

SELECCIÓN DE UN DISOLVENTE EFECTIVO DE FINOS PARA UN CAMPO COLOMBIANO

LEONARDO ANDRÉS CARRILLO MANTILLA



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

**SELECCIÓN DE UN DISOLVENTE EFECTIVO DE FINOS PARA UN CAMPO
COLOMBIANO**

**Trabajo de Grado como requisito para optar al título de Ingeniero de
Petróleos**

LEONARDO ANDRÉS CARRILLO MANTILLA

**Director de Proyecto:
LUIS FELIPE CARRILLO MORENO
MASTER OF SCIENCE IN PETROLEUM ENGINEERING**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

A Dios porque mil veces y una más ha estado a mi lado siendo el director de mi proyecto de vida.

Aquellos que partieron a un mundo donde el tiempo es una ilusión; construyendo en vida este sueño.

Mis padres que me enseñaron a escuchar el mundo del silencio, para hablar con las manos y oír con los ojos.

Mi familia porque siempre están ahí y espero estar para ellos.

A las personas cuyos caminos nos ha unido el destino y solo el tiempo revela el propósito de Dios de tenerlos como amigos.

Leonardo Andrés Carrillo Mantilla

AGRADECIMIENTOS

Por medio de este trabajo tuve el placer de conocer grandes profesionales y colaboradores de este trabajo por ello quiero expresar mi agradecimiento a:

La Universidad Industrial de Santander por ser mentora de mis estudios profesionales.

M. Sc. Luis Felipe Carrillo, director del proyecto, por su enseñanza profesional y personal.

M. Sc. Jenny Liset Rodríguez Ardila, por su colaboración en la realización de las pruebas de roca – fluido y compartir su conocimiento para enriquecer el trabajo.

M. Sc. Hernando Buendía, por gestionar los espacios del laboratorio para la realización de las pruebas.

Al personal del laboratorio de Petrofísica y Daño a la formación (Athala, Leidy, Raúl, Mauricio, Luz Dary) por su asesoría técnica y calidad humana que conforma un excelente grupo de trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN	15
1. DAÑO DE FORMACIÓN	17
1.2 INTERACCIÓN ROCA – FLUIDO	18
1.2.1 <i>Las arcillas.....</i>	18
1.3 FACTORES INFLUYENTES EN EL PROCESO DE MIGRACIÓN DE FINOS	20
1.3.1 <i>Factores influyentes en el desprendimiento de finos.....</i>	21
1.3.2 <i>Fuerzas causantes en el desprendimiento de finos.....</i>	22
1.3.3 <i>Factores que afectan el transporte de finos en el fluido</i>	22
1.3.4 <i>Fuerzas relacionadas con los mecanismos de transporte</i>	23
1.3.5 <i>Deposición de finos</i>	24
1.3.6 <i>Fuerzas relacionadas con los mecanismos de fijación</i>	24
1.3.7 <i>Modelo micro del daño de formación por la migración de finos.....</i>	25
1.4 ESTIMULACIÓN DE POZOS	27
1.4.1 <i>Estimulación matricial</i>	28
2 PRUEBAS DE LABORATORIO	33
2.1 MUESTRA DE AGUA DEL CAMPO	33
2.2 PRUEBAS DE CARACTERIZACIÓN BÁSICA	36
2.3 PRUEBAS DE INTERACCIÓN FLUIDO – FLUIDO.....	36
2.3.1 <i>Sludge</i>	36
2.3.2 <i>Mojabilidad visual</i>	37
2.3.3 <i>Rompimiento de emulsiones</i>	37
2.3.4 <i>Compatibilidad. Ácido Vivo</i>	38
2.3.5 <i>Compatibilidad con envenenamiento. Ácido vivo</i>	38
2.3.6 <i>Compatibilidad. Ácido gastado</i>	39
2.3.7 <i>Compatibilidad con envenenamiento. Ácido gastado</i>	39
2.4 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS INTERACCIÓN FLUIDO – FLUIDO.....	40

2.4.1	Caracterización básica	40
2.4.2	Sludges	40
2.4.3	Mojabilidad visual	41
2.4.4	Prueba de rompimiento de emulsiones.	43
2.4.5	Compatibilidad con ácido vivo	47
2.4.6	Compatibilidad con envenenamiento. Ácido vivo	50
2.4.7	Compatibilidad. Ácido gastado	51
3	PRUEBAS DE INTERACCIÓN ROCA – FLUIDO	55
3.2	PRUEBAS DE DISOLUCIÓN ESTÁTICA.....	56
3.2	SENSIBILIDAD.....	57
3.3	TASA CRÍTICA.....	57
3.4	RESULTADOS DE LAS PRUEBAS INTERACCIÓN ROCA – FLUIDO	58
3.4.1	Sensibilidad	58
3.4.2	Tasa crítica.....	60
4	CONCLUSIONES.....	62
5	RECOMENDACIONES	63
	BIBLIOGRAFÍA	64

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Sistema multifásico del medio poroso.....	26
Figura 2. Precipitados en agua de formación.....	35
Figura 3. Prueba de Sludges.....	41
Figura 4. Prueba de mojabilidad del disolvente M145-14-4	42
Figura 5. Resultados de la prueba de rompimiento de emulsiones en la proporción 25:75 (Disolvente de finos:Crudo).....	44
Figura 6. Resultados de la prueba de rompimiento de emulsiones en la proporción 50:50 (Disolvente de finos: Crudo).....	45
Figura 7. Resultados de la prueba de rompimiento de emulsiones en la proporción 75:25 (Disolvente de finos: Crudo).....	46
Figura 8. Registro fotográfico de las observaciones descritas para los disolventes M144-14-4, M163-14-2 y M165-14-1.	47
Figura 9. Apariencia de los disolventes evaluados después de las 24 horas. Disolvente M145-14-4 y M162-14-2 en la proporción 75:25 y 50:50 respectivamente.....	49
Figura 10. Prueba de compatibilidad de Ácido gastado M145-14-4 y M165-14-1, en una proporción de 75:25	53

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Composición de la salmuera sintética utilizada en las pruebas de interacción Fluido-Fluido.....	35
Tabla 2. Resultados de la prueba de mojabilidad para los disolventes formulados	42
Tabla 3. Formato para la prueba de Rompimiento de Emulsiones de los disolventes formulados	43
Tabla 4. Formato para la prueba de compatibilidad fluido – fluido. Las pruebas se realizaron con los fluidos del pozo . Ácido vivo	49
Tabla 5. Formato para la prueba de compatibilidad envenenando con Calcio en una concentración de 500 ppm con los fluidos del pozo.....	50
Tabla 6. Formato para la prueba de compatibilidad envenenando con Hierro en una concentración de 700 ppm con los fluidos del pozo.....	51
Tabla 7. Formato para la prueba de compatibilidad con ácido gastado	52
Tabla 8. Formato para la prueba de compatibilidad envenenando con Calcio en una concentración de 500 ppm con los fluidos del pozo.....	54
Tabla 9. Formato para la prueba de compatibilidad envenenando con Hierro en una concentración de 700 ppm con los fluidos del pozo.....	54
Tabla 10. Formato para la prueba de capacidad de disolución estática.	56
Tabla 11. Plug 1. plug de 1,5 pulgadas.	59

LISTA DE GRAFICAS

Pág.

Gráfica 1. Resultados de la prueba de sensibilidad para la muestra Plug 1	60
Gráfica 2. Permeabilidad a diferentes caudales (Q ml/min). Prueba de tasa crítica para la muestra Plug 1 del disolvente M145-14-4.....	61

TABLA DE NOMENCLATURA

VARIABLE	NOMBRE	UNIDADES
S	Daño de formación	Adimensional
K	Permeabilidad efectiva	Md
H	Espesor de la zona	Pies
Q	Tasa de producción	Bbl/día
β_o	Factor volumétrico	Bbl/STB
μ	Viscosidad del crudo	Cp
Pe	Presión estática del yacimiento	Psi
ϕ	porosidad	Adimensional
r	radio del <i>plug</i>	cm
L	Longitud del <i>plug</i>	cm
VP	Volumen Poroso	ml

RESUMEN

TITULO: SELECCIÓN DE UN DISOLVENTE EFECTIVO PARA UN CAMPO COLOMBIANO*

AUTOR: LEONARDO ANDRÉS CARRILLO MANTILLA*

PALABRAS CLAVES: disolvente de finos, yacimiento, índice de productividad, tasa critica, daño de formación, cara de pozo.

RESUMEN:

El daño de formación por migración de finos de un pozo petrolero puede generarse durante las etapas de: perforación, cementación, estimulación química, producción, etc. En cada una de las operaciones, el mecanismo de daño es causado por la alteración del equilibrio físico - químico de la roca produciendo un desprendimiento de finos que serán transportados por los fluidos de formación a las gargantas de poros y finalmente a la cara del pozo.

A través de los estudios realizados con este daño, se encontró que los disolventes son una solución efectiva a la migración de finos, los cuales tienen en cuenta para la aplicación del tratamiento con disolventes son: la presión del yacimiento, la tasa de producción, un análisis económico, concentraciones requeridas, entre otros estudios.

Del mismo modo en el análisis de la información se encuentran diferentes concentraciones de ácido fluorhídrico para la elaboración de los disolventes. Debido a esto se desarrolla una evaluación del desempeño de los disolventes con los fluidos del yacimiento y la roca de formación; la metodología desarrollada incluye pruebas de solubilidad, densidad, pH, Sludge, Mojabilidad visual, pruebas de desplazamiento etc., realizadas en el laboratorio de Análisis petrofísicos de la universidad.

Por último se realizó la selección del disolvente más efectivo para la remoción de finos dadas las condiciones petrofísicas de un *plug* característico de un yacimiento. Teniendo en cuenta el éxito de los resultados, se desea implementar el tratamiento en un pozo piloto, ubicado en la formación de iguales propiedades petrofísicas evaluadas en el laboratorio y observar si se obtiene el aumento en la tasa de producción.

* Proyecto de Grado

* Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Director: M. Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno.

ABSTRACT

TITLE: SELECTING AN EFFECTIVE SOLVENT FOR COLOMBIAN FIELD*

AUTHOR: LEONARDO ANDRÉS CARRILLO MANTILLA*

KEY WORDS: fine solvent, reservoir, productivity rate, critical rate, damage reservoir, face well.

ABSTRACT:

The damage of the formation by the migration of fines of an oil well can be generated during the stages of: drilling, cementation, chemical stimulation, production, etc. In each of the operations, the mechanism of damage is caused by the alteration of the physical - chemical equilibrium of the rock that produces a detachment of fines that will be transported by the formation fluids to the pore grooves and finally to the face of the well.

Through the studies carried out with this damage, it was found that solvents are an effective solution to the migration of fines. The parameters to be taken into account for the application of solvent treatment are: reservoir pressure, production rate, economic analysis, required concentrations, among other studies.

In the same way in the analysis of the information are different concentrations of hydrofluoric acid for the elaboration of the solvents. Due to this an evaluation is developed of the performance of the solvents with the fluids and the rock of formation; The developed methodology includes tests of solubility, density, pH, sludge, visual wettability, displacement tests etc., carried out in the laboratory of Petrophysical Analysis of the University.

Finally, the selection of the solvent most effective for the removal of fines was done given the petrophysical conditions of a *plug* characteristic of a reservoir. Taking into account the success of the results, it is desired to implement the treatment in a pilot well, located in the formation of the same petrophysical properties evaluated in the laboratory and to observe if the increase in the rate of production is obtained.

* Thesis Degree

* Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: M. Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno.

INTRODUCCIÓN

El objetivo principal de la industria del petróleo es obtener la mayor tasa de producción y extender al máximo la vida útil del pozo; para lograr esto se deben solucionar varias dificultades como son el daño mecánico, precipitación orgánica, inorgánica, migración de finos, entre otras. Esto ha llevado a generar estudios para conocer mejor el problema de daño de formación por migración de finos y así obtener una mayor eficiencia en el sistema.

