

**EVALUACIÓN INTEGRAL DEL DAÑO A LA FORMACIÓN EN UN CAMPO
COLOMBIANO ASOCIADO A LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS Y
SOLIDOS EN SUSPENSIÓN EN AGUAS DE INYECCIÓN**

**ANDRES FELIPE MARÍN RIVERA
JUAN CARLOS CHARRY SALINAS**

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

2019

**EVALUACIÓN INTEGRAL DEL DAÑO A LA FORMACIÓN EN UN CAMPO
COLOMBIANO ASOCIADO A LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS Y
SOLIDOS EN SUSPENSIÓN EN AGUAS DE INYECCIÓN**

**ANDRES FELIPE MARIN RIVERA
JUAN CARLOS CHARRY SALINAS**

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

**Director
LUIS FELIPE CARRILLO MORENO
M. Sc. En Ingeniería de Petróleos**

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

2019

DEDICATORIA

A nuestras familias, las cuales se esforzaron más de 6 años por brindarnos este enorme privilegio de estudiar una bonita carrera profesional, que sin el apoyo de ellos las cosas hubiesen sido diferentes.

AGRADECIMIENTO

Nos place el gusto de agradecer a:

M. Sc. Luis Felipe Carrillo, director del proyecto, por su sabiduría, orientación y tiempo durante el proyecto.

M. Sc. Hernando Buendía, director Laboratorio de análisis petrofísico y daño a la formación, por la oportunidad brindada de la realización de las pruebas.

Ing. Gonzalo Pabón Silva, por su dedicación, entrega a brindar una ayuda sin esperar algo a cambio, por su conocimiento técnico en el área investigativa del laboratorio.

El personal del Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación, por su apoyo técnico y talento humano.

A la Universidad Industrial de Santander, la escuela de Ingeniería de Petróleos, y al grupo de docentes que hicieron parte del proceso de enseñanza y formación de nosotros.

A todos nuestros compañeros que hicieron parte de nuestro camino universitario, dejándonos enseñanzas buenas y malas, las cuales nos formaron unas personas más responsables e integrales.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. CONCEPTOS TEÓRICOS.....	18
1.1 DAÑO A LA FORMACIÓN	18
1.2 TIPOS DE DAÑO	21
1.3 ASFALTENOS	24
1.3.1 Estructura de los asfaltenos.....	25
1.3.2 Depositación de los asfaltenos.	26
1.3.3 Envolvente de precipitación de los asfaltenos.	31
1.3.4 Problemas asociados a los asfaltenos.	33
1.3.5 Remoción de asfaltenos.....	35
1.3.6 Tratamiento con solventes aromáticos.	38
1.3.7 Análisis técnico de remoción.....	40
1.4 Terpenos.....	43
2. PREPARACIÓN DEL TRATAMIENTO	48
2.1 CARACTERIZACIÓN FISCOQUÍMICA.....	49
2.2 ESTABILIDAD DE LA EMULSIÓN.....	50
2.3 INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO (COREFLOODING)	56
2.3.1 Recepción de muestras.	57
2.3.2 Procedimiento de análisis: propiedades petrofísicas	58
2.3.3 Caracterización de agua de formación C1.....	60

2.3.4 Salmuera sintética de producción	61
2.3.5 Caracterización básica del crudo A1.....	62
2.3.6 Saturación de la muestra.	63
2.3.7 Definición del protocolo de desplazamiento.....	64
3. RESULTADOS DESPLAZAMIENTO (COREFLOODING).....	69
4. CONCLUSIONES	80
5. RECOMENDACIONES	82
BIBLIOGRAFÍA.....	84

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Zonas de daño en las cercanías del pozo.	19
Figura 2. Daño a la formación.....	20
Figura 3. Estructura de los asfaltenos.....	26
Figura 4. Efecto de la temperatura y la presión	27
Figura 5. Dispersión mixta.	30
Figura 6. Efecto de agregación	31
Figura 7. Envoltente de precipitación de los asfaltenos.	32
Figura 8. Zonas de daño en un pozo de crudo.	33
Figura 9. Pictogramas de Seguridad del Xileno	39
Figura 10. Rombo NFPA.....	40
Figura 11. Estructura Química del D-limoneno	45
Figura 12. Resumen General.....	47
Figura 13. Estabilidad de la emulsión a baja concentración de surfactante.....	51
Figura 14. Estabilidad de la emulsión a concentración media de surfactante.....	52
Figura 15. Estabilidad de la emulsión a concentración alta de surfactante.....	53
Figura 16. Evaluación de los 3 mejores surfactantes a altas concentraciones.	54
Figura 17. Evaluación del SURFACTANTE 1 el cual fue en mejores las 3 concentraciones.....	55
Figura 18. Evaluación del SURFACTANTE 1 a 90°C @t=1h y t=12h	56
Figura 19. Recepción de muestras.	58
Figura 20. Permeámetro gas de estado estable	59
Figura 21. Porosímetro "Core-Pet".....	59
Figura 22. Resultados prueba de %BSW.	62
Figura 23. Sistemas de saturación de muestra mediante vacío	64
Figura 24. Equipo de desplazamiento RPS700.	64

Figura 25. Permeabilidad efectiva al agua y aceite antes y después de inducir el daño.....	74
Figura 26 Resultados de la prueba de inyektividad.	75
Figura 27. Resultados obtenidos de las permeabilidades efectivas al aceite después de la inyección	76
Figura 28. Retención de sólidos - Inyektividad	77

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Pruebas de Disolución estática de Asfáltenos	40
Tabla 2. Prueba de disolución de asfaltenos con tratamiento convencional en función del tiempo de remojo	42
Tabla 3. Formulación de los tratamientos a base de terpeno	43
Tabla 4. Composición de producto	48
Tabla 5. Propiedades Fisico-químicas del producto.....	49
Tabla 6. Tratamientos realizados previamente en la literatura	50
Tabla 7. Recepción de muestras.	57
Tabla 8. Propiedades petrofísicas del plug.	60
Tabla 9. Propiedades físico-químicas del agua de inyección, medición realizada con equipo HACH	60
Tabla 10. Composición equivalente - salmuera sintética C1.	61
Tabla 11. Propiedades de la salmuera sintética B1	61
Tabla 12. Gravedad API y Viscosidad crudo A1	62
Tabla 13. Viscosidad del crudo A1.....	63
Tabla 14. Etapa 1. Construcción de curvas base.....	65
Tabla 15. Etapa 2. Generación de daño por depósitos orgánicos	66
Tabla 16. Etapa 3. Prueba de inyektividad	66
Tabla 17. Etapa 4. Inyección de tratamiento.....	67
Tabla 18. Permeabilidades efectivas al agua y aceite	69
Tabla 19. Resumen por inducción de daño por asfaltenos	70
Tabla 20. Resumen de prueba de inyektividad	70
Tabla 21. Resumen de permeabilidades efectivas postratamiento.....	72
Tabla 22. Resumen de permeabilidades efectivas al aceite de todo el proyecto...	72
Tabla 23. Masa retenida por filtros – desplazamiento.....	77

Tabla 24. <i>Propiedades eléctricas efluentes - Inyectividad.</i>	78
Tabla 25. Costos tratamiento convencional	79
Tabla 26. Costos tratamiento a base de terpeno	79

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN INTEGRAL DEL DAÑO A LA FORMACIÓN EN UN CAMPO COLOMBIANO ASOCIADO A LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS Y SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN EN AGUAS DE INYECCIÓN.

AUTOR: JUAN CARLOS CHARRY SALINAS
ANDRES FELIPE MARIN RIVERA

PALABRAS CLAVES: Pérdida de inyectividad, asfaltenos, Solventes aromáticos, Terpenos, Remoción, Tratamiento.

DESCRIPCIÓN:

La depositación de escamas orgánicas, es un problema asociado a la producción de hidrocarburos y se presenta principalmente por la variación de las condiciones termodinámicas del crudo como, formando precipitados sólidos. Durante la producción, estos sólidos se alojan en la garganta de los poros, causando reducción de la permeabilidad y, por ende, disminución de la producción. El proyecto de investigación se basó en el principio de segregación de los asfaltenos, definidos como la fracción más pesada del crudo insoluble en alcanos y soluble en solventes aromáticos. Los tratamientos convencionales a base de compuestos aromáticos como xileno y tolueno generan impactos ambientales muy perjudiciales, además de ser altamente nocivos y causar daños irreparables en la salud humana. Por ese motivo, se buscó diseñar y evaluar un tratamiento a base de terpeno y agua fresca para la remoción de asfaltenos precipitados, como alternativa de tratamiento. Los terpenos son compuestos orgánicos de origen natural que se caracterizan por su rápida biodegradación y amplia gama de aplicaciones.

para el diseño del tratamiento, se realizó la revisión y análisis conceptual de pruebas experimentales realizadas anteriormente con terpenos para establecer la formulación del tratamiento. se evaluó la estabilidad de la emulsión terpeno-agua con 4 surfactantes aniónicos comercialmente disponibles a 3 diferentes concentraciones, donde se observó que, el SURFACTANTE 1 y la concentración 0.5% v/v mantuvo la estabilidad de la emulsión.

Se realizó un diagnóstico de daño asociado a aguas de Inyección y precipitación de asfaltenos, para determinar la causa de la disminución de la permeabilidad en el medio poroso. Este diagnóstico se realizó mediante una prueba de desplazamiento donde, según los resultados obtenidos, se observó daño en el medio por precipitación de asfaltenos y sólidos en el agua de inyección. Para la remediación de este daño, se evaluó la efectividad del tratamiento diseñado para remoción de asfaltenos, del cual no se obtuvieron los resultados esperados en cuanto a recuperación de la permeabilidad.

ABSTRACT

TITLE: INTEGRAL EVALUATION OF FORMATION DAMAGE IN A COLOMBIAN FIELD WITH A FOCUS ON ASPHALTENE PRECIPITATION AND SUSPENDED SOLIDS IN INJECTION WATERS

AUTHOR: Juan Carlos Charry Salinas
Andrés Felipe Marín Rivera

KEYWORDS: Asphaltenes, aromatics solvents, terpene, removal, treatment

DESCRIPTION:

The deposition of organic scales is a problem associated with the production of hydrocarbons and is mainly due to the variation in thermodynamic conditions of crude oil and forming solid precipitates. During the production, these solids lodge in the throat of the pores, causing reduction of the permeability and therefore, decrease of the production. These research projects was based on the principle of segregation of asphaltenes, defined as the heaviest fraction of crude oil insoluble in maltols and soluble in aromatic solvents. Conventional treatments based on aromatic compounds such as xylene and toluene generate damaging environmental impacts, in addition to being highly harmful and causing irreparable damage to human health. For this reason, we sought to design and evaluate a treatment based on terpene and fresh water for the removal of asphalt precipitates, as an alternative treatment. Terpenes are organic compounds of natural origin that are characterized by their faster biodegradation and wide range of applications.

For the design of these treatment, the review and conceptual analysis of experimental tests previously done with terpenes was performed to establish the treatment formulation. The stability of the terpene-water emulsion was evaluated with 4 commercially available anionic surfactants at 3 different concentrations, where it was observed that SURFACTANT 1 and the concentration 0.5% v / v maintained the emulsion stability.

A diagnosis of damage associated with injection waters and asphalt precipitation was made to determine the cause of the decrease in permeability in the porous medium. This diagnosis was done by means in a displacement test where, according to the results obtained, damage was observed in the environment due to precipitation of asphaltenes and solids in the injection water. For the remediation of this damage, the effectiveness of the treatment designed for asphalt removal was evaluated, from which the expected results in terms of recovery of permeability were not obtained.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la industria petrolera en Colombia se ha visto involucrada en diferentes escenarios de gran impacto ambiental, contaminando fuentes hídricas y afectando la comunidad que habita alrededor de ella. Además del daño irreparable en el medio ambiente, según la legislación colombiana, la entidad responsable deberá compensar económicamente a los afectados, generando gastos adicionales no contemplado en la operación. Para evitar estas situaciones, en la industria ha surgido la necesidad de implementar componentes y técnicas que causen menor impacto económico y ambiental, aumentando así la eficiencia operativa.

A lo largo de la vida productiva de un pozo, las condiciones termodinámicas y químicas del yacimiento (presión, temperatura, composición) varían, ocasionando precipitados orgánicos e inorgánicos. Estos sólidos precipitados están asociados a la presencia e interacción de diferentes tipos de fluidos en el yacimiento y se depositan principalmente en la garganta de los poros causando una disminución en la productividad del pozo. En este contexto, los procesos de inyección de agua son un escenario crítico para la ocurrencia de dichos problemas dado que sucede la interacción de distintos fluidos bajo múltiples condiciones de operación. Este trabajo se enfocó en un campo colombiano con producción mediante inyección de agua, que presenta problemas de declinación de la inyektividad debido tanto a la presencia de sólidos en suspensión como también a la precipitación de asfaltenos.

Actualmente se utilizan diferentes técnicas para remover el daño como la inyección de solventes químicos o tratamientos térmicos.

Convencionalmente, los tratamientos químicos empleados en la remediación tienen efectos muy perjudiciales para el medio ambiente ya que son compuestos

aromáticos bencénicos (Xileno, Tolueno) que además son cancerígenos y generan graves afectaciones en la salud humana. Uno de los propósitos de esta tesis de grado es evaluar técnica y económicamente la efectividad de un tratamiento químico para remoción de asfaltenos a base de terpeno D-limoneno, una sustancia de origen natural, que se extrae del aceite de cascara de los cítricos y es biodegradable.

Basados en estudios previos, los tratamientos a base terpeno alcanzan altos porcentajes de disolución similares a los obtenidos con tratamientos convencionales en base Xileno, además de que su aplicación en base acuosa es estable, eficaz y de interacción sostenible en el ambiente.

Se realizaron dos fases experimentales la primera la cual fue un diseño de evaluación para seleccionar el mejor surfactante disponible y la proporción más optima %v/v, se trabajaron 4 surfactantes diferentes a 3 concentraciones distintas con el fin de verificar cual surfactante y cual proporción me generaba un mayor tiempo de estabilidad de la emulsión; luego de seleccionar el surfactante se realizó una prueba de desplazamiento con el fin de verificar las causas de la declinación en la inyectividad de uno de sus pozos inyectoros, y comprobar si el crudo presentaba depositación de asfaltenos, y probar un tratamiento a base de terpenos para la disolución de los asfaltenos.

Se encontró que la pérdida de inyectividad se daba por una obstrucción en el medio poroso generada por sólidos en suspensión y posibles grasas presentes en el agua de inyección, también se ratificó que el crudo efectivamente precipitaba asfaltenos lo cual era otro daño asociado a la disminución de la permeabilidad del plug, se puso a prueba el tratamiento el cual no se evidencio si generaba una remediación en el medio poroso, una posible hipótesis fue que se crearon micro emulsiones las cuales eran muy estables y generaban una disminución en la permeabilidad, y no se pudo observar una remediación al daño por la depositación de asfaltenos.

1. CONCEPTOS TEÓRICOS

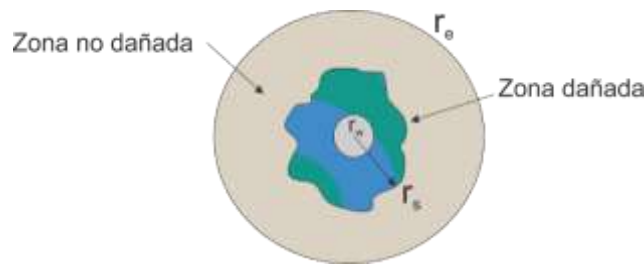
1.1 DAÑO A LA FORMACIÓN

El daño a la formación se define como la variación de las propiedades y características que tenía la formación originalmente, es decir, cualquier proceso que afecte negativamente la permeabilidad y obstruya el flujo de los fluidos entre la formación y el pozo reduciendo así la productividad natural de estos¹. Los daños en la formación pueden afectar negativamente tanto a las operaciones de perforación como a la producción, lo que afecta directamente la viabilidad económica. Aunque la severidad del daño de la formación puede variar de un pozo a otro, cualquier reducción en el potencial de recuperación no es deseada, y esto incluye operaciones desde la perforación, hasta la finalización de un pozo en agotamiento por la disminución de la producción

Aunque el daño de la formación puede afectar solo a la región cercana del pozo (ver Figura 1), alcanzando solo unos centímetros desde la cara del pozo, también puede extenderse profundamente en la formación.

¹ VIDICK B. and REID P., "Could formation damage minimization provide a cost effective integrated approach for the design of drilling and cementing fluids," in SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 1997.

Figura 1. Zonas de daño en las cercanías del pozo.



Fuente: Tomado y modificado de: CARO OSPINO Teddys Guillermo. “Aspectos Generales del Daño de Formación por Depositación de Asfaltenos en Yacimientos de Petróleo”. 2009.

