of performance of polymer injection in hydraulically fractured heterogeneous reservoirs. En: *J Petrol Explor Prod Techno.*2016.p 4.

Adicionalmente es calculado en los periodos testigos, denominados como: Previo y posterior a la aplicación del tratamiento que permite contar con una evidencia visual de los cambios generados con la operación a nivel de flujo, presión y de la inyectividad y determinar el éxito de la prueba por el desempeño obtenido en la inyectividad.

Para tener una mejora en la inyectividad se debería contar:

- Con un caudal mayor a las condiciones de bombeo existentes (Presión estable).
- Caudal estable con menor requerimiento de potencia (Menor presión).

Estas situaciones indicarían la acción del producto sobre los depósitos y su eficiencia en el sistema.

También se cuenta con una línea base con el fin de establecer datos de referencia que se encuentran representados por:

⁷¹ LYONS, C.W; PLISGA, G.J and LORENZ, M.D. Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering. Reservoir Engineering. Third edition., Gulf Professional Publishing, p. 226-227.

⁷² VAN WINGEN, N. Injectivity Indices-Their Prediction and Determination. American Petroleum Institute.1949

- Un caudal de agua inyectada base ($Q_{Iny,b}$) de 8,100BAPD, ⁷³
- Una presión de cabeza de pozo de 1,150 Psi.
- Índice de inyectividad base ($J_{Iny,b}$) de 7 BAPD/Psi,

Los valores son determinados por la media y normalización de los datos obtenidos en la operación del día 1 de enero del 2019 hasta el 10 de mayo del 2019.

- **Incremento de variables monitoreadas.** Durante el análisis se realiza el cálculo del incremento de los resultados de las variables monitoreadas y la inyectividad que permite cuantificar el aumento tras la aplicación del tratamiento en comparación con la línea base, como se muestra en la ecuación 2 y 3.

Ecuación 2. Porcentaje de incremento del volumen de inyección.

$$\%Q_{iny} = \left| \frac{Q_{iny} - Q_{iny,b}}{Q_{iny,b}} \right| * 100$$

Fuente: CEPISA COLOMBIA., Reporte Final del tratamiento.[pdf]. 2019.

Ecuación 3. Porcentaje de incremento índice del índice de inyectividad.

$$\%J_{iny} = \left| \frac{J_{iny} - J_{iny,b}}{J_{iny,b}} \right| * 100$$

Fuente: CEPISA COLOMBIA., Reporte Final del tratamiento.[pdf]. 2019.

De la misma forma se utiliza este tipo de cálculo para identificar el incremento o decremento de presión obtenido, además ver su comportamiento en la operación y reconocer si los valores tienen un mejor desempeño en la operación o se comportan de acuerdo a los valores iniciales.

- **Consumo de producto aplicado.** El volumen del producto aplicado es calculado por medio de los datos recopilados, se realiza la estimación de la dosificación diaria de inhibidor relacionando el volumen de agua depositado con la concentración del inhibidor en ppm, siendo calculada por medio de la siguiente ecuación. ⁷⁴

⁷³ CEPISA COLOMBIA., Reporte Final del tratamiento.2019.

⁷⁴ AHMAD, Zaki. Principles of Corrosion Engineering and Corrosion Control. Corrosion control by inhibition. Butterworth-Heinemann. 2006, p. 377.

Ecuación 4. Cantidad de inhibidor requerida.

$$Q_{inh} = \frac{V}{1,000,000} * ppm$$

Fuente: AHMAD, Zaki. Principles of Corrosion Engineering and Corrosion Control. Corrosion control by inhibition. Butterworth-Heinemann. 2006, p. 377.

Donde V representa los barriles de agua por día que se disponen, Q_{inh} la dosificación de inhibidor requerida para tratar el agua a disponer día en BAPD, ppm son las partes por millón recomendadas por el proveedor (40, 80 y 120) ppm. En el anexo se encuentra una muestra de cálculo de la cantidad de inhibidor diaria utilizada. Este cálculo permite identificar de igual forma el consumo obtenido por etapa y en la totalidad de la prueba como se menciona anteriormente.

En la Tabla 3. Se observa la cantidad de producto químico requerido en cada una de las etapas, calculado a través de la sumatoria de las dosificaciones diarias y su etapa correspondiente, dando un consumo total de producto de **921 gal**, encontrándose dentro de las opciones contempladas por el proveedor que estipulaban un consumo alrededor de 752, 875 y 1,163 gal.

Tabla 3. Cantidad de Producto químico por etapa de prueba.

ETAPA	PERIODO	DÍAS	DOSIS (PPM)	PRODUCTO (GAL)
1	11 a 15 de Mayo	5	40	76
2	16 a 25 de Mayo	10	80	316
3	26 de mayo a 04 de Junio	10	120	530

Fuente: elaboración propia, con base en reporte de CEPESA Colombia S.A Resultados del tratatamiento.

- **Potencia de la bomba.** En el sistema de inyección la potencia de la bomba es influenciada por las restricciones en el bombeo del fluido depositado, por lo que se tiene en cuenta la potencia de la bomba requerida para inyectar el agua a disponer, donde se relaciona el peso específico del fluido (N/m^3), la tasa de inyección (m^3/s) y la presión en cabeza de pozo (mca), como se muestra en la siguiente ecuación.

Ecuación 5. Potencia de la bomba.

$$BHP = \frac{(\gamma * Q * P)}{1,000} * 1,34$$

Fuente: BARREDA TRUJILLO, Ángel Urbano. Método práctico de obtención de potencia y eficiencias de unidades de bombeo en operacion. [En línea].En: *RIHA*. 2012. vol. 33., no. 3. P 86-97.[Consultado: 3 de septiembre de 2020].Disponible en [:http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1680-03382012000300007](http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1680-03382012000300007)

En la ecuación para mantener las unidades mencionadas se manejan las conversiones que se evidencian en la siguiente tabla.

Tabla 4. Conversiones para la potencia de la bomba.

Conversión	Referencia
1 BAPD equivale a 0.0066244 m ³ /h	Advanced converter.Conversion barril por día a metro cúbico por hora.[En línea]. [Consultado:]. Disponible: https://www.advancedconverter.com/es/conversion-de-unidades/convertir-flujo/barriles-por-dia-a-metros-cubicos-por-hora
1m ³ /h equivale a 0.000277778 m ³ /s	Elaboración propia, Se hace la conversión a partir de la equivalencia 1h son 3,600 s.
1Psi equivale a 0.703546663 mca	Convertidor de unidades.Conversión libra por pulgada cuadrada a metros de columna de agua. [En línea]. [Consultado:]. Disponible en: http://www.conversordeunidades.org/presion-pa-atm-bar-mpa-mh20-mmhg-psi.php

Fuente: elaboración propia.

Las unidades de la potencia según la ecuación 5 quedan expresadas en términos de caballos de fuerza (Hp), aunque también son expresadas en kilovatio (KW) para determinar el consumo energético.

- **Energía consumida.** El cálculo de la potencia como se menciona en el punto anterior es la base para el consumo energético del proceso, mediante la relación potencia-tiempo como se evidencia en la ecuación 6.

Ecuación 6. Energía consumida.

$$Energía = Potencia(KW) * Tiempo(h)$$

Fuente: elaboración propia.

Como se ha mencionado anteriormente el proceso de inyección cumple con una operación continua por lo tanto el tiempo a tener en cuenta en la relación es de 24h.

- **Costo de energía por barril de agua inyectado.** Se tiene la relación entre el costo de energía consumida y barril de agua inyectado al día, como se muestra a continuación.

Ecuación 7. Costo de energía por barril de agua inyectada.

$$\frac{\$E}{BAPD} = \frac{\$Energía consumida}{BAPD inyectado}$$

Fuente: elaboración propia.

Para el costo de energía consumida se multiplica el precio de KW-h por la cantidad de KW-h utilizados (Energía consumida); se tiene en cuenta el costo KW-h que se maneja en la estación que se encuentra alrededor de COP 300 KW-h.

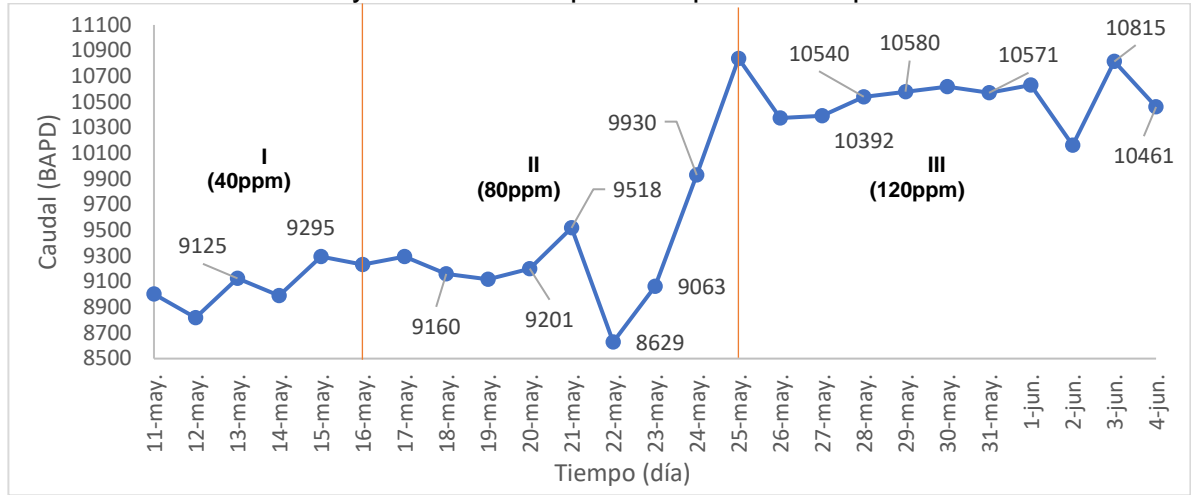
4.3 DISCUSIÓN Y RESULTADOS

En el ANEXO A. se observan los resultados de las variables monitoreadas, es decir, caudal de inyección (BAPD) y presión en cabeza de pozo (Psi) durante el proceso de inyección y los datos de operación previos y posteriores al tratamiento.

4.3.1 Análisis del tratamiento. El tratamiento aplicado en los periodos o etapas 1, 2, y 3, determina un aumento del flujo inyectado de 11.25%, 16.02% y 29.8% respectivamente; el mejor desempeño se obtiene con la dosis de 120 ppm, donde se maximiza la acción de limpieza en el sistema y alcanzar una estabilidad en el flujo con los valores máximos obtenidos de la prueba, que oscilan entre los 10,300 – 10,800 BAPD. El detalle del desempeño del tratamiento se muestra en la gráfica 3., así como en la primera etapa se lograron valores entre 8,818 a 9,295 BAPD; durante la segunda dosis se presenta mayores variaciones de los datos, que pueden estar influenciadas por efectos de dispersión de las partículas o depósitos en los poros de la formación, donde el fluido tiene una preferencia de inyección hacia los poros de mayor tamaño y de menor obstrucción, con valores 9,063 a 9,930 BAPD.

Entonces, el efecto de limpieza y de dispersión ocurrido en las dos primeras etapas, redundan sobre el mejor desempeño de la tercera dosis, que además de tener una mayor concentración alcanza una uniformidad del flujo de inyección.

Gráfica 3. Caudal de inyección vs tiempo en el periodo de prueba.



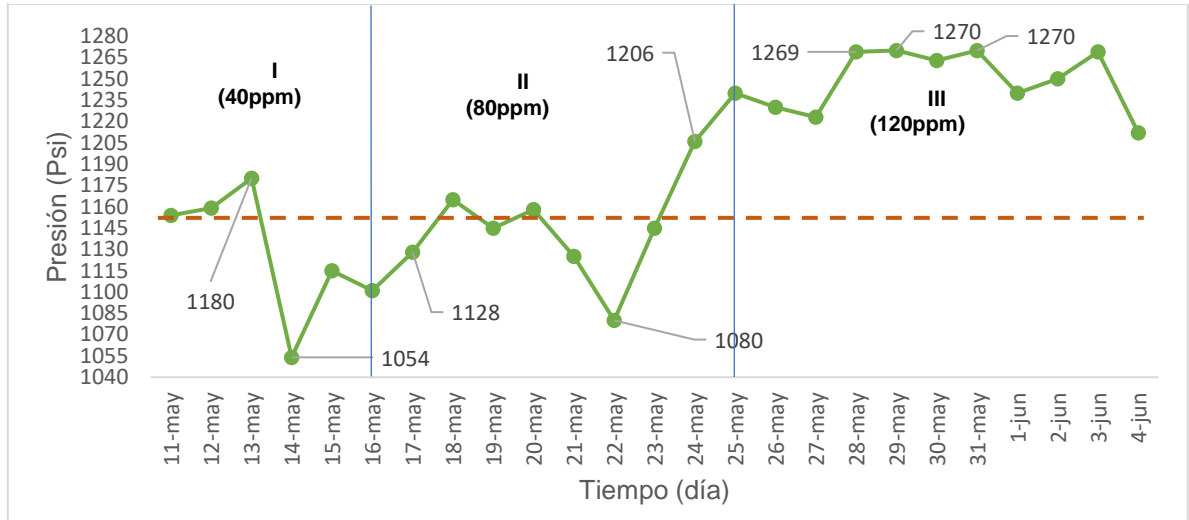
Fuente: elaboración propia con base. en reporte de CEPSA Colombia S.A. Histórico del agua de inyección.

Sin embargo estos resultados de incremento del Caudal no pueden ser tomados en cuenta sin comparar con los requerimientos de operación como es el caso de la presión.

Los resultados de presión en la cabeza de pozo tiene un comportamiento similar al Caudal, con una estabilización de los datos durante la tercera etapa, sin embargo, al ser un tratamiento de limpieza y encontrarse retirando las obstrucciones que se presenta en el sistema se esperaría que la presión disminuya cuando se tenga un incremento del caudal, debido a que las barreras que se presentaban en el interior del sistema para el fluido deberían ser menores, pero se consigue un efecto contrario donde se obtiene un aumento de presión como se evidencia en la gráfica 4.

De otra manera al aplicar el tratamiento se busca alcanzar condiciones más estables de operación, en donde los resultados son coherente con respecto a la caída de presión tal como se evidencia para cada una de las etapas donde se logran ΔP de 175, 160 y 53 Psi respectivamente, esta menor caída de presión nos indica una condición más estable durante el desarrollo de la operación en la tercera etapa que representa la meseta que se obtiene en la gráfica 4.

Gráfica 4. Presión cabeza de pozo vs tiempo en el periodo de prueba.



Fuente: elaboración propia con base. en reporte de CEPESA Colombia S.A. Histórico del agua de inyección.

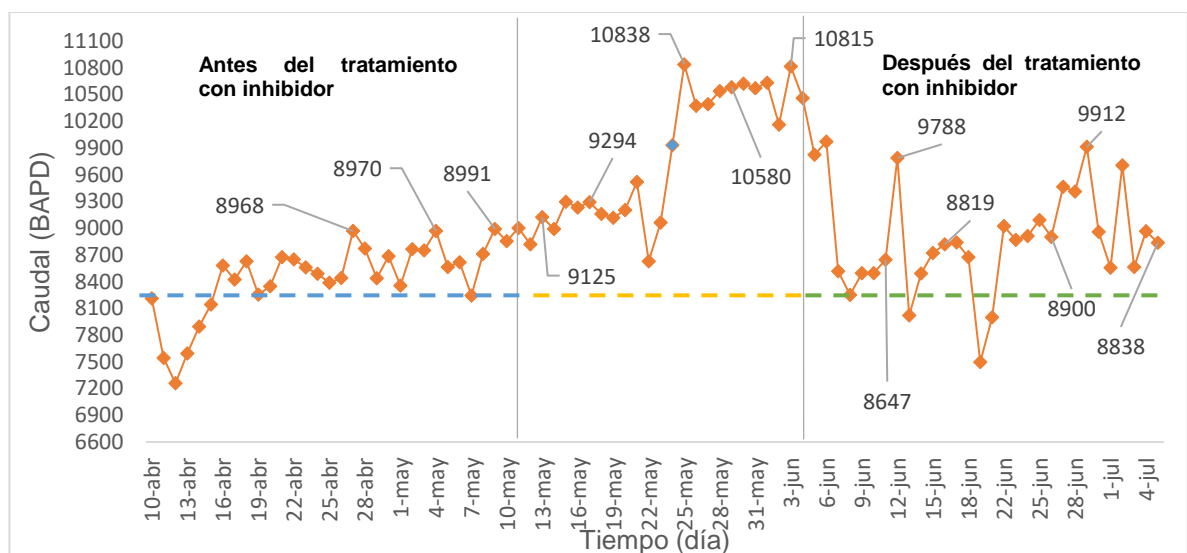
En la gráfica anterior, la presión presenta un decremento del 2% en la primera etapa, un incremento de 0,06% en la segunda y un incremento 9% en la tercera, según las dosis suministradas. Hay que acotar que la pretensión de la investigación es medir el caudal a una presión estable, en la práctica esto no es totalmente cierto por el efecto que se tiene de la cabeza de presión del tanque de almacenamiento sobre las bombas, además no se tiene una línea independiente para este pozo inyector, lo que ocasiona que haya influencia en el flujo por las líneas de los otros pozos inyectores generando posibles problemas de preferencia de flujo en el sistema.

4.3.2 Análisis de la operación del sistema. La situación de operación del sistema, el flujo inyectado maneja un caudal inferior a los 8,000 BAPD; durante la prueba para mejorar la inyectividad, se requiere que el volumen inyectado incremente; la aplicación de los tratamientos se hace con un caudal media de inyección de 9,398 BAPD en la segunda etapa , y hasta valores máximos de 9912 BAPD posterior a la suspensión del producto tratante, el caudal de inyección se sostiene en valores superiores al inicio de la prueba como son de 8,838 BAPD derivada de una respuesta por parte mayor presión de operación durante el tratamiento empleado.

