

Evaluación de los daños a la formación por influencia del tratamiento de aguas de inyección

Adriana Carolina Montero Galvis

Trabajo de grado para optar por el título de ingeniero de petróleos

Director

Jorge Enrique Forero Sanabria

Msc. en ingeniería de hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de ingenierías fisicoquímicas

Escuela de ingeniería de petróleos

Bucaramanga

2022

Dedicatoria

El presente trabajo de investigación lo dedico principalmente a Dios, porque siempre ha inspirado desde mis pensamientos cada una de mis actitudes y desempeño, me ha dado fuerza para poder conseguir uno de los anhelos más deseados.

A Luz Adriana y Osmel, mis papás, que, con su amor incondicional, esfuerzos y sacrificios durante los años que tengo de vida, gracias por dejarme llegar hasta aquí y hoy me convierto en la tan anhelada profesional. Ha sido un orgullo y un honor de ser su hija, son los mejores padres.

Carito.

Agradecimiento

Agradezco a mi familia y todas las personas que me apoyaron para alcanzar el éxito, en especial a aquellos que me abrieron las puertas y sus conocimientos. Como mi universidad, mis docentes, compañeros, pero especialmente a la PhD. Olga Patricia Ortiz Cancino, quien ha sido un gran apoyo académico y personal en el desarrollo de mis estudios y el director de proyecto Jorge Enrique Forero Sanabria, por su paciencia y motivación constante para concretar este trabajo.

Adriana.

Tabla de Contenido

Introducción.....	10
1. Objetivo general.....	12
1.1. Objetivos Específicos.....	12
2. Marco de referencia	13
2.1. Marco de antecedentes	13
2.2. Marco teórico.....	15
2.3. Daño a la formación por migración de finos.....	16
2.4. Depósito de escamas inorgánicas.....	18
2.5. Química del agua con la formación	19
2.5.1. Escama de carbonato de calcio	20
2.5.2. Solubilidad del Carbonato de Calcio	22
2.5.3. Efecto de la presión total sobre la solubilidad del CaCO_3	24
2.5.4. Efecto del pH	24
2.5.5. Efecto de la Temperatura	25
2.5.6. Escama de sulfato de calcio	25
2.5.7. Escama de sulfato de estroncio	26
2.5.8. Escamas de Zinc/Plomo y hierro	27
2.6. Características de las aguas de yacimiento	28
2.7. Compatibilidad de aguas.....	33
3. Daños a la formación	37
3.1. Estabilidad de la salmuera	42

EVALUACIÓN DE LOS DAÑOS A LA FORMACIÓN	5
4. Diseño metodológico	46
4.1. Enfoque de la investigación.....	46
4.2. Tipo de investigación.....	47
4.3. Diseño.de.la.investigación	48
5. Análisis.de.resultados	48
5.1. Análisis de características geoquímicas del.agua.de.producción.....	48
5.2. Análisis del daño.a.la.formación.por.migración.de.finos	54
5.3. Daño a la formación por escamas inorgánicas que allí se depositan	58
6. Conclusiones.....	61
7. Recomendaciones	65
Referencias.bibliográficas.....	68

LISTADO DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Tipos de sitios de retención	16
Figura 2. Ionización del ácido carbónico a distintos valores de pH	20
Figura 3. Efecto del CO ₂ sobre el pH y solubilidad del CaCO ₃	22
Figura 4. Solubilidad de varias escalas en función de la temperatura	25
Figura 5. Concentración relativa de Calcio, Sodio y Magnesio	30
Figura 6. Relación Na/(Ca + Mg) con respecto a la profundidad y el contenido de sólidos disueltos.	30
Figura 7. Relación Na/(Mg) con respecto a la profundidad y el contenido de sólidos disueltos....	31
Figura 8. Concentración de BaSO ₄ saturado en una solución electrolítica fuerte	37
Figura 9. Concentraciones de SrSO ₄ saturado en soluciones de electrolitos fuertes de NaCl, KCl y KBr.....	39
Figura 10. Concentraciones de SrSO ₄ saturado en soluciones de electrolitos fuertes de MgCl ₂ , CaCl ₂ y Na ₂ B ₄ O ₇	39
Figura 11. Solubilidad de CaSO ₄ en solución acuosa.....	412
Figura 12. Solubilidad de SrSO ₄ en solución acuosa donde contiene CaCl ₂ , MgCl ₂ , NaCl y KBr.	42

Figura 13. Solubilidad de BaSO_4 en solución acuosa donde contiene CaCl_2 , MgCl_2 , NaCl , KCl y KBr	42
Figura 14. Comparativo de propiedades geoquímicas del agua de producción.....	426
Figura 15. Estimaciones del pH para el fluido proporcionado a la formación.	47
Figura 16. Relación existente entre la solubilidad, la concentración y la temperatura de un fluido (a 1 atmósfera de presión).....	42

Resumen

Título: Evaluación de los daños geoquímicos a la formación por influencia del tratamiento de aguas de inyección *

Autor: Adriana Carolina Montero Galvis **

Palabras claves: Geoquímica, escamas, inyección de agua.

Descripción:

La inyección de agua se considera como un método de recobro secundario muy eficiente puesto que permite la recuperación de un buen porcentaje de hidrocarburo residual que no ha podido ser extraído, esto trae como consecuencia el agotamiento natural de la energía del yacimiento. El presente trabajo de investigación tiene como propósito evaluar los daños a la formación por influencia del tratamiento de aguas de inyección, tomando como referencia diversas investigaciones relacionadas con el tema en estudio que sirven de apoyo para la realización del proyecto. Se logra establecer que los mecanismos de planeación, evaluación y selección eficiente de los procesos para la inyección de aguas son imprescindibles manteniendo siempre la solución más eficiente para prevenir los daños a la formación. En el tratamiento del agua producida, ninguna tecnología por sí sola puede cumplir con las características adecuadas del efluente, por lo que se pueden usar dos o más sistemas de tratamiento en operación en serie elección de la mejor tecnología se basa en la química del agua producida, la rentabilidad, la disponibilidad de espacio, los planes de reutilización y descarga, la durabilidad operación y subproductos. Aunque el agua cruda producida es tóxica, mediante el uso de la tecnología adecuada puede ser tratado para diferentes reutilizaciones, incluso como agua potable, especialmente para los que sufren estrés hídrico países.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: MSc. Jorge Enrique Forero

Abstract

Title: Evaluation of geochemical damage to the formation due to the influence of injection water treatment*

Author: Adriana Carolina Montero Galvis **

Key word: Geochemistry, scales, water injection.

Description:

Water injection is considered a very efficient secondary recovery method since it allows the recovery of a good percentage of residual hydrocarbon that has not been able to be extracted, this results in the natural depletion of the energy of the reservoir. The purpose of this research work is to evaluate the damage to the formation due to the influence of injection water treatment, taking as a reference various investigation related to the subject under study that serve as support for the realization of the project. It is possible to establish that the mechanisms of planning, evaluation and efficient selection of the processes for the injection of water are essential, always maintaining the most efficient solution to prevent damage to the formation. In the treatment of produced water, no single technology can meet the appropriate characteristics of the effluent, so two or more treatment systems may be used in series operation choice of the best technology is based on the chemistry of the produced water , profitability, space availability, reuse and discharge plans, operation durability and by-products. Although the raw water produced is toxic, by using the right technology it can be treated for different reuses, even as drinking water, especially for countries suffering from water stress

* Bachelor thesis

** Faculty of physicochemical engineering. School of Petroleum engineering. Director: MSc. Jorge Enrique Forero

Introducción

A medida que desarrollan actividades para la extracción del petróleo, uno de los métodos más eficientes para la recuperación de elementos residuales es la inyección de agua, sin embargo, gran parte de estos residuos generan inconvenientes ambientales como el desgaste o agotamiento natural de la energía del yacimiento. Al momento de implementar esta técnica para la extracción de hidrocarburos, se deben evaluar, primeramente, pruebas en los laboratorios con el fin de realizar una evaluación del impacto ambiental que esto genera.

En los procesos de recobro secundario de petróleo es de vital importancia tener presente la calidad del agua a inyectar, la cual, debe tener cumplimiento de ciertos requerimientos en relación a los parámetros como el pH, sólidos suspendidos, gases disueltos, turbidez, contenido de grasas, distribución de tamaños, entre otros (De Ferrer, 2001). Asimismo, para establecer un control eficiente en los procesos relacionados con la extracción del petróleo, se deben tener en cuenta aspectos relevantes como tasa de inyección, compatibilidad de los minerales arcillosos, baja tendencia corrosiva e incrustante y compatibilidad con el ambiente (Mwaurah et al., 2020).

Esta investigación tiene como objetivo evaluar la incidencia a la formación por influencia del tratamiento de aguas de inyección, por medio de la identificación conceptual de los daños a la formación por inyección de agua debido a los procesos de tratamiento de agua de producción realizada por distintos autores, analizando las afectaciones de las propiedades geoquímicas del proceso de inyección del agua, en la interacción roca-fluido y fluido-fluido, y las interacciones geoquímicas en la etapa productiva del pozo.

El desarrollo de la metodología a utilizar se hace a través de un enfoque experimental de mixta, puesto que, toma instrumentos de análisis cuantitativos basados en teorías, como la observación como fuente de análisis cualitativo, analizando las propiedades geoquímicas del proceso de inyección del agua, como la destilación, insaturación, saturación y sobresaturación de acuerdo de la variación de la concentración, temperatura, solubilidad, densidad, pH y volumen.

El análisis de estos factores da como resultado que el agua para inyección de mejor calidad proviene de los acuíferos de la formación real gracias a su compatibilidad con fluidos y minerales de la formación, los diversos estudios de laboratorio con respecto a la calidad del agua hacen posible el obtener información de las características de estas y su influencia en los pozos productores, para la definición de las estrategias que permita la optimización de la producción y el establecimiento de acciones correctivas en los sistemas de inyección para que no afecten la formación. Por otra parte, se recomienda establecer un control óptimo de calidad en los procesos de planeación, evaluación y selección eficiente para la inyección de aguas, puesto que, el correcto manejo de estos procesos, son necesarios para prevenir los daños a la formación.

1. Objetivo general

Evaluar la incidencia a la formación por influencia del tratamiento de aguas de inyección.

1.1. Objetivos Específicos

- Identificar los daños a la formación por inyección de agua debido a los procesos de tratamiento de agua de producción.
- Analizar las afectaciones de las propiedades geoquímicas del proceso de inyección del agua, en la interacción roca-fluido y fluido-fluido.
- Analizar las interacciones geoquímicas en la etapa productiva del pozo.

2. Marco de referencia

2.1. Marco de antecedentes

Gruesbeck y Collins (1982) realizaron un estudio de laboratorio para evaluar el transporte y la deposición de partículas finas en un espacio poroso, en donde, se logra observar que el desplazamiento de partículas y su deposición es un mecanismo que puede causar una reducción anormal en la tasa de producción de hidrocarburo y resulta en la obstrucción del espacio poroso cerca del pozo.

Por otra parte, Gabriel e Inamdar (1983) desarrollaron un estudio con el objetivo de analizar las reacciones químicas y mecánicas en la permeabilidad de las formaciones de areniscas arcillosas. Por medio de un estudio de laboratorio, se tomó una muestra de roca bajo un flujo químicamente consistente, en donde, se logró observar que la cantidad de velocidad del fluido aumenta a una cantidad mayor que un nivel crítico, causando una gran reducción de la permeabilidad. Por otra parte, este estudio muestra una disminución en la permeabilidad y un flujo químicamente inconsistente. Lo que se da a entender es que la impermeabilidad es independiente al rendimiento volumétrico.

Más adelante, Baghdiklany Handy (1989) investigaron sobre el comportamiento del espacio poroso después de la obstrucción. Este análisis permite identificar la inyección de distintas soluciones de suspensión de arcilla en los paquetes de arena en diferentes condiciones, la medición de la expansión del tamaño del espacio poroso, la evaluación de la permeabilidad última y la concentración del fluido de salida. Además, este estudio permitió identificar que la permeabilidad es inversamente proporcional al pH, sin embargo, es directamente proporcional a la resistencia iónica permitiendo identificar las fluctuaciones químicas en el proceso de suspensión de arcilla.

Kwan et al. (1989) desarrollaron una investigación acerca de las alteraciones de la permeabilidad causadas por la migración de partículas en muestras de núcleos extraídas de la formación de Clearwater en Cold Lake, en donde, se realizó una inyección de agua destilada. El desarrollo de esta investigación permitió identificar que la impermeabilidad inicialmente fue baja, debido al hallazgo de alquitrán en muestras tomadas, la impermeabilidad se redujo considerablemente cuando se expuso a agua destilada, esto trajo como consecuencia que, los poros quedaran sellados y la roca sufrió daños significativos.

Además, Todd et al. (1990) desarrollaron un producto investigativo que tiene como objetivo analizar los efectos del bloqueo del espacio poroso de las muestras de rocas de los campos petrolíferos del Mar del Norte. Este estudio permitió conocer los efectos producidos por el taponamiento del espacio poroso, debido a, la invasión de partículas, migración fina, el flujo y la contratación de partículas finas, el cual, afectó considerablemente la permeabilidad de la roca, asimismo, afectó los sistemas que tenían bajas concentraciones de afectaciones por taponamiento poroso.

Bennion et al. (1996) desarrollaron estudios analizando los factores que indican en la formación en pozos horizontales, como incompatibilidad de fluido-fluido, de fluido-roca, invasión y migración de partículas finas. el análisis de estos factores permitió identificar las desventajas en la formación de estos pozos horizontales, permitiendo presentar una nueva manera para la selección óptima de fluidos que mejoraran los procesos de perforación y terminación del pozo.

Por otra parte, Webb et al. (2004) desarrollaron estudios analizando los efectos de la alteración de la mojabilidad y la formación de arcilla en las regiones cercanas al pozo con base en el análisis

de mediciones Log-Inject-Log. En el estudio, se realizaron pruebas de alta precisión y la tasa de flujo se mantuvo baja de modo que los resultados del movimiento del agua inyectada pudieran observarse cuidadosamente. Al inyectar agua salada de alta y baja concentración, se observó que cuando se inyecta agua salada de baja concentración, la saturación del aceite residual disminuye.