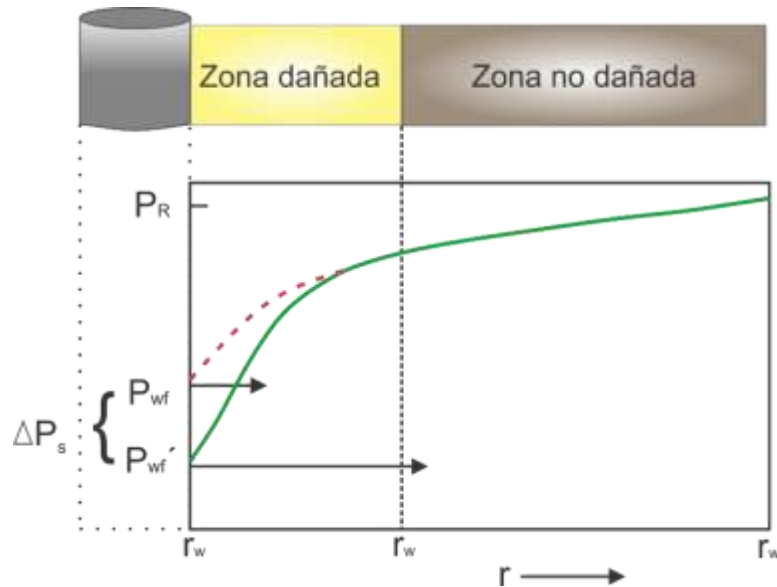
Se considera que el daño a la formación que se presenta alrededor del pozo y su radio de invasión depende de las características de la formación. El radio de daño es la distancia medida desde el centro del pozo, en esta zona se puede llegar a presentar una menor permeabilidad que en el resto de yacimiento que actúa como un factor de daño (S) debido a una caída de presión (ΔP_s) ocasiona una reducción en la producción². La caída de presión en la zona alterada (ΔP_s) es la diferencia entre la presión actual del pozo fluyendo, y la que presentaría si no existiese el daño. (Ver Figura 2).

También en el medio poroso se presentan procesos fisicoquímicos, químicos, hidrodinámicos y mecánicos, generados por la reacción entre el fluido invasor con el yacimiento, que frecuentemente conllevan a la movilización, generación, migración y depósitos de partículas finas, precipitación de material orgánico e inorgánico, entre otros, los cuales causan daño a la formación³.

² GOLAN M.” Well Permormance”, Prentice Hall, Englewoods Cliffs, Second Edition 1991.

³ CARO OSPINO Teddys Guillermo. “Aspectos Generales del Daño de Formacion por Depositacion de Asfaltenos en Yacimientos de Petroleo”. 2009.

Figura 2. Daño a la formación



Fuente: GOLAN M. "Well Performance", Prentice Hall, Englewoods Cliffs, Second Edition 1991.

Los mecanismos presentes en el daño de formación son:

- Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación: esta es originada por la obstrucción de los poros interconectados a causa de la invasión del espacio poroso o el aumento del material sólido que compone la roca. Las partículas sólidas pueden provenir de los fluidos de control, procesos de cementación, recortes o los mismos minerales presentes en la formación ⁴
- Reducción de la permeabilidad relativa de los fluidos de la formación: este mecanismo puede ser generado por el incremento en la saturación de agua cerca de la pared del pozo, a causa de la invasión de filtrado, conificación o digitación de agua en la formación. Además, si el filtrado contiene surfactantes puede cambiar la humectabilidad de la roca y afectar seriamente la

⁴ CIVAN F., Reservoir formation damage: Gulf Professional Publishing, 2011. [61] D. Gray and R. Rex, "Formation damage in sandstones caused by clay dispersion and migration," in Proc, 1966, pp. 355-365.

permeabilidad relativa. Otro factor de gran importancia es la geometría de los poros, relacionada con el área superficial, dado que, al disminuir el volumen poroso, aumenta el área superficial y existe la posibilidad de que se aumente la permeabilidad relativa al agua⁵.

- Aumento de la viscosidad de los fluidos del yacimiento por la formación de emulsiones: este fenómeno puede presentarse por la incompatibilidad de los fluidos que invaden la roca. Los surfactantes al interactuar con partículas sólidas como arena y arcillas tienden a estabilizar la emulsión⁶.

1.2 TIPOS DE DAÑO

Propiedades como la temperatura, composición de los fluidos inyectados, la tasa de inyección, el pH y la mineralogía⁷, se ven afectadas y generan desequilibrios químicos y físicos en la matriz de la roca o en los fluidos de formación⁸. Los daños causados por este tipo de interacciones son:

- **Bloqueo por agua (Water Block):** El bloqueo por agua es causado por un incremento en la saturación de agua S_w en las inmediaciones del pozo, disminuyendo la permeabilidad relativa al petróleo. El bloqueo por agua se puede formar durante las operaciones de perforación y terminación mediante la invasión de filtrados de base agua en la formación, o durante la producción,

⁵ CABRERA BELLO L. J., "Caracterización de mecanismos de daño y métodos de remoción en los pozos completados del campo Boqueron del estado de Monagas, mediante métodos analíticos," 2013.

⁶ KRUEGER R. F., "An overview of formation damage and well productivity in oilfield operations: An update," in SPE California Regional Meeting, 1988.

⁷ RESTREPO RESTREPO D. P., CARDONA BERNAL F. A., and USTA DÍAZ M. L., "Estudio de reducción de permeabilidad por depositación de finos y bacterias en medio porosos," Energética; núm. 31 (2004); 47-57 Energética; núm. 31 (2004); 47-57 2357-612X 0120-9833, 2004

⁸ CABRERA BELLO L. J., "Caracterización de mecanismos de daño y métodos de remoción en los pozos completados del campo Boqueron del estado de Monagas, mediante métodos analíticos," 2013.

cuando aumenta la relación agua-petróleo. El bloqueo por agua es usualmente tratado con agentes tensoactivos, que tienen el objeto de disminuir la tensión superficial entre el agua y el petróleo o el gas. Los más comunes son los surfactantes y alcoholes ⁹.

- **Bloqueo por emulsiones:** Las emulsiones están compuestas de una fase externa (también llamada continua) y una fase interna (también llamada dispersa o discontinua). La fase interna consiste en gotas suspendidas en la fase externa. La mayoría de las emulsiones encontradas en campo son generadas por la presencia de una energía mecánica que produce que una fase se disperse en otra y un agente químico y factores externos que la estabilizan. Si la emulsión es muy estable puede generarse una restricción del flujo a través de las gargantas de poro del yacimiento y por consiguiente generar un daño de formación¹⁰.
- **Daño de tipo mecánico:** Este se puede evidenciar en el colapso de la formación productora, esto debido a diferenciales de presión, los cuales crean altas tasas de cizallamiento y velocidades de flujo¹¹.
- **Daño biológico:** las bacterias inyectadas en procesos de recobro tienden a multiplicarse rápidamente en el medio poroso taponando el sistema poroso con ellas mismas o con los residuos de sus procesos biológicos¹²

⁹ ARIAS GOMEZ C.A., "Estimación de la tasa crítica para el control de daño a la formación originado por migración de finos en los campos gala y llanito," UIS , 2008

¹⁰ CUNDAR C.. "Modelamiento Escalado del Daño por Precipitación - Depositación de Asfaltenos en un Yacimiento de Petróleo, Unal Medillin ,2013

¹¹ BENNION, D.B., and THOMAS, F.B.: "Underbalanced Drilling of Horizontal Wells: Does it Really Eliminate Formation Damage?," SPE paper 27352 presented at the SPE Formation Damage Control Symposium, (Feb 1994), Lafayette, Louisiana.

¹² CIVAN F., Reservoir formation damage: Gulf Professional Publishing, 2011.

- **Depósitos mixtos.** Son depósitos compuestos por la mezcla de componentes orgánicos e inorgánicos, que pueden incluir también incrustaciones, lodos, sílices y arcillas.¹³
 - ✓ Incrustaciones (Scale): Las incrustaciones son precipitados minerales, que pueden precipitar tanto durante la perforación, como durante la producción (en el tubing) e inclusive en el interior de la formación. Normalmente esta precipitación es mucho mayor durante la producción, puesto que se ve maximizada por las bajas temperaturas y presiones en las inmediaciones del pozo. También se forman incrustaciones cuando se ponen en contacto dos aguas incompatibles. Existen varios productos capaces de disolver dichas incrustaciones, dependiendo de la constitución mineralógica del mismo. Los tipos de incrustaciones más comúnmente encontradas son¹⁴:
 - ✚ Carbonatos (CO_3Ca ; FeCO_3).
 - ✚ Sulfatos ($\text{CaSO}_4+2\text{H}_2\text{O}$; CaSO_4 ; BaSO_4 ; SrSO_4).
 - ✚ Sales de sodio.
 - ✚ Sales de hierro (FeS ; Fe_2O_3).
 - ✚ Sales de sílice.
 - ✚ Sales básicas ($\text{Mg}[\text{OH}]_2$; $\text{Ca}[\text{OH}]_2$).
- **Sólidos particulados:** Este daño incluye la invasión de arcillas provenientes del lodo de perforación (normalmente bentonita o atapulgita) y/o por hinchamiento o migración de las arcillas inherentes de la formación. La invasión de sólidos puede ocurrir durante los procesos de perforación, terminación o reparación del pozo, siempre que las partículas sólidas tengan un diámetro menor que el de los poros, siendo responsables de una disminución en la permeabilidad y porosidad del sistema poroso de la roca.

¹³ ARIAS GOMEZ C.A., "Estimación de la tasa crítica para el control de daño a la formación originado por migración de finos en los campos gala y llanito," UIS, 2008

¹⁴ KENNETH R. "Estudio sobre la Deposición y remoción de asfaltenos durante el flujo a través de medios porosos", Instituto Politécnico Nacional, México, 2010

- **Depósitos orgánicos:** Los depósitos orgánicos son precipitados de hidrocarburos pesados, normalmente asfaltenos y parafinas.
 - ✓ **Parafinas.** También llamados alcanos son una familia de hidrocarburos saturados que tienen una formula general C_nH_{2n+2} , ellas pueden ser de estructura lineal o ramificada.
 - ✓ **Asfaltenos.** Son cadenas de hidrocarburos parcialmente solubles en tolueno (o benceno) e insoluble en un exceso de n-alcano (pentano o heptano)

Este trabajo de grado tiene como objetivo el estudio del daño a la formación causado por la precipitación de asfaltenos, he de acá la importancia de conocer y entender a profundidad las propiedades y las características de estos.

1.3 ASFALTENOS

Los asfaltenos se definen como la fracción de hidrocarburos que a temperatura ambiente son insolubles en n-alcanos como n-pentano y n-heptano, pero solubles en aromáticos como benceno y tolueno. Los asfaltenos se consideran como la fracción más pesada del hidrocarburo y el componente más polar ¹⁵.

Los asfaltenos no tienen un punto de fusión definido y usualmente espuman y expanden cuando se calientan y pueden dejar residuos carbonaceos. El peso molecular de los asfaltenos varía entre 500 hasta 10000 g/ml y el punto de ebullición está por arriba de 540°C. Esta variación en el peso molecular pone de manifiesto la existencia del fenómeno de asociación intermolecular en los asfaltenos, puesto que

¹⁵ CHAVARRIA S. NIÑO Y A. "Evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfaltenos en el campo colorado" UIS, 2010

se sabe que dicha asociación da como resultado valores altos en el peso molecular¹⁶.

En cuanto a la composición química de los asfaltenos se puede decir que son compuestos poli-dispersos en grupos funcionales, peso molecular y estructura. El contenido de compuestos aromáticos está entre 40-60%. Un alto porcentaje de los anillos aromáticos están conectados en la estructura intermolecular, y por esta razón las moléculas de asfaltenos presentan formas aplanadas.

1.3.1 Estructura de los asfaltenos. Estructuralmente se ha comprobado que los asfaltenos son una fracción de compuestos que existen naturalmente en el crudo como agregados de núcleos aromáticos condensados, sustituidos por grupos alifáticos y nafténicos, los cuales poseen heteroátomos (nitrógeno, azufre, oxígeno) localizados en las estructuras en una variedad de formas, especialmente las heterocíclicas¹⁷.

En su estado natural, se infiere que los asfaltenos existen como una estructura compleja, la cual permite que asfaltenos se formen agregados dispersos en el crudo y puedan moverse dentro del pozo o el yacimiento.

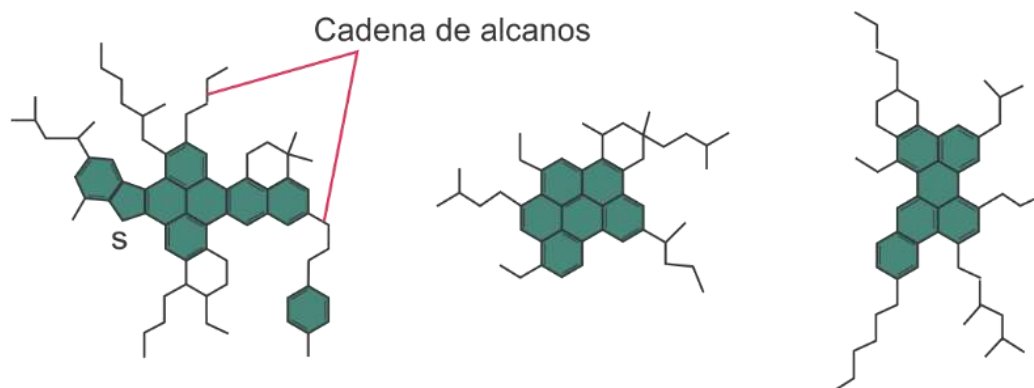
Una alta aromaticidad de la matriz del crudo indica buena solvencia para los asfaltenos, es decir, que el poder solvente de este medio es uno de los aspectos fundamentales que determinan el comportamiento físico-químico del sistema

¹⁶ BADRE S., CARLA GONCALVES C., NORINAGA K., GUSTAVSON G., and MULLINS O. C., "Molecular size and weight of asphaltene and asphaltene solubility fractions from coals, crude oils and bitumen," Fuel, vol. 85, no. 1, pp. 1–11, Jan. 2006.

¹⁷ KENNETH R. " Estudio sobre la Deposición y remoción de asfaltenos durante el flujo a través de medios poros " ,Instituto politécnico Nacional , mexico ,2010

coloidal del crudo. En la Figura 3, se muestra la estructura molecular promedio de los asfaltenos¹⁸.

Figura 3. Estructura de los asfaltenos



Fuente: Tomada y modificado de: “Asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial”. Oilfield Review, otoño de 2007. p. 30.

1.3.2 Depositacion de los asfaltenos. La identificación de las condiciones en las que precipitan los asfaltenos es el primer paso en la búsqueda de una solución para un problema potencial asociado con la presencia de asfaltenos.

La mecánica de precipitación de los asfaltenos es muy compleja, se tienen dos hipótesis, en una los asfaltenos están en solución con el aceite, y en la otra, los asfaltenos están como agregados, simplemente suspendidos en el aceite, usando a las moléculas de la resina como estabilizantes, formando una solución coloidal. Esa estabilidad se encuentra asociada a las alteraciones en el balance termodinámico que mantiene a los coloides en solución ¹⁹. Dichas alteraciones se manifiestan por los cambios ocurridos en la presión, temperatura y la composición

¹⁸ KRAIWATTANAWONG K., FOGLER H. S., GHARFEH S. G., SINGH P., THOMASON W. H., and CHAVADEJ S., “Thermodynamic solubility models to predict asphaltene instability in live crude oils,” Energy Fuels, 2007.

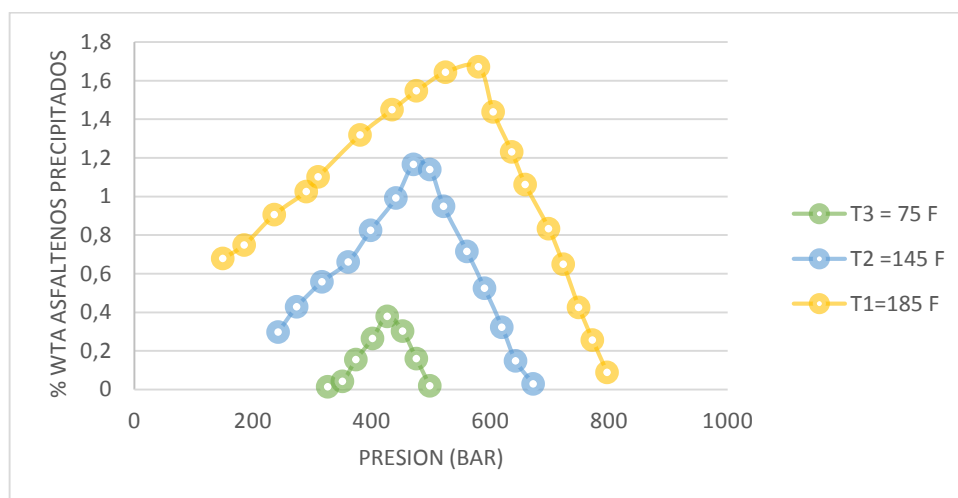
¹⁹ LEÓN LAGOS B., RAMIREZ CELIS B., ROMERO J. y JIAMES T., «Principales reacciones de la petroquímica,» 14 Noviembre 2014. [En línea]. Available: <https://prezi.com/9201dfreyrsm/copy-ofasfaltenos/>. [Último acceso: 28 Diciembre 2014].

del petróleo generados por los patrones de circulación de crudo ²⁰ . Entre las alteraciones más importantes se pueden destacar las siguientes:

- **Temperatura:**

La temperatura comparte una relación directa con la capacidad de solubilización de los componentes del petróleo, como son las resinas y maltenos ²¹. Cuando la temperatura de la formación aumenta, la solubilidad de las resinas en los n-alcanos se aumenta proporcionalmente y como resultado los asfaltenos disminuyen su solubilidad en el crudo. Si el poder de solubilización de los componentes del petróleo disminuye, sin incluir a los asfaltenos, el balance termodinámico de las micelas resina-asfaltenos se desestabiliza y se agregan entre ellas en forma de flóculos (ver Figura 4)

Figura 4. Efecto de la temperatura y la presión



Fuente: Tomado de GAFANHAO IGLESIAS: M. y DELGADO J., «Determinación del punto de precipitación de los asfaltenos en crudos venezolanos,» Revista Ciencia E Ingeniería, pp. 225-232, 2008

²⁰ HUGO V., «Eliminación de Parafinas y Asfaltenos,» 11 Noviembre 2014. [En línea]. Available: <https://prezi.com/cfxcqyf8-vyu/copy-of-copy-of-eliminacion-de-parafinas-y-asfaltenos/>. [Último acceso: 28 Diciembre 2014].