El comportamiento del pozo analizado se muestra en la gráfica 5., donde la recta punteada representa la línea base del caudal (8,100 BAPD), y se obtiene incrementos variables de flujo de hasta 21% durante el tratamiento y un incremento del 10% para el flujo posterior al tratamiento.

Se tiene como referencia de análisis los reportados por la literatura por Hilfiger et al.,⁷⁵ Un tratamiento con un incremento resultante del flujo de inyección de 25.16 ($Q_{\text{incremento}}$ cerca al 50%) BAPD en 4 meses y PÉREZ, D et al.,⁷⁶ con un incremento de 855.4 BAPD ($Q_{\text{incremento}}=140\%$) en un periodo de 3 meses. En comparación con los resultados de la prueba, se logra un valor medio del incremento de flujo de inyección de 477 BAPD ($Q_{\text{incremento}}=6\%$), durante una prueba de 25 días de tratamiento, por lo tanto, es un resultado comparable a nivel del caudal en pozos inyectoras, lo que no es comparable con las condiciones de la formación y operación de los campos.

Gráfica 5. Caudal de inyección vs tiempo, seguimiento de operación antes, durante y después de la prueba.



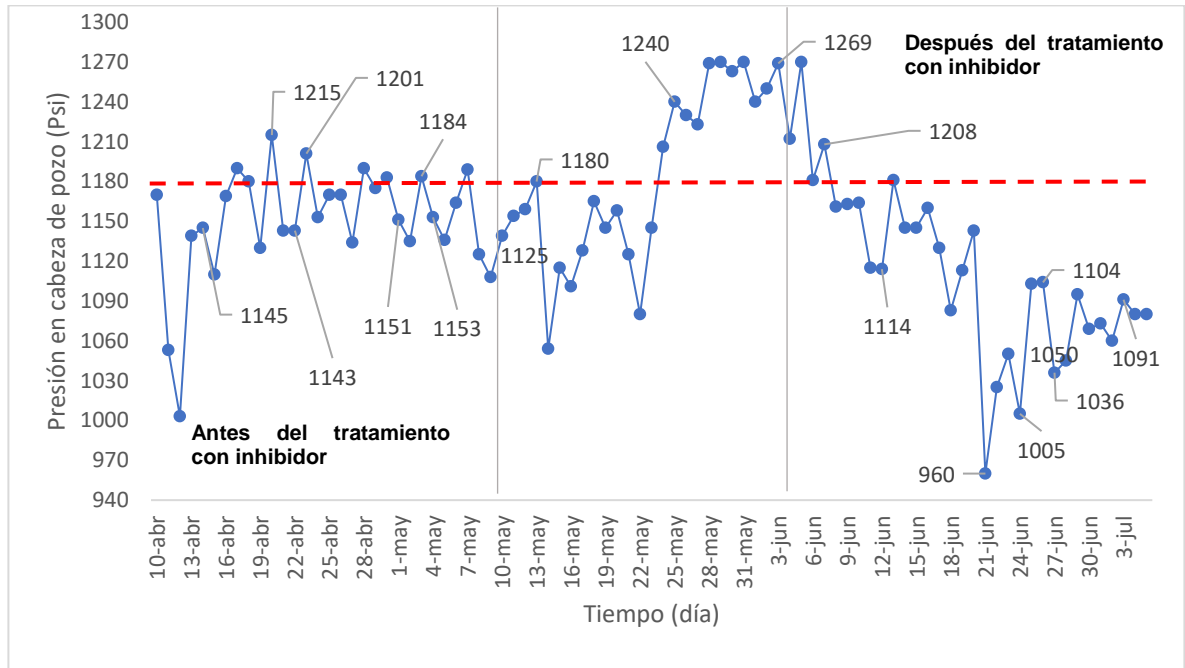
Fuente: elaboración propia con base. en reporte de CEPESA Colombia S.A. Histórico del agua de inyección.

En el comportamiento de la presión a través del proceso de inyección (Ver gráfica 6.), la presión en el periodo previo al tratamiento se mantiene cercana a los 1,150 Psi teniendo mínimas variaciones, en el desarrollo de la prueba se obtiene un incremento del 3% generando un mayor consumo de energía para la inyección del fluido, adicionalmente se identifica una disminución de presión con la suspensión del producto, el valor promedio de la etapa fue aproximadamente 1,108 Psi representando un porcentaje de decremento del 4%.

⁷⁵ HILFIGER, M.G., STEWART, S.A and ANSARI, A. Op cit., p.7.

⁷⁶ PÉREZ, D; RÍOS, J. Op Cit, p.72

Gráfica 6. Presión en cabeza de pozo vs tiempo de periodos de operación.

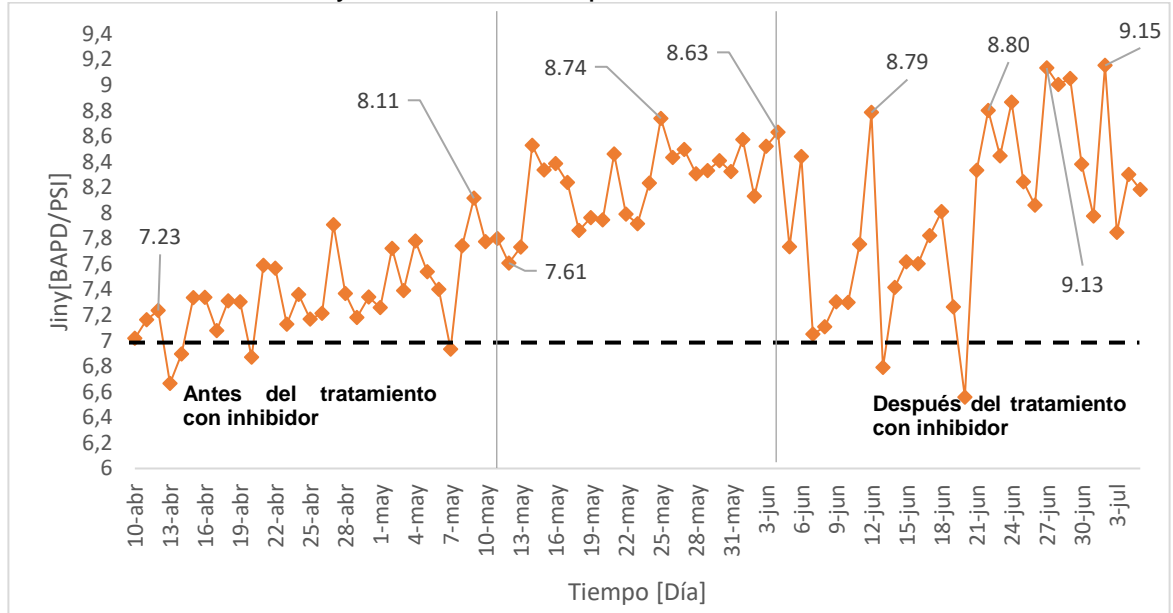


Fuente: elaboración propia con base. en reporte de CEPESA Colombia S.A. Histórico del agua de inyección.

Al hacer la comparación entre las gráficas del proceso P, Q vs tiempo de periodos de operación, se encuentra que en el periodo posterior al tratamiento se logra disminuir la presión y aumentar el flujo de agua que se dispone en la formación receptora del pozo C3, este comportamiento no se obtiene de manera continua a través de este periodo, pero se encuentra en diferentes días por ejemplo, se requería 1,201 Psi para disponer 8,561 BAPD antes de la prueba y posterior a ella para disponer 8,562 BAPD fueron necesarios 1,091 Psi, logrando una mejora en el proceso de inyección al disponer la misma tasa con una presión.

4.3.3 Análisis de la inyektividad del pozo C3. En el ANEXO D. se recopila los cálculos de inyektividad para los periodos del proceso analizado y establecidos como previo, durante y posterior del tratamiento, donde se presenta en resumen los valores en el gráfico 7. Este se encuentra dividido en tres franjas que representan cada uno de los periodos de operación.

Gráfica 7. Índice de inyectividad vs tiempo.



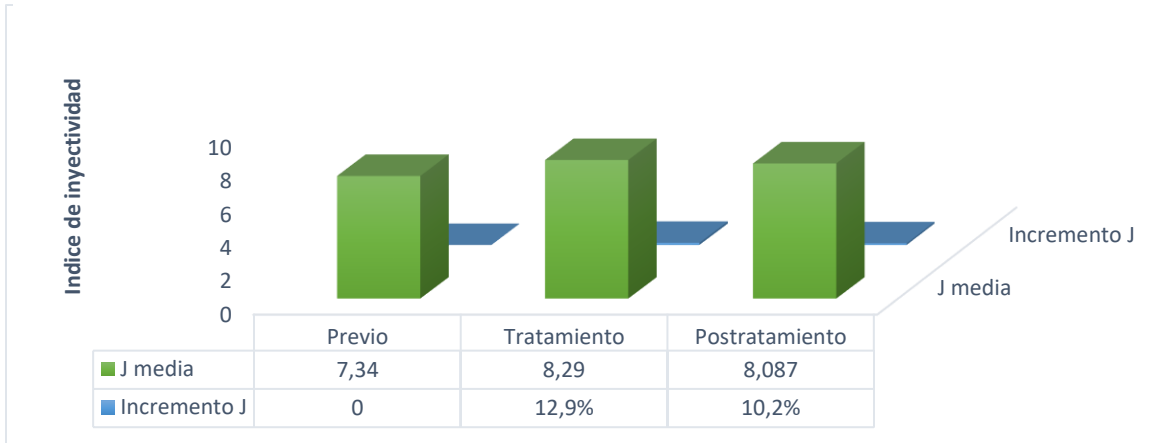
Fuente: elaboración propia con base. en reporte de CEPSA Colombia S.A. Histórico del agua de inyección.

Hay que tener en cuenta que por medio de la inyectividad se identifica el éxito de la prueba, en los resultados obtenidos no se observa una mejora continua del índice, y se encuentra una tendencia de los datos a su valor inicial (J alrededor de 7), que se da por la influencia directa de la presión.

Del gráfico anterior se resaltan los siguientes aspectos (Ver gráfica 8.):

- El valor medio de la inyectividad en el estado actual (sin tratamiento) es $J=7.34$.
- El valor medio de la inyectividad durante el tratamiento es de $J=8.29$ con un incremento de la inyectividad del 12.94%.
- El valor medio de la inyectividad pos tratamiento en un periodo de 30 días es $J=8,1$; con un incremento de la inyectividad del 10.2%.

Gráfica 8. Inyectividad obtenida (J) e incremento.



Fuente: elaboración propia con base. en reporte de CEPESA Colombia S.A. Histórico del agua de inyección.

En cuanto al comportamiento de la inyectividad se evidencia un aumento en comparación con la línea base y el periodo previo a la prueba piloto tras la suspensión del tratamiento, como se menciona anteriormente la inyectividad media lograda fue de 8.1%; se obtiene que el mejor estimado de inyectividad es aproximadamente 9 con un incremento de inyectividad mayor al 10%, este comportamiento está dado en días donde la operación alcanza un incremento medio del caudal del 18% y una presión con un ΔP de 59 Psi, que se detalla en el siguiente ítem:

- El sistema de inyección del pozo C3 está demostrado que puede operar a una presión media de 1,059 PSI y un caudal de inyección medio de 9,622.5 BAPD. Con los cuales se obtiene un índice de inyectividad de 9 y un incremento del 24%, en la tabla 5. , se evidencia que se puede tener esta capacidad de operación en el pozo C3, pero se demostró que el cumplimiento de esta operación fue durante 5 días posteriores al tratamiento.

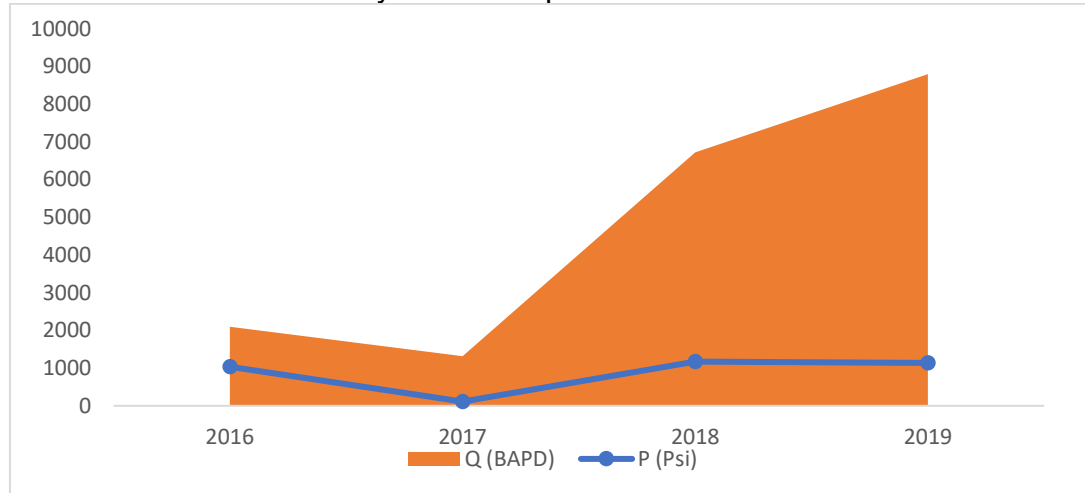
Tabla 5. Datos prueba de pos tratamiento.

Caudal (BAPD)	Presión (Psi)
9,464	1,036
9,410	1,045
9,912	1,095
9,704	1,060
9,622.5	1,059

Fuente: elaboración propia.

Al revisar el histórico de inyección del pozo de los años 2016 a 2019 a presiones de bombeo similares a las mostradas en la tabla 5. , guardan un bajo desempeño como se aprecia en la gráfica 9.

Gráfica 9. Histórico de inyección del pozo C3.



Fuente: elaboración propia con base en reporte de CEPESA Colombia S.A Histórico del agua de inyección por pozo. 2019.

En el año 2019, los valores muestran un desempeño significativo con respecto a los años anteriores, teniendo como base un rango de presión de 1,030 a 1,060 Psi que es el rango de mejor operación que se logra después del tratamiento.

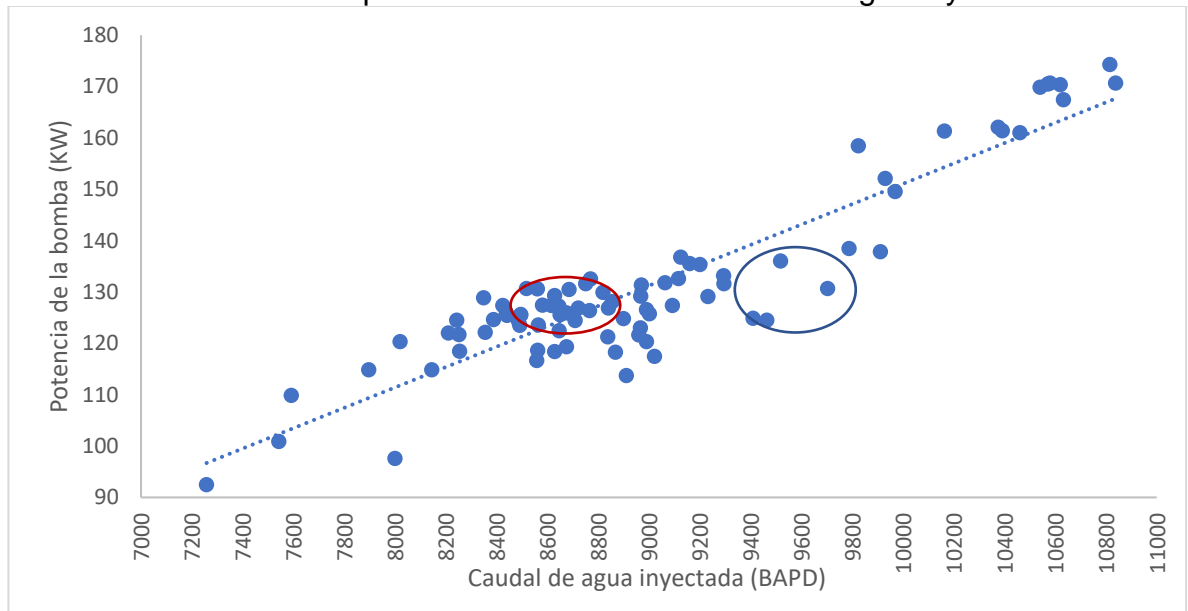
Los autores Hilfiger et al., Pérez, d et al, con base en el análisis de índice de inyectividad con respecto a los valores reportados de presión y caudal, exponen un incremento del índice de inyectividad 294% y 144% en un periodo de prueba de 3 y 4 meses de tratamiento con el inhibidor, estos resultados nos indican que el periodo de la prueba en el estudio es reducido y por ende los resultados pueden verse afectados, haciendo una comparación en ese mismo orden los resultados esperados en 30 días sería de 98% y 28.8% en la mejora de inyección por lo tanto los resultados del tratamiento no son significativos verificándose que la prueba no es exitosa para replicarla en la actividad de la operación.

Por otra parte, con base en los resultados totales del tratamiento, se puede inferir que con la presión media (1,059 Psi) no disminuyo proporcional al caudal medio obtenido (9,622.5 BAPD) durante un periodo suficientemente sostenible, que para el caso es el periodo post-tratamiento, es decir, no se sostuvo la inyectividad esperada, se evidencia que solo se obtuvo 4 de los 30 días dentro del rango estudiado, lo que determina que para la evaluación de la inyectividad es bueno como valor absoluto porque se demuestra una mejora, pero no es suficientemente exitoso por el bajo incremento del caudal (6%).

4.3.4 Análisis económico del tratamiento. En la siguiente gráfica, se muestra la relación entre la potencia de la bomba y el caudal de agua inyectado, que tiene un comportamiento lineal, en donde se muestra que a mayor caudal de agua inyectada mayor potencia de la bomba se va a requerir para su disposición, por eso la necesidad de tener una operación a condiciones estables.