Además, Moghadasi et al. (2004) desarrolló un estudio experimental para analizar la reducción de la permeabilidad del medio poroso provocada por la sedimentación de partículas finas, en donde, se llegó a cabo diferentes estudios para estudiar los efectos producidos sobre la sedimentación en la formación. Más adelante, Mollakhorshidi et al. (2012) analizaron los efectos de las sales como el Dióxido de carbono (NaCl), (CaCl_2) y MgCl_2), en la reducción de la permeabilidad de las formaciones, teniendo en cuenta la temperatura, las concentraciones y los caudales, dando como resultado; un aumento significativo de temperatura reduciendo el daño de la formación, puesto que, a mayor solubilidad de las sales a mayor temperatura; la reducción de la permeabilidad es mayor cuando se utilizan sales de mayor concentración; el aumento en el caudal, el cual, establece un mayor daño a la formación, debido al aumento de la sal pasando por un volumen de poro en un periodo de tiempo en los caudales más altos; la prueba del efecto de mezclar las sales, el cual, permitió evidenciar la presencia de CaCl_2 , mostrando menor daño de formación.

2.2. Marco teórico

El daño a la formación por inyección de agua puede ocurrir por migración de finos (Feng et al., 2016) o a causa de la deposición de escamas inorgánicas (AlAamri et al., 2019), por tal motivo, se realiza el marco teórico, dividiéndolo en tres secciones: características geoquímicas del agua de

producción, deterioro a la formación por respecto a la migración de finos y daño a la formación por escamas inorgánicas que allí se depositan.

2.3. Daño a la formación por migración de finos

Según Vaidya y Fogler (1992) el daño causado a la formación durante la reinyección es una función de varios parámetros, los cuales, se ve influenciado por las propiedades de la roca del reservorio donde se inyecta el agua, las características del agua y la cantidad de agua inyectada durante un período de tiempo. De acuerdo con Galal et al (2016), en un medio poroso, la porosidad y la permeabilidad son los parámetros más importantes, y para el agua producida, la cantidad de sólidos y aceite presentes, así como, la distribución del tamaño son los parámetros más relevantes.

Por otra parte, según Bennion y Thomas (2005) existen diferentes factores que pueden provocar daños en la formación y reducción de la permeabilidad, y puede aplicarse uno de los siguientes escenarios:

- Formación de torta de filtración externa pura.
- Filtración interna pura.
- Filtración interna inicialmente y acumulación de torta de filtración externa después de un tiempo de transición.
- Filtración interna inicialmente y filtración interna simultánea y torta de filtración externa acumulada después de un tiempo de transición.

El proceso en el que las partículas se retienen dentro del medio poroso se denomina filtración interna o filtración en lecho profundo (Herzig, et al., 1970). Las partículas pueden ser sólidos, aceite

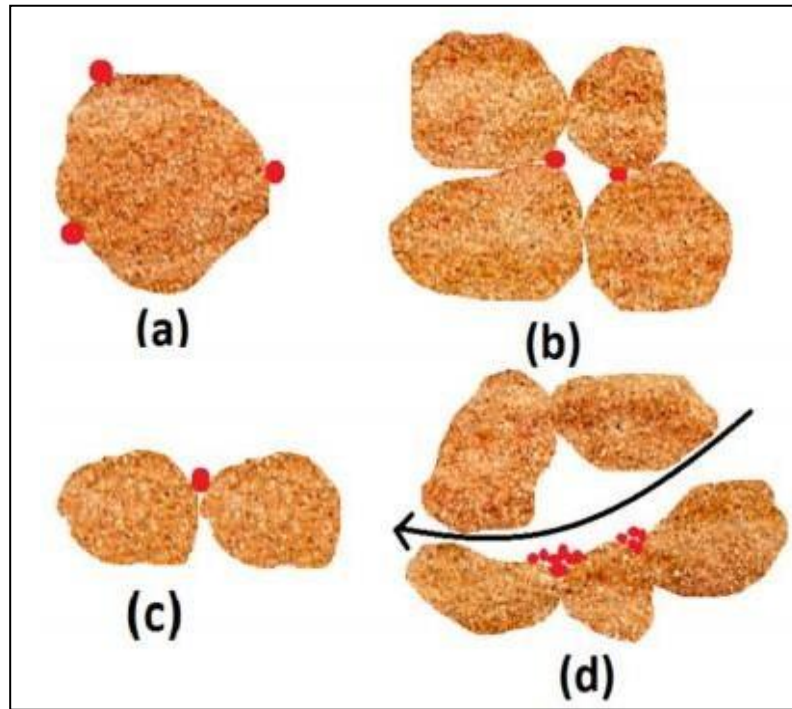
disperso o un sistema coloidal que contiene varios componentes más pequeños que actúan como una sola partícula. En un flujo que contiene partículas, algunas de estas se asentarán en diferentes sitios de retención. Estos sitios de retención son sitios naturales de depósito de partículas dentro del medio poroso.

A continuación, se enumeran los diferentes sitios de retención:

- Superficial: las partículas en la superficie del grano porque las partículas son demasiado grandes para penetrar en el medio.
- Grieta: las partículas se atascan en las superficies convexas. Estas superficies convexas son típicas de granos bien ordenados.
- Garganta: las partículas se depositan en las gargantas de los poros cuando son más pequeños que el diámetro de la partícula
- Cavernas: las partículas se pueden depositar en lugares donde la velocidad del flujo ya no es suficiente para mantener las partículas en el flujo. Estos sitios de cavernas están protegidos del flujo (Farajzadeh, 2004).

Figura 1

Tipos de sitios de retención



Nota: (a) superficial, (b) localizado en la grieta, (c) en garganta y (d) caverna. Adaptado de Dahle,(2016).

2.4. Depósito de escamas inorgánicas

Según Moghadasi y Moghadasi (2017) la inyección de agua para recobro mejorado (IOR) se realiza comúnmente en la industria del petróleo. En algunos casos, el agua de formación y de inyección son incompatibles, diferenciándose por su composición y salinidad (Naseri et al., 2015), en especial, cuando el agua de formación suele contener una alta concentración de iones de calcio (Ca^{2+}), donde el agua de inyección habitualmente consiste en un alto contenido de iones sulfato (SO_4^{2-}) (Punternold y Austad, 2008). La mezcla de estas soluciones de salmuera resultará inevitablemente en incrustaciones de sulfato de calcio (CaSO_4), como se explica en la sección 2.2.3.2 (El-Said et al., 2009).

En los casos en que la deposición ocurre dentro del yacimiento, causa una reducción severa de la permeabilidad, lo que resulta en un deterioro de la inyektividad (Kamari et al., 2014), por lo tanto, para una mezcla de soluciones, la incompatibilidad iónica de dos soluciones es el concepto clave que influye en la precipitación, por lo que es de gran importancia en el proceso de diseño de inyección de agua (Khormali et al., 2016).

Además del daño al reservorio, la precipitación de sales puede ser un problema dañino en los equipos de producción, las instalaciones de inyección y las tuberías de producción e inyección (Liu et al., 2009). En cualquiera de estos casos, se necesitan costosas operaciones de reparación.

Por otra parte, se conoce que el fenómeno de sobresaturación es la principal causa de precipitación de sal y está bajo el control de factores como la temperatura, la presión, la naturaleza iónica de la solución y la salinidad (Petrou y Terzidaki, 2014). En otras palabras, la extensión del daño por deposición de incrustaciones depende de los parámetros antes mencionados. Aunque la estabilidad termodinámica de una solución depende en gran medida de la temperatura y la presión, según Khormali et al. (2016) el grado de dependencia varía según la naturaleza de los iones contenidos en la solución. Teniendo en cuenta todos los factores mencionados, si una solución se sobresatura, es probable que las sales se precipiten fuera de la solución (Chong y Sheikholeslami, 2001; Fan et al., 2010).

2.5. Química del agua con la formación

Por otra parte, uno de las metodologías para mantener la presión del yacimiento es la inyección por agua con el objetivo de mejorar la recuperación de petróleo. Sin embargo, la formación de

incrustaciones inorgánicas se produce cuando las aguas inyectadas y de formación son incompatibles. La incompatibilidad significa que mientras interactúan químicamente entre sí, las aguas precipitan minerales. La formación de incrustaciones ocurre desde el medio poroso del yacimiento hasta la superficie a través de tuberías e instalaciones. Los diferentes lugares donde se produce la formación de escamas y las principales razones de cada uno de ellos se informan en la literatura (Moghadasi et al., 2004).

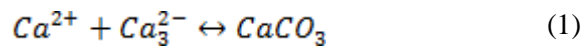
Las aguas saladas, como principales fuentes de inyección tienen altas concentraciones de aniones como el sulfato (SO_4^{2-}), mientras que las aguas de formación suelen ser ricas en cationes como Ca^{2+} , Ba^{2+} y Sr^{2+} . La mezcla de estas aguas incompatibles o químicamente diferentes conduce a la precipitación de minerales como el CaSO_4 , BaSO_4 y SrSO_4 durante los procesos de inundación de agua. La precipitación de minerales ocurre cuando la concentración de soluto excede su solubilidad bajo condiciones termodinámicas específicas (Merdhah y Yassin, 2007).

Por otra parte, en los campos petrolíferos se forman distintos tipos de escamas. Estas escamas incluyen CaCO_3 , CaSO_4 , BaSO_4 y sulfato de estroncio (SrSO_4). Además, las escamas que más comúnmente precipitan en los campos petrolíferos (Merdhah & Yassin, 2007). A continuación, se explica cómo ocurre este proceso.

2.5.1. Escama de carbonato de calcio

Las incrustaciones de CaCO_3 o calcita se encuentran con frecuencia en las operaciones de los campos petrolíferos. La aragonita y la vaterita son las otras formas cristalinas de CaCO_3 , pero la calcita es más estable en las circunstancias de los campos petrolíferos, por lo que es la forma más

común de carbonato de calcio que se encuentra en la operación de producción de los campos petrolíferos. Los cristales de CaCO_3 son grandes, pero cuando la escala se encuentra junto con impurezas en forma de cristales finamente divididos, la escala parece uniforme. La deposición de incrustaciones o lodos de CaCO_3 resulta de la precipitación de CaCO_3 de acuerdo con la siguiente ecuación:

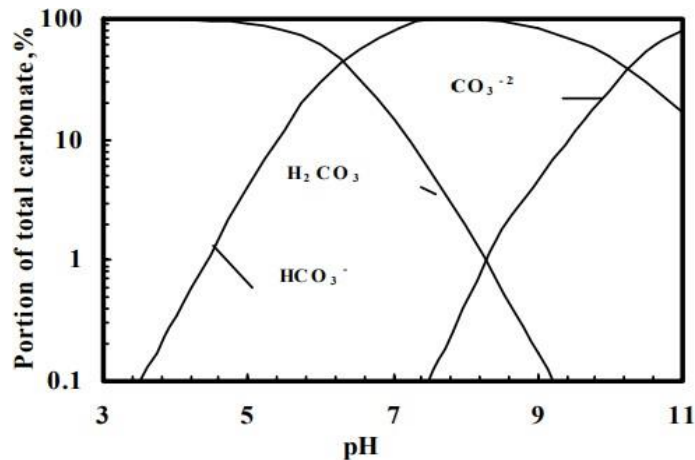


Como se verá más adelante, las incrustaciones de CaCO_3 también se pueden formar mediante la combinación de iones de calcio y bicarbonato, y esta reacción es la principal causa de la deposición de incrustaciones de principal en las operaciones de los campos petrolíferos. Esto se debe a que solo un pequeño porcentaje de los iones de bicarbonato se disocia a los valores de pH que se encuentran en gran parte de las aguas de inyección para formar H^+ y

(Moghadasi et al., 2004), como se observa en la siguiente Figura:

Figura 2

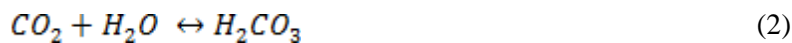
Ionización del ácido carbónico a distintos valores de PH



Nota: tomada de Moghadasi et al. (2004).

2.5.2. Solubilidad del Carbonato de Calcio

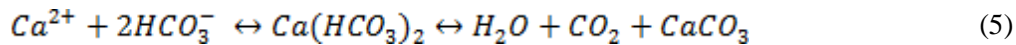
Según Avaro (2020) el efecto de la presión parcial del dióxido de carbono: a diferencia de la mayoría de las escamas de sulfato, la predicción de las escamas de carbonato requiere no solo la consideración de presiones, temperaturas y composición del agua, sino también el conocimiento de las reacciones químicas dentro de la salmuera y el CO₂ en la fase gaseosa. La mayoría de los yacimientos de petróleo contienen cementos minerales con composición de carbonato y CO₂; por lo tanto, el agua de formación está normalmente saturada con CaCO₃ a condiciones de fondo, en donde la temperatura puede alcanzar los 200°C y una presión de 30 MPa. Cuando el dióxido de Carbono entra en contacto con el agua, se disuelve y forma ácido carbónico de acuerdo con la ecuación (2). La ionización del ácido carbónico se ilustra mediante las siguientes ecuaciones:



De las ecuaciones anteriores, se puede ver que el gas de CO₂ se disuelve en agua y forma ácido carbónico. El ácido carbónico se ioniza para formar iones de hidrógeno e iones de bicarbonato. Dado que la segunda constante de ionización del ácido carbónico es mucho más pequeña que la primera constante de ionización, los iones bicarbonato superan ampliamente en número al número de iones carbonato presentes en circunstancias normales. Se cree que el carbonato de calcio disuelto no existe en solución como iones de calcio e iones de carbonato, sino como iones de calcio e iones de bicarbonato (Moghadasi et al., 2004).