Las investigaciones han determinado que la migración de finos es un problema presentado por la alteración del equilibrio en la interacción de fluidos externos e internos por el cual los finos son transportados a través del medio poroso hasta llegar a la región cañoneada, ocasionando así una disminución en la permeabilidad y en la tasa de producción, lo cual conlleva a una reducción en la tasa interna de retorno, hasta hacer insostenible el proyecto.

Con el propósito de solucionar o mitigar el daño por finos se han generado avances tecnológicos en los tratamientos reactivos como la utilización de tratamientos cáusticos, polímeros orgánicos catiónicos, tratamientos ácidos y sales de iones metálicos no ionizables. Teniendo en cuenta la alteración del equilibrio en las propiedades petrofísicas del yacimiento producido por el tratamiento efectuado, se deben evaluar en el laboratorio la interacción de los fluidos y de la roca, con el fin de seleccionar el mejor tratamiento para mantener la integridad del pozo y mejorar su rentabilidad.¹

Los disolventes de finos son una herramienta que tienen el propósito de mitigar, restaurar o disminuir el daño por debajo del valor inicial; el valor reducido del daño dependerá de la compatibilidad del surfactante para remover las partículas en la zona de perforados; así como la tasa y la presión a la cual es inyectada el

¹ Intevep. PDVSA. "Daño a la formación." PDVSA, Venezuela. 1997. Página 86.

surfactante para vencer la resistencia de la roca; la cual puede ser matricial si es menor o de fracturamiento si es mayor.²

Este trabajo se divide en tres partes: la primera parte estudia los parámetros que afectan la migración de finos y sus posibles tratamientos para la mitigación y/o restauración del factor de daño. En la segunda parte se detallan las pruebas realizadas a los disolventes para la caracterización básica y la interacción con los fluidos del yacimientos; las pruebas de caracterización tiene como fin corroborar la información contenida en cada ficha técnica; cabe resaltar que las pruebas fueron realizadas bajo la norma API RP 42.

En el último capítulo se analiza el desempeño de las formulaciones con la roca, por medio de una prueba de tasa crítica; el número de disolventes en esta etapa es menor debido a la mala compatibilidad de algunos productos con los fluidos de formación. Todo esto se hace para escoger el disolvente que sea más compatible entre los fluidos del yacimiento y la roca. Además se mencionan las recomendaciones necesarias para la aplicación exitosa del proyecto.

² CARLOS ALFONSO ARIAS GÓMEZ & LAUREANO JIMÉNEZ CASTRO "Estimación de la tasa crítica para el control de daño a la formación originado por migración de finos en los campos Gala y Llanito" Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. 2008. Página 19.

1. DAÑO DE FORMACIÓN

La reducción de la permeabilidad en la cara del pozo debida a la interacción de los fluidos y/o la roca, en distintas operaciones como la perforación, cementación, completamiento, *wellservice*, *workover*, estimulaciones, producción y recobro secundario, entre otras, es comúnmente conocida como daño a la formación. Existen varios mecanismos de daño, los cuales se atribuyen a un origen mecánico, físico o biológico.

La expresión matemática para calcular el daño es:

$$s = \frac{K * h}{141.2 * q * \beta_o * \mu} * P_e \quad \text{Ec(1)}$$

En la industria son utilizados ciertos métodos para la identificación del daño, entre los que se encuentran los análisis de pruebas de presión, las pruebas de restauración con tubería de perforación DST, análisis nodal, registros de resistividad, revisión del historial de perforación, completamiento y *workover*, revisión del historial de producción, análisis de estimulaciones previas y comparación con el comportamiento de pozos vecinos.

Los tipos de daño a la formación pueden ser por la interacción roca – fluido, interacción fluido – fluido, fenómenos interfaciales ó inversión de la mojabilidad. Algunos de ellos se profundizaran a continuación debido a la relación a la migración de finos.³

³ An overview of Formation Damage Mechanisms Causing a Reduction in the Productivity and Injectivity of Oil and Gas Producing Formations, Brant Bennion, 2002.

1.2 INTERACCIÓN ROCA – FLUIDO

Los daños de formación causados por la alteración del equilibrio químico y/o físico de la matriz rocosa y los fluidos de formación en interacción con los fluidos externos utilizados durante las diferentes etapas de desarrollo de un pozo son solo precipitaciones de origen inducido, debido a la invasión de partículas contenidas en los fluidos inyectados en el medio poroso como sucede en los trabajos de perforación, cementación, completamiento, cañoneo, *wellservice*, *workover* u otros tratamientos.

El contenido de arcillas son los principales factores en la alteración de las propiedades físicas y químicas, debido a su alta sensibilidad a fluidos acuosos, lo que provoca su hinchamiento y/o migración. Los principales factores en la alteración de las propiedades físicas y químicas son el cambio de: temperatura, la composición de los fluidos, el pH, la tasa de inyección y la mineralogía de la roca; propiedades que estudiaremos más adelante.

Los finos son pequeñas partículas sólidas desprendidas de la formación con un tamaño de entre 1 a 40 micrones las cuales pueden ser generadas por la alteración de las fuerzas coloidales. Las fuerzas coloidales pueden ser alteradas por el movimiento browniano, hidrodinámico o la doble capa eléctrica. Entre más pequeñas sean las partículas, la relación área volumen es mayor, lo cual las hace propensas al ataque químico, sobre todo del agua de formación. Este ataque químico da lugar al proceso de origen de arcillas, en el que estos minerales se forman en el espacio poroso de la roca, como resultado de precipitados o reacciones de otros minerales (feldespatos, micas) con el agua de formación.

1.2.1 Las arcillas Son Silicatos de aluminio hidratados. La deformación causada por cambios de presión generan un daño de formación; donde el tamaño de los granos de finos desprendidos del medio poroso dependerá de los tipos de minerales presentes en el yacimiento y la ubicación de los mismos en la matriz rocosa. Entre los minerales más comunes se encuentran las arcillas autigénicas

(caolinita, illita, esmectica y clorita), cuarzo, sílice amorfo, feldespatos y carbonatos (calcita, dolomita y siderita).⁴

En el trabajo de Ajay Kumar (2012), se estudia los factores de la precipitación de minerales arcillosos.

La caolinita es una de las arcillas más frecuentes encontrada en las formaciones productoras de hidrocarburos y dado que es un aluminio silicato hidratado, es muy estable desde el punto de vista químico, reaccionando con ácidos en forma similar a como reacciona el cuarzo. Así mismo si existe turbulencia de fluidos al acercarse al pozo su débil unión hace también que la caolinita se incorpore al fluido ocasionando problemas de migración.

El grupo de esmectita o montmorillonita, Este tipo de arcillas presenta el mayor problema de daño, ya que es extremadamente sensitiva al agua, pudiendo desintegrarse la formación, además de que son fácilmente desprendidas de la pared de los poros dispersándose y migrando, adicionalmente su relación área resulta en una alta saturación de agua irreducible. Este tipo de arcillas presenta el mayor problema de daño, ya que es extremadamente sensitiva al agua, pudiendo desintegrarse la formación, además de que son fácilmente desprendidas de la pared de los poros dispersándose y migrando.

En el caso de la illita, son muy propensa a quebrarse y migrar por el movimiento de fluidos, tiene un aspecto de agujas o cabellos. lo cual incrementa altamente las fuerzas capilares retentivas en los poros, resultando en una alta saturación irreducible de agua y en consecuencia una baja permeabilidad al aceite. La illita puede también ser alterada produciéndose su dispersión y posterior migración.

Lo que respecta a la clorita, Tiene un aspecto de láminas planas. Es una arcilla que no es propensa a disgregarse, ni migrar y no se expande, pero su alto contenido de hierro genera el desprendimiento de partículas de hierro debido al debilitamiento del proceso de oxidación.

⁴ HULBURT DANA, "Manual de Mineralogía". Editorial Reverté, Barcelona, España 1960.

Las arcillas de la formación se encuentran en equilibrio con el agua de formación y al contacto con aguas de diferente composición, se produce su desestabilización.

Estas aguas de diferente salinidad y pH, comúnmente conteniendo otros productos como polímeros y surfactantes, provienen del filtrado de lodos base agua, del filtrado de las lechadas de cemento, de los fluidos de terminación, reparación, estimulación o del agua de inyección.

Cualquier agua de diferente salinidad o diferente pH promueve la hidratación o deshidratación de arcillas hinchables y dispersión o floculación tanto de las arcillas hinchables o no hinchables como de otros finos de la formación; así mismo también puede promoverse la disolución de materiales cementantes permitiendo que partículas finas de la formación, como las arcillas y otros minerales, migren a través de los conductos porosos, puenteándose en las gargantas de los poros y reduciendo en consecuencia la permeabilidad de la formación.

Existen pruebas de laboratorio que permiten estimar el grado de sensibilidad de las formaciones al agua. Estas pruebas incluyen la identificación mineralógica de la roca, pruebas de hinchamiento, examen a la microscopia electrónico y pruebas de flujo. Por ello es importante conocer los factores influyentes en el proceso de migración de finos.⁵

1.3 FACTORES INFLUYENTES EN EL PROCESO DE MIGRACIÓN DE FINOS

Según Faruk Civan (2005), los procesos físicos, químicos, hidrodinámicos, biológicos y mecánicos (asociado al proceso de transporte de finos); generan un desequilibrio en relación con los valores críticos necesario para el desprendimiento, transporte y deposición de finos. Estos son los causantes del

⁵ AJAY KUMAR, "Identification of Secondary & Tertiary Precipitants of Sandstone Acidization Allows Minimization of Formation Damage: A Laboratory Study". Society of Petroleum Engineers. SPE 152379. Mumbai, India, 2012.

daño de formación en los pozos petrolíferos. Faruk Civan (2005) hace una recopilación de varios autores analizando los factores, las fuerzas en el proceso de migración de finos.⁶

1.3.1 Factores influyentes en el desprendimiento de finos El estudio de diferentes modelos de daño de la formación se ha desarrollado para diferentes sistemas de fluidos (monofásicos o polifásicos) siendo los sistemas multifásicos los más analizados por la similitud a los yacimientos petrolíferos. En relación con la migración de finos el efecto de la mojabilidad relativa de los finos y la formación, el transporte de la interfaz, presiones capilares y la permeabilidad relativa tienen una mayor incidencia en el daño de formación. Entre los factores que generan un desprendimiento de finos se pueden mencionar los siguientes:

El pH es una propiedad influye en relación con el punto de carga cero, donde el valor del pH de la carga neta de la partícula es cero. Si el pH del fluido es mayor que el de la partícula se producirá un desprendimiento de la superficie del grano.

En cuanto a la Fuerza iónica del medio, las concentraciones de cationes por debajo de una concentración de sal crítica en el fluido de intrusión esta ejerce una repulsión de la superficie del grano contribuyendo a la separación del grano de fino, pero las altas concentraciones de cationes generan otros tipos de problemas; por ello lo ideal es tener una concentración de cationes por encima de la crítica, para así evitar un desprendimiento de grano.

La temperatura es un factor influyen en el desprendimiento de grano, el desprendimiento se produce por un aumento de la temperatura, generado por el incremento de la concentración de sales mayor al de la crítica.

⁶ Faruk CIVAN. Particulate Processes in Porous Media. Faruk CIVAN. *Reservoir Formation Damage*. Tercera Edición, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, Estados Unidos de América, 2005. página 140 y 141. ISBN: 0-88415-301-0.

1.3.2 Fuerzas causantes en el desprendimiento de finos Fuerzas cizalla o fuerza de fricción, dependerán del esfuerzo cortante del líquido que fluye sobre las partículas depositadas crea una fuerza de cizallamiento mayor que las que se aplican las partículas a la superficie de grano, luego las partículas pueden ser liberadas y movilizadas (Ives, 1985).

