

**EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DE LA FACTIBILIDAD DE INYECCIÓN DE
AGUA EN UNA FORMACIÓN ARCILLOSA DE UN CAMPO PETROLERO DEL
MAGDALENA MEDIO COLOMBIANO**

FABIO AUGUSTO VILLAMIL NOVOA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRIA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA**

2018

**EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DE LA FACTIBILIDAD DE INYECCIÓN DE
AGUA EN UNA FORMACIÓN ARCILLOSA DE UN CAMPO PETROLERO DEL
MAGDALENA MEDIO COLOMBIANO**

FABIO AUGUSTO VILLAMIL NOVOA

**Trabajo de grado para optar por el título de
Magister en Ingenierías de Petróleos y Gas**

Director

JOSE CARLOS CARDENAS MONTES

Msc. Ingeniería de Hidrocarburos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRIA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA**

2018

DEDICATORIA

Quiero dedicar esta tesis a mi Padre amoroso del cielo, quien con su paciencia y misericordia no se cansa de demostrarme en todo momento su Amor.

A mis padres terrenales, gran regalo de Dios, por su apoyo y amor incondicional.

A mis dos hijos, Dani y Migue, porque son los motores que impulsan mi vida.

A mi abuelita Esther, quien aún desde el cielo ilumina mi camino.

A los familiares y amigos, porque con su apoyo y oraciones han llenado mi vida de bendiciones.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer al Instituto Colombiano del Petróleo (ECP), escuela profesional y de vida, por tantos años vividos junto a grandes personas y por permitirme desarrollar el presente trabajo.

A los profesionales Alvaro Villar y Martin Escobar, excelentes amigos y compañeros de trabajo, por todo el apoyo prestado en el presente trabajo.

Al Msc Jose Cárdenas, por todo su apoyo y compromiso en la dirección del presente trabajo.

A la Universidad Industrial de Santander, cuna del conocimiento nacional y mi alma mater, por darme la oportunidad de crecer profesional.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y todo su personal, por sus excelentes servicios y soporte durante esta aventura académica.

A la doctora Mayka Gambus y al Msc Hugo Garcia por sus aportes, buena disposición y el tiempo dedicado a la calificación del presente trabajo.

CONTENIDO

Pag.

INTRODUCCIÓN	17
1. CONTEXTUALIZACION DE LA PROBLEMÁTICA: INYECCION DE AGUA Y DAÑO A LA FORMACION.....	19
2. MARCO DE REFERENCIA.....	23
2.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS	24
2.2 MARCO TEÓRICO – CONCEPTUAL.....	35
2.3 MARCO PRÁCTICO	39
3. COMPATIBILIDAD ENTRE EL AGUA DE FORMACIÓN Y EL AGUA CANDIDATA A INYECCIÓN.	45
3.1 PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL PARA EVALUAR LA COMPATIBILIDAD ENTRE AGUAS.....	45
4. COMPATIBILIDAD ENTRE EL AGUA CANDIDATA A INYECCIÓN Y LA ROCA DEL YACIMIENTO.....	50
4.1 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LA ROCA DEL YACIMIENTO. ...	51
4.2 CARACTERÍSTICAS MINERALÓGICAS DE LA ROCA DEL YACIMIENTO.	52

4.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.	54
4.4 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE DESPLAZAMIENTO.	56
4.5 CONDICIONES GENERALES DE LAS EVALUACIONES DE DESPLAZAMIENTO.	57
4.6 ESCALAMIENTO TASA DE INYECCIÓN CAMPO-LABORATORIO	60
4.7 PROCEDIMIENTO PARA LA RESTAURACIÓN DE LA MOJABILIDAD ORIGINAL DE LAS MUESTRAS DE ROCA.....	62
4.8 DETERMINACIÓN DE LA SENSIBILIDAD DE LA ROCA.	63
4.9 DETERMINACIÓN DE LA TASA CRITICA DE FLUJO EN EL MEDIO POROSO.....	66
5. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LA EVALUACIÓN DE LA COMPATIBILIDAD FLUIDO DE INYECCIÓN Y ROCA DE YACIMIENTO.	68
5.1 MUESTRA # 1- PF 8275.33'	68
5.2 MUESTRA # 2: PF 8280.5'	73
5.3 MUESTRA # 3: PF 8460.5'	75
5.4 RESUMEN DE RESULTADOS INTERACCIÓN ROCA – FLUIDO DE INYECCIÓN.....	77
6. EVALUACIÓN Y ANALISIS DE RESULTADOS DE LOS TRATAMIENTOS QUÍMICOS PARA CORREGIR LA MIGRACIÓN DE FINOS.....	79

6.1 PROCEDIMIENTO DE COREFLOODING PARA EVALUAR EL TRATAMIENTO ACIDO PARA CORREGIR FENÓMENO DE MIGRACIÓN DE FINOS.....	82
6.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS – TRATAMIENTOS QUÍMICOS	83
6.2.1 Muestra # 1- pf 8275.33´	84
6.2.2 Muestra # 2: pf 8280.5´	86
6.2.3 Muestra # 3: pf 8460.5´	87
6.3 RESUMEN DE RESULTADOS CON LOS TRATAMIENTOS ÁCIDOS PARA MIGRACIÓN DE FINOS.....	89
7. CONCLUSIONES	90
8. RECOMENDACIONES.....	92
BIBLIOGRAFIA	93
ANEXOS.....	101

LISTA DE TABLAS

Pag.

Tabla 1. Problemas típicos causados por los minerales arcillosos *.....	38
Tabla 2. Resultados análisis fisicoquímicos del agua de producción e inyección..	48
Tabla 3. Resultados de la compatibilidad simulada para la mezcla entre aguas de formación e inyección.	49
Tabla 4. Propiedades petrofísicas de las muestras de roca.....	52
Tabla 5. Concentración de roca total.	53
Tabla 6. Concentración fracción de roca inferior a 2 micras.	53
Tabla 7. Composición Salmuera de formación e inyección utilizadas en los ensayos.	55
Tabla 8. Parámetros de campo para escalamiento de tasa.	61
Tabla 9. Correlación entre Caudales de laboratorio y de campo obtenidos del escalamiento.....	62
Tabla 10. Resumen resultados de compatibilidad roca - salmuera de inyección...	78
Tabla 11. Formula de tratamientos ácidos para control de finos.....	81
Tabla 12. Formulación de tratamiento orgánico.....	81
Tabla 13. Resumen de resultados tratamiento ácidos para corregir migración de finos.	89
Tabla 14. Resultados de compatibilidad entre el agua de inyección y crudo campo A.	102

Tabla 15. Resultados de compatibilidad entre tratamiento FA1 y fluidos de formación.	103
---	-----

Tabla 16. Resultados de compatibilidad entre tratamiento FA2 y fluidos de formación.	103
---	-----

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Diagrama de flujo de las evaluaciones para el estudio.	41
Figura 2. Variación de ST en función % de agua de inyección	50
Figura 3, Micrografía electrónica de una muestra de roca representativa del yacimiento.....	54
Figura 4. Esquema general del equipo de desplazamiento.	57
Figura 5. Diferenciales de presión y Kew observados en la primera parte de la evaluación en la Muestra # 1 (pf 8275.33´).....	69
Figura 6. . Diferenciales de presión y Kew observados en el proceso de dilución realizado en la Muestra # 1 (pf 8275.33´).	71
Figura 7. Diferenciales de presión y Kew observados en el desplazamiento continuo de salmuera de inyección realizado en la Muestra # 1 (pf 8275.33´).	72
Figura 8. Diferenciales de presión y Kew observados en el proceso de dilución realizado en la Muestra # 2 (pf 8280.5´).	74
Figura 9. Diferenciales de presión y Kew observados durante la evaluación de tasa critica realizado en la Muestra # 2 (pf 8280.5´).	75
Figura 10. Diferenciales de presión y Kew observados en el proceso de dilución realizado en la Muestra # 3 (pf 8460.5´).	76

Figura 11. Diferenciales de presión y Kew observados durante la evaluación de tasa critica realizado en la Muestra # 3 (pf 8460.5').	77
Figura 12. Diferenciales de presión y Kew observados en la inyección del tren de tratamientos para remoción de finos realizado en la Muestra # 1 (pf 8275.33'). ...	84
Figura 13. Diferenciales de presión y Kew observados en la inyección del tratamiento FA2, realizado en la Muestra # 1 (pf 8275.33').	86
Figura 14. Diferenciales de presión y Kew observados en la inyección del tratamiento FA1, realizado en la Muestra # 2 (pf 8280.5').	87
Figura 15. Diferenciales de presión y Kew observados en la inyección del tratamiento FA1, realizado en la Muestra # 3 (pf 8460.5').	88
Figura 16. Fotografías de los ensayos de detergencia con los tratamientos FA1 (izq.) y FA2 (der).	105

ANEXOS

Pag.

Anexo A: Ensayos de compatibilidad entre fluidos de estimulación y los de yacimiento.....	84
---	----

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DE LA FACTIBILIDAD DE INYECCIÓN DE AGUA EN UNA FORMACIÓN ARCILLOSA DE UN CAMPO PETROLERO DEL MAGDALENA MEDIO COLOMBIANO.¹

AUTOR: FABIO AUGUSTO VILLAMIL NOVOA²

PALABRAS CLAVE: Inyección de agua, daño de formación, migración de finos, tratamientos para disolución de finos.

DESCRIPCIÓN:

El actual trabajo presenta los resultados obtenidos en la evaluación experimental de la factibilidad experimental de inyección de agua para el Campo A, realizada en el Instituto Colombiano del Petróleo. El estudio comprendió la evaluación de la compatibilidad del agua candidata a inyección con el agua de formación (fluido-fluido) y con la roca que constituye el yacimiento (fluido-roca); esta última comprende a su vez la evaluación de la sensibilidad del material arcilloso al cambio de salinidad y la determinación de la tasa crítica de flujo.

Los resultados obtenidos muestran que los minerales arcillosos presentes en la roca evaluada no son sensibles a los cambios de salinidad ocasionada por la intrusión de agua dulce en el yacimiento.

Por otra parte, se determinó que la tasa crítica para las 3 muestras de roca evaluadas se encuentra en valores bastante bajos de entre 1 y 10 cc/min, estableciéndose el fenómeno de migración de finos como el mecanismo de daño principal, causante de severas pérdidas de permeabilidad y que en principio complicarían el proceso de inyección de agua que se piensa implementar en el campo.

Para remediar el problema de migración de finos se evaluó el efecto de 2 tratamientos base ácido, enfocados en la disolución del material fino presente en la roca, estos fueron los tratamientos FA1 y FA2, los cuales fueron ajustados para la mineralogía de la formación. Con estos tratamientos se obtuvieron resultados excelentes en cuanto al control del material fino en el medio poroso, reflejado en superlativos aumentos de permeabilidad y en el valor final de la tasa crítica de flujo.

¹ Trabajo de grado

² Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director José Carlo Cárdenas.

ABSTRACT

TITLE: EXPERIMENTAL EVALUATION OF THE FEASIBILITY OF WATER INJECTION IN AN ARCILLOSOUS FORMATION OF A PETROLEUM FIELD OF THE COLOMBIAN MIDDLE MAGDALENA.*

AUTHOR: FABIO AUGUSTO VILLAMIL NOVOA. **

KEY WORDS: Water injection, formation damage, migration of fines, treatments for dissolving fines.

DESCRIPTION:

This work presents the results obtained from the experimental evaluation of the experimental feasibility of water injection for the Field A, carried out in the Colombian Petroleum Institute. The research include the evaluation of the compatibility between the candidate water with the formation water (fluid-fluid) and also with the rock that constitutes the reservoir (fluid-rock); this includes the evaluation of the sensitivity of the clay material to the salinity changes and the determination of the critical flow rate.

The results obtained show that the clay minerals present in the evaluated rock are not sensitive to the salinity changes caused by the intrusion of fresh water into the reservoir.

On the other hand, it was determined that the critical rate for the 3 evaluated rock samples have very low values, which are between 1 and 10 cc / min, establishing the phenomenon of fines migration as the main damage mechanism, causing severe losses of permeability which in principle would complicate the process of water injection that is thought to be implemented in the field.

To remedy the fines migration problem, it was evaluated the effect of 2 acid-base treatments, focused on the dissolution of the fine material present in the rock, these were the FA1 and FA2 treatments, which were adjusted for the mineralogy of the formation. Excellent results were obtained with these treatments, regarding the control of fine material in the porous medium, reflected in superlative permeability increases and in the final value of the critical flow rate.

* Master of Science Thesis.

** Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director José Carlos Cárdenas.

INTRODUCCIÓN

El campo A, está localizado en la cuenca del valle medio del Magdalena, maneja como mecanismo de producción fundamentalmente gas en solución, contenido en la fase aceite y la acción de un acuífero de actividad baja en el flanco occidental. Se estima que bajo estas condiciones el recobro de petróleo esté entre el 20% y 25%, razón por la cual se hace necesario implementar procesos de recuperación secundaria.

Entre las estrategias para aumento del factor de recobro en el Campo A se ha planteado la implementación de inyección de agua. La fuente de agua disponible para la inyección es agua subterránea y se tomaría de los pozos abastecedores, debido a que el campo no produce suficiente volumen de agua para plantear un sistema de reinyección de agua de producción.

Con el fin de identificar fenómenos adversos asociados a las interacciones entre el agua de inyección con los fluidos o con la roca del yacimiento y elaborar las estrategias para su mitigación, se deben realizar los correspondientes estudios experimentales que cubren básicamente dos etapas: la compatibilidad fluido-fluido (tendencia a formación de escamas, formación de emulsiones) y fluido-roca (sensibilidad por dispersión de arcillas y migración de finos).

Este documento presenta el diagnóstico de compatibilidad entre el agua y la roca del yacimiento y el agua candidata a inyección, determinando la sensibilidad de la roca a los cambios de salinidad desde 6200 ppm (agua de formación) hasta 145 ppm (agua de inyección). Igualmente se determinó la tasa crítica de flujo para cada una de las 3 muestras evaluadas. Se determinó el mecanismo de daño predominante y en función de este se aplicaron 2 tecnologías enfocadas en remediar el daño en la formación.

1. CONTEXTUALIZACION DE LA PROBLEMÁTICA: INYECCION DE AGUA Y DAÑO A LA FORMACION.

Históricamente la inyección de agua en un yacimiento de petróleo ha sido uno de los métodos de recobro más utilizados a nivel mundial, sus inicios datan alrededor del año 1880 cuando se descubrió dicho procedimiento, alcanzando su auge en 1930 cuando inicia su masificación, gracias a su bajo costo, facilidad de implementación y eficiencia en el desplazamiento de hidrocarburos.

Sin embargo es un proceso que se ve altamente influenciado por parámetros operacionales y del yacimiento que afectan su desempeño, tales como, la calidad del agua inyectada, tasa y presión de inyección, compatibilidad entre fluidos, composición mineralógica de la roca, entre otros.

Es de resaltar que la inyección de agua es uno de los procedimientos con más alta probabilidad de generar daños en la formación por diversos mecanismos de acción, como son: el taponamiento por inyección de partículas sólidas, generación de sólidos en el yacimiento por incompatibilidad de fluidos, hinchamiento de arcillas, migración de finos, crecimiento bacteriano, entre otros.

La inyección de agua es responsable de un gran porcentaje del petróleo producido en Colombia, donde se pueden destacar grandes proyectos de inyección como son los campos La Cira y Casabe en el Magdalena Medio Colombiano. Actualmente, se ha planteado la implementación de inyección de agua como una de las estrategias para aumentar el factor de recobro en una formación arcillosa, perteneciente a un campo petrolero del Magdalena Medio Colombiano, que para efectos del presente estudio llamaremos “Campo A”. La fuente de agua disponible para la inyección es agua subterránea y se tomaría de los pozos abastecedores, debido a que el campo no produce suficiente volumen de agua para plantear un sistema de reinyección de agua de producción.

El “Campo A” cuenta con 21 pozos activos y en el año 2010 alcanzó su máximo nivel de producción con 2500 BOPD y cortes de agua inferiores al 1%. La formación “Y” es el principal almacenador del área y comprende las unidades productoras 1, 2 y 3. El “Campo A” maneja como mecanismo de producción fundamentalmente gas en solución, contenido en la fase aceite y la acción de un acuífero de actividad baja en el flanco occidental. Se estima que bajo estas condiciones el recobro de petróleo esté entre el 20% y 25%, razón por la cual se hace necesario implementar de procesos de recuperación secundaria.

La factibilidad de inyección de agua en una formación determinada depende de la interacción del agua inyectada con los fluidos y minerales de la formación. Con base

en los resultados obtenidos durante los procesos de inyección de agua en formaciones con mineralogía similar a la del “Campo A”, existe una alta probabilidad de obtener interacciones adversas entre el agua inyectada y la alta cantidad de arcillas presente en la roca. Con base en lo expuesto anteriormente se genera la siguiente pregunta de investigación: ¿Sera factible utilizar el agua candidata a inyección en la formación de interés, dado el alto contenido de arcillas de esta última?

Para dar viabilidad a la implementación de inyección de agua en la formación productora del “Campo A”, se hace necesario realizar los correspondientes estudios experimentales que permitan establecer la forma en que el agua de inyección interactúa con los fluidos y la roca que componen la formación de interés, dichos estudios cubren básicamente dos etapas: la compatibilidad fluido-fluido (tendencia a formación de escamas, formación de emulsiones) y fluido-roca (sensibilidad a los cambios de salinidad y tasa crítica de flujo).

Los estudios mencionados anteriormente permiten identificar los fenómenos adversos asociados al proceso de inyección de agua y con base en ello plantear estrategias para su remediación. Cuando los estudios revelan una problemática de compatibilidad entre el fluido a inyectar con los fluidos o roca del yacimiento, generalmente se plantean soluciones desde el punto de vista químico que puedan solventar dicha problemática y así dar viabilidad al proceso de inyección de agua.

A futuro se visualiza que si no se toman los respectivos cuidados antes de la implementación del sistema de inyección de agua en el campo en cuestión, se presenten uno o varios de los escenarios de daño a la formación mencionados anteriormente. De esta forma el presente estudio sirve como un soporte técnico-científico para la empresa operadora del campo, que le brinda la información necesaria para determinar las estrategias a seguir para la implementación del proceso de inyección de agua en una zona específica del yacimiento.