Por tanto, la precipitación de carbonato cálcico se puede expresar mediante la siguiente

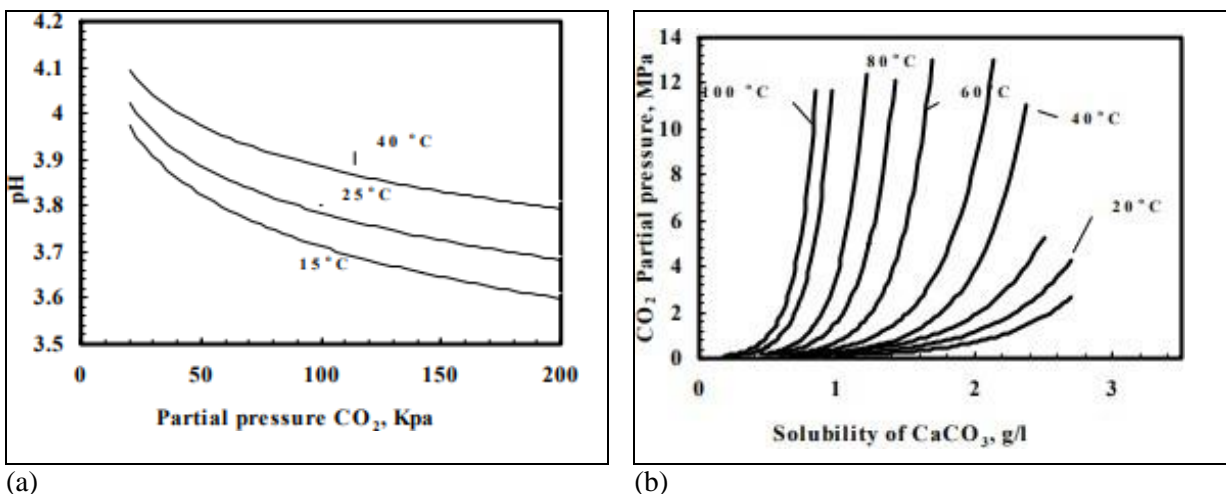
ecuación:



Según el principio de LeChatelier, al aumentar la concentración de dióxido de carbono, se formará bicarbonato de calcio (Moghadasi et al., 2004). Una disminución en el contenido de dióxido de carbono en este sistema en equilibrio proveerá como consecuencia la formación de carbonato de calcio. Por consiguiente, se puede ver que la solubilidad del carbonato de calcio está bastante influenciada por el contenido de dióxido de carbono del agua. La proporción de CO₂ que se disolverá en agua es proporcional a la presión parcial de CO₂ en el gas sobre el agua, que es el producto de la parte molar de CO₂ en etapa gaseosa y la presión total del sistema. Por consiguiente, si incrementara la presión del sistema o el porcentaje de CO₂ en el gas, además incrementaría la proporción de CO₂ disuelto en el agua. La Figura 3 ilustra el impacto de la presión parcial de CO₂ sobre el pH del agua que tiene poco o ningún mineral disuelto y sobre la solubilidad del CaCO₃ en agua pura.

Figura 3

Efecto del CO₂ sobre el pH y solubilidad del CaCO₃



Nota: (a) Efecto del CO_2 sobre el pH. (b) efecto del CO_2 sobre la solubilidad del CaCO_3 . Tomada de Moghadasi et al., (2004)

Estos datos ilustran que la solubilidad del CaCO_3 aumenta con el aumento de la presión parcial de dióxido de carbono a una temperatura dada. El efecto disminuye pronunciado a medida que incrementa la temperatura (ver Figura 3-b). Esto es una de las principales causas del depósito de incrustaciones de CaCO_3 . En cualquier punto del sistema donde se toma una caída de presión, la presión parcial de CO_2 en la fase gaseosa disminuye, el CO_2 sale de la solución y el pH del agua aumenta. Esto desplaza la ecuación de reacción (5) hacia la derecha y puede provocar la precipitación de CaCO_3 .

2.5.3. Efecto de la presión total sobre la solubilidad del CaCO_3

La solubilidad del CaCO_3 incrementa con el incremento de la presión por dos razones:

(1) La presión total se relaciona con la presión parcial, es decir, aumentan o decrecen proporcionalmente y como se observa en la Figura 3-b, una reducción de la de la presión parcial disminuye la solubilidad. (2) El incremento de la presión aumenta la temperatura (condición termodinámica), aumentando la solubilidad (Moghadasi et al., 2004).

2.5.4. Efecto del pH

La proporción de CO_2 presente en el agua perjudica el pH del agua y la solubilidad del carbonato de calcio. No obstante, en verdad no importa qué causa la acidez o alcalinidad del agua. Cuanto menor sea el pH, menos factible es la precipitación de CaCO_3 . Por el contrario, cuanto más alto sea el pH, más probabilidades habrá de que se produzcan precipitaciones (Moghadasi et al., 2004).

2.5.5. Efecto de la Temperatura

A la inversa del comportamiento de la mayor parte de los materiales, el carbonato de calcio se vuelve menos soluble mientras se incrementa la temperatura. Cuanto más caliente sea el agua, más posible va a ser la precipitación de CaCO_3 . Por consiguiente, el agua, que no se incrusta en el área, puede ser en la formación de incrustaciones en el pozo de inyección si la temperatura del fondo del pozo es suficientemente alta (Busenberg, 1982).

2.5.6. Escama de sulfato de calcio

Otro tipo de escamas que causa daños a la formación y problemas de aseguramiento del flujo es el sulfato de calcio. Tiene tres formas cristalizadas diferentes conocidas como yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), hemihidrato ($\text{CaSO}_4 \cdot 1/2\text{H}_2\text{O}$) y anhidrato (CaSO_4). El yeso es el tipo de incrustaciones de sulfato de calcio más común a bajas temperaturas. A temperaturas superiores a los 100°C , el anhidrato es la forma estable de las incrustaciones de sulfato de calcio. La formación de incrustaciones de hemihidrato ocurre a temperaturas entre 100 y 121°C en salmueras con alta fuerza iónica y en ambientes no turbulentos. La reacción general para la precipitación con sulfato de calcio es la siguiente:



La inyección de dos aguas incompatibles que incluyen calcio y sulfato en las areniscas de Berea ha demostrado que la presión tiene un pequeño impacto en la precipitación de CaSO_4 mientras que, a velocidades de flujo más altas, la sobresaturación de la salmuera y la temperatura tienen grandes impactos en la precipitación de CaSO_4 . Además, se desarrolla un modelo para predecir la

precipitación en las areniscas de Berea a una temperatura, velocidad de inyección y sobresaturación de salmuera determinadas (Ahmed, 2004). La Figura 4 muestra la incidencia de la temperatura sobre la solubilidad del CaSO_4 , así como otras escalas importantes.

2.5.7. Escama de sulfato de estroncio

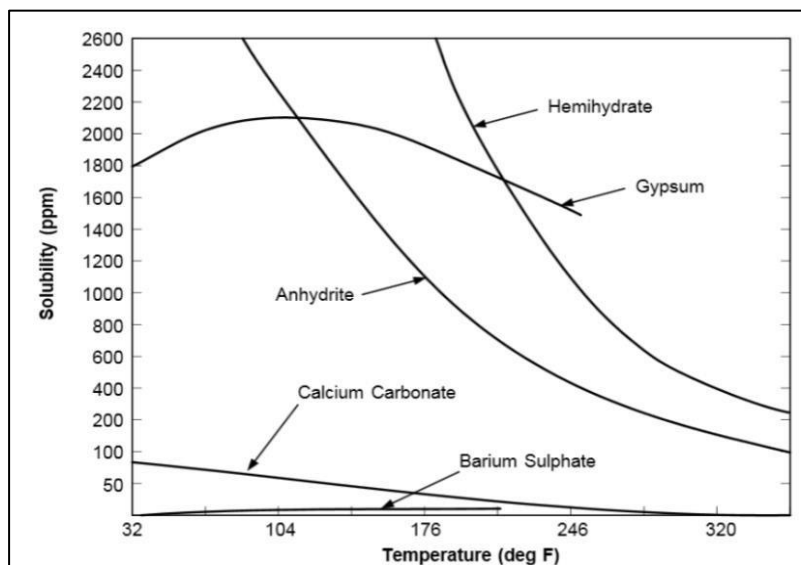
El sulfato de estroncio tiene un comportamiento similar al sulfato de bario, pero es más soluble, por lo tanto, causa escamas menos severas. En la mayoría de los campos petrolíferos, siempre que se producen incrustaciones de sulfato de bario, también están presentes incrustaciones de sulfato de estroncio. La ecuación que rige para el sulfato de estroncio es la siguiente:



Además, se ha estudiado la predicción de diferentes escalas de sulfato, incluidos los sulfatos de bario, calcio y estroncio, considerando el impacto de la temperatura, la presión y la composición del agua. Los resultados indican que las escamas menos solubles, como el sulfato de bario, precipitan primero y eliminan algunos iones sulfato de la solución, dejando menos aniones para que reaccionen otros cationes. Debido a este fenómeno, el producto de actividad requerido para formar las nuevas escamas debe modificarse (Vetter et al., 1982).

Figura 4

Solubilidad de varias escalas en función de la temperatura.



Nota: Merdhah & Yassin (2007).

La mayoría de las escalas son menos solubles a/(medida que/(aumenta/(la temperatura, mientras/(que el sulfato de bario es más soluble al aumentar la temperatura. Adaptado de (Merdhah & Yassin,2007).

2.5.8. Escamas de Zinc/Plomo y hierro

Las escalas de sulfuro de zinc ocurren cuando el agua de formación que contiene zinc se mezcla con el gas H_2S en los pozos y causa este tipo de precipitación./(Se han reportado varias fuentes de iones de zinc y plomo, incluidas las precipitaciones que ocurren cuando el agua connaday el agua del acuífero se mezclan y los iones de zinc que se introducen en la formación desde el fluido de terminación durante los procesos de perforación y trabajo. Se ha informado que el gas H_2S del yacimiento es la principal fuente de ion sulfuro.

Cuando el agua inyectada que contiene H_2S disuelto reacciona con el agua de formación que

contiene hierro (especialmente, en formaciones de arenisca), el sulfuro de hierro se precipita según la siguiente ecuación:



Otra fuente de hierro es pozo tubular (la tubería). Se ha informado de presencia de sulfuro de hierro en pozos de petróleo y gas, pozos ácidos e inyectores de agua donde hay altas cantidades de sulfato en el agua (Merdhah & Yassin, 2007).

2.6. Características de las aguas de yacimiento

Según Palmer (1911) las características/(básicas de las/(aguas naturales/(dependen de/(su salinidad (sales/(de ácidos/(fuertes) y alcalinidad (sales de ácidos débiles). Las sales que causan acidez son las que no están hidrolizadas, mientras que la alcalinidad es causada por bases alcalinas libres producidas por las sales fácilmente hidrolizables de bases débiles.

Todos los iones positivos (cationes), incluido el hidrógeno, pueden/(causar/(salinidad, pero/(de los iones negativos (aniones), /(solo los ácidos/(fuertes (p. ej., Cloruro, sulfato y nitrato) pueden causar salinidad. Debido a que la salinidad depende de la actividad combinada de los cationes y aniones y está limitada por los valores de reacción de los ácidos fuertes, su valor se determina multiplicando el valor total de los ácidos fuertes por dos.

La alcalinidad es causada por bases alcalinas libres como resultado de la acción hidrolítica del agua sobre los bicarbonatos disueltos y otras sales ácidas/(débiles. El valor de/(alcalinidad se calcula duplicando los valores de reacción de las bases que superan los valores de reacción de los ácidos

fuertes. Los iones que comúnmente se encuentran en las aguas comprenden tres/(grupos: /((a) álcalis (sodio, potasio, litio), cuyas sales son fácilmente solubles en agua y no producen dureza; (b) alcalinotérreos (magnesio, calcio, estroncio, bario), cuyas sales provocan dureza y muchas de las cuales son escasamente solubles; y (c) hidrógeno, cuyas sales son ácidos y causan acidez.

El valor de reacción de cada ion se determina multiplicando la cantidad de cada radícula por peso (mg / l) por su "coeficiente de reacción", que es la valencia de una radícula dividida por su peso atómico. Las cinco propiedades especiales del agua son:

- Salinidad primaria (salinidad alcalina); es decir, la salinidad no debe exceder(el(doble(de la suma de los valores de reacción de las radículas de los álcalis.
- Salinidad secundaria (dureza permanente); es decir, el exceso (si lo hubiera) de salinidad sobre la salinidad primaria, sin exceder el doble(de(la(suma(de los valores de reacción de las radículas del grupo de las alcalinotérreas.
- Salinidad terciaria (acidez); es decir, el exceso (si lo hubiera) de salinidad sobre la salinidad primaria y secundaria.
- Alcalinidad primaria (alcalinidad permanente); es decir, el exceso (si lo hubiera) del doble de la suma de los valores de reacción de los álcalis sobre la salinidad.
- Alcalinidad secundaria (alcalinidad temporal); es decir, el exceso (si lo hay) del(doble de la suma de los valores de reacción de las radículas del grupo alcalinotérreo sobre la salinidad secundaria.

En este sistema se utilizan valores de reacción en porcentaje. Los valores porcentuales se determinan sumando los miliequivalentes de todos los iones, dividiendo los miliequivalentes de un

ion dado por la suma de los miliequivalentes totales y multiplicándolos por 100. Las aguas se clasifican por valores numéricos de las relaciones de los aniones con los cationes, donde a, b y d representan los valores porcentuales de los cationes alcalinos, los cationes alcalinotérreos y los aniones de ácidos fuertes respectivamente. Puede existir cualquiera de las siguientes cinco condiciones: d puede ser igual o menor que a, mayor que a y menor que a+b, igual a (a+b) o mayor que (a + b). Usando estas condiciones, las aguas se clasifican en cinco clases:

Clase 1: $d < a$

$2a = (\text{salinidad})_{\text{primaria}}$

$2(d - a) = (\text{salinidad})_{\text{secundaria}}$

$2(a + b - d) = (\text{alcalinidad})_{\text{secundaria}}$

Clase(2: $d = a$

$2a \text{ o } 2d = \text{salinidad}_{\text{primaria}}$

$2b = (\text{alcalinidad})_{\text{secundaria}}$

Clase 3: $d > a$; $d < (a + b)$

$2a = (\text{salinidad})_{\text{primaria}}$

$2(d - a) = (\text{salinidad})_{\text{secundaria}}$

$2(a + b - d) = \text{alcalinidad}_{\text{secundaria}}$

Clase(4: $d = (a + b)$

$2a = (\text{salinidad})_{\text{primaria}}$

$2b = (\text{salinidad})_{\text{secundaria}}$

Clase 5: $d > (a + b)$

$2a =$ salinidad primaria

$2b =$ salinidad secundaria

$2(d - a - b) =$ salinidad terciaria (acidez)

Estas cinco clases de agua se encuentran en la naturaleza. Ejemplos de las tres primeras clases son varias aguas superficiales; el agua de mar y las salmueras representan la clase 4, mientras que las aguas de drenaje de minas y las aguas de origen volcánico caen en la clase 5.