Según Ives (1985) las fuerzas electrostáticas de doble capa: necesitan tener condiciones iónicas dadas por el pH y la fuerza iónica. Este fenómeno es producido por las cargas electrostáticas del mismo signo que genera un efecto de repulsión de finos.

Autores como Wojttanowicz (1987) dicen que Las fuerzas de repulsión de Born obedecen a la energía electrostática de atracción entre la partícula y la superficie plana, separados a una distancia r , se obtiene aplicando la ley de Coulomb.

Tchistiakov (2000) describe las fuerzas estructurales dependerá de las moléculas de agua son absorbidas por los minerales de arcilla formando películas de agua. Un aumento de temperatura intensifica la difusión de las moléculas de agua fuera de la superficie de la arcilla causando la migración de finos y la reducción de la capa osmótica.⁷

1.3.3 Factores que afectan el transporte de finos en el fluido La cantidad y el tamaño de finos que se transporten en el medio poroso dependerán de las propiedades de la roca y de las fuerzas de arrastre de los fluidos del yacimiento.

⁷ Faruk CIVAN. Particulate Processes in Porous Media. Faruk CIVAN. *Reservoir Formation Damage*. Tercera Edición, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, Estados Unidos de América, 2005. página 147 y 148. ISBN: 0-88415-301-0.

Tasa de flujo es un parámetro a tener en cuenta en el trabajo y en el desarrollo de la producción de un pozo regido por una velocidad menor al valor de la velocidad crítica de flujo para evitar la migración de finos en el yacimiento, la tasa de flujo es un factor en la determinación de la velocidad del fluido.

A mayor viscosidad del fluido de formación, mayor será el transporte de finos, por el aumento del coeficiente de arrastre. Los fluidos inyectados deben tener buena compatibilidad con los fluidos de formación para evitar un daño mayor con la reducción de la movilidad.

La Mojabilidad dependerá de la preferencia de los finos por las fases mojantes y no mojantes de la formación y los fluidos inyectados que puedan modificar perjudicialmente la mojabilidad de la formación. La migración de finos se genera cuando la saturación de la fase mojante logre una velocidad del fluido igual o superior a la velocidad crítica.

1.3.4 Fuerzas relacionadas con los mecanismos de transporte La fuerza de inercia mantiene a una partícula en un movimiento rectilíneo, la cual hace que los finos mantengan su movimiento. (Ives, 1985)

Debido a la diferencia de densidad entre los finos y el líquido del medio poroso, las partículas se mueven en dirección de las fuerzas gravitacional de acuerdo a la ley de Stokes.

La fuerza centrífuga es la que permite alejar a los finos del grano el cual es su centro de rotación del eje, mediante la velocidad angular y un radio de curvatura.

Los finos menores a 1.0 mm de diámetro tienden a moverse de forma irregular en un medio líquido y dispersarse aleatoriamente. Este fenómeno es llamado difusión Browniana o fuerzas de difusión.

Las fuerzas hidrodinámicas dependerá del fluido de formación o los fluidos de inyección, los cuales actúan sobre los finos que se mueven con el fluido.⁸

1.3.5 Deposición de finos Luego de desprendidas y transportadas, los finos tienen cierta manera de depositarse dependiendo de factores físicos como el tamaño, la morfología y con la mineralogía de las arcillas antes mencionada. Como lo es el taponamiento por diferencia de tamaño dada por la diferencia de tamaño entre el fino y el cuello del poro. Si la partícula de grano es mayor al cuello del poro se efectúa una deposición de finos.

Deposición uniforme es causada cuando el tamaño de los granos es homogéneo, este tipo de deposición solo se visualizara el daño cuando la aglomeración de las partículas es alta y el tamaño de las mismas es menor a la del cuello del poro.

Formación de puentes: Cuando la acumulación de partículas posea una heterogeneidad de tamaño de fino, generando la obstrucción en el medio poroso y en la cara del pozo.

1.3.6 Fuerzas relacionadas con los mecanismos de fijación Según Ives(1985), Las fuerzas actúan cuando se encuentra a una distancia menor que 1.0 μm de la superficie del grano. Como son las fuerzas de London-Van der Waals, que son fuerzas de atracción debido a las ondas electromagnéticas generadas por las características electrónicas de los átomos y moléculas la cual aumenta la formación de finos si el valor de la polaridad disminuye o es pequeño.

⁸ Faruk CIVAN. Particulate Processes in Porous Media. Faruk CIVAN. *Reservoir Formation Damage*. Tercera Edición, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, Estados Unidos de América, 2005. página 145-147. ISBN: 0-88415-301-0.

También las fuerzas de fricción y arrastre hidrodinámico: Las partículas desprendidas se acercan a la superficie de la roca, experimentando una resistencia al flujo; el desplazamiento del fluido es radial y por ello los finos se adhieren a la formación debido al desplazamiento radial del fluido en la roca.⁹

1.3.7 Modelo micro del daño de formación por la migración de finos Las fases líquidas (aceite y agua) son un potencial en la generación y transporte de partículas finas; generando un mayor interés en el estudio de la migración de finos; por ello se han generado un esquema de cuatro fases como se representa en la Figura 1: (1) matriz de la roca, (2) fluido mojante, (3) fluido no mojante, (4) región de interfase. La matriz porosa se supone que no es deformable, por lo tanto es un régimen de estado estacionario y su flujo estacionario es cero. La región de interfase se encuentra entre la fase mojante y no mojante y con el movimiento de las diversas fases crea una mezcla a lo largo de la interfaz del fluido.

⁹ Faruk CIVAN. Particulate Processes in Porous Media. Faruk CIVAN. *Reservoir Formation Damage*. Tercera Edición, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, Estados Unidos de América, 2005. página 147. ISBN: 0-88415-301-0.

Figura 1. Sistema multifásico del medio poroso.

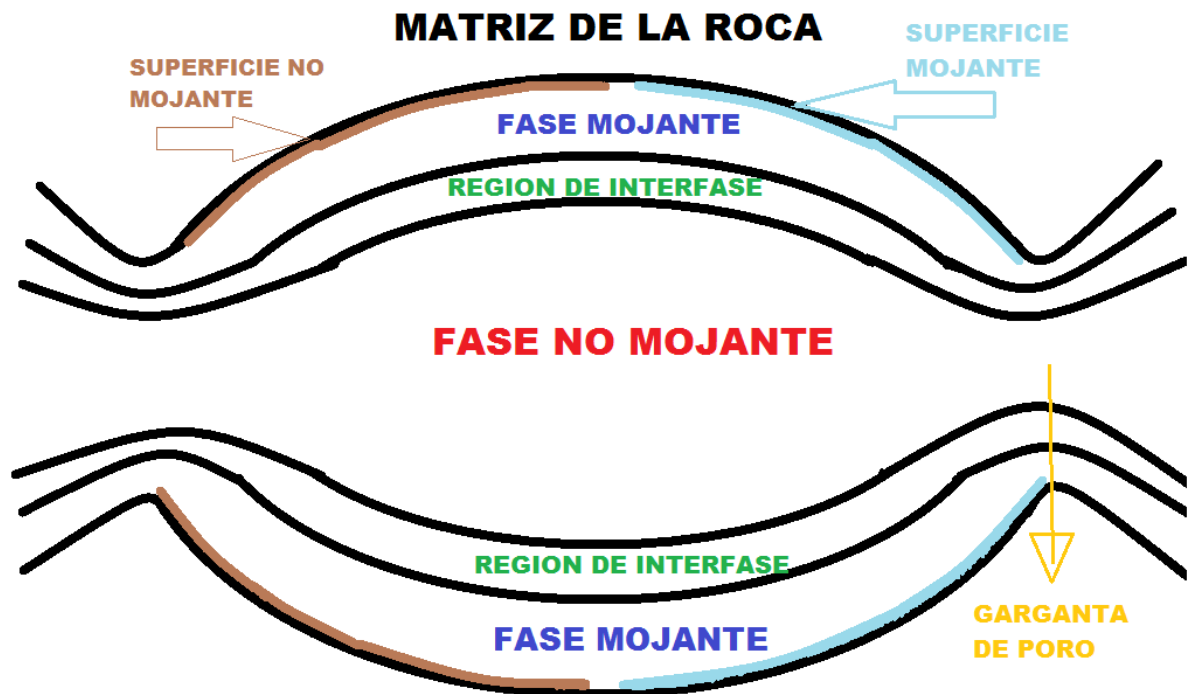


FIGURA 1. SISTEMA MULTIFÁSICO DEL MEDIO POROSO

Figura tomado de: Civan, Faruk, Reservoir Formation Damage, modificado por el autor.

Se puede clasificar la migración de finos debido a su mojabilidad como: (1) partículas mojante (2) partículas no mojante (3) partículas de interfase. Según el autor Muecke, la mojabilidad afecta el comportamiento de estas partículas en un sistema de fluidos de múltiples fases; la cual puede ser alterada por varios procesos, tales como asfaltenos, parafina, la precipitación de inorgánicos o la turbulencia generada en la región cercana al pozo.

Por medio de investigaciones Ku y Henry Jr. (1987), han demostrado la preferencia de los finos en la región de interfase debido a la estabilidad de las partículas en la zona.

La heterogeneidad del yacimiento causa la migración de finos en tres zonas como se ilustra en la Figura 1. (1) la superficie mojante, (2) la superficie no mojante, (3) detrás de la garganta de poro. La deposición en las áreas de la superficie tanto mojante como no mojante dependerán de la interacción de la roca-fluido, fluido-fluido y el daño asociado a los asfaltenos, parafinas y la deposición inorgánica.

Las partículas mojantes y no mojantes prefieren depositarse sobre las superficies de mojabilidad similar. También se pueden sedimentarse detrás de la garganta de poro; sin embargo, las partículas de interfase tienen una mayor probabilidad de precipitarse en estas zonas.

1.4 ESTIMULACIÓN DE POZOS

Después de realizar múltiples estudios en el yacimiento, se identificó que la migración de finos es la causa fundamental del aumento del diferencial de presión en la cara del pozo; por consiguiente, se procederá a hacer un tratamiento de estimulación que va a permitir aumentar la producción de dichos pozos.

Este es un proceso mediante el cual se intenta restituir un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento, que facilitan el flujo de fluido desde la formación hasta el pozo o viceversa.

Los tratamientos se pueden dividir en matricial y fracturamiento. La diferencia se limita en sobrepasar la presión de fractura en la inyección de fluido a la matriz de la roca.

La estimulación por fracturamiento se aplicaba en yacimientos de baja permeabilidad. Hoy en día es utilizado para mejorar la producción de hidrocarburos; En el fracturamiento las características del yacimiento no se alteran, el mejoramiento de la productividad se da por el cambio en el patrón de flujo de radial circular a lineal, hacia una gran superficie dentro del yacimiento, creada por el fracturamiento.

Este tratamiento excede la resistencia mecánica de la roca y la capacidad de admisión matricial de la formación, originando un incremento de la presión y la posterior ruptura de la roca. La inyección continua del fluido permite ampliar y extender la fractura hasta tener una buena amplitud, para finalizar con la adición de un material sólido (propante), evitando el cierre de la fractura.

El fracturamiento está clasificado en fracturamiento convencional, selectivo y mini-fracturamiento dependiendo de los pies cañoneados y de los intervalos.¹⁰

1.4.1 Estimulación matricial Consiste en una inyección de fluidos a la matriz rocosa, a presiones inferiores a la presión de fractura de la formación para reducir o restaurar el daño de formación. La estimulación matricial está dividida en “no reactiva” y “reactiva”.

Se debe conocer la magnitud de la permeabilidad de la formación para poder estimar el máximo caudal de inyección tolerable a la cual la formación no se fractura.

