Artículo de Investigación. Revista Ciencia e Ingeniería. Vol. 42, No. 2 pp. 229-238, abril-julio, 2021.
ISSN 1316-7081. ISSN Elect. 2244-8780 Universidad de los Andes (ULA)

Procesos en el medio poroso causante de la migración de finos durante la etapa de producción de Petróleo.

Processes in the porous medium caused of the migration of fines during the petroleum production stage.

Naranjo, Edwars; Pereira, Juan*
Laboratorio de Petróleo Hidrocarburo y Derivados (PHD), Departamento de Química.
Facultad Experimental de Ciencias y Tecnología. Universidad de Carabobo. Venezuela.
*jcpereir@uc.edu.ve

Resumen

Cuando el equilibrio de la interacción roca fluido presente en el reservorio es afectado, se genera la migración de finos, llegándose a acumular en los espacios más pequeños, causando daño a la formación y en consecuencia, se produce una reducción en la permeabilidad efectiva del medio poroso, la cual se refleja significativamente, en la disminución de la tasa de producción, impactando negativamente en la rentabilidad de los proyectos. El presente artículo está orientado a una revisión bibliográfica de las reacciones físicas-químicas, variables, mecanismos y condiciones asociadas a la migración de fino, así como también, se abordará brevemente, las ecuaciones y/o modelos matemáticos, desarrollados por diversos investigadores con datos de laboratorio, de campo y simulación, paralelamente se irán describiendo las formas y técnicas aplicadas para su control, con la finalidad de valorar el nivel de evidencia científica que existe sobre el tema y considerar las recomendaciones sugeridas por los investigadores.

Palabras claves: reacciones físicas, reacciones químicas, interacción roca-fluido, migración de finos.

Abstract

When the balance of the fluid rock interaction present in the reservoir is affected, the migration of fines is generated, accumulating in the smallest spaces, causing damage to the formation and consequently, there is a reduction in the effective permeability of the medium porous, which is significantly reflected in the decrease in the production rate, negatively impacting the profitability of the projects. This article is aimed at a bibliographic review of the physical-chemical reactions, variables, mechanisms and conditions associated with the migration of fine, as well as, will briefly address the equations and / or mathematical models, treated by various researchers with data laboratory, field and simulation, in parallel will be describing the forms and techniques applied to their control, with the proposal to assess the level of scientific evidence that exists on the subject and consider the recommendations suggested by the researchers

Keywords: physical reactions, chemical reactions, rock-fluid interaction, migration of fines.

1 Introducción

Podríamos definir a un medio poroso como aquel material compuesto por dos fases: una matriz sólida y en su interior un sistema de huecos (poros) que pueden o no estar interconectados entre sí (Horacio 2004). Los medios porosos se encuentran formados por una matriz sólida con vacíos dispersos en la misma, estos vacíos pueden estar ocluidos o interconectados entre sí (Dullien 1992).

Cuando los finos se mueven a través de este medio, frecuentemente pueden depositarse, y si esta depositación ocurre en la garganta poral, puede resultar en una severa reducción de la permeabilidad. Es decir, las partículas grandes transportadas pueden crear puentes sobre la superficie y una especie de película dentro del medio poroso. Este efecto es el que se conoce como migración de finos, que no es más que el movimiento de pequeñas partículas en la matriz del reservorio. Estas partículas pueden bloquear la garganta poral y reducir la capacidad de flujo de la formación (Khilar y col., 1998). En otras palabras, implica el desprendimiento de partículas (Bedrikovetsky y col., 2012) en depósitos naturales que, generalmente, presenta un daño de permeabilidad significativo y, como se mencionó antes, ocurre debido a la movilización y migración de finos coloidales desprendidos o suspendidos, que se depositaron en las delgadas gargantas de poro (Yang y col., 2016).

Trascendiendo que, a pesar de ser la migración de finos, la responsable de que las partículas suspendidas en el fluido producido obturen las gargantas de poro cerca del pozo, este efecto impacta significativamente en la productividad de éste (Méndez 2014). éstos finos pueden incluir diferentes materiales, tales como las arcillas (filosilicatos de menos de 4 micrones) y los limos (silicatos o aluminosilicatos, cuyos tamaños oscilan entre 4 y 64 micrones). La caolinita y la ilita son las arcillas migratorias más comunes (Amoni y col., 2018). Existen otros tipos de arcillas con menor ocurrencia como la verniculita, atapulguita, entre otras.

Así mismo, como otra definición importante vinculada a la reducción de poros, encontramos el daño a la formación causado por los minerales de arcillas que se encuentra en el yacimiento dada su "tendencia a hincharse, dispersarse y migrar a través del medio poroso y reducir la permeabilidad (Islas, 1991), también son altamente sensitiva a fluidos acuosos y adicionalmente, incrementan la saturación del agua por su gran relación área-volumen. Dado estos efectos, los fluidos de invasión deben ser diseñados tomando en cuenta el tipo de arcilla contenida en la zona productora (Borazjani y col., 2018). El daño generado por los finos se localiza generalmente en un radio de 1 a 2 m [3 a 5 pies] del pozo, pero también puede producirse en las terminaciones con empaque de grava (Anon 2014).

Para mitigar estos efectos, ciertos investigadores (Zeinijahromi y col., 2011, Zeinijahromi y col., 2012, Mirshekari y col., 2014), han desarrollado diversos modelos matemáticos, considerando una o más fases, en aquellos yacimientos donde ocurre una reducción de permeabilidad, algunos de ellos, incluyeron además los efectos de migración de finos no estacionaria y flujo no-darciano, por la alta velocidad del fluido (Mojarad y col., 2012), cerca de la perforación y del empaquetamiento de grava de la formación productora, otros investigadores en cambio (Zeinijahromi y col., 2011), usaron datos de producción de un pozo para ajustar el modelo, asumiendo valores pequeños de concentración de partículas retenidas (atoradas) para predecir la declinación del pozo.

Por otra parte, de acuerdo a los resultados señalados en numerosos estudios, que han demostrado que tales efectos, están asociados a repentinos bajones en la salinidad del agua de formación que fluye a través de las arenas productoras, pudiendo ser la principal causa del daño de formación por dispersión de partículas de arcilla (Mohan y col., 1993), cuyo condición se le conoce como sensibilidad de las arcillas, la cual depende de los cationes presentes en el agua de formación, del pH (Sarkar y col., 1990), y la relación del cambio de la salinidad. Igualmente, existe un valor crítico de la fuerza iónica total (CTIS) en las soluciones salinas mixtas que fluyen en los medios porosos, causando daños drásticos en la formación (Khilar y col., 1998). Así como también, se hallan otras fuerzas que intervienen en la retención (Lemon y col., 2011) y/o liberación de finos, como lo son las fuerzas hidrodinámicas (Maini y col., 1996), de repulsión (Zeta Potential, 2012), de arrastre, de elevación (o flotación), gravitacional y electrostática (Zeinijahromi y col., 2014).