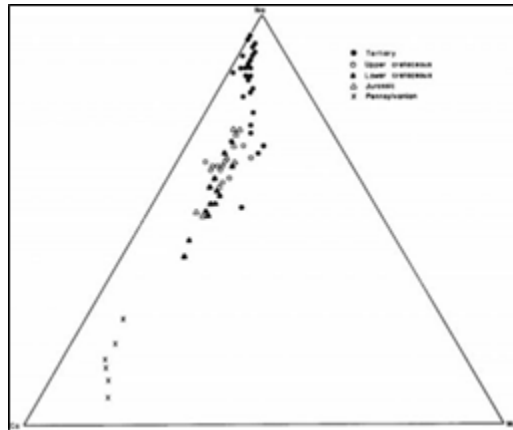
Cabe resaltar que, Rogers (1917) desarrolló estudios en las aguas de los campos petrolíferos del Valle de San Joaquín, (California, y utilizó el sistema de clasificación de Palmer. Encontró que generalmente las aguas superficiales del Valle de San Joaquín poseen salinidad secundaria en lugar de alcalinidad primaria, contienen más sulfato que cloruro y contienen bajas cantidades de bicarbonato. A medida que aumenta la profundidad, las aguas subterráneas disminuyen en salinidad secundaria hasta que la alcalinidad primaria se vuelve evidente. Las aguas sobre una zona de petróleo a menudo contenían sulfuro de hidrógeno (H_2S), que se atribuía a la reducción de sulfatos por hidrocarburos, disminuyendo así las cantidades de sulfato y aumentando el bicarbonato en el agua, lo que Rogers llamó agua alterada. Además, encontró que, en estas aguas alteradas en las proximidades de las acumulaciones de hidrocarburos, el cloruro se vuelve relativa y absolutamente importante debido al cloruro residual de los cloruros de agua de mar originales (antiguos) en comparación con las aguas sobre la zona de petróleo que a menudo se refrescan debido una situación más hidrodinámica. Las aguas alteradas, según su definición, pueden tener alcalinidad primaria o salinidad secundaria dependiendo de sus cantidades de carbonato (CO_3^{2-}) y cloruro (Cl^-), pero las aguas normales solo tienen salinidad secundaria.

Elliott (1953) utilizó el sistema Palmer para determinar las características químicas de algunas aguas de formación de la edad Paleozoica en Texas. Encontró que todas las aguas del grupo que estudió (alrededor de 70) contenían salinidad primaria predominante. Muchas de estas aguas contenían concentraciones apreciables de sulfato (SO_4)²⁻; uno contenía 5.800 mg/l de sulfato y muchos contenían más de 2.000 mg/l. La concentración de calcio (Ca) osciló hasta 13.000 mg/l mientras que las concentraciones de bicarbonato (HCO_3)⁻ oscilaron hasta 800 mg/l.

En un estudio realizado por Elliott (1960) para más de 4000 pozos provenientes de distintos yacimientos de Estados Unidos se concluye que tenían una secuencia de cationes predominante de Na > Ca > Mg y eran altamente concentrado con cloruro disuelto (ver Figura 5)

Figura 5

Concentración relativa de Calcio, Sodio y Magnesio

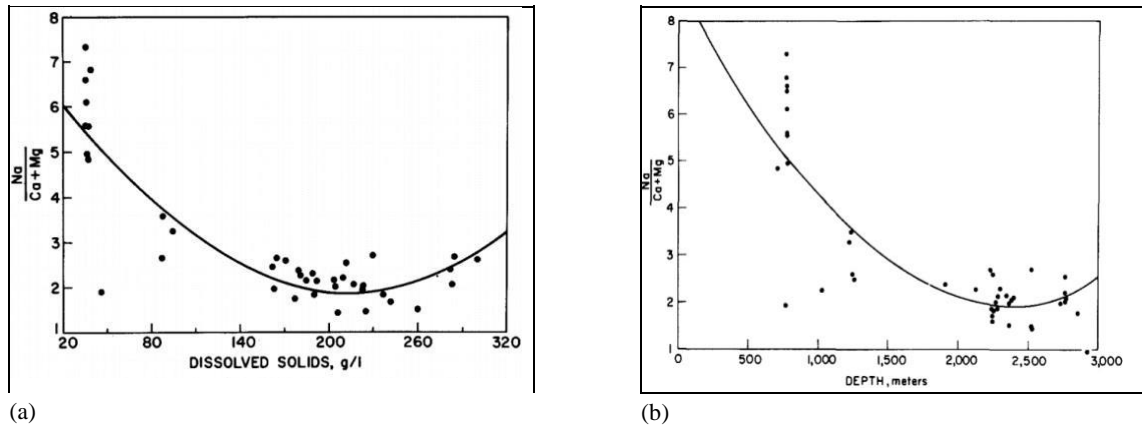


Nota: Collins (1975).

Por otra parte, muchas de las 4.000 muestras de las aguas estaban saturadas o casi saturadas con respecto a carbonato (CO_3) y sulfato (SO_4)²⁻. Además, la relación Na/(Ca + Mg) generalmente disminuyó al aumentar los sólidos disueltos y la profundidad (ver Figura 6)

Figura 6

Relación $Na/(Ca + Mg)$ con respecto a la profundidad y el contenido de sólidos disueltos.



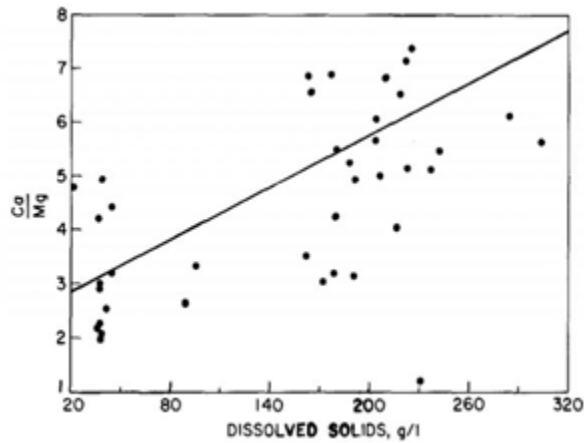
Nota:

(a) relación $Na/(Ca + Mg)$ respecto a los sólidos disueltos. (b) relación $Na/(Ca + Mg)$ respecto a la profundidad. Tomado de Collins (1975).

La relación Ca/Mg generalmente aumentó al aumentar los sólidos disueltos y la profundidad (ver Figura 7)

Figura 7

Relación Ca/Mg con respecto a la profundidad y el contenido de sólidos disueltos.



Nota: Collins (1975).

2.7. Compatibilidad de aguas

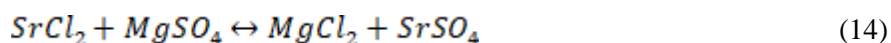
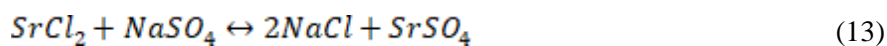
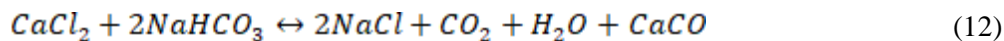
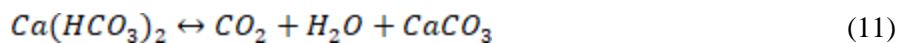
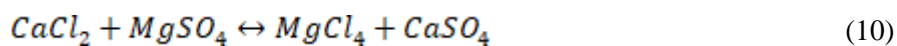
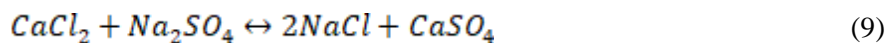
El agua utilizada en la reinyección suele contener una serie de sales inorgánicas y a veces, sales

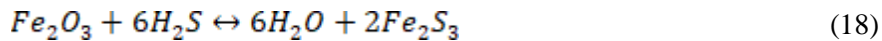
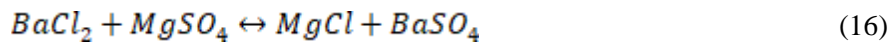
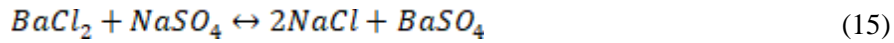
orgánicas en solución. Para probar la compatibilidad de las aguas antes de iniciar una operación de inyección de agua, se mezclan en un recipiente de vidrio y se observa si se forman algún precipitado. El precipitado o la incrustación (escama) se pueden analizar para determinar su composición.

Las aguas son compatibles si pueden mezclarse sin producir reacciones químicas entre los sólidos disueltos en las aguas y precipitar compuestos insolubles. Tales precipitados no son deseables porque pueden reducir la permeabilidad de la formación, taponar los pozos de entrada en los sistemas de inyección de agua y causar la formación de incrustaciones en las bombas y tuberías de agua.

Cabe resaltar que algunos de los iones más comunes que ocurren con frecuencia en las aguas de los campos petrolíferos y que causan precipitación en aguas incompatibles son: Calcio (Ca^{+2}), Estroncio (Sr^{+2}), Bario (Ba^{+2}), Bicarbonato (HCO_3^-) y Sulfato (SO_4^{2-})

Las reacciones más comunes son:





Un compuesto relativamente insoluble CA donde C es el catión y A es el anión, se precipitará de una solución acuosa si:

$$a_C * a_A > S_{CA} \quad (19)$$

Donde a_C es la actividad catiónica en la solución, a_A es la actividad aniónica en la solución y S_{CA} es el producto de solubilidad del compuesto CA. Donde dos sales con un catión común (CA_1 y CA_2) se encuentran en equilibrio dentro de la solución, se mantendrá lo siguiente:

$$S_{CA_1} = a_C * a_{A_1} \quad (20)$$

$$S_{CA_2} = a_C * a_{A_2} \quad (21)$$

$$a_{A_1}/a_{A_2} = S_{CA_1}/S_{CA_2} \quad (22)$$

Si $a_{A_1}/a_{A_2} > S_{CA_1}/S_{CA_2}$, CA_1 se precipitará y CA_2 se disolverá si $a_{A_1}/a_{A_2} < S_{CA_1}/S_{CA_2}$

Las escamas, tanto en recuperación primaria como secundaria es un problema muy costoso en la industria del petróleo. Estas escamas no solo restringen la producción, sino que también causa ineficiencia y fallas en los equipos de producción. Los depósitos de escamas son causados por la mezcla de aguas incompatibles y por cambios ambientales durante la producción del pozo. Por

ejemplo, a medida que comienza la producción, la presión cae en las proximidades del pozo, lo que permite que los gases disueltos escapen de la solución. La pérdida de CO₂ puede provocar la precipitación de carbonato de calcio, como se explicó en la sección 2.2.3.2 de la presente investigación. La reducción de la presión también puede provocar un aumento en la presión de vapor de la salmuera. La temperatura de la salmuera disminuirá porque se requiere energía térmica para vaporizar el agua, lo que hace que precipite el sulfato de calcio.

3. Daños a la formación

Se ha encontrado que los depósitos de sulfato de calcio se forman en las operaciones de producción primaria y secundaria. Las escamas se forman dentro de la formación, causa pérdida de producción y daño permanente. En muchos casos, es irreparable. También se ha identificado que el carbonato de sodio puede causar la metátesis de anhídrido y yeso a carbonato de calcio. Esto podría producirse en una formación que esté parcialmente tapada. Por ejemplo, se podría inyectar la formación agua que contenga carbonato de sodio y dejarla reaccionar con las escamas. Luego, se podría inyectar agua acidificada para eliminar el carbonato y quizá limpiar la formación, permitiendo un mejor factor de recobro.

La posible depositación de incrustaciones debe predecirse tan pronto como el pozo comienza a producir y el inhibidor correcto debe agregarse en lugar de esperar una rápida reducción de producción y/o encontrar escamas en superficie. Pueden producirse incrustaciones dentro de la formación y nunca aparecer en la tubería. Las caídas de presión son la causa principal de la formación de incrustaciones de sulfato de calcio (CaSO_4) dentro de una formación, cuando la salmuera de formación está saturada con sulfato de calcio.

La inyección de agua se ha llevado a cabo con éxito durante muchos años. Se producen grandes cantidades de petróleo a través de la recuperación secundaria al forzar el agua (generalmente una salmuera) a una arena bituminosa que se ha vuelto improductiva por los métodos de producción

primaria. Sin embargo, la eficiencia de la operación es a menudo baja y la cantidad de hidrocarburo depositado en la arena después de inundar el yacimiento puede llegar al 50% de la acumulación original. Una de las razones por las que una proporción tan alta de aceite permanece sin recuperar es porque las presiones de inyección se vuelven económicamente inviable para continuar empujando el agua a través de la arena y desplazar el aceite. La depositación gradual de material sólido que se precipita del agua (escamas), cierra los canales permeables y ralentiza el flujo en el pozo productor. La lenta mezcla de aguas connatas (intersticiales) de la formación o la introducción de agua de acuíferos asociados, tanto subterráneos como superficiales, contribuye a la inestabilidad del agua de inyección.

La depositación de escamas en pozos, caras de arena y tuberías reduce la producción de hidrocarburos. Eliminar las escamas es muy complejo y los métodos para evitar su formación necesitan un desarrollo adicional. La formación de incrustaciones resulta de la precipitación de un sólido del agua#de#formación o del agua#de inyección en operaciones de reinyección de agua. Las causas más comunes de incrustaciones son: (1) cambios de temperatura y/o presión a los que está sujeta el agua de formación; (2) dilución con agua de reposición (en operaciones de recuperación secundaria) o mezcla con otra agua de formación que contenga iones incompatibles; (3) evaporación que provoca un aumento de las concentraciones de sólidos disueltos que permiten alcanzar la saturación; (4) sobresaturación causada por el agua de formación que fluye y disuelve sólidos ligeramente solubles.

Cuando la composición y la temperatura de una salmuera, saturada con CaSO_4 permanecen constantes, se producirá precipitación si baja la presión. No es probable que se produzcan incrustaciones al aumentar la presión en las mismas condiciones. Sin embargo, estas conclusiones

deben modificarse si la salmuera fluye a través de lechos que contienen compuestos solubles de calcio o sulfato o si otra fuente de agua está alterando la concentración de la salmuera. Debido al aumento moderado de la temperatura de la salmuera a medida que viaja entre el#cabezal#del pozo de inyección y el#fondo del#pozo (por la cinética asociada) y el rápido aumento de la presión, es poco probable que se produzca una escama de CaSO_4 en el pozo inyector.

La formación de BaSO_4 , escala merece una atención especial. La mayoría de los compuestos de bario son relativamente insolubles y a menudo, se necesitan grandes volúmenes de salmuera para producir incrustaciones de BaSO_4 . La característica más singular de este compuesto es su crecimiento de cristales. Permanecerá en una solución sobresaturada durante un tiempo impredecible y luego precipitará lentamente y en una forma cristalina. Además, el cristal en formación se adhiere a otros sólidos más grandes suspendidos en la solución o unidos a la fase sólida asociada. Esto hace que la escama se produzca en cantidades mayores que si fuera barita pura.

En el campo de Raleigh, condado de Smith, Mississippi, se presenta comúnmente una escala que consiste en anillos concéntricos de barita prismática. Los prismas de barita miden aproximadamente 0,5 mm de longitud y contienen hasta un 1% de estroncio y plomo.