2. MARCO DE REFERENCIA

La recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua consiste en inyectar volúmenes predeterminados de agua de formación o de agua dulce en pozos inyectoros, con el objetivo de mantener la presión en el yacimiento y desplazar volúmenes adicionales de petróleo hacia los pozos productores.

La inyección de agua tuvo sus comienzos en la ciudad de Pithole, al oeste de Pennsylvania, en el año de 1861 (API, 1961). Como sucede comúnmente en el desarrollo de nuevas tecnologías, la primera inyección ocurrió accidentalmente cuando el agua proveniente de un acuífero superficial, contactó y comenzó a moverse por las arenas productoras de petróleo, lo que ocasiono el aumento de la producción en los pozos vecinos (API, 1961).

En Colombia el proceso de inyección de agua ha sido implementado en 19 campos (5 en la cuenca del valle medio del magdalena, 10 en la cuenca del valle alto del magdalena, 1 en la cuenca del Catatumbo y 3 en la cuenca de los llanos orientales) y Ecopetrol tiene proyectado la implementación de 25 nuevos procesos de inyección de agua entre los años 2015 y 2020 como estrategia para incorporar reservas (Castro, 2014)

2.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS

Sahimi (1995) afirma que los sedimentos en los embalses subterráneos han sufrido cuatro tipos de procesos diagenéticos bajo el estrés in situ, térmico, y las condiciones de flujo durante un período muy largo de tiempos geológicos:

(1) deformación mecánica de los granos, (2) disolución de minerales del grano, (3) alteración de granos, y (4) precipitación de minerales de relleno de poros como arcillas, cementos y otros materiales. Estos procesos son inherentes a las características y el potencial de daño de la formación petrolífera.

En cuanto al daño de formación Amaefule et al. (1988) identifica y organiza las condiciones que la provocan en cuatro grupos: (1) Tipo, morfología y ubicación de los minerales que componen la roca; (2) Composición de los fluidos in situ y extraños; (3) Temperatura in situ, condiciones de estrés y propiedades de formación porosa; y (4) Desarrollo de pozos y prácticas de explotación de yacimientos. Por otra parte Chang (1997) afirma que cualquier fluido introducido en las formaciones petrolíferas tiene un alto potencial de causar daños de formación debido a la incompatibilidad de los fluidos inyectados con los fluidos y minerales de la formación. Es así como en los procesos de recobro secundario se debe hacer énfasis en la calidad del agua a inyectar y en la compatibilidad de esta con el

yacimiento para evitar resultados negativos durante el proceso de inyección, principalmente si en la mineralogía del yacimiento se encuentran cantidades considerables de arcillas hinchables y material fino libre con potencial de migración (Mancini, 1991).

A lo largo de la historia se han realizado diferentes estudios encaminados a evaluar la interacción del agua inyectada con los fluidos y la roca del yacimiento, donde se han logrado identificar diferentes fenómenos o mecanismos mediante los cuales el agua inyectada ocasiona daños en la formación productora de hidrocarburo. Entre ellos los que más se destacan son la migración de finos y el hinchamiento de minerales arcillosos (Ohen, 1993). Formaciones pobremente litificadas y muy apretadas que tienen grandes cantidades de arcillas autorigénicas como relleno de poros, tales como caolinita, illita, esmectita, clorita y mezclas de minerales de arcilla, son especialmente susceptibles al daño de la formación (Bucke, 1971; Ezzat 1990).

En cuanto a los minerales arcillosos, la expansión y dispersión de los estos estará influenciada por la hidratación de los cationes intercambiables (Patel, 2007), la repulsión de los medios que rodean esos cationes (doble capa eléctrica), fuerzas de repulsión de Born, la remoción química o desorción de componentes ligados, la hidratación de la superficie de las partículas, la neutralización de las cargas positivas en los bordes de las partículas, fenómenos a los cuales se sumaran los esfuerzos

de corte y el movimiento browniano por efectos térmicos (Civan, 2007) (Maini B., Wassmuth F. and Schramm L., 1996) (Mahmood, 2001).

Con base en los principios expuestos, Khilar y Floger (1983) demostró la existencia de una concentración de salinidad crítica (CSC) por debajo de la cual la permeabilidad varía con la salinidad. Cuando la salinidad de la salmuera inyectada es inferior a esta salinidad crítica, se causa la expansión (hinchamiento) y/o dispersión espontánea de las arcillas débilmente sujetas a las paredes de los poros y que pueden en esta condición ser arrastradas por el flujo con el potencial de taponar las gargantas de los poros. La CSC existe solamente en presencia de iones monovalentes y es prácticamente inexistente para cationes polivalentes (Dang, 2015). Inclusive entre los cationes monovalentes varía considerablemente de uno a otro ($\text{Na}^+ > \text{K}^+ > \text{NH}_4^+ > \text{Cs}^+$) (Seilsepour, 2008) y disminuye con el aumento de la afinidad de intercambio iónico del mineral arcilloso por el catión, así los iones polivalentes previenen la dispersión de las arcillas gracias a la fuerte afinidad de intercambio iónico del mineral arcilloso por estos cationes. La CSC depende también de la temperatura, pero no de la velocidad de flujo de la solución electrolítica (Khilar, 1984). La salinidad de la solución influye según el tipo de arcilla. Las arcillas de mayor capacidad de intercambio catiónico requieren mayor salinidad para evitar la defloculación. La esmectita, la illita y la caolinita tienen valores de capacidad de intercambio catiónico (CEC) de aproximadamente 100, 20 y 5, respectivamente. Por lo tanto, la concentración total de cationes en la salmuera debe ser mayor para evitar la dispersión de esmectita, seguida por concentraciones

menores de arcilla de capa mixta de esmectita-illita , illita y caolinita, respectivamente .

Por otra parte, Khilar también demostró la existencia de una velocidad crítica de declinación de salinidad (CRSD) por debajo de la cual no se observa reducción de permeabilidad, sin embargo, la cantidad de poros bloqueados y por lo tanto la reducción de permeabilidad estará fuertemente influenciada por la velocidad de declinación de la salinidad. La CRSD es una función de la velocidad de flujo, mientras que la CSC será independiente de ésta si las velocidades superficiales se mantienen entre 3.2 y 570 cm/hr (Sharma, 1986).

En cuanto a la migración de los finos en el medio poroso, se sabe puede provocar el taponamiento de este último con la consecuente pérdida de la permeabilidad y disminución de la productividad o inyectividad según se trate de pozos productores o inyectoros respectivamente (Zeinijahromi, 2015). Los procesos que gobiernan el comportamiento de estas partículas finas durante el flujo de fluidos en el yacimiento y su cinética dependerán de las condiciones locales que incluyen el estado químico, temperatura, presión, flujo, etc. (Civan, 2007). Los finos internos a menudo se encuentran agregados o ligados a las paredes de los poros de la roca, por lo tanto, su interacción con los fluidos inyectados puede causar su movimiento por una combinación de esfuerzos de corte mecánico, reacciones químicas, fenómenos

coloidales y transformaciones geoquímicas (Maini B., Wassmuth F. and Schramm L., 1996).

Los estudios realizados por Vinegar (1984), Khilar (1984) en la década de los 80, profundizaron el entendimiento de la migración de finos al considerar los efectos de los aniones, cationes y pH de la solución inyectada sobre los minerales arcillosos y la reducción de permeabilidad.

Además de los efectos fisicoquímicos, el flujo de fluidos en el medio poroso puede contribuir a la reducción de la permeabilidad ya que también habría una velocidad intersticial de fluidos crítica por encima de la cual las partículas débilmente atadas a las paredes de los poros se desprenden físicamente de la superficie como consecuencia del esfuerzo de corte del fluido o esfuerzo de avance (Civan, 2007) (Maini B., Wassmuth F. and Schramm L., 1996) (Sharma, 1986). Siendo así, las partículas migratorias cubren un rango composicional desde minerales arcillosos hasta material silíceo y su movilidad estará influenciada por su mojabilidad y las fuerzas de corte superficiales e interfaciales. Algunos estudios han concluido que las partículas se moverán solo si la fase que las moja es móvil (Gabriel, 1983).

Algunos autores han abordado la problemática de los daños de formación relacionados con los finos desde dos perspectivas: el mecanismo químico y el mecanismo mecánico (Gabriel, 1983). Civan considera adicionalmente los procesos térmico e hidrodinámico en el modelamiento fenomenológico de los daños causado por finos y describe sus implicaciones en varios fenómenos que denomina de choque como el salino, el de velocidad de flujo, el térmico, el de esfuerzos, el de constricción de gargantas de poro, el de movilidad de flujo y el de entrapamiento de fases.

La agregación o floculación de las partículas o finos, desde el punto de vista fisicoquímico, dependerá de las fuerzas de Van der Waals, los procesos de recristalización y alteración química, la adsorción de ciertos componentes orgánicos provenientes del petróleo, la adsorción de iones entre las láminas adyacentes de los minerales arcillosos y las atracciones electrostáticas entre las cargas positivas dispuestas en los bordes y negativas dispuestas en la superficie con la contribución termodinámica que lleve a la reducción de la energía libre al reducirse el área superficial (Maini B., Wassmuth F. and Schramm L., 1996). A estos efectos se sumarán los de fricción y resistencia al avance de las partículas y el adelgazamiento hidrodinámico (Civan, 2007) (Mahmood, 2001).

En general, el daño de la formación cuando se inyecta agua de menor salinidad se produce de dos maneras: (1) la permeabilidad de la formación disminuye por la reducción de la porosidad al hincharse las arcillas (Civan y Knapp, 1987) (Civan y

otros, 1989) (Mohan y Fogler, 1997); y (2) las partículas arrastradas por el fluido que fluye son llevadas hacia las gargantas de los poros y allí son capturadas por un proceso de interferencia. Así, la permeabilidad disminuye por taponamiento de las gargantas de poros (Wojtanowicz et al., 1987) (Mohan y Fogler, 1997) (Zabala, 2016).

Los experimentos realizados por varios autores han confirmado que la migración de finos y por lo tanto la reducción de permeabilidad puede ser causada de forma simultánea o individual por las altas velocidades de flujo y efectos fisicoquímicos, por lo tanto existiría una concentración de salinidad crítica y una velocidad de flujo crítica como límite para mantener los finos bajo control, sin embargo en la mayoría de los casos estos límites no son operativamente prácticos o no están disponibles por lo cual se debe acudir a la selección y aplicación de tratamientos preventivos o remediales que sean capaces de inmovilizar tanto los finos arcillosos como los no arcillosos (microsilice).

Respecto a la inmovilización de finos arcillosos, en un principio los tratamientos fueron desarrollados para estabilizar la atmósfera catiónica mediante sales inorgánicas como cloruro de aluminio y oxiclورو de zirconio, los cuales bajo condiciones controladas de pH por hidratación y/o hidrólisis forman un polímero catiónico polivalente que se adsorbe sobre las cargas aniónicas de las partículas

arcillosas y comprimen la doble capa eléctrica (Keelan and Koepf, 1977). Su ventaja sobre los cationes divalentes simples como el Ca^{2+} , es su relativa mayor permanencia. Aunque el Ca^{2+} reduce las fuerzas repulsivas, fácilmente es intercambiado por cationes monovalentes presentes en las aguas de formación o de trabajo, generándose nuevamente el potencial de dispersión (Himes, 1991). Posteriormente se desarrollaron polímeros catiónicos orgánicos, que generalmente contienen sales cuaternarias de amonio, que se comportan de la misma manera que los inorgánicos pero son insensibles al pH (Stanley, 1995) (Gabriel, 1983). Estos químicos son muy efectivos estabilizando finos arcillosos, siempre y cuando no se exceda la velocidad de flujo crítica, pero son menos efectivos en la prevención de los efectos hidrodinámicos sobre los finos no arcillosos, además son temporales porque se resorben con el tiempo.

Para la estabilización de ambos tipos de finos (arcillosos y no arcillosos) se han propuesto tratamientos de floculación química mediante el uso de polímeros catiónicos orgánicos, inorgánicos y surfactantes que proporcionan mojabilidad al aceite para reducir la migración en presencia de fluidos acuosos. Otros tratamientos están orientados a formar recubrimientos sobre las partículas para promover su adhesión, como es el caso del organosilano, que forma una película sobre los minerales silíceos, mediante una reacción de condensación/polimerización (Kalfayan and Watkins, 1990). Este químico disuelto en salmuera de cloruro de potasio o de amonio se aplica como tratamiento preventivo o de post-estimulación. En la misma línea se han propuesto tratamientos de mayor complejidad molecular

como el UTTA (ultrathin tackifying agent) que es un polímero preparado en una mezcla de solventes solubles en agua, resistentes a condiciones ácidas y causticas no extremas que puede ser aplicado como tratamiento preventivo, remediales o de post-estimulación (Nguyen, 2005).

Los estudios realizados por Thomas (1998) indican que el daño de formación puede ser solucionado utilizando fluidos con la capacidad para disolver material causante del daño. Las formulaciones de los tratamientos ácidos varían según el tipo de formación, su temperatura y la ubicación del daño. Los ácidos más utilizados para este fin son el ácido clorhídrico (HCl), fluorhídrico (HF) y combinaciones de ellos.

Siguiendo esta línea, uno de los tratamientos más efectivos ha sido el de los sistemas de ácido retardado basado en la formación de ácido fluobórico, que al hidrolizarse por presencia de agua produce ácido fluorhídrico que reacciona con los silicatos. El ácido bórico producto de la reacción final produce una película de borosilicatos que estabiliza los finos (Colmenares, 1997). Este tipo de tratamiento proporciona la ventaja de disolver los finos, como lo haría un mud acid y a la vez los estabiliza, sin embargo, presenta el riesgo de precipitación de otros compuestos por reacciones secundarias que pueden taponar el sistema poroso (Motta and Santos, 1999). Teniendo en cuenta esta desventaja se han propuesto los denominados sistemas no ácidos, que consisten de un agente quelante combinado con bifloruro de amonio y ácido bórico que produce a la vez un ácido retardado capaz de disolver carbonatos y aluminosilicatos mientras previene la formación de precipitados

indeseados al secuestrar la mayoría de los iones metálicos presentes en solución como Ca^{+2} , Fe^{+2} y Al^{+3} . Al igual que el ácido retardado convencional, los finos son estabilizados por un recubrimiento de borosilicato (Rozo, 2007).

Otro sistema para control de finos es el de alteración del potencial zeta, que se basa en modificar este potencial de las partículas a valores más neutrales con lo cual se incrementa la posibilidad de aglomeración. El potencial zeta es una función de la carga superficial de la partícula, el tipo de carga adsorbida en la interface y la naturaleza y composición del medio de suspensión, por lo cual puede ser afectado por cambios de pH, conductividad del medio y la concentración de aditivos particulares (polímeros, surfactantes, etc.). Valores de potencial zeta entre -20 a 20 mV han mostrado que la carga efectiva es suficientemente baja para que se reduzca la repulsión entre partículas y se facilite su floculación y agregación. El sistema químico es una sal interna de un polímero de bajo peso molecular, térmicamente estable, insoluble pero dispersable en agua y petróleo que se adhiere rápidamente a cualquier sustrato que tenga óxidos metálicos, facilitando su acción penetrante la presencia de alcohol capaz de retirar la capa acuosa de las superficies (Kakadjian, 2007).

Según lo expresado por Porter (1989) y Mungan (1989), el daño de la formación no es necesariamente reversible. Por lo tanto, es mejor evitar la formación de daño que tratar de restaurar la permeabilidad de la formación utilizando métodos con éxito

incierto en muchos casos. Cuando un modelo de daño de formación generalizado, puede ser utilizado para desarrollar estrategias para evitar o minimizar el daño de la formación.

Castro (2014) y Naranjo (2010) reportan los mecanismos de daño en la formación que se presentan más comúnmente en un proceso de inyección de agua en los campos Colombianos, los cuales comprenden:

- Incompatibilidad de fluidos (scale, emulsiones).
- Inyección de sólidos.
- Migración y deposición de material fino.
- Hinchamiento y/o desfloculación de arcillas.
- Disolución de la formación.
- Adsorción química / alteración de mojabilidad.

Es por esto que antes de implementar un proceso de inyección de agua en campo, se hace indispensable que se evalúe la factibilidad experimental de su aplicación mediante pruebas de laboratorio con fluidos y rocas del área de interés (Naranjo, 2010).

Para remediar el daño por hinchamiento de arcillas y migración de finos en los yacimientos Colombianos se han probado diferentes tecnologías basadas en tratamientos ácidos con la capacidad de remover este tipo de minerales. Entre los más exitosos se encuentran los tratamientos que usan diferentes combinaciones de ácidos orgánicos (acético, fórmico) e inorgánicos (clorhídrico, fluorhídrico) que se han utilizado en formaciones como Barco, Caballos y Mugrosa en las cuales varía el porcentaje de minerales arcillosos entre el 10% y el 40%. Estas tecnologías ácidas son suministradas por diferentes empresas de servicios petroleros, quienes basados en la composición mineralógica y la temperatura de la formación diseñan los tratamientos ácidos a la medida de las necesidades de cada yacimiento (Rozo, 2007) (Jaramillo, 2010) (Restrepo, 2012) (Nuñez, 2015).

2.2 MARCO TEÓRICO – CONCEPTUAL

En los procesos de recobro secundario existe un alto potencial de generar daño a la formación por diferentes mecanismos de acción, entre los cuales los que se presentan más comúnmente son la formación de escamas inorgánicas, hinchamiento de arcillas y la migración de finos. Los parámetros más importantes a tener en cuenta para evitar el daño son la calidad del agua inyectada y la compatibilidad de esta con los fluidos y roca que componen la formación.

2.2.1 Daño de formación. El daño a la formación es un indeseable problema operativo y económico, que se puede definir, como cualquier restricción en la productividad o inyectividad de los pozos, provocada por alteraciones químicas, físicas o combinaciones de las dos, tanto en la roca como en los fluidos presentes en ella. Estas alteraciones se presentan generalmente en el *near wellbore* y son provocadas, principalmente, por la intrusión de fluidos al yacimiento durante los procesos de perforación, completamiento, estimulación, inyección de agua, etc (Civan, 2000).