Se ve un conglomerado de datos que representa la mayor cabida del proceso en términos de potencia y tasa de flujo inyectado, que se encuentran entre los rangos de 120-130 kW y 8,400-8,800 BAPD (Ver figura 10.), si se toma el caudal medio del mejor estimado alcanzado en la operación 9,622.5 BAPD a nivel de cálculos se estima en 130 KW, demostrando que al ganar estabilidad en la bomba el gasto energético obtenido es menor, a pesar de ganar capacidad de inyección en el pozo.

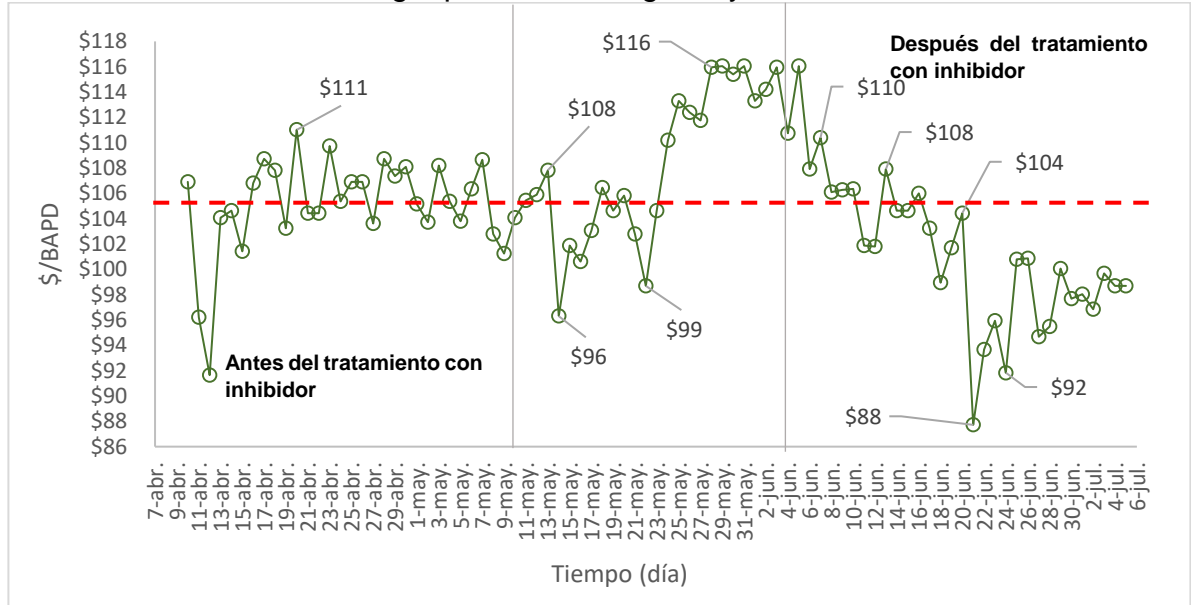
Gráfica 10. Potencia requerida de la bomba vs caudal de agua inyectada



Fuente: elaboración propia con base. en reporte de CEPESA Colombia S.A. Histórico del agua de inyección.

Adicionalmente en la gráfica 11., se cuenta con la relación del costo de energía consumida por barril de agua inyectada promedio en los periodos de operación evaluados, en el tratamiento el costo es de \$ 113 y posterior al tratamiento es de \$101, donde se mantiene un incremento en el índice de inyectividad del 10%.

Gráfica 11. Costo de energía por barril de agua inyectada.



Fuente: elaboración propia con base. en reporte de CEPESA Colombia S.A. Histórico del agua de inyección.

A mayor índice de inyectividad se debería obtener un menor costo energético en el sistema, con respecto al gráfico anterior el comportamiento al realizar la comparación del costo de energía por cantidad de agua inyectada se obtiene una disminución en los costos del proceso al requerir una menor presión para inyectar el fluido en la formación, esto se evidencia en la gráfica donde el costo se ve influenciado por la operación de la bomba teniendo un comportamiento igual al de la gráfica 6, demostrando la dependencia de la presión en este tipo de sistemas.

Si se tiene en cuenta el valor objetivo de la operación tiene un costo de inyección de agua objetivo de COP 96.84/ BAPD, a nivel energético en consumo de energía consumida diario representa un costo total diario de COP 931,799 para inyectar 9,622.5 BAPD.

En cuanto la operación actual el costo de inyección medio es de COP 105.16/ BAPD y el costo del consumo energético es de COP 887,968.98, si se tuviera en cuenta el costo por el caudal objetivo el consumo energético diario sería de COP 1,011,869 para inyectar 9,622.5 BAPD.

5. ANÁLISIS Y RESULTADOS

Una vez definido por la compañía que el incremento del caudal de inyección no es significativo para declarar la prueba exitosa, se procede a determinar las probables causas por las cuales el producto inhibidor no cumplió su funcionalidad. Para este análisis se parte de las características del agua de disposición, el agua de formación, el tipo de formación; las características de la interacción o variación de los factores del medio acuoso y el medio poroso; Se parte del conocimiento de que variación de la temperatura, presión y entorno del medio, genera alteraciones en la solución que influyen en la formación de precipitados e incompatibilidades entre los productos que se encuentran interactuando.

Esta interacción de medio acuoso, se da al entrar en contacto el agua con el producto tratante y la superficie del medio poroso, donde se esperaría toda clase de reacciones, bien sea que produzcan precipitados insolubles; estas sustancias son indeseables porque provocan la reducción de la permeabilidad de la formación rocosa, el taponamiento de los pozos y pueden causar además la formación de incrustaciones en las bombas y líneas del agua; o que se vea disminuido la eficiencia del producto, esto puede darse por tiempo, concentración, presión, temperatura, entre otras variables. Que en este caso no pueden ser medidas directamente, sino que se infiere su eficiencia por resultados indirectos.

5.1 AGUA DE DISPOSICIÓN Y DE FORMACIÓN

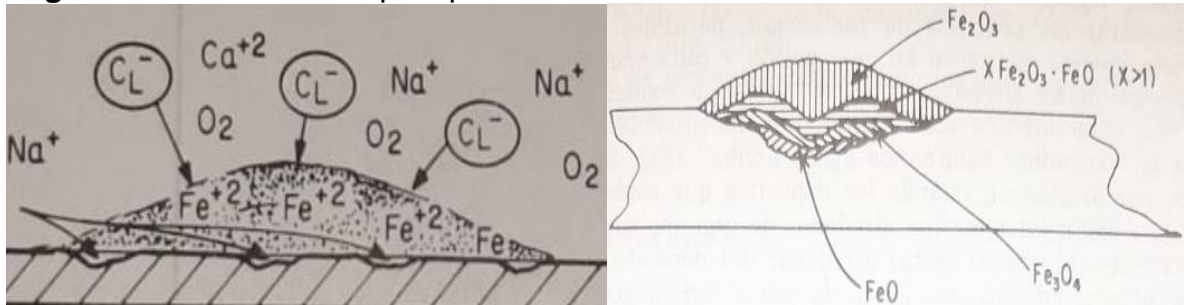
Se tienen en cuenta el agua de disposición y de la formación, porque hacen parte de las condiciones de operación del sistema; al ser la primera, el fluido que se está transportando para disposición y la interacción entre estos dos tipos de agua, ocasionar algún tipo de reacción que afecte la disposición final del agua.

En el capítulo 3, se muestra una caracterización del agua del efluente de la PTARI , que es la misma a inyectar, sobre un análisis realizado a comienzos del año 2019 que se muestra en el ANEXO F, en esta el agua cuenta con un pH neutro (7.71), con presencia de iones cloruros (28mg/L), calcio (4.32mg/L), magnesio (2.62mg/L), sodio (252mg/L) y bario (0.207mg/L) y contenido de aceite, con una salinidad de 270.14 mg/L, es un agua blanda y cuenta con una dureza de 21.6mg/L. Esta agua tiene una tendencia de agua a ser corrosiva.

La tendencia del agua corrosiva se da por los iones presentes en el fluido y la interacción entre ellos, tales como sulfatos, hierro, cloruros, carbonatos/bicarbonatos, que al reaccionar y en condiciones propicias pueden dar como resultado la formación de precipitados en el interior del sistema. Estos pueden generar de igual manera corrosión en el sistema; esto ha sido evidenciado por la presencia de hierro en la muestra del depósito que ha sido analizada (Capítulo 2.)

que indicando corrosión en el sistema, acción que puede ser apreciada gráficamente en la Figura 17.

Figura 17. Formación de precipitados.



Fuente: KEMMER, Frank. N., & McCALLION, John. Nalco. Manual del agua, su naturaleza, tratamiento y aplicaciones Tomo II. México: McGraw-Hill, inc., p.20-7,20-13.1998.

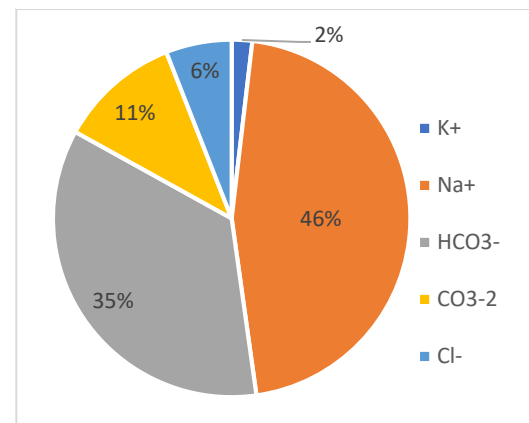
La composición y contenido de iones en el agua de formación, es importante para el estudio de las incrustaciones minerales; por el posible intercambio iónico entre el medio acuoso y el agua de la formación. El análisis fisicoquímico del agua del yacimiento en la formación C7-M (2010) se evidencia en la Tabla 6.

Tabla 6. Análisis físico químico del agua de formación.

CATIONES	mg/L	ANIONES	mg/L
Ba ⁺²	<0.005	HCO ₃ ⁻	165
Ca ⁺²	<0.15	Br ⁻	<1.0
Fe ⁺²	0,6	CO ₃ ⁻²	25
Mg ⁺²	<0.01	Cl ⁻	16
K ⁺	5.5	I ⁻	<2.0
Na ⁺	80	SO ₄ ⁻²	1.2
Salinidad mg/L		173	
Conductividad mS/cm		265	
pH		8.55	

Fuente: CEPESA Colombia S.A. con base en Análisis fisicoquímico Agua.

Gráfica 12. Iones presentes en el agua en Meq/l%.



Fuente: CEPESA Colombia S.A. con base en Análisis fisicoquímico Agua.

Esta agua de formación se caracteriza por tener muy baja dureza, es decir que por ser un agua blanda, debería requerir una menor cantidad de producto químico para el tratamiento avocado en la prueba, además es un agua con una muy alta alcalinidad de 177mgCaCO₃/L (Alk>147.6), condición que favorece las condiciones de operación de alta presión sobre la roca de la formación.

Siguiendo con la caracterización del agua de formación, en la gráfica 12., Se muestra la proporción en meq /L de los distintos iones del agua; representada y resaltada de manera visual por un exceso de sodio y bicarbonato, dando lugar a un agua tipo bicarbonato de sodio (base), este exceso se confirma en el siguiente recuadro (Tabla 7.), que expone la composición del agua con base en la clasificación de Sulin⁷⁷, por tipo, grupo y clase de agua que compone el agua de la formación.

Tabla 7. Tipo de agua de la formación por clasificación de Sulin.

TIPO DE AGUA			GRUPO	CLASE		
Na/Cl>1	Sulfato de Sodio	$(Na^+-Cl^-)/SO_4^{2-}<1$	Bicarbonato	S1	salinidad primaria predominante	$d<a$
	Bicarbonato de Sodio	$(Na^+-Cl^-)/SO_4^{2-}>1$	Cloruro	S2	Salinidad secundaria	$d=a$
Na/Cl<1	Cloruro de Magnesio	$(Na^+-Cl^-)/Mg^{+2}<1$	Sulfato	S3	Salinidad terciaria	$d>a, d<(a+b)$
	Cloruro de Calcio	$(Na^+-Cl^-)/Mg^{+2}>1$		A1	Alcalinidad primario	$d=(a+b)$
				A2	Alcalinidad secundaria	$d>(a+b)$

Fuente: elaboración propia con base en análisis físico-químico. CEPISA Colombia S.A.

El análisis parte de la relación $Na/Cl >1$, donde $Na/Cl = 7.7$, indica que predomina el sodio y este exceso se combina con bicarbonato, que determina que el agua es de tipo bicarbonato de sodio al cumplir con la relación $Na^+-Cl^-/SO_4^{2-} >1$, donde $(Na^+-Cl^-)/SO_4^{2-}=121.14$, y grupo: S1, S3, S2, que expresan los constituyentes que se encuentran disueltos en el agua de manera generalizada,⁷⁸ en donde:

- S1: Predomina la salinidad primaria, compuesta por Sulfatos y cloruros alcalinos
- S2: Predomina la salinidad secundaria compuesta por Sulfatos y cloruros alcalinotérreos
- S3: Predomina la salinidad terciaria, compuesta por sulfatos y cloruros de hierro y aluminio y ácidos fuertes libres.

Se continua con la caracterización mediante los índices de saturación de Ryznar (IS) y Langelier (ISL), estos permiten conocer el efecto del agua sobre las superficies y predecir el potencial de corrosión y/o incrustación que maneja, e

⁷⁷ COLLINS, Gene A. Geochemistry of oilfield waters. Classification of oilfield waters. Elsevier Science. 1975, p. 254.

⁷⁸ Ibid., p. 254.

identificar el tipo de agua que se presenta: incrustante, corrosiva o neutra; al hacer una aproximación de los índices se tiene en cuenta que el agua de la formación es altamente corrosiva con tendencia incrustante, tal como se resalta en gris en la tabla 8., se muestra la clasificación y la respectiva indicación.

Tabla 8. Clasificación del agua de formación, según índices de incrustación.

ÍNDICE	VALOR	CLASIFICACIÓN	INDICACIÓN
IS	7.85	<5.5	Formación de incrustaciones pesadas
		5.5-6.2	Formación de incrustaciones
		6.2-6.8	Agua neutra
		>6.8	Agua con tendencia corrosiva
ISL	0.26	ISL<0	Agua no saturada con respecto a carbonato de calcio(CaCO ₃)
		ISL=0	Agua considerada neutral, no existe formación de incrustaciones.
		ISL>0	Agua súper saturada con respecto a carbonato de calcio (CaCO ₃), Posible formación de incrustaciones

Fuente: elaboración propia, con base en COLOMBIA. AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES (ANLA). la Resolución 1314/2014.(31 de octubre de 2014). Por la cual se modifica una licencia ambiental global y se toman otras determinaciones. Bogotá, D.C. 2014

De igual manera que con la caracterización del agua tratada, el agua de la formación presenta una tendencia corrosiva e incrustante, esto se da por la reacción del bicarbonato/Carbonato con los iones presentes en las aguas (Mg²⁺, Ca²⁺, Fe²⁺, Ba²⁺), pues la interacción de estos compuestos generan incrustaciones minerales como BaSO₄, MgCO₃, FeCO₃, CaCO₃ y subproductos de corrosión como el óxido de hierro (Fe₂CO₃).

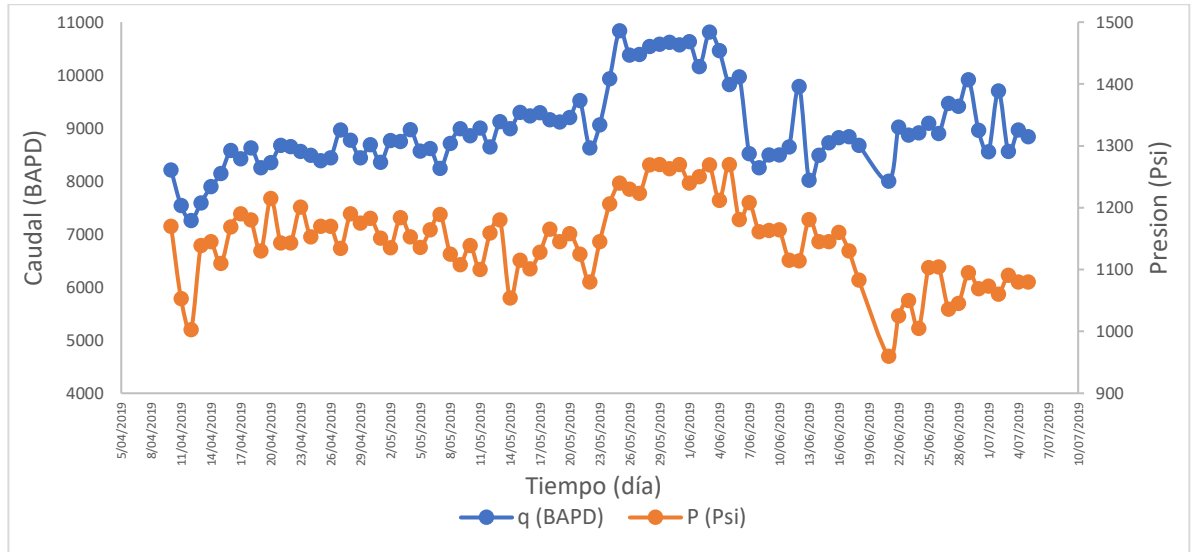
En cuanto a la revisión del agua por su Salinidad, el agua de inyección con 270 mg/L y el agua de la formación con una salinidad con 173 mg/L, favorece una baja probabilidad de hinchamiento de arcillas o de incompatibilidad química⁷⁹ que se da por el intercambio de iones o cambios de salinidad, esto se puede explicar por el fenómeno de la presión osmótica donde el flujo se mueve de menor concentración al de mayor concentración de esta manera las arcillas presentes en la formación no aumentan su volumen al no adsorber o llenarse del agua que se dispone a través de la inyección.

5.2 PRUEBA PILOTO

⁷⁹ KEMMER, Frank N. y McCALLION, John. TOMO III, Op. cit., p.43-9

El análisis del desempeño del inhibidor en el sistema de inyección, durante la prueba piloto representada en la Gráfica 13. Q, P vs. Tiempo., se visualiza el comportamiento de los estados previo y posterior al tratamiento y el periodo de aplicación.

Gráfica 13. Caudal- Presión vs tiempo.