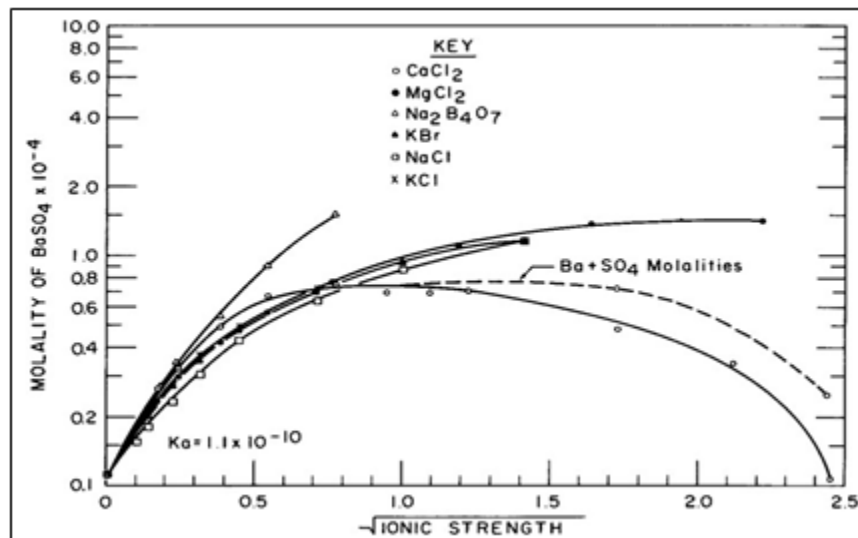
Los valores obtenidos de las mediciones de solubilidad se muestran en la Tabla 12.1. Las cantidades de sulfatos alcalinos que se disuelven en otras soluciones de electrolitos se tabulan junto con la fuerza iónica total de cada solución. La fuerza iónica es el concepto más útil desarrollado hasta ahora para incluir los efectos combinados de las actividades de varias especies iónicas en una solución. Lewis y Randall (1923) afirman que "en soluciones#diluidas, el#coeficiente de

actividad de un#electrolito#fuerte dado es el#mismo en#todas las soluciones de la#misma fuerza iónica". Se define como $s = \text{Suma } (\frac{1}{2} m_i Z_i^2)$, donde s es la fuerza iónica m_i es la molalidad iónica (también denominada concentración molar de los iones) y Z_i es la carga del ion en solución, la suma se toma sobre todos los iones, tanto positivos como negativos. Por definición, la actividad de las especies disueltas se acerca al valor de concentración (molalidad) a una dilución infinita.

Dado que el producto de solubilidad termodinámica $K_a = m_M \times m_{SO_4} \times Y^2$, donde Y^2 es igual a la unidad a fuerza iónica cero, una gráfica de $\log m_{SO_4}$ versus la fuerza iónica se extrapolaría a una concentración cero donde $\log K_a^{1/2}$ es igual a $\log m_{SO_4}$. La Figura 8 muestra gráficas que representan seis electrolitos y los valores de $K_a^{1/2}$ se determinan gráficamente. El valor de las solubilidades de sulfato en agua pura se determinó experimentalmente.

Figura 8

Concentración de BaSO4 saturado en una solución electrolítica fuerte.



Nota: Collins (1975).

En la figura 8, la gráfica de la solubilidad de BaSO4 frente a la raíz cuadrada de la fuerza iónica ($s^{0.5}$) para los seis electrolitos es casi idéntica a baja fuerza iónica (inferior a 0.5), un fenómeno

que se puede esperar de las afirmaciones anteriores. Los valores de $K_a^{1/2}$ extrapolados de todos los sistemas son 1.05×10^{-5} . Este hecho debe correlacionarse con la naturaleza de la ecuación que define la fuerza iónica. El cuadrado de la valencia iónica de los iones Mg^{2+} y Ca^{2+} cuatro veces el peso numérico de los iones Na^+ y K^+ . Los valores de molalidad indicarían que los iones bivalentes provocan un aumento de los efectos de la solubilidad, es decir, los iones alcalinotérreos.

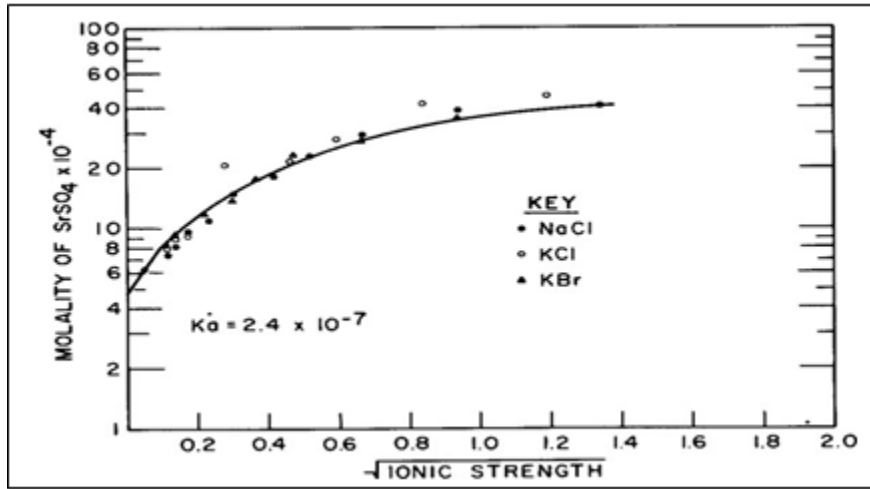
El efecto de una alta concentración de $CaCl_2$ sobre la solubilidad del $BaSO_4$ se indica mediante la curva sólida de la Figura 8. A concentraciones de 2 molal, la solubilidad de $BaSO_4$ ha caído a valores cercanos a los del compuesto en H_2O puro. El valor máximo se alcanza entre 0,2 y 0,4 molal, donde comienza el declive.

La línea discontinua de la Figura 8, la cual es una gráfica de iones $Ba^{2+} + SO_4^{2-}$ son determinada separadamente. Muestra una reducción en la solubilidad del ion Ba a causa del equilibrio $Ca^{2+} + SO_4^{2-} \leftrightarrow CaSO_4$ ($K < 1095 \times 10^{-4}$). ⁴ *sp*

El efecto de los iones de las soluciones de electrolitos fuertes sobre la solubilidad del $SrSO_4$ es similar al observado a la solubilidad del $BaSO_4$. Los iones Na^+ , K^+ , Cl^- y Br^- tienen aproximadamente el mismo efecto y todos los valores determinados caen en una curva común (ver Figura 9). El aumento en la solubilidad del sulfato es marcado en soluciones diluidas, pero alcanza un máximo en concentraciones con fuerza iónica cercana a 1. Este es el valor promedio calculado para el agua de mar. Cuando se utilizan iones bivalentes Mg^{2+} y Ca^{2+} en el electrolito fuerte (ver Figura 10), la solubilidad del $SrSO_4$ permanece en la misma relación con la fuerza iónica total que para los iones monovalentes.

Figura 9

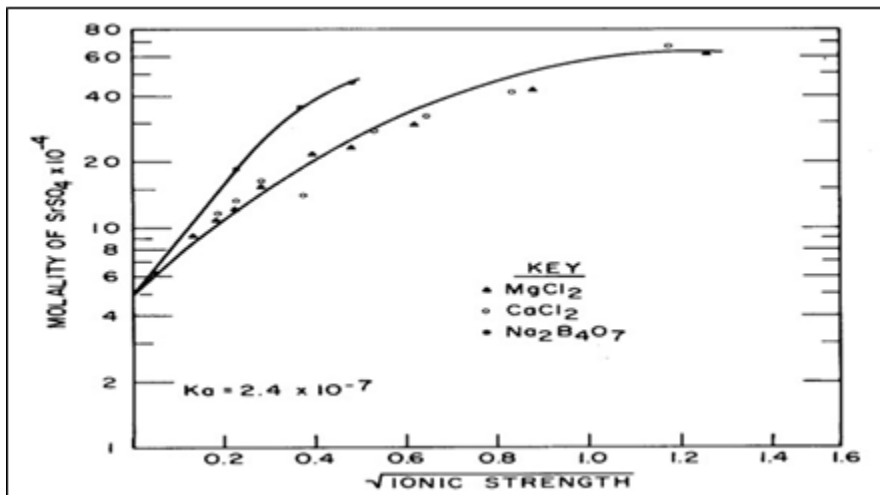
Concentraciones de SrSO₄ saturado en soluciones de electrolitos fuertes de NaCl, KCl y KBr.



Nota: Adaptado de Collins, (1975).

Figura 10

Concentraciones de SrSO₄ saturado en soluciones de electrolitos fuertes de MgCl₂, CaCl₂ y Na₂B₄O₇.



Nota: Adaptado de Collins, (1975).

3.1. Estabilidad de la salmuera

Los esfuerzos para estabilizar las salmueras utilizadas en la producción de petróleo han sido extensos y exitosos en muchos casos, pero se informa de la complejidad del problema en otros

casos. Las unidades de tratamiento de agua se consideran necesarias en las operaciones de inyección de agua, pero ninguna satisface completamente el temor del operador de que pueda haber taponamiento dentro del yacimiento. La adición de agentes solubilizantes, quelantes y clarificantes a la salmuera ha ayudado, pero la economía limita las cantidades utilizadas. Las pruebas de compatibilidad de los fluidos, tal como existen en la formación y en el pozo, arrojan resultados erróneos porque el entorno del subsuelo no se puede duplicar por completo en la superficie.

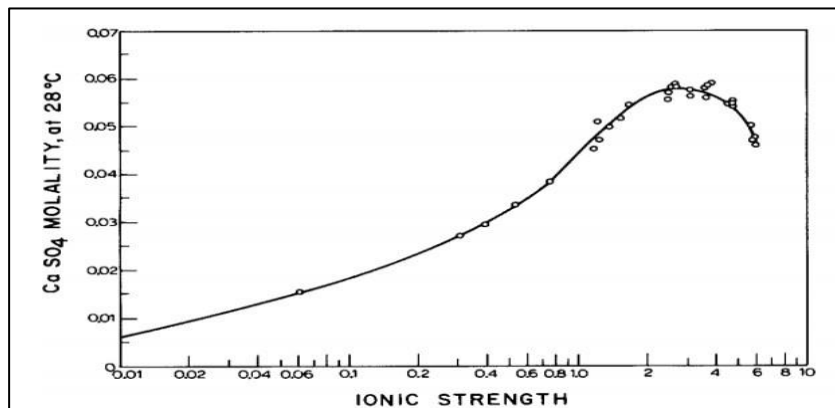
Para ayudar a los programas de estabilización de salmuera, se han realizado varios estudios de las solubilidades de varios compuestos relativamente insolubles como se discutió anteriormente. Por lo general, los resultados de estos estudios se informan como productos de solubilidad de varios compuestos puros (CaSO_4 , BaSO_4 , CaCO_3 , etc.) en presencia de otros iones, gases disueltos, pares de iones y cristales de varios tamaños del compuesto en estudio. Se han realizado algunos esfuerzos utilizando una mezcla de cationes y aniones en solución con el compuesto en estudio. Se han representado varios parámetros de fácil medición, como el porcentaje de cloruros, los sólidos totales y la fuerza iónica, frente al producto de solubilidad del potencial formador de incrustaciones. Se ha encontrado muy poca correlación adecuada para la aplicación de campo directa. Por ejemplo, se ha medido la solubilidad de BaSO_4 en CaCl_2 , MgCl_2 , NaCl y otras soluciones salinas utilizando la fuerza iónica como propiedad común. Sin salmuera que contenga estos compuestos y que tenga una fuerza iónica comparable se disolverá el doble del peso de BaSO_4 en miligramos por litro con respecto a cualquier solución que contenga una sola sal.

Fulford (1968) y Vetter y Phillips (1970) proponen fórmulas y gráficos útiles para predecir las escamas a partir del sulfato de calcio. La Figura 11, Figura 12 y Figura 13 muestra su posible uso

en la predicción de problemas potenciales de escamas por sulfato de calcio, sulfato de estroncio y sulfato de bario respectivamente. Las cifras son gráficos de solubilidad molal frente a fuerza iónica.

Figura 11

Solubilidad de CaSO_4 en solución acuosa.

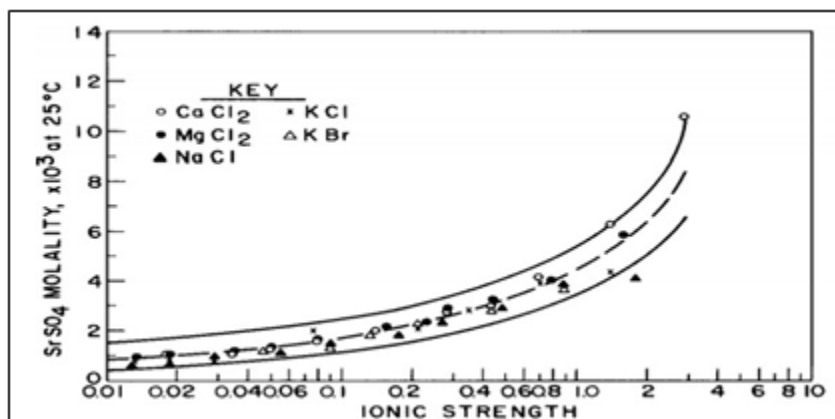


Nota: Collins (1975).

La ventaja de este gráfico es que la fuerza iónica de cualquier agua dada se puede calcular a partir de su composición química, y la solubilidad de un compuesto dado es una función directa de la fuerza iónica de la solución. Por lo tanto, se puede hacer una muy buena aproximación de la solubilidad de un compuesto dado en una solución de agua dada. Por ejemplo, si un agua con una fuerza iónica de 0,1 contiene 0,001 molal de sulfato de estroncio (SrSO_4), se puede suponer que el agua está insaturada con respecto al sulfato de estroncio, como se ilustra en la Figura 12. Sin embargo, si el agua contiene 0,003 molal de sulfato de estroncio, está sobresaturada y se debe realizar algún tratamiento si se va a reinyectar el agua.