Así mismo, se señala el efecto de reducción de la permeabilidad al agua, la producción de finos y la reducción de la saturación residual del crudo (Sor) (Tan y col.,2017, Rousseau y col., 2008), como otros factores vinculados a la disminución abrupta de la salinidad, generadora de migración de finos y la disminución del medio poroso en las gargantas de poros, atribuyéndole también, la resistencia hidráulica local y por consiguiente, afirman que es la causa por lo que se genera la desviación de flujo a escala de poros (Marwan y col., 2019).

En otros estudios, se reportaron como resultados de la inyección de agua de baja salinidad en yacimientos (Morrow, 2011), una menor recuperación de crudo y una baja disminución del corte de agua en comparación con lo obtenido con la inyección de agua de formación. Concluyendo, que la primera causa, es la reducción de la permeabilidad relativa del crudo, la cual disminuyó cinco veces, debido a la migración de finos (Ahmetgareev y col., 2015).

En virtud, de esta problemática, como acciones remediales ante estos efectos, a nivel operacional, en las formaciones productoras de areniscas, se emplean mezclas de ácido fluorhídrico [HF] para disolver los finos. En las formaciones carbonatadas, aunque el

objetivo no es disolver, sino dispersar los finos en los agujeros de gusanos (microfracturas), se utiliza ácido clorhídrico [HCl] como fluido de tratamiento (Méndez 2014).

De ello, a medida que, en los campos petrolíferos existentes, durante la vida productiva de un pozo, cuando se van agotando su energía natural y/o presentan problemas de reducción de permeabilidad, para mantener su producción, se realizan estimulación mediante tratamiento químico (González 2014), recuperación secundaria y mejorada de petróleo (Kyei y col., 2019). Destacando, entre ellos, el uso de los polímeros como una de las técnicas efectivas para controlar los daños a la formación en los pozos de petróleo y gas (Borchardt 2012, Borchardt 2015).

Sin embargo, se debe tener cuidado durante las operaciones (tratamiento e inyección), para no alterar la humectabilidad de la roca de una manera no deseada (Faruk 2010), ya que, la humectabilidad puede afectar la distribución inicial de fluidos en una formación y su comportamiento de flujo posterior (Berg y col., 2010, Kyei y col., 2019).

Otras observaciones reportadas por diversos investigadores en laboratorio muestran que el tiempo de estabilización de la permeabilidad es mucho más largo que el volumen de un poro inyectado. Sin embargo, los modelos matemáticos existentes para la migración de finos, que son ampliamente utilizados en la simulación de yacimientos (Wennberg 1995, Ju 2006, Civan 2010, Mojarad 2007), no pueden predecir la estabilización a largo plazo de este fenómeno.
No obstante, el investigador Yulong Y, 2016, presentó modelos matemáticos, derivados y sus soluciones analíticas, aplicable a la predicción de la extensión del daño de la formación (karazincir y col., 2017) y el comportamiento del pozo en diferentes tipos de yacimientos. Además, enfatizó que estos modelos pueden ser aplicados en numerosos aspectos, tanto ambientales, procesos de ingeniería química, como en la eliminación de desechos industriales en acuíferos, propagación de contaminantes y tratamiento industrial de las aguas (Purswani y col., 2017).

No obstante, hoy en día, existe una estrecha relación entre la nanotecnología y la ingeniería petrolera, consolidándose la nanotecnología (Phan y col., 2019) como una nueva forma para abordar problemas presentados comúnmente en yacimientos de petróleo, como lo es, la migración de finos (Habibi y col., 2012, López, 2013, Cruz, 2013, Cespedes, 2015, Long y col., 2019; Peisong y col., 2020).

En este sentido, el presente artículo de revisión tiene como objeto sintetizar el estado actual del conocimiento, en cuanto a: reacciones, factores, mecanismos y condiciones asociadas a la migración de fino, de modo tal, que permitan identificar las principales variables a establecer para su control y poner en práctica las recomendaciones sugeridas por los investigadores.

2. Teoría y modelos.

El Daño a la formación es una condición que ocurre cuando se desarrollan barreras o impedimentos que reducen el flujo cerca del pozo (González 2017). Definido también como una restricción al flujo de fluido en el medio poroso, causado por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo (Rondón 2018). El Daño no es espontáneo en la mayoría de los casos y es función de la composición del fluido usado en cualquiera de las etapas de la vida de un pozo y de la sensitividad de los minerales que están presentes en el yacimiento (Lever 1984).

Generalmente, existen dos causas de movilización de finos: químicas (coloidal) y mecánicas (hidrodinamismo o flujo). La movilización química de finos en yacimientos de crudos está usualmente asociada con los cambios de salinidad del fluido en los poros. Por lo que, el contacto entre el agua fresca y el contenido de minerales en las formaciones productoras puede causar que la arcilla se expanda, disperse, migre y tapone. (Ochi y col., 1998, Bradford y col., 2011).

Los estudios de migración de finos se realizan rutinariamente antes del desarrollo de los campos de gas y petróleo que contienen formaciones de arenisca. Estas pruebas se realizan para detectar el potencial de migración de limo fino o material de arcilla durante la producción, que pudiesen desencadenarse por interacciones coloidales e hidrodinámicas, que se vinculan a la salinidad, a la fuerza iónica, al pH, a la capacidad de intercambio iónico, a la temperatura, entre otras variables (Schembre y col., 2005, Byrne y col., 2009)

Zeinijahromi y col., 2014, realizaron un sistema de ecuaciones, que matemáticamente contiene un efecto que es equivalente al de la migración y bloqueo de finos considerando el flujo de dos fases (Sarkar y col., 1990, Schembre y col., 2005) y la retención máxima (Nabzar y col., 1996), expresada a través del número de erosión, el cual depende directamente de cuatro fuerzas, las cuales determinan el equilibrio de anclaje de los finos en la superficie de la roca: fuerza de arrastre, de elevación (o flotación), gravitacional, electrostática.