La Estimulación matricial no reactiva es el proceso en el cual los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales o sólidos de la roca. Utilizando principalmente soluciones oleosas, alcoholes o solventes mutuos, principalmente surfactantes. El tratamiento en la estimulación matricial no reactiva está asociado a daños por pérdida de lodo, depósitos orgánicos, bloqueos de agua, emulsiones, etc. Los costos de estos tratamientos superan a los tratamientos matriciales reactivos.

En cambio un tratamiento matricial reactiva es aquella donde los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales que dañan la formación y los propios sólidos de la roca removiendo el daño ocasionado en las perforaciones y en la vecindad del pozo. En este caso se utilizan los sistemas ácidos. Esta estimulación se emplea para remover algunos tipos de daño como los daños ocasionados por partículas sólidas (arcillas), precipitados orgánicos etc.

¹⁰ Carlos Islas, SILVA. Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. México, Colegio de Ingenieros Petroleros de México, 1991. Páginas 25-37.

La selección del fluido óptimo, es decir, aquel que reporte mayores ventajas para la solución de un problema dado, debe basarse en la consideración de todos los parámetros relevantes, como son: mineralogía de la formación, la identificación y la evaluación del daño, la experiencia que se tiene en el área y resultados de pruebas específicas de laboratorio.

Los tratamientos de acidificación matricial son utilizados para remover daños causados por: lodos de perforación, perforaciones en la vecindad del pozo, formación de arcillas, precipitación inorgánica, migración de finos, etc. Las formulaciones más usadas son: (1) ácido clorhídrico HCl, (2) ácido fluorhídrico HF, (3) ácido acético CH₃-COOH, (4) ácido fórmico HCOOH, aunque también existen combinaciones de estas.

La solución aplicada en un tratamiento de estimulación matricial reactiva reacciona químicamente al contacto con la matriz de la roca, disolviendo distintos materiales que dañan la formación y parte de la propia roca. Existen tres tipos de técnicas: (1) tratamiento de limpieza, (2) acidificación matricial en areniscas, (3) acidificación matricial en rocas calcáreas.¹¹

1.4.1.1 Disolventes Los disolventes son un tipo de acidificación matricial en areniscas y su principal objetivo es eliminar el daño alrededor del pozo, por la migración de finos, para el incremento de la permeabilidad natural de la formación.

La efectividad del tratamiento dependerá de la selección apropiada del fluido de tratamiento con el tipo de daño, el criterio económico, las condiciones del pozo, compatibilidad con los fluidos de formación, sin alterar las propiedades petrofísicas de la roca.

La formulación del tratamiento de fluidos para la remoción de finos es la etapa inicial y sencilla del tratamiento, la dificultad del proceso se presenta en evitar un daño adicional. Por ello se necesita información sobre la mineralogía de la roca y la composición de fluidos (iniciales e introducidos). Para analizar las reacciones

¹¹ Carlos Islas, SILVA. Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. México, Colegio de Ingenieros Petroleros de México, 1991. Páginas 14-4.

químicas producidas por la interacción de fluidos, roca-fluidos. Adicionalmente como se ha mencionado se deberá saber la permeabilidad de la roca para conocer la tasa de inyección máxima para evitar la fractura de la matriz.

Ácido fluorhídrico: Se debe tener en cuenta la mineralogía de la formación, debido a su velocidad de reacción con algunos minerales que aumentarían el factor de daño; el orden de reacción del más rápido al más lento del ácido fluorhídrico es: (1) calcita, caliza y dolomita; (2) arcillas; (3) feldespatos; (4) cuarzo o sílice.

El ácido fluorhídrico no debe usarse cuando la formación contiene calcita, caliza o dolomita (compuesta principalmente por carbonato de calcio), porque genera la precipitación de fluoruro de calcio, reduciendo la permeabilidad. Por ello se debe utilizar inicialmente el ácido clorhídrico (fluido de prelavado) para la remoción de carbonatos de calcio y posteriormente el uso del ácido fluorhídrico para la remoción de finos. En presencia de calcio, sodio, Magnesio, Sodio, hierro o potasio, forman sales insolubles que se precipitan, por ellos se debe aplicar también un fluido de prelavado.

Cuando el ácido fluorhídrico entra en contacto con las arcillas o feldespatos, podría generar hidróxido de aluminio o fluoruro de aluminio, el cual puede llegar a tapar las tuberías. La solución a este inconveniente es inyectar un fluido después del tratamiento para desplazar la formulación por lo menos a 3 pies de distancia del radio del pozo, evitando así la concentración de precipitados en la cara del pozo y removiendo la mayor cantidad de finos posible. Otra alternativa es disminuir el tiempo de contacto del ácido fluorhídrico con la formación, después de aplicar la formulación; solo se puede desarrollar en pozos con flujo natural.

El único capaz de disolver sólidos del lodo de perforación (menos la barita), arcillas y otros silicatos es el ácido fluorhídrico.

Algunos parámetros para la selección de ácido fluorhídrico es el conocimiento del tipo, magnitud y evaluación del daño por remover.

El éxito de una estimulación matricial reactiva, depende de una respuesta favorable de la formación al fluido de tratamiento. Esto implica que el fluido

además de remover el daño, debe presentar compatibilidad con la roca de la formación y sus fluidos.

La sensibilidad de una formación a un fluido, debe considerar todos los efectos que puedan ocurrir cuando el fluido se pone en contacto con la roca. Podría presentarse colapso por desconsolidación de la matriz, liberación de hierro, precipitados secundarios. La sensibilidad depende de la reactividad de los minerales que componen la formación con el ácido utilizado, de la estructura de la roca, y la distribución de los minerales.

La mineralogía de la formación antes estudiada es muy importante en formaciones silíceas. Estudios mineralógicos permiten conocer la composición y constitución de una roca. La solubilidad de los minerales a un ácido, depende fuertemente de la posición de los mismos en la estructura de la roca.

El tipo y la distribución de la porosidad y la permeabilidad de la formación, tienen una fuerte influencia en la extensión del daño y en la penetración del daño. Formaciones de alta permeabilidad pueden severamente dañarse por invasión de partículas sólidas o fluidos; en estos casos la profundidad del daño puede ser grande. Por el contrario en formaciones de baja permeabilidad, el daño probablemente se restrinja a la vecindad del pozo.

En las areniscas la formación es más sensible a los fluidos extraños, por lo que los pequeños poros serán severamente dañados por pequeñas cantidades de fluidos o materiales extraños.

La temperatura afectará notablemente la eficiencia de los inhibidores de corrosión y la velocidad de reacción de los ácidos. A temperaturas mayores a 150°F, se prefieren ácidos orgánicos o mezclas de ácidos orgánicos e inorgánicos.

La presión del yacimiento influye en la remoción de la formación de los fluidos y productos de reacción. La presión del yacimiento debe exceder a la presión

capilar. Fluidos energizados con nitrógeno pueden usarse para facilitar la limpieza.¹²

¹² AFOLABI, A. F., OPUSUNJU, A. U., JASPERS, H. F., ONYEKWERE, C., ONYEKWERE, C. O., & DAVALOS, J. C. *"Increasing Production in a Brownfield With Heavy Crude and Fine Problems by Application of New HF-Acid System: Case Histories. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control"*. Society of Petroleum Engineers. SPE 112558, Louisiana, USA, 2008.

2 PRUEBAS DE LABORATORIO

Se desarrollan distintas pruebas en el laboratorio como son: La caracterización básica de los fluidos, interacción fluido- fluido e interacción roca-fluido bajo los lineamientos de la norma API RP42 para asegurar una mayor precisión y confiabilidad y de esta manera poder cumplir con los objetivos anteriormente mencionados. Son cuatro los disolventes evaluados inicialmente en la prueba de caracterización básica y fluido – fluido, a medida que se desarrolla el proyecto se descartan algunas formulaciones por problemas de compatibilidad. La nomenclatura utilizada para los disolventes será:

- M145-14-4
- M162-14-2
- M163-14-2
- M165-14-1

2.1 MUESTRA DE AGUA DEL CAMPO

En la parte preliminar se realizaron pruebas con el agua de formación para analizar la factibilidad de su uso (consiste en someter cierta cantidad de fluido a 90°C durante 24 horas). Al terminar se observó la formación de precipitado en abundante cantidad, como se muestra en la Figura 2. Por esta razón se decidió utilizar salmuera sintética para la realización de las pruebas de interacción fluido - fluido. Para la preparación de la salmuera sintética se utilizó la composición fisicoquímica adecuada para el campo colombiano.

Figura 2. *Precipitados en agua de formación*

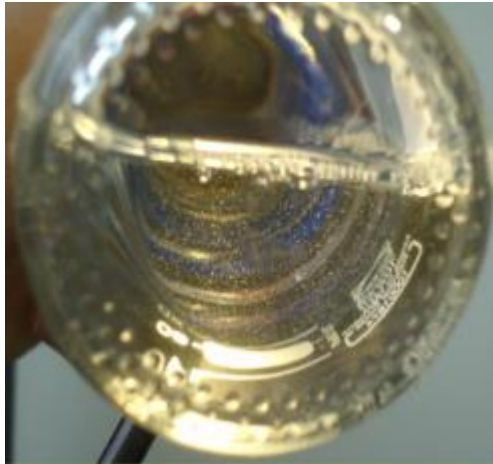


Tabla 1. Composición de la salmuera sintética utilizada en las pruebas de interacción Fluido-Fluido.

COMPONENTES	CONCENTRACIÓN (mg/L)
NaCl	1438
CaCl ₂ .2H ₂ O	220
MgCl ₂ .6H ₂ O	100

Posteriormente, se realizaron pruebas de compatibilidad a la salmuera sintética para analizar la factibilidad de su uso (consiste en someter cierta cantidad de fluido a 90°C durante 24 horas). No se observó formación de precipitado.

2.2 PRUEBAS DE CARACTERIZACIÓN BÁSICA

Las pruebas de caracterización básica se realizaron a cada una de las formulaciones, permitiendo verificar el producto evaluado con su respectiva ficha técnica. Las propiedades evaluadas son: pH, índice de refracción, densidad, espectro infrarrojo y solubilidad. Adicionalmente, se realizó un análisis físico-químico del agua de formación y un análisis físico-químico de crudo. Las pruebas se guiaron bajo la norma API RP 40, API RP 42 dando como control de calidad el producto evaluado al producto utilizado en campo.

2.3 PRUEBAS DE INTERACCIÓN FLUIDO – FLUIDO

Este tipo de pruebas tienen como propósito evaluar el comportamiento del disolvente con los fluidos de la formación como tal. Se debe tener en cuenta que no se va a realizar una evaluación técnica del producto, simplemente se verifica que en algún caso se pueda ocasionar un daño mayor cuando se inyecte y se ponga en contacto con los fluidos de la formación, lo que se quiere evitar a toda costa. Las pruebas realizadas fueron: sludge, mojabilidad visual, compatibilidad con ácido gastado y sin gastar, y envenenado con hierro y pruebas de rompimiento de emulsiones con fluidos de estimulación. Todas estas pruebas fueron realizadas bajo la guía de la norma API RP 42 en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos - UIS Guatiguará.

2.3.1 Sludge Esta prueba se realiza para evaluar la tendencia que tienen algunos crudos en contacto con sustancias, generalmente ácidas, a precipitar sólidos llamados “Sludges”.

Se adicionó el disolvente formulado en una proporción 1:1 con aceite crudo libre de sólidos y emulsión, se agitó vigorosamente durante 60 segundos y se llevó a una temperatura de 194° F (temperatura de formación) durante 24 horas; luego se pasó la mezcla a través de una malla (Mesh 100) y se examinaron los sólidos remanentes en ella. Si se observa la presencia de sólidos, emulsiones o parafina, se debe lavar la malla alternadamente con agua tibia y aceite mineral; esto removerá emulsiones y parafinas pero no removerá los Sludges formados. Los resultados se expresan así:

- Sin Sludge: Sin partículas sólidas retenidas en la malla.
- Trazas: Unas pocas partículas en la malla.
- Cantidad moderada: Partículas obviamente presentes.
- Abundante: Muchas partículas grandes.