Figura 12

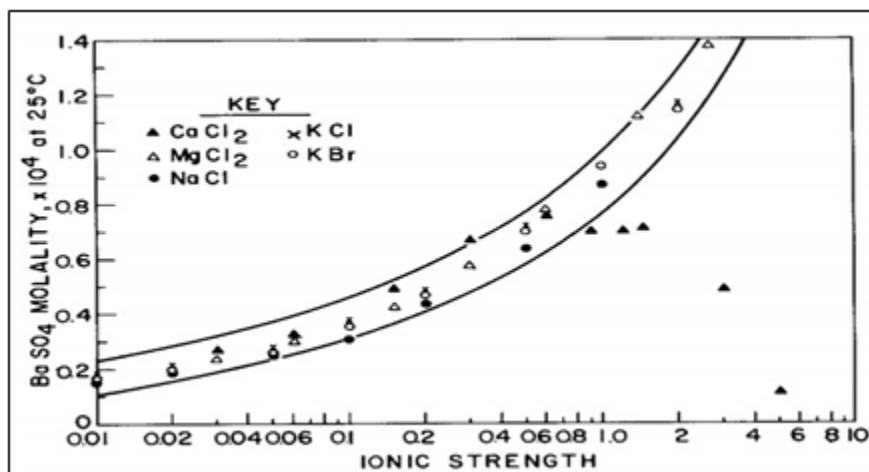
Solubilidad de SrSO₄ en solución acuosa donde contiene CaCl₂, MgCl₂, NaCl y KBr.



Nota :Adaptado de Collins, (1975).

Figura 13

Solubilidad de BaSO₄ en solución acuosa donde contiene CaCl₂, MgCl₂, NaCl, KCl y KBr.



Nota: Adaptado de Collins, (1975).

Se pueden hacer curvas similares usando datos de solubilidad apropiados para carbonato de calcio y para compuestos de hierro. Sin embargo, cabe señalar que la aplicación de esta técnica solo proporciona una estimación de la solubilidad máxima de un compuesto en aguas de composiciones iónicas similares. Se necesitan mejores datos sobre la presión y la temperatura y cómo afectan las solubilidades antes de que se puedan desarrollar ecuaciones de predicción adecuadas.

4. Diseño metodológico

4.1. Enfoque de la investigación

El desarrollo de esta investigación se realiza bajo una metodología investigativa, debido a que, por medio de la implementación de diferentes estrategias y herramientas para la recolección de la información que permita evaluar los daños a la formación por influencia del tratamiento de aguas por inyección. Además, el enfoque de esta investigación es de tipo mixto, lo cual, permite el análisis, tanto cualitativo como cuantitativo, con el fin de lograr un mayor entendimiento del fenómeno de estudio, agregando que, esta información pueda ser mas detallada, amplia y confiable posible.

Sampieri (2018) plantea que, el enfoque mixto, permite la consolidación de las características de ambos enfoques en la investigación, en donde, la cuantitativa utiliza la recolección y análisis de los datos con el fin de darle respuesta a los planteamientos de tipo numéricos dentro de la investigación, con el fin de comprobar una teoría, y, por otra parte, el enfoque cualitativo, el cual, permite a través de herramientas como la observación, y la descripción, entre otras, la interpretación de eventos para darle respuesta al desarrollo de la teoría y objetivos de la investigación que solo a través del conocimiento y estudio de los fenómenos se logre identificar y dar respuesta a ellos. La combinación de estos elementos, tanto cualitativos como cuantitativo permite integrar distintas herramientas para un correcto proceso investigativo.

4.2. Tipo de investigación

Esta investigación es de tipo investigativa-explicativa, puesto que, a través del análisis de los daños a la formación por inyección de agua debido a los procesos de tratamiento de agua de producción, el análisis de las propiedades geoquímicas afectadas por el proceso de inyección de agua en la interacción roca-fluido y fluido-fluido y el análisis de las interacciones geoquímicas de la etapa productiva del pozo se pretende realizar una evaluación de la incidencia de la formación por influencia del tratamiento de aguas de inyección.

De igual forma, según Arias (2012) se conoce que, la investigación tipo detallada se apoya en la caracterización de un fenómeno, hecho o conjunto, con la intención de implantar su composición o comportamiento, en donde, esta clase de averiguación está vinculada al diagnóstico por tener como fin la especificación y estudio del fenómeno de análisis. Asimismo, “los resultados de esta averiguación se halla en un grado intermedio referente a la hondura de los conocimientos se refiere” . (p,24).

Entonces, la presente investigación es tipo descriptiva, puesto que, a través de una revisión tipo documental se pretende dar a conocer los daños a la formación por inyección de agua en los procesos de tratamientos de agua, las diferentes propiedades geoquímicas que son afectadas por estos procesos y en la interacción roca-fluido y fluido-fluido y sus interacciones geoquímicas en la etapa productiva del pozo.

4.3. Diseño.de.la.investigación

El diseño.de.esta.investigación está basado en la realización y desarrollo de una revisión documental, puesto que, a través del estudio de diferentes autores se logra ampliar el conocimiento de un fenómeno o tema en específico, logrando interpretar la realidad desde una disciplina. Por medio de la revisión documental se da cumplimiento al desarrollo de los objetivos realizando un análisis de las características geoquímicas del agua de producción, destacando el agua destilada, insaturada, saturada y sobresaturada. Asimismo, se analizan las características de los daños a la formación por migración de finos como los biotita, moscovita, illita, montmorillonita, entre otros. Por otra parte, se describe el daño a la formación por las escamas producidas por el carbonato.de.calcio, los sulfatos de.calcio, .bario, .estroncio.y algún otros compuestos.de.hierro debido a la manipulación de.las sales.

5. Análisis.de.resultados

Para.el.análisis.de.los actores que influyen en el daño a la formación, primeramente, se realiza una caracterización geoquímica del agua de producción, posteriormente un análisis del daño por migración de finos y su caracterización de cada uno de los grupos, y, por último, el daño por escamas inorgánicas depositadas en los pozos.

5.1. Análisis de características geoquímicas del.agua.de.producción

A.continuación, .se realiza.una.caracterización geoquímica.del.agua tratada para el desarrollo de la perforación de pozos petroleros (Guo et al., 2017), haciendo referencia a la composición y dinámica del agua, en este caso en particular, inyectada a la formación, asimismo, se muestra los

efectos en la permeabilidad y la formación por componentes químicos disueltos en ella.

Destilada: este tipo de agua es caracterizada por el alto grado de pureza, ausencia de sales en el agua y con conductividad eléctrica nula. Su pH es neutro. La temperatura es igual a la del ambiente que oscila entre los 301 k y 310 k. Su densidad es de 1 g/cm^3 y su forma de flujo es normal.

Insaturada: se caracteriza por ser utilizada como solvente, con niveles bajos de concentración en sales (solute) y una solución insaturada. La conductividad se incrementa en dependencia de la cantidad de iones disueltos. Su pH por presencia de cationes de sales ácidas y debido a la baja concentración en los mismos oscila entre $5 < \text{pH} < 7$. La densidad se incrementa 1.05 g/m^3 . El caudal incrementa debido al aumento del volumen.

Saturada: se caracteriza por ser utilizada como solvente, sin embargo, se diferencia del agua insaturada por contener niveles normales de concentración en sales, la saturación se alcanza por el máximo nivel que admite por solubilidad, solución saturada en sales. Por otra parte, la conductividad se incrementa a un nivel elevado por la saturación en iones disueltos. Su pH en presencia de cationes de sales ácidas y debido al incremento en concentración de los mismos oscila entre $2 < \text{pH} < 4$. La densidad se incrementa 1.56 g/m^3 . El caudal incrementa a niveles altos su volumen se hace mayor y presenta turbulencia.

















Sobresaturada: se caracteriza por ser utilizada como solvente, con niveles excedidos en concentración de sales, solución sobresaturada en sales. Una característica predominante de este tipo de agua es que si la naturaleza de los cationes es metálica, la conductividad es mayor, sin embargo, si los cationes son no metálicos decae. El Ph para cationes de sales ácidas llega a niveles

1>Ph>2. La densidad alcanza los 2.05 g/m³. Caudal elevado debido a la velocidad del fluido.

A continuación, en la Figura 14 se realiza una comparación de las propiedades geoquímicas del agua de producción.

Figura 14

Comparativo de propiedades geoquímicas del agua de producción

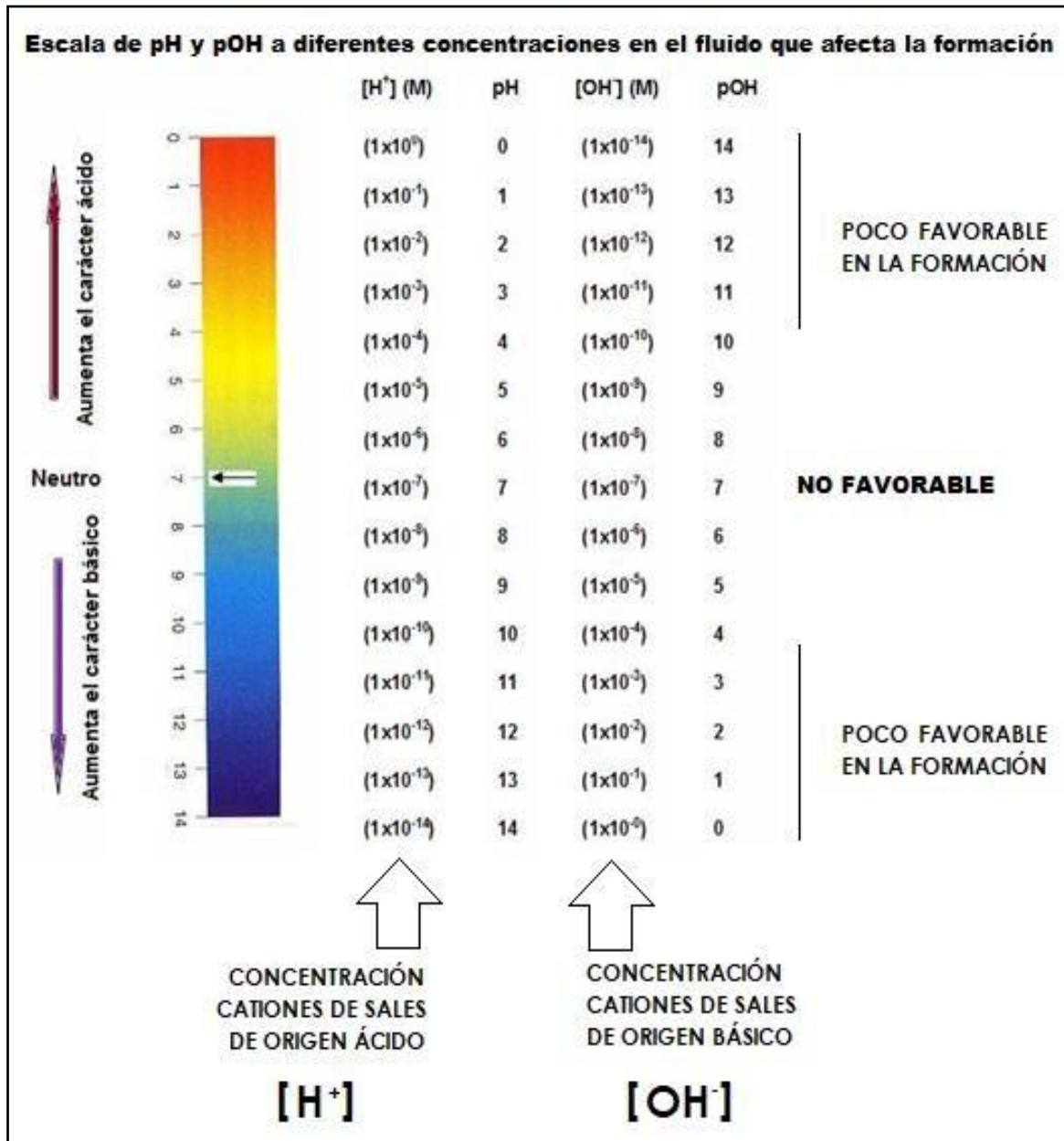
AGUA	Variación					
	Concentración	Temperatura	Solubilidad	Densidad	pH	Volumen
DESTILADA	0	=	0	1	7	=
INSATURADA				1.07	5-6	
SATURADA				1.56	3-4	
SOBRESATURADA				2.05	1-2	
						

Nota: (=) Es la medición de partida o nula en la valoración de la propiedad(+) Incremento mínimo en la valoración de la propiedad. (++) Incremento considerable en la valoración de la propiedad(+++) Incremento elevado en la valoración de la propiedad. Fuente: Autor.

A continuación, se muestra las estimaciones del pH con respecto a la formación.

Figura 15

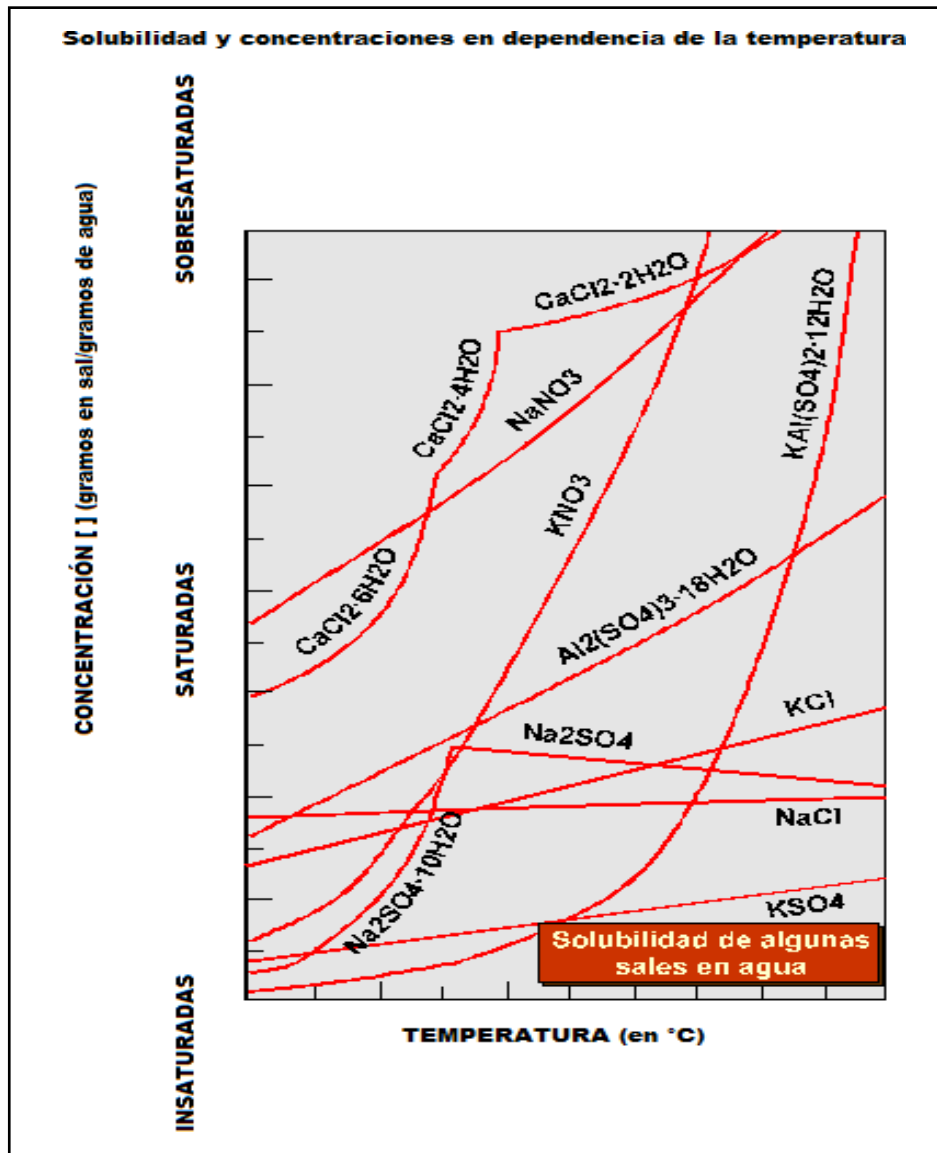
Estimaciones del pH para el fluido proporcionado a la formación



Nota :tomada de Guo et al. (2017)

Figura 16

Relación existente entre la solubilidad, la concentración y la temperatura de un fluido (a 1 atmósfera de presión)



Nota: tomada de Babor e Ibarz (1979)

Por medio del análisis de revisión documental, y mediante comparación realizada, se logra analizar que, una variación en la cantidad de sales disueltas puede ocasionar de manera poco

favorable deposición de partículas finas, obstrucción del espacio poroso (menos conveniente cerca de la cabeza pozo), la reducción anormal en la tasa de producción de hidrocarburo y la disminución de la permeabilidad que es independiente de la velocidad del fluido. Por otra parte, la concentración y naturaleza de las sales (Ácida, Neutra o Básica) influye sobre la permeabilidad, debido a que, su incremento en la formación es directamente proporcional al PH. En medios ácidos, el PH es bajo y la permeabilidad disminuye; razón por la cual se debe tener presente que la variación en la concentración de estos compuestos químicos, afecta de manera correspondiente al cambio del PH.