Ahora bien, como se ha mencionado, las interacciones entre los fluidos inyectados y la roca pueden causar movimiento de partículas por una combinación de fuerzas (cizallantes mecánicas), reacciones coloidales-químicas y transformación geoquímica de los iones (Maini y col., 1996). Por lo que, las investigaciones, se han enfocado en desarrollar sistema matemático que considere el mayor número de variables (kampel 2007), como el desarrollado por Sharma y col., 1987, Vitthal y col., 1988, el cual considera seis ecuaciones con seis variables: saturación de agua y aceite, presión de agua y aceite, concentración de

partículas liberadas partículas atoradas. Otros modelos matemáticos vinculados a la migración de finos (Zeinijahromi y col., 2013, Guido, 2007), por inyección de agua de baja salinidad incluye balance volumétrico para dos fases (agua y aceite), desprendimiento y cinética de finos, conservación de la masa, y la ley de Darcy (Zeinijahromi y col., 2013, Zeinijahromi y col., 2014).

Así como también, contiene la curva de flujo fraccional de agua, la cual depende de la saturación y la cantidad de partículas atoradas (Cordova 2016). En dichos trabajos, se calcula el tamaño mínimo del bache de agua de baja salinidad para obtener la recuperación máxima de crudo (Zeinijahromi y col., 2013, Zeinijahromi y col., 2014).

En fin, a escala mundial, se mencionan más de 17 mecanismos físicos que pueden explicar la recuperación adicional del crudo inducida por la inyección de agua de baja salinidad, entre otros: movilización de finos, liberación de partículas de mojabilidad mixta o mojabilidad al agua, incremento de pH y reducción de la tensión interfacial, intercambio iónico multicomponente, efecto de doble capa (fuerzas de Van de Waals), efecto "salting-in", presión osmótica, alteración de la mojabilidad, derivadas de las observaciones de campo, resultados de laboratorio y de modelos propuestos por diferentes autores, como McCaffery, 1973, Morrow y col., 1995, Yildiz y col., 1996, Tang y col., 1999, Sharma y col.,1997, Zhang y col., 2006, Sheng, 2014, Hussain y col., 2013, Al Shalabi, 2017, entre otros.

Sin embargo, otro factor no menos importante que hay que destacar, son ciertas reacciones químicas incompatibles que ocurren en el yacimiento, cuando se inyectan fluidos que no están en equilibrio químico y termodinámico con los minerales sensibles que se encuentran en las rocas presente en el yacimiento.

Estas reacciones químicas en conjunto con los minerales sensibles del yacimiento pueden inducir: disolución, hinchamiento precipitación de nuevos minerales y migración (Mediavilla 2014).

La cantidad de minerales sensibles a fluidos inyectados influye en la sensitividad del yacimiento (Betancourt y col., 2003). La sensitividad de una formación está principalmente controlada por la presencia de minerales arcillosos dentro de los canales porosos. Estos minerales presentan ciertas características (Avendaño 2015)

3. Reacciones que ocurren en el medio poroso y ocasionan migración de finos.

El daño de formación puede ser el resultado de las reacciones adversas de los fluidos y las rocas del yacimiento **(**Tang, 1999). Estas pueden ser:

3.1.- Reacciones Químicas.

Son originadas por los fluidos incompatibles inyectados al pozo (Quintanilla, 2016):
- Sensitividad al agua de inyección
- Sensitividad al ácido clorhídrico (HCl)
- Sensitividad al ácido fluorhídrico (HF).

-Sensitividad al agua de inyección:

Es la reacción desfavorable que presentan ciertos minerales de las rocas al estar en contacto con el agua de inyección u otros fluidos incompatibles, los minerales están controlados por procesos químicos que son sensibles a las diferencias o contrastes de salinidad.

El intercambio de iones adsorbidos y en solución, se presentan en fluidos de inyección de pH bajo y alto con roca arenisca. A pH bajo, el potencial de superficie es bajo y, por lo tanto, se elimina el daño, mientras que a pH alto el potencial es mayor, promoviendo la dispersión de partículas finas (Civan y col., 1987, Altoe y col., 2006) y, por lo tanto, se reduce la permeabilidad. El pH del agua desionizada inyectada en una roca arenisca puede aumentar (por ejemplo, pH = 10), debido a procesos de intercambio iónico (Lemon y col., 2011, Al Mohammed y col., 2017).

Reaccionan de dos formas:

3.1.1.- Expandiéndose.

Debido a la absorción del agua de diferente salinidad, diferente pH y/o si los minerales presentan cationes intercambiables con el agua de inyección. Los minerales más sensibles al agua de inyección son la *esmectita* (Mohan 1997) y la mezcla de *illita-esmectita* estas arcillas se hinchan rápidamente cuando están en contacto con un fluido incompatible.

Existen otros estudios propuestos, como el modelo de bases fenomenológicas desarrollado por Civan, para caracterizar, cuantificar y pronosticar el daño a la formación por migración de finos e hinchamientos de arcillas a escala de yacimientos a partir del esquema matemático lineal de Civan (Civan 2007).

La cantidad de agua que entra en la estructura es función del catión intercambiable, por ejemplo, Ca-Esmectita tiene una moderada capacidad para hincharse, en cambio Na-Esmectita puede hincharse y aumentar por encima del 1000% su volumen original.

3.1.2.- Migrando debido al decrecimiento de la salinidad del agua de inyección.

Las rocas que contienen Caolinita presentan una relación en el decrecimiento de la permeabilidad, debido al movimiento de los finos con respecto al decrecimiento de la salinidad del agua de inyección (Otálora, 2012). Por otra parte, un estudio sistemático de la migración de finos en paquetes de arena diseñados, que contienen diferentes porcentajes de caolinita y aceite residual, determinó las

dependencias de las saturaciones del punto final y las permeabilidades relativas del punto final versus el contenido de caolinita, y concluyó que esos efectos se deben a las fuerzas capilares y a la accesibilidad parcial de los finos unidos al agua inyectada en presencia de fase gaseosa u oleica atrapada en los capilares (Ohemeng y col., 2019).

La suspensión de dos fases por flujo coloidal en medios porosos (Young y col., 2016), ocurre durante la inundación de baja salinidad, donde las particulas naturales finas de los reservorios se movilizan y bloquean la roca (Borchardt 2012).