Fuente: elaboración propia con base. en reporte de CEPISA Colombia S.A. Histórico del agua de inyección.

Como se mencionó en el capítulo 4., la prueba piloto es el medio por el cual se verifica el rendimiento del producto tratante al estarse evaluando la acción de limpieza del inhibidor, que se debería reflejar a partir del aumento del caudal y la disminución de las caídas de presión del sistema, en donde no se evidencia este efecto, y se obtiene el siguiente comportamiento:

- A. Durante el periodo de aplicación se evidencia una mejora del caudal del 30% pero no se logra asegurar la integridad del pozo hablando términos de presión, porque en lugar de disminuir las caídas de presión se logra un aumento del 9%, generando el efecto contrario al esperado para el tratamiento, debido a que al efectuarse la limpieza y de estar ocurriendo la remoción, se debería tener una menor fricción o un mayor diámetro para el paso del fluido, es decir, menores restricciones durante la inyección.
- B. El incremento de caudal es proporcional al incremento de la presión, en tal sentido no se aprecia el efecto del tratamiento sobre el sistema, además no se evidencia primero un cambio de caudal con una caída de presión estable y segundo un caudal estable como resultado de una menor caída de presión.

- Se encuentran caudales similares, en donde se alcanza una disminución en la presión, se evidencia en la Tabla 9.

Tabla 9. Comparación de Q similares Vs. Variación de Presión en diferentes periodos.

Previo Tratamiento			Post Tratamiento		
Día	Q(BAPD)	P(Psi)	Día	Q(BAPD)	P(Psi)
19/04/2019	8,255	1,130	08/06/2019	8,252	1,161
21/04/2019	8,675	1,143	18/06/2019	8,676	1,083
23/04/2019	8,561	1,201	03/07/2019	8,562	1,091
27/04/2019	8,968	1,134	04/07/2019	8,966	1,080

Fuente: elaboración propia.

- Efectivamente se evidencia que en el periodo post tratamiento, hubo días que el comportamiento del caudal incremento, y no fue proporcional al aumento de la presión, como se muestra en la tabla anterior, y la presión alcanza valores cercanos estables, cumpliendo el comportamiento de la primera situación, pero estos días con este comportamiento son muy pocos, del orden de cuatro o cinco. Se encuentran presiones similares, en donde se muestra el aumento del caudal, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 10. Comparación de variación de Q Vs. P similares en diferentes periodos.

Previo Tratamiento			Posterior Tratamiento		
Día	Q(BAPD)	P(Psi)	Día	Q(BAPD)	P(Psi)
12/04/2019	7,258	1,003	24/06/2019	8,911	1,005
11/04/2019	7,543	1,053	23/06/2019	8,868	1,050
19/04/2019	8,255	1,130	17/06/2019	8,840	1,130
14/04/2019	7,897	1,145	14/06/2019	8,491	1,145
18/04/2019	8,629	1,180	13/06/2019	8,020	1,181

Fuente: elaboración propia.

En esta tabla no se tiene ni presión ni caudales estables, por lo que no se genera ninguna de las situaciones y se observa una mayor variación.

- Estas variaciones se atribuyen a una reacción por parte del producto en la superficie de la línea de inyección que permite incrementar el paso de flujo, pero no asegura la efectividad de limpieza del producto, ni continuidad de la respuesta del inhibidor.
- El aumento de la tasa de inyección fue de 477 BAPD correspondiente al 6% del agua depositada con un decremento de presión del 4%, esta comparación se da entre el periodo previo y posterior al tratamiento, en términos de inyectividad se alcanza un aumento del 10%.

Al hacer el seguimiento al indicador del índice de inyectividad, se evidencia la influencia de la variabilidad de la presión y su relación con el caudal que da como respuesta:

- Antes de inyección caudal bajo, presión baja el índice es bajo ($J \leq 7$).
- En días que se tiene caudal alto pero se presenta una presión alta de inyección el índice es bajo ($8 \geq J > 7$).
- En días que se tiene un caudal Alto con presiones bajas de inyección, el índice es alto ($9 \geq J > 8$).

Por ello se demuestra que la prueba, es dependiente de las superficies de la línea, bomba, y medio poroso; si durante la prueba se realizó la limpieza, se debería aumentar la inyectividad continua por la remoción de los depósitos de los poros y las superficies, pero no se obtiene la continuidad esperada, ni sostenibilidad de las variables de Caudal y presión; que se atribuye a la poca eficiencia del producto tratante.

- E. En la etapa posterior a la prueba, se alcanza un buen comportamiento en el sistema, pero como se ha mencionado este no es sostenible ni significativo durante la etapa evaluada; de los 30 días solo cuatro alcanzan un valor de operación de caudal de 9,622 BAPD y una presión aproximada de 1,059 Psi, este pequeño periodo alcanzo estabilidad de operación de las variables y un índice de inyectividad de 9, en donde sus cambios P tienen menor variación y aumento de caudal. No obstante esta mejora en la inyectividad, no es significativa frente a las propiedades físicas de la formación (arenosa, alta permeabilidad) que la hacen con un potencial de gran receptora.

5.3 AGUA - ACEITE - SÓLIDO.

En un sistema de limpieza en donde actúan las moléculas de agua, depósito y sólido (superficies), se presentan diferentes equilibrios a través de este proceso por su interacción, según Morton et al.⁸⁰, se pueden tener los siguientes escenarios:

⁸⁰ MORTON, S. A., KEFFER, D. J., COUNCE R. M., DEPAOLI D. W., HU M. Z-C. Thermodynamic Model for the Prediction of Contact Angles of Oil Droplets on Solid Surfaces in SDS Solutions. New York: Marcel Dekker., 2003. p.2820-2821.

Tabla 11. Equilibrios en procesos de limpieza.

Escenario	Equilibrio
Producto tratante como monómero en solución libre y en solución micelizada.	Surfactante _{solución} ↔ Surfactante _{micela}
Producto tratante como monómero adsorbido en la interfaz aceite/solución.	Surfactante _{solución} ↔ Surfactante _{aceite/solución}
Producto tratante como monómero adsorbido en la interfaz sólido/solución.	Surfactante _{solución} ↔ Surfactante _{sólido/solución}
El aceite se adsorbe en la superficie sólida o se encuentra en la fase continua.	Aceite _{líquido} ↔ Aceite _{sólido/aceite}
El agua se adsorbe en la superficie sólida o se encuentra en la solución.	Agua _{solución} ↔ Agua _{sólido/solución}

Fuente: elaboración propia, con base en MORTON, S. A., KEFFER, D. J., COUNCE R. M., DEPAOLI D. W., HU M. Z-C. Thermodynamic Model for the Prediction of Contact Angles of Oil Droplets on Solid Surfaces in SDS Solutions. 2003.

Por lo tanto en el proceso de inyección se cumplen los equilibrios anteriores, en mayor o menor medida según la fase en la que se encuentre, en el sistema evaluado antes de la aplicación del tratamiento se ubican los dos últimos equilibrios donde el agua se encuentra en solución y es adsorbida por la formación además el aceite se encuentra en la solución y en las superficies del sistema común sólido depositado, Morton⁸¹ afirma que el aceite libre en la solución puede dividirse de ella por la baja miscibilidad de las sustancias.

De los tres primeros equilibrios no se tiene conocimiento de su estado en la aplicación del tratamiento, pero este se encuentra en solución en el fluido de disposición al momento de la aplicación, adicionalmente no se tiene certeza si las dosificaciones suministradas en el desarrollo de la prueba permiten la formación de las micelas, que son las que ayudan en el proceso de limpieza.

Al aplicar el tratamiento en el sistema y darse la homogenización de agua a disponer con el producto, hay que tener en cuenta que no debe afectar el pH del fluido inyectado o bajar demasiado su alcalinidad⁸², ya que el medio va a ver afectado sus superficies y pueden repercutir en el comportamiento del inhibidor como se aborda en el capítulo 3.

⁸¹ Ibid. p. 2821.

⁸² CAIRN ENERGY. Technical purchase Specification of SCHMOO REMOVER Oil field Chemical Product. [En línea]. [Consultado: 27 de junio de 2020]. Disponible en: https://www.cairnindia.com/EOIDocLibrary/Schmoo_Remover_EOI_Newspapers_0.pdf

Es importante investigar el papel de las condiciones de campo como temperatura, salinidad y pH en la estabilidad del producto que se aplica⁸³, debido a que estas variables pueden cambiar el funcionamiento del producto tratante y afectar la formación de la emulsión O/W y su viscosidad, hay que tener en cuenta que el mecanismo de eliminación del depósito que se abarca es por medio de la emulsión.

Tabla 12. Efecto de las variables sobre inhibidor.

VARIABLE	INHIBIDOR IÓNICO	CURVATURA DEL SURFACTANTE
Aumento temperature	Favorece la emulsión O/W	
Aumento salinidad	Disminuye la cabeza, por lo que desestabiliza la emulsión O/W	
Alcoholes de cadena corta	Favorece la emulsión O/W	
Hidrocarburos de bajo peso molecular	Disminuye la cabeza, por lo que no favorece al O/W	

Fuente: elaboración propia, con base en The Fate of Oilfield Corrosion Inhibitors in Multiphase Systems.

En la tabla 12. Se observa las condiciones que afectan la curvatura que adquiere el producto, en nuestro caso favorece tener la cabeza del tensoactivo orientada hacia la fase continua (Agua) y la cola hacia los depósitos, para envolver el depósito en el interior de la micela que se forme, y su dispersión en la solución este comportamiento se da cuando se obtiene un emulsión O/W.

- La salinidad es una variable importante, al tener una baja salinidad como la que se maneja (270 mg/l), primero se debería favorecer la mezcla del producto en el fluido porque por la solubilidad con el agua y de otra manera permitir la formación de emulsión O/W como lo indica Al -Yaari M, et al.,⁸⁴ en su estudio, afirma que al ocurrir una inestabilidad de la emulsión se genera un precipitado que conlleva a un incremento de la viscosidad y una mayor fricción en el sistema, por la interacción entre las gotas ⁸⁵ y por ende un aumento de las caídas de presión a través del sistema.

⁸³ CHATURVEDI, Krishna and SHARMA, Tushar. Rheological analysis and EOR potential of surfactant treated single-step silica nanofluid at high temperature and salinity. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, vol.196, p. 3-6.

⁸⁴ AL- YAARI, M., et al. Pressure drop reduction of stable emulsion: role of aqueous phase salinity. Society of Petroleum Engineers. 2013, p. 5.

⁸⁵SALAGER, J.L., BRICENO, M and BRACHO, C.L. Heavy hydrocarbon emulsions. Making use of the state of the art in formulation engineering. Encyclopedic Handbook of Emulsion Technology. 2001. 55 p.

Otro autor a tener en cuenta es Qutubuddin, et al.,⁸⁶ estudia la relación de la salinidad y el pH, y afirma que es posible contrarrestar los cambios de salinidad con los cambios de pH y así mantener valores bajos de tensión interfacial que permiten la eliminación de los depósitos, esto indica que es importante evaluar el comportamiento de las variables en manera conjunta, para evidenciar qué efectos tienen sobre la remoción del depósito y el comportamiento con la superficie mineral, de igual manera para el caso de la temperatura y presión.

- La temperatura influye en la solubilidad y el comportamiento del flujo a través del medio poroso, en donde la solubilidad de un fluido aumenta con la temperatura y disminuye con el aumento de la presión ($T \geq T_K$ y $P \leq P_C$)⁸⁷, el incremento de la temperatura permite la disminución de la tensión superficial y del tamaño de la burbuja en nuestro caso gota⁸⁸, afectando la formación de las micelas y por lo tanto la solubilidad del depósito como su mojabilidad.

A nivel de la presión se afecta la solubilidad porque no puede incrementarse por encima de la presión crítica, que es aquella que puede generar un fenómeno de desprendimiento de finos en la formación⁸⁹ por la acción erosiva del flujo; la formación CM-7 está compuesta de arenas y por ello es sensible al fenómeno de desprendimiento de finos, que ocasiona el incremento de sólidos en suspensión e incremento de la pérdida de inhibidor.

En cuanto a la estructura molecular y concentración del inhibidor son factores que afectan de igual medida el comportamiento del tratamiento, autores como Horsup y Hilfiger et al., en su estudio abordan cual es el impacto de estas variables sobre la suciedad depositada y el efecto sobre la tensión superficial,

- En el estudio de Horsup et al.,⁹⁰ mencionado en el capítulo 3, se resalta las moléculas nitrogenadas como sitio activo en el paquete inhibidor como amonio cuaternario y amina grasa (AMF), en donde se ve el impacto de la estructura en la limpieza del aceite con respecto a la tensión superficial y el ángulo de contacto.

⁸⁶ QUTUBUDDIN, Syed and MILLER, Clarence. Phase behavior of pH-dependent microemulsions. 1984, vol, 101, p.46-58.

⁸⁷ TANAKA, Mitsuru. Thermodynamics of solubility of surfactans in water. En: *J.Oleo Sci.* 2005., vol. 54, no. 5, p. 259-271.

⁸⁸ SHARMA, M.K., SHAH, D.O., and BRIGHAM, W.E. La influencia de la temperatura en la superficie y las propiedades microscópicas de las soluciones tensioactivas en relación con la eficiencia de desplazamiento de fluidos en medios porosos. En: *Revista AIChE* .1985., p. 222-223.

⁸⁹ ZABALA ROMERO. Modelo fenomenológico para escalar a yacimiento el impacto sobre la producción de hidrocarburos del daño de formación por migración de finos. En: *Revista, Fuente: el reventón energético*. 2016. vol. 14., no. 1, p.103-114.

⁹⁰ HORSUP, D., DUNSTAN, T and CLINT, J. Op. cit., p.534-540

En la tabla 13. Se muestran los resultados obtenidos de tensión superficial para retirar la respectiva muestra (hidrocarburos, asfáltenos, hierro y arena).

Tabla 13. Concentración (ppm) y Tensión superficial media.

Inhibidor (Sitio activo)	50-100 ppm	200-500 ppm
Amina cuaternaria	$\gamma=24.1\text{mN/m}$	$\gamma=20.3\text{mN/m}$
Amina grasa (AMF)	$\gamma=2\text{mN/m}$	$\gamma=1,6\text{mN/m}$

Fuente: elaboración propia con base en HORSUP, DI., DUNSTAN, TS., and CLINT, J S. Breakthrough Corrosion Inhibitor Technology for Heavily Fouled Systems. CORROSION. 2009, vol. 65, no. 8., p.534-540.

En este caso el producto apropiado sería el AMF donde se puede lograr un mejor efecto a una menor concentración, porque al tener una menor tensión superficial más fácil será la remoción del depósito.

- Mientras que Hilfiger et al.,⁹¹ en su estudio utiliza un rango amplio para la concentración del producto tratante (soluble en aceite/dispersable en agua), según el problema que presente el pozo tratante, como se observa en la tabla 14.

Tabla 14. Prueba de Campo de estudios similares a nivel de uso.

Prueba Campo 1	Prueba Campo 2	Prueba Campo 3
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Campo de baja producción-recuperación de pozo. ▪ Inyección a 500 ppm ▪ Después de 4 meses: Disminuye 16% la presión y Aumenta 50% el Caudal. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mantiene presión y caudal. ▪ Alcanza protección de corrosión, por inspección visual (3 meses después) se logra remoción del depósito. ▪ Dosis: 120ppm, 50 y 65ppm, en orden de prueba. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Problema de Corrosión ▪ Dosis de 100 ppm (1mes), 50ppm (2 semanas), 40 ppm (2 semanas) y 35 ppm.

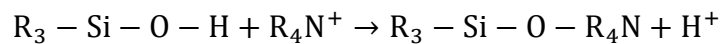
Fuente: elaboración propia con base en HILFIGER, M.G., STEWART, S.A and ANSARI, A. Water Injection Enhancement through a Novel Oil-Soluble/Water-Dispersible Combination Cleaner and Corrosion Inhibitor. En: *Society of petroleum Engineers*. 2011. 7 p.

La pérdida del tensoactivo se puede dar por diferentes mecanismos: adsorción del producto, precipitación o degradación; está perdida también se encuentra

⁹¹ HILFIGER, M.G; STEWART, S.A and ANSARI, A. Op. cit., p.7-9.

influenciada por el tipo de surfactante, la concentración de surfactante, pH, salinidad y temperatura.⁹²

- Las superficies minerales son sensibles al pH del medio por su ionización como se menciona en el capítulo 3., como se ha mencionado la arenisca tiene una carga superficial negativa que se mantiene al tener una solución alcalina, si tenemos en cuenta que el inhibidor contiene compuestos de amonio cuaternario (R₄N)⁺, estos tendrían una afinidad alta a la superficie mineral, en donde se puede llevar a cabo la adsorción del producto por el intercambio iónico, formando un enlace entre el grupo silanol con el amonio cuaternario, esta interacción se muestra en la reacción siguiente:



Con respecto al primer equilibrio, los tensioactivos se pueden adsorber en la superficie como monómero cuando la concentración no es la adecuada, y en este estado se tiene una mayor facilidad de adsorción por la superficie de sílice, generando pérdidas del producto por el sólido; este fenómeno de igual manera se puede presentar en la fase acuosa por las micelas formadas, disminuyendo la cantidad del producto que se desplaza por el sistema.

La precipitación del producto, también está influenciada con la salinidad, como se mencionó anteriormente el agua maneja en formación y deposición es blanda y de baja salinidad, por lo que se va a tener una baja interacción de iones que provoquen una reacción de precipitación.⁹³

La tensión superficial es importante para la remoción de los depósitos en el sistema y se verá afectada tanto por el tipo de inhibidor como por la dosificación suministrada para el tratamiento, actuado sobre el estado de agregación en el que se encuentre el producto (monómero / micela) y su comportamiento, como se evidencio se requieren bajas tensiones interfaciales para lograr la dispersión del depósito en la solución; además el tamaño de la gota que se obtiene tras su dispersión, modifica la viscosidad de la emulsión.