2.2.2 Formación de escamas inorgánicas. La formación de escamas inorgánicas es un proceso de depositación, producto de soluciones acuosas de minerales, cuando estas llegan a supersaturarse como resultado de la alteración de equilibrio químico o termodinámico. Las principales causas de formación de escamas son (Mackay y Sorbei, 2000):

- Variaciones termodinámicas que ocurren a lo largo del proceso de producción de petróleo. Una variación de temperatura, así como un decremento en la presión promueven el proceso de formación de escamas.
- Reacciones químicas ocasionadas por la mezcla de aguas incompatibles entre sí, bajo condiciones físicas favorables. Esto ocurre, por ejemplo, cuando se inyecta agua de diferente composición iónica al agua que se encuentra inicialmente en el yacimiento, lo cual hace que se rompa el equilibrio químico y se generen nuevos compuestos en forma sólida (scale).

2.2.3 Migración de finos. Los denominados “finos” corresponden a partículas de tamaño inferior a los 44 micrómetros (Stanley, 1995) (finos coloidales: $< 2\mu\text{m}$ y no coloidales: $2\text{-}44\mu\text{m}$) que pueden ser agrupados según su origen (Civan, 2007) en: 1. Internos: minerales arcillosos y no arcillosos que son parte de la composición de las rocas sedimentarias y por lo tanto de los yacimientos de rocas areniscas; y los finos precipitados generados por reacciones químicas y condiciones de no-equilibrio. 2. Externos: finos introducidos por invasión del medio poroso en procesos de perforación y fracturamiento y con los fluidos de workover, completamiento e inyección. Estas partículas viajan dentro del sistema poroso de la roca hasta encontrar gargantas porales con diámetros similares a las de las partículas e iniciando un proceso de depositación y taponamiento con la consecuente disminución de permeabilidad.

La migración de los finos está gobernada por las fuerzas de inercia, de gravedad (flotabilidad), de difusión e hidrodinámicas. El impacto neto de estas fuerzas dependerá de la temperatura, la salinidad y el flujo (Civan, 2007).

2.2.4 Hinchamiento de arcillas. Según Zhou (1995), "el hinchamiento de arcillas es el resultado del espaciado entre las capas que componen la arcilla". El hinchamiento se produce cuando la arcilla se expone a soluciones acuosas que tienen una concentración de sal por debajo de la concentración crítica de sal (Khilar y Fogler, 1983). Por lo tanto, Zhou (1995) concluye que "el hinchamiento de arcilla

es controlada principalmente por la composición de las soluciones acuosas con las que la arcilla entra en contacto".

Dependiendo del tipo de arcilla al entrar en contacto con fluidos de menos salinidad pueden ocurrir fenómenos como: expansión, separa, migracion y concentración en la garganta de los poros que provoca graves obstrucciones y pérdida de permeabilidad.

La descripción de los diversos minerales arcillosos de las formaciones sedimentarias es dada por Degens (1965, p.16). La morfología y las principales los problemas del yacimiento de los diversos minerales arcillosos se describen en la Tabla 1 por Ezzat (1990).

Tabla 1. Problemas típicos causados por los minerales arcillosos *.

Mineral	Area superficial (m ² /g)	Problema en el yacimiento
Caolinita	20	Se separa, migra y se concentra en la garganta de los poros causando taponamiento severo y pérdida de permeabilidad.
Clorita	100	Extremadamente sensible a las aguas ácidas y oxigenadas. Precipitará el Fe (OH) ₃ gelatinoso que no pasará por las gargantas de los poros.
Ilita	100	Tapona las gargantas de poro con otras arcillas migratorias. La presencia de iones de potasio la cambiará a arcilla expansible.
Esmeclita	700	Sensible al agua, 100% expansible. Causa pérdida de microporosidad y permeabilidad.

*Ezzat (1990)

2.3 MARCO PRÁCTICO

Los proyectos de inyección de agua comprenden una serie de estudios de factibilidad técnico – económica que incluyen pruebas de laboratorio tendientes a prevenir problemas durante la ejecución del proyecto o minimizar su impacto. Los estudios previos están relacionados con la mineralogía de roca, tales como la difracción de rayos X (DRX) y microscopia electrónica (SEM). Adicionalmente, hay pruebas que evalúan la interacción fluido – fluido, tales como análisis fisicoquímicos de aguas, de crudo y de compatibilidad entre ellos. Finalmente están las pruebas

que evalúan la interacción roca – fluido, dentro de las cuales merecen destacarse las que estudian la sensibilidad y la tasa crítica de flujo (Castro, 2014).

En la figura 1 se presenta el diagrama de flujo general del paso a paso de las evaluaciones que se realizaron para alcanzar los objetivos planteados en el presente estudio.

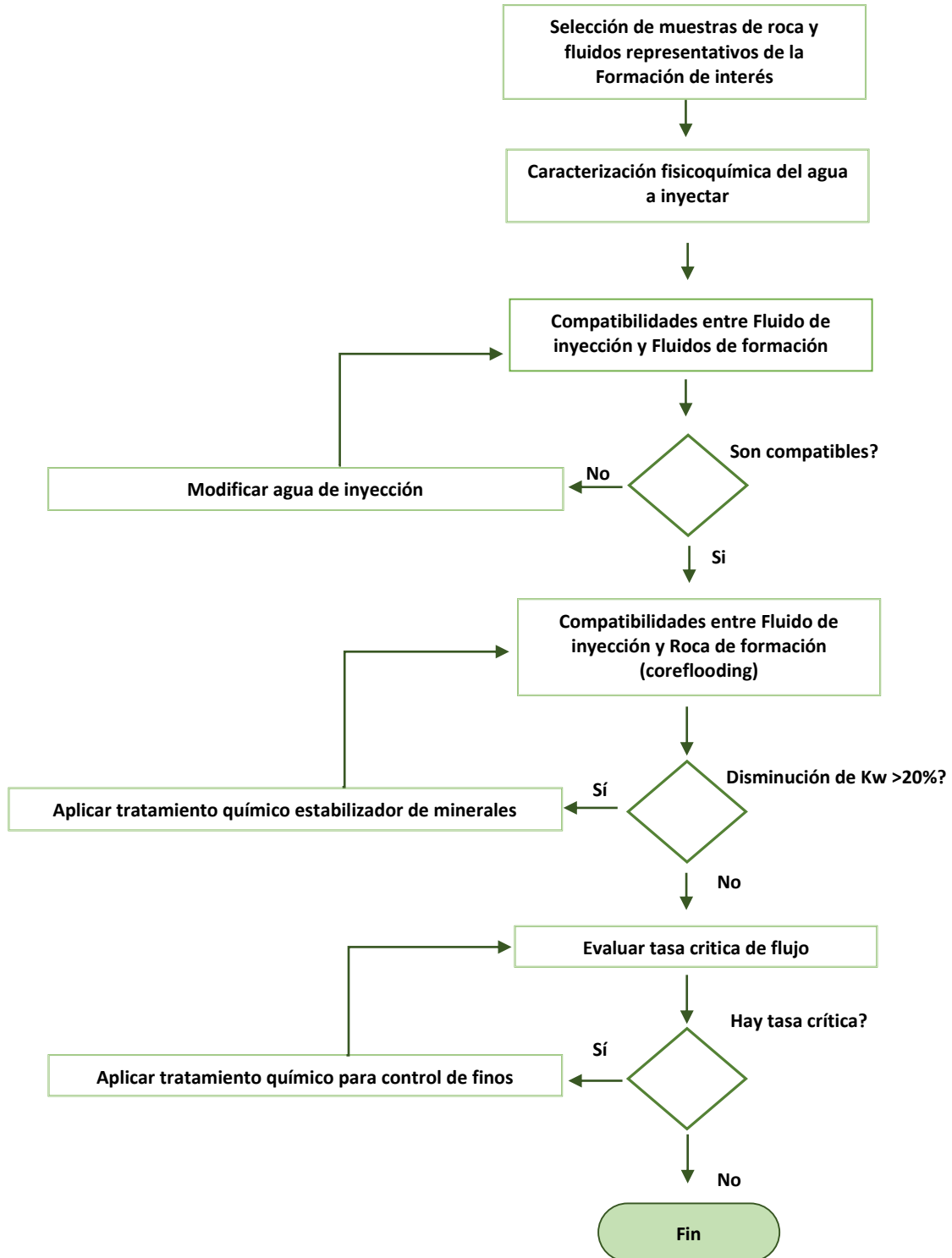


Figura 1. Diagrama de flujo de las evaluaciones para el estudio.

A continuación se describen brevemente las actividades de análisis y evaluaciones experimentales relacionadas con la interacción fluido-fluido y fluido-roca, los cuales se utilizaron para realizar la factibilidad técnica de inyección de agua en el presente estudio, haciendo énfasis en los que determinan el daño de formación. Dichos análisis están soportados en los procedimientos técnicos de ensayo que ECP – ICP ha desarrollado, mejorado e implementado para realizar este tipo de evaluaciones, por lo cual son una herramienta idónea para alcanzar los objetivos planteados en el presente estudio.

2.3.1 Pruebas preliminares de compatibilidad fluido – fluido Debido a que la adición de químicos al crudo en los procesos de deshidratación puede llegar a alterar las propiedades físicas y químicas del agua de producción, se requiere la realización de cuidadoso muestreo de estos fluidos en puntos del campo donde se asegure la ausencia de aditivos químicos y con ellos realizar las siguientes evaluaciones preliminares:

Estas pruebas de compatibilidad están enfocadas en evidenciar visualmente la ausencia o presencia de precipitados o emulsiones al mezclar los diferentes tipos de fluidos a inyectar con el agua y el crudo representativo de la formación de interés. Las mezclas realizadas fueron las siguientes:

- Compatibilidad (simulada) agua de inyección – agua de formación.

- Compatibilidad agua de inyección – tratamientos de estimulación.
- Compatibilidad crudo - tratamientos de estimulación.

2.3.2 Caracterización fisicoquímica de las aguas involucradas en el proceso La caracterización fisicoquímica del agua comprende la medición de los siguientes parámetros:

- Composición aniónica y catiónica de las muestras de aguas que se consideren representativas del campo, tanto de inyección, como de yacimiento.
- Resultados de análisis in-situ (pH, hierro disuelto, H₂S, conductividad, turbidez, gases y alcalinidad) de los diferentes puntos de muestreo para aguas (formación e inyección).

2.3.3 Interacción roca-fluido (evaluaciones de *coreflooding*) Todos los anteriores análisis se complementan con evaluaciones de la sensibilidad de los minerales de la formación al agua de inyección y de tasa crítica de flujo; en laboratorio, en los cuales, el agua candidata para inyección se pone en contacto con las rocas que conforman el yacimiento mediante pruebas de desplazamiento sobre plugs tomados en el área de interés.

Las pruebas de sensibilidad tienen como objetivo la determinación de un punto de salinidad crítico, que es el valor de salinidad por debajo del cual puede haber dispersión de minerales arcillosos.

Por otra parte la evaluación de tasa crítica tiene como objetivo determinar la mínima tasa de flujo a la cual el material fino presente en la roca comienza a ser afectado por arrastre hidrodinámico producido por el fluido inyectado, lo que ocasiona que los finos se depositen en las gargantas porales y generen la disminución de permeabilidad. Este procedimiento se aplica después de que la muestra de roca haya pasado por la evaluación de sensibilidad, siempre y cuando no haya perdido más del 20% de la permeabilidad inicial. De lo contrario se debe utilizar una muestra de roca nueva.

Para las evaluaciones de interacción roca - fluido es de vital importancia conocer las propiedades petrofísicas y mineralógicas de la roca, la composición iónica de las salmueras y en general la reología de los fluidos que se planean inyectar en el medio poroso. De igual forma se deben establecer las condiciones de presión y temperatura de la evaluación para que sean lo más cercanas posibles a las del yacimiento y de esta forma hacer los resultados más representativos.

3. COMPATIBILIDAD ENTRE EL AGUA DE FORMACIÓN Y EL AGUA CANDIDATA A INYECCIÓN.

El presente capítulo contiene los resultados del estudio de compatibilidad entre el agua de formación y el agua candidata a inyección del campo, donde se determinó la compatibilidad teórica de mezclado para propósitos de inyección.

3.1 PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL PARA EVALUAR LA COMPATIBILIDAD ENTRE AGUAS.

Los análisis fisicoquímicos de las aguas fueron realizados por personal del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). Se midieron algunos parámetros in situ tales como pH, conductividad, hierro soluble, alcalinidad y gases disueltos (CO₂, H₂S). Adicionalmente se tomaron muestras y se preservaron para análisis de Cl⁻, SO₄⁼, Na⁺, K⁺, Ca⁺⁺, Mg⁺⁺, Sr⁺⁺, Ba⁺⁺, Si⁴⁺ en los Laboratorios del ICP.

Los análisis in situ se realizaron con los siguientes equipos: Conductividad y pH con el equipo Horiba D-54. La alcalinidad se realizó con un pHmetro Horiba D-54 y titulación con H₂SO₄ diluido. El análisis de los gases disueltos y el hierro soluble se realizaron colorimétricamente empleando los kits estándar de Chemetrics®. Los

Metales se determinaron por espectrometría de masas con plasma inducido (ICP-OES), mientras los cloruros y sulfatos a su vez por cromatografía iónica y turbidimetría, respectivamente.

Para el cálculo de la tendencia a formar escamas (Scale Tendency (ST)) se utilizó el software **Scale Chem 9.0** el cual calcula las constantes de equilibrio como una función de la temperatura y presión para una gran cantidad de minerales y lo expresa como ST. El software predice el mineral o minerales que en ciertas condiciones de presión y temperatura podrían precipitar asociados a la sobresaturación de sus iones constituyentes en el agua. Las predicciones se hacen a partir de la composición iónica de las aguas, a condiciones de presión y temperatura definidas tanto para las aguas individuales como para las mezclas de agua de formación y agua de inyección en diferentes proporciones. Las condiciones termodinámicas de simulación fueron las del yacimiento $T = 70^{\circ}\text{C}$ y $P = 3000 \text{ psi}$.

La tendencia de un mineral a precipitar o permanecer en solución está determinada por la Tendencia de Escamas (ST: scale tendency). Valores mayores a 1 ($ST > 1$) en la tendencia a escamas indican que el agua está sobresaturada y teóricamente podría precipitar el mineral. Esta predicción está basada en la termodinámica.

Cinéticamente se considera que para que haya evidencia física de la presencia del mineral precipitado, ST deberá ser mayor de 4. Adicionalmente, se calcula una

cantidad estimada de “scale” que podría precipitar a condiciones específicas, datos que sirven como referencia para establecer la criticidad del problema en cada punto. Esta cantidad depende del caudal que se maneje en el proceso, la presión y la temperatura. La predicción se refina y se hace más confiable en la medida que se cuente con información de la composición del gas y del hidrocarburo que estén en equilibrio con el agua evaluada.

Se realizaron las predicciones de tendencia a escamas para la mezcla entre agua a diferentes proporciones iniciando con 100% agua de producción y terminando con 100% agua de inyección las cuales sirven como referencia de comparación con los resultados obtenidos con las mezclas intermedias. Las condiciones termodinámicas de simulación fueron $T = 70^{\circ}\text{C}$ y $P = 3000 \text{ psi}$.

3.2 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE COMPATIBILIDAD ENTRE AGUAS.

En la tabla 2 se exponen los resultados de los análisis fisicoquímicos realizados por el ICP a las aguas de producción e inyección, junto con algunos parámetros propuestos por la norma NACE TMO173 para evaluar la calidad del agua de inyección en yacimientos petroleros. En ellos se puede apreciar que el agua de inyección cumple con todos los parámetros requeridos, excepto en los valores de

turbidez, el cual supera levemente. Con base en lo anterior sería recomendable realizar un seguimiento constante de dichos parámetros y de continuar fuera de la norma, se podría pensar en implementar medidas correctivas como filtración.

Tabla 2. Resultados análisis fisicoquímicos del agua de producción e inyección.

Nº	PARAMETRO MUESTRA	Na ⁺ mg/l	K ⁺ mg/l	Ca ⁺⁺ mg/l	Mg ⁺⁺ mg/l	Ba ⁺⁺ mg/l	Sr ⁺⁺ mg/l	Fe ⁺⁺ mg/l	STD mg/l	SALINIDAD mg/l NaCl	Turbidez NTU	SiO ₂ mg/l
1	Agua de Formacion	2327	29.29	78.52	15.92	4698	2678	0.151	6795	6200,1558	NR	28.8
2	Agua de Inyeccion	29	1.6	25	5.4	0.1	0.5	0.1	373	147	2.7	78.2
3	NACE							< 5			< 2	
Nº	PARAMETRO MUESTRA	pH/25° C	G&A mg/l	H ₂ S mg/l	O ₂ DIS. ppb	CO ₂ mg/l	HCO ₃ ⁻ mg/l	CO ₃ ⁼ mg/l	SO ₄ ⁼ mg/l	Cl ⁻ mg/l	BACT. (BSR) (ufc/ml)	CONDUCTIV. mS/cm-25°C
1	Agua de Formacion	7.07	NR	ND	ND	25	854	0.0	15.3	3439	NR	11.52
2	Agua de Inyeccion	6.91	0.1	ND	ND	30	229	0.0	4.0	0.7	100	0.31
3	NACE	6.5 - 8.5	<5	0	<50	<10					< 10 ⁴	

OBSERVACIONES : ND: No Detectado. STD : Sólidos Disueltos Totales NR: No Realizado BSR: Bact. sulfato reductoras

Los resultados de la compatibilidad simulada se encuentran en la tabla 3, donde se puede apreciar el valor de ST y la cantidad de solido formado en mg/l para cada relación de la mezcla entre aguas. De manera general se puede establecer que el agua de inyección es compatible con el agua de formación, la cual presenta una leve tendencia a la formación de escamas tipo calcita y barita a condiciones de

yacimiento; esto se debe a la concentración de iones calcio, bario, sulfato y bicarbonato presentes en el agua.