²¹ GAFANHAO IGLESIAS M. y DELGADO J., «Determinación del punto de precipitación de los asfaltenos en crudos venezolanos,» Revista Ciencia E Ingeniería, pp. 225-232, 2008.

- **Presión:**

Se encuentra directamente relacionada con la densidad del crudo bajo condiciones isotérmicas ²². Existe una separación promedio entre moléculas de la fase líquida y las micelas de resinas-asfaltenos que es mayor en densidades bajas, resultando de esta forma interacciones menos atractivas, lo que posibilita la precipitación de los asfaltenos ²³. El efecto de la presión es más agudo cuando el petróleo es rico en fracciones livianas y está cercano a su punto de burbuja, ya que la caída de presión del crudo libera estos hidrocarburos ocasionando la precipitación.

- **Polidispersividad:**

Un estado estable de polidispersión se puede alcanzar por cierta relación apropiada de constituyentes polares y no polares, ligeros y pesados a una temperatura y presión dada. Entonces cuando la composición, temperatura, o presión cambian, el sistema se puede volver inestable y llevar a otros procesos inconvenientes.

- **Efectos coloidales**

A altas concentraciones, los asfaltenos tienden a asociarse en forma de largas partículas, en presencia de algún agente peptizante como las resinas estas partículas pueden absorber los agentes peptizantes y suspenderse en el aceite²⁴.

- **Efecto de agregación**

²² CHAVARRÍA GIL S. d. P. y NIÑO SANDOVAL A., «Evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfaltenos en el campo colorado,» Bucaramanga, 2010

²³ MUJICA BOLÍVAR G. J., «Estudio de la estabilidad de emulsiones de sistemas. crudo Boscán – Agua. Decanato de estudios profesionales.,» 2010, Coordinación de licenciatura en química. Recuperado el 26 de enero de 2015

²⁴ RINCÓN CHAVEZ A. C., CABRALES CAMPO L. T., RESTREPO MORALES A. y CALDERÓN CARRILLO Z., «Asfaltenos, un daño severo en yacimientos altamente subsaturados de aceite volátil,» El Reventón Energético, vol. 9, nº 2, pp. 73-84, Julio/Diciembre 2011.

Cuando la concentración del agente peptizante es baja y su cantidad adsorbida no es suficiente para ocupar la superficie de la partícula completamente, varias partículas se pueden combinar para formar partículas más grandes. Este fenómeno también se llama floculación. Cuando las partículas se vuelven suficientemente grandes y pesadas, tienden a depositarse.

- **La composición**

Cuando el peso molecular del alcano aumenta, la cantidad de asfaltenos precipitado disminuye, cuando el número de carbonos de alcano aumenta, el volumen de disolvente por gramo de aceite necesario para que la precipitación suceda aumenta. Si aumenta el volumen de alcano normal por gramo de aceite, la cantidad de material precipitado aumenta. Los alcanos ligeros inducen la precipitación, así como el nitrógeno o el dióxido de carbono inyectados. También influye el que tipo de alcano ligero es el que causa la precipitación ya que entre más ligero sea el alcano usado como precipitante, la cantidad de material precipitado será mayor pero además tendrá un contenido mayor de moléculas ligeras tanto asfaltenos como resinas, lo que implica una disminución en el peso molecular promedio y en la aromaticidad del material²⁵.

- **Efecto de dispersión mixta.**

El grado de dispersión de los asfaltenos en el crudo como moléculas estabilizadas depende de la composición de química del petróleo. La proporción de las moléculas polares y no polares, y de las moléculas livianas y pesadas en el crudo constituye el factor responsable de mantener la estabilidad de los distintos compuestos en el crudo, como se puede observar en la Figura 6²⁶.

²⁵ BUENROSTRO-GONZÁLEZ, E. "Caracterización y modelamiento termodinámico de la precipitación de asfaltenos", Tesis de doctorado en ciencias químicas, UNAM, Diciembre 2002

²⁶ CHAVARRÍA GIL S. d. P. y NIÑO SANDOVAL A., «Evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfaltenos en el campo colorado,» Bucaramanga, 2010

El balance de la dispersión mixta del petróleo se puede desestabilizar por cambios en la temperatura, presión y composición, por lo que las fracciones más polares y pesadas se separan del crudo otra fase líquida o en precipitados sólidos. Ver Figura 5.

Figura 5. Dispersión mixta.

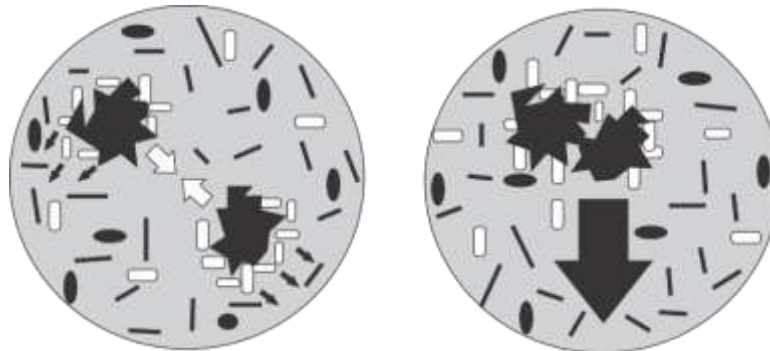


Fuente: Tomado y modificado de: DELGADO L., J.G “Estudio de las propiedades de los asfaltenos del crudo Boscán” Trabajo de grado. Universidad de Los Andes, Venezuela 2005. p. 10-11

✓ Efecto de agregación.

La variación en la concentración de las resinas en el aceite implica cambios en la cantidad adsorbida de resinas sobre las partículas orgánicas pesadas. La concentración de agentes peptizantes puede disminuir hasta un punto en el cual la resina no rodea por completo a la molécula de asfaltenos (ver Figura 6). Por lo tanto, cuando dos partículas de asfalto con movimiento browniano presentan contacto en áreas libres de resina se adhieren y forman un cúmulo asfáltico de dos partículas que se difundirá en el sistema con la probabilidad de quedar pegado a otras partículas individuales o a otros agregados asfálticos de tamaño variable que se encuentren en el aceite. A este fenómeno se le conoce como agregación y se considera irreversible.

Figura 6. Efecto de agregación



Fuente: Tomado y modificado de DELGADO L., J.G “Estudio de las propiedades de los asfaltenos del crudo Boscán” Trabajo de grado. Universidad de Los Andes, Venezuela 2005. p. 10-11

✓ Efectos electrocinéticos.

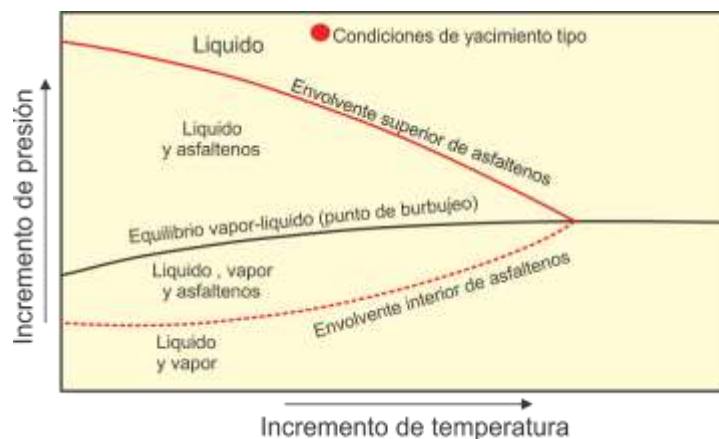
El efecto electrocinético se debe considerar en la precipitación de asfaltenos cuando el petróleo fluye a través del medio poroso, del pozo o de la tubería. El efecto consiste en la generación de una diferencia de potencial eléctrico debido al movimiento de partículas cargadas. La diferencia de potencial causa un cambio en la distribución de las cargas y en las partículas coloidales. Los factores que influyen en el efecto electrocinético recaen sobre las características eléctricas y térmicas del medio, régimen de flujo, propiedades fluyentes del aceite y las características polares de los compuestos orgánicos pesados y de las partículas coloidales²⁷.

1.3.3 Envoltente de precipitación de los asfaltenos. Durante la producción del yacimiento, a una temperatura constante, una vez que la presión se reduce hasta encontrarse con la envoltente de precipitación de asfaltenos (ver figura 7), esta presión se le conoce como presión de inicio de la precipitación de asfaltenos, en esta fase los asfaltenos disueltos comienzan a precipitar y se depositan

²⁷OSPINO CARO, T. G. "Aspectos Generales del daño de formación por depositación de asfaltenos en yacimientos de petróleo". Trabajo de Grado, Universidad Nacional de Colombia, Medellín 2009. p-23

potencialmente en el yacimiento y en las líneas de flujo. Habitualmente, la cantidad de asfalteno precipitado se incrementa a medida que se reduce la presión, y alcanza un punto máximo con la presión de burbuja. La línea de presión-temperatura (P-T), que delinea las condiciones de precipitación por encima del punto de burbujeo, se conoce como el límite superior de la envolvente de precipitación de asfaltenos. Conforme la presión continúa reduciéndose por debajo de la presión de burbujeo, el gas de solución es removido del petróleo, lo que lo vuelve más denso y refractivo desde el punto de vista óptico. La despresurización por debajo del punto de burbujeo puede conducir a la redisolución de los asfaltenos precipitados previamente si el sistema se mezcla en forma vigorosa y si la cinética de la redisolución es relativamente rápida.¹³ En este caso, el diagrama P-T muestra un límite inferior de la envolvente de precipitación de asfaltenos, por debajo del cual los asfaltenos se redisuelven para formar una solución. No obstante, como la cinética de la redisolución de los asfaltenos inducida por la presión puede ser lenta, el límite inferior de la envolvente de precipitación de asfaltenos puede ser difícil de identificar en forma experimental.

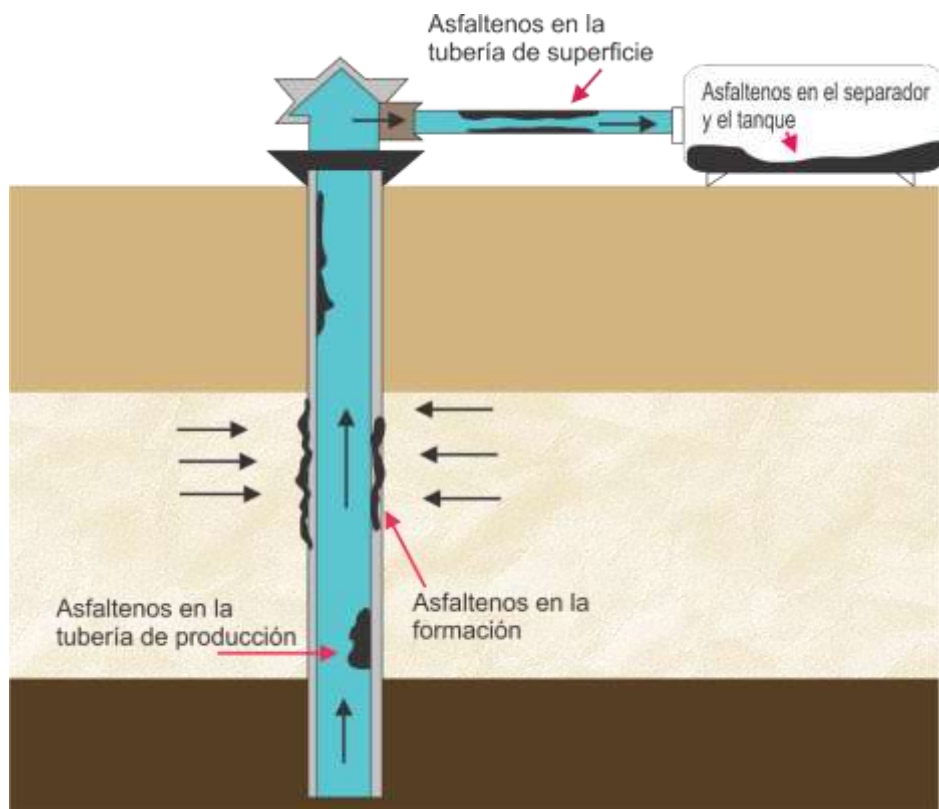
Figura 7. Envolvente de precipitación de los asfaltenos.



Fuente: Tomado y modificado de: "Asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial". Oilfield Review, otoño de 2007. p. 30.

1.3.4 Problemas asociados a los asfaltenos. Evaluar la magnitud del problema por depositación de asfaltenos no es una tarea sencilla. Inicialmente el ingeniero de yacimientos debe identificar la localización de los depósitos de asfaltenos (en la formación y las cercanías del pozo, en equipo de subsuelo y superficie, en tanques de separación y líneas de producción). A seguir debe evaluar las características del fluido y las propiedades físicas de la formación y su relación con la estabilidad de los asfaltenos. La Figura 8 ilustra las zonas de daño presenten en un pozo. (ver Figura.8)

Figura 8. Zonas de daño en un pozo de crudo.



Fuente: Tomado y modificado de: TRASLAVIÑA G. M. "Evaluación de la utilización de terpeno para remediar el daño por depositación de asfaltenos de un crudo colombiano" UIS, 2016

✓ **Taponamiento de las instalaciones de superficie**

En las instalaciones de superficie, el problema de precipitación de asfaltenos ocurre principalmente en las estaciones de flujo y en las instalaciones y equipos corriente aguas abajo de las mismas, asociadas a los sistemas de manejo, transporte y compresión de las corrientes de gas. Cuando la precipitación ocurre en forma masiva, las operadoras deben tomar medidas correctivas que consisten fundamentalmente en paradas totales o parciales de las plantas y equipos afectados, a fin de realizar la limpieza de los mismos mediante métodos mecánicos y utilización de solventes²⁸.

✓ **Taponamiento en la Tubería de Producción**

El petróleo, en su recorrido a través de la tubería de producción, sufre cambios simultáneos de presión y temperatura a medida que es transportado desde el yacimiento hasta las facilidades de superficie. Dependiendo de la composición del crudo, la disminución de presión y temperatura pueden ocasionar que el crudo a condiciones de yacimiento se separe en dos y hasta tres fases (gas-líquidos o gas-líquido-sólido), mientras el mismo se encuentra todavía fluyendo en la tubería de producción²⁹.

✓ **Taponamiento en la cara de la formación**

La formación es uno de los lugar más cruciales y perjudiciales para que ocurra la precipitación de asfaltenos y más si esto se alojan en la zona del yacimiento adyacente al fondo del pozo. En esta zona suceden las mayores caídas de presión

²⁸ THOMAS D.C. and BECKER H.L., "Controlling Asphaltene Deposition in Oil Wells", SPE 25483, May, 1995

²⁹ LEONTARITIS, K. J., AMAEFULE, J. O., and CHARLES, R. E., "A Systematic Approach for the Prevention and Treatment of Formation Damage Caused by Asphaltene Deposition," SPE Paper 23810, Proceedings of the SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, LA, February 26-27, 1992, pp. 383-395.

en el yacimiento, por lo que en este sitio se pueden alcanzar condiciones que favorecen la precipitación. Como en esta zona el área de flujo es pequeña, sólo una pequeña cantidad de los flóculos es transportada por los fluidos hasta la tubería del pozo, mientras que la mayor parte se adhiere a la roca o se retiene en las gargantas de los poros ocasionando el taponamiento de la formación.

✓ **Taponamiento en el yacimiento**

Una vez que la precipitación de asfaltenos ha ocurrido en el yacimiento, lejos del pozo, prácticamente no existe ninguna medida correctiva viable. Sin embargo, a este nivel el problema es relativamente menos grave que cuando sucede en la cara de la formación, ya que lejos del pozo, el área de flujo es mucho mayor y las velocidades son mucho más bajas. En el yacimiento, la medida preventiva viable consiste en mantener la presión de la formación por encima del umbral de floculación, mediante la inyección de fluidos que sustituya al crudo producido. Para implementar el proyecto de inyección se recomienda realizar estudios que permitan la determinación experimental de curvas de dispersión, a fin de determinar el umbral de precipitación a la temperatura de yacimiento. Mediante estos estudios se debe también determinar la compatibilidad de los fluidos inyectados, ya que dependiendo de la composición de los mismos, la precipitación se pudiera inducir en lugar de prevenirse³⁰.

1.3.5 Remoción de asfaltenos. Los pozos parcial o completamente tapados de los depósitos de asfalteno son limpiados usando varios métodos entre los que destacan:

³⁰ LEONTARITIS, K. J., AMAEFULE, J. O., and CHARLES, R. E., "A Systematic Approach for the Prevention and Treatment of Formation Damage Caused by Asphaltene Deposition," SPE Paper 23810, Proceedings of the SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, LA, February 26-27, 1992, pp. 383-395.