Se ha documentado, que existe un valor crítico de la fuerza iónica total (CTIS) para soluciones salinas mixtas que fluyen en medios porosos. Si la fuerza iónica cae por debajo de este valor, se liberan cantidades significativas de finos en situ debido a las fuerzas coloidales, causando daños drásticos en la formación (Khilar y col., 1989). Es decir, existe una tasa crítica de cambio de salinidad (TCCS), en la cual las partículas finas migran y esto sucede cuando las concentraciones de sales son: menores a la concentración de sal crítica (CSC) (Khilar y col., 1984, Khilar y col., 1989).

Por otra parte, los investigadores Rousseau y col., 2008, realizaron un trabajo experimental en el que analizaron la reducción de inyectividad de pozos que aparece cuando se reinyecta agua de producción, fenómeno que puede ocurrir por la depositación de partículas sólidas o gotitas de aceite dentro de la propia formación.

No obstante, Shoaib y col., 2020, en cuanto a la prevención de la producción de arena y diminución de la migración de finos, analizaron la incompatibilidad de diferentes nanofluidos empleando agua blanda inteligente (SSW) y agua dura inteligente (SHW), combinándolas con el agua de formación, concluyendo que se produce una mejor estabilidad y compatibilidad de las nanoparticulas al emplear el agua blanda, resultando ser la más económica y en la que se obtiene mayor incremento en la producción de petróleo.

3.1.2.1 Sensitividad al ácido clorhídrico y al ácido fluorhídrico.

La acidificación matricial ácida es un desafío en muchos casos. El sistema convencional ácido envuelve principalmente ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico (HCl, HF), sin embargo, la desventaja de usarlos está en su rápida tasa de reacción, resultando en insolubles subproductos de secundarias y terciarias reacciones, que limitan la efectividad del tratamiento (Al Salmi y col., 2018).

En el yacimiento existen rocas que pueden disolverse con ciertas soluciones ácidas, y cuando ello ocurre, quedan partículas libres que se mueven y bloquean los poros. Por ejemplo, los minerales que contienen hierro (Fe) son sensibles al HCl. El hierro (Fe) puede estar libre y precipitar como: Hidróxido Férrico Fe $(OH)_3$. (Crowe 1984)

Los yacimientos que contienen: Pirita (FeS_2) y Siderita ($FeCO_3$) son muy sensibles al daño de la formación, al inyectar HCl. Por ejemplo: Cristales de Pirita que podrían ser sujetos a disolución. Las rocas que contienen carbonato de calcio ($CaCO_3$) reaccionan de manera adversa al HF. La disolución de este mineral precipita como fluoruro de calcio.

La calcita y dolomía son muy sensibles al contacto con el HF, los minerales de silicato también reaccionan negativamente con el HF y la sílice, pudiendo precipitar como un coloide hidratado y taponar los poros.

Sin embargo, en esa dirección se deben enfocar las investigaciones futuras, tomando como referencia Xin y col., 2021, quienes realizaron experimentos para evaluar la absorción en las arenas de cuarzo como medio poroso, empleando nanopartículas (Al2O3), para el control de migración de finos, concluyendo que el fluido inyectado al tener mayor fuerza iónica, se absorbe y mejora la heterogeneidad física y química de las superficies de los poros, y a su vez, proporciona condiciones favorables para la fijación a la formación de los finos evitando así su migración.

3.2. - Reacciones físicas

3.2.1. Altas presiones y caudales

Casi todos los yacimientos clásticos contienen más de 10% de arcillas detríticas, arcillas antigénicas (Corrales, 2013) y otros minerales que son sensibles a la migración. Se encuentran ubicados revistiendo poros, gargantas porosas y son sensitivos a los fluidos inyectados.
Estas partículas se pueden desprender al ocurrir un aumento significativo del diferencial de presión, produciéndose el arrastre de estos, debido a las fuerzas hidrodinámicas que exceden las fuerzas de adhesión (Fogden y col., 2011, Bedrikovetsky y col., 2011, Derjaguin y col., 1941). También pueden ser desprendidas por la acción de ácidos que destruyen el material cementante.

3.2.2. Producción de arena (Arenamiento)

Los problemas ocasionados por la arena pueden ocurrir cuando el yacimiento presenta granos de cuarzo (Qiu y col., 2008) o clastos no adheridos mineralógicamente, y se utilizan altas tasas de flujo.

Estos granos comienzan a moverse fluyendo junto con la producción, como consecuencia, se puede arenar el pozo, es decir, se obstruyen las tuberías y, por ende, disminuye la producción (Ju y col., 2006).

4. Condiciones necesarias para el movimiento de finos en la etapa de producción Tamaño de los minerales.

4.1. Cuando en el yacimiento está presente un sólo fluido, los finos se mueven con el fluido, hasta que llegan a una restricción del poro donde son atrapados (ver figura1).

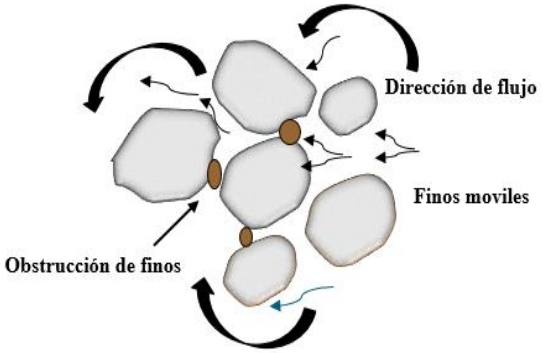

Fig.1. Restricción de poros por migración de finos

Como se puede observar en la figura 1, los finos que se desprenden de la matriz viajan a través del medio poroso, logrando en algunos casos obstruir los radios de garganta poral, originando una disminución considerable en el flujo de fluidos, producto de la reducción de la permeabilidad.

4.2. La producción de agua es uno de los principales factores que desencadenan la migración de fino en los yacimientos (Aguilar 2018). Cuando sólo se produce petróleo, migran poco o nada de finos, pero cuando fluye agua, las partículas finas se convierten en parte del flujo.

Adicionalmente, de acuerdo con como estén humectadas las partículas en la formación, éstas van a tener un comportamiento, es decir, si están mojadas por el agua, la penetración del agua tiende a desalojar, inducir y mejorar la movilidad de las partículas (Sarkar y col., 1990). Además, el agua a veces se disuelve y elimina los agentes cementantes en una formación, lo que hace que las partículas de roca sean propensas al desprendimiento y la migración.

Las partículas solo se moverán si la fase que la humecta es la fase que se mueve.

Si los finos son humectables al agua si se está moviendo el petróleo, los finos no se moverán.

Si los finos son humectables al petróleo si se está moviendo el agua, los finos no se moverán.