2.3.2 Mojabilidad visual Es un procedimiento rápido y simple para determinar cualitativamente la tendencia humectante del disolvente.

En 50 ml de disolvente formulado se adicionaron 10 ml de arena Ottawa limpia, (Mesh 50); después de media hora en contacto se decantó la solución y se adicionó cierta cantidad sobre dos probetas: la primera contenía agua de Villatina y la segunda Varsol filtrado mediante sílice gel. La arena se espolvoreó dentro de las probetas; si se genera una dispersión relativa de las partículas en la fase acuosa (no es mojada por agua) o si existe una tendencia a formar grumos en la fase acuosa (es mojada por agua); este mismo procedimiento se repite en la fase aceite.

2.3.3 Rompimiento de emulsiones Esta prueba indica la tendencia de un agente tenso-activo a aumentar o disminuir la formación de emulsión en un sistema crudo-salmuera.

Se prepararon 100 ml de mezcla crudo-salmuera - disolvente en la proporción 50:50. A cada mezcla se adicionó 2.5 gramos de mezcla Bentonita-Ottawa (Mesh 200), se agitó a 14000 rpm en un Agitador HAMILTON BEACH Modelo HMD200, durante 30 segundos, a temperatura ambiente. Las observaciones se realizaron a los 15 minutos, 1 hora y 24 horas, la prueba se realiza a temperatura ambiente del laboratorio.

2.3.4 Compatibilidad. Ácido Vivo Es una prueba que permite determinar la presencia de sólidos en la interfase y/o la fase acuosa, así como la apariencia de la mezcla y la eficiencia en el rompimiento de la emulsión. Con base en esto se identifican posibles incompatibilidades.

El procedimiento, descrito en la norma API RP 42, consiste en preparar la mezcla disolvente - agua de formación en tres (3) proporciones (25:75, 50:50 y 75:25), y agitar a 14000 rpm durante 60 segundos, colocar la emulsión en un frasco shot de volumen no menor a 100 ml cerrado, tomar la observación inicial y llevar a una temperatura de 194°F (temperatura de formación). La compatibilidad se evalúa mediante la observación de la mezcla a los tiempos: 30 minutos, 1, 2, 4, 6 y 24 horas. Al término de las veinticuatro horas (24 h) se toman cincuenta mililitros (50 ml) de la mezcla anterior, se adicionan cincuenta mililitros (50 ml) de crudo y se repite el procedimiento anterior.

Las pruebas de compatibilidad se realizaron a todos los disolventes formulados.

2.3.5 Compatibilidad con envenenamiento. Ácido vivo Esta prueba evaluó la compatibilidad o incompatibilidad de los disolventes formulados con los fluidos de formación en presencia de 500 ppm de Calcio y 700 ppm de Hierro. Dichas pruebas fueron realizadas como se describe a continuación:

Una vez preparadas la salmuera sintética se procedió a envenenar con 500 ppm de Calcio, para lo cual se utilizó $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ marca Merck. En frascos de cierre hermético se dosificaron cada uno de los fluidos formulados en las proporciones 75:25 con la salmuera envenenada con Calcio; se agitaron a 14000 rpm durante 60 segundos y se llevaron a una temperatura de 194°F. La compatibilidad se evaluó mediante la observación de la mezcla a los tiempos: 30 minutos, 1, 2, 4, 6 y 24 horas. Se realizaron observaciones detallando el aspecto de la solución y la cantidad de precipitados.

- Al término de las veinticuatro horas (24 h) se tomó una alícuota de 50 ml de las mezclas compatibles y se adicionó 50 mL de crudo repitiendo el anterior procedimiento.

Para las pruebas de envenenamiento con Hierro se siguió la misma metodología descrita para el Calcio. En este caso, se empleó salmuera envenenada con 700 ppm para lo cual se empleó el reactivo $\text{FeCl}_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$ marca Panreac.

2.3.6 Compatibilidad. Ácido gastado El ácido gastado se preparó mediante el procedimiento descrito en la norma API RP 42 y consistió en poner en contacto una mezcla Bentonita-Ottawa (Mesh 140) con el disolvente a evaluar durante 24 horas. Una vez terminado este tiempo la mezcla se filtró y el filtrado se utilizó para las pruebas de compatibilidad como se describen en las pruebas de compatibilidad de ácido vivo 2.2.4.

2.3.7 Compatibilidad con envenenamiento. Ácido gastado El ácido gastado se preparó siguiendo la metodología descrita en el numeral 2.2.5, el cual hace referencia a la prueba de compatibilidad con envenenamiento. Ácido vivo. Una vez obtenido el disolvente filtrado (libre de arena) se dosificó en una proporción de 75:25 con salmuera envenenada. La mezcla se agitó a 14000 rpm durante 60 segundos y se llevó a una temperatura de 194°F. La compatibilidad se evaluó mediante la observación de la mezcla a los tiempos: 30 minutos, 1, 2, 4, 6 y 24

horas. Se realizaron observaciones detallando el aspecto de la solución y la cantidad de precipitados.

2.4 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS INTERACCIÓN FLUIDO – FLUIDO

En esta sección se muestran los resultados obtenidos en las pruebas de caracterización básica e interacción Fluido-Fluido realizadas a los diferentes disolventes.

2.4.1 Caracterización básica En las comparaciones de las pruebas de caracterización básica con la ficha técnica de los fluidos no se encontraron diferencias, este resultado es favorable para el desarrollo del proyecto.

2.4.2 Sludges Los disolventes evaluados M161-14-2 presento *sludge* en trazas. Los demás disolventes no presentaron precipitados ni sólidos retenidos en la malla. En la Figura 2 se muestra el registro fotográfico de los resultados obtenidos en la prueba. Cabe resaltar que el producto M161-14-2 contiene en su formulación un inhibidor de corrosión.

Figura 3. Prueba de Sludges



2.4.3 Mojabilidad visual La Tabla 2 muestra los resultados obtenidos en esta prueba. Los disolventes evaluados en esta prueba no contienen inhibidor de corrosión en la formulación, excepto el disolvente M145-14-4 puesto que estos productos ya estaban formulados.

Figura 4. Prueba de mojabilidad del disolvente M145-14-4

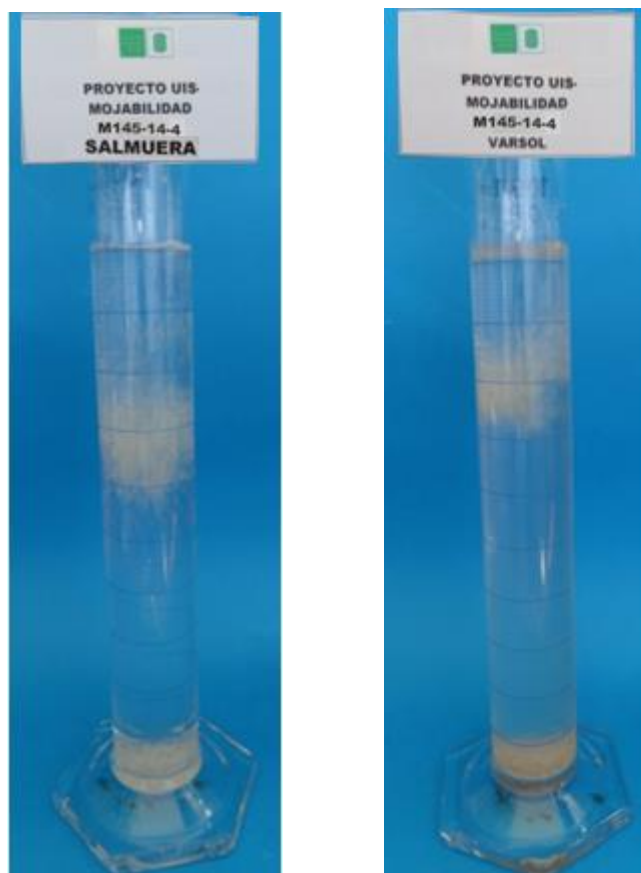


Tabla 2. Resultados de la prueba de mojabilidad para los disolventes formulados

DISOLVENTE	MOJABILIDAD
M145-14-4	Mixta
M162-14-2	Mixta
M163-14-2	Mojado por agua
M165-14-1	Mojado por agua

2.4.4 Prueba de rompimiento de emulsiones. En la Tabla 3, se muestran los porcentajes de rompimiento de los disolventes evaluados utilizando crudo y salmuera sintética del pozo en las proporciones de 25:75, 50:50 y 75:25. Igualmente estos resultados se ven reflejados en las Figuras 3, 4 y 5. Para esta prueba se utilizó una mezcla de Bentonita-Ottawa (malla 200) en una proporción 1:1 y se realizaron observaciones a los tiempos 15 minutos, 1 hora y 24 horas.

Tabla 3. Formato para la prueba de Rompimiento de Emulsiones de los disolventes formulados

Tiempo establecido	% ROMPIMIENTO					
	M145-14-4			M162-14-2		
	25:75	50:50	75:25	25:75	50:50	75:25
15 min	0	0	0	44	92	95
1 h	0	0	0	92	92	95
24 h	20	20	0	92	92	95
Tiempo establecido	% ROMPIMIENTO					
	M163-14-2			M165-14-1		
	25:75	50:50	75:25	25:75	50:50	75:25
15 min	48	94	96	0	0	0
1 h	52	94	96	0	0	0
24 h	56	94	96	36	0	0

Los disolventes M145-14-4 y M165-14-1 en la proporción 25:75 solo mostraron rompimiento de la fase acuosa después de las 24 horas (Ver figura 5). El disolvente M162-14-2 presentó el mejor porcentaje de rompimiento al término de la primera hora (Ver figura 5).

Para la proporción 50:50 (Ver Figura 6), los disolventes M162-14-2 y M163-14-2, mostraron el mismo comportamiento durante toda la prueba con porcentajes de

rompimiento del 92 y 94%, respectivamente, y el fluido M165-14-1 no presentó rompimiento de la fase acuosa.

En cuanto a la proporción 75:25 solo se observó rompimiento de la fase acuosa con los disolventes M162-14-2 y M163-14-2 (Ver figura 7).