✓ **Tratamientos Mecánicos**

Los siguientes tratamientos son usados para remover los depósitos de asfaltenos de las líneas de flujo y tuberías de producción. Estos métodos incluyen raspadores de barra, raspadores operados con cable tipo slickline, raspadores de línea de flujo, pistón raspador de libre-flotación y tuberías operadas con cable tipo slickline³¹.

Las ventajas del método mecánico son la buena limpieza, es seguro y causa un daño mínimo a la formación. Las desventajas son:

- Tratamientos costosos y restringidos para los equipos de producción, pero no para la formación productora.
- La aplicación es limitada por los equipos involucrados y por el tiempo.
- Riesgo de realizar pesca de herramientas que pueden perderse en el pozo.

✓ **Tratamientos Térmicos**

Esta categoría de métodos de tratamiento incluye³²:

- **Lubricación Caliente:** La lubricación caliente consiste en el proceso de inyectar crudo caliente para remover los depósitos de asfaltenos de un pozo. La lubricación caliente causa daños a la formación y no es bueno si los depósitos acumulados son grandes.
- **Calentadores dentro del hueco:** El calentador hoyo abajo representa una fuente continua de calor que puede usarse para fundir los depósitos de asfaltenos o de parafina en el pozo o en la tubería por un período de tiempo, después el material fundido puede ser bombeado a la superficie con la producción de petróleo. Esta técnica tiene las siguientes limitaciones:

³² O. Borges , “Los Asfaltenos y sus efectos en la producción del petróleo. Portal del petróleo.” 4 junio 2013. [En línea]. Available: <http://www.portaldelpetroleo.com/2013/04/los-asfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html>. [Último acceso: 13 Agosto 2019].

³² TRASLAVIÑA G. M . “Evaluación de la utilización de terpeno para remediar el daño por depositación de asfaltenos de un crudo colombiano” UIS, 2016

restricciones económicas, mantenimiento costoso del sistema de calentamiento, y disponibilidad de energía eléctrica.

- **Tratamientos Químicos**

Los métodos químicos son los más comunes para el tratamiento de asfaltenos ya que pueden usarse para tratar las deposiciones en el pozo y/o en las formaciones productoras³³. Numerosos solventes, aditivos y químicos comerciales están disponibles por muchas compañías para disolver los asfaltenos depositados. El tratamiento químico se clasifica en:

- **Tratamiento con Solventes:**

Los solventes (como el tolueno, el xileno y otros solventes como la piridina y bisulfuro de carbono) generalmente se usan para disolver depósitos de asfaltenos, pero su uso ha sido limitado debido a su costo, consideraciones de seguridad y otros problemas³⁴.

Los solventes son usados primero que nada para limpiar y remover la depositación orgánica y el daño provocado por esta, como el asfalteno de las tuberías y de la matriz de la formación.

Históricamente estos depósitos orgánicos han sido tratados con solventes aromáticos, en forma de una limpieza circulante tubular o inyecciones en la matriz de la roca. Los solventes frecuentemente se emulsifican con ácido para crear una dispersión ácida en solvente, usada para remover restos inorgánicos, oxidación,

³³ CÓRTEZ M. A. C. and ESCALANTE M. C. C., "Disolución de Incrustaciones Inorgánicas Mediante la Aplicación de Agente Quelantes, Método Correctivo", 2009.

³⁴ CURTIS, J., "Environmentally favorable terpene solvents find diverse applications in stimulation, sand control and cementing operations" SPE 84124, BJ Services, October 2003, Colorado.

molienda, o cualquier otro agente taponante que ha sido impregnado con hidrocarburos como la parafina, condensado, asfalteno o cualquier otro depósito de aceite. Una limpieza simultanea de tubos o formación se puede alcanzar con la emulsión mientras la fase externa del solvente aromático disperse o disuelva el componente de hidrocarburo, permitiendo a la fase ácida interna reaccionar con el componente inorgánico.

1.3.6 Tratamiento con solventes aromáticos. Los tratamientos convencionales a base de productos aromáticos son altamente perjudiciales para la Salud Humana, según la ATSDR (Agencia para sustancias toxicas y el registro de enfermedades), la exposición con este tipo de diluyentes durante largos periodos de tiempo y altas concentraciones puede tener graves afectaciones y consecuencias fatales.

Generalmente, los tratamientos convencionales son en Base Diesel y Xileno, que es un solvente aromático muy perjudicial para la salud. La exposición breve a niveles altos de xileno puede producir irritación de la piel, los ojos, la nariz y la garganta; dificultad para respirar; alteración de la función pulmonar; retardo de la reacción a estímulos visuales; alteraciones de la memoria; malestar estomacal; y posiblemente alteraciones del hígado y los riñones. Tanto las exposiciones breves como prolongadas a altas concentraciones de xileno pueden producir numerosos efectos sobre el sistema nervioso, como por ejemplo dolor de cabeza, falta de coordinación muscular, mareo, confusión y pérdida del sentido del equilibrio. Algunas personas expuestas brevemente a cantidades de xileno muy altas fallecieron. (ver Figura 9.)

Figura 9. Pictogramas de Seguridad del Xileno

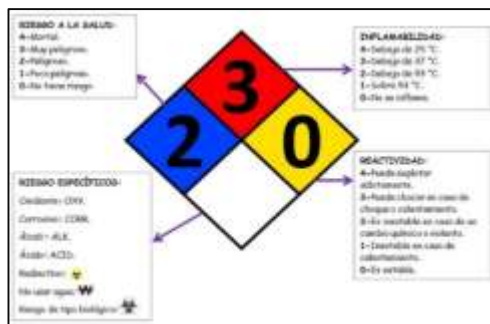


Fuente: Tomado y modificado de “Ficha de datos de Seguridad del Xileno”, Disolventes reunidas S.A.p. 2-3

No se ha demostrado que el xileno sea una sustancia cancerígena, sin embargo, las altas concentraciones, ingestas o inhalación de vapores puede generar mutaciones o cambios en algunos órganos vitales como, riñones, hígado y pulmones. Para todos los tipos de tratamientos químicos, la seguridad medioambiental y los riesgos de exposición personal deben ser considerados, ya que produce desventajas adicionales y restricciones para muchos materiales de tratamiento químico.

En búsqueda de implementar soluciones amigables y responsables con el medio ambiente en este trabajo de grado se decide estudiar la alternativa de utilizar un solvente de terpeno debido a que este es un recurso biodegradable para disolver y dispensar los depósitos de asfaltenos. (ver Figura 10.)

Figura 10. Rombo NFPA



Tomado y modificado de “Ficha de datos de Seguridad del Xileno”, Disolventes reunidas S.A.p. 2-3

1.3.7 Análisis técnico de remoción. Se realizó una recopilación de fuentes referenciales acerca de pruebas disolución de asfaltenos mediante el método Gravimétrico donde fueron usados solventes aromáticos y casos históricos de las distintas aplicaciones que ha tenido en la industria petrolera.

Curtis (2003), realizó 5 pruebas con crudos que presentan una fracción elevada de asfaltenos y tratamientos a base de terpeno D-limoneno, con el fin de obtener tratamientos convencionales según se observa en la Tabla 1.

Tabla 1. Pruebas de Disolución estática de Asfáltenos

DESCRIPCIÓN DE LA MUESTRA Y COMPOSICIÓN DE LOS TRATAMIENTOS	%SOLUBILIDAD
Muestra #1 (Campo Punta de Mata, Venezuela)	
58% xileno + 40% diesel + 2% surfactante	33.4%
10% solvente terpeno + 89% agua + 1% surfactante	32.0%
Muestra #2 (Campo Punta de Mata, Venezuela)	
58% xileno + 40% diesel + 2% surfactante	68.1%
10% solvente terpeno + 88.5% agua + 1.5% surfactante	65.5%
5% solvente terpeno + 93.5% agua + 1.5% surfactante	51.7%
Muestra #3 (Campo Punta de Mata, Venezuela)	
7.5% solvente terpeno + 91.5% agua + 1.5% surfactante	51.0%
58% xileno + 40% diesel + 2% surfactante	36.0%
Muestra #4 (Campo Boscan, Venezuela)	

DESCRIPCIÓN DE LA MUESTRA Y COMPOSICIÓN DE LOS TRATAMIENTOS	%SOLUBILIDAD
49% solvente terpeno + 50% diesel + 1% surfactante	92.3%
100% Solvente terpeno	92.2%
60% xileno + 40% Solvente Terpeno	89.0%
87% xileno + 10% Solvente mutual + 3% surfactante	88.3%
29% solvente terpeno + 70% diesel + 1.5% surfactante	86.9%
70% xileno + 30% Solvente Terpeno	80.5%
Muestra #5 (Tubería de campo Albacora, Brazil)	
Xileno	96.2%
Tolueno	88.6%
Solvente terpeno A	75.0%
Solvente terpeno B	70.0%
Kerosene	53.0%
Diesel	17.0%

Fuente: Tomado de CURTIS, J., "Environmentally favorable terpene solvents find diverse applications in stimulation, sand control and cementing operations" SPE 84124, BJ Services, October 2003, Colorado.

Los tratamientos a base de solvente terpeno alcanza porcentajes de disolución muy similares a los de un tratamiento convencional y que a medida que aumenta la fracción volumétrica del solvente terpeno, se obtienen mayores porcentajes de solubilidad.

Ali A. y Al-Taq Saleh M realizaron un análisis comparativo de la efectividad de una prueba de disolución de asfaltenos mediante un tratamiento convencional (Diesel-xileno-solvente mutual), y un tratamiento alternativo de menor impacto ambiental (Terpenos) como se observa en la Tabla 2.

La variable de mayor predominancia en la prueba fue el tiempo de remojo con el propósito de determinar el tiempo de remojo necesario para obtener la mayor cantidad de asfaltenos disueltos.

Tabla 2. Prueba de disolución de asfaltenos con tratamiento convencional en función del tiempo de remojo

Formulación	Tiempo de remojo (hr)	%Solubilidad
Tratamiento 1: 20% Xileno + 5% Solvente mutual (EGMBE)+75% Diesel	2	62.1%
	3	77.28%
	4	95.86%
Tratamiento 2: 10% Solvente terpeno + 5% Solvente mutual (EGMBE)+ 85% Diesel	4	52.8%
	8	90.5%
	16	96.15%
	24	97.55%

Fuente: Tomado de Ali A. et al Removal of Organic deposits from Oil Producing Wells in a Sandstone Reservoir: A Lab Study and Case History, SPE 164410, Saudi Aramco, March 2013

Según los resultados de las pruebas, es importante destacar dos notables tendencias. Se observa que, a medida que aumenta el tiempo de remojo (soaking time), es mayor el porcentaje de disolución de asfaltenos para los tratamientos 1 y 2 que realizaron Ali A. y Al-Taq Saleh M, además, los porcentajes de efectividad de un tratamiento alternativo son tan altos como los de un tratamiento convencional. Sin embargo, los tratamientos alternativos requieren de un mayor tiempo de remojo que los tratamientos convencionales, el tratamiento 1 (convencional) solo requiere de 4 horas para alcanzar porcentajes del 95%, mientras que para el tratamiento 2 se requieren 16 horas para alcanzar el mismo porcentaje de disolución

En 2016, Traslaviña realizó un análisis comparativo de un tratamiento alternativo a (D-Limoneno-Agua) y un tratamiento Convencional (Diesel-Xileno) a ciertas condiciones según la Tabla. 3. Los resultados del análisis se reflejaron en la figura 12.

Tabla 3. Formulación de los tratamientos a base de terpeno

Tratamiento	Formulación
Terpeno 100%	Terpeno 100 %
1-Base Agua	49,96% Agua + 49,96% Terpeno + 0,08% Surfactante
2-Base Aceite	50% Diesel + 50% Terpeno

Fuente: Tomado de TRASLAVIÑA G. M. “Evaluación de la utilización de terpeno para remediar el daño por deposición de asfaltenos de un crudo colombiano” UIS, 2016

Desarrollaron tres tratamientos con formulaciones diferentes a dos temperaturas 60°C y 90°C tenían ciertos porcentajes de dilución, se observó y se decidió tener en cuenta los porcentajes de dilución mayores al 70%, como se puede observar en la Figura 12. Los porcentajes de dilución con tiempos de remojo mayores a 4 horas reflejaron altos porcentajes de disolución, sin embargo, se presentó una disminución en la dilución de asfaltenos con el tratamiento base agua a 90°C y se debe a una posible degradación térmica del surfactante.

La temperatura es otro criterio importante en el momento de la preparación del tratamiento, debido a que para una buena estabilidad de la emulsión es necesario la elección de un surfactante que no se degrade térmicamente y que no presente rápido rompimiento

1.4 TERPENOS.

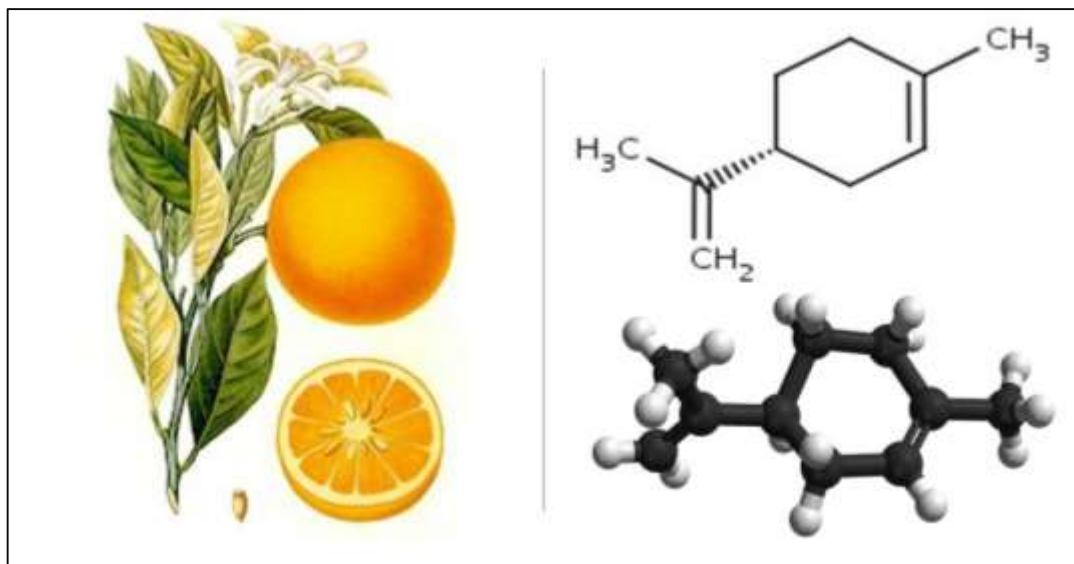
Los terpenos se definen como un grupo de hidrocarburos alifáticos íclicos insaturados que, a diferencia de los destilados de petróleo, son un recurso renovable derivado de productos vegetales como las cáscaras de naranja y la savia resinosa de los pinos. Son de naturaleza generalizada, y se encuentran principalmente en las plantas coníferas como componentes de los aceites esenciales³⁴.

Los terpenos están compuestos de unidades de isopreno, que generalmente tienen $5n$ átomos de carbono y la fórmula molecular $(C_5H_8)_n$, donde n representa el número de unidades de isopreno.

Los más comunes incluyen:

- D-limoneno (aceite cítrico)
- Alfa y beta pineno ("Pine Sol")
- Caroteno
- Aceite de alcanfor
- Citronela
- Nepetalactona (hierba gatera)
- Mentol (de aceite de menta)
- Este tipo de productos, se caracterizan por tener alta solvencia, son rápidamente biodegradables, menos tóxicos y menos inflamable comparados con los solventes aromáticos. (ver Figura 11)

Figura 11. Estructura Química del D-limoneno



Fuente: Tomado y modificado de DELGADO, W et al. “Composición química del aceite esencial de *Ocotea cymbarum* Kunth (cascarillo y/o sasafrás) de la región Orinoquia”, Universidad Nacional de Colombia.