Múltiples estudios han identificado la importancia de la salinidad de la salmuera y la composición iónica para promover la alteración de la humectabilidad a un estado más favorable de humectación con agua. La temperatura del yacimiento (Faruk 2010), la carga superficial de la roca y los componentes activos de la superficie del petróleo también influyen en la alteración de la humectabilidad y, por lo tanto, en la recuperación de petróleo mediante las inundaciones (Hussein y col., 2012, Al-Sarihi, 2018). Razón por la cual los investigadores han intentado categorizar los factores y mecanismos que rigen la alteración de la humectabilidad mediante inundación de agua ajustada químicamente.

4.3. Los granos finos formarán puentes en los poros y no migrarán si la tasa de flujo permanece constante (ver figura 2).

Como se puede observar en la figura 2, los finos que viajan en suspensión se depositan de diferentes maneras, lo cual va a depender de su tamaño, arreglo de las partículas, radio de gargantas porales, formando puentes que generan obstrucciones.

4.4.- Los granos finos que se encuentran en la garganta de los poros, sostenidos por fuerzas positivas (++), se moverán al inyectar en los pozos solventes o surfactantes.

Ogolo N y col., 2013, determinaron que la naturaleza, características y las propiedades de las nanopartículas juegan un papel importante en el desempeño de los nanoagentes para el control de finos, tanto en presencia como en ausencia del petróleo crudo.

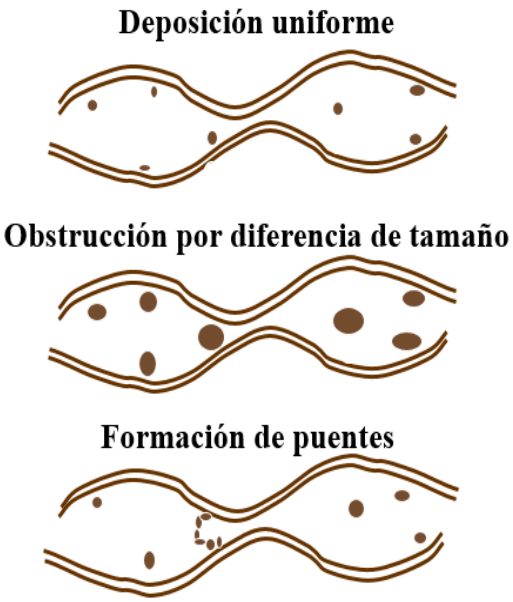

Fig.2. Formación de puentes

Sin embargo, enfatizaron, que todos los experimentos deberían realizarse en presencia del petróleo crudo para una mayor certeza en los resultados, y concluyeron, que una de las propiedades más importante a caracterizar es la densidad de carga, ya que las nanopartículas y/o nanoagentes atrapan principalmente a los finos; por el grado de atracción entre las cargas negativas y positivas presentes en el sistema; y además de ello, conjuntamente con el valor de pH de la nanopartícula en la suspensión

del fluido y potencial zeta, contribuyen a determinar el rendimiento de las nanopartículas.

5. Procedimiento experimental para determinar daño a la formación por migración de finos durante la produccion.

A continuación, en la figura 3, se muestra el procedimiento metodológico (PDVSA- INTEVEP 2008), empleado para estimar el daño en la formación por medio de migración de finos en la etapa de producción,

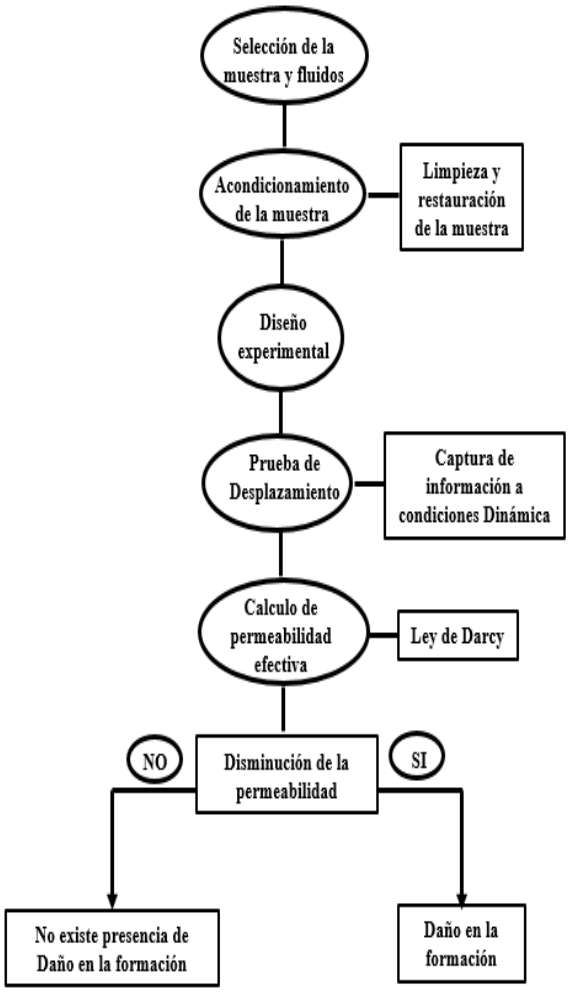

Fig.3. Procedimiento metodológico empleado para estimar el daño en la formación

Referencias

Aguilar J, 2018, Caracterización de daño de formación y opciones de solución en el yacimiento Hollín de la zona norte del campo Sacha, Tesis de Ingeniería, Facultad de Ingeniería de Petróleos, Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador, pp 19-28.

Ahmetgareev V, Zeinijahromi A, Badalyan A, Khisamov R, 2015, Analysis of Low Salinity Waterflooding in Bastrykskoye Field, Petroleum Science and Technology, Issue 33, pp. 561- 570.

Alhuraishawy K, Bai B, Wei M, GNG J, Pu J, 2018, Mineral dissolution and fine migration effect on oil recovery factor by low-salinity water flooding in low-permeability sandstone reservoir, Fuel Volume 220, pp. 898-907.

Al Mohammed A, Hamzaoaui B, Al-Rustum A, Al-Badairy H, 2017, Evaluación de daño de formación de fluidos de completación de alto pH y salinidad en pozos de gas, SPE Conferencia Técnica Anual y Exposición, Sociedad de Ingenieros de Petróleo, Abu Dhabi, UAE.

Al-Sarihi A, Zeinijahromi A, Genolet L, Behr A, Kowollik P, Bedrikovetsky P, 2018, Effects of fines migration on residual oil during low-salinity waterflooding, Energy & Fuels, pp. 4-6.