En la gráfica de “ST Vs % agua de inyección” (figura 1) se puede apreciar que a medida que la proporción de agua de inyección va en aumento el ST de la mezcla disminuye, esto quiere decir que tenderá a disminuir su tendencia a la formación de sólidos de Carbonato de Calcio y Sulfato de Bario, ya que los iones constituyentes de dichas sustancias tenderán a mantenerse en solución y por lo tanto desde el punto de vista del equilibrio químico, se puede considerar que hay compatibilidad entre fluidos.

Tabla 3. Resultados de la compatibilidad simulada para la mezcla entre aguas de formación e inyección.

% Agua de inyeccion	COMPATIBLE			
	BaSO ₄	CaCO ₃	BaSO ₄	CaCO ₃
	ST	ST	mg/L	mg/L
100	0,058	0,442	0,000	0,000
90	0,248	0,533	0,000	0,000
80	0,401	0,660	0,000	0,000
70	0,541	0,801	0,000	0,000
60	0,675	0,954	0,000	0,000
50	0,809	1,114	0,000	6,010
40	0,942	1,282	0,000	15,083
30	1,060	1,456	0,329	24,714
20	1,187	1,636	0,933	34,811
10	1,313	1,822	1,559	45,302
0	1,439	2,013	2,203	56,130

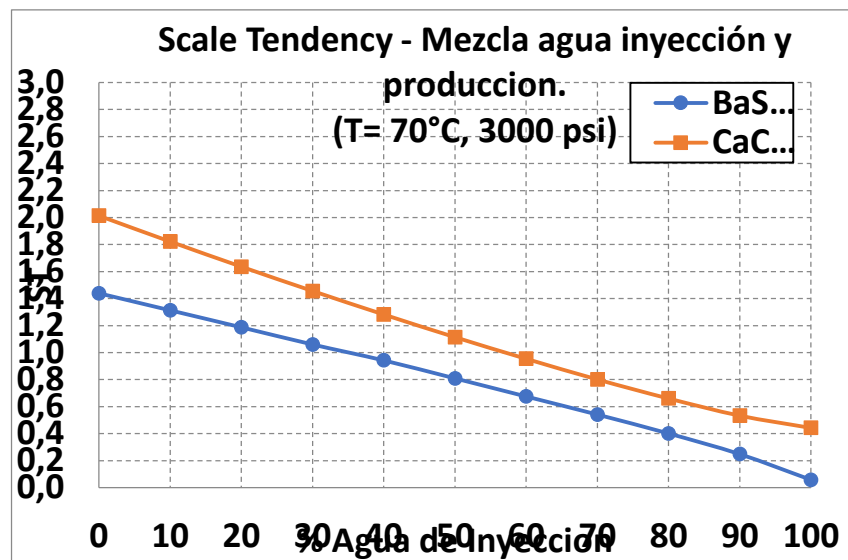


Figura 2. Variación de ST en función % de agua de inyección

4. COMPATIBILIDAD ENTRE EL AGUA CANDIDATA A INYECCIÓN Y LA ROCA DEL YACIMIENTO.

El presente capítulo contiene los resultados del estudio de compatibilidad entre el agua candidata a inyección y la roca representativa del yacimiento, donde se determinó la compatibilidad mediante la evaluación de la sensibilidad y la tasa crítica de flujo con desplazamiento en medios porosos.

Para las evaluaciones de interacción roca fluido es de vital importancia conocer las propiedades petrofísicas y mineralógicas de la roca, la composición iónica de las salmueras y en general la reología de los fluidos que se planean inyectar en el medio poroso. De igual forma se deben establecer las condiciones de presión y

temperatura de la evaluación para que sean lo más cercanas posibles a las del yacimiento y de esta forma hacer los resultados más representativos.

4.1 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LA ROCA DEL YACIMIENTO.

Para la presente evaluación se contó con un grupo de 3 muestras de roca pertenecientes al yacimiento de interés las cuales se relacionan en la Tabla 4, donde se especifica la profundidad, el tipo de roca y se exponen las propiedades petrofísicas de cada una de las muestras.

El rango de permeabilidad para las rocas tipo 1 es de 90 a 1080 mD y se escogieron para el presente trabajo por ser el tipo de roca más abundante en el yacimiento y por lo tanto la más representativa del mismo según la caracterización petrofísica realizada por Ecopetrol ICP en el año 2010.

Tabla 4. Propiedades petrofísicas de las muestras de roca.

Muestra	Profundidad	Tipo de	Longitud	Diámetro	Vol. Poroso	Porosidad	Permeabilidad Klinkenberg
#	(ft)	Roca	(cm)	(cm)	(cm ³)	(%)	(md)
1	8275,33	1	6,89	3,81	21,23	27,6	967
2	8280,5	1	7,10	3,80	14,07	18,1	97
3	8460,5	1	6,69	3,81	17,61	23,6	307

4.2 CARACTERÍSTICAS MINERALÓGICAS DE LA ROCA DEL YACIMIENTO.

En cuanto a la mineralogía de la roca de interés, el cuarzo está presente entre 50% y 80%, con un contenido de minerales arcillosos entre 10% y 30. Los análisis realizados por el laboratorio de DRX del ICP, indican que la caolinita es el mineral más abundante entre las arcillas, seguido por la illita y la clorita. Esta información es útil para explicar el comportamiento de la permeabilidad a medida que se inyectan fluidos de diferente salinidad y contenido iónico. En las Tablas 5 y 6 se expone la composición mineralógica de las zonas más cercanas a las muestras de roca utilizadas en el presente estudio.

Tabla 5. Concentración de roca total.

Prof.	Arcillas	Cuarzo	Feldespatos K	Feldespatos Na	Carbonatos	Otros
(Ft)	%Peso	%Peso	%Peso	%Peso	%Peso	%Peso
8274.50'	10	70	<5	<5	<5	<5
8275.50'	10	70	<5	<5	<5	<5
8277.50'	10	80	Tr	<5	ND	<5
8278.50'	10	75	<5	<5	Tr	<5
8281.50'	25	60	Tr	<5	<5	<5
8284.79'	23	53	Tr	<5	14	<5
8451.50'	32	48	<5	<5	<5	<5
8452.50'	20	70	Tr	<5	Tr	<5
8456.50'	20	65	<5	<5	ND	<5
8460.50'	10	70	<5	<5	<5	<5

Tabla 6. Concentración fracción de roca inferior a 2 micras.

Prof.	Arcillas			Cuarzo
(Ft)	Cloritas	Illita	Caolinita	
	%Peso	%Peso	%Peso	%Peso
8274.50'	14	12	52	22
8275.50'	15	11	60	14
8277.50'	14	13	57	16
8278.50'	13	11	62	14
8281.50'	27	21	44	8
8284.79'	27	24	42	7
8451.50'	17	15	54	14
8452.50'	23	11	58	8
8456.50'	10	12	58	20
8460.50'	8	7	67	18

En las Figuras 3 se presenta una micrografía electrónica tomada a la roca de interés, la cual es del tipo arenisca con tamaño de grano fino a medio, presenta escasos poros intergranulares despejados con presencia de arcillas dispersas tipo

caolinita y minerales alterados tamaño limo a arcilla en espacio intergranular según 'Evaluación integrada y caracterización petrofísica del intervalo corazonado en los pozos del campo A'.

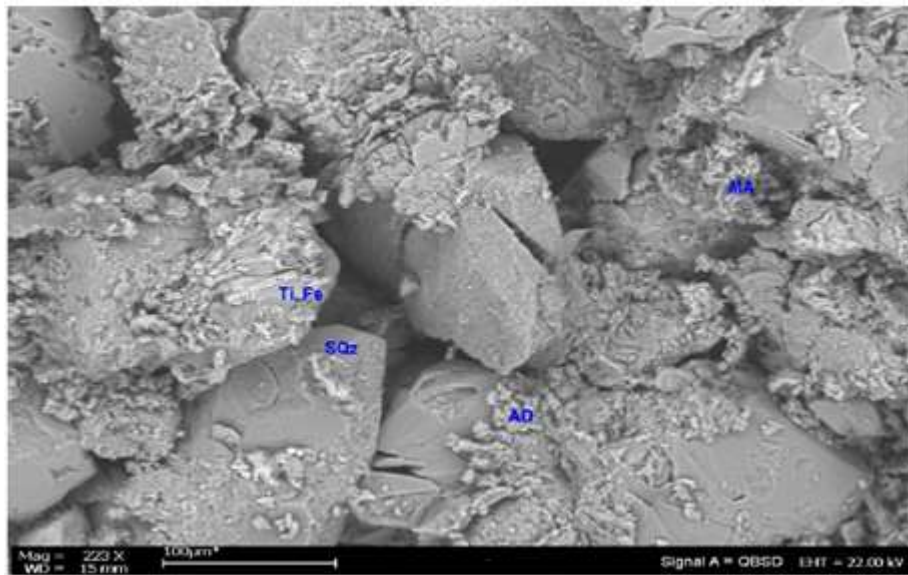


Figura 3, Micrografía electrónica de una muestra de roca representativa del yacimiento.

4.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.

Crudo

Para el proceso de restauración de mojabilidad en las muestras de roca se utilizó el crudo representativo del campo A, el cual fue previamente deshidratado y filtrado por 0.45 micras.

Salmueras

Para la evaluación de la permeabilidad efectiva al agua (Kew) se utilizó una salmuera sintética de formación y salmuera sintética de inyección, ambas libres de bicarbonatos y sulfatos (que pueden originar precipitación del calcio) con salinidad equivalente como NaCl de 6200 y 150 ppm respectivamente. Para su preparación se tuvo en cuenta los análisis fisicoquímicos expuestos en el numeral 3.2. La Tabla 6, muestra la composición de la salmuera sintética preparada. La salmuera sintética se filtró previamente por 0.45 micras, además se des-gasifico para asegurar flujo monofásico puesto que se usa como modelo matemático la ley de Darcy para flujo lineal de fluidos incompresibles.

Tabla 7. Composición Salmuera de formación e inyección utilizadas en los ensayos.

ADITIVO	UNIDAD	Salmuera de Producción	Salmuera de Inyección
		CONCENTRACION	CONCENTRACION
NaCl	gr/L	5,822	0,04
KCl	gr/L	0,056	0,003
MgCl ₂ .6H ₂ O	gr/L	0,133	0,045
CaCl ₂ .2H ₂ O	gr/L	0,288	0,092

4.4 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE DESPLAZAMIENTO.

Los equipos de desplazamiento utilizados para los ensayos fueron el AFS200 y el ACS300 del laboratorio de Daños a la Formación del ICP. En la figura 4 se esquematizan los equipos de desplazamiento de forma general, los cuales cuentan con bombas de desplazamiento positivo Marca QUIZIX Q6000 (1), hornos de calentamiento programables (2), sistema de cilindros para almacenamiento de fluidos a alta presión (3), Porta-núcleos (4), sistema de contra presión (5), un colector de fracciones a la salida del sistema (6) y un sistema de medición y adquisición de datos que registra en forma constante el diferencial de presión a la entrada y salida del porta-núcleos.

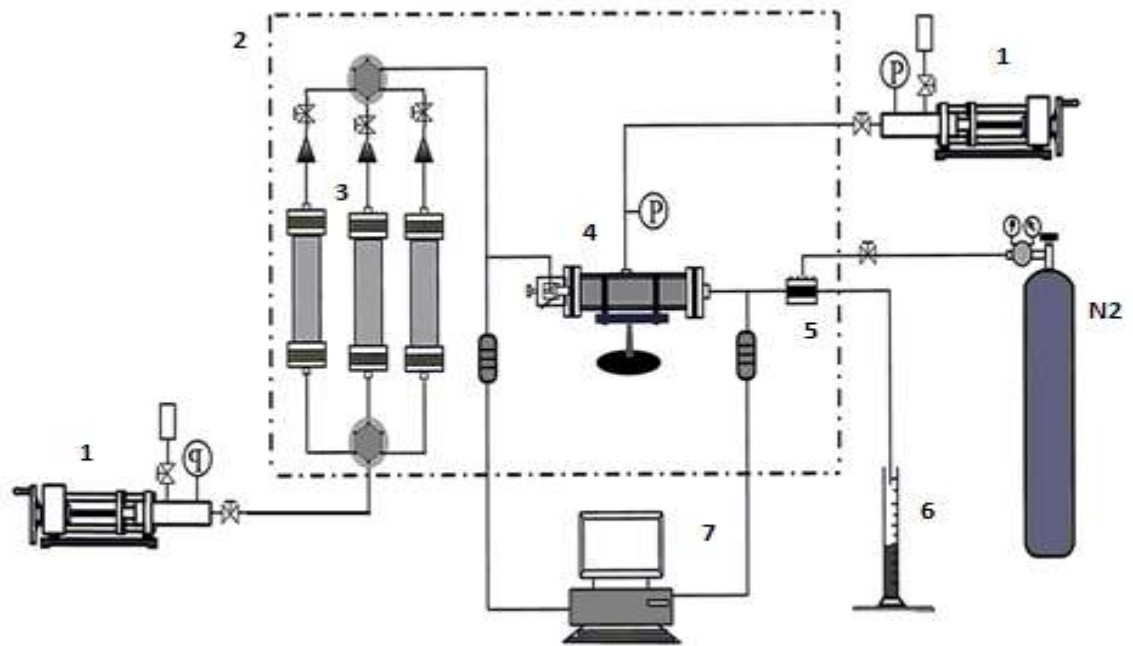


Figura 4. Esquema general del equipo de desplazamiento.

Fuente: Sun, Li. High temperature and oil tolerance of surfactant foam/polymer–surfactant foam. South West Petroleum University, Chengdu, China. 2014.

4.5 CONDICIONES GENERALES DE LAS EVALUACIONES DE DESPLAZAMIENTO.

Para todos los procedimientos de desplazamiento en medios porosos que se describen a continuación se utilizaron las siguientes condiciones generales de ensayo:

- Temperatura: 158°F / 70°C (temp. De yacimiento).
- Presión neta sobre la muestra: 2750 psi (según escalamiento geomecánico).
- Durante todo el proceso se registra el tiempo, tasa de inyección, diferencial de presión, permeabilidad y volúmenes porosos desplazados.

La presión neta sobre la muestra de roca se calcula con un escalamiento geomecánico que se rige bajo los siguientes criterios:

Los equipos de desplazamiento del laboratorio, trabajan con un sistema de confinamiento hidrostático (configuración uniaxial) y en yacimiento existe un sistema de confinamiento con un esfuerzo vertical y dos esfuerzos horizontales (configuración triaxial). Razón por la cual es necesario aplicar presiones en laboratorio diferentes a aquellas que se tienen en campo para que de esta forma los cambios en las propiedades petrofísicas medidas en laboratorio sean equivalentes a aquellas que se obtendrían durante los ciclos de inyección - producción que comprenden el plan de desarrollo de cualquier activo.

Si en la Formación de interés, se supone un gradiente litostático normal de 1.00 psi/pie y se supone también que la misma tiene presiones de yacimiento normales de manera tal que el gradiente hidrostático inicial es de 0.44 psi/pie entonces, se

obtiene un gradiente de esfuerzo neto litostático u overburden de 0.56 psi/pie (1.00 - 0.44 = 0.56), para convertir este gradiente de campo a un esfuerzo equivalente en laboratorio se usa la ecuación propuesta por Teeuw en 1971.

$$\sigma_{Lab} = \frac{1}{3} \left(\frac{1+\nu}{1-\nu} \right) \sigma_{Campo}$$

Dónde:

σ_{Lab} = Esfuerzo hidrostático en laboratorio [psi]

σ_{Campo} = Esfuerzo litostático u overburden en campo [psi]

ν = Módulo elástico de Poisson [adimensional]

Suponiendo un valor para Poisson de 0.28 para las areniscas de la Formación de interes, entonces como esfuerzo neto equivalente en laboratorio se tendría,

$$\sigma_{Lab} = \frac{1}{3} \left(\frac{1+0.28}{1-0.28} \right) 0.56 = 0.33 \frac{psi}{pie}$$

La presión hidrostática que se usará en laboratorio es igual al esfuerzo hidrostático en laboratorio multiplicado por la profundidad media a la cual se tomaron los plugs.

$$P_H = \sigma_{Lab} * \text{Profundidad}$$

Las muestras de roca se tomaron a una profundidad promedio de 8300 pies, con lo cual se tendría una presión neta hidrostática de trabajo aproximada de 2750 psi.

4.6 ESCALAMIENTO TASA DE INYECCIÓN CAMPO-LABORATORIO

Con el objetivo de comparar las tasas obtenidas en el laboratorio con los caudales utilizados en campo se procedió a realizar el escalamiento de las tasas según la información suministrada por el área de ingeniería del campo sobre la configuración de los pozos y las propiedades del yacimiento (ver Tabla 8). Los resultados de escalamiento se exponen en la Tabla 9, estos se utilizaron para extrapolar la tasa crítica obtenida en el laboratorio a valores de campo en los ensayos que se reportan a continuación.

Tabla 8. Parámetros de campo para escalamiento de tasa.

Nombre	Símbolo	Valor
Tasa de inyección campo (B/d) (planeado)	Q _w	1500 BWIPD
B Factor volumétrico	B _w	1 bbl/STB
Diámetro del wellbore (ft)	D _w	8 ½ in
Radio del wellbore (ft)	r _w	4 ¼ in
TPP (tiros por pie)	SPF	5
Radio de perforados (in)	r _p	0.45 in
Espesor neto cañoneado (ft)	h	110 ft

El escalamiento de la tasa crítica obtenida en el laboratorio a unidades de campo se realizó según la metodología propuesta en ‘The fundamentals of core analysis’, Chapter 6 – Special data, Mobile fines management and concept of critical velocity, 1989.

Tabla 9. Correlación entre Caudales de laboratorio y de campo obtenidos del escalamiento.