Han sido utilizados por muchas industrias en diversas aplicaciones, incluyendo fragancias, sabores, aditivos alimentarios, pasta de dientes, insecticidas y, en los últimos años, debido a la prohibición de la nueva producción de clorofluorocarbonos y tricloroetano, como soluciones potentes de limpieza y solventes.³⁵

Los terpenos tienen una alta solvencia, incluso cuando se comparan con los aromáticos, sin embargo, son rápidamente biodegradables, menos tóxicos y menos inflamables. Cuando se usan, solos o en combinación con otros solventes y surfactantes; los terpenos son un excelente sustituto para los aromáticos en una amplia variedad de aplicaciones en yacimientos petrolíferos.³⁶

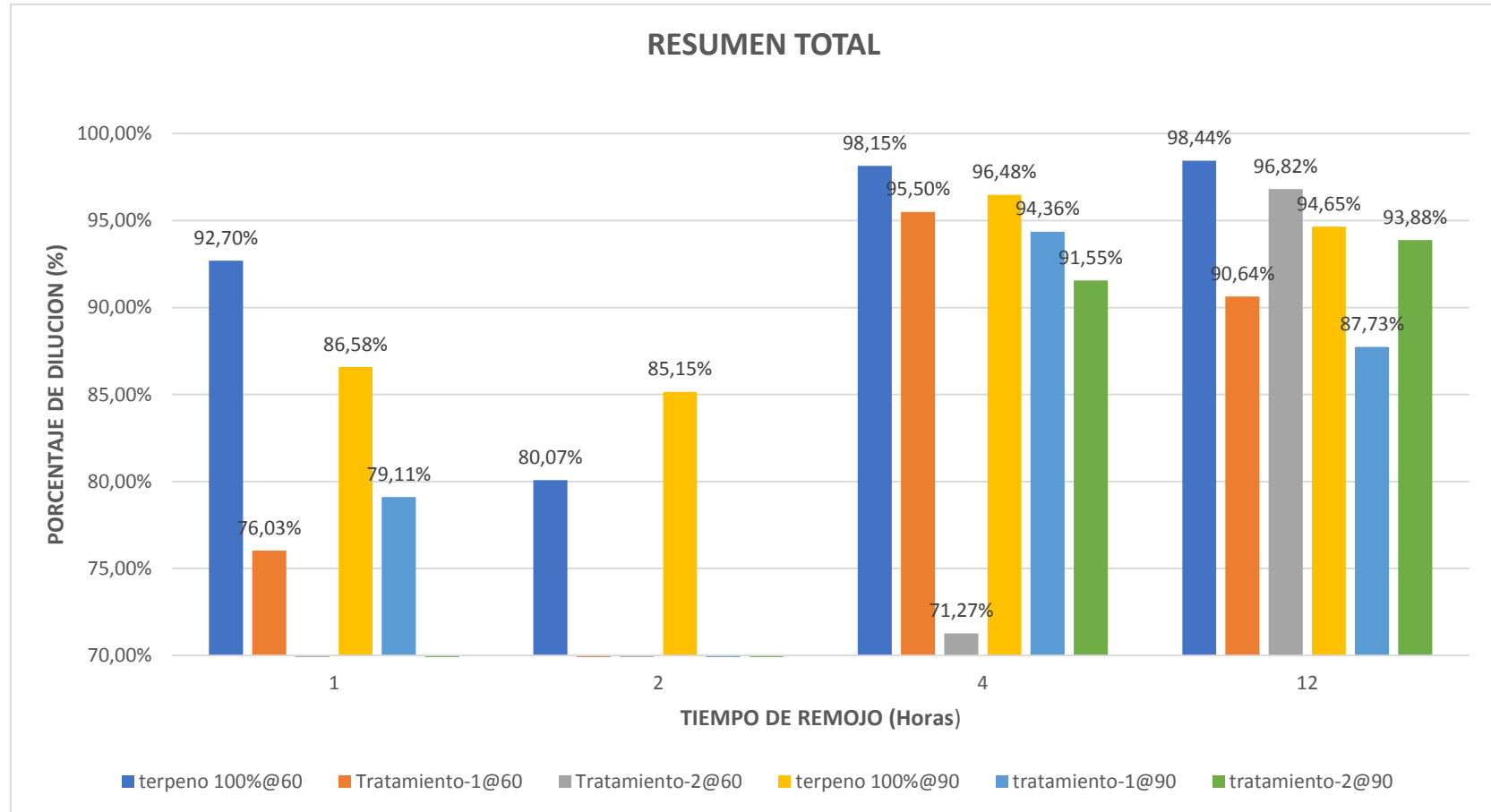
³⁵ CURTIS, J. “Environmentally Favorable Terpene Solvents Find Diverse Applications in Stimulation, Sand Control and Cementing Operations” paper SPE 84124. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, USA, 5 - 8 October 2003. p. 1

³⁶ TRASLAVIÑA G. M. . “Evaluación de la utilización de terpeno para remediar el daño por depositación de asfaltenos de un crudo colombiano” UIS, 2016

Características del solvente de terpeno

Los terpenos son mezclados con un paquete de tensoactivos apropiados formando una solución acuosa amigable con el medio ambiente, a esta mezcla se le conoce como solvente de Terpeno. El principal reto con los solventes aromáticos es la dificultad en la obtención de mezclas homogéneas de agua/disolvente, debido a la tendencia de los aromáticos a separarse por diferencia de densidades mediante segregación gravitacional (en pozo o tanques de mezcla). Es difícil lograr una emulsión estable con equipos convencionales de acidificación. Un fluido homogéneo y estable se puede preparar fácilmente en campo ya que no requiere el uso de bombas centrifugas de alta tasa o dispositivos de cizallamiento. El paquete de tensoactivos además de ayudar a dispersar el terpeno en soluciones acuosas también proporciona al disolvente propiedades adicionales para la dispersión de asfaltenos. El disolvente de terpeno es completamente soluble en fluidos hidrocarburos como diésel o queroseno, y además puede ser mezclado con xileno y tolueno para mejorar su solubilidad³⁸.

Figura 12. Resumen General



2. PREPARACIÓN DEL TRATAMIENTO

Para el desarrollo de este proyecto de investigación se define el terpeno D-limoneno como base del tratamiento químico de remoción de asfaltenos, ya que, según las investigaciones realizadas anteriormente, el D-limoneno demostró lograr buena efectividad en remoción de asfaltenos, además de ser un producto de rápida biodegradación y mínimo impacto al medio ambiente.³⁷

Este producto fue adquirido con la empresa **Factores y mercadeo S.A** el día 2 de marzo de 2019 y tiene las siguientes características (ver Tabla 4.)

Tabla 4. Composición de producto

Producto	D-limoneno
Sinónimos	Terpenos de naranja, citrus terpenos
Nombre químico	(R)-p-Menta-1,8-dieno
Formula química	C10H16
Lote numero	3821682
Fecha de producción	Noviembre14,2018
Fecha de recepción	Marzo 2, 2019
Cantidad	1,2 kg

Teniendo en cuenta los aspectos técnicos y económicos más relevantes en el diseño de un tratamiento químico, es posible identificar que los tratamientos con valores cercanos al **50 %v/v en contenido de terpeno D-limoneno**³⁸. alcanzan porcentajes de disolución similares a los obtenidos con un tratamiento convencional para la disolución de asfaltenos y, además, presentan buena factibilidad económica.

³⁷ Ibíd.

³⁸ Ibíd

La **formulación base agua** para el tratamiento es la que más se ajusta con los intereses del caso de estudio, gracias a sus ventajas mencionadas anteriormente, ya que permite aprovechar el bajo impacto ambiental que comúnmente se genera con respecto a una formulación base aceite, además de los altos costos asociados a la base orgánica (por lo general Diesel, xileno) de un tratamiento convencional.

El terpeno D-limoneno es insoluble en la fase acuosa y por tal motivo, es necesario emplear un surfactante aniónico que disminuya la tensión interfacial del terpeno y pueda ser emulsionado en el agua. Para determinar la formulación del tratamiento, se plantea evaluar con diferentes cantidades de surfactantes con el fin de seleccionar la emulsión más estable con la menor cantidad de surfactante.

2.1 CARACTERIZACIÓN FISICOQUÍMICA

Propiedades Físico-químicas del Terpeno

Es necesario conocer algunas de las propiedades fisicoquímicas del producto con el que se va a realizar el estudio con el objetivo de tener presente ciertas precauciones de uso y almacenamiento. En la tabla 6 se muestran algunas de las propiedades del terpeno a utilizar en esta investigación. (ver Tabla 5.)

Tabla 5. Propiedades Fisico-quimicas del producto.

Apariencia, color y olor	Líquido, incoloro a amarillo claro y conforme a la estándar, característico a cítrico
Peso molecular	136.23 g/mol
Punto de inflamación	45-51 °C
Punto de ebullición	175.5-178 °C
Índice de refracción (20°C)	1.4690-1.4750
Presión de vapor	1.4 mm Hg a 20°C

Gravedad específica (°25°C)	0.8380-0.8430
Solubilidad	Parcialmente soluble en agua

2.2 ESTABILIDAD DE LA EMULSIÓN

Se estudió el comportamiento de la estabilidad de la emulsión del tratamiento con diferentes surfactantes y diferentes concentraciones con el fin de seleccionar el surfactante y la proporción con mejores resultados. Esta prueba se realizó con los surfactantes disponibles en el laboratorio que fueron utilizados en pruebas anteriores.

Las proporciones del tratamiento seleccionadas se definieron según la revisión bibliográfica realizada previamente en la cual, en el 2016, Traslaviña empleo. Inicialmente, se evaluó la estabilidad de la emulsión del tratamiento de terpeno en base agua con 3 concentraciones diferentes en volumen de cada surfactante (0.08 %v/v, 0.17 %v/v y 0.50 %v/v) con el fin de seleccionar la cantidad óptima y con mejor estabilidad. (ver Tabla 6.)

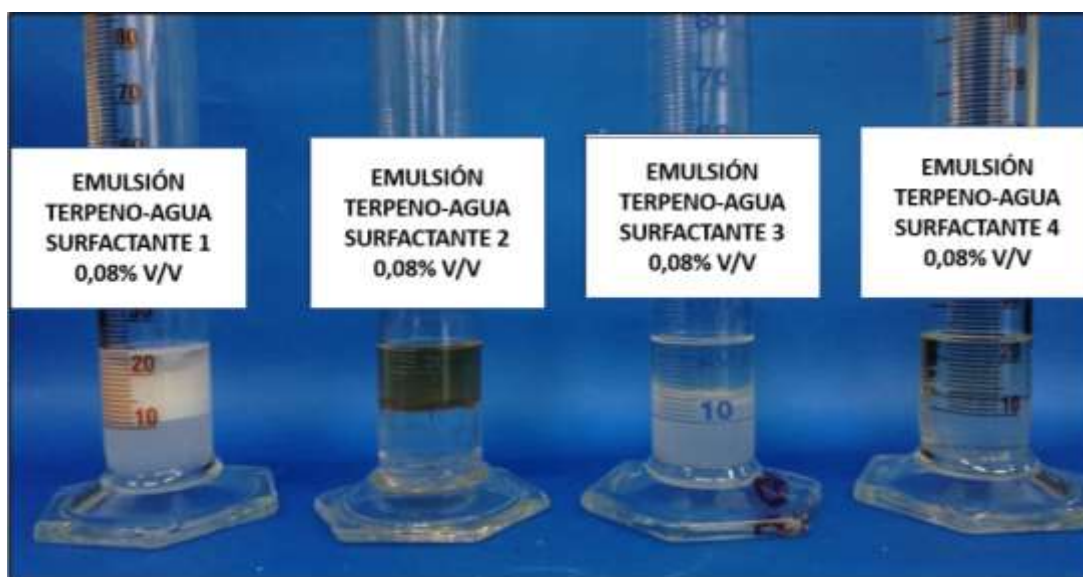
Tabla 6. Tratamientos realizados previamente en la literatura

PROPORCIÓN DE SURFACTANTE	PRODUCTO	CANTIDAD (%V/V)
BAJA	Agua	49.96
	Terpeno	49.96
	Surfactante	0.08
MEDIA	Agua	49.915
	Terpeno	49.915
	Surfactante	0.17
ALTA	Agua	49.75
	Terpeno	49.75
	Surfactante	0.5

Fuente: Tomado de TRASLAVIÑA G. M. "Evaluación de la utilización de terpeno para remediar el daño por depositación de asfaltenos de un crudo colombiano" UIS, 2016

Para la realización de la prueba con proporción de surfactante baja, en cada probeta se agregaron 12ml de terpeno, 12ml de agua destilada y posteriormente se agregó la cantidad respectiva de surfactante (0,08 %v/v). Se agitó manualmente durante un (1) minuto y se evaluó la estabilidad de la emulsión hasta evidenciar rompimiento. (ver Figura 13.)

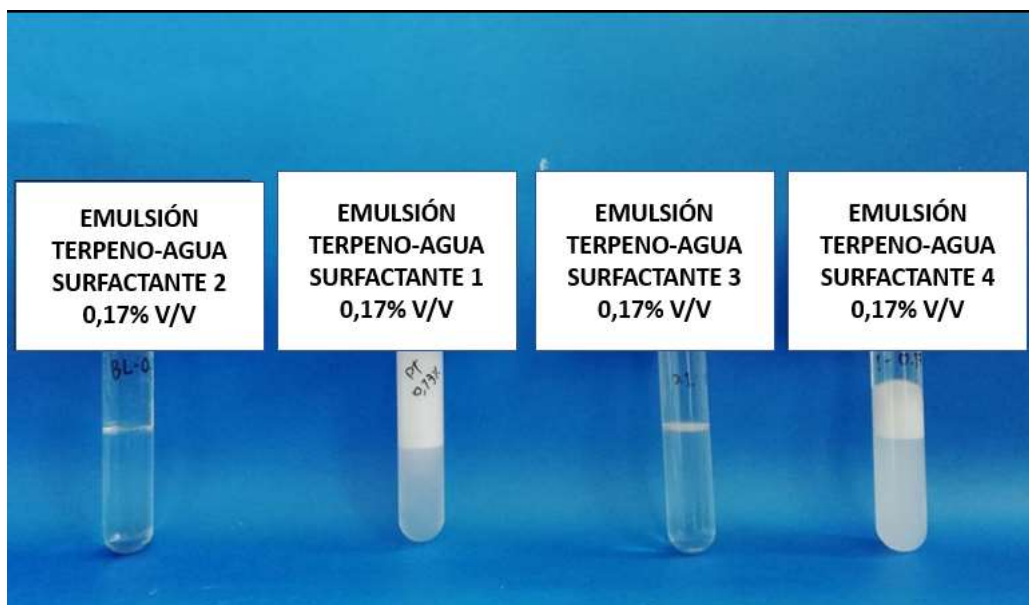
Figura 13. Estabilidad de la emulsión a baja concentración de surfactante.



Generalmente, las 4 emulsiones evidenciaron un rompimiento de fases casi instantáneo. Debido a esto, podríamos concluir que la concentración baja de los 4 surfactantes no es la ideal para las emulsiones.

En la prueba con proporción de surfactante media, en cada tubo de ensayo se agregaron 6ml de terpeno, 6ml de agua destilada y posteriormente se agregó la cantidad respectiva de surfactante (0,17 %v/v). Se agitó manualmente durante un (1) minuto y se evaluó la estabilidad de la emulsión hasta evidenciar rompimiento. (ver Figura 14.)

Figura 14. Estabilidad de la emulsión a concentración media de surfactante.



Para esta concentración, los surfactantes **SURFACTANTE 4** y **SURFACTANTE1** mostraron una emulsificación parcial del 20 y 35%, respectivamente, mientras que los surfactantes **SURFACTANTE 3** y **SURFACTANTE2** presentan des emulsificación total.

Para la prueba con proporción de surfactante alta, en cada tubo de ensayo se agregaron 3ml de terpeno, 3ml de agua destilada y posteriormente se agregó la cantidad respectiva de surfactante (0,5 %v/v). Se agitó manualmente durante un (1) minuto y se evaluó la estabilidad de la emulsión hasta evidenciar rompimiento. (ver Figura 15.)

Figura 15. Estabilidad de la emulsión a concentración alta de surfactante.

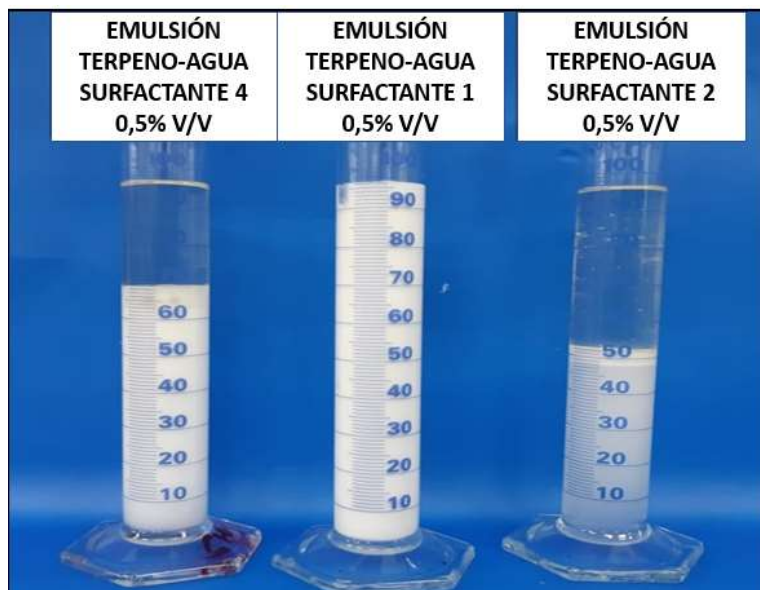


Los surfactantes **SURFACTANTE 1** y **SURFACTANTE 4** presentan buenas emulsiones, sin embargo, se observa des emulsificación parcial 25 y 35 %, lo cual podría representar una inestabilidad en la emulsión. Teniendo en cuenta los resultados de la prueba, es necesario modificar algún parámetro para asegurar que la emulsión sea estable durante el tiempo de remojo.

Se realizó una prueba de repetibilidad con los 3 surfactantes que arrojaron mejores resultados en las concentraciones más altas y se cambió la variable de agitación manual por agitación con Agitador mecánico a 14.000 rpm durante un 1 minuto con el fin de mejorar la representatividad.