Para llevar a cabo un análisis a profundidad de estas variables, se debe llevar a cabo pruebas de laboratorio, tales como inundación por núcleos en diferentes dosificaciones, que permitan determinar la concentración optima del inhibidor, y probar diferentes opciones de productos tratantes a las condiciones de operación del sistema. Dentro de un análisis que simule las condiciones de campo y las

⁹² BELHAJ, A.F.,et.al. The effect of surfactant concentration, salinity, temperature, and pH on surfactant adsorption for chemical enhanced oil recovery. En: *Petrol Explor Prod Technol.* 2020, p.125-137.

⁹³ CROSS, John and SINGER, Edward.J. Cationic Surfactants Analytical and Biological Evaluation: A. adsorption at solid surfaces. PubMed. 2003, vol. 53, p.7.

posibles respuestas que se pueden obtener, como permitir determinar la formación de precipitados que obstruyen las gargantas de los poros y por ende aumenta la resistencia al flujo.⁹⁴

En la prueba de campo llevada a cabo en el pozo C3, se maneja diferentes dosificaciones de 40ppm, 80ppm y 120ppm, estas son las aplicadas por recomendación del proveedor, de acuerdo con la patente US 2015/0011453 A1 estas dosis se encuentran dentro de los rangos para tratamientos continuos que son entre 10ppm-200ppm y entre 10ppm-500ppm,

De igual manera en la patente US 2015/0011453 A1 para productos (limpiador/inhibidor) como es nuestro caso, se alcanza una remoción aproximada del depósito mayor o igual a 8%, 13% y 21% a dosificaciones de 50ppm, 100ppm y 200ppm correspondientes, si se hace la comparación con los resultados obtenidos en campo durante la aplicación no se tiene la cuantificación del porcentaje que se removió, sin embargo, al observar el comportamiento de la operación en los periodos evaluados, se puede decir que no se alcanzan esos porcentajes de remoción, porque el incremento de inyección y caudal posterior a la prueba son apenas del 10% y 6% , donde se evidencia que el aumento no es significativo y tampoco se alcanza una integridad en las caídas de presión en el sistema, básicamente el producto permite el paso del fluido sea mayor durante la prueba al presentar aumentos del caudal durante su aplicación pero indica que en la formación se presentan problemas de taponamiento que no fueron remediados con el tratamiento.

Esta baja eficiencia puede estar relacionada con pérdidas del producto, esto conlleva a que se genere un gasto mayor en su aplicación, pues va a requerir una mayor cantidad de producto en el proceso efectuado sin conseguir un beneficio en la operación.

⁹⁴ REGE, Sunil. D and FOGLER, H.S. Competition among flow, dissolution, and precipitation in porous media. *AIChE J.*, vol. 35, p.1177-1185. doi:10.1002/aic.690350713.

6. ANÁLISIS FINANCIERO

El análisis económico del tratamiento químico en el pozo de disposición final C3, involucra los beneficios económicos representados por un ahorro energético consecuencia de la mejora en la inyectividad y por ende menor consumo de energía y se contrapone con los egresos del tratamiento directa y exclusivamente del costo del tratamiento químico, en razón a que los demás costos operacionales son independientes de los del tratamiento, al ser considerados propios del proceso de inyección del agua como tal, con o sin tratamiento.

6.1 COSTO TRATAMIENTO QUÍMICO

El costo de tratamiento del inhibidor por galón se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 15. Costo de inhibidor por galón.

Inhibidor orgánico	Precio (COP/gal)
Producto A	\$ 75,459

Se determina el consumo del tratamiento día y por etapa según las distintas dosis (Ver tabla 16.)

Tabla 16. Cantidad de producto consumido día y por etapa.

Dosis [ppm]	Gal /día	Gal /etapa
40	15.14	75.70
80	31.58	315.78
120	53.00	529.95
TOTAL GALONES		921

Fuente: elaboración propia.

Con la cantidad de tratamiento consumido y el costo del producto por unidad de volumen, se calcula el costo total del tratamiento por día y por etapa de tratamiento, según la ecuación 8., costos que se muestran en la tabla 17.

Ecuación 8. Costo de la prueba

$$\text{Costo tratamiento} = \frac{COP}{Gal} * N^{\circ} \text{ total Gal}$$

Fuente: elaboración propia.

Tabla 17. Costo tratamiento por día y por etapa.

Dosis [ppm]	\$/ día	\$/ etapa
40	\$ 1,142,385	\$ 5,711,926
80	\$ 2,382,841	\$ 23,828,407
120	\$ 3,998,957	\$ 39,989,569
Total COP		69, 529,903

Fuente: elaboración propia.

El mayor costo del tratamiento, se incrementa tal como se incrementa la dosis de tratamiento, esto en la búsqueda de una dosis efectiva para que el tratamiento pueda ser replicado; ahora como la prueba no fue exitosa, esta dosis no pudo ser definida y por lo tanto no se da lugar a un costo periódico de tratamiento químico que permita configurar una línea de flujo de caja para determinar indicadores financieros y económicos, como lo son Retorno de la inversión o si este gasto de tratamiento es amortizable en un periodo de tiempo. Sin embargo con resultados obtenidos se pueden derivar algunos indicadores de la prueba como lo son el costo de tratamiento por caudal de inyección para cada dosis en particular, ejercicio expuesto en la Tabla 18.

Tabla 18. Costo del inhibidor por caudal de inyección en cada etapa de tratamiento.

Dosis [ppm]	\$/BAPD
40	127
80	254
120	380

Fuente: elaboración propia

Otro aspecto a tener en cuenta como análisis financiero, es el costo del tratamiento químico con la prueba, que es de COP 69, 529,903; que si se compara con tratamientos alternativos como es el caso de la estimulación llevados a cabo para mejorar el rendimiento de un pozo, cuyo costo oscila entre los \$ USD100, 000 - 150,000, equivalente a COP 330, 000, 000 - COP 495, 000,000. Cifras dentro de una brecha no comparable, que demuestra porque los tratamientos químicos tienen una mayor preferencia.

6.2 COSTO ENERGÉTICO DEL PROCESO.

Una expectativa con la aplicación del tratamiento químico es la reducción de los costos energéticos en el sistema de inyección, para ello se tiene en cuenta tres tiempos de operación para llevar a cabo el seguimiento de la prueba y observar el impacto obtenido, que se denominan como: previo, aplicación y posterior al tratamiento. La mejora en la inyección con la aplicación redundante en un mayor rendimiento de la bomba, por ende en un menor consumo energético y sobre este ahorro se basa el beneficio o entradas en el flujo de caja económico.

Se toma como datos de insumos, el costo de la unidad de energía (Kw-h), que tiene como tarifa la empresa de energía de la localidad que provee el fluido eléctrico a la Estación; el consumo de energía promedio por cada periodo de prueba (E); se determina el costo total de energía por periodo de prueba y por la totalidad del tratamiento (\$E), que se resumen en la tabla 19.

Tabla 19. Determinación costo de energía.

\$ /Kw-h	300
$E=P(Kw)*t(h)$	
$\$E=\text{Consumo de Energia (E)} * \$/Kw-h$	

Fuente: elaboración propia.

En términos de energía por barril de agua inyectada, se alcanza una disminución del costo energético del 3% y del 8% teniendo en cuenta el mejor estimado de operación, el costo de operación por barril de agua inyectada en los periodos de prueba, como se expone en la Tabla 20.

Tabla 20. Costo de energía por barril de agua inyectada.

Tiempo operación	\$/BAPD
Previo	105
Aplicación	113
Posterior	102
Mejor estimado	96.84

Fuente: elaboración propia.

Del resultado de la inyectividad promedio, se obtuvo un incremento del 6% de agua inyectada y una disminución energética del 2%. El costo energético por promedio día y por periodo evaluado, que se determinan en la tabla 21.

Tabla 21. Costo de energía por periodo de prueba y costo de energía por barril de agua inyectada.

Periodos de prueba	\$E promedio / día	\$E / periodo	BAPD
Previo a la prueba	\$ 888,754	\$ 27,551,389	8,444
Aplicación	\$ 1.061.338	\$ 26,533,454	9,365
Posterior a la prueba	\$ 899,028	\$ 26,970,851	8,921

Fuente: elaboración propia.

Si se hace este ejercicio con el mejor estimado y su comportamiento se llevara a cabo, con el costo por 4 días que presentaron el mejor desempeño como costo objetivo, el análisis del ahorro energético para la operación objetivo comparado los precios de la energía en los dos casos, se obtiene un ahorro de energía diario, expuesto en la Tabla 22. Costo energético de inyección:

Tabla 22. Costo energético de inyección día.

Costo energético inyección	
Actual	\$ 1,011,869
Objetivo	\$ 931,799
ahorro día	\$ 80,070

Fuente: elaboración propia.

Si se extiende este ahorro en el tiempo, con el mejor estimado y su comportamiento se llevara hasta el final del contrato de asociación del campo, el ahorro energetico se expone en la Tabla 23. Ahorro de energia de Inyección.

Tabla 23. Ahorro de energía de inyección.

Ahorro de Energía			
Día	Mes	Año	2029
\$ 80,070	2,404,100	\$ 29,225,412	\$ 263,028,704

Fuente: elaboración propia.

En el analisis económico, en este caso como el tratamiento no fue exitoso, este no se puede replicar y por tanto no se puede generar un flujo de caja periódico; que en caso de haber sido el tratamiento exitoso el periodo de replicacion seria el tiempo durante el cual se obtiene un comportamiento sostenible. Sin embargo para efectos puntuales de comparar los beneficios obtenidos por ahorro energético se aproxima el periodo de la prueba al periodo de un mes (COP 2,404,100); contra los egresos por el costo del tratamiento (COP 69,529,903), esta comparación demuestra unos costos no amortizables en el tiempo y se asume como un gasto operacional de consumibles durante la operación del sistema de inyección.

7. CONCLUSIONES

- La prueba de inyección con tratamiento químico para la limpieza del sistema del pozo C3, alcanzó un incremento en el índice de inyectividad cercano al 10% ($J=8$), con un incremento de Volumen de inyección del 6% ($Q=477\text{BAPD}$) y decremento de presión de 4%, resultados considerados no suficientes para determinar el tratamiento exitoso. Pues dadas las características físicas intrínsecas de la formación esta es una formación receptora de alta permeabilidad.
- El depósito de materia “schmoo” actúa como agente adherente en la tubería del sistema y en los poros de la formación receptora y provoca en estos un efecto tensoactivo, en areniscas y algunos materiales arcillosos como los presentes en la formación carbonera C7-M, formando una película que impide el paso del fluido, esta acción conocida como daño de formación, no pudo ser corregida por parte del inhibidor, aunque el efecto tensoactivo no es posible demostrarse mediante la prueba.
- El análisis del agua de formación vs. El agua de inyección, han arrojado aguas blandas, con tendencia corrosiva y precursoras de incrustaciones en las superficies por la presencia de los iones presentes en ellas, que forman precipitados.
- La salinidad del agua de formación es menor a la de inyección, garantiza que la roca no adsorba el agua y no se pueda generar el fenómeno de hinchamiento de arcillas, efecto que generaría mayor taponamiento.
- La selección del inhibidor como producto tratante de la prueba de inyección en el campo, cumplió con los lineamientos teóricos requeridos para este tipo de depósito mixto (muestra) y de medio acuoso, de acuerdo con la prueba de laboratorio realizada por el proveedor.
- En comparación con valores reportados en la literatura el incremento obtenido está por debajo del 10% en un tiempo mayor de comparación, que infiere que el resultado de la prueba no depende del tiempo de aplicación sino de la efectividad del producto sobre las condiciones del sistema.
- Las condiciones del sistema como medio alcalino y alta temperatura favorecen el efecto del inhibidor como generador de emulsiones O/W, estas contribuyen a una pérdida del producto en la fase acuosa ocasionando disminución de la cantidad de inhibidor presente y disponible para actuar sobre la superficie.

- Las características de la formación compuesta por arenas finas, la hacen sensible a la acción erosiva del agua de inyección con alta presión, este efecto aporta finos que incrementan los sólidos en suspensión, esto también incrementa la pérdida del inhibidor por la adsorción del producto en los sólidos suspendidos y por ende disminuye su disponibilidad sobre la superficie de la roca.
- El producto cumple con la condición de mojar las superficies por agua, es soluble en el fluido inyectado, pero tiene una alta afinidad por las superficies, generando pérdidas por sólidos.
- La baja efectividad del producto se puede ocasionar porque el amonio cuaternario no tiene un buen rendimiento con sustancias orgánicas.
- El volumen de agua aumenta durante la aplicación, se evidencia una relación proporcional a la presión, por tal no se ve reflejado el efecto del rendimiento del producto.
- La inclusión de esta formulación química no es viable, debido a que el rendimiento del producto debe reflejarse en la mejora continua de la inyectividad.
- El comportamiento del tratamiento químico ha demostrado su acción sobre el flujo, al manifestar un incremento durante su aplicación, pero la relación caudal vs. Presión, ha demostrado que no remueve los depósitos presentes en la garganta de los poros, situación de daño en la formación por sólidos, agregación de hidrocarburos e incrustaciones de iones que han disminuido la permeabilidad de la formación y continuar con la baja inyección del pozo C3.
- El uso del tratamiento químico aplicado además de no haber sido exitoso, es económicamente no amortizable con los beneficios energéticos obtenidos.

8. RECOMENDACIONES

- Identificar y caracterizar el tipo de compuestos orgánicos que se encuentran dentro de la muestra sólida recuperada de las bombas de inyección con un mayor detalle; a través de algunos análisis como WAT, SARA, Curvas reológicas y emulsiones con el fin de obtener el mejor tipo de tratamiento químico a aplicar.
- Realizar las pruebas correspondientes para determinar cuál inhibidor tiene el mejor desempeño con respecto a los depósitos que se encuentra en el sistema y evaluar diferentes clases de inhibidores a nivel de pruebas de laboratorio sobre núcleos de la formación y mirar efecto de precipitación y flujo del fluido.
- Realizar análisis PVT para evaluar la compatibilidad química, la reología del fluido y la deposición de sólidos.
- Realizar un diseño de experimentos para evaluar el efecto de las variables (Temperatura, salinidad, concentración y pH) sobre el comportamiento del producto tratante o productos seleccionados para la limpieza de depósitos de hidrocarburos en líneas de flujo y rocas areniscas.
- Verificar el historial de las pruebas de inyección de los pozos para determinar las pérdidas en los índices de inyectividad causados por este fenómeno de precipitación de sólidos.
- Realizar pruebas de laboratorio con diferentes productos tratantes, reconocidos por la industria de los hidrocarburos a condiciones del pozo y descartar la recomendación del proveedor.
- El tratamiento de limpieza con ácido inorgánico en este tipo de formación no es recomendable, ni la más efectiva debido a que los compuestos que taponan no siempre son solubles en estas sustancias y al contrario se puede generar un mayor taponamiento (Hinchamiento de arcillas).
- Analizar el uso de surfactantes no iónico como Alquil poli glucósidos o alquil etoxilato a nivel laboratorio para comparar el rendimiento con respecto a los inhibidores catiónicos como amidas, aminos y amonios cuaternario (resultado observado en esta tesis) y revisar cómo afecta la disociación de los iones en las superficies aceitosas y su rendimiento en el desprendimiento de las escamas orgánicas/inorgánicas.
- Implementar cupones en las superficies de la tubería para realizar el seguimiento a la corrosión del sistema y probar sus beneficios para inhibir la corrosión.

BIBLIOGRAFÍA

ABBASI, J., et al. A simulation investigation of performance of polymer injection in hydraulically fractured heterogeneous reservoirs. En: *J Petrol Explor Prod Techno*.2016. 8 p.

Advanced converter. Conversion barril por día a metro cúbico por hora.[En línea]. [Consultado:]. Disponible: <https://www.advancedconverter.com/es/conversion-de-unidades/convertir-flujo/barriles-por-dia-a-metros-cubicos-por-hora>

Agencia nacional de hidrocarburos (ANH). Llanos Orientales [Poster]. Open round Colombia 2010. [En línea]. 2010. [Consultado: 10 de Noviembre de 2020]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)

Al- TAQ, Ali A., et al. Maintaining Injectivity of Disposal Wells: From Water Quality to Formation Permeability. Society of Petroleum Engineers. 2017, citado por CARPENTER, Chris. Maintaining Injectivity of Disposal Wells: From Water Quality to Formation Permeability. [Online] En: *Journal of Petroleum Technology*. 2018, vol. 70, 2 p. [Review: 6 de Agosto de 2019]. Available from: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-0218-0070-JPT>

AL- YAARI, M., et al. Pressure drop reduction of stable emulsion: role of aqueous phase salinity. Society of Petroleum Engineers. 2013. 11p.

AMERICAN WATER WORKS ASSOCIATION (AWWA) Concrete pressure pipe. Manual of water supplies M9. p. 24.

AMIRIANSHOJA, T, et al. A comparative study of surfactant adsorption by clay minerals. En: *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2013, vol 101, p. 21-27.

Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC). Manual de perforación de IADC. Detección y monitoreo de corrosión. Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC).2015, Vol. 1 y 2., ed.12.

BARREDA TRUJILLO, Ángel Urbano. Método práctico de obtención de potencia y eficiencias de unidades de bombeo en operacion. [En línea].En: *RIHA*. 2012. vol. 33., no. 3. P 86-97.[Consultado: 3 de septiembre de 2020].Disponible en :http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1680-03382012000300007

BELHAJ, A.F.,et.al. The effect of surfactant concentration, salinity, temperature, and pH on surfactant adsorption for chemical enhanced oil recovery. En: *Petrol Explor Prod Technol*. 2020, p.125-137.