En cuanto al origen, existen sales que provienen de hidrácidos, el mineral que las conforma se convierte en el anión que reemplaza el hidrógeno en el ácido. Por ejemplo, en el caso del NaCl que es el cloruro de sodio; el anión cloruro (Cl^-) proviene del hidrácido HCl (ácido clorhídrico). Entre las sales de este tipo comúnmente utilizadas se tienen; NaCl, KCl, CaCl_2 y MgCl_2 ; para las cuales, la temperatura influye en su solubilidad, admitiendo altos niveles de concentración cuando ésta se eleva, puesto que, el aumento de temperatura reduce el daño de la formación y favorece la elevación del pH.

Por otra parte, el Cloruro de Calcio (CaCl_2) siendo el que causa menor daño de formación en iguales condiciones de inyección, pues, tiene mayor capacidad catiónica (+2), entre las sales del Cloro, la reducción de la permeabilidad ocurrió en presencia de este tipo de sal. Por otra parte, las sales de oxácidos que en sus estructuras moleculares incluyen oxígenos se caracterizan igualmente por bajar el pH y otras como las sales básicas (contienen iones hidroxilo OH^-), lo elevan; lo importante es lograr un equilibrio, que permita un flujo químicamente consistente y bajo, con reacciones químicas y mecánicas, que generen reducción en la sedimentación de partículas finas

para permitir una permeabilidad favorable del medio poroso, esto es posible con la selección óptima de fluidos y preparados en superficie; no obstante, es preponderante tener en cuenta que la compatibilidad de fluido-fluido y fluido-roca, reduce daños a las formaciones, más frecuentemente en pozos horizontales y en casos más específicos como ocurre con soluciones insaturadas de cloruro de sodio (agua de mar a baja concentración) es compatible con formaciones que producen aceite, debido que al final esta aumenta considerablemente.

5.2. Análisis del daño a la formación por migración de finos

En la producción de crudo, cuando se suministran fluidos concentrados o diluidos, existe la tracción de múltiples materiales; entre ellos, arcillas. (filosilicatos de menos de 4 micrones) y los limos. (silicatos o aluminosilicatos cuyos tamaños oscilan entre 4 y 64 micrones) siendo las más comunes: Colinita e Illita; partículas diminutas de sales que son identificadas como componentes de cuarzos entre otros materiales análogos; razón por la cual es requerido el uso de surfactantes, utilizados para facilitar el bombeo de crudos pesados en la industria petrolera, los cuales reducen esas fuerzas de arrastre que generan la migración de finos durante la producción.

Por otra parte, existen diferentes tipos de formación, la que genera mayor aportación de material fino, se caracteriza por la manera en que se encuentra empacada; con soltura, de muy poca o unificación nula, escasez de cemento natural entre sus partículas, gránulos o castros, se les conoce como formaciones no consolidadas o inherentemente inestables, muy similares en comportamiento a los fluidos incompatibles, los cuales son evitados debido a la liberación de dichas partículas; en estos casos es importante resaltar que presenta una mejor estabilidad la

migración de arena y vale recordar que el fluido movilizado en la migración de finos se produce con la finalidad de evitar obturación a través de la suspensión de partículas en las gargantas de poros y la vecindad del pozo.

Cuando se genera un daño por migración de finos, este se sitúa habitualmente dentro de un radio no inferior a 1 m ni superior a 2 m (3 a 5 pies) del pozo, hay igualmente los que se producen hacia los remates del pozo con empaque de grava.

Otras opciones que mejoran la producción como lo hacen los surfactantes son las mezclas de ácidos; el primero de ellos es el ácido fluorhídrico (HF) útil para disolver finos en formaciones areniscas; la segunda opción es el ácido clorhídrico (HCl) como fluido de tratamiento para dispersar formaciones en los agujeros de gusanos generadas por carbonatos (CO_2). Según Ibáñez, et al., (2021), los daños a la formación por migración de finos se presentan por las siguientes caracterizaciones de arcillas de filosilicatos

Talco (Esteatita). Es un mineral secundario procedente de la variación de silicatos ricos en magnesio. (olivino, piroxenos y anfíboles) constituyentes de piedras metamórficas o ígneas de procedencia primaria. Elemento común de los minerales arcillosos acompañantes de las piedras salinas pérmicas, es un filosilicato de configuración laminar de coloración blanquecina conformado por magnesio (Mg), consistencia demasiado blanda, textura suave jabonosa, fácilmente convertible a material particulado impalpable. Se humedece en disolución de nitrato de cobalto.

Pirofilita. Es un silicato de alúmina hidratado, mineral de arcillas hidrotermal en rocas

aluminosas atacadas por soluciones ácidas formándose a partir de minerales ricos en aluminio (Al) en la roca original, este compuesto se puede encontrar en Oxisoles y Ultisoles. Asimismo, es normalmente mezclado con caolinita y cuarzo. Se origina de la alteración de otros minerales presentes en rocas metamórficas. Normalmente se presenta en forma de láminas o en agregados foliáceos o radiados, debido a su estructura y clivaje micáceos, lo que además la hace ser suave y untuosa al tacto. Se humedece en disolución de nitrato de cobalto.

Biotita. Filosilicato del grupo de las micas, abundante en suelos y rocas, su origen es fundamentalmente magmático; aparece como mineral esencial o accesorio en rocas ígneas diversas (granitos, dioritas, gabros, peridotitas, andesitas, basaltos, entre otras) y metamórficas de diferentes metamorfismos (esquistos, gneises, anfibolitas, entre otras) y sedimentarias, es poco frecuente encontrar biotita pura en los suelos y sedimentos, pero sí biotita alterada. Es de forma laminar y color oscuro. Es soluble en ácido sulfúrico concentrado en caliente.

Moscovita. Pertenece a las micas del aluminio (Al). Básicamente es un silicato de potasio y aluminio, pero puede llevar Magnesio (Mg), Cromo (Cr) y una gran variedad de otros elementos en sus numerosas variedades. De origen magmático y metamórfico, aparece en rocas ígneas ácidas, metamórficas de grado medio-alto o como mineral heredado en sedimentarias. Se puede encontrar en el suelo como componente mineral de las arcillas.

Illita. Arcilla no expansible, micácea, que parte de la fracción arcillosa del suelo. Constituyente principal de muchas pizarras, es un producto de la alteración de la moscovita y los feldspatos en ambientes de pluviometría y temperatura elevadas. Común en sedimentos, suelos, rocas arcillosas

sedimentarias, y en rocas metamórficas.

Montmorillonita. Hidrosilicato de Magnesio (Mg) y Aluminio (Al), con otros posibles halógenos. Se origina en ambiente sedimentario de clima tropical por alteración de los feldspatos y en ambiente hidrotermal por alteración de vidrio volcánico y tobas. Se encuentra en Vertisoles y Alfisoles. Soluble en ácidos; se expande, hincha, gelatiniza al contacto con agua.

Vermiculita. Mineral del grupo de los hidrosilicatos formado por hierro (Fe) y/o magnesio (Mg). Se forma fundamentalmente a partir de rocas básicas. Las micas pueden transformarse en vermiculitas al perder el potasio interlaminar en un medio rico en Magnesio (Mg^{2+}), con formación de una gradación de interestratificados. En zonas templadas y subtropicales, es uno de los minerales de arcilla más abundantes. El agua a temperatura elevada incrementa su tamaño de ocho a veinte veces el original.

Caolinita. Mineral arcilloso, de tipo silicato estratificado, con una lámina de tetraedros unida a través de átomos de oxígeno en una lámina de octaedros de alúmina. Las rocas que son ricas en caolinita son conocidas como kaolín o arcilla de China.

Limos. Hacen parte de los suelos de grano fino, con tamaños inferiores a los 75 μm , tanto los silicatos como aluminosilicatos son de origen inorgánicos, aquellos con un límite líquido menor a 50 son de baja plasticidad, mientras los uno mayor o igual a 50, de alta plasticidad. También se identifican aquellos que integran la arcilla y son de tipo orgánico.

Particulado de cuarzos. Su presencia es propia en rocas ígneas, metamórficas y sedimentarias.

Compuestos por óxido de silicio o sílice (SiO_2) aunque incluye impurezas de otros elementos, especialmente aluminio, litio, sodio, potasio, hierro o titanio. Según las clasificaciones existentes, en algunas reconocido como un óxido y en otras como un tectosilicato. Con un grado de dureza 7 en la escala Mohs. El tipo α pueden existir a elevadas temperaturas según la estructura: Trigonal a 573°C y Hexagonal 867°C , luego transformarse en cuarzo- β y de ahí lentamente a otro mineral de sílice, en tridimita o asmanita. Se polariza eléctricamente al someterse a cambios de presión, temperatura o tensiones. Generalmente incoloros y transparentes, que según sus componentes la translucidez permite una tonalidad diversa. Al combinarse con el agua genera los ácidos orto y meta silicatos, proporcionando un pH bajo al fluido.

Cabe resaltar que, las lechadas a base de silicato no son líquidas como el agua, por ejemplo: en cuanto se mezcla el silicato y el reactivo, la viscosidad aumenta hasta llegar a una lechada no inyectable por ser demasiado viscosa, mucho antes de que se produzca la transformación en gel. Además, contiene unas micelas coloidales, aunque muy pequeñas, impide la penetración de estas lechadas en los terrenos muy finos, como son los limos. Además, estas sales y/o minerales están presentes en las formaciones no consolidadas o inherentemente inestables, al igual que en formaciones de areniscas, por otra parte, también existen las formaciones de carbonatos.

5.3. Daño a la formación por escamas inorgánicas que allí se depositan

Los cambios físicos o químicos significativos a lo largo del sistema de producción conducen al depósito minerales (escamas) generando daños significativos en la formación, entre los cuales es importante mencionar, el carbonato de calcio (CaCO_3), los sulfatos de calcio (CaSO_4), bario (BaSO_4) y estroncio (SrSO_4) y algunos compuestos de hierro debido a la manipulación de sales

cuando existe variación en las propiedades del agua, el pH, la temperatura, la presión y la concentración.

El medio ácido ($\text{pH} = 5$), la temperatura (571K) y la presión (296 atmósferas) son las condiciones propicias para la ionización del ácido carbónico que proviene al diluirse el dióxido de carbono (CO_2), su concentración incrementa al contacto entre él y la salmuera de manera directa y proporcional en relación con la presión parcial que este ejerce sobre el sistema gaseoso que cohabita sobre el líquido; la nueva especie química (HCO^-) en la salmuera origina el carbonato de calcio (CaCO_3) en medio básico ($\text{pH} = 9$) al contacto con el calcio (Ca^{+2}) presente, originando las escamas, que posteriormente a la precipitación se depositan. Si la temperatura incrementa y el pH disminuye se inhibe la formación del carbonato.

Las bajas temperaturas favorecen que el sulfato de calcio (CaSO_4) se incruste como yeso; el deshidratado (CaSO_4) se incrusta a temperaturas mayores de 373K , y el hemihidrato ($\text{CaSO}_4 \cdot \frac{1}{2}\text{H}_2\text{O}$).

$\frac{1}{2}\text{H}_2\text{O}$) entre temperaturas de 373 K y 394 K, para estas incrustaciones. la presión no está influyente, como si lo es la temperatura y la sobresaturación.

Las incrustaciones de los sulfatos de estroncio (SrSO_4 más soluble) y bario (BaSO_4), requieren de condiciones similares y ocurren simultáneamente, el orden de precipitación ocurre en dependencia de la solubilidad de cada uno de los tres sulfatos: Sulfato de calcio, el más soluble de los tres y con alta solubilidad 0,2 g / 100 ml (25 ° C); Sulfato de estroncio con solubilidad 0,2448 mg / 100 ml (20 ° C) y 0,285 mg / 100 ml (30 ° C), muy soluble en medio ácido a elevada temperatura; y Sulfato de bario con solubilidad 0,0135 g / 100 ml (25 ° C) y 0,014 g / 100 ml (30 ° C), poco soluble en medio ácido. La mayoría de las escamas son menos solubles a medida que aumenta la temperatura, mientras que el sulfato de bario es más soluble al aumentar la temperatura. Entre otras de las incrustaciones, se encuentran las de metales en forma de sulfuro, como el plomo (Galena PbS), el zinc (Wurtzita ZnS) y el hierro (Pirita FeS_2 , Troilita FeS o Pirrotina $\text{Fe}_{11}\text{S}_{12}$); sulfuros que tienen su origen a partir del H_2S de los yacimientos y que se depositan al contacto con la mezcla de las aguas de connato y el acuífero durante la perforación, en similitud se disuelven en medio ácido, más al contacto con ácido sulfúrico (H_2SO_4) y/o ácido clorhídrico (HCl), se precipitan si está presente el ion sulfuro (S^{2-}).