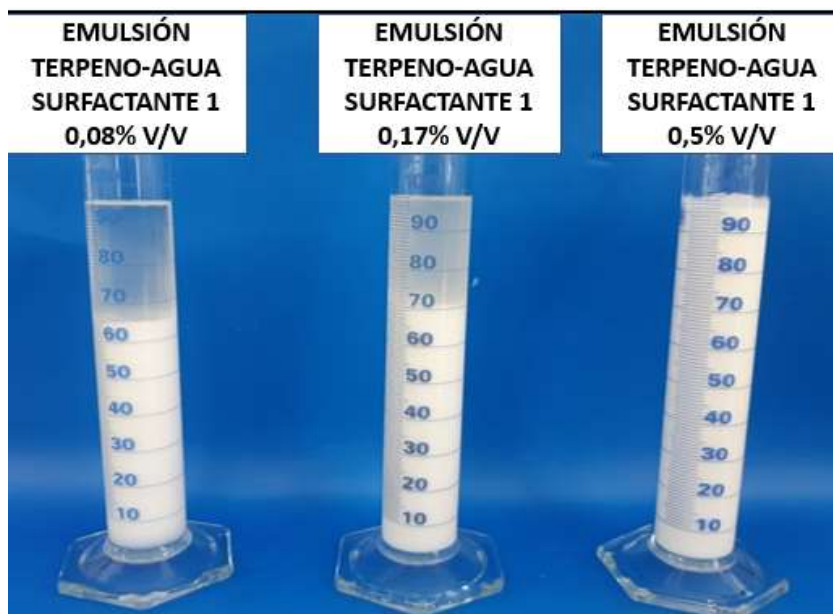
Se realizó seguimiento a la estabilidad a un tiempo de 1, 4, 8, 12 y 24 horas. Posteriormente, se eligió el surfactante con mejor estabilidad y se realizó la repetibilidad a las 3 proporciones con el fin de optimizar la cantidad de surfactante a utilizar en la emulsión, los resultados se pueden observar en la Figura.16

Figura 16. Evaluación de los 3 mejores surfactantes a altas concentraciones.



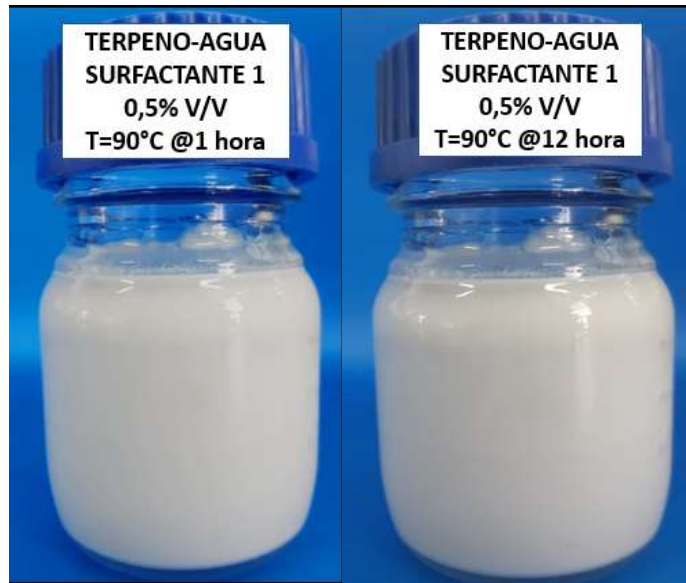
Cuando se evaluó la estabilidad de tres de los cuatro surfactantes a una concentración de 0.5% v/v, se dedujo que el **SURFACTANTE 4** tuvo una desemulsificación parcial a los 30 minutos, en cuanto al **SURFACTANTE 2** tuvo una desemulsificación más rápida la cual se dio en 15 minutos, con esta prueba se concluyó que el surfactante que mantuvo la estabilidad las 24 horas fue el **SURFACTANTE 1**, con el cual se preparó el tratamiento. (ver Figura 17.)

Figura 17. Evaluación del SURFACTANTE 1 el cual fue en mejoren las 3 concentraciones.



Ya seleccionado el surfactante a utilizar, se realizó una prueba de estabilidad de emulsión a alta temperatura (90°C) donde se prepararon 100 ml de tratamiento en la proporción elegida, se aplicó agitación mecánica a 14.000 rpm durante 1 minuto y se almacenó en un frasco Schott. Se realizó seguimiento cada hora de la estabilidad a temperatura de prueba durante 12 horas, sin embargo, la emulsión no presenta ninguna señal de rompimiento o inestabilidad. (ver Figura 18.)

Figura 18. Evaluación del SURFACTANTE 1 a 90°C @t=1h y t=12h



2.3 INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO (COREFLOODING)

Para evaluar la efectividad del tratamiento, se trabajó en el equipo de desplazamiento VINCI RPS 700 para inyectar una serie de fluidos a través de una muestra de roca representativa a unas condiciones de presión y temperatura establecidas, con el fin de simular la producción de los fluidos, la inducción del daño y la inyección del tratamiento bajo un escenario dinámico similar al que ocurre en la zona de interés. Para evaluar dicha efectividad se observaron los cambios de permeabilidad en el sistema teniendo en cuenta los diferenciales de presión en cada etapa. El equipo se encuentra en el Laboratorio de Análisis Petrofísico y Daño a la Formación del Parque Tecnológico Guatiguara. Se preparan los equipos para determinar las propiedades de permeabilidad y porosidad respectivamente, luego se caracterizará el agua de formación midiéndole propiedades tales como: Ph, TDS, conductividad, resistividad y salinidad.

Se prepara salmuera sintética representativa con base en la composición química y salinidad del agua de formación, seguido se hará una caracterización básica del

crudo, midiendo propiedades como: BS&W y viscosidad, luego se llevará la muestra para saturarla de salmuera sintética y para finalizar se establecerá el protocolo de desplazamiento.

2.3.1 Recepción de muestras. Se trabajo en el laboratorio de Análisis Petrofísicos, muestra de agua de inyección B1 (ver tabla.7 y Figura .19) proveniente de uno de los pozos inyectoros en los cuales se estaba estudiando la perdida de inyectividad. Adicionalmente, el 26 de diciembre de 2018 se recibió una muestra de crudo A1, proveniente del mismo campo. los volúmenes y fechas de la recepción de pueden ver en la Table .7 y en la Figura. 19. De acuerdo con información del campo, uno de los daños de formación de mayor impacto es la depositacion de asfaltenos .

El plug con que se trabajó es una muestra representativa del mismo campo.

Tabla 7. Recepción de muestras.

MUESTRA	VOLUMEN	FECHA
Crudo A1	20 L	2018/12/26
Agua de Inyección B1	30 L	2019/03/01

Figura 19. Recepción de muestras.

CRUDO A1



AGUA DE INYECCIÓN



2.3.2 Procedimiento de análisis: propiedades petrofísicas

PERMEABILIDAD ABSOLUTA AL GAS

La permeabilidad absoluta al gas se determinó en un permeámetro de estado estable marca *CorePet*. El equipo se puede observar en la Figura 20. La unidad de medida de la variable analizada (permeabilidad), está expresada mili Darcy (mD). ***Esta prueba está acreditada por el ORGANISMO NACIONAL DE ACREDITACIÓN ONAC y se desarrolla bajo los lineamientos de la norma API-RP 40:1998,***

Figura 20. Permeámetro gas de estado estable



La porosidad efectiva, se determinó en un Porosímetro de Helio marca Core-Pet, el cual utiliza el método de Boyle. El equipo se puede observar en la Figura 21. ***Esta prueba se encuentra acreditada por el Organismo Nacional de Acreditación – ONAC, bajo los lineamientos de la norma API RP 40:1990.***

Figura 21. Porosímetro "Core-Pet".



Para el desplazamiento se utilizó el plug D12 de la prueba de Asfaltenos + Inyectividad + inyección de tratamiento a base de terpeno. El plug fue limpiado

mediante extracción-Destilación Soxhlet y secado en un horno convencional. Posteriormente, se le determinó las propiedades petrofísicas (Ver Tabla.).

Tabla 8. Propiedades petrofísicas del plug.

Característica	Valor
ID Plug	D12
Profundidad (ft)	12324.71
Diámetro (cm)	3.74
Longitud (cm)	5.08
Permeabilidad al aire (mD)	565
Porosidad (%)	15.2

Después de determinar las propiedades petrofísicas, se procedió a saturar un plug D12 con la salmuera sintética B1. El proceso de saturación se llevó a cabo realizando vacío al plug y a la salmuera durante 8 horas

2.3.3 Caracterización de agua de formación C1. Se realizó la medición de las propiedades eléctricas del agua de inyección C1, con el equipo HACH recibida el primero (1) de marzo del 2019, los resultados se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9. Propiedades físico-químicas del agua de inyección, medición realizada con equipo HACH

Propiedad	Valor	Unidad	T(°C)
Conductividad	14.17	mS/cm	23.0
Resistividad	71.00	$\Omega * cm$	23.0
TDS	7.880	g/L	23.0
Salinidad	0.822	%	23.0
pH	7.578	--	23.0

TDS: Solidos Totales Disueltos

2.3.4 Salmuera sintética de producción

Composición salmuera sintética de producción

Para la realización de las pruebas de *coreflooding*, se trabajó con una salmuera sintética del pozo C1 (Ver Tabla 10.).

Tabla 10. Composición equivalente - salmuera sintética C1.

Sales	Concentración (g/L)
NaCl	15,36
KCl	0,24
CaCl ₂	3,92
MgCl ₂	0,19
BaCl ₂	0,004
SrCl ₂	0,21

Propiedades de la Salmuera Sintética B1

Las propiedades eléctricas de la salmuera sintética se presentan en la Tabla 11. Con base en la salinidad de la salmuera y las condiciones de desplazamiento (Presión de poro y Temperatura), se determinó la viscosidad (John McMulán) dando como resultado 0,277 cP, esta viscosidad se tomó como base, tanto para la salmuera sintética B1, como para el agua de Inyección C1.

Tabla 11. Propiedades de la salmuera sintética B1

Propiedad	Valor	Unidad	T(°C)
Conductividad	28,70	mS/cm	22,2
Resistividad	34,60	$\Omega * cm$	22,2
TDS	17,21	g/L	22,2
Salinidad	1,745	%	22,2

2.3.5 Caracterización básica del crudo A1. A continuación, se presentan los resultados de las propiedades físicas del crudo, estos resultados se reportaron en el informe Final del mes de febrero del presente año.

En el desarrollo de la prueba de desplazamiento se utilizó crudo del pozo A1, al cual se le midió gravedad API y BSW. (Ver Tabla 12. y Figura 22.)

Tabla 12. Gravedad API y Viscosidad crudo A1

Propiedad	Valor	Unidad
Gravedad API	35.9	° API
BSW	0.20	%

Figura 22. Resultados prueba de %BSW.



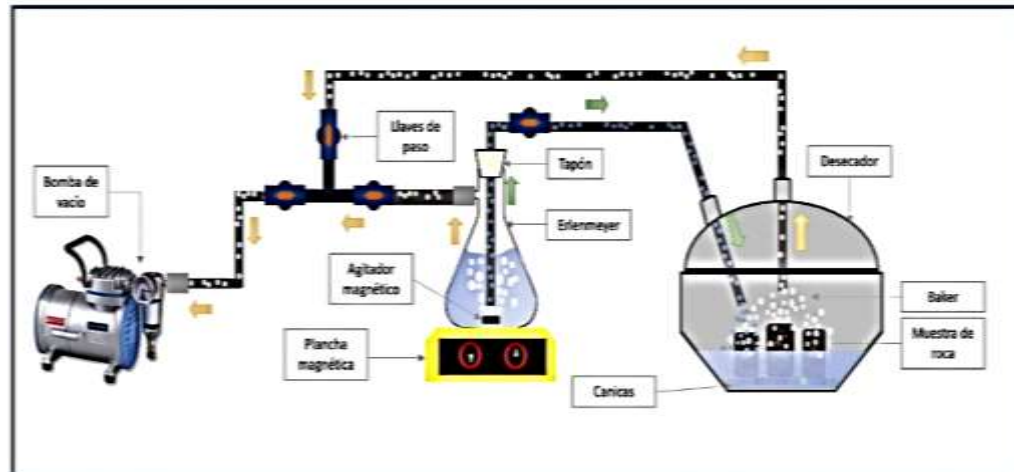
Se realizó curva de viscosidad del crudo a presión atmosférica la cual se muestra en la Tabla 13. La viscosidad se extrapoló a 104.5 °C (220°F) utilizando ecuación de Andrade, el resultado fue de 1.871cP y se utilizó para el cálculo de la permeabilidad efectiva al crudo.

Tabla 13. Viscosidad del crudo A1.

Temperatura (°C)	Viscosidad (cp)
70	2.06
80	1.99
90	1.94

2.3.6 Saturación de la muestra. Cuando se va a realizar la saturación de la muestra, en primera instancia, con ayuda de un agitador magnético, una plancha de agitación y una bomba de vacío se desairea la salmuera sintética con el fin de remover las burbujas que pueda haber en ella. También se realiza el vacío en la muestra de roca con el fin de abrir los poros de esta, para que pueda absorber la salmuera con la cual se saturará gota a gota. Para esto, se ubica la muestra de roca en un recipiente y dentro de él, debe haber un disco de porcelana como base de la muestra, en este caso, serán las canicas. Este proceso se realiza por espacio de 1 hora. Posteriormente se inicia la saturación gota a gota hasta que el fluido cubra la cara superior de muestra de roca por encima aproximadamente 2 cm. Los ciclos de vacío se realizan por dos días con el fin de asegurar la saturación total y terminado el proceso se pesa la muestra de roca. A partir del peso de la muestra seca y saturada se calcula el volumen poroso y luego éste, es comparado con el volumen poroso por Boyle. Si el valor que se acaba de calcular es menor a un 98% del volumen poroso por Boyle, se debe limpiar la muestra y repetir el proceso puesto que la saturación es rechazada. El sistema mediante el cual se realiza la saturación se puede ver en la Figura 23.

Figura 23. Sistemas de saturación de muestra mediante vacío



2.3.7 Definición del protocolo de desplazamiento. La prueba de *coreflooding*, se llevó a cabo en un equipo de desplazamiento automatizado, de marca **Vinci Technologies de Referencia** RPS700, el cual cuenta con un sistema de 10 Bombas, un separador bifásico y un gasómetro. El equipo se puede observar en la Figura 24.

Figura 24. Equipo de desplazamiento RPS700.



PROTOCOLO ASFALTENOS + INYECTIVIDAD

CONDICIONES OPERACIONALES	Presión de confinamiento: 2000 psi. Contrapresión: 500 psi. Temperatura: 220 °F.
----------------------------------	---

Etapas 1. Construcción de curvas base

Tabla 14. Etapa 1. Construcción de curvas base

Pasos	Descripción	Justificación.
1	Tendencia incrustante de la salmuera sintética	Colocar en el horno durante 24 horas por lo menos 100 cc de agua de producción. Observar cambios físicos, si se presentan precipitados trabajar con salmuera sintética. La salmuera sintética reproduce los siguientes cationes: Na, K, Ca, Mg, Ba y Sr. Los aniones se asimilarán a cloruros.
2	Preparación del crudo	Medir BSW del crudo A1. Deshidratar
3	Preparación del plug	Saturar con agua de formación, el plug D-1 (Prof. 12324.71') con permeabilidad de 584.3 Md.
4	Inyección de agua de formación	Medición de permeabilidad absoluta al agua. Desplazar salmuera de producción (sintética o de formación) con un caudal de 0.5, 0.75 cc/min. El criterio de estabilidad son 10 VP sin que el diferencial de presión varíe en más del 5%. Sentido inyección
5	Inyección de crudo	Desplazar crudo hasta Swirr. Medición de permeabilidad efectiva al aceite. El criterio de estabilidad son 10 VP sin que el diferencial de presión varíe en más del 5%. Sentido inyección.
6	Inyección de agua de formación	medida de la permeabilidad efectiva al agua a Sor.

Etapa 2. Generación de daño por depósitos orgánicos

Tabla 15. Etapa 2. Generación de daño por depósitos orgánicos

Pasos	Descripción	Justificación.
7	Inyección de crudo	Desplazar crudo hasta Swirr. Medición de permeabilidad efectiva al aceite. El criterio de estabilidad son 10 VP sin que el diferencial de presión varíe en más del 5%. Sentido inyección
8	Precipitación y depositación de asfaltenos.	Inyección en paralelo de crudo y n-heptano hasta disminución en permeabilidad del 20-30%.
9	Remojo 48 Horas	
10	Inyección de agua de formación	medida de la permeabilidad efectiva al agua a Sor.
11	Inyección de crudo	Desplazar crudo hasta Swirr. Medición de permeabilidad efectiva al aceite. El criterio de estabilidad son 10 VP sin que el diferencial de presión varíe en más del 5%. Sentido inyección.
12	Inyección de agua de formación	medida de la permeabilidad efectiva al agua a Sor.