Caudal de Laboratorio	Caudal en Hueco abierto
(cc/min)	STB/D/pie
0,10	0,15
0,25	0,37
0,50	0,75
1,00	1,49
3,00	4,48
5,00	7,46
10,00	14,9
15,00	22,4
20,00	29,9
30,00	44,8

4.7 PROCEDIMIENTO PARA LA RESTAURACIÓN DE LA MOJABILIDAD ORIGINAL DE LAS MUESTRAS DE ROCA.

Para que las evaluaciones de desplazamiento sean lo más representativas posibles, inicialmente se deben llevar las muestras de roca a las condiciones originales de yacimiento, para esto se requiere realizar un proceso de restauración de mojabilidad que involucra las siguientes etapas:

- Saturación de muestra con salmuera sintética de formación (6200 ppm).
- Empaquetamiento de muestra de roca en manga de viton.
- Montaje en equipo de desplazamiento.
- Se establecen condiciones de trabajo: Presión neta sobre la roca 2750 psi, y temperatura de yacimiento 158°F / 70°C.
- Se determina permeabilidad absoluta al agua (K_{aw}).
- Se inicia desplazamiento de crudo, hasta llevar la muestra a saturación de agua irreducible (S_{wirr}).
- Se determina permeabilidad efectiva al aceite (K_{eo}).
- Se desplazan 2 volúmenes porosos de crudo cada 24 horas durante 15 días continuos.
- Finaliza procedimiento y se restablecen condiciones de laboratorio.

4.8 DETERMINACIÓN DE LA SENSIBILIDAD DE LA ROCA.

Esta evaluación tiene como objetivo la determinación de un punto de salinidad crítico, que es el valor de salinidad por debajo del cual puede haber dispersión de minerales arcillosos.

Durante un proceso de inyección de agua fresca o reinyección de las aguas de producción en un yacimiento que se encuentra en sus condiciones originales de

salinidad, al iniciar un proceso de inyección de agua con menor salinidad a la del yacimiento, se ocasiona la formación de un gradiente de concentración de sales desde la región cercana al pozo hasta algún radio dentro del yacimiento donde se tiene la salinidad original del agua de formación. Los cambios de salinidad en el área de influencia del agua inyectada ocurren de forma gradual, razón por la cual se puede afirmar que no existen choques salinos ya que los tiempos de dilución de salmuera de formación a agua de inyección son suficientes para que aquellos minerales de la formación que sean sensibles a dichos cambios se adapten a la nueva salinidad presente en el yacimiento. Para simular este proceso en laboratorio se realizan los siguientes cálculos:

En un proceso de dilución a temperatura y presión constante, la concentración de soluto o de sal, en este caso NaCl equivalente, a cualquier tiempo t está dada por:

$$C = C_0 \exp^{-\frac{Q}{V} t}$$

Dónde:

C - Concentración de salmuera a cualquier tiempo t [mg/L].

C_0 - Concentración inicial [mg/L].

Q - Tasa de inyección [cm³/h].

V - Volumen del recipiente de dilución [cm³].

T – tiempo [h].

Para todos los análisis realizados se usó un volumen de dilución (V) de 450 cm³ y una tasa de flujo de 30 cm³/h. El criterio usado para seleccionar volumen y tasa de dilución fue aquel que producía un cambio del 5 % en salinidad por cada volumen poroso bombeado, de esta manera se tiene en cuenta el cambio gradual de salinidad que ocurre en los alrededores de los pozos inyectoros. El procedimiento general se describe a continuación:

- La muestra de roca debe haber sido sometida previamente al proceso de restauración de mojabilidad.
- Montar en equipo de desplazamiento.
- Se establecen condiciones de trabajo: Presión neta 2750 psi y temperatura de yacimiento 158°F / 70°C.
- Se desplaza salmuera sintética de formación (6200 ppm) hasta Sor.
- Determinación línea base Kew con salmuera de formación (6200 ppm) realizando la búsqueda del caudal de trabajo evaluando la estabilidad de la Kew a caudales entre 0.1 a 1 cc/min.
- Manteniendo el caudal de trabajo realizar el proceso de dilución en línea disminuyendo la concentración de la salmuera de formación (6200 ppm) gradualmente hasta encontrar el valor de salinidad crítica.
- Evaluar sensibilidad de la matriz porosa al cambio de salinidad buscando cambios significativos de Kew.

- Si se encuentra valor de salinidad crítica se debe volver al valor de salinidad inicial (6200 ppm) y evaluar efecto sobre la Kew.
- Iniciar nuevamente dilución hasta alcanzar valor de salinidad del agua de captación (450 ppm); desplazar 100 VP de esta agua y evaluar cambios en Kew.

Nota: Finalizada la evaluación de sensibilidad mediante la técnica de dilución, si la muestra sufre una reducción en permeabilidad superior al 20 %, es necesario aplicar un pre-tratamiento químico que evite un mayor daño a la formación.

4.9 DETERMINACIÓN DE LA TASA CRÍTICA DE FLUJO EN EL MEDIO POROSO.

La evaluación tiene como objetivo determinar la mínima tasa de flujo a la cual el material fino presente en la roca comienza a ser afectado por arrastre hidrodinámico producido por el fluido inyectado, lo que ocasiona que los finos se depositen en las gargantas porales y generen la disminución de permeabilidad.

Este procedimiento se aplica después de que la muestra de roca haya pasado por la evaluación de sensibilidad, siempre y cuando no haya perdido más del 20% de la permeabilidad inicial. De lo contrario se debe utilizar una muestra de roca nueva.

- Medir línea base de Kew a la mínima tasa de inyección establecida (0.1 – 0.5 cc/min), verificando que esta sea estable por al menos 10 VP.
- Colectar los efluentes de producción en recipientes traslucidos para verificación la posible migración y salida de finos y/o drenaje de crudo.
- Incrementar la tasa de flujo siempre y cuando se obtengan 10 volúmenes porosos con una variabilidad en el diferencial de presión menor o igual al 5%.
- Continuar incrementando la tasa de flujo en cambios progresivos (1, 3, 5, 7, 10, 15, 20 y 30 cc/min), realizando la medición de permeabilidad, monitoreo del diferencial de presión y recolectando los efluentes en cada tasa de inyección.
- Si se observan comportamientos que indiquen tasa crítica en alguno de los caudales evaluados, se retorna al caudal inmediatamente anterior para verificar el valor de Kew, el comportamiento del diferencial de presión y su estabilidad.
- Luego de alcanzar la máxima tasa de evaluación se debe reducir progresivamente la tasa de inyección hasta llegar a la tasa mínima de evaluación, verificando el comportamiento de la Kew.

Nota: Finalizada la evaluación de la tasa critica de flujo, si la muestra presenta una tasa critica baja (0.1 – 1 cc/ min) o sufre una reducción en permeabilidad superior al 20 %, es necesario aplicar un tratamiento químico correctivo que corrija y evite el daño a la formación, lo cual se corrobora con una nueva evaluación de tasa critica de flujo.

5. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LA EVALUACIÓN DE LA COMPATIBILIDAD FLUIDO DE INYECCIÓN Y ROCA DE YACIMIENTO.

A continuación se presentan los resultados de sensibilidad y tasa crítica de flujo obtenidos en cada una de las 3 muestras evaluadas.

5.1 MUESTRA # 1- PF 8275.33'

En la Figura 6 se exponen los resultados obtenidos en la primera parte de la evaluación de sensibilidad para la muestra # 1, en la cual se obtuvo una permeabilidad efectiva al agua (Kew) inicial de 40.3 mD, observándose un buen comportamiento de estabilidad en los caudales 0.25, 0.5 y 1 cc/min con salmuera de formación (6200 ppm) (ver Figura 5 entre 0 y 20 volúmenes porosos - VP). Sin embargo, después de iniciar la etapa de dilución hasta salinidad de 5580 ppm (disminución de salinidad del 10 %), se observan aumentos súbitos en el DP con disminución de Kew muy considerables, este comportamiento es típico al presentarse movimiento de finos dentro del medio poroso. El cual es un mecanismo mecánico inducido por la tasa de inyección que, aunque apenas fue de $Q=1$ cc/min, está impactando la estabilidad del material fino.

Para comprobar el mecanismo de daño se procedió a realizar flujo en sentido inverso y posteriormente vuelta al sentido directo a la tasa de 1 cc/min (ver Figura 5 entre 80 y 90 VP) donde se evidencia un retorno al valor de Kew inicial y una rápida pérdida al volver al flujo directo con lo cual queda en evidencia el mecanismo de migración de finos.

Adicionalmente a lo largo de la evaluación se ha evidenciado la presencia de sólidos en los efluentes que salen de la muestra.

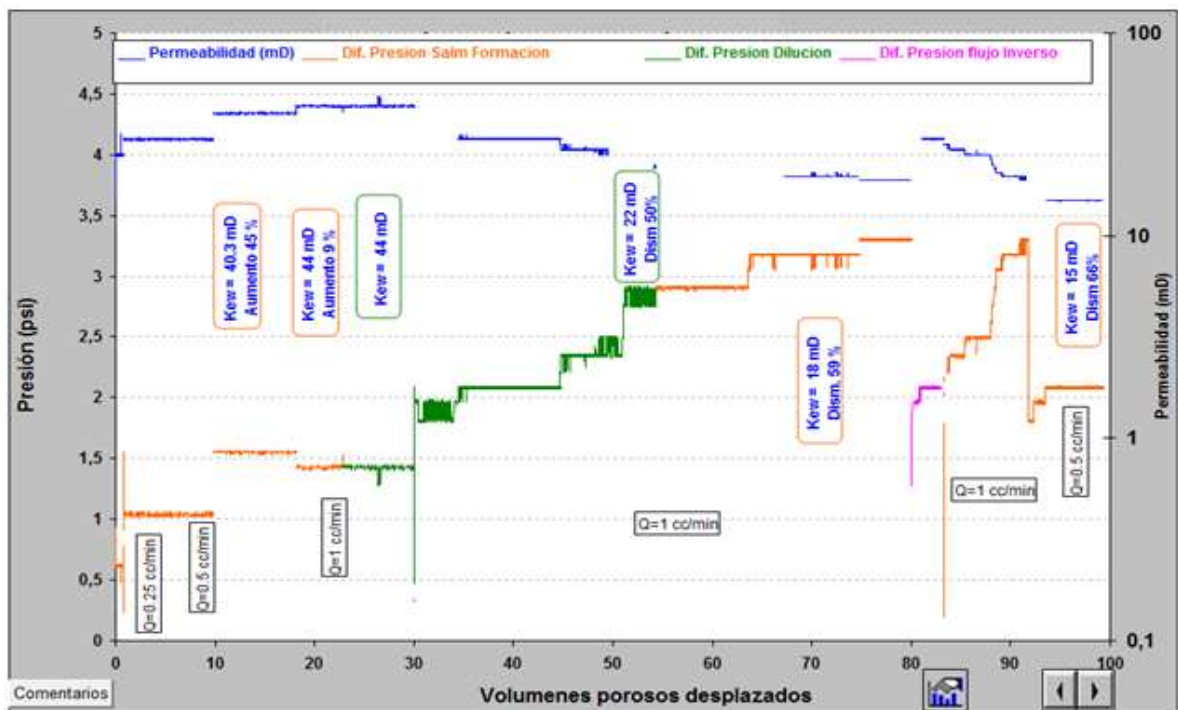


Figura 5. Diferenciales de presión y Kew observados en la primera parte de la evaluación en la Muestra # 1 (pf 8275.33').

Con el objetivo de identificar la salinidad crítica de floculación y a pesar del fenómeno de movimiento de finos, se continúa el proceso de dilución reduciendo la tasa de inyección a 0.5 cc/min (ver Figura 6), desde la salinidad de la salmuera de formación (6200 ppm) hasta la salmuera de inyección (150 ppm), donde se observa una pérdida constante de permeabilidad desde 18 mD hasta 6.5 mD lo que corresponde a una disminución del 64 % de la permeabilidad. Cabe resaltar que el diferencial de presión presenta constantes oscilaciones debido a los sólidos que salen de la muestra, por lo cual no es posible definir si existe un valor de salinidad crítica de floculación. Al final la disminución de permeabilidad se atribuye principalmente al movimiento de finos y no al efecto de sensibilidad por la disminución de salinidad.

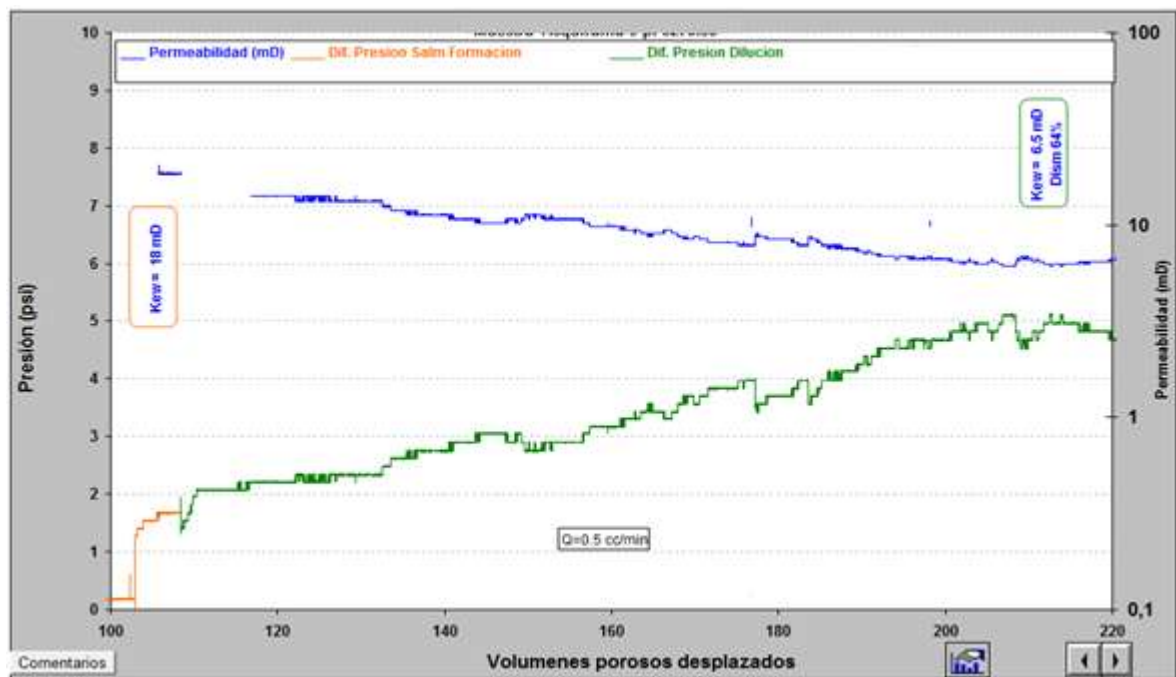


Figura 6. . Diferenciales de presión y Kew observados en el proceso de dilución realizado en la Muestra # 1 (pf 8275.33').

Se continúa con el proceso de desplazamiento del agua de inyección (145 ppm) a un caudal de 0.5 cc/min, hasta completar un volumen total de 500 VP (Ver Figura 7), con el objetivo de verificar si la permeabilidad de la roca se estabiliza en un punto determinado o si por el contrario se daña totalmente y en cuanto tiempo lo haría. Los resultados muestran una pérdida constante de permeabilidad de 18 mD hasta 0.6 mD lo que corresponde a una disminución del 97 %, con lo cual queda evidenciado que hay un daño total en la muestra de roca debido a la migración de finos.

Estos resultados son coherentes con la mineralogía de la zona a la cual pertenece la muestra de roca (ver numeral 4.2 - Tablas 5 y 6), ya que hay presencia importante de minerales arcillosos como la caolinita (60%), que son especialmente sensibles al flujo, por estar ubicados en el espacio intergranular como lo menciona el estudio realizado por SEM (ver numeral 4.2 - Figuras 3).

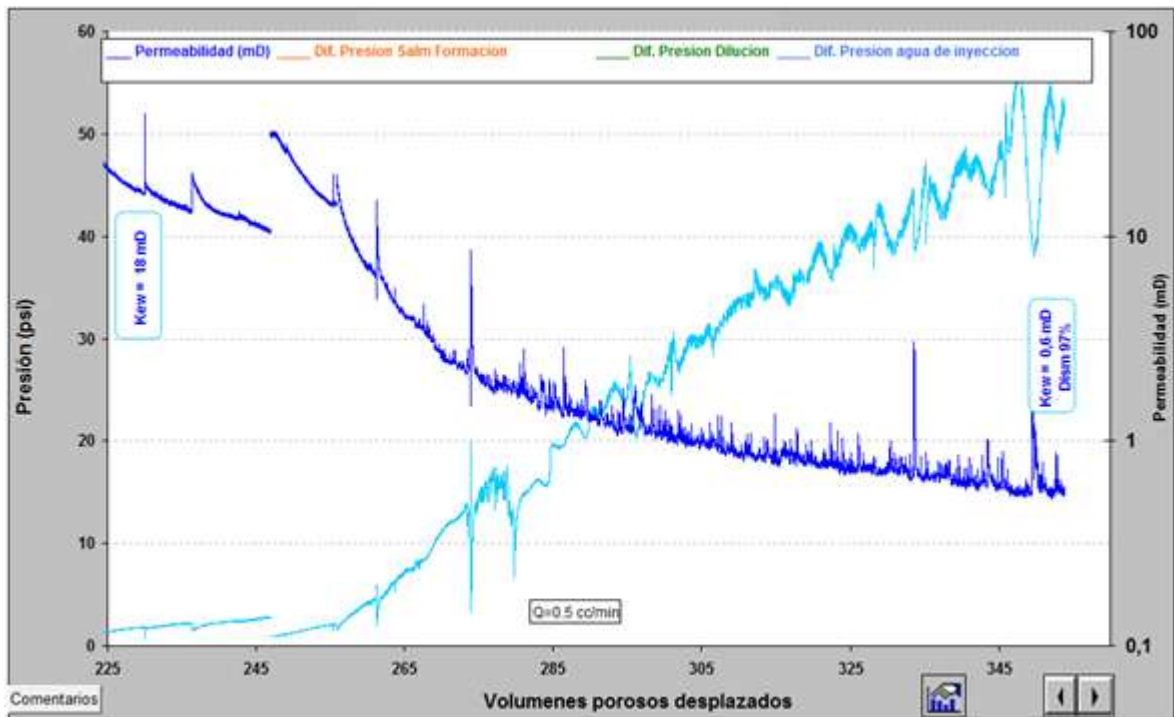


Figura 7. Diferenciales de presión y Kew observados en el desplazamiento continuo de salmuera de inyección realizado en la Muestra # 1 (pf 8275.33').