BENNION, Douglas Brant., et al. Injection Water Quality. A Key Factor to Successful Waterflooding. [En línea]. En: *Journal of Canadian Petroleum Technology* (JCPT)

.1994. , 10 p. [Consultado: 3 de Agosto de 2020]. Disponible en: <http://www.hycal.com/old/PDFPapers/Reservoir%20Optimization/Injection%20Water%20Quality.pdf>

BENNION, Douglas Brant., et al. Water Quality Considerations Resulting in the Impaired Injectivity of Water Injection and Disposal Wells. En: *Journal of Canadian Petroleum Technology*.2001, vol 40. 23p. [Consultado: 4 de Agosto de 2019]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/250092676_Water_Quality_Considerations_Resulting_in_the_Impaired_Injectivity_of_Water_Injection_and_Disposal_Wells

CAIRN ENERGY. Technical purchase Specification of SCHMOO REMOVER Oil field Chemical Product. [En línea]. [Consultado: 27 de junio de 2020]. Disponible en: https://www.cairnindia.com/EOIDocLibrary/Schmoo_Remover_EOI_Newspapers_0.pdf

CANACHE, María Alejandra, Ing. Propiedades de las rocas y de los fluidos [Diapositivas]. 2017. 51 Diapositivas [Consultado: 15 de Agosto de 2020]. Disponible en: <https://oilworldtoday.wordpress.com/tag/presion-capilar/>

CASTRO HERNÁNDEZ, Henry Fernando y GÁMEZ MEJÍA, Christian José. Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electro sumergible del campo Cantagallo. Trabajo de grado Ingeniería de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander (UIS).Faculta de ingenieras físico-químicas.2009. 98 p. Disponible en : <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2009/129542.pdf>

CHAUVETEAU, Guy., NABZAR, Lahcen and COSTE, J.P. Physics and Modeling of Permeability Damage Induced by Particle Deposition. [En línea] Lafayette, Louisiana: Society of Petroleum Engineers. 1998., p. 417, [Consultado: 3 de Agosto de 2019]. Disponible en <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-39463-MS>

CHATURVEDI, Krishna and SHARMA, Tushar. Rheological analysis and EOR potential of surfactant treated single-step silica nanofluid at high temperature and salinity. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol 196.

Chemilab. Chemical laboratory. Reporte de resultados de prueba de laboratorio. [En línea]. Bogotá D.C. [Consultado: 2 de diciembre de 2019]. Comunicación personal.

CEPSA Colombia S.A. Informe Anual y de responsabilidad corporativa. 2018.

_____Actividades de mantenimiento de tuberías de línea de flujo. 2020

_____Histórico del agua de inyección por pozo. 2019.

_____Reporte Final del tratamiento. 2019.

_____Reporte final, estudios de fluido de yacimiento. 2014.

- _____ Reporte de producción. Sistema de inyección de Agua. 2019.
- _____ Reporte de resultados agua industrial residual. Diciembre, 2019.
- _____ Reporte resultados de laboratorio Análisis de crudo .2016.
- _____ Reseña. Ingeniería de yacimientos. 2019.
- _____ Skid de inyección de tratamiento químico. 2020

COLLINS, A Gene. Geochemistry of oilfield waters. Elsevier Science. 1975, 495 p.

COLLINS, A Gene and WHRIGHT, Charles C. Chapter 6. Enhanced Oil Recovery Injection Waters. En: Enhanced Oil Recovery, I Fundamentals and Analyses. Elsevier, 1985.

COLOMBIA. AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES (ANLA). Resolución 1314. (31 de octubre de 2014). Por la cual se modifica una licencia ambiental global y se toman otras determinaciones. Bogotá, D.C. 2014. 24 p.

Convertidor de unidades. Conversión libra por pulgada cuadrada a metros de columna de agua. [En línea]. [Consultado:]. Disponible en: <http://www.conversordeunidades.org/presion-pa-atm-bar-mpa-mh20-mmhg-psi.php>

COURSERA. Universidad de Manchester. Corrosion inhibitor Selection/Deployment. [Video]. Protecting the world: Introducing corrosion Science and Engineering. [En línea]. 2019. 15min. [Consultado:]. Disponible en: <https://www.coursera.org/lecture/corrosion/corrosion-inhibitor-selection-deployment-igezL>

CROSS, John and SINGER, Edward.J. Cationic Surfactants Analytical and Biological Evaluation: A. adsorption at solid surfaces. PubMed. 2003, vol. 53, p.7.

DURNIE, William, GOUGH, Mark and DE REUS, Han. Development of Corrosion Inhibitors to Address under Deposit Corrosion in Oil and Gas Production Systems. Houston, Texas: NACE International, 2005.

ECKERT, Richard. Field Guide to Internal Corrosion Mitigation and Monitoring for Pipelines. NACE, 2016, 368 p.

ECOLAB. Tecnología Clean n Core [en línea]. Disponible en: [https://es-la.ecolab.com/solutions/corrosion-prevention#:~:@websolutions=\[Protecci%C3%B3n%20contra%20la%20corrosi%C3%B3n%20en%20yacimientos%20petrol%C3%ADferos\]&f:@webapplications=\[Integridad%20de%20activos\]](https://es-la.ecolab.com/solutions/corrosion-prevention#:~:@websolutions=[Protecci%C3%B3n%20contra%20la%20corrosi%C3%B3n%20en%20yacimientos%20petrol%C3%ADferos]&f:@webapplications=[Integridad%20de%20activos])

ECOLAB. Tecnología Clean n Core [en línea]. Disponible en: [https://es-la.ecolab.com/solutions/midstream-cleaners#:~:@websolutions=\[Limpiadores%20de%20midstream\]&f:@webapplicatio](https://es-la.ecolab.com/solutions/midstream-cleaners#:~:@websolutions=[Limpiadores%20de%20midstream]&f:@webapplicatio)

ns=[Integridad%20de%20activos,Aseguramiento%20de%20flujo,Maximizaci%C3%B3n%20de%20la%20producci%C3%B3n%20del%20yacimiento%20petrol%C3%ADfero,Gesti%C3%B3n%20de%20Midstream]

ECOPETROL S.A. Reporte integrado de gestión sostenible 2018. [En línea]. Bogotá: Ecopetrol S.A., 2019., 697 p. [Consultado: 6 de agosto de 2019]. Disponible en:

<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/ResponsabilidadEtiqueta/InformesGestionSostenibilidad/Informesdegestion>

EPA. Control de inyección subterránea [En línea]. Disponible en: <https://www.epa.gov/uic/class-ii-oil-and-gas-related-injection-wells>

FERNÁNDEZ SALGADO, Yatzirih. Caracterización de las fracciones SARA de crudo proveniente de hidrodesintegración. Trabajo de Grado. Ciudad de México: Instituto Politécnico Nacional. 2017., 82 p. Disponible en: <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/23248/Tesis%20Caracterizaci%C3%B3n%20de%20las%20fracciones%20sara%20de%20crudos%20provenientes%20de%20hidrodesintegraci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

FINK, Johannes Karl. Water-based Chemicals and technology for Drilling, Completion, and Workover Fluids. Gulf Professional Publishing, 2015. 288p.

GARST, A.W. A low-cost method of production stimulation. En: *Journal of Petroleum Technology*. Society of Petroleum Engineers, 1954. vol 6, p. 10-15.

HALLIBURTON. Corrosión operaciones de campo [Diapositivas]. 2006., 25 diapositivas, color.

_____ Estimulación de pozos Operaciones de campo [Diapositivas]. 2006., 35 diapositivas, color.

HAYWARD Industries. FLOW CONTROL: IV SERIES Injection Valves / IQ SERIES Injection Quills. Hayward Industries, Inc. 2016. , p. 2. [Consultado: 11 de Agosto de 2020]. Disponible en: <https://www.haywardflowcontrol.com/assets/documents/flowcontrol/pdf/NPPIVQ0516.pdf>

HILFIGER, M.G., STEWART, S.A and ANSARI, A. Water Injection Enhancement through a Novel Oil-Soluble/Water-Dispersible Combination Cleaner and Corrosion Inhibitor. En: *Society of petroleum Engineers*. 2011. 9 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES (IDEAM). Estudio nacional del agua 2018. [En línea]. Bogotá: Ideam., 2019., 452p,

[Consultado: 5 agosto de 2019]. Disponible en: http://www.andi.com.co/Uploads/ENA_2018-comprimido.pdf

KEMMER, Frank. N., y MCCALLION, John. Nalco. Manual del agua, su naturaleza, tratamiento y aplicaciones Tomo III. México: McGraw-Hill, inc.1998.

LIZARAZO FIGUEROA, J G y OLAYA NOGUERA, E. A. Evaluación técnico financiera del cambio del sistema de levantamiento artificial actual por bombeo hidráulico empleando las condiciones operativas del campo Peguita III. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá: Fundación Universidad de América. 2017. 168 p. Retrieved from <http://hdl.handle.net/20.500.11839/942>

LY, K T., et al. Novel Chemical Dispersant for Removal of Organic/Inorganic "Schmoo" Scale in Produced Water Injection Systems. NACE International, 1998.

LYONS, C.W; PLISGA, G.J; LORENZ, M.D. Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering. Reservoir Engineering. Third edition. Gulf Professional Publishing, p. 226-227.

MESA, Sandra Liliana., et al. Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana [En línea]. En: *Gestión y Ambiente*, 2018. Vol. 21, no.1, p.87-98. [Consultado: 17 de Agosto de 2020]. Disponible en: <https://revistas.unal.edu.co/index.php/gestion/article/view/69792/67011>

MORTON, S. A., KEFFER, D. J., COUNCE R. M., DEPAOLI D. W., HU M. Z-C. Thermodynamic Model for the Prediction of Contact Angles of Oil Droplets on Solid Surfaces in SDS Solutions. New York: Marcel Dekker, inc., 2003. p. 2815-2835.

NALCO. Hoja de datos de seguridad producto Clean n Cor® EC1509A [en línea]. Naperville: Nalco Company. 2010. 11 p. [Consultado: 7 de octubre de 2019]. Disponible en: <http://nebula.wsimg.com/70c120fb9c30b35994c1f743a188e756?AccessKeyId=0C73C9180B472EC38D9A&disposition=0&alloworigin=1>

OGDEN, Becky.L. Water technology: understanding, interpreting, and utilizing water analysis data [En línea]. 12 p. [Consultado: 10 de febrero de 2020] Disponible en: https://pdfs.semanticscholar.org/b2ea/0b595edec21d5f0e4dde809af17fde6929d2.pdf?_ga=2.73329491.1560518044.1597859168-1788808166.1597859168

PALMER, J W., HEDGES, W and DAWSON, J L. Use of Corrosion Inhibitors in Oil and Gas Production. Inhibitor selection strategies [En línea]. London: Maney. 2004., p. 21-36. [Consultado: 19 de Agosto de 2020]. Disponible en Knovel: [https://app.knovel.com/web/view/khtml/show.v/rcid:kpUCIOGPE2/cid:kt003ZAUUD/viewerType:khtml/root_slug:use-corrosion-inhibitors/url_slug:inhibitor-selection-strategies?&b-toc-cid=kpUCIOGPE2&b-toc-url-slug=inhibitor-selection-strategies&b-toc-title=Use%20of%20Corrosion%20Inhibitors%20in%20Oil%20and%20Gas%20Production%3A%20\(EFC%2039\)&page=2&view=collapsed&zoom=1](https://app.knovel.com/web/view/khtml/show.v/rcid:kpUCIOGPE2/cid:kt003ZAUUD/viewerType:khtml/root_slug:use-corrosion-inhibitors/url_slug:inhibitor-selection-strategies?&b-toc-cid=kpUCIOGPE2&b-toc-url-slug=inhibitor-selection-strategies&b-toc-title=Use%20of%20Corrosion%20Inhibitors%20in%20Oil%20and%20Gas%20Production%3A%20(EFC%2039)&page=2&view=collapsed&zoom=1)

PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades del agua. En: Fundamentos de ingeniería de yacimiento. [En línea] Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A., 2009. p. 77-184. [Consultado: 10 de Agosto de 2019]. Disponible en: <https://es.slideshare.net/georgehsterling/fundamentos-de-ingenieria-de-yacimientos-magdalena>

_____ Propiedades de las rocas y los fluidos. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. [En línea]. Maracaibo, Venezuela: Astro data S.A., 2001. p. 35-72. [Consultado: 10 de Agosto de 2019]. Disponible en: <http://www.ing.unp.edu.ar/asignaturas/reservorios/libro%20iny%20agua%20y%20gas.pdf>

PÉREZ, D; RÍOS, J. Tecnologías químicas para recuperación o mantenimiento de la inyectividad y de la integridad en sistemas de inyección Como estrategia complementaria a EOR. En: *Petrotecnia*. 2013. 3 p.

PHILIPPOSIAN, A and MUSTAPHA, L. Tribological Attributes of Post-CMP Brush Scrubbing. [En línea]. En: *Journal of the electrochemical society*. 2004, 5 p. [Consultado: 2 de Julio de 2020]. Disponible en: http://www.cmpconsulting.org/cariboost_files/philipposian_2Btribological_2Battributes_2Bof_2Bpost-cmp_2Bbrush.pdf

QOMARUDIN, Helmy and KARDENA, Edwan. Petroleum Oil and Gas Industry Waste Treatment; Common Practice in Indonesia. En: *J Pet Environ Biotechnol*. 2015. vol. 6, 7 p.

QUTUBUDDIN, Syed and MILLER, Clarence. Phase behavior of pH-dependent microemulsions. 1984, vol, 101, p.46-58.

REGE, Sunil. D and FOGLER, H.S. Competition among flow, dissolution, and precipitation in porous media. *AIChE J.*, vol. 35, p.1177-1185. doi:10.1002/aic.690350713.

SALAGER, Jean Louis. Uso de surfactantes en la industria petrolera. [En línea]. En: *Ciencia e Ingeniería*, vol. 18, no.2, p. 99-101. [Consultado: 12 de julio de 2020] Disponible en: <http://erevistas.saber.ula.ve/index.php/cienciaeingenieria/article/view/493/497>

_____ Uso de los surfactantes en la industria petrolera. Laboratorio de formulación, interfases, reología y proceso [pdf]. Mérida, Venezuela: Universidad de los Andes, 1991. 17 p. Disponible en: <http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S350A.pdf>

SALAGER, J.L., BRICENO, M and BRACHO, C.L. Heavy hydrocarbon emulsions. Making use of the state of the art in formulation engineering. *Encyclopedic Handbook of Emulsion Technology*. 2001. 55 p.

SATTER, Abdus and IQBAL, Ghulam M. Reservoir rock properties. En: *reservoir engineering*. Gulf Professional Publishing. , 2016. p. 29-79.

SEAGER, R J., ACEVEDO, A J., SPILL, F., et al. Solid dissolution in a fluid solvent is characterized by the interplay of surface area-dependent diffusion and physical fragmentation. [En línea]. En: *Sci Rep*. 2018. vol. 8, [Consultado : 15 de Noviembre de 2019]. Disponible en: <https://www.nature.com/articles/s41598-018-25821-x>

SCHLUMBERGER (Slb). Matrix stimulation engineering [Diapositivas]. Cartagena, Colombia: 2006, 36 Diapositivas, color.

_____ La corrosión: la lucha más extensa. [En línea]. En: *Oilfield Review*. 2016. vol. 28, no.2., p. 36-51. [Consultado: 12 de julio de 2020]. Disponible en: <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/03-corrosion-spanish>

_____ Oilfield Glossary en Español, Compatibilidad [en línea]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/compatibility.aspx>

_____ Oilfield glossary: adsorption [En línea] [Consultado: 8 de Noviembre de 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/a/adsorption.aspx>

_____ Oilfield glossary: amina cuaternaria [En línea] [Consultado: 8 de Noviembre de 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/q/quaternary_amine.aspx

_____ Oilfield glossary: arenisca [En línea] [Consultado: 8 de Noviembre de 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sandstone.aspx>.

_____ Oilfield glossary: barril equivalente [En línea] [Consultado: 8 de Noviembre de 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/barrel_equivalent.aspx

_____ Oilfield glossary: dispersión [En línea] [Consultado: 8 de Noviembre de 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/d/dispersion.aspx>

_____ Oilfield glossary: inhibitor [En línea] [Consultado: 8 de Noviembre de 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/i/inhibitor.aspx>

_____ Oilfield glossary: mojabilidad [En línea] [Consultado: 8 de Noviembre de 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/wettability.aspx>

_____ Oilfield Glossary en español, Tensión interfacial [en línea]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/i/interfacial_tension.aspx

Disoluciones químicas. Soluciones [En línea] [Consultado: 8 de Noviembre de 2019]. Disponible en:

https://uft.cl/images/futuros_alumnos/profesores_orientadores/material-pedagogico/Guia_5_Soluciones.pdf

SHARMA, M.K., SHAH, D.O., AND BRIGHAM, W.E. La influencia de la temperatura en la superficie y las propiedades microscópicas de las soluciones tensioactivas en relación con la eficiencia de desplazamiento de fluidos en medios porosos. En: *Revista AIChE* .1985. p. 222-223.

TANAKA, Mitsuru. Thermodynamics of solubility of surfactans in water. En: *J.Oleo Sci.* 2005. vol. 54, no. 5, p. 259-271.

VERA VILORIA, Alfredo. Uso de inhibidores de la industria de hidrocarburos. [En línea]. 2014., 191 p. [Consultado: 12 de julio de 2020]. Disponible en: http://www.acading.org.ve/info/publicaciones/TRABAJOS_INCORPORACION/TI_DARIO_VILORIA.pdf

WANG, Shumeng., et al. Molecular mechanisms for surfactant-aided oil removal from a solid surface. *Applied Surface Science*, 2015, Vol.359, p. 98-105. [Consultado:]. Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0169433215024873>

WANG Yefei, XU Huaimin, YU Weizhao, BAI Baojun, SONG Xinwang and ZHANG Jichao. Surfactant induced reservoir wettability alteration: Recent theoretical and experimental advances in enhanced oil recovery. China University of Petroleum and Springer-Verlag Berlin Heidelberg. 2011, p.465

ZABALA ROMERO. Modelo fenomenológico para escalar a yacimiento el impacto sobre la producción de hidrocarburos del daño de formación por migración de finos. En: *Revista, Fuente: el reventón energético*. 2016. vol. 14., no. 1, p.103-114.

ANEXOS

ANEXO A.