Etapa 3. Prueba de inyektividad

Tabla 16. Etapa 3. Prueba de inyektividad

Pasos	Descripción	Justificación.
13	Inyektividad 1	Desplazar salmuera de producción (sintética o de formación). Utilizar membranas de 0.45 micrones on line. El criterio de estabilidad son 10 VP sin que el diferencial de presión varíe en más del 5%. Sentido inyección.
14	Inyektividad 2	Desplazar salmuera de inyección de pozo con el mismo caudal y utilizando la misma membrana. El criterio de estabilidad son 20 VP sin que el diferencial de presión

Pasos	Descripción	Justificación.
		varíe en más del 5%. Sentido inyección. Si hay disminución en la permeabilidad, se podría inferir que hay sensibilidad a las arcillas.
15	Inyectividad 3	Cambiar membranas de filtración, en orden ascendente de tamaño, al mismo caudal del punto anterior, midiendo en cada caso la permeabilidad absoluta. Si la permeabilidad tiende a disminuir desplazar hasta 20 VP con cada membrana. Utilizar el free pistón invertido. Sentido inyección
16	Inyectividad 4	Desplazar agua de inyección sin membrana de filtración. Utilizar el mismo caudal. Si la permeabilidad tiende a disminuir desplazar hasta 50 VP. Sentido inyección

Etapas 4. Inyección de tratamiento

Tabla 17. Etapa 4. Inyección de tratamiento

Pasos	Descripción	Justificación.
17	Inyección de Tratamiento (49.75% agua destilada, 49.75% terpeno, 0.5% surfactante)	Desplazar tratamiento a tasa 0.75 cc/min si el diferencial aumenta, disminuir las tasas gradualmente. Medición del diferencial de presión hasta que su comportamiento sea estable. Sentido inyección
18	Remojo 48 horas	
19	Inyección de agua de formación Post-tratamiento	Medición de permeabilidad absoluta al agua Post-tratamiento. Desplazar salmuera de producción (sintética o de formación) con un caudal de 0.5, 0.75 cc/min. El criterio de estabilidad son 10 VP sin que el diferencial de presión varíe en más del 5%. Sentido inyección
20	Inyección de crudo Post-tratamiento	Desplazar crudo hasta Swirr. Medición de permeabilidad efectiva al aceite Post-tratamiento. El criterio de estabilidad son 10 VP sin que el diferencial de presión varíe en más del 5%. Sentido inyección.

Pasos	Descripción	Justificación.
21	Inyección de solvente mutual.	Desplazar 4 volúmenes porosos de solvente mutual a tasa de 0.75 cc/min
22	Remojo 3 horas	
23	Inyección de tratamiento 100% terpeno.	Desplazar tratamiento a diferentes caudales 0.75 cc/min, 0.5 cc/min, 0.25 cc/min y 0.1 cc/min. Medición del diferencial de presión hasta que su comportamiento sea estable. El criterio de estabilidad son 10 VP sin que el diferencial de presión varíe en más del 5%. Sentido inyección
24	Inyección de agua de formación postratamiento	Medición de permeabilidad absoluta al agua Post-tratamiento. Desplazar salmuera de producción (sintética o de formación) con un caudal de 0.5, 0.75 cc/min. El criterio de estabilidad son 10 VP sin que el diferencial de presión varíe en más del 5%. Sentido inyección
25	Inyección de crudo postratamiento	Desplazar crudo hasta Swirr. Medición de permeabilidad efectiva al aceite Post-tratamiento. El criterio de estabilidad son 10 VP sin que el diferencial de presión varíe en más del 5%. Sentido inyección.

3. RESULTADOS DESPLAZAMIENTO (COREFLOODING).

La prueba se inició desplazando salmuera sintética B1 para determinar permeabilidad absoluta a tasa de 1 cc/min, la cual fue de 343.6 mD; luego se desplazó crudo A1 a un caudal de 0.5 cc/min, dando una permeabilidad efectiva al crudo de 144.9 mD; después se desplazó salmuera sintética del pozo B1 a caudal de 0.75 cc/min, dando una permeabilidad efectiva a la salmuera de 38.82 mD; Antes de la inducción del daño, se desplazó crudo para determinar permeabilidad efectiva al crudo de referencia, la cual fue de 136.2 mD. (ver Tabla 18.)

Tabla 18. Permeabilidades efectivas al agua y aceite

Fluido	Viscosidad	Tasa	dP	Permeabilidad
UNIDADES	(cP)	(ml/min)	(psi)	(mD)
Agua PROD SINTETICA	0,277	1,000	0,091	343,8581
Keo Crudo	1,871	0,5	0,731	144,8923
Agua PROD SINTETICA	0,277	0,75	0,606	38,8231
Keo Crudo	1,877	0,75	1,170	136,2448

Para la inducción del daño, se desplazaron n-heptano y crudo en una proporción de 10:1, la inyección se realizó en paralelo. La tasa de flujo fue de 0.5 cc/min para el n-heptano y 0.05 cc/min para el crudo. Se inyectaron aproximadamente 13 volúmenes porosos de n-heptano y crudo. El tiempo de remojo fue de 48 horas.

Después de la inducción del daño, se determinó permeabilidad efectiva a la salmuera, la cual fue de 29.4 mD; luego se desplazó crudo para determinar la permeabilidad efectiva dando como resultado 104.1 mD, este valor corresponde a un daño en la permeabilidad efectiva al crudo del 49.46 % con respecto a la referencia (136.2 mD); la etapa de evaluación por Asfaltenos finaliza con el desplazamiento de salmuera sintética de producción, en este ciclo, la permeabilidad

efectiva a la salmuera fue de 25.98 mD, este valor corresponde a un daño en la permeabilidad efectiva a la salmuera del 23.60 % con respecto a la referencia (38.82 mD). (ver tabla 19.)

Tabla 19. Resumen por inducción de daño por asfaltenos

INDUCCIÓN DE DAÑO ASFALTENOS				
Fluido	Viscosidad	Tasa	dP	Permeabilidad
UNIDADES	(cP)	(ml/min)	(Psi)	(mD)
Agua PROD SINTETICA	0,277	0,75	0,799	29,4394
Keo postdaño crudo	1,877	0,75	1,532	104,10
Agua PROD SINTETICA	0,277	0,75	0,906	25,9761
Daño crudo (%)	23.60			
Daño salmuera (%)	49.46			

El desplazamiento continuó con la evaluación de la prueba de infectividad, en esta etapa, se desplazó agua de inyección C1 utilizando filtro de 0.45, 1.2, 3, 5, 8 y 11 micras. Durante los cambios de membrana se evidencia una leve disminución en la permeabilidad al agua de inyección, también se observa una recuperación adicional de crudo (2.2 ml), disminuyendo la saturación residual de aceite de 56.9 % a 31.1%. Finalmente, se desplazan 56 VP de agua de inyección sin utilizar filtro, (ver tabla 20.)

Tabla 20. Resumen de prueba de inyektividad

PRUEBA DE INYECTIVIDAD				
Fluido	Viscosidad	Tasa	dP	Permeabilidad
	(cP)	(ml/min)	(Psi)	(mD)
Agua INY 0.45 Micras	0,277	0,750	1,178	19,97
Agua INY 1.2 Micras	0,277	0,750	1,206	19,52
Agua INY 3.0 Micras	0,277	0,750	1,240	18,97
Agua INY 5.0 Micras	0,277	0,750	1,238	19,01
Agua INY 8.0 Micras	0,277	0,750	1,295	18,16
Agua INY 11.0 Micras	0,277	0,750	1,295	18,17
Agua INY sin filtro	0,277	0,750	1,509	15,59
Keo Crudo postinyectividad	1,871	0,75	1,54	103,1911

La permeabilidad efectiva a la salmuera disminuyó de 25.98 mD a 15.62 mD, lo que corresponde a un daño del 39.87 %. De lo cual se dedujo que la declinación en la inyectividad se podría dar por la presencia de sólidos en suspensión y por la posible presencia de grasas en el agua de inyección.

Para finalizar el desplazamiento se determinó inyectar el tratamiento con la siguiente composición porcentual, de acuerdo a las pruebas de estabilidad de emulsión discutidas en la sección 2.2 (49.75 % terpeno, 49.75% agua destilada y 0.5% de surfactante), a una tasa de 0.75 cc/min se fueron variando las tasas de inyección de la siguiente forma 0.5 cc/min, 0.35 cc/min, y finalizando en 0.1 cc/min se decide parar la inyección del tratamiento debido a que el diferencial de presión presentaba un aumento descontrolado el cual estabilizó aproximadamente en 33 psi después de inyectar 66 ml de producto y se deja en remojo 12 horas.

Luego se desplazó un ciclo de crudo a una tasa de 0.75 cc/min para determinar la permeabilidad efectiva pos tratamiento como resultado fue 7.66 mD se concluyó que la que la disminución de la permeabilidad efectiva al aceite se debió a que la emulsión al entrar a condiciones de presión y temperatura de yacimiento se desestabilizó generando un daño a la formación, además el agua fresca con la cual se realizó el tratamiento ocasionó un hinchamiento en las arcillas, el cual fue otro causante de la disminución de la permeabilidad efectiva al aceite. Se toma la decisión de inyectar un solvente mutal para analizar el comportamiento de la emulsión que está presente en el medio poroso, se inicia la inyección del preflujo, se inyectan 3 volúmenes porosos a una tasa de 0.75 cc/min y se deja en remojo la muestra durante 3 horas.

Se inicia la inyección del tratamiento 100% terpeno a una tasa de 0.75 cc/min, se desplazan aproximadamente 10 volúmenes porosos, se detiene la inyección y se deja en remojo 12 horas.

Para culminar la prueba se desplaza un ciclo de crudo a tasa de 0.75 cc/min para determinar la permeabilidad efectiva al crudo postratamiento 2, la cual dio 18.26 mD, también se realiza un ciclo de agua a tasa de 0.75 cc/min, se inyectan 10 volúmenes porosos estabilizados se determinó la permeabilidad efectiva al agua postratamiento 2 la cual nos arrojó un resultado de 7.97 Md (ver tabla 21.)

Tabla 21. Resumen de permeabilidades efectivas postratamiento

INYECCION DE TRATAMIENTO (49.75%AGUA, 49.75%TERPENOS Y 0.5%)				
Keo Crudo postrat	1,871	0,75	20,74	7,6622
INYECCION DE SOLVENTE MUTUAL				
INYECCION DE D-LIMONENO 100%				
Keo Crudo postrat	1,871	0,75	8,70	18,2660
Kew postrat	0,277	0,750	2,95	7,9753

Se realizó un resumen total del comportamiento de las permeabilidades efectivas al aceite después de cada etapa del desplazamiento. Se puede evidenciar como la permeabilidad efectiva al aceite fue variado a medida que el desplazamiento fue transcurriendo etapa por etapa. (ver Tabla 22.)

Tabla 22. Resumen de permeabilidades efectivas al aceite de todo el proyecto

RESUMEN DE PERMEABILIDAD EFECTIVA AL ACEITE				
Fluido	Viscosidad	Tasa	dP	Permeabilidad
	(cP)	(ml/min)	(Psi)	(mD)
Keo Crudo	1,877	0,75	1,170	136,2448
Keo postdaño crudo	1,877	0,75	1,532	104,10
Keo Crudo postinyectividad	1,871	0,75	1,54	103,1911
Keo Crudo postrat	1,871	0,75	20,74	7,6622
Keo Crudo post-solvente mutual	1,871	0,75	8,70	18,2660

Los resultados del desplazamiento se resumen en tres graficas las cuales demuestra el comportamiento de las permeabilidades efectivas tanto al aceite como al agua después de cada etapa. En la Figura 25. Se observó el comportamiento de la permeabilidad efectiva al aceite y la permeabilidad efectiva al agua antes y después de inducir el daño con el n- heptano, en esta grafica se puede evidenciar como se produjo el daño y por ende las permeabilidades efectivas tanto al agua como al aceite disminuyeron.

En la Figura 26. Se puede notar que el daño a la formación por los sólidos disueltos en el agua de formación después de pasar por ciertos tamaños de filtros es tan pequeño que es despreciable, pero cuando se hace la inyectividad sin filtro alguno, si se nota un daño a la formación más significativo el cual disminuye la permeabilidad efectiva al agua.

Cuando se decide iniciar la inyección del tratamiento (49.75% terpeno, 49.75% agua fresca, 0.5% surfactante), el comportamiento de la permeabilidad efectiva al crudo de esta etapa se puede observar en la Figura 27. Se puede sacar conclusiones de cómo se comportó la permeabilidad efectiva tanto al agua como al crudo después de inyectar el tratamiento.

Figura 25. Permeabilidad efectiva al agua y aceite antes y después de inducir el daño.

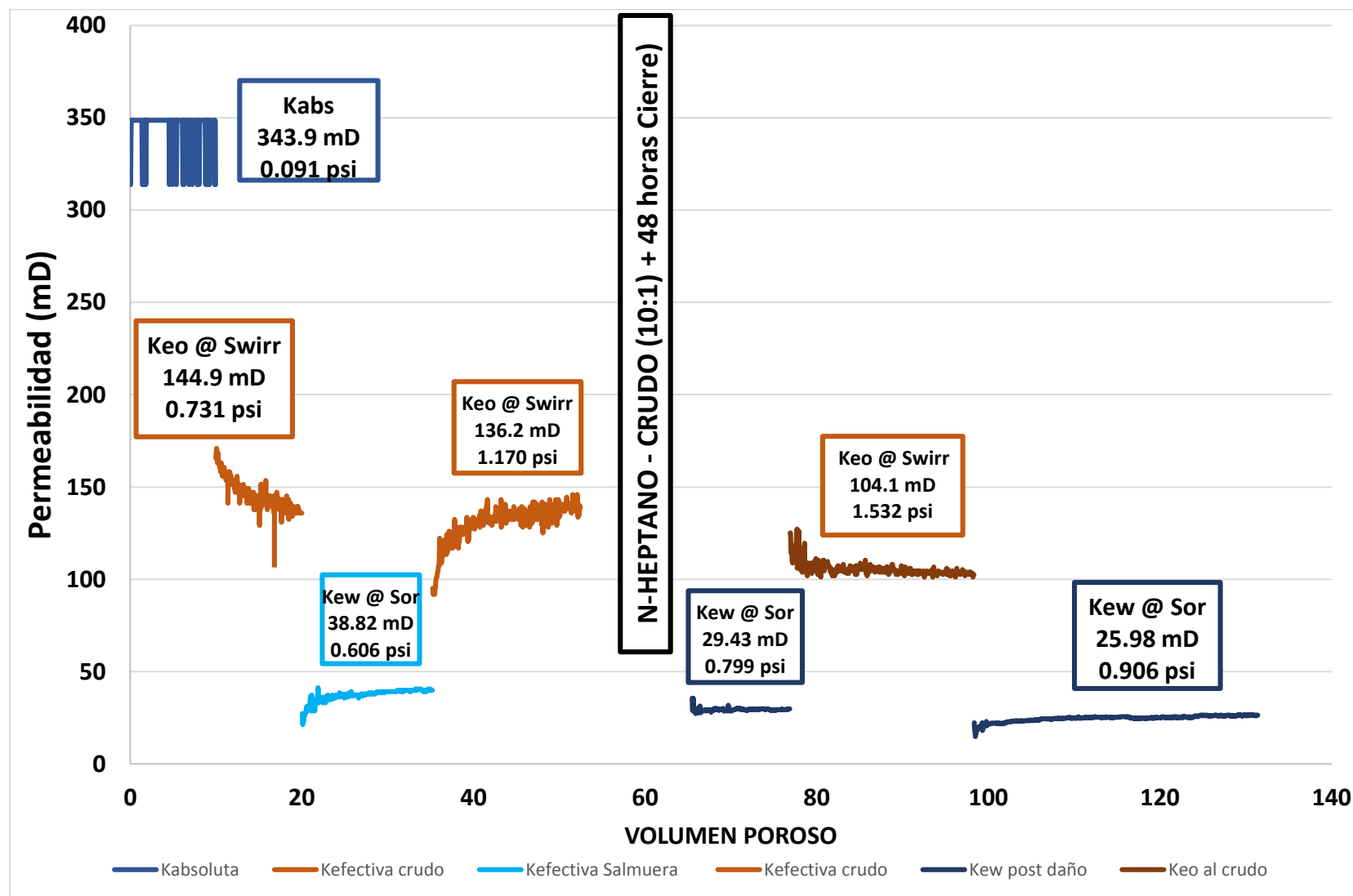


Figura 26 Resultados de la prueba de injectividad.