5.2 MUESTRA # 2: PF 8280.5'

En la Figura 8 se exponen los resultados obtenidos en la primera parte de la evaluación de sensibilidad para la muestra de roca # 2, en la cual se observó un buen comportamiento de estabilidad en los caudales 0.25, 0.5 cc/min con salmuera de formación (6200 ppm) (ver Figura 8 entre 0 y 25 VP). Se tomó 0.5 cc/min como caudal de trabajo dada la experiencia obtenida con la muestra # 1 donde se encontró la tasa crítica de flujo en un valor inferior a 1 cc/min. Durante la etapa de dilución hasta salinidad de 145 ppm se observó un comportamiento estable de la Kew, incluso después de inyectar 180 VP de salmuera a 145 ppm. Con lo cual se evidencia que este tipo de roca no tiene problemas de sensibilidad por el cambio de salinidad.

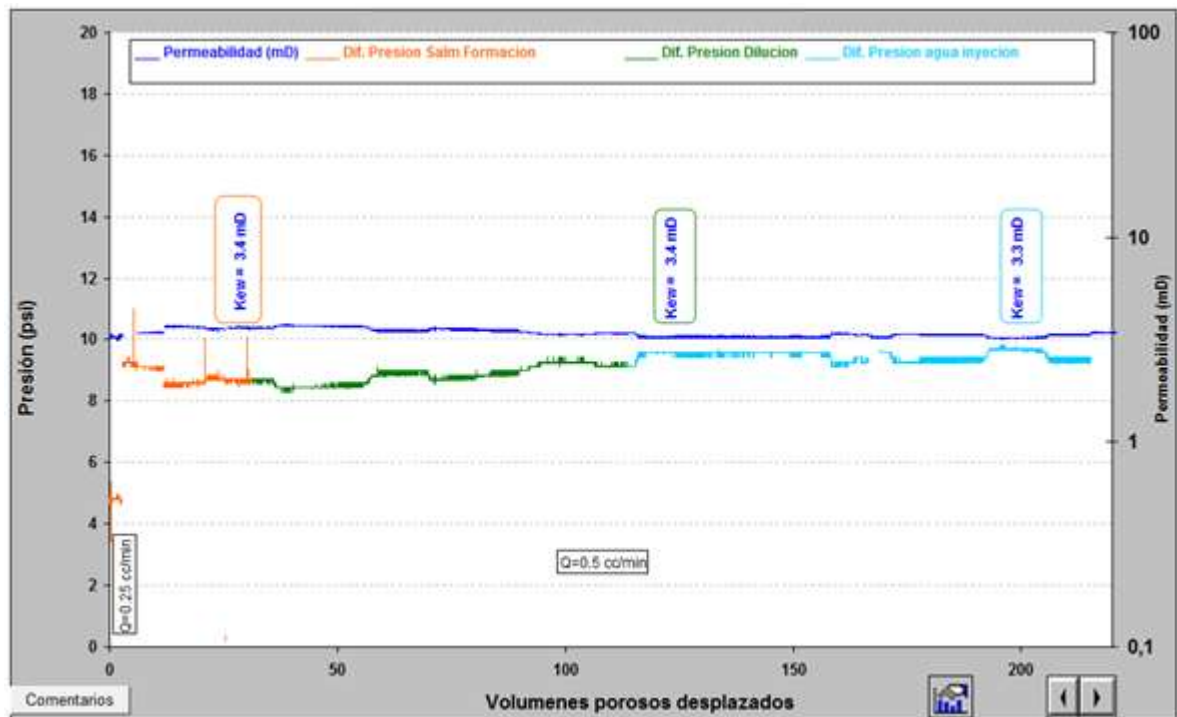


Figura 8. Diferenciales de presión y Kew observados en el proceso de dilución realizado en la Muestra # 2 (pf 8280.5').

Finalizada la evaluación de sensibilidad, se procedió a evaluar la tasa crítica de flujo con la salmuera de 145 ppm. En la Figura 9 se exponen los resultados obtenidos, donde se observa que en caudal de 10 cc/min se produce un cambio negativo en la tendencia de la Kew, lo que indica el daño por movimiento de finos, el cual se corrobora bajando al caudal inmediatamente anterior (7 cc/min) donde se observa el cambio en la pendiente del diferencial de presión con la consecuente disminución de Kew. Con lo anterior se establece la tasa crítica de flujo para este tipo de roca

en el caudal de 10 cc/min, el cual equivale según el escalamiento a campo a una tasa de 14.9 STB/dia/pie.

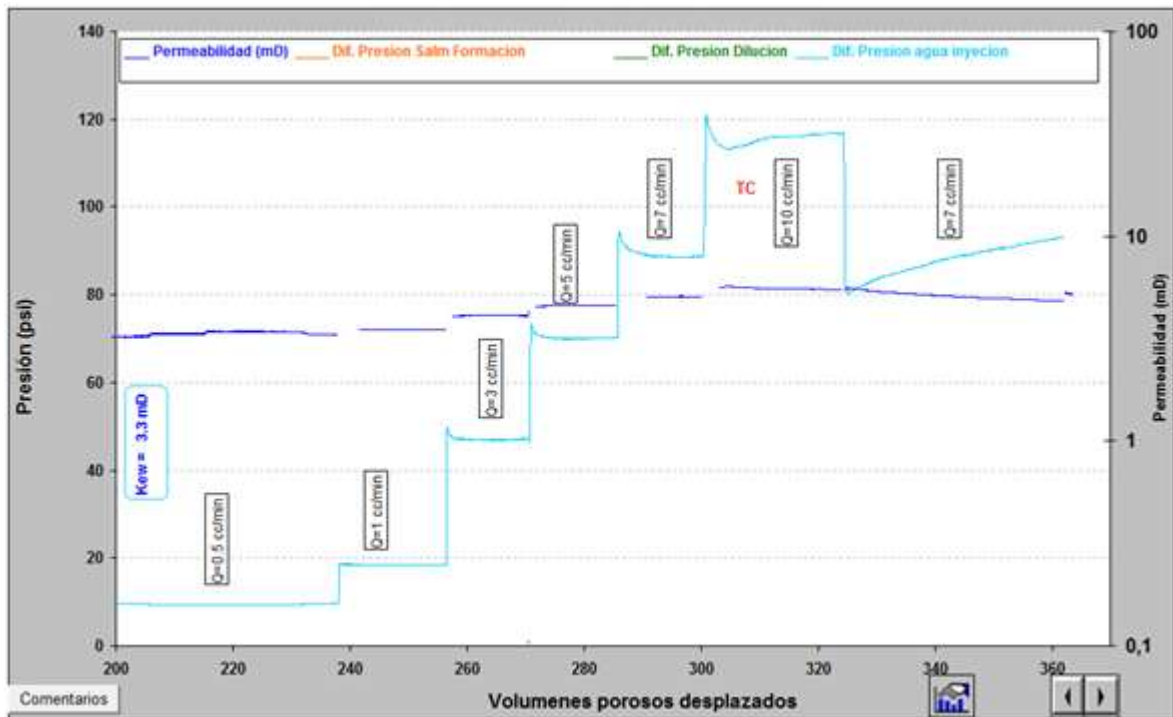


Figura 9. Diferenciales de presión y Kew observados durante la evaluación de tasa crítica realizado en la Muestra # 2 (pf 8280.5').

5.3 MUESTRA # 3: PF 8460.5'

En la evaluación de sensibilidad para la muestra de roca # 3, se obtuvo un comportamiento excelente en cuanto a la estabilidad durante el proceso de dilución y el desplazamiento de alrededor de 200 VP de salmuera de inyección (145 ppm),

con un caudal de trabajo de 0.5 cc/min (ver Figura 10). Con lo cual se evidencia que este tipo de roca no tiene problemas de sensibilidad por el cambio de salinidad.

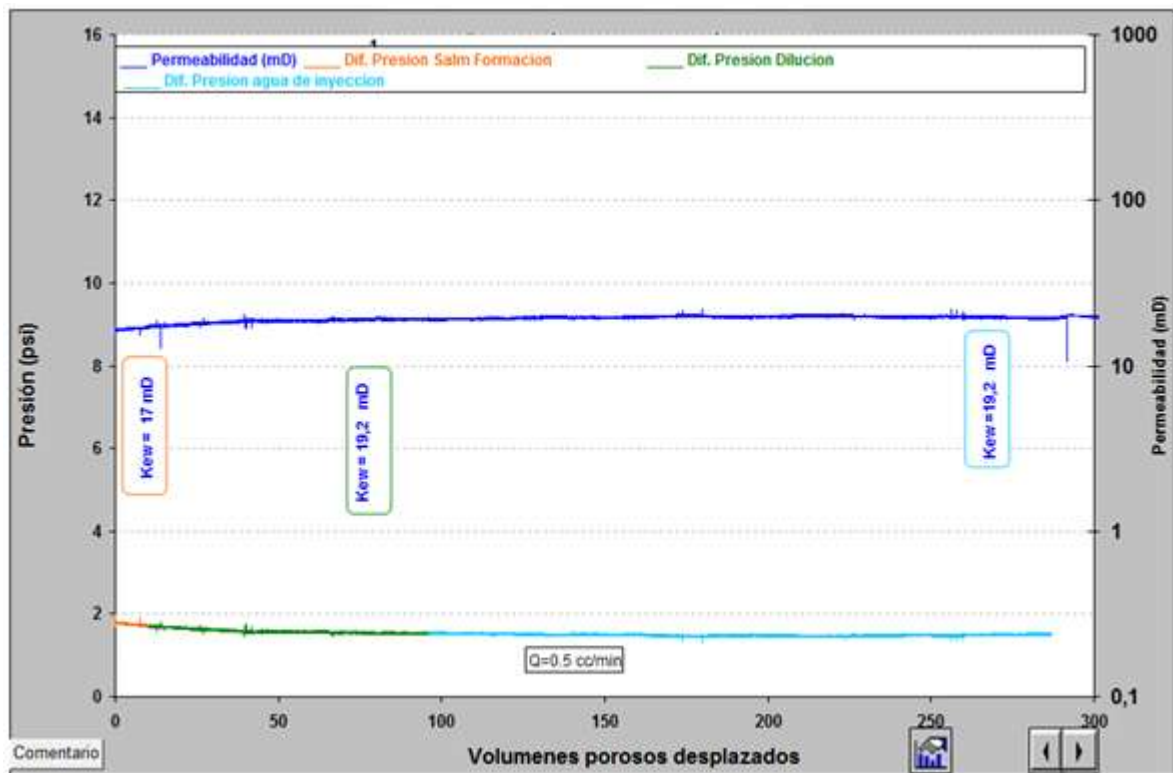


Figura 10. Diferenciales de presión y Kew observados en el proceso de dilución realizado en la Muestra # 3 (pf 8460.5').

Se procedió a evaluar la tasa crítica de flujo con la salmuera de inyección (ver Figura 11), donde se observó que en el caudal de 3 cc/min se presenta el movimiento de material fino, ya que se pierde la linealidad entre los valores de Kew y DP. Este valor de tasa crítica se corroboró realizando el retorno de Kew a caudal de 1 cc/min donde

se observó una disminución de Kew del 23% con respecto a la línea base. El caudal de 3 cc/min obtenido en el laboratorio equivale a nivel de campo a 493 STB/día en hueco abierto para los 110 ft de yacimiento que se quiere impactar, valor inferior a la tasa de inyección objetivo (1500 STB/día).

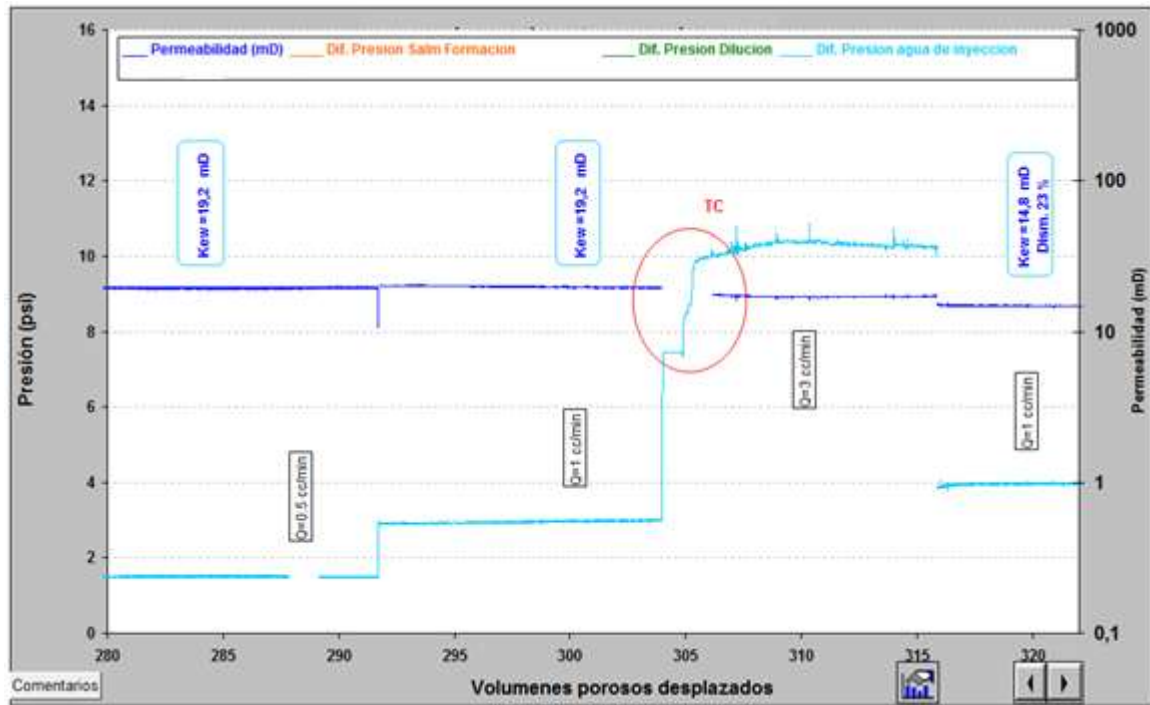


Figura 11. Diferenciales de presión y Kew observados durante la evaluación de tasa crítica realizado en la Muestra # 3 (pf 8460.5').

5.4 RESUMEN DE RESULTADOS INTERACCIÓN ROCA – FLUIDO DE INYECCIÓN.

En la tabla 10 se exponen los resultados resumidos de la evaluación de interacción entre la roca del yacimiento y la salmuera de inyección. Donde se observa que ninguna de las 3 muestras presento sensibilidad a los cambios de salinidad, pero todas presentan tasa critica de flujo con valores de caudal relativamente bajos.

Tabla 10. Resumen resultados de compatibilidad roca - salmuera de inyección.

Muestra #	Sensibilidad	Tasa Critica	Valor TC (cc/min)
1	No	Si	1
2	No	Si	10
3	No	Si	3

6. EVALUACIÓN Y ANALISIS DE RESULTADOS DE LOS TRATAMIENTOS QUÍMICOS PARA CORREGIR LA MIGRACIÓN DE FINOS.

De los resultados expuestos en el capítulo anterior se deduce que es necesario aplicar un tratamiento en la roca que este enfocado en disolver y estabilizar el material fino disperso y así mejorar las condiciones de inyectividad en la roca.

En el laboratorio de Daños a la Formación del ICP se ha tenido una amplia experiencia con sistemas ácidos diseñados específicamente para el control de finos. Con base en esta experiencia y los resultados obtenidos en estudios anteriores en yacimientos de similares características mineralógicas como es el caso de los campos Casabe y la Cira Infantas, donde también hay abundante presencia de minerales arcillosos tipo caolinita y cuarzo microcristalino, responsables del taponamiento del sistema poroso por su alta tendencia a la migración, se decidió probar en primera instancia con los tratamientos *Fine Acid 1 (FA1)* y *Fine Acid 2 (FA2)*, dado a que son los que mejores resultados obtuvieron en los estudios previos. Por razones de confidencialidad de la empresa ECP, en el presente documento no se puede revelar el nombre comercial de los tratamientos utilizados.

El funcionamiento del tratamiento *FA1* combina un efecto de retardo y una tecnología avanzada de quelación que permite la estimulación profunda al interior

del yacimiento con una mínima precipitación de sustancias no deseadas. Para esto se combinan diferentes ácidos orgánicos con el ácido fluorobórico (HBF_4) para lograr la estabilización de las arcillas / finos, minimizando al mismo tiempo la presencia de precipitados secundarios y terciarios asociados con el empleo del ácido clorhídrico (HCl). El ácido orgánico funciona quelatando los iones de aluminio (Al^{+3}), manteniendo la sílice en solución y previniendo la formación del gel de sílice. Además el ácido mantiene el pH bajo con el fin de prevenir la formación de hidróxidos de aluminio $[\text{Al}(\text{OH})_3]$.

Por otra parte el tratamiento *FA2* es una mezcla de ácido fluorhídrico $[\text{HF}]$ y ácido clorhídrico $[\text{HCl}]$ o con un ácido orgánico usado como el fluido principal en un tratamiento para control de finos en arenisca. El ácido clorhídrico o ácido orgánico se mezcla con HF para mantener el pH bajo cuando este se gasta al disolver los minerales de la roca, evitando de ese modo, la formación de precipitados perjudiciales.

En las Tablas 11 se relacionan las formulaciones de los tratamientos propuestos para ser utilizados como disolventes de finos (*FA1* y *FA2*), junto con un pre- flujo de ácido acético que sirve para limpiar los carbonatos presentes en la roca. Adicionalmente en la Tabla 12 se expone la formulación de un tratamiento orgánico utilizado experimentalmente como pre-flujo en los ensayos.

Tabla 11. Formula de tratamientos ácidos para control de finos.