Altoe J, Bedrikovetsky P, Siqueira A, De Souza A, Shecaira F, 2006, Correction of basic equations for deep bed filtration with dispersion, J. Pet. Sci. Eng. 51, pp. 68–84.

Al Salmi A, Al-Yaaribi A, Al- Ruzeiqi S, 2018, Acidificación exitosa de una formación sensible al ácido de HF usando un agente protector de iones complejos, Abu Dhabi UAE, SPE/IADC-189360-MS, pp. 1-12.

Amoni N, Lloke E, Godstime T, Onyekonwu M, 2017, Movilización de finos arcillosos por diferentes valores de salinidad del agua en presencia de nanopartículas de óxido de aluminio, SPE-189125-MS, Lagos Nigeria, pp. 1-2.

Anon 2014, Modelling and simulation of gravel-pack damage due to particle transport by single phase flow in cased hole completion, Int. J. Oil, Gas and Coal Technology, pp. 152-168.

Avedaño J, 2015, Análisis de modelos petrofísicos para formaciones clásticas, Instituto politécnico nacional escuela superior de ingeniería y arquitectura unidad Ticoman, México, pp. 37-40.

Bedrikovetsky P, Siqueira F, Furtado C, Souza L, 2011, Modified Particle Detachment model for colloidal transport in porous media, Transport in porous media, Volume 86, pp. 353-383.

Bedrikovetsky P, Zeinijahromi A, Siqueira F, Furtado C, De Souza A, 2012, Particle detachment under velocity alternation during suspension transport in porous media, J. Transp. Porous Med. 91 (1), pp. 173–197.

Berg S, Cense A, Jansen E, 2010, Direct Experimental Evidence of Wettability Modification By Low Salinity, Petrophysics, SPWLA-2010-v51n5a3, pp. 314-322.

Betancourt J, Sergio C, 2003, Productividad de pozos, OPIC consultores. es.slideshare.net/jm-unermb/productividad-de-pozos, pp. 9-10.

Borazjani S, Genolet L, Kowollik P, Zeinijahromi A, Bedrikvetsky P, 2018, Modelo Analítico de migración de finos asistido por invasión de agua para mejorar la eficiencia de barrido, SPE-189485-MS, Louisiana USA, pp. 14-22.

Borchardt J, 2012, Chemicals Used in Oil – Field Operations, Chapter 1. Vol 1, pp. 4-52.

Bradford S, Torkzaban S, Wiegmann A, 2011, Pore-scale Simulations to Determine the Applied Hydrodynamic Torque and Colloid Immobilization, Vadose Zone J, pp 252-261.

Waggoner S, 2009, Fines migration in a high temperature gas reservoir – laboratory simulation and implications for completion design, SPE 121897, In: Proceeding of the SPE 8th European Formation Damage Conference, Scheveningen, The Netherlands, pp. 27–29.

Cespedes C, 2015, Desarrollo de un nanofluido para la estabilización de finos en la formación Barco del campo Cupiagua, Tesis de Maestría, Universidad Nacional de Colombia, Colombia, pp 18-26.

Cheng Y, Banin A, Ataman Y, 1980, Characterization of particle and pores, hydraulic properties and water-air ratios of artificial growth media and soils. ISOSC Prog, pp. 6381.

Civan F, Knapp R, 1987, Effect of Clay Swelling and Fines Migration on Formation Permeability, SPE-1623-MS, Oklahoma, USA, pp. 1-9.

Civan F, 2007, Reservoir formation damage: fundamentals, modeling, assessment, and mitigation, Gulf Professional Publishing/Elsevier, Burlington, Massachusetts, second edition, PART VII, pp. 1-7 Chapter 23.

Civan F, 2010, Non-isothermal permeability impairment by fines migration and deposition in porous media including dispersive transport, pp. 1-11.

Córdova D, 2016, Proyecto de inyección de agua de formación para incrementar el factor de recuperación en un campo de la Amazonía Ecuatoriana, Universidad tecnológica equinoccial facultad de ciencias de la ingeniería e industrias trabajo previo a la obtención del título de ingeniero de petróleos, Ecuador, pp. 36-48.

Corrales A, 2013, Aplicación de nuevas tecnologías para optimizar la producción en el campo Palanda - Yuca Sur, Tesis de Ingeniero de Petróleos. Universidad Central del Ecuador, Facultad de ingeniería en geología, minas, petróleos y ambiental, Quito, Ecuador, pp 12-18.

Crowe C, 1984, Evaluation of agents for preventing precipitation of ferric hydroxide from spent treating acid, SPE Paper 12497, pp. 1-7.

Cruz J, 2013, Nanotecnología aplicada a la industria petrolera, Tesis de Ingeniero de Petróleo. Universidad autónoma de México, Facultad de Ingeniería, México, pp 16-27.

Derjaguin B, Landau L, 1941, Theory of the Stability of StronglyCharged lyophobic sols and of the adhesion of strongly charged particles in solutions of electrolytes, Acta Phys. Chim. URSS.

Dullien F, 1992, Porous media, fluid transport and porous structure, 2da Edition Academic Press. San Diego, pp. 237-317.

Faruk C, 2010, Non-isothermal Permeability Impairment by Fines migration and deposition in porous media including dispersive transport, Transp Porous Med, Issue 85, pp. 233-258.

Fogden A, Kumar M, Morrow N, 2011, Mobilization of Fine Particles during Flooding of Sandstones and Possible relations to enhanced oil recovery, Energy Fuels, Issue 25, pp. 1605-1616.

González J, 2014, Daños a la formación en pozos petrolera, Tesis de Ingeniero de Petróleos, Universidad autónoma de México, Facultad de ingeniería, México.

González L, 2017, Evaluación de sistemas de estimulación matricial en la Formación M1, en el Campo Y, Tesis de Ingeniería, Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Quito, Ecuador.

Guido K, 2007, Mathematical modeling of fines migration and clogging in porous media, Atlanta, Georgia, pp. 57-61.

Habibi A, Ahmadi M, Pourafsshay P, Ayatollahi S, Al-Wahaibi Y, 2012, Reduction of fines migration by nanofluids injection: An Experimental Study, SPE journal, pp. 10.

Hussein F, Zeinijahromi A, Bedrikovetsky P, 2012, Improved oil recovery with waterflooding by mobilizing fines (laboratory-based incremental recovery), SPE-149704, Presented at the North Africa Technical Conference and Exhibition, Egypt., pp. 1-6.