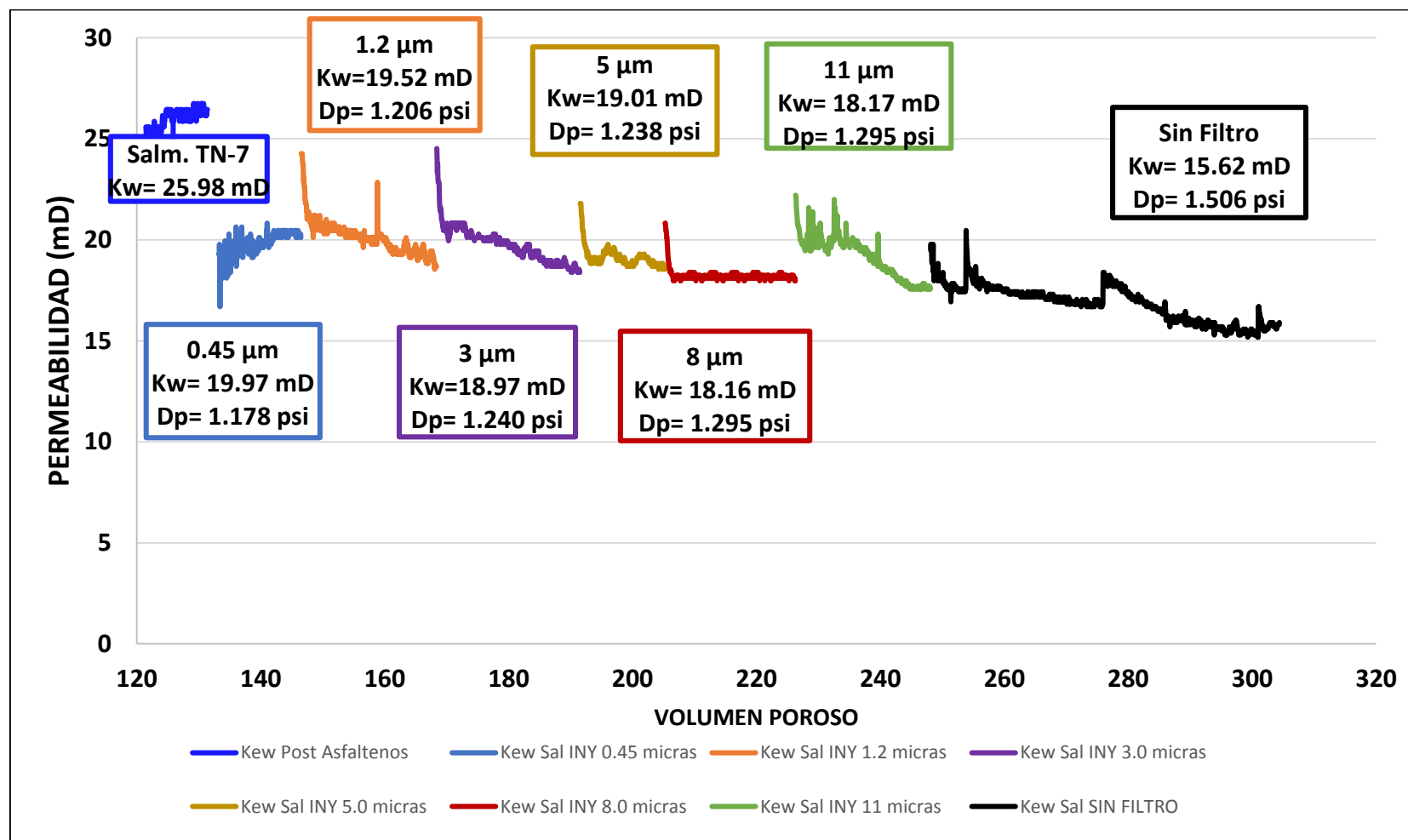
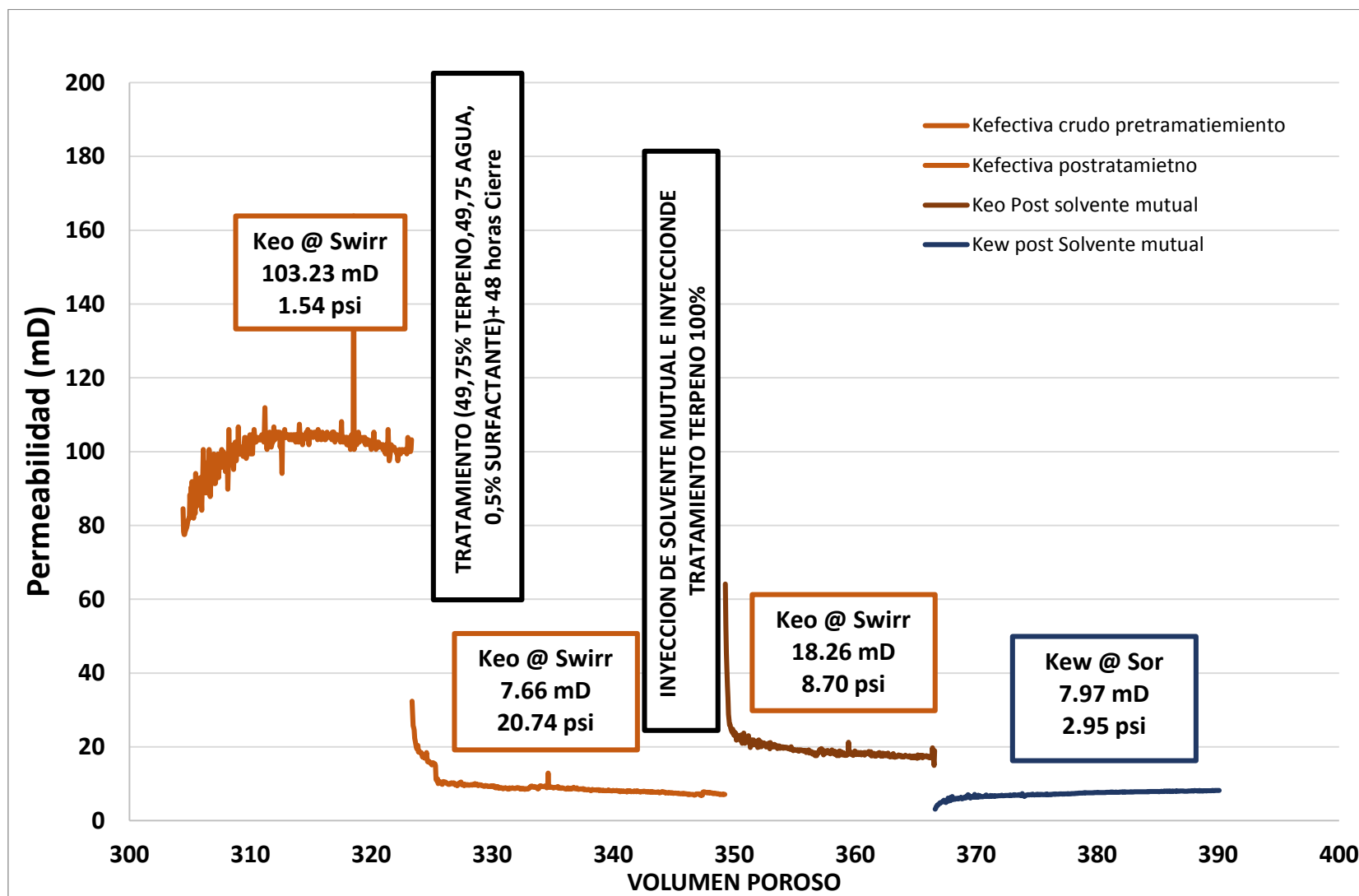


Figura 27. Resultados obtenidos de las permeabilidades efectivas al aceite después de la inyección

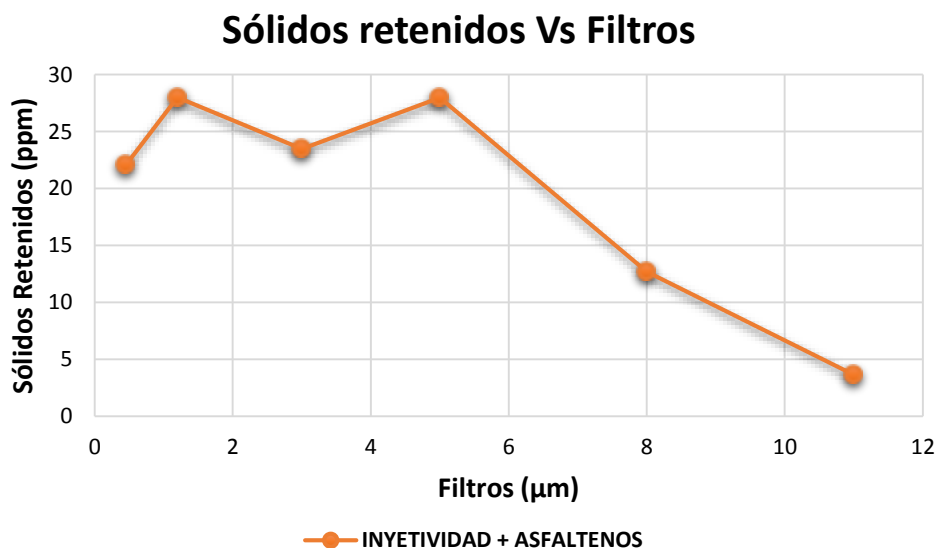


En la prueba de inyectividad se determinó la masa retenida por cada uno de los filtros (0.45, 1.2, 3.0, 5.0, 8.0 y 11 μm) durante el desplazamiento de agua de inyección. En la Tabla 23, y Figura 28, se presentan los resultados de la masa retenida, ahí se observó la concentración presente de grasas y sólidos en suspensión.

Tabla 23. Masa retenida por filtros – desplazamiento.

DESPLAZAMIENTO: INYECTIVIDAD + ASFALTENOS					
Membrana	peso inicial	peso filtros	Sólidos Retenidos	Agua inyectada	Sólidos Retenidos
(μm)	g	g	g	L	mg/L
0.45	0.0581	0.0613	0.0032	0.15	22.1
1.2	0.0427	0.0483	0.0056	0.20	28.0
3	0.0406	0.046	0.0054	0.23	23.5
5	0.0404	0.047	0.0066	0.24	28.0
8	0.0416	0.044	0.0024	0.19	12.7
11	0.0446	0.0454	0.0008	0.22	3.6

Figura 28. Retención de sólidos - Inyectividad



También se realizó un monitoreo de las propiedades eléctricas de los efluentes durante el desplazamiento del agua de inyección para cada Filtro (Ver Tabla 24.), en donde se observa una leve variación en las propiedades eléctricas para la membrana de 0.45 micras, posiblemente debido a la retención de una parte del material sólido suspendido de la salmuera, sin embargo, son valores cercanos al resto de los filtros y se puede considerar una variación que está en el rango de precisión del método y del equipo (5%) y por lo tanto constante para todas las membranas.

Tabla 24. Propiedades eléctricas efluentes - Inyectividad.

		Membranas (μm)						
PROPIEDADES	Unidad	0.45	1.2	3	5	8	11	Sin Filtro
Resistividad	Ωm	69.8	71.5	71.2	71.3	70.3	70.4	70.9
Salinidad	%	0.834	0.811	0.817	0.814	0.826	0.824	0.820
TDS	g/L	8.06	7.83	7.88	7.85	7.97	7.95	7.91
Conductividad	mS/cm	14.45	14.05	14.14	14.09	14.28	14.25	14.18

Se realizó una comparación económica para preparar 100 BBL entre el costo total en dólares de un tratamiento convencional que típicamente tiene estas proporciones (80% Diesel, 14,8% xileno, 5% solvente mutual y 0,2% surfactante) El cual fue trabajado por Diaz Arcia y Camacho Moreno, en 2013 en su tesis de pregrado; y un tratamiento a base de terpeno, en la Tabla 25. Y la Tabla 26. Se observa el costo en dólares de cada tratamiento, se concluye que el tratamiento a base de terpeno es más costoso que el convencional, sin embargo para tener una conclusión definitiva será importante evaluar desde el punto de vista ambiental el efecto del xileno con diésel respecto del terpeno.

Tabla 25. Costos tratamiento convencional

tratamiento convencional	proporciones	volumen total en barriles	volumen en galones	costos(pesos)	costo (USD)
diesel	0,8	80	3360	30240000	9.164
xileno	0,148	14,8	621,6	51592800	15.634
solvente mutual	0,05	5	210	12600000	3.818
surfactante	0,002	0,2	8,4	168000	51
costo total				94600800	28.667

Tabla 26. Costos tratamiento a base de terpeno

Tratamiento a base terpeno	proporciones	volumen total en barriles	volumen en galones	costos	COSTO (USD)
terpeno	0,4975	49,75	2089,5	208950000	63.318
agua	0,4975	49,75	2089,5	15777,8145	5
surfactante	0,005	0,5	21	420000	127
costos totales				209385778	63.450

4. CONCLUSIONES

- Se encontró que la presencia de sólidos en suspensión en el agua de inyecciones es una causa importante en la pérdida de la inyectividad dadas las evidencias registradas en la evaluación del daño a la formación a nivel de laboratorio.
- Debido a la presencia de sólidos en el agua de inyección se determinó un daño a la formación con una disminución de la permeabilidad efectiva a la salmuera del 39.8%; al filtrar el agua con un filtro de 11 micras se encontró que no generaba daño a la formación, el diferencial de presión vario muy poco, y por ende la permeabilidad obtuvo valores muy cercanos a los iniciales.
- Se observó que el crudo efectivamente si tiene tendencia a precipitar asfaltenos, luego de haber dejado en remojo la muestra 48 horas después de inyectar en paralelo crudo y el n-Heptano, se evidencio una caída de la permeabilidad efectiva al aceite de 136,24 mD a 104,1 mD generando un daño a la formación de 23,59%.
- Acorde a la revisión documental se encontró que, la mejor formulación para el tratamiento terpeno-agua fue 50:50 con el fin de emplear menor cantidad de terpeno debido a su alto costo y obtener porcentajes de disolución similares o mayores a los obtenidos con un tratamiento convencional.

- Los resultados del desplazamiento relevan que el tratamiento a base de terpeno diseñado para remoción de asfaltenos no obtuvo los resultados esperados porque hubo una reducción de la permeabilidad efectiva del aceite de 103,1911 mD a 7,66 mD generando un daño a la formación de 92,5%, lo cual posiblemente se deba: a que se generó un daño de formación adicional por la estabilización de micro emulsión en el medio poroso, y no fue posible evidenciar la disolución de los asfaltenos, sin embargo después de la generación de este daño se inyectó solvente mutual logrando recuperar la permeabilidad efectiva al aceite hasta un valor de 18,6 mD.

5. RECOMENDACIONES

- Evaluar el tratamiento en base salmuera KCl y D-limoneno para remoción de asfaltenos, con el fin de prevenir el hinchamiento de arcillas y evaluar los efectos en la permeabilidad y mojabilidad del medio poroso.
- Utilizar tecnologías de Imágenes digitales como difracción de Rayos y Tomografía Axial Computarizada para determinar la mineralogía del medio poroso e identificar la homogeneidad de la distribución de los asfaltenos precipitados.
- Evaluar el tratamiento de D-limoneno a diferentes condiciones de temperatura, tipo de fluido y tiempo de remojo, a diferentes relaciones agua-D-limoneno con fin de determinar la mejor concentración de tratamiento para cada condición, para lograr la desestabilización de la emulsión en el tiempo de remojo.
- Realizar investigaciones acerca de los diferentes tipos de terpenos y aceites esenciales naturales existentes, con el fin de evaluar su factibilidad técnica y económica en la elaboración de productos químicos para remoción de depósitos orgánicos y demás procesos industriales.
- Evaluar la inyección de un pos-flujo al tratamiento, de solvente mutual debido a que disminuye la tensión interfacial entre las fases agua-aceite y evita la disminución de permeabilidad por rompimiento de emulsiones en el medio poroso.

- Se puede mitigar el problema de la declinación de la inyektividad poniendo un filtro de 11 micras en cabeza de pozo para evitar que las grasa y sólidos en suspensión existentes en el agua de inyección migren y se depositen en el medio poroso de la formación productora.

BIBLIOGRAFÍA

ARIAS GOMEZ C.A., "Estimacion de la tasa critica para el control de daño ala fomracion originado por mugracion de finos en los campos gala y llanito," UIS , 2008

BADRE S., CARLA GONCALVES C., NORINAGA K., GUSTAVSON G., and MULLINS O. C., "Molecular size and weight of asphaltene and asphaltene solubility fractions from coals, crude oils and bitumen," Fuel, vol. 85, no. 1, pp. 1–11, Jan. 2006.

BENNION, D.B., and THOMAS, F.B.: "Underbalanced Drilling of Horizontal Wells: Does it Really Eliminate Formation Damage?," SPE paper 27352 presented at the SPE Formation Damage Control Symposium, (Feb 1994), Lafayette, Louisiana.

BUENROSTRO-GONZÁLEZ, E. "Caracterización y modelamiento termodinámico de la precipitación de asfaltenos", Tesis de doctorado en ciencias químicas, UNAM, Diciembre 2002

CABRERA BELLO L. J., "Caracterización de mecanismos de daño y métodos de remocion en los pozos completados del campo Boqueron del estado de Monagas, mediante métodos analíticos," 2013.

CARO OSPINO Teddys Guillermo. "Aspectos Generales del Daño de Formacion por Depositacion de Asfaltenos en Yacimientos de Petroleo". 2009.

CHAVARRÍA GIL S. d. P. y NIÑO SANDOVAL A., «Evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfaltenos en el campo colorado,» Bucaramanga, 2010

CHAVARRIA S. NIÑO Y A. "Evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfaltenos en el campo colorado" UIS, 2010

CIVAN F., Reservoir formation damage: Gulf Professional Publishing, 2011. [61] D. Gray and R. Rex, "Formation damage in sandstones caused by clay dispersion and migration," in Proc, 1966, pp. 355-365.

CIVAN F., Reservoir formation damage: Gulf Professional Publishing, 2011.

CÓRTEZ M. A. C. and ESCALANTE M. C. C., "Disolución de Incrustaciones Inorgánicas Mediante la Aplicación de Agente Quelantes, Método Correctivo", 2009.

CUNDAR C.. "Modelamiento Escalado del Daño por Precipitación - Depositación de Asfaltenos en un Yacimiento de Petróleo, Unal Medellin ,2013

CURTIS, J. "Environmentally Favorable Terpene Solvents Find Diverse Applications in Stimulation, Sand Control and Cementing Operations" paper SPE 84124. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, USA, 5 - 8 October 2003. p. 1

CURTIS, J., "Environmentally favorable terpene solvents find diverse applications in stimulation, sand control and cementing operations" SPE 84124, BJ Services, October 2003, Colorado.

GAFANHAO IGLESIAS M. y DELGADO J., «Determinación del punto de precipitación de los asfaltenos en crudos venezolanos,» Revista Ciencia E Ingeniería, pp. 225-232, 2008.

GOLAN M." Well Performance", Prentice Hall, Englewoods Cliffs, Second Edition 1991.

HUGO V., «Eliminación de Parafinas y Asfaltenos,» 11