Producto	Descripción	Acido Acético 10%	<i>Fine Acid 1</i>	<i>Fine Acid 2</i>
A-001	Acido clorhídrico	-	112 gpt	79 gpt
A-002	Estabilizador de hierro	-	1127.2 ppt	-
A-003	Precursor 1	-	448 ppt	400 ppt
A-004	Precursor 2	-	224 ppt	-
A-005	Ácido organico 1	100 gpt	-	-
A-006	Secuestrante de hierro	-	50 gpt	50 gpt
A-007	Solvente mutual	-	10 gpt	10 gpt
A-008	Acido Oganico 2	-	-	90 gpt
A-009	Surfactante	2 gpt	4 gpt	4 gpt
A-010	Desemulsificante	4 gpt	4 gpt	4 gpt

Tabla 12. Formulación de tratamiento orgánico.

Tratamiento Organico			
Aditivo	Función	Conc.	Unidad
Varsol	Solvente Alifático	546	gpt
Xileno	Solvente Aromático	364	gpt
A-011	Solvente Mutual	50	gpt
A-012	Surfactante	40	gpt

Antes de realizar la inyección de un tratamiento en un yacimiento se debe evaluar la compatibilidad del mismo con los fluidos y la misma roca del yacimiento, por lo cual se procedió en primera instancia a realizar los ensayos de compatibilidad fluido

– fluido entre los tratamientos *FA1* y *FA2* con los fluidos de la formación de interés, así como los ensayos de mojabilidad visual y detergencia para evaluar el efecto de los tratamientos sobre la roca para lo cual se utilizó arena Ottawa, ya que no se contaba con arena del yacimiento, la metodología y los resultados de los ensayos se exponen en el anexo 1. En general la compatibilidad entre el los fluidos de estimulación con los fluidos y roca del yacimiento fue muy buena.

6.1 PROCEDIMIENTO DE COREFLOODING PARA EVALUAR EL TRATAMIENTO ACIDO PARA CORREGIR FENÓMENO DE MIGRACIÓN DE FINOS.

En esta evaluación se analiza el efecto que tiene un determinado tratamiento sobre la permeabilidad del medio poroso y la estabilidad del material fino, para esto se debe medir la Kew antes y después de la inyección del tratamiento en cuestión, se calcula la variación de la Kew y se determina la tasa critica de flujo.

Este procedimiento se aplica después de que la muestra de roca haya pasado por la evaluación de sensibilidad y/o tasa crítica de flujo, generalmente cuando haya perdido más del 20% de la permeabilidad inicial y/o se haya determinado una tasa crítica de flujo baja. Se realiza como se expone a continuación:

- Establecer caudal de trabajo, verificando estabilidad en el diferencial de presión por al menos 10 VP
- Medir línea base de Kew a la tasa de inyección establecida.
- Realizar la inyección del tren de tratamiento ácido, colectando efluentes.

Tren de tratamientos:

Tratamiento Orgánico (4 VP) - tiempo de remojo (4 hrs aprox.) – NH₄Cl (2 VP) – Ácido Acético 10% (5 VP) - tiempo de remojo (3 hrs aprox.) – NH₄Cl (4VP) – Tratamiento FA1 / FA2 (10 VP) – tiempo de remojo (6 hrs aprox.) - NH₄Cl (10 VP).

- Medir el retorno de Kew a la tasa de inyección establecida.
- Calcular la variación de la Kew en %.
- Evaluar tasa crítica de flujo.

6.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS – TRATAMIENTOS QUÍMICOS

A continuación se presentan los resultados obtenidos en los estudios de coreflooding con los sistemas ácidos de estimulación para cada una de las 3 muestras de roca evaluadas.

6.2.1 Muestra # 1- pf 8275.33'

Se evaluó el tratamiento *FA1* con el procedimiento expuesto anteriormente. Los resultados obtenidos se pueden observar en la Figura 12, donde se aprecia una excelente respuesta de la roca en cuanto a la ganancia de Kew (573 %), pero sin que se observe mejoría alguna en la tasa critica de flujo que sigue siendo muy baja (1 cc/min) como se observa en la gráfica entre 50 y 70 VP, por lo tanto, el tratamiento tiene una efectividad relativa para su objetivo principal que es el control de finos.

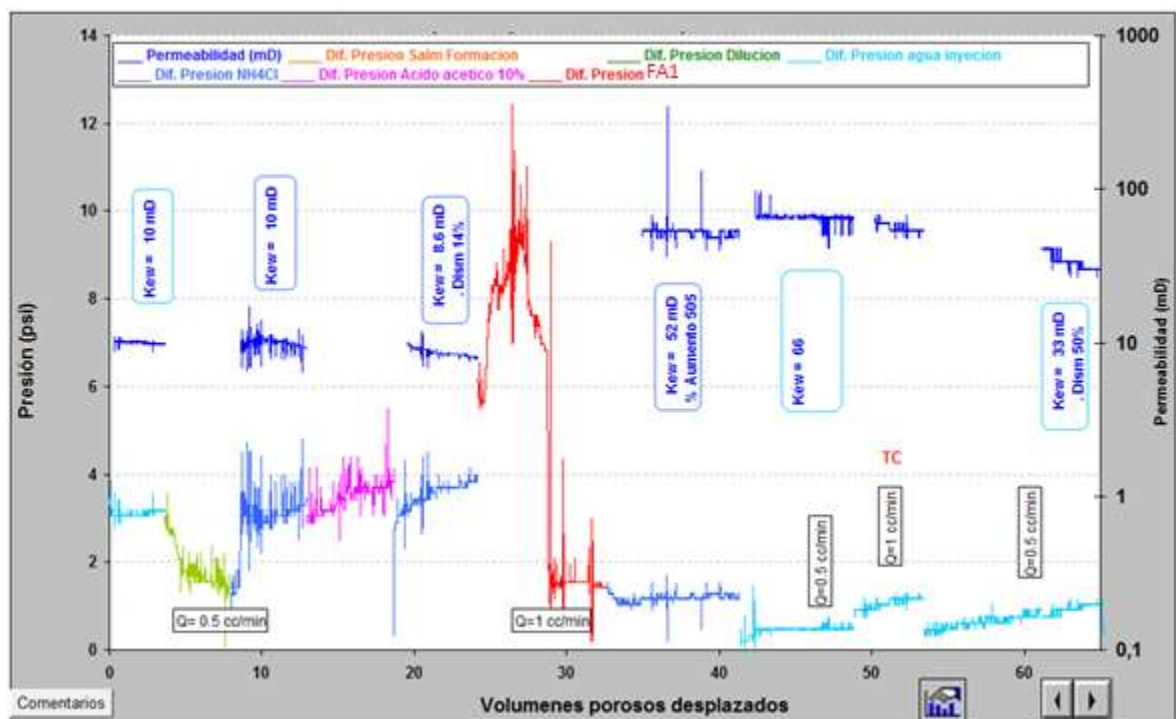


Figura 12. Diferenciales de presión y Kew observados en la inyección del tren de tratamientos para remoción de finos realizado en la Muestra # 1 (pf 8275.33').

Con base en el resultado obtenido con el tratamiento *FA1*, se procede a probar el tratamiento *FA2* que es la otra tecnología disponible para disolución de finos. En la Figura 13 se exponen los resultados obtenidos con dicho tratamiento en donde se aprecia un aumento de Kew del 266 % y una mejoría de la tasa crítica de flujo que aumento de 1 a 5 cc/min, lo cual equivale a una tasa de inyección de agua en campo de 821 STB/día para los 110 ft del yacimiento que se quieren contactar. Con estos resultados se evidencia que la cantidad de material fino dispuesto al movimiento dentro del sistema poroso es muy elevado y que se deben considerar medidas operativas complementarias como el control de caudal para evitar posibles daños de formación.

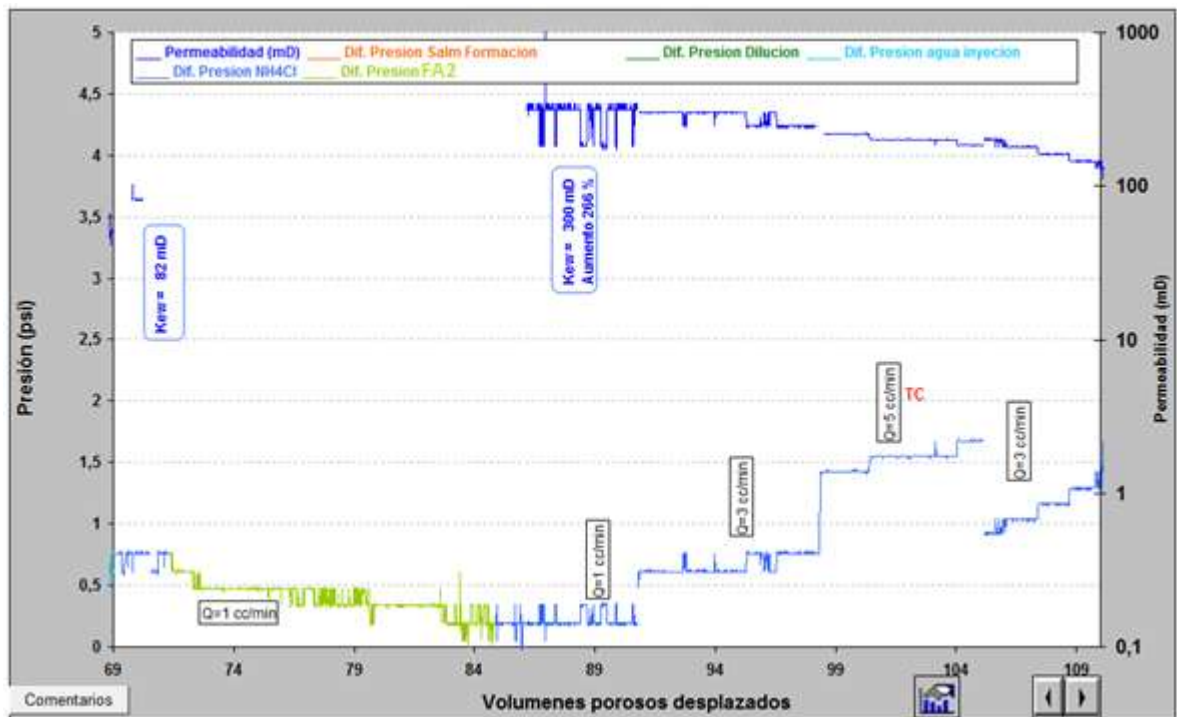


Figura 13. Diferenciales de presión y Kew observados en la inyección del tratamiento FA2, realizado en la Muestra # 1 (pf 8275.33').

6.2.2 Muestra # 2: pf 8280.5'

Debido a que la tasa de flujo máxima obtenida en esta muestra es relativamente baja, se decidió evaluar el tren de tratamiento para disolución de finos FA1. En la Figura 14 se exponen los resultados obtenidos, donde se evidencia un aumento de Kew del 156% e igualmente el incremento en valor de tasa crítica de flujo, la cual se triplica, a un valor de 30 cc/min, equivalentes a una tasa de inyección en campo de 4928 STB/día de agua, la cual supera ampliamente la tasa de inyección objetivo de

1500 STB/dia. Con lo anterior se hace evidente que el tratamiento *FA1* tiene un efecto muy positivo para este tipo de roca dada su mineralogía.

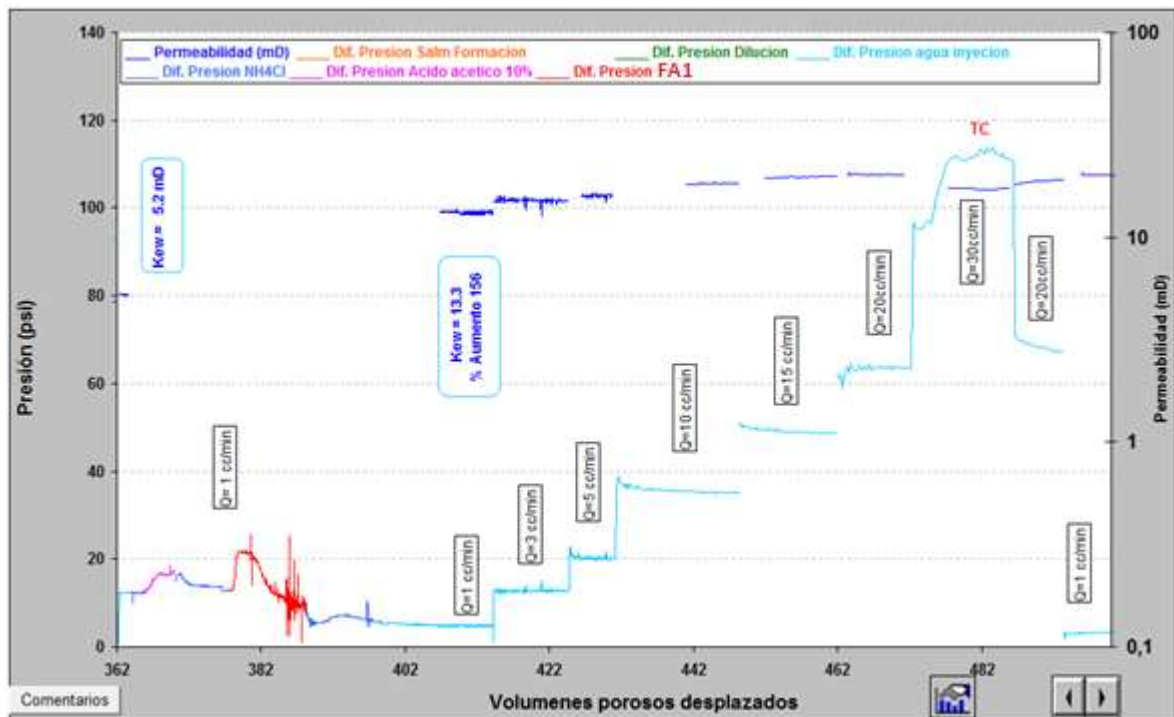


Figura 14. Diferenciales de presión y Kew observados en la inyección del tratamiento FA1, realizado en la Muestra # 2 (pf 8280.5').

6.2.3 Muestra # 3: pf 8460.5'

Con el objetivo de mejorar el valor de la tasa crítica en la muestra # 3 se procedió a realizar la inyección del tren de fluidos para disolución de finos descrito en el

numeral 6.1, donde el tratamiento principal es el FA1 (ver Figura 15). El retorno de Kew post tratamiento muestra un aumento del 240% y un valor de tasa critica de 30 cc/min, equivalentes a 4928 STB/día de agua, la cual supera ampliamente la tasa de inyección objetivo de 1500 STB/dia al igual que en la muestra # 2, con lo cual se verifica el óptimo comportamiento de este tipo de tratamientos como controladores de la migración de finos.

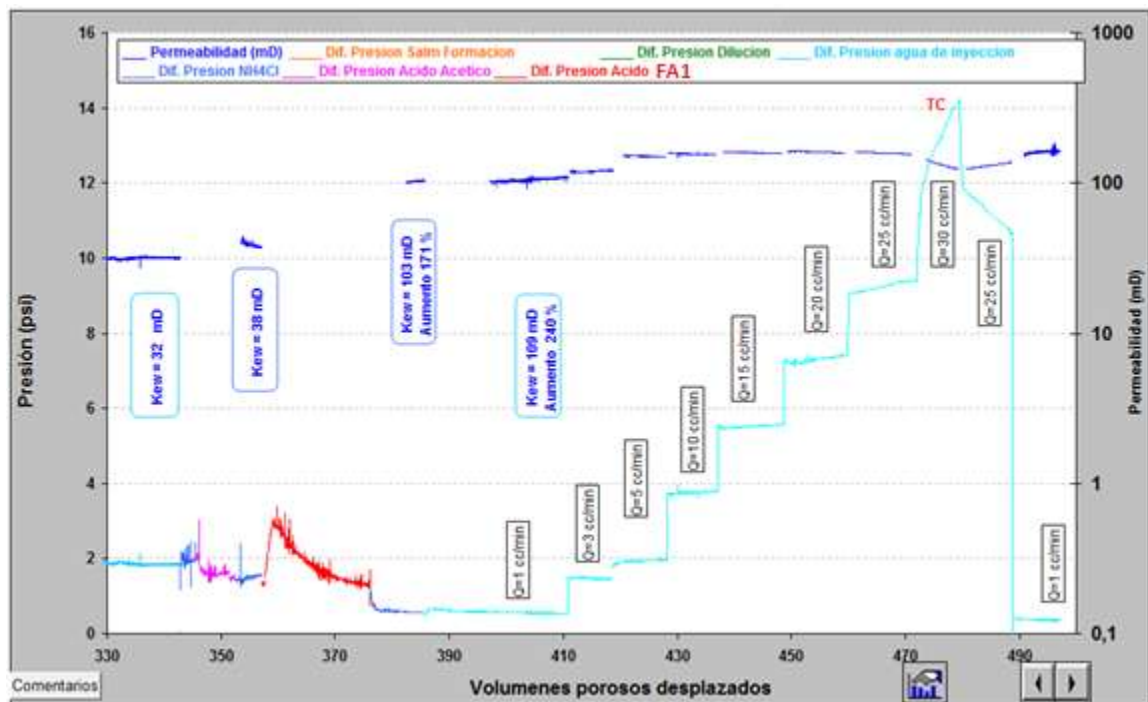


Figura 15. Diferenciales de presión y Kew observados en la inyección del tratamiento FA1, realizado en la Muestra # 3 (pf 8460.5').

6.3 RESUMEN DE RESULTADOS CON LOS TRATAMIENTOS ÁCIDOS PARA MIGRACIÓN DE FINOS.

En la tabla 14 se exponen los resultados resumidos de la evaluación de interacción entre la roca del yacimiento y los tratamientos ácidos utilizados para corregir la migración de finos. Donde se observa que la Kew y la tasa critica de flujo en las 3 muestras de roca evaluadas.

Tabla 13. Resumen de resultados tratamiento ácidos para corregir migración de finos.