DATOS VARIABLES MONITOREADAS DURANTE EL PROCESO DE INYECCION DE AGUA (PRESIÓN Y VOLUMEN DE AGUA INYECTADA)

Etapa	Fecha	q (BAPD)	P (Psi)								
pretratamiento	10/04/2019	8211	1170	tratamiento	11/05/2019	9002	1100	Despues del tratamiento	5/06/2019	9824	1270
	11/04/2019	7543	1053		12/05/2019	8645	1159		6/06/2019	9970	1181
	12/04/2019	7258	1003		13/05/2019	9125	1180		7/06/2019	8518	1208
	13/04/2019	7592	1139		14/05/2019	8990	1054		8/06/2019	8252	1161
	14/04/2019	7897	1145		15/05/2019	9295	1115		9/06/2019	8495	1163
	15/04/2019	8145	1110		16/05/2019	9232	1101		10/06/2019	8495	1164
	16/04/2019	8581	1169		17/05/2019	9294	1128		11/06/2019	8647	1115
	17/04/2019	8425	1190		18/05/2019	9160	1165		12/06/2019	9788	1114
	18/04/2019	8629	1180		19/05/2019	9117	1145		13/06/2019	8020	1181
	19/04/2019	8255	1130		20/05/2019	9201	1158		14/06/2019	8491	1145
	20/04/2019	8349	1215		21/05/2019	9518	1125		15/06/2019	8722	1145
	21/04/2019	8675	1143		22/05/2019	8629	1080		16/06/2019	8819	1160
	22/04/2019	8650	1143		23/05/2019	9063	1145		17/06/2019	8840	1130
	23/04/2019	8561	1201		24/05/2019	9930	1206		18/06/2019	8676	1083
	24/04/2019	8487	1153		25/05/2019	10838	1240		20/06/2019	7496	1143
	25/04/2019	8388	1170		26/05/2019	10375	1230		21/06/2019	8000	960
	26/04/2019	8441	1170		27/05/2019	10392	1223		22/06/2019	9022	1025
	27/04/2019	8968	1134		28/05/2019	10540	1269		23/06/2019	8868	1050
	28/04/2019	8770	1190		29/05/2019	10580	1270		24/06/2019	8911	1005
	29/04/2019	8439	1175		30/05/2019	10620	1263		25/06/2019	9092	1103
	30/04/2019	8685	1183		31/05/2019	10571	1270		26/06/2019	8900	1104
	1/05/2019	8355	1151		1/06/2019	10632	1240		27/06/2019	9464	1036
	2/05/2019	8766	1135		2/06/2019	10163	1250		28/06/2019	9410	1045
	3/05/2019	8751	1184		3/06/2019	10815	1269		29/06/2019	9912	1095
	4/05/2019	8970	1153		4/06/2019	10461	1212		30/06/2019	8960	1069
	5/05/2019	8565	1136						1/07/2019	8558	1073
	6/05/2019	8616	1164						2/07/2019	9704	1060
	7/05/2019	8243	1189						3/07/2019	8562	1091
	8/05/2019	8710	1125						4/07/2019	8966	1080
	9/05/2019	8991	1108						5/07/2019	8838	1080
	10/05/2019	8856	1139								

Cabe resaltar que se confirma el valor de la presión de la línea base por medio de los datos obtenidos en el histórico, teniendo en cuenta las funciones MIN, DESVESTA, NORMALIZACIÓN en donde se obtienen:

- MIN=1,003 Psi
- DESVESTA= 43
- NORMALIZACION=3.8841
- **P=1,150 Psi**

Para la presión se tiene $P = \text{NORMALIZACION [P]} + \text{Tabla5} [[\# \text{Totales}]; [\text{WHP 'psi'}]]$.
Donde la suma hace referencia al promedio de los datos evaluados desde el 01/01/2019 (1,146 Psi)

El mismo procedimiento se tiene para el índice de inyectividad.

- MIN=7
- DESVESTA= 0
- NORMALIZACION=0.6889
- **J=7 aproximado**

En donde el promedio de datos es 7 y el índice de inyectividad $J = \text{NORMALIZACION [J]} + \text{Tabla5} [[\# \text{Totales}]; [\text{Columna1}]]$

Para el caudal se saca la relación por medio de la formula y se obtiene un valor de **8,100 BAPD.**

Además, los incrementos realizados para la comparación de 49% y 14.4%, se hallan haciendo la relación por el tiempo de prueba y el incremento obtenido respectivamente.

Cálculos:

294%	90días	144%	150días
x	15días	x	15días
49%		14.4%	

ANEXO B.

TABLA DE SEGUIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE LA ENERGÍA

Etapa	fecha	q (m3/s)	P (mca)	HB (kw)	HP	Econsumida	\$/E	q (BAPD)	\$/bapd
pretreatmento	10/04/2019	0,01510915	823,149595	122,007879	163,490557	2928,18909	878456,726	8211	106,985352
	11/04/2019	0,01387996	740,834636	100,873814	135,170911	2420,97153	726291,46	7543	96,2868169
	12/04/2019	0,01335553	705,657303	92,4536069	123,887833	2218,88657	665665,97	7258	91,7147933
	13/04/2019	0,01397012	801,339649	109,821124	147,160307	2635,70699	790712,096	7592	104,150698
	14/04/2019	0,01453136	805,560929	114,834818	153,878656	2756,03564	826810,691	7897	104,69934
	15/04/2019	0,01498771	780,936795	114,820658	153,859681	2755,69578	826708,735	8145	101,498924
	16/04/2019	0,01578999	822,446049	127,396758	170,711655	3057,52219	917256,656	8581	106,893912
	17/04/2019	0,01550294	837,220528	127,327682	170,619094	3055,86437	916759,311	8425	108,814162
	18/04/2019	0,01587832	830,185062	129,314861	173,281914	3103,55667	931067,002	8629	107,899757
	19/04/2019	0,01519012	795,007729	118,468116	158,747276	2843,23479	852970,438	8255	103,327733
	20/04/2019	0,01536309	854,809195	128,829909	172,632079	3091,91783	927575,348	8349	111,100173
	21/04/2019	0,01596296	804,153835	125,927817	168,743275	3022,26762	906680,285	8675	104,516459
	22/04/2019	0,01591696	804,153835	125,564913	168,256983	3013,55791	904067,374	8650	104,516459
	23/04/2019	0,01575319	844,959542	130,579039	174,975912	3133,89693	940169,078	8561	109,820007
	24/04/2019	0,01561702	811,189302	124,276631	166,530686	2982,63915	894791,744	8487	105,430864
	25/04/2019	0,01543485	823,149595	124,637935	167,014833	2991,31045	897393,134	8388	106,985352
	26/04/2019	0,01553238	823,149595	125,425466	168,070125	3010,21119	903063,357	8441	106,985352
	27/04/2019	0,01650212	797,821915	129,156009	173,069052	3099,74422	929923,265	8968	103,693495
	28/04/2019	0,01613777	837,220528	132,541694	177,60587	3181,00066	954300,197	8770	108,814162
	29/04/2019	0,0155287	826,667329	125,931627	168,748381	3022,35906	906707,717	8439	107,442555
	30/04/2019	0,01598137	832,295702	130,484982	174,849876	3131,63957	939491,87	8685	108,174078
	1/05/2019	0,01537413	809,782209	122,131514	163,656229	2931,15633	879346,899	8355	105,247983
	2/05/2019	0,01613041	798,525462	126,358159	169,319933	3032,59582	909778,746	8766	103,784936
	3/05/2019	0,01610281	832,999248	131,587716	176,327539	3158,10518	947431,555	8751	108,265519
	4/05/2019	0,0165058	811,189302	131,349285	176,008042	3152,38284	945714,851	8970	105,430864
	5/05/2019	0,01576055	799,229009	123,569606	165,583272	2965,67054	889701,161	8565	103,876376
	6/05/2019	0,0158544	818,928315	127,369262	170,674811	3056,86229	917058,687	8616	106,436709
	7/05/2019	0,01516804	836,516982	124,472415	166,793036	2987,33797	896201,39	8243	108,722721
	8/05/2019	0,01602737	791,489995	124,444767	166,755988	2986,67441	896002,324	8710	102,870531
	9/05/2019	0,01654444	779,529702	126,518409	169,534667	3036,44181	910932,542	8991	101,316043
10/05/2019	0,01629602	801,339649	128,105358	171,66118	3074,52859	922358,577	8856	104,150698	

Las conversiones que se tienen en cuenta para realizar el cálculo de potencia se encuentran:

- 1 BAPD = 0.0066244m³/h
- 1 m³/h = 0.000277778
- 1 psi = 0.703546663 mca
- 1 Kw = 1.34 Hp

La potencia es calcula mediante la ecuación 5. Donde el peso específico del agua es tomado como 9,810 N/m³ y el 1.34 representa la equivalencia de un 1Kw a Hp.

Para calcular la energía en el proceso se tiene el costo por Kw-h que es de \$ 300 COP en la estación por la cantidad de energía consumida.

tratamiento	11/05/2019	0,01656468	773,901329	125,758589	168,516509	3018,20614	905461,841	9002	100,584519
	12/05/2019	0,01590776	815,410582	127,249005	170,513667	3053,97613	916192,838	8818	103,900299
	13/05/2019	0,01679101	830,185062	136,747956	183,242261	3281,95094	984585,281	9125	107,899757
	14/05/2019	0,0165426	741,538182	120,338963	161,25421	2888,13511	866440,534	8990	96,3782574
	15/05/2019	0,01710383	784,454529	131,622527	176,374186	3158,94064	947682,193	9295	101,956126
	16/05/2019	0,01698791	774,604875	129,088953	172,979197	3098,13486	929440,459	9232	100,67596
	17/05/2019	0,01710199	793,600635	133,142814	178,41137	3195,42752	958628,257	9294	103,144852
	18/05/2019	0,01685542	819,631862	135,527479	181,606822	3252,65951	975797,852	9160	106,52815
	19/05/2019	0,01677629	805,560929	132,57554	177,651223	3181,81295	954543,886	9117	104,69934
	20/05/2019	0,01693086	814,707035	135,316125	181,323607	3247,587	974276,1	9201	105,888066
	21/05/2019	0,01751418	791,489995	135,989127	182,22543	3263,73904	979121,713	9518	102,870531
	22/05/2019	0,01587832	759,830396	118,355975	158,597006	2840,5434	852163,019	8629	98,7557097
	23/05/2019	0,01667693	805,560929	131,790295	176,598995	3162,96707	948890,122	9063	104,69934
	24/05/2019	0,0182723	848,477275	152,090651	203,801472	3650,17562	1095052,69	9157	119,586402
	25/05/2019	0,01994312	872,397862	170,677705	228,708125	4096,26492	1228879,47	9709	126,571168
	26/05/2019	0,01909115	865,362395	162,068711	217,172073	3889,64907	1166894,72	9805	119,010171
	27/05/2019	0,01912243	860,437568	161,410416	216,289958	3873,84999	1162155	9787	118,744763
	28/05/2019	0,01939477	892,800715	169,866679	227,621349	4076,80029	1223040,09	9274	131,878379
	29/05/2019	0,01946838	893,504261	170,645701	228,665239	4095,49682	1228649,04	9504	129,277046
	30/05/2019	0,01954198	888,579435	170,346741	228,264633	4088,32179	1226496,54	9499	129,11849
	31/05/2019	0,01945181	893,504261	170,500539	228,470722	4092,01293	1227603,88	10202	120,329728
	1/06/2019	0,01956406	872,397862	167,4336	224,361024	4018,4064	1205521,92	9874	122,090533
	2/06/2019	0,01870105	879,433328	161,338458	216,193533	3872,12298	1161636,9	9571	121,370483
	3/06/2019	0,0199008	892,800715	174,298684	233,560237	4183,16842	1254950,53	9946	126,176405
	4/06/2019	0,0192494	852,698555	161,020727	215,767775	3864,49746	1159349,24	9813	118,144221

Despues del tratamiento	5/06/2019	0,01807725	893,504261	158,452114	212,325832	3802,85073	1140855,22	9824	116,129399
	6/06/2019	0,01834591	830,888608	149,537811	200,380666	3588,90746	1076672,24	9970	107,991197
	7/06/2019	0,01567407	849,884368	130,680423	175,111767	3136,33016	940899,047	8518	110,46009
	8/06/2019	0,0151846	816,817675	121,673892	163,043016	2920,17342	876052,025	8252	106,162388
	9/06/2019	0,01563174	818,224769	125,472647	168,133347	3011,34353	903403,059	8495	106,345269
	10/06/2019	0,01563174	818,928315	125,580534	168,277916	3013,93282	904179,846	8495	106,436709
	11/06/2019	0,01591144	784,454529	122,446475	164,078277	2938,71541	881614,623	8647	101,956126
	12/06/2019	0,01801101	783,750982	138,479381	185,562371	3323,50515	997051,544	9788	101,864686
	13/06/2019	0,01475769	830,888608	120,290195	161,188861	2886,96468	866089,403	8020	107,991197
	14/06/2019	0,01562438	805,560929	123,472514	165,453168	2963,34033	889002,099	8491	104,69934
	15/06/2019	0,01604945	805,560929	126,831618	169,954368	3043,95882	913187,646	8722	104,69934
	16/06/2019	0,01622794	816,114129	129,922179	174,095719	3118,13228	935439,685	8819	106,070947
	17/06/2019	0,01626658	795,007729	126,863495	169,997083	3044,72387	913417,162	8840	103,327733
	18/06/2019	0,0159648	761,941036	119,331187	159,903791	2863,9485	859184,55	8676	99,0300311
	20/06/2019	0,01379347	804,153835	108,813247	145,809751	2611,51793	783455,38	7496	104,516459
	21/06/2019	0,01472089	675,404796	97,5365034	130,698915	2340,87608	702262,824	8000	87,782853
	22/06/2019	0,01660148	721,135329	117,444491	157,375618	2818,66779	845600,336	9022	93,7264837
	23/06/2019	0,01631811	738,723996	118,25539	158,462223	2838,12937	851438,81	8868	96,0124955
	24/06/2019	0,01639723	707,064396	113,736135	152,406422	2729,66725	818900,175	8911	91,8976743
	25/06/2019	0,01673029	776,011969	127,362303	170,665485	3056,69526	917008,578	9092	100,858841
	26/06/2019	0,01637699	776,715515	124,785764	167,212924	2994,85834	898457,501	8900	100,950281
	27/06/2019	0,01741481	728,874342	124,520383	166,857314	2988,4892	896546,761	9464	94,7323289
	28/06/2019	0,01731545	735,206262	124,88546	167,346516	2997,25103	899175,309	9410	95,5552932
	29/06/2019	0,01823918	770,383596	137,841939	184,708199	3308,20655	992461,964	9912	100,127317
	30/06/2019	0,0164874	752,091382	121,644276	163,00333	2919,46262	875838,786	8960	97,7498645
	1/07/2019	0,01574767	754,905569	116,621324	156,272574	2798,91177	839673,53	8558	98,1156264
	2/07/2019	0,01785644	745,759462	130,635922	175,052136	3135,26213	940578,64	9704	96,9269002
	3/07/2019	0,01575503	767,569409	118,633116	158,968375	2847,19478	854158,433	8562	99,7615549
	4/07/2019	0,01649844	759,830396	122,978291	164,79091	2951,47898	885443,693	8966	98,7557097
	5/07/2019	0,0162629	759,830396	121,222634	162,438329	2909,34321	872802,962	8838	98,7557097

ANEXO C.

SEGUIMIENTO DOSIS DE INYECCIÓN DE PRODUCTO QUÍMICO.

etapa	fecha	q (BAPD)	P (Psi)	j	dosis	Producto/dia	Producto etapa	\$Gal	\$/BAPD
dosis 40 ppm	11/05/2019	9002	1100	8,18	40	15,12	75,69576	\$ 1.141.673	\$ 127
	12/05/2019	8645	1159	7,46	40	14,52		\$ 1.096.397	\$ 127
	13/05/2019	9125	1180	7,73	40	15,33		\$ 1.157.272	\$ 127
	14/05/2019	8990	1054	8,53	40	15,10		\$ 1.140.151	\$ 127
	15/05/2019	9295	1115	8,34	40	15,62		\$ 1.178.833	\$ 127
dosis 80 ppm	16/05/2019	9232	1101	8,39	80	31,02	315,77952	\$ 2.341.685	\$ 254
	17/05/2019	9294	1128	8,24	80	31,23		\$ 2.357.412	\$ 254
	18/05/2019	9160	1165	7,86	80	30,78		\$ 2.323.423	\$ 254
	19/05/2019	9117	1145	7,96	80	30,63		\$ 2.312.516	\$ 254
	20/05/2019	9201	1158	7,95	80	30,92		\$ 2.333.822	\$ 254
	21/05/2019	9518	1125	8,46	80	31,98		\$ 2.414.229	\$ 254
	22/05/2019	8629	1080	7,99	80	28,99		\$ 2.188.735	\$ 254
	23/05/2019	9063	1145	7,92	80	30,45		\$ 2.298.819	\$ 254
	24/05/2019	9930	1206	8,23	80	33,36		\$ 2.518.732	\$ 254
25/05/2019	10838	1240	8,74	80	36,42	\$ 2.749.045	\$ 254		
dosis 120 ppm	26/05/2019	10375	1230	8,43495935	120	52,29	529,95096	\$ 3.947.409	\$ 380
	27/05/2019	10392	1223	8,49713818	120	52,37568		\$ 3.953.877	\$ 380
	28/05/2019	10540	1269	8,30575256	120	53,1216		\$ 4.010.187	\$ 380
	29/05/2019	10580	1270	8,33070866	120	53,3232		\$ 4.025.406	\$ 380
	30/05/2019	10620	1263	8,40855107	120	53,5248		\$ 4.040.625	\$ 380
	31/05/2019	10571	1270	8,32362205	120	53,27784		\$ 4.021.982	\$ 380
	1/06/2019	10632	1240	8,57419355	120	53,58528		\$ 4.045.190	\$ 380
	2/06/2019	10163	1250	8,1304	120	51,22152		\$ 3.866.748	\$ 380
	3/06/2019	10815	1269	8,52245863	120	54,5076		\$ 4.114.817	\$ 380
4/06/2019	10461	1212	8,63118812	120	52,72344	\$ 3.980.129	\$ 380		
producto total						921,42624	\$ 921	\$ 69.559.114	

Para el seguimiento de la dosis de inyección se tiene en cuenta el volumen del fluido inyectado y la dosificación del inhibidor que se maneja en cada etapa, para sacar la cantidad de producto/ día requerido y el volumen de inhibidor gastado por etapa.