Figura 5. Resultados de la prueba de rompimiento de emulsiones en la proporción 25:75 (Disolvente de finos:Crudo)

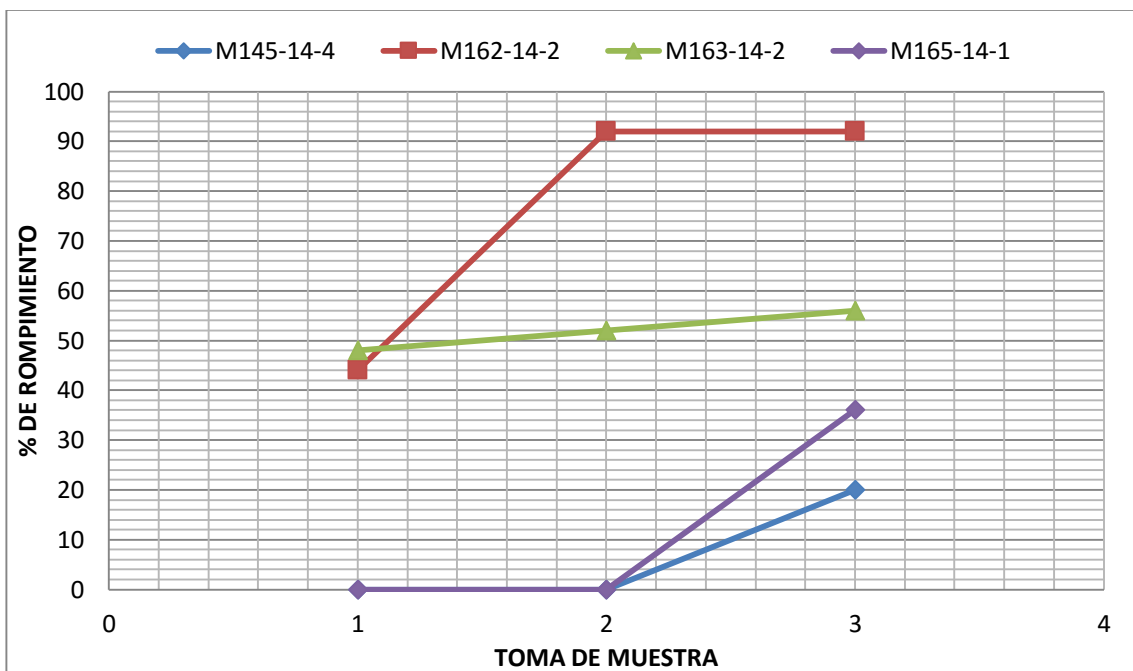


Figura 6. Resultados de la prueba de rompimiento de emulsiones en la proporción 50:50 (Disolvente de finos: Crudo)

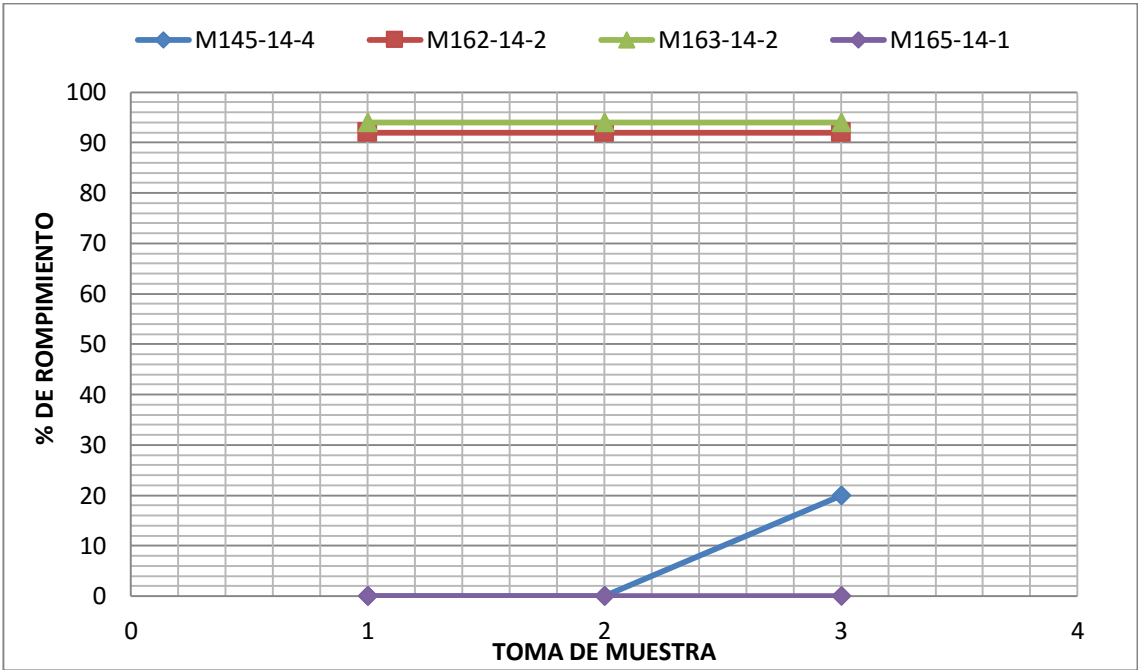
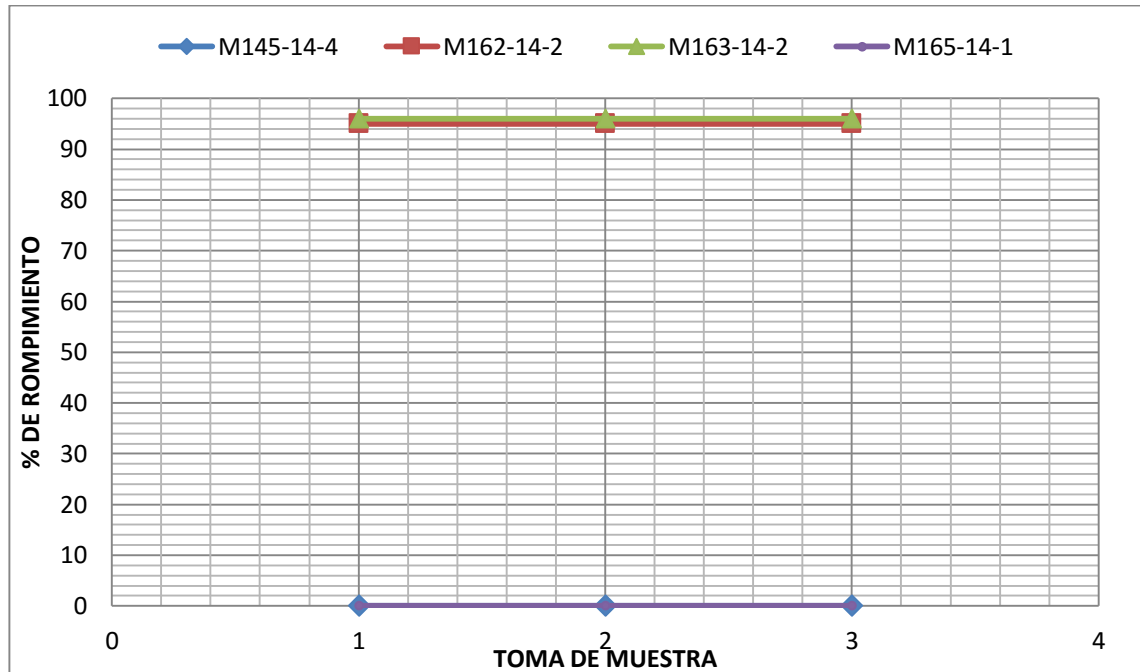


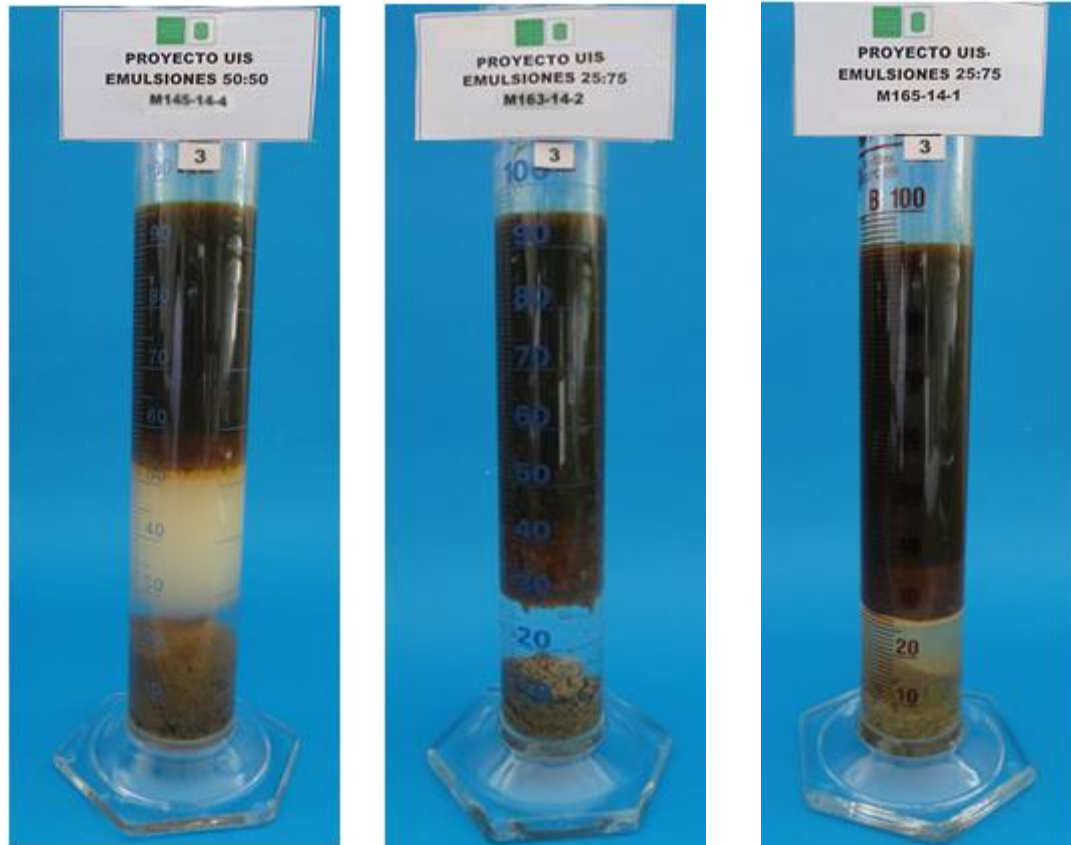
Figura 7. Resultados de la prueba de rompimiento de emulsiones en la proporción 75:25 (Disolvente de finos: Crudo).



En general, durante la prueba de emulsiones se observó la presencia de espuma, detergencias malas y regulares, interfaces difusas e indefinidas, pero cabe resaltar las siguientes observaciones presentadas en algunos productos:

- M145-14-4: Fase oleosa con mala detergencia y rompimiento de emulsión no homogéneo a lo largo de la fase para las proporciones 50:50 (Ver Figura 8).
- M163-14-2: En las proporciones 25:75 (Ver Figura 8) se observó la presencia de finos en el fondo de las fases con un volumen de sedimentos de 8 ml.
- M165-14-1: En la proporción 25:75 se observa un volumen de sedimentos cerca de 17 ml lo cual dificulta definir exactamente el volumen de fase acuosa libre (Ver Figura 8). El volumen de rompimiento reportado fue de 9 ml.

Figura 8. Registro fotográfico de las observaciones descritas para los disolventes M144-14-4, M163-14-2 y M165-14-1.



2.4.5 Compatibilidad con ácido vivo Las prueba de compatibilidad de ácido vivo se divide en:

- Compatible: Es compatible si no hay presencia de sólidos en la interface y/o la fase acuosa, también debe tener buena apariencia la mezcla.

- Incompatibilidad: Cuando presenta precipitados adheridos a las paredes del frasco tapa azul difíciles de remover, o partículas que se sedimentan al fondo del recipiente.

La incompatibilidad del producto con los fluidos de formación genera sólidos que se precipitan o se adhieren al recipiente.

La nomenclatura utilizada para presentar los resultados de las pruebas de compatibilidad se describe a continuación:



Incompatible por presencia de precipitados



Compatible

Los resultados experimentales de Compatibilidad con fluidos del pozo, a una temperatura de 90°C se resumen en la Tabla 4.

En la Figura 9 se muestran el estado físico alcanzado por los disolventes M145-14-4 y M162-14-2 en la proporción 75:25 y 50:50 respectivamente, después de transcurrir un tiempo de veinticuatro horas (24 h). A pesar de su color oscuro en la prueba de compatibilidad el disolvente M162-14-2 no se registran sólidos en la salmuera.

Figura 9. Apariencia de los disolventes evaluados después de las 24 horas. Disolvente M145-14-4 y M162-14-2 en la proporción 75:25 y 50:50 respectivamente.



Tabla 4. Formato para la prueba de compatibilidad fluido – fluido. Las pruebas se realizaron con los fluidos del pozo . Ácido vivo

FLUIDO DE CAMPO	PROPORCIONES			PROPORCIONES		
	M145-14-4			M162-14-2		
	25:75	50:50	75:25	25:75	50:50	75:25
SALMUERA SINTÉTICA						
CRUDO						
FLUIDO DE CAMPO	PROPORCIONES			PROPORCIONES		
	M163-14-2			M165-14-1		
	25:75	50:50	75:25	25:75	50:50	75:25
SALMUERA SINTÉTICA						
CRUDO						

Los resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad muestran que todos los disolventes de finos evaluados son compatibles con la salmuera sintética y con el crudo del pozo.