Muestra #	Tratamiento	Kew Inicial	Kew Final	% Aumento	TC Inicial (cc/min)	TC Final (cc/min)	% de Aumento
1	FA1	8,6	66	667	0,5	1	100
	FA2	82	300	266	1	5	400
2	FA1	5,2	13,3	151	10	30	200
3	FA1	32	109	240	3	30	900

7. CONCLUSIONES

- La compatibilidad simulada realizada con la composición química del agua de producción e inyección, demostró que la interacción de los dos fluidos no generan compuestos solidos (scale) que puedan ocasionar daño de formación, por lo cual son totalmente compatibles.
- En las evaluaciones de las 3 muestras de roca se pudo comprobar que no existe sensibilidad de los minerales arcillosos presentes en el yacimiento por efecto del cambio de salinidad producido por la presencia del agua de inyección.
- El mecanismo de daño que más afecta las 3 muestras de roca evaluadas es la migración de finos por efecto del arrastre hidrodinámico, siendo especialmente sensible al flujo la roca # 1 (profundidad de 8275.33).
- Los tratamientos correctivos FA1 y FA2 evaluados para corregir el fenómeno de migración de finos y que están diseñados para la disolución de los mismos, demostraron ser muy eficientes. Alcanzando incrementos de Kew superiores al 150% y aumentando el valor de la tasa critica de flujo en hasta

10 veces su valor original, haciendo viable de esta manera el proceso de recobro secundario para el campo A.

- Con base en los resultados obtenidos en el presente estudio se puede concluir que es experimentalmente factible utilizar el agua candidata a inyección en el proceso de recobro secundario que se planea implementar en el Campo A.

8. RECOMENDACIONES

- Previo al inicio a la inyección en campo se recomienda iniciar con un proceso de gradiente de salinidad y baja tasa, que permita mantener bajo monitoreo el fenómeno de migración de finos.
- Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en cuanto al fenómeno de migración de finos, se recomienda ahondar en el estudio de diferentes tecnologías que ayuden a la estabilización de estos minerales y así mitigar un potencial daño a la formación. Para ello se recomienda explorar tratamientos enfocados en fijar los finos a la matriz que sirvan como complemento al proceso de dilución con ácidos.

BIBLIOGRAFIA

Amaefule, J. O., Kersey, D. G., Norman, D. L., & Shannon, P. M., "Advances in Formation Damage Assessment and Control Strategies", CIM Paper No. 88-39-65, Proceedings of the 39th Annual Technical Meeting of Petroleum Society of CIM and Canadian Gas Processors Association, Calgary, Alberta, June 12-16, 1988.

API: History of petroleum engineering, Dallas, Texas (1961).

Bucke, D. P., & Mankin, C. J., "Clay-Mineral Diagenesis Within Interlaminated Shales and Sandstones," /. Sedimentary Petrology, Vol. 41, No. 4, December 1971, pp. 971.

Castro, R., Maya, G., Mantilla, J., Diaz, V., Amaya, R., Lobo, A., Villar, A. (2014, May 21). Waterflooding in Colombia: Past, Present, and Future. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/169459-SP.

Chang, F., and Civan, F. (1997). Practical model for chemically induced formation damage. Journal of Petroleum Science And Engineering, 17 123-137.

Civan, F. Formation damage mechanisms and their phenomenological modeling- An overview. SPE 107857 (2007).

Civan, F., reservoir formation damage: fundamentals, modeling, assessment, and mitigation. Houston,tx. : gulf publishing company, 2000.

Civan, F., & Knapp, R. M., "Effect of Clay Swelling and Fines Migration on Formation Permeability," SPE Paper No. 16235, Proceedings of the SPE Production Operations Symposium, OKC, 1987, pp. 475-483.

Civan, F., Knapp, R. M., & Ohen, H. A., "Alteration of Permeability by Fine Particle Processes," J. Petroleum Science and Engineering, Vol. 3, Nos. 1/2, October 1989, pp. 65-79.

Colmenares, F. et al. Evaluation of treatments for control of fines migration in Ceuta Field in Venezuela. SPE 38955 (1997).

Core Laboratories. The fundamentals of core analysis', Chapter 6 – Special data, Mobile fines management and concept of critical velocity, 1989.

Dang, C., Nghiem, L., Nguyen, N., Chen, Z., & Nguyen, Q. Modeling and Optimization of Low Salinity Waterflood. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/173194-MS. (2015).

Ezzat, A. M., "Completion Fluids Design Criteria and Current Technology Weaknesses, SPE 19434 paper, the SPE Formation Damage Control Symposium held in Lafayette, Louisiana, February 22-23, 1990, pp. 255-266.

Gabriel, G. et al. An experimental investigation of fines migration in porous media. SPE 12168 (1983).

Hanafy, A., Ali, A., Nasr-El-Din, H. A., & Heidari, Z. Evaluating the Effects of Acid Stimulation Treatment Before and After Fines Migration on Petrophysical Properties in Sandstone Reservoirs. International Petroleum Technology Conference. doi:10.2523/IPTC-18569-MS, (December, 2015).

HERNÁNDEZ, Roberto, FERNANDEZ, Carlos y BAPTISTA, Pilar. Metodología de la investigación. México: McGrawHill, Sexta Edición 2010.p. 10.

Himes, R. E., Vinson, E. F., & Simon, D. E., "Clay Stabilization in LowPermeability Formations," SPE Production Engineering, August 1991, pp. 252-258.

Jaramillo, O. J., Romero, R., Ortega, A., Milne, A. W., & Rodrigues, E. Matrix Acid Systems for Formations With High Clay Content. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/126719-MS. (2010, January 1).

Ji, Q., Zhou, L., & Nasr-El-Din, H. A. Acidizing Sandstone Reservoirs Using Fines Control Acid. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/169395-MS, (May, 2014).

Kakadjian, S. Zeta potencial altering system for increased fluid recovery, production, and fines control. SPE 10612 (2007).

Kalfayan, L. J., & Watkins, D. R., "A New Method for Stabilizing Fines and Controlling Dissolution During Sandstone Acidizing," SPE 20076 paper, 60th California Regional Meeting, April 4-6, 1990, Ventura, California, pp. 539-546.

Keelan, D. K., and Koepf, E. H., "The Role of Cores and Core Analysis in Evaluation of Formation Damage," J. of Petroleum Technology, May 1977, pp. 482-490.

Khilar, K.C. and Fogler, H.S. Sandstone Water Sensitivity: Existence of a Critical Rate of Salinity Decrease for Particle Capture, Chemical Engineering Science 38 (1983).

Khilar, K. et al. The Existence of a Critical Salt Concentration for Particle Release. Department of Chemical Engineering, University of Michigan, Ann Arbor, Michigan 48109 (1984).

Mahmood, T. et al. A micromechanics approach for attachment and detachment of asymmetric colloidal particles. Colloids and Surfaces. A: Physicochemical and Engineering Aspects 177 (2001) 99–110.

Mackay, E.J. and Sorbie, K.S., 2000, Brine mixed in waterflooded reservoirs and the implications for scale prevention, SPE paper 60193.

Maini B., Wassmuth F. and Schramm L. Fines Migration in Petroleum Reservoirs. DOI: 10.1021/ba-1996-0251.ch007, Chapter 7, pp 321–375.

Mancini, E. A., "Characterization of Sandstone Heterogeneity in Carboniferous Reservoirs for Increased Recovery of Oil and Gas from Foreland Basins," in EOR-DOE/BC- 90/4 Progress Review, U.S. Department of Energy, Bartlesville, Oklahoma, May 1991, 129 p.

Mohan, K. K., & Fogler, H. S., "Colloidally Induced Smectitic Fines Migration: Existence of Microquakes," AIChE J., Vol. 43, No. 3, March 1997, pp. 565-576.

Motta, E. P. D., & Santos, J. A. C. M. D., "New Fluosilicic Acid System Removes Deep Clay Damage," SPE 54729 paper, SPE European Formation Damage Conference, May 31-June 1, 1999, The Hague, The Netherlands, pp. 239-245.

Mungan, N., "Discussion of An Overview of Formation Damage," Journal of Petroleum Technology, Vol. 41, No. 11, Nov. 1989, p. 1224.

Naranjo, Carlos. Factibilidad experimental de la inyección de agua en las arenas Mugrosa del campo Lisama. Bucaramanga. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. 2010.

Nguyen, P. et al. Controlling formation fines at their sources to maintain well productivity. SPE 97659 (2005).

Nunez Garcia, W., Kleber, M., Polo, R., Franco, C. A., Escobar, M. A., Sierra, A., & Arango, M. Comprehensive Methodology to Identify, Quantify and Eliminate the Formation Damage Mechanisms, Successfully Applied for the first Time by the Operator in a Colombian Mature Field; Including formation Damage

Modeling, Well Candidate Selection, Stimulation Treatment Design and Execution: a Case History. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/177090-MS. (2015, November 18).

Ohen, H. A., & Civan, F., "Simulation of Formation Damage in Petroleum Reservoirs," SPE Advanced Technology Series, Vol. 1, No. 1, pp. 27-35, April 1993.

Patel, A.D., Stamatakis, E., Davis, E., Friedheim, J., 2007. High performance water based drilling fluids and method of use. US Patent 7 250 390, assigned to M-I L.L.C. (Houston, TX), July 31 2007.

Porter, K. E., "An Overview of Formation Damage," JPT, Vol. 41, No. 8, 1989, pp. 780-786.

Restrepo, A., Lastre, M., Milne, A. W., Penaloza, S. J., & Castro, E. Effective Kaolinite Damage Control Under Unfavorable Chemical Environment: Field Case. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/151841-MS. (2012, January 1).

Rozo, R. et al. An alternative solution to sandstone acidizing using a nonacid based fluid system with fines migration control. SPE 109911 (2007).

Sahimi, M., Flow and Transport in Porous Media and Fractured Rock, VCR, Weinheim, 1995, 482 p.

Scheuerman, R. F., Bergersen, B. M., Injection-water salinity, formation pretreatment, and well operations fluid-selection guidelines: Journal of Petroleum Technology, Sept., 1990, p. 836–845

Seilsepour M., Rashidi M. Prediction of Soil Cation Exchange Capacity Based on Some Soil Physical and Chemical Properties. World Applied Science Journal 3(2):200–205. 2008.

Sharma, M. et al. Permeability impairment due to fines migration in sandstones. SPE 14819 (1986).

Stanley, F. et al. Laboratory and field evaluation of organosilane as a formation fines stabilizer. SPE 29530 (1995).

Sun, Li. High temperature and oil tolerance of surfactant foam/polymer–surfactant foam. South West Petroleum University, Chengdu, China. 2014.

Teeuw, D. Prediction of Reservoir Compaction from Laboratory Compressibility Data. SPE 2973-PA, 1971.

Thakur, Ganesh and Satter, abdus. Integrated waterflood asset management, editorial Pennwell, Tulsa – USA, 1998.

Thomas, R. L., Saxon, A., & Milne, A. W., "The Use of Coiled Tubing During Matrix Acidizing of Carbonate Reservoirs Completed in Horizontal, Deviated, and Vertical Wells," SPE Production & Facilities, August 1998, pp. 147-162.

Vinegar, H. et al. Induced polarization of shaly sands – The effect of clay counterion type. SPWLA Twenty-fifth annual logging symposium. Jun 10-13, 1984.

Wojtanowicz, A. K., Krilov, Z., & Langlinais, J. P., "Study on the Effect of Pore Blocking Mechanisms on Formation Damage," Paper SPE 16233 presented at Society of Petroleum Engineers Symposium, Oklahoma City, 1987.

Zabala Romero, R. D. Modelo fenomenológico para escalar a yacimiento el impacto sobre producción de hidrocarburos del daño de formación por migración de finos. Revista Fuentes, El Reventón Energético, 14(1). 103-114. (2016).

Zeinijahromi, A., & Bedrikovetsky, P. Fines-Migration-Assisted Oil and Gas Recovery (Low Salinity Water Injection). Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/176548-MS. (2015).

ANEXOS

ANEXO A: ENSAYOS DE COMPATIBILIDAD ENTRE FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN Y LOS DE YACIMIENTO.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en los ensayos de compatibilidad, detergencia y mojabilidad entre el agua de inyección, los fluidos de estimulación FA1 / FA2 y los fluidos de yacimiento.

A-1 Compatibilidad visual entre fluidos.

Este ensayo consiste en tomar el fluido de tratamiento y mezclarlo con el fluido de formación en las relaciones 20/80, 50/50 y 80/20, se agitan vigorosamente y se someten a la temperatura de yacimiento (70 °C). A continuación se evalúa la separación de las fases durante un tiempo de 2 horas, se verifica la ausencia de emulsiones y precipitados.

En las Tablas 14, 15 y 16 se exponen los resultados obtenidos en las pruebas de compatibilidad, donde se puede observar que tanto el agua de inyección como los

tratamientos para migración de finos FA1 y FA2 en su estado vivo, gastado con caolinita y envenenado con hierro, son totalmente compatibles con los fluidos de la formación, debido a que en ningún caso se observó presencia de precipitados o formación de emulsiones y/o interfaces en las diferentes mezclas realizadas.

Tabla 14. Resultados de compatibilidad entre el agua de inyección y crudo campo A.

Compatibilidades Agua de Inyeccion Vs Crudo Campo A						
Ensayo	Relacion	% Separacion (60 min)	Emulsion	Interfase	Sedimentos	Filtrados
Agua de Inyeccion / Crudo Campo A	20/80	100	no	Definida	no	no solidos
	50/50	100	no	Definida	no	no solidos
	80/20	100	no	Definida	no	no solidos

Tabla 15. Resultados de compatibilidad entre tratamiento FA1 y fluidos de formación.

Compatibilidades con tratamiento FA1						
Ensayo	Relacion	% Separacion (60 min)	Emulsion	Interfase	Sedimentos	Filtrados
FA1 / Crudo Campo A	20/80	100	no	Definida	no	no solidos
	50/50	100	no	Definida	no	no solidos
	80/20	100	no	Definida	no	no solidos
FA1 / Agua de Formacion	20/80	NA	no	NA	no	no solidos
	50/50	NA	no	NA	no	no solidos
	80/20	NA	no	NA	no	no solidos
FA1 / Agua de Inyeccion	20/80	NA	no	NA	no	no solidos
	50/50	NA	no	NA	no	no solidos
	80/20	NA	no	NA	no	no solidos
FA1 Gastado / Crudo Campo A	20/80	100	no	Definida	no	no solidos
	50/50	100	no	Definida	no	no solidos
	80/20	100	no	Definida	no	no solidos
FA1 Envenenado / Crudo Campo A	20/80	100	no	Definida	no	no solidos
	50/50	100	no	Definida	no	no solidos
	80/20	100	no	Definida	no	no solidos

Tabla 16. Resultados de compatibilidad entre tratamiento FA2 y fluidos de formación.

Compatibilidades con tratamiento FA2						
Ensayo	Relacion	% Separacion (60 min)	Emulsion	Interfase	Sedimentos	Filtrados
FA2 / Crudo Campo A	20/80	100	no	Definida	no	no solidos
	50/50	100	no	Definida	no	no solidos
	80/20	100	no	Definida	no	no solidos
FA2 / Agua de Formacion	20/80	NA	no	NA	no	no solidos
	50/50	NA	no	NA	no	no solidos
	80/20	NA	no	NA	no	no solidos
FA2 / Agua de Inyeccion	20/80	NA	no	NA	no	no solidos
	50/50	NA	no	NA	no	no solidos
	80/20	NA	no	NA	no	no solidos
FA2 Gastado / Crudo Campo A	20/80	100	no	Definida	no	no solidos
	50/50	100	no	Definida	no	no solidos
	80/20	100	no	Definida	no	no solidos
FA2 Envenenado / Crudo Campo A	20/80	100	no	Definida	no	no solidos
	50/50	100	no	Definida	no	no solidos
	80/20	100	no	Definida	no	no solidos

A-2 Ensayo de detergencia.

Con la prueba de detergencia se determina la capacidad de limpieza del surfactante disuelto en el tratamiento y la mojabilidad que induce el mismo en la formación. Se toman 5 ml de arena Ottawa 40/60, se ponen en contacto con 50 ml del tratamiento a evaluar y se agita hasta homogenizar la mezcla por una hora. Luego se adicionan 50 ml del crudo del campo A, se agitan suavemente hasta alcanzar una mezcla homogénea y se colocan a la temperatura de yacimiento (70°C) por una (1) hora.

Se observa el grado de limpieza de la arena a medida que transcurre un tiempo máximo de una hora. Si el surfactante tiene una buena detergencia, la arena debe quedar limpia del crudo.

Los resultados obtenidos en los ensayos de detergencia mostraron que tanto el tratamiento FA1 como el FA2 dejan completamente limpia de crudo la arena Ottawa 40/60 después de 1 hora a temperatura de yacimiento (70°C), lo que significa que los tratamientos mantienen la mojabilidad preferencial de la arena por el agua, el cual es el resultado óptimo esperado. En la Figura 18 se exponen las fotografías correspondientes a dichas pruebas.



Figura 16. Fotografías de los ensayos de detergencia con los tratamientos FA1 (izq.) y FA2 (der).

A- 3 Ensayos de Mojabilidad visual.

La prueba de mojabilidad visual se realiza para determinar la tendencia que tiene un tratamiento a mojar la roca del yacimiento por agua o por aceite. Lo ideal es que la formación productora presente mojabilidad por agua.

Se toman 2 ml de arena de formación, se ponen en contacto con 20 ml del tratamiento a evaluar y se agita hasta homogenizar la mezcla, se dejan en contacto por una hora para después retirar el exceso de tratamiento quedando la arena impregnada.

Se toman dos probetas de 250 mL, en una se adiciona varsol y en la otra salmuera de formación. Se vierten muestras de la arena tratada en cada una de las probetas y se observa su comportamiento. La dispersión de la arena en una determinada fase indica que la arena esta mojada preferencialmente por esa fase, si por el contrario se aglomera al contacto con la fase, se dice que la arena no muestra mojabilidad en este medio. Si se observa dispersión en ambas fases se considera la mojabilidad mixta.

Los resultados obtenidos en los ensayos de mojabilidad visual muestran que al impregnar la arena otawa con los tratamientos FA1 y FA2 esta queda con mojabilidad preferencial por el agua, ya que dispersa en la fase acuosa y aglomera en la fase oleica, el cual es el resultado óptimo esperado.