6. Conclusiones

Por medio del desarrollo de este producto investigativo se logra identificar la incidencia a la formación por evaluar la incidencia a la formación por influencia del tratamiento de aguas de inyección. Asimismo, se logran identificar los daños por los procesos del tratamiento de agua de producción, las propiedades geoquímicas de inyección de agua, tanto en roca-fluido, como fluido-fluido y las interacciones geoquímicas en la etapa productiva del pozo.

En el análisis se logra apreciar que el agua para inyección de mejor calidad proviene de los acuíferos de la formación real gracias a su compatibilidad con fluidos y minerales de la formación, los diversos estudios de laboratorio de la evaluación de la calidad del agua hacen posible el obtener información de las características de estas y su influencia en los pozos productores, para la definición de las estrategias que permita la optimización de la producción y el establecimiento de acciones correctivas en los sistemas de inyección para que no afecten la formación. Por otra parte, los procesos de planeación, evaluación y selección eficiente de los procesos para la inyección de aguas son imprescindibles manteniendo siempre la solución más eficiente para prevenir los daños a la formación.

En este orden de ideas, es posible identificar que, el agua en dependencia de su pureza o en su defecto, ocasiona cambios en la formación que afectan a la permeabilidad por los diferentes niveles de concentración cuando se mezcla con un soluto. Por otra parte, se logra analizar que la inyección de agua destilada de más alta pureza, reduce severamente la permeabilidad en ésta, bloqueando las gargantas de los poros y la roca sufre graves daños.

Si se utiliza diluye sales a baja concentración (fluido insaturado), inicialmente impide la saturación del aceite y luego permite que la producción se incremente considerablemente, más favorable aun cuando la temperatura es elevada en el fluido pues esto incide en el incremento del pH (medio no ácido), evitando que la permeabilidad se reduzca al igual que la resistencia iónica.

A concentraciones mayores un soluto disuelto, hace del fluido una solución acuosa que se considerada como saturada o sobresaturada, la reducción de la permeabilidad es mayor cuando se utilizan sales en mayor concentración; de este modo es posible comprender que la cantidad de sal no solo se debe a la concentración, también al importe de ésta a través del aumento en el caudal del fluido o por el mayor tiempo de exposición al mismo, en ambos casos como resultado hay incremento en el daño a la formación.

Por otra parte, los finos migrantes estudiados, presentan características comunes que afectan severamente la migración, debido a las múltiples propiedades extrínsecas e intrínsecas que poseen estos materiales con influencia de diversos factores externos, en conjunto todo causa efectos no deseados para la producción. La naturaleza, solubilidad y reactividad química son parte de estas propiedades en mención; condiciones de la salmuera, como el pH, proporciona el medio propicio para diluirlos y transportarlos, los cuales ante cambios de temperatura precipitan depositándose en lugares específicos que representan un daño para la permeabilidad de la roca y en casos en la garganta de los pozos.

El tacto, la densidad, la dureza y el hábito de los minerales de los cuales existen estudios previos, entre si no distan en su catadura, siendo evidente, que las formas, laminar y granular son

las más típicas; las densidades están incluidas entre los rangos de la que poseen los lodos de perforación (densidades de 1.07 a 2.50 gr/cm³), lo que permite la fluctuación dentro de éste material, su disolución y con el cambio de la temperatura su precipitación; además, debido a las durezas que oscilan en rangos semejantes entre sí, no se particularizan (que alcancen menor tamaño); por otra parte al tacto son materiales pastosos, untuosos y exfoliables, lo que les permite incrustarse fácilmente en las superficies acumulándose hasta crear obstrucción.

Las deducciones expuestas en el párrafo anterior conllevan a contemplar que a mayor diferencia de temperatura entre los fluidos que se inyectan y los que existen bajo superficie, se incrementa la velocidad a la cual el calor fluirá entre ellos, lo que implica, optimizar los niveles de temperatura en cada etapa, para maximizar el ratio total de transferencia de calor: la razón que permite se presente una capa de ensuciamiento formada por deposiciones de sólidos o semisólidos durante la migración en la formación, es debido, por resistencia a la transferencia térmica y suele ocurrir en la roca y en la garganta del pozo.

Las condiciones que más desfavorecen la permeabilidad en la formación ante la presencia de minerales, son la presión y la temperatura. Al incrementar la profundidad a la cual se encuentra la formación, el aumento en la presión es directamente proporcional, lo que de igual forma incrementa la saturación, hace posible la cristalización de minerales disueltos formando escamas en conjunto con los finos migrantes.

Por otra parte, con el incremento de la temperatura la densidad de lechadas disminuye, por lo que se hacen de mayor fluidez, el volumen de líquido bastante considerable entonces favorece el

transporte de mayor cantidad de minerales que ante la primera variación brusca que presente la temperatura, los precipitará y esto es algo desfavorable para la formación.

7. Recomendaciones

Por medio del desarrollo de este proyecto de investigación se recomienda tener en cuenta que se debe tomar muestras del agua en los diferentes procesos realizados en la inyección de la misma, en los lugares que cumplan con las mejores características para el procedimiento, haciendo una comparación de las propiedades y concentraciones con el propósito de establecer la calidad final.

Hacer una selección minuciosa del tipo de químico utilizado para el tratamiento de cualquier tipo de problema presentado en el agua recolectada para los procesos de inyección. Por otra parte, definir los controles periódicos en los sitios con mayores problemas en donde se realice los procesos de inyección que eviten futuras complicaciones con el agua a tratar.

Tener presente la presión de fractura de la formación en el propósito de disminuir los daños en los yacimientos de hidrocarburos, y, por ende, pérdida en la tasa de inyección dentro del área a intervenir. En cuanto al tratamiento bacteriológico, se debe hacer uso de bactericidas con el propósito de evitar la inmunidad por parte de las bacterias presentes en el agua. Es recomendable regular los niveles de saturación mediante la variación de la temperatura y disminución de la concentración del fluido con adición de agua destilada.

Aplicar herramientas de simulación, que permitan determinar cuáles serían los parámetros más adecuados a modificar y que caractericen, la geoquímica óptima del agua de producción sugeridos en esta. La más recomendada sería una simulación geoquímica de la interacción Agua-Roca y/o Agua-Fluido, una modelización geoquímica que sugiere a que tratamientos deben ser sometidas estas aguas subterráneas para mejorar la producción, favorecer la permeabilidad y proteger la

formación. Entre los programas sugeridos, el PHREEQC permite cálculos de composiciones finales de aguas de mezclado (Daniele et al., 2010), más reciente el simulador WELL OPTIMIZER, actúa como un determinador de parámetros modificables (Muñoz & Peña, 2020).

Los finos al ser disueltos en las salmueras y por las condiciones ya mencionadas, que modifican la densidad e incrementan respectivamente el volumen del fluido con adición significativa de estas sales; existe una acción que mitiga este efecto y es la adición de agua, lo que disminuye la concentración, baja la saturación, favorece la solubilidad y reduce el volumen de finos migrantes en el caudal favoreciendo la formación. Algo importante que indica deben establecerse proporciones para obtener una mezcla compatible fluido-fluido y fluido-roca.

Entre las sugerencias está, optimizar la concentración óptima de dos aditivos poliméricos con propiedades anti-migratorias en lechadas cementantes, uno soluble en agua y otro un copolímero tipo emulsión aceite en agua (polímero tipo látex) que posee como agente estabilizante un tensoactivo, utilizados en la perforación de pozos en la industria petrolera (Meleán, Pereira & Mas, 2019). Encontraron que la concentración óptima para el primer polímero fue del 1% y en la emulsión polimérica de 2,5 galón/saco de cemento (gal/sx), estas concentraciones dependerán del tipo de polímero, materia activa y condiciones experimentales de sometimiento.

Los depósitos de escamas pueden removerse mediante tratamiento químico (disolviéndolos) o de manera mecánica. Es importante seguir una especie de protocolo que permita un resultado favorable; inicialmente se debe hacer un pronóstico sobre el depósito de escamas que se incrusten obstruyendo la formación con base en la información que se tiene sobre el yacimiento, luego

aplicar nuevas técnicas preventivas que impidan el desarrollo de condiciones operativas adversas; por último, disponer de herramientas que en forma mecánica eliminen el depósito no deseado de dichas escamas no sólo en la formación, también en revestidores y tuberías (Cabtree, et al., 1999).

Referencias bibliográficas

- Arias, F. (2012). *El proyecto de investigación. Introducción a la metodología científica. 6ta.*
Fidias G. Arias Odón.
- Ahmed, S. J. (2004). *Laboratory study on precipitation of calcium sulphate in berea sandstone cores* (Doctoral dissertation, King Fahd University of Petroleum and Minerals).
- AlAamri, J., AlDahlan, M., S Al-Yami, I., & A Al-Ghamdi, A. (2019, November). Formation Damage Assessment and Waterflooding Incompatibility Study for Reduced Sulfate Injection
Water. In *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. Society of Petroleum Engineers.
- Babor, JA e Ibarz, A, 1979. Química general moderna. Editorial Marín, S.A., España.
- Baghdiklan, S.Y. y Handy, LL. 1989. Flujo de suspensiones de arcilla a través de medios porosos . *SPE Res. Ing.* , 4: 213.
- Bennion, D.B. , Thomas, F.B. , Bennion, D.W. y Bietz, R.F. 1996 . Diseño fluido para minimizar el daño invasivo en pozos horizontales . *J. Can. Mascota. Technol.* 35: 45 - 52.
- Cabtree, M.; Eslinger, D.; Fletcher, P.; Johnson, A. & King, G., 1999. Daños a la formación. La deposición de escamas reduce la productividad. Consultado de la WEB 2021/11/15: <https://jpt.spe.org/twa/scale-deposition-squeezes-productivity>.
- Daniele, L; Vallejos, A; Sola, F; Corbella, M & Pulido, A; 2010, Simulación Geoquímica de la Interacción Agua-Roca en el Acuífero de Cabo de Gata (SE de España). Departament de Geologia Universitat Autònoma de Barcelona & Departamento de Hidrogeología. Universidad Almería. 75.

- Dahle, S. K. M. (2016). *A simple model for predicting the internal and external filtration during produced water re-injection using field data from Grane well G-32* (Master's thesis, University of Stavanger, Norway).
- Farajzadeh, R. (2004). Produced water re-injection (pwri) an experimental investigation into internal filtration and external cake build up. *Delft University of Technology*, 159.
- Feng, Q., Chen, H., Wang, X., Wang, S., Wang, Z., Yang, Y., & Bing, S. (2016). Well control optimization considering formation damage caused by suspended particles in injected water. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 35, 21-32.
- Gabriel, GA e Inamdar, GR Una investigación experimental de la migración de finos en medios porosos . 58ª Conferencia y Exposición Técnica Anual de la SPE . 5 al 8 de octubre, San Francisco, California. SPE 12168.
- Gruesbeck, C. y Collins, RE 1982. Arrastre y deposición de partículas finas en medios porosos . *SPE J.* , 22: 847 – 856.
- Guo, C., et al. (2017). Geochemical characteristics of water produced from CBM wells and implications for commingling CBM production: a case study of the Bide-Santang Basin, western Guizhou, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 159, 666-678.
- Herzig, J., Leclerc, D., & Goff, P. L. (1970). Flow of suspensions through porous media—application to deep filtration. *Industrial & Engineering Chemistry*, 62(5), 8-35.
- Ibáñez, S.; Gilbert, J.; & Moreno, H.; 2021. Filosilicatos 2:1. Universidad Politécnica de Valencia.
- Kwan, M.Y. , Cullen, M.P. , Jamieson, P.R. y Fortier, R.A. 1989 . Un estudio de laboratorio del daño por permeabilidad a los núcleos de arenas de alquitrán de lago frío . *J. Can. Mascota. Technol.* , 28: 56 – 62.
- Meleán, R; Pereira, F & Mas, M; 2019. Determinación de la concentración óptima de aditivos

poliméricos para la formulación de lechadas cementantes. *Revista Iberoamericana de Polímeros* ISSN 1988-4206 Artículos de Investigación sobre Ciencia y Tecnología de los Polímeros. 1.

Merdhah, A. B. B., & Yassin, A. A. M. (2007). Scale formation in oil reservoir during water injection at high-salinity formation water. *Journal of applied sciences*, 7(21), 3198-3207.

Moghadasi, J., Jamialahmadi, M., Müller-Steinhagen, H., & Sharif, A. (2004, January). Formation damage due to scale formation in porous media resulting from water injection. In *SPE international symposium and exhibition on formation damage control*. Society of Petroleum Engineers.

Moghadasi, J., Jamialahmadi, M., Müller-Steinhagen, H., & Sharif, A. (2004, February). Formation damage due to scale formation in porous media resulting from water injection. In *SPE international symposium and exhibition on formation damage control*. OnePetro.

Mollakhorsidi, A., Moghadasi, J., & Arabjamaloei, R. (2012). An experimental study of the effects of salt solutions on formation damage in a water injection operation in petroleum reservoirs. *Petroleum science and technology*, 30(20), 2169-2184.

Muñoz, M.P. & Peña, C.A.; 2020. Determinación del caudal óptimo de producción mediante el análisis nodal para el control en la producción de crudo asociada al mejoramiento de la relación agua-petróleo en el campo rubiales. Fundación Universidad de América. Bogotá. 95

Sampieri, R. (2018). *Metodología de la investigación: las rutas cuantitativa, cualitativa y mixta*. McGraw Hill México.

Todd, AC , Kumar, T. y Mohammadi, S. 1990 . El valor y el análisis de los experimentos de calidad del agua basados en núcleos en relación con los esquemas de inyección de agua . *Formulario SPE. Eval. , 5: 185 - 191 .*

Vetter, O. J., Kandarpa, V., & Harouaka, A. (1982). Prediction of scale problems due to injection of incompatible waters. *Journal of Petroleum Technology*, 34(02), 273-284.

Webb, K. J., Black, C. A., & Al-Ajeel, H. (2004, April). Low salinity oil recovery-log-inject-log.

In *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*. OnePetro.

Plummer, L. N., & Busenberg, E. (1982). The solubilities of calcite, aragonite and vaterite in CO₂-H₂O solutions between 0 and 90 C, and an evaluation of the aqueous model for the system CaCO₃-CO₂-H₂O. *Geochimica et cosmochimica acta*, 46(6), 1011-1040.

Collins, A. (1975). *Geochemistry of oilfield waters*. Elsevier.