- Donde se calcula la cantidad de producto utilizada teniendo como constante la dosis que se esté manejando en cada una de las etapas por medio de la ecuación 4. El 42 representa la conversión a galones.

$$Q_{inh} = \frac{9,002 * 42 * 40}{1,000,000} = 15.12gal$$

$$Q_{inh} = \frac{9,232 * 42 * 80}{1,000,000} = 31.02gal$$

$$Q_{inh} = \frac{10,375 * 42 * 120}{1,000,000} = 52.29gal$$

Adicional en la tabla se muestra el costo del producto, donde un galón de tratamiento tiene un costo \$ 75,459 COP y se calcula el costo por producto/día.

$$\$gal = 75,459 * 15.12 = 1,141,194$$

También se encuentra que el costo por el barril de agua inyectada cambia según la dosis manejada, e incrementa con la dosificación, como se puede observar en la tabla.

$$$/BAPD = \frac{\$gal}{q}$$

ANEXO D.

EVALUACIÓN DEL KPI POR MEDIO DE POWER PIVOT

Power pivot es un complemento de Excel que permite realizar análisis a datos, una de las herramientas aplicadas son los indicadores claves de rendimiento (KPI), este elemento permite evaluar los datos de una forma rápida y dar una visual al estado en el que se encuentra el proceso.

Para hacer el análisis del indicador en Power pivot, se hace una tabla dinámica con las variables fecha, presión y caudal.

Etiquetas de fila	Suma de P	Suma de Q
15-abr	1110	8145
16-abr	1169	8581
17-abr	1190	8425
18-abr	1180	8629
19-abr	1130	8255
20-abr	1215	8349
21-abr	1143	8675
22-abr	1143	8650
23-abr	1201	8561
24-abr	1153	8487
25-abr	1170	8388
26-abr	1170	8441
27-abr	1134	8968
28-abr	1190	8770

Campos de tabla di... x

Seleccionar campos para agregar al informe:

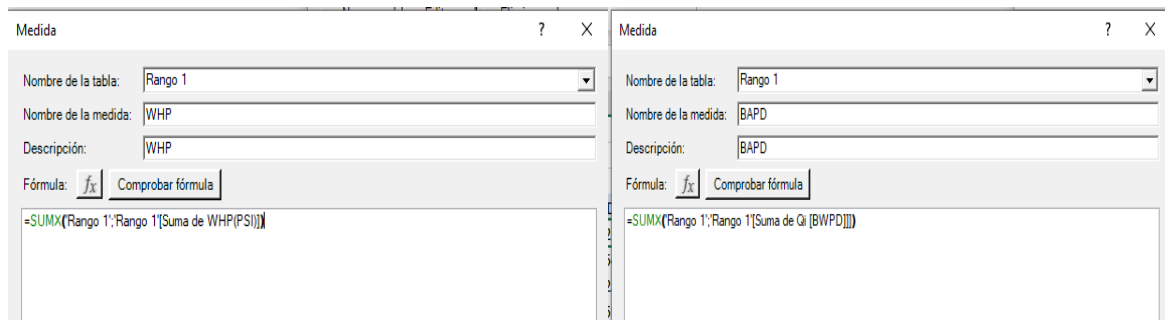
- FECHA
- P
- Q

MÁS TABLAS...

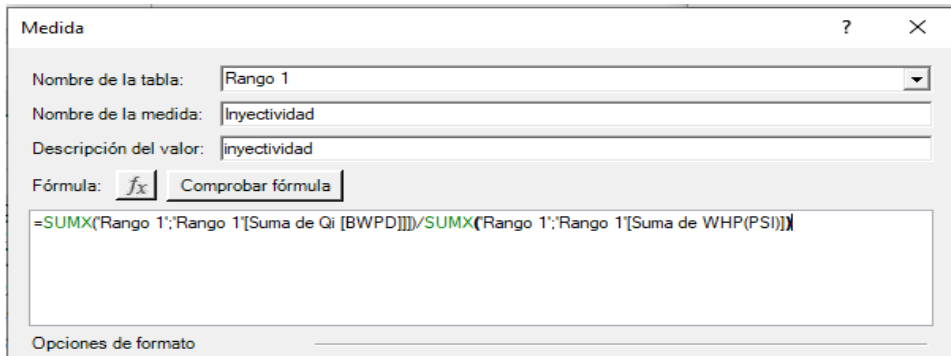
Arrastrar campos entre las áreas siguientes:

FILTROS	COLUMNAS
	Σ Valores
FILAS	Σ VALORES
FECHA	Suma de P
	Suma de Q

Se adicionan las variables BAPD y WHP como medidas calculadas, como se observa en las ventanas, por medio de la función SUMX que evalúan los valores que se están tomando de la columna de una determinada tabla.



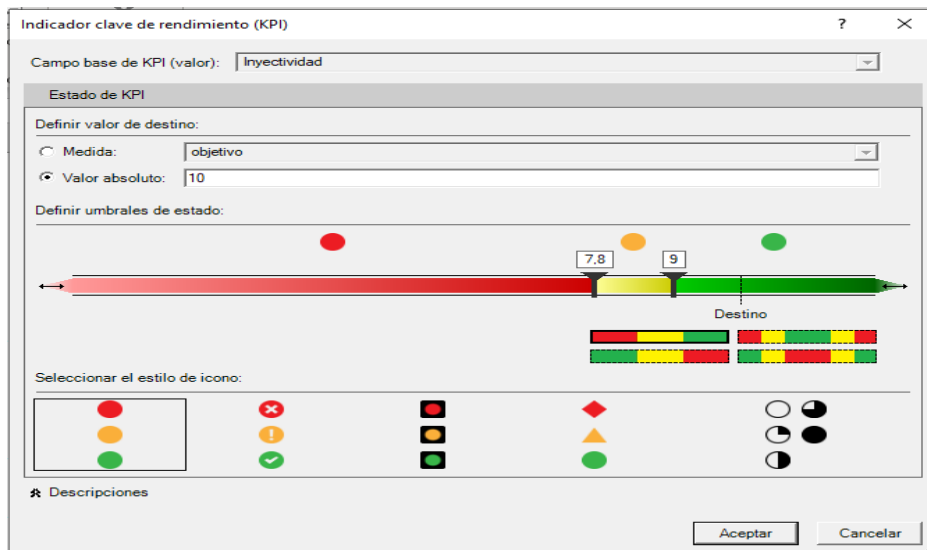
Al tener estas variables como campos calculados, se realiza el cálculo de la inyectividad que representa el valor base del análisis, que se genera automáticamente para los datos que se encuentren en la tabla.



Finalmente se elige una medida objetivo para el KPI por medio de un condicional, que permite realizar la comparación de los datos de la prueba, además del periodo de pretratamiento y post tratamiento.



Se agrega el indicador clave de rendimiento donde el campo base es la medida inyectividad, se definen los límites del estado los cuales son 7.8 al ser el valor promedio encontrado entre los datos analizados y 9 que es el valor establecido para definir la prueba como exitosa.



Al dar aceptar, inmediatamente se analizan los valores de la variable inyectividad en la tabla la cual nos muestra el estado de la inyección según los rangos que se establecieron, esto se puede observar en la imagen por medio de los iconos como una demostración gráfica.

Fecha	Objetivo	Inyectividad	Estado	Fecha	Objetivo	Inyectividad	Estado	Fecha	Objetivo	Inyectividad	Estado
16/04/2019	FALSO	7,340461933	●	11/05/2019	FALSO	7,800693241	●	5/06/2019	FALSO	7,735433071	●
17/04/2019	FALSO	7,079831933	●	12/05/2019	FALSO	7,608283003	●	6/06/2019	FALSO	8,441998307	●
18/04/2019	FALSO	7,312711864	●	13/05/2019	FALSO	7,733050847	●	7/06/2019	FALSO	7,051324503	●
19/04/2019	FALSO	7,305309735	●	14/05/2019	FALSO	8,529411765	●	8/06/2019	FALSO	7,107665805	●
20/04/2019	FALSO	6,871604938	●	15/05/2019	FALSO	8,33632287	●	9/06/2019	FALSO	7,304385211	●
21/04/2019	FALSO	7,58967629	●	16/05/2019	FALSO	8,38510445	●	10/06/2019	FALSO	7,298109966	●
22/04/2019	FALSO	7,567804024	●	17/05/2019	FALSO	8,239361702	●	11/06/2019	FALSO	7,755156951	●
23/04/2019	FALSO	7,128226478	●	18/05/2019	FALSO	7,862660944	●	12/06/2019	FALSO	8,786355476	●
24/04/2019	FALSO	7,360797918	●	19/05/2019	FALSO	7,962445415	●	13/06/2019	FALSO	6,790855207	●
25/04/2019	FALSO	7,169230769	●	20/05/2019	FALSO	7,945595855	●	14/06/2019	FALSO	7,415720524	●
26/04/2019	FALSO	7,214529915	●	21/05/2019	FALSO	8,460444444	●	15/06/2019	FALSO	7,617467249	●
27/04/2019	FALSO	7,908289242	●	22/05/2019	FALSO	7,989814815	●	16/06/2019	FALSO	7,602586207	●
28/04/2019	FALSO	7,369747899	●	23/05/2019	FALSO	7,915283843	●	17/06/2019	FALSO	7,82300885	●
29/04/2019	FALSO	7,18212766	●	24/05/2019	FALSO	8,233830846	●	18/06/2019	FALSO	8,011080332	●
30/04/2019	FALSO	7,341504649	●	25/05/2019	FALSO	8,740322581	●	19/06/2019	FALSO	2,206930693	●
1/05/2019	FALSO	7,2589053	●	26/05/2019	FALSO	8,43495935	●	20/06/2019	FALSO	6,558180227	●
2/05/2019	FALSO	7,723348018	●	27/05/2019	FALSO	8,497138185	●	21/06/2019	FALSO	8,333333333	●
3/05/2019	FALSO	7,391047297	●	28/05/2019	FALSO	8,305752561	●	22/06/2019	FALSO	8,80195122	●
4/05/2019	FALSO	7,779705117	●	29/05/2019	FALSO	8,330708661	●	23/06/2019	FALSO	8,445714286	●
5/05/2019	FALSO	7,539612676	●	30/05/2019	FALSO	8,408551069	●	24/06/2019	FALSO	8,866666667	●
6/05/2019	FALSO	7,402061856	●	31/05/2019	FALSO	8,323622047	●	25/06/2019	FALSO	8,242973708	●
7/05/2019	FALSO	6,932716569	●	1/06/2019	FALSO	8,574193548	●	26/06/2019	FALSO	8,061594203	●
8/05/2019	FALSO	7,742222222	●	2/06/2019	FALSO	8,1304	●	27/06/2019	VERDADERO	9,135135135	●
9/05/2019	FALSO	8,114620939	●	3/06/2019	FALSO	8,522458629	●	28/06/2019	VERDADERO	9,004784689	●
10/05/2019	FALSO	7,77524144	●	4/06/2019	FALSO	8,631188119	●	29/06/2019	VERDADERO	9,052054795	●

En el **ANEXO**, podemos observar un semáforo que permite ver el estado de la inyectividad con los tiempos establecidos de pre, durante y post tratamiento, teniendo como objetivo una inyectividad $X \geq 9$, donde el tiempo base de 30 días pre tratamiento se encuentra en estado rojo, el periodo de prueba se encuentra en amarillo y los 30 días post tratamiento se encuentran en los tres estados (rojo, amarillo y verde), en rojo se encuentran los 15 días recién se suspende la dosificación del tratamiento, 11 días en amarillo y 4 días en verde, esto además se ve influenciado por la disminución de presión que se presenta en cabeza de pozo que afecta directamente la relación caudal presión.

ANEXO E.

REPORTE ASSAY 2016 CEPSA COLOMBIA S.A.



REPORTE DE RESULTADOS DE LABORATORIO No. GEP-0199-16

Bogota D.C., Agosto 11 de 2016

Página 2 de 12

DATOS DEL CLIENTE	IDENTIFICACION DE LA MUESTRA
CEPSA COLOMBIA S.A. ROCIO CORREDOR BAUTISTA CALLE 113 N° 7-60 PISO 9 6583900 carmenrocio.corredor@cepsa.com	PRODUCTOMATRIZ: CRUDO MUESTREO A CARGO DE: CLIENTE PROCEDIMIENTO DE MUESTREO: N.A. PLAN DE MUESTREO ANTEK No.: N.A. IDENTIFICACION DE MONITOREO: N.A. NUMERO TOTAL DE MUESTRAS: 5 LUGAR DE MUESTREO: CARACARA (META) TIPO DE MUESTREO: N.E.
FECHA DE MUESTREO: N.E.	FECHA DE RECEPCION DE MUESTRAS: 0000-00-00
FECHA DE ANALISIS: 2016-06-16 AL 2016-06-27	

PARAMETRO	UNIDADES	TECNICA ANALITICA	METODO	TK FISCALIZACION	TK FISCALIZACION	TK 101 A
				ESTACION TORO SENTADO	ESTACION CARACARA SUR	ESTACION JAGUAR
				ANTEK 47243	ANTEK 47244	ANTEK 47246
ASFALTENOS	%	CROMATOGRAFIA LIQUIDA	ASTM D 2007	7,78	10,24	11,04
INDICE DE INESTABILIDAD COLOIDAL		CALCULO	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	2,72	2,50	2,57
ICS	%	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	0,046	0,023	0,036
n-C5	%	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	0,045	0,013	0,036
2MC5	%	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	0,283	0,150	0,190
3MC5	%	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	0,150	0,079	0,097
n-C6	%	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	0,439	0,149	0,314
2,2DMC5	%	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	0,030	0,014	0,016
MCyC5	%	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	0,120	0,076	0,091
2,4DMC5	%	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	0,011	0,005	0,005
2,2,3TMC4	%	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	0,019	0,011	0,012
BENZENE	%	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	0,246	0,324	0,272
CyC6	%	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	0,154	0,109	0,119
2MC6	%	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	0,537	0,363	0,403
3MC6	%	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	0,170	0,105	0,113
I-C8	%	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	0,131	0,080	0,086
n-C7	%	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	1,733	1,032	1,065
1C-2DMCyC5	%	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	0,120	0,084	0,084
MCyC6	%	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	0,140	0,102	0,104
ECyC5	%	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	0,116	0,084	0,088
2,5DMC6	%	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	0,167	0,125	0,129
2,2,3TMC5/2,4DMC6	%	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	0,140	0,128	0,132
1T-2C-3TMCyC5	%	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	0,095	0,088	0,081

N.E. : NO ESTABLECIDO N.A. : NO APLICA E.A.A.: ESPECTROMETRIA DE ABSORCION ATOMICA NOTA: NO ES POSIBLE REALIZAR D-86

OBSERVACIONES:

METODO DE ANALISIS UTILIZADO: STANDARD METHODS FOR THE EXAMINATION OF WATER & WASTEWATER 22nd EDITION 2012, APHA, AWWA, WEF.

RESULTADOS VALIDOS UNICAMENTE PARA LA(S) MUESTRA(S) ANALIZADA(S) - PROHIBIDA LA REPRODUCCION PARCIAL DE ESTE INFORME SIN AUTORIZACION ESCRITA DEL LABORATORIO

AUTORIZO

Químico JOSE ALEJANDRO POLO MOLINA
 Direccion Laboratorio de Petroleos



Calle 25B No. 85B - 54. Bogota, D.C. - Colombia. PBX (57) 1 - 295 2333
 anteksa@anteksa.com - reportes@anteksa.com - www.anteksa.com

RT-5.10-86 V.2

Fuente: CEPSA COLOMBIA S.A. Análisis de crudo CCA.

ANEXO F.

REPORTE LABORATORIO AGUA RESIDUAL NFUSTRIAL



INFORME DE ENSAYO



Nº de Referencia: A-19/003589
 Descripción: EFLUENTE PTARI CCSB

Tipo Muestra: AGUA RESIDUAL
 Fecha Fin: 02/02/2019

RESULTADOS ANALITICOS

Parámetro	Resultado	Incert	Unidades	CMA
<i>Mediciones In Situ</i>				
Temperatura In Situ Medido MA	60,2	-	°C	
<i>Parámetros Físico-Químicos</i>				
Aceites y Grasas	221	±0,0377%	mg/L	
Conductividad Eléctrica	1.100	±0,0016%	µS/cm	
DBO5	5,85	±0,1593%	mg/L	
DQO	26,10	±0,02803 511%	mg/L	
Dureza Total	21,6	±0,0516%	mg/L	
pH	7,71	±0,00122 %	Unidades de pH	
Sólidos Totales	648,0	±0,01004 %	mg/L	
Sólidos Totales en Suspensión (TSS)	< 10,00	±0,01241 %	mg/L	
Turbidez	10,10	±0,01461 465%	NTU	
<i>Aniones -</i>				
Cloruros	28	±0,0078%	mg/L	
<i>Metales Totales</i>				
Bario Total	0,207	±0,0194%	mg/L	
Cadmio Total	< 0,010	±0,0203%	mg/L	
Cromo Total	< 0,050	±0,0258%	mg/L	
Níquel Total	< 0,020	±0,0314%	mg/L	
Plomo Total	< 0,050	±0,0282%	mg/L	
Sodio Total	252	±0,0248%	mg/L	
<i>Hidrocarburos</i>				
Hidrocarburos Totales	208	±0,0366%	mg/L	
<i>Compuestos Fenólicos</i>				
Fenoles	< 0,100	±0,0335%	mg/L	

Fuente: CEPESA Colombia S.A.