Islas C, 1991, Manual de estimulación de pozos petroleros, México D.F., Colegio de ingenieros petroleros de México A.C, pp. 22.

Zu A, 2006, Novel 3D Field-Scale Reservoir numerical simulator for predicting the fines migration and production performance, pp. 1-10.

Karazincir O, Williams W, Rijken P, 2017, Predicción de migración de finos a través de pruebas de núcleo, SPE-187157-MS, USA., pp. 1-34.

Kampel G, 2007, Mathematical modeling of fines migration and clogging in porous media, Institute of Technology, In Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree Doctor of Philosophy in the School of Mathematics, Georgia, USA, pp.72-75.

Khilar K, Fogler H, 1984, The Existence of a critical salt concentration for particle Release. Journal of Colloid and Interface Science, pp. 214-224.

Khilar K, Vaidya R, Fogler H, 1989, Colloidally-induced fines release in porous media. Journal of Petroleum Science and Engineering, pp. 213-221.

Khilar K, Fogler H, 1998, Migrations of fines in porous media, Kluwer Academic Publishers, Dordrecht/London/Boston.

Kyei Prempeh, Chequer L, Badalyan A, Bedrikovetsky P, 2019, Effects of the capillary-entrapped phase on fines migration in porous media, Journal of Natural Gas Science & Engineering, pp. 2-38.

Lemon P, Zeinijahromi A, Bedrikovetsky P, 2011, Effects of injected water salinity on waterflood sweep efficiency through induced fines migration, Journal of Canadian Petroleum Technology, pp. 82-94.

Lever A, Dawe R, 1984, Water-sensitivity and migration of fines in the Hopeman sandstone, J. Pet. Geol., Vol. 7, pp. 97–107.

López A, 2013, Nanotecnología en la industria petrolera, Conceptualización, aplicaciones e identificación de modelos de flujo, Universidad autónoma de México, Trabajo de titulación previo a la obtención del Título de Ingeniero de Petróleos, pp. 48.

Long Y, Huang X, Gao Y, Chen L, Song L, Zhang H, 2019, Swelling mechanism of core-shell polymeric nanoparticles and their application in enhanced oil recovery for low-permeability reservoirs, Energy Fuels, China, pp. 3077-3088.

Maini B, Wassmuth F, Schramm L, 1996, Fines migration in petroleum, pp. 7-55.

PDVSA- INTEVEP, 2008, Manual de normas técnicas, Procedimientos, los teques Venezuela, pp 22-28.

Marwan R, Nageh A, 2019, Impact of nanotechnology on enhanced oil recovery: A mini-review, Industrial & Engineering Chemistry Research. Energy Materials Laboratory, School of Sciences and Engineering, the American University in Cairo, Egipto

McCaffery F, 1973, The Effect of wettability, relative permeability and imbibition in porous media, Ph.D. Thesis, University of Calgary, September.

Mediavilla M, 2014, Meteorización química, Enseñanzas de las ciencias de la tierra, Departamento de química universidad de las palmas de gran canaria, España, Vol. 22.3, pp. 230-238.

Méndez E, 2014, Análisis de técnicas de estimulación para minimizar y remediar los daños de formación por migración de finos en el reservorio hollín, del campo palo azul, Universidad Central del Ecuador, Facultad de ingeniería en geología, minas, petróleos y ambiental, Carrera de ingeniería de petróleos, Quito, Ecuador, pp. 35-36.

Mirshekari B, Dadvar M, Modares H, 2014, Modelling and simulation of gravel-pack damage due to particle transport by single phase flow in cased hole completion, Gas and Coal Technology, Vol. 7, No. 2, pp. 152.

Mohan K, Vaidya R, Reed M, 1993, Water sensitivity of sandstones containing swelling and non-swelling clays, Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, Issue 73, pp. 237-254.

Mohan K, Soctt H, 1997, Colloidally Induced Smectitic Fines Migration: Existence of Microquakes, AICHE Journal, pp. 565-576.

Mojarad R, Settari A, 2007, Coupled Numerical Modelling of Reservoir Flow with Formation Plugging, J Can Pet Technol, pp 54-59.

Mojarad F, 2007, Coupled Numerical Modelling of Reservoir Flow with Formation Plugging, pp. 1-12.

Montoro M, 2011, Caracterización y análisis del desplazamiento de fluidos daños no miscibles en medio poroso, Tesis Doctoral, Universidad Nacional de Córdoba, Facultad de Ciencias Exactas Físicas y naturales, España.

Morrow R, Jadhunanan P, 1995, Effect of wettability on waterflood recovery for crude oil/brine/rock systems, SPERE. 10(1): pp 40-46.

Morrow N, Buckley J, 2011, Improved Oil Recovery by Low-Salinity Waterflooding, SPE Journal of Petroleum Technology, SPE-129421. MS, pp 106-112.

Nabzar L, Chauveteau G, Roque C, 1996, A new model for formation damage by particle retention, SPE 1283, In: Proceeding of the SPE Formation Damage Control Symposium, pp.1-9.

Ochi J, Vernoux J, 1998, Permeability decrease in sandstone reservoirs by fluid injection: hydrodynamic and chemical effects. J. Hydrol., 208, pp. 237–248.

Ogolo N, Olafuyi O, Onyekonwu M, 2013, Impact of Hydrocarbon on the Performance of Nanoparticles in control of fines migration, Society of Petroleum Engineers (SPE) 167503-MS.

Ohemeng K, Prempeh K, Chequer L, Badalyan A, Bedrikovetsky P, 2019, Effects of the Capillary-entrapped phase on fines migration in porous media, Journal of Natural Gas Science & Engineering,

Otálora J, 2012, Aiu curriculum desing water production, Atlantic international university Honolulu, Hawaii, pp. 11-18.

Peisong L, Huanhuan Y, Liyong N, Laigui Y, Dongdong N, Zhijun Z, 2020, Functional Janus-SiO_2 Nanoparticles Prepared by a Novel "Cut the Gordian Knot" Method and Their Potential Application for Enhanced Oil Recovery, ACS Appl. Mater. Interfaces 12, pp. 24201-24208.

Pinzón J, 1997, Superficie específica de una bentonita mediante la adsorción de azul de metileno, Revista colombiana de química, Colombia, volumen 26, No. 1.

Phan H, Haes A, 2019, What Does Nanoparticle Stability Mean? United States, J. Phys. Chem. C, 13, pp. 16495-16507.