2.4.6 Compatibilidad con envenenamiento. Ácido vivo Los resultados de la prueba de compatibilidad envenenando la salmuera sintética del pozo con 500 ppm de Calcio y 700 ppm de Hierro se muestran en la Tabla 5 y 6, respectivamente. Con la concentración de Hierro y Calcio evaluada, los disolventes de finos formulados, exceptuando por la formulación (M162-14-2) mostraron ser compatibles.

Debido a la incompatibilidad del disolvente M162-14-2 en la prueba de envenenamiento de hierro y calcio en la salmuera, no se debe realizar la prueba con aceite.

Tabla 5. Formato para la prueba de compatibilidad envenenando con Calcio en una concentración de 500 ppm con los fluidos del pozo.

FLUIDO DE CAMPO	PROPORCIONES			
	M145-14-4	M162-14-4	M63-14-2	M145-14-4
	75:25	75:25	75:25	75:25
SALMUERA SINTÉTICA				
CRUDO		--		

Tabla 6. Formato para la prueba de compatibilidad envenenando con Hierro en una concentración de 700 ppm con los fluidos del pozo.

FLUIDO DE CAMPO	PROPORCIONES			
	M145-14-4	M162-14-4	M63-14-2	M145-14-4
	75:25	75:25	75:25	75:25
SALMUERA SINTÉTICA				
CRUDO		--		

2.4.7 Compatibilidad. Ácido gastado Los criterios para compatibilidad e incompatibilidad se describieron en el numeral 2.4.5 aplicados para las pruebas de compatibilidad de ácido vivo. Los resultados experimentales de las pruebas de compatibilidad con fluidos del pozo, con la formación y el ácido gastado se resumen en la Tabla 7.

Tabla 7. Formato para la prueba de compatibilidad con ácido gastado

FLUIDO DE CAMPO	PROPORCIONES					
	M145-14-4			M162-14-2		
	25:75	50:50	75:25	25:75	50:50	75:25
SALMUERA SINTÉTICA						
CRUDO	--	--				
FLUIDO DE CAMPO	PROPORCIONES					
	M163-14-2			M165-14-1		
	25:75	50:50	75:25	25:75	50:50	75:25
SALMUERA SINTÉTICA						
CRUDO				--	--	--

Los resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad con el ácido gastado muestran que los disolventes M162-14-2 y M163-14-2 son compatibles con la salmuera sintética y con el crudo del pozo. El disolvente M145-14-4 es compatible con la proporción de 75:25 y el disolvente M165-14-1 no es compatible con el ácido gastado en ninguna proporción (ver figura 10).

Figura 10. Prueba de compatibilidad de Ácido gastado M145-14-4 y M165-14-1, en una proporción de 75:25



2.4.8 Compatibilidad con envenenamiento. Ácido gastado Los resultados de la prueba de compatibilidad para los ácidos gastados con la salmuera sintética del pozo envenenada con 500 ppm de Calcio y 700 ppm de Hierro se muestran en la **Tabla 8 y 9**, respectivamente. Con la concentración de Calcio evaluada, el único fluido que mostró ser compatible fue el M163-14-2.

Por su parte, para las compatibilidades con la salmuera envenenada con Hierro los productos M162-14-2 y M163-14-2 mostraron ser compatibles mientras que los fluidos 145-14-4 y M165-14-1 presentaron incompatibilidad por formación de precipitado.

Tabla 8. Formato para la prueba de compatibilidad envenenando con Calcio en una concentración de 500 ppm con los fluidos del pozo

FLUIDO DE CAMPO	PROPORCIONES			
	M145-14-4	M162-14-2	M163-14-2	M165-14-1
	75:25	75:25	75:25	75:25
SALMUERA SINTETICA				
CRUDO	—	—		—

Tabla 9. Formato para la prueba de compatibilidad envenenando con Hierro en una concentración de 700 ppm con los fluidos del pozo

FLUIDO DE CAMPO	PROPORCIONES			
	M145-14-4	M162-14-2	M163-14-2	M165-14-1
	75:25	75:25	75:25	75:25
SALMUERA SINTETICA				
CRUDO	—			—

3 PRUEBAS DE INTERACCIÓN ROCA – FLUIDO

Antes de iniciar con la pruebas de interacción de los disolventes con la roca, se realiza un análisis preliminar de las pruebas fluido – fluido, evaluando el comportamiento de cada uno de los disolventes para finalmente generar recomendaciones a algunos de ellos y a otros se descartan por parámetros técnicos.

M145-14-4 La Formulación presenta incompatibilidades en ácido gastado al entrar en contacto con iones Hierro y Calcio. Por esta razón, se buscó un preflujo para las pruebas siguientes al tratamiento propuesto.

M162-14-2 La formulación presenta incompatibilidades al entrar en contacto con iones Hierro y Calcio. Según el estudio realizado preliminarmente en este trabajo en ausencia de Ca y Fe, puede generar sales insolubles y dañar la tubería de producción, por ello se descarta la formulación para las pruebas de interacción roca – fluido.

M163-14-2 Es el único producto que no presenta alguna incompatibilidad con los fluidos de formación.

M165-141 La formulación presenta incompatibilidades en ácido gastado al entrar en contacto con iones Hierro y Calcio. Por esta razón, se buscó un preflujo para el tratamiento propuesto.

Las pruebas de interacción de los fluidos titulados con la roca se realizarán de la siguiente manera:

- Tres pruebas de disolución estática con roca disgregada, para evaluar a condiciones estáticas la disolución de los finos.

- Una segunda etapa donde se realizarán pruebas de sensibilidad y tasa crítica.

3.2 PRUEBAS DE DISOLUCIÓN ESTÁTICA

Esta prueba se realiza para evaluar la capacidad de disolución que tiene cada uno de los disolventes.

Se toma 50 ml de disolvente, adicionando 2,5 gramos roca disgregada o arena Ottawa limpia (Mesh 50), se agita vigorosamente y se lleva a una temperatura de 194° F (temperatura de formación) durante 1 hora, con el fin de obtener un equilibrio. Se agita vigorosamente el recipiente y se pasa 10 ml a través de un papel de filtro, se deja secar durante un tiempo para posteriormente pesarlo en una balanza; cabe resaltar que, el papel de filtro debe ser pesado iniciando cada prueba. La disolución se evalúa mediante la observación de la mezcla a los tiempos: 1, 2, 4, 6 y 24 horas.

Tabla 10. Formato para la prueba de capacidad de disolución estática.

M145-14-4					
Peso inicial	Peso Final	Promedio			
2,5357	1,8066	1,81893333			
2,5385	1,8436				
2,5374	1,79596				
M163-14-2			M165-14-1		
Peso inicial	Peso Final	Promedio	Peso inicial	Peso Final	Promedio
2,534	1,9299	1,9265	2,537	2,5266	2,50426667
2,535	1,9197		2,541	2,4596	
2,532	1,9333		2,538	2,4883	

La tabla 10 muestra los disolventes M145-14-4 y M165-14-1 poseen mayor capacidad de disolución de finos, en cambio la formulación M163-14-2 tiene una baja disolución de finos. Por consiguiente la formulación M163-14-2 es descartada para las siguientes pruebas a realizar del proyecto.

3.2 SENSIBILIDAD

La prueba de sensibilidad se llevó a cabo de la siguiente manera bajo una temperatura y Presión de confinamiento de 239 °F y 3500 Psi, respectivamente:

- Se saturó 100% la muestra con salmuera sintética de composición similar al agua de formación de cada campo.
- Se desplazó salmuera sintética con un caudal menor a la tasa crítica hasta estabilidad para medir la permeabilidad absoluta al agua. El criterio de estabilidad son 10 VP sin que el diferencial de presión varíe en más del 5%.
- Se desplazó salmuera de salinidad diferente (5 salmueras de diferente salinidad menor que la del agua de formación) midiendo en cada caso la permeabilidad absoluta.
- Se determinó el pH de cada efluente recolectado con cada caudal evaluado.

3.3 TASA CRÍTICA

La prueba de tasa crítica se llevó a cabo seguidamente de la prueba de sensibilidad bajo las mismas condiciones de temperatura y Presión de yacimiento. A continuación se describen las etapas del protocolo para la prueba:

- Se saturó 100% la muestra con salmuera sintética

- Se desplazó salmuera sintética con un caudal de 0.5 ml/min hasta estabilidad para medir la permeabilidad absoluta al agua. El criterio de estabilidad son 10 VP sin que el diferencial de presión varíe en más del 5%.
- Se desplazó salmuera con caudales de 1, 1,5, 2, 3, 5, 7, 10, 20 y 30 ml/min, midiendo en cada caso la permeabilidad absoluta.
- Las permeabilidades obtenidas con cada caudal deben permanecer, aproximadamente, constantes.

Si al chequear los datos se observa una disminución en la permeabilidad se procede a bajar el caudal a la tasa anterior y nuevamente se desplazan salmuera midiendo la permeabilidad absoluta. Si la permeabilidad vuelve al valor constante se procede a evaluar el caudal siguiente. Por el contrario, si la disminución en la permeabilidad permanece, se cambia el sentido del flujo y se desplaza nuevamente salmuera. Después de esto, si no se observa que la permeabilidad retorna a su valor inicial se concluye que se presenta tasa crítica.

- Se desplazó 10 volúmenes porosos del disolvente con un tiempo de remojo de 8 horas
- Se desplazó salmuera al caudal inmediatamente anterior al de la tasa crítica del punto 4. Se incrementó el caudal según los puntos 3 y 4.
- Se analizaron los efluentes recolectados con cada caudal evaluado.

3.4 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS INTERACCIÓN ROCA – FLUIDO

3.4.1 Sensibilidad La muestra del Plug 1 no mostró sensibilidad ante la inyección de cuatro salmueras de salinidad entre 1500 ppm y 200 ppm de Cloruro de Sodio (NaCl) (Ver Figura 8). Esto sugiere que la muestra evaluada carece de arcillas como la Montmorillonita o esmectitas, las cuales presentan el fenómeno de hinchamiento generando una reducción de la permeabilidad.

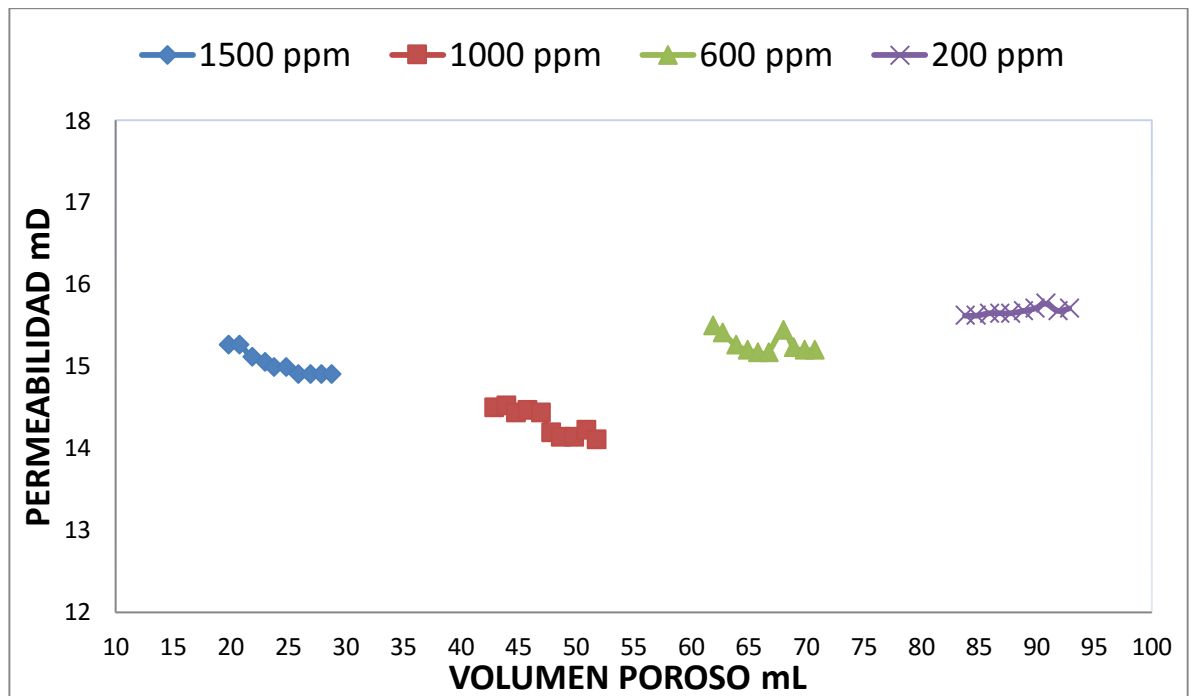
En la tabla 11, se observa las dimensiones respectivas del *Plug 1* y el valor del volumen poroso; para poder hallar el valor del volumen poroso se utilizo la ecuación (1), el valor del volumen poroso será utilizado en la prueba de sensibilidad y tasa critica.