Purswani P, Tawfik M, Karpyn Z, 2017, Factors and mechanisms governing wettability alteration by chemically tuned waterflooding: a review, Energy & Fuels, University Park, Pennsylvania, USA, pp. 1-41.

Quintanilla G, 2016, Evaluación del daño por precipitación de escamas minerales en la fase piloto de un proyecto químico ASP (álcali surfactante polímero) en un campo de petróleo en Colombia, Tesis de Maestría en Ingeniería de Petróleos, Universidad Nacional de Colombia, Colombia.

Qiu K, Gherryo Y, Shatwan M, 2008, Fines migration evaluation in a mature field Libya, In Suspensions: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry, Perth, Australia., pp 321-375.

Rondón J, Meléndez H, Lugo C, García E, Campos B, 2018, Evaluación del daño a la formación de la salmuera como fluido de completación en pozos del campo Santa Rosa del Distrito Gas Anaco, Universidad de los Andes, Ciencia e Ingeniería, Anzoátegui, Venezuela, vol. 39, núm. 1.

Rousseau D, Latifa H, Nabzar L, 2008, Injectivity decline from produced-water reinjection: new insights on in-depth particle-deposition mechanisms, SPE Prod. Oper, Vol. 23, pp. 525–531.

Sarkar A, Sharma M, 1990, Fines Migration in Two-Phase Flow, J Pet Technol., SPE-17437-PA, pp 646–652.
Sharma M, Yortsos Y, 1987, Fines migration in porous media, pp. 1654–1662.
Schembre J, Kovscek A, 2005, A mechanism of formation damage at elevated temperature, J. Energy Resour, Technol., pp. 171–180.
Schembre J, Kovscek A, 2005, A mechanism of formation damage at elevated temperature, J. Energy Resour, pp. 1-5.
Shoaib E, Khamehchi E, 2020, Compatibility Test and Nanoparticles Stability: Comparison between Smart Soft Water and Smart Hard Water, SPE 204218- PA.
Tang G, Morrow R, 1999, Influence of brine composition and fines migration on crude oil brine rock interactions and oil recovery, Journal of petroleum science and engineering, Vol. 24, pp. 99-111.
Tan Y, Li Y, Wu R, Rijken P, Karaazincir W, Wang B, 2017, Modelado de declinación de producción causado por migración de finos en reservorios de agua profunda, SPE Conferencia Técnica Anual y Exposición, San Antonio, Texas USA, pp. 1-8.
Tang G, 1999, Influence of brine composition and fines migration on crude oil/brine/rock interaction and oil recovery, Journal of Petroleum Science and Engineering, Issue 24, 99-111, Technol, pp. 171–180.
Toro J, Montenegro J, Medina G, Lascano M, 2004, Estudio sedimentológico de la arenisca U inferior del pozo Auca-U, Petro-producción, centro de investigaciones geológicas Quito PPR, reporte interno, Quito, Ecuador.
Valdes J, Santamarina J, 2006, Particle Clogging in Radial Flow: Microscale Mechanisms, SPE 88819 journal, San Diego, USA, pp. 1-6.
Vitthal S, Sharma M, Sepehrnoori K, 1988, A One-Dimensional Formation Damage Simulator Damage Due to Fines Migration, SP-17146-MS, Bakersfield, California, USA.
Wennberg J, 1995, Modelling Fines Mobilization, Migration and Clogging, pp. 1-9.
Xin Z, Zhengsong Q, Jian G, Xiaoxia R, Jia L, Weian H, 2021, mechanism and effect of nanoparticles on controlling fines Migration in unconsolidated sandstone formations, SPE 204474.
Yang Y, Siqueira F, Vaz A, You Z, Bedrikovetsky P, 2016, Slow migration of detached fine particles over rock surface in porous Journal of Natural Gas Science and Engineering, pp. 1159-1173.
Sharma M, Yortos Y, 1987, Transport of Particulate Suspensions in Porous Media: Model Formulation, AICHE JOURNAL, pp. 1636-1643.
Al Shalabi E, Sepehrnoori K, 2017, Low salinity and engineered water injection for sandstone and carbonate reservoirs, 1st Edition, pp. 178.
Yildiz H, Morrow R, 1996, Effect of brine composition on recovery waterflooding of Moutray crude oil by Petroleum science & engineering, 14: pp. 159-168.
Yulong Y, 2016, Analytical Modelling of Fines Migration in Porous Media, Australian School of Petroleum, Australia, pp. 54-131.
Zeinijahromi A, Lemon P, Bedrikovestsky P, 2011, Effects of Induced Migration of Fines on Water Cut during Waterflooding, Manama, Bahrain, pp. 1-17.
Zeinijahromi A, Vaz A, Bedrikovetsky P, 2011, Effects of Fines Migration on Well Productivity During Steady State Production Journal of Porous Media, pp. 1-9.
Zeinijahromi A, Vaz A, Bedrikovetsky P, Borazjani S, 2012, Effects of fines migration on well productivity during steady state production, J. Porous Media, pp. 665- 679.
Zeinijahromi A, 2013, Physics mechanisms of enhanced recovery by fines-migration assisted waterflooding, Noordwijk, Netherlands, pp. 1-10.
Zeinijahromi A, Borazjani B, 2014, Low salinity fines-assisted water-flood: Analytical modelling and reservoir simulation, Adelaide, Australia, pp. 1-19.
Zeta Potential, 2012, A complete Course in 5 Minutes, The Interaction of Colloids, Zeta Meter, Inc.
Zhang Y, Morrow R, 2006, Comparison of secondary and tertiary Recovery with Change in Injection Brine Composition for Crude Oil/Sandstone Combinations, SPE-99757-MS Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, USA, pp. 22-26.

Recibido: *12 de diciembre de 2020*

Aceptado: *22 de marzo de 2021*

Pereira, Juan: *Dr. en Ciencias Aplicadas. Director del Laboratorio de Petróleo, Hidrocarburos y Derivados (PHD). Profesor Titular Universidad de Carabobo (Carabobo–Venezuela) y consultor industrial en fenómenos interfaciales.*

Edwars, Naranjo: *Master Ing. de Petróleo, MBA, MPM. Estudiante del Doctorado en Química Tecnológica en el Laboratorio de Petróleo, Hidrocarburos y Derivados (PHD). Universidad de Carabobo (Carabobo-Venezuela). Ingeniero de Productividad Halliburton Correo electrónico: edwarsnaranjoc@gmail.com/*