$$VP = \pi * r^2 * L \quad \text{Ec(2)}$$

Tabla 11. *Plug 1. plug de 1,5 pulgadas.*

Porosidad ϕ	Longitud Promedio (cm)	Diámetro Promedio (cm)	Volumen Poroso (ml)
17,89%	5,294	3,808	10,78643767

Gráfica 1. Resultados de la prueba de sensibilidad para la muestra Plug 1

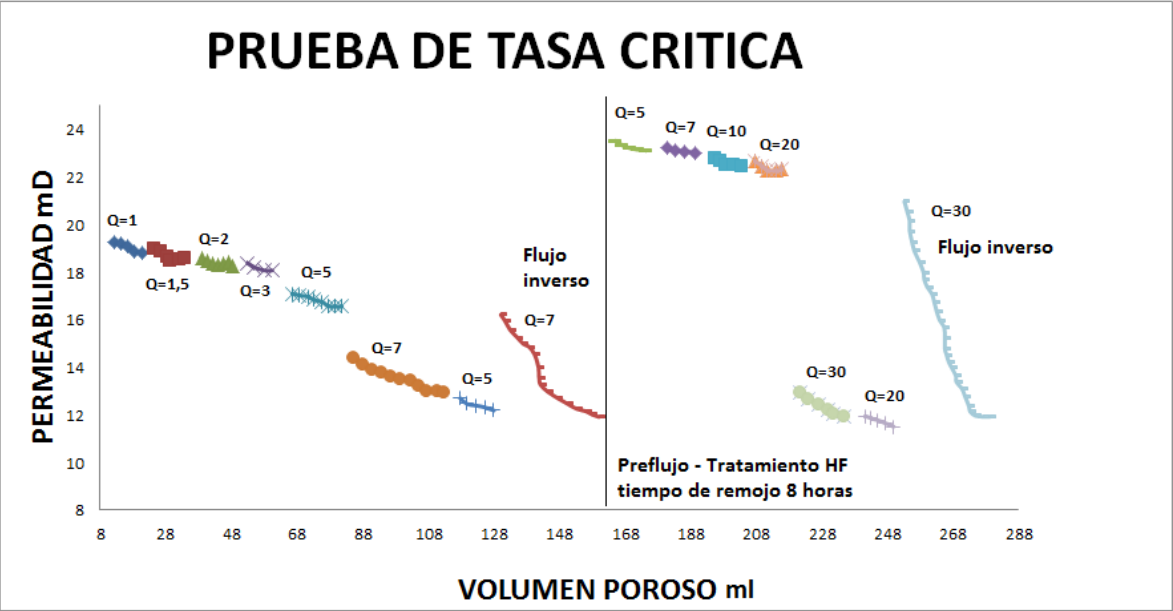


3.4.2 Tasa crítica En la Figura 9 se observan los resultados obtenidos en la prueba de tasa crítica para la muestra Plug 1 y el disolvente (M145-14-4).

Los resultados obtenidos en la prueba de desplazamiento, utilizando salmuera sintética, sugieren que la muestra *Plug 1*, presenta tasa crítica a un caudal de 5 ml/min.

Después de la aplicación del tratamiento, con un tiempo de remojo de 8 horas, se observa que el disolvente (M145-14-4) fue el de mayor remoción del daño causado por la migración de finos alcanzando una tasa crítica a un caudal de 20 ml/min.

Gráfica 2. Permeabilidad a diferentes caudales (Q ml/min). Prueba de tasa crítica para la muestra Plug 1 del disolvente M145-14-4



4 CONCLUSIONES

- La metodología utilizada en el proyecto mostró que el disolvente (M145-14-4) es el más adecuado de los estudiados para remover finos de un campo colombiano seleccionado. Basado en las pruebas de compatibilidad con los fluidos y la roca; sin embargo, requiere preflujos para hierro y calcio.
- Con en el análisis composicional de agua del campo se logró realizar la salmuera sintética; ya que el agua de formación presentaba abundante precipitación. De ahí la importancia de la realización de estudios previos al campo para reducir el tiempo de futuros estudios.
- El análisis del comportamiento de los disolventes después de las pruebas de interacción fluido – fluido, disolución estática sirvió para hacer más eficiente el estudio, porque descarto el disolvente M165-14-1 y M16314-2 debido a su incompatibilidad en la prueba de ácido gastado y por baja disolución de finos.
- Las formulaciones M145-14-4 y M165-14-1 presentan incompatibilidad en la prueba de ácido gastado con envenenamiento de hierro y calcio, pero poseían la mayor capacidad de disolución de finos; gracias al estudio preliminar de los preflujos de algunos autores se logra la eficacia requerida en el proyecto.
- No se observó la presencia de arcillas sensibles en la prueba de sensibilidad.
- En la prueba de desplazamiento dinámico se observó que los fluidos de disolución de finos removieron el daño, ya que aumento la tasa crítica y la permeabilidad.

5 RECOMENDACIONES

- Implementar el tratamiento en un pozo piloto, ubicado en la formación que tenga las mismas propiedades petrofísicas evaluadas en el laboratorio, así se podrá reproducir el proceso en todo el campo y aumentar la tasa de producción.
- Reproducir la metodología del tratamiento a otros campos que tengan problemas de migración de finos y un buen potencial de recuperación de caudal.
- Realizar un acompañamiento en campo del personal que realice las pruebas en cada una de las etapas de aplicación del disolvente.
- Estudiar otras variables que puedan mejorar el tratamiento.

BIBLIOGRAFÍA

AFOLABI, A. F., OPUSUNJU, A. U., JASPERS, H. F., ONYEKWERE, C., ONYEKWERE, C. O., & DAVALOS, J. C. "Increasing Production in a Brownfield With Heavy Crude and Fine Problems by Application of New HF-Acid System: Case Histories. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control". Society of Petroleum Engineers. SPE 112558, [en línea]. Louisiana, USA, 2008. [consultado 15 septiembre 2016]. Vía Universidad Industrial de Santander en: https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-112558-MS?sort=&start=0&q=SPE+112558&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10# .

AJAY KUMAR, "Identification of Secondary & Tertiary Precipitants of Sandstone Acidization Allows Minimization of Formation Damage: A Laboratory Study". Society of Petroleum Engineers. SPE 152379, [en línea]. Mumbai, India, 2012. [consultado 15 septiembre 2016]. Vía Universidad Industrial de Santander en: https://www.onepetro.org/search?q=SPE+152379&peer_reviewed=&published_between=&from_year=&to_year= .

ARIAS GÓMEZ, Carlos Alfonso & JIMÉNEZ CASTRO, LAUREANO. "Estimación de la tasa crítica para el control de daño a la formación originado por migración de finos en los campos Gala y Llanito". Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. 2008. Página 19-29. [consultado 11 junio 2016]. Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2008/140239.pdf> .

Carlos Islas, SILVA. Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. México, Colegio de Ingenieros Petroleros de México, 1991.

CÉSPEDES CHÁVARRO, Carolina. "Desarrollo de un Nanofluido para la Estabilización de finos en la formación Barco del Campo Cupiagua". Trabajo de Grado, Magister en Ingeniería de Petróleos. Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín. 2015. Página 25, 80-83. [consultado 15 septiembre 2016]. Disponible en: <http://www.bdigital.unal.edu.co/51103/1/1075215033.2015.pdf.pdf> .

D. Brant Bennion. "An Overview of Formation Damage Mechanisms Causing a Reduction in the Productivity and Injectivity of Oil and Gas Producing Formations" Petroleum Society of Canada. PETSOC-02-11-DAS, [en línea]. Kuala Lumpur, 2005. [consultado 15 septiembre 2016]. Vía Universidad Industrial de Santander en: https://www.onepetro.org/journal-paper/PETSOC-02-11-DAS?sort=&start=0&q=Controlling+Formation+Fines+at+Their+Sources+to+Maintain+Well+PrAn+Overview+of+Formation+Damage+Mechanisms+Causing+a+Reduction+in+the+Productivity+and+Injectivity+of+Oil+and+Gas+Producing+Formation+ductivity&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10# .

Faruk CIVAN. *Reservoir Formation Damage*. Tercera Edición. Houston, Texas, Estados Unidos de América, Gulf Publishing Company, 2005, página 140-163, 238-261. ISBN: 0-88415-301-0.

GARCIA MONTEJO, Maylin Dayana & PATIÑO RAMIREZ, Christian David. "Evaluación del efecto de la presencia de arcillas y minerales en un yacimiento sobre el desarrollo de un proceso de combustión in situ". Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleo. Universidad Industrial de Santander. 2013. Página 49-60. [consultado 11 junio 2016]. Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2013/149616.pdf> .

Intevep. PDVSA. "Daño a la formación." PDVSA, Venezuela 1997, página 15-25, 49, 134 – 138.

NGUYEN J.D. Rickman R.D. Dusterhoff R.G. Parker M.A. Halliburton "Controlling Formation Fines at Their Sources to Maintain Well Productivity." Society of Petroleum Engineers. SPE 97659, [en línea]. Journal of Canadian Petroleum, 2002. [consultado 15 septiembre 2016]. Vía Universidad Industrial de Santander en: https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-97659-MS?sort=&start=0&q=Controlling+Formation+Fines+at+Their+Sources+to+Maintain+Well+Productivity&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10# .

NGUYEN P.D. Vasquezj.e. Weaver J.D. WeltonT.D. Halliburton. "Maintain a Well Productivity Through Inhibiting Scale Formation and Controlling Fines Migration". Society of Petroleum Engineers. SPE-132663-MS. [en línea]. Queensland,

Australia, 2010. [consultado 15 septiembre 2016]. Vía Universidad Industrial de Santander en: https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-132663-MS?sort=&start=0&q=Maintain+a+Well+Productivity+Through+Inhibiting+Scale+Formation+and+Controlling+Fines+Migration&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10# .

Norma API – RP 42.

POLO PADILLA, Jeissen Esteban & FIGUEROA OREJARENA, Jhon Williams. “Potencial de la tecnología de nanopartículas para controlar la migración de finos en el medio poroso”. Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. 2013. [consultado 15 septiembre 2016]. Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2013/148538.pdf> .

SIMANCA CARABALLO, Diana Carolina & VILLABONA DELGADO, CINDY CAROLINA. “Diseño y evaluación de un fluido para la remoción de escamas de carbonato de calcio a partir de una solución EDTA caso aplicado campo Colorado”. Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. 2012. Página 82-97. [consultado 11 junio 2016]. Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2012/145336.pdf> .

ZABALA ROMERO, Richard. “Modelo fenomenológico para escalar a yacimiento el impacto sobre producción de hidrocarburos del daño de formación por migración de finos”. [en línea]. *Revista Fuentes el reventón energético*. 2016, Volumen 14. [consultado 15 septiembre 2016]. Disponible en: <http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/5597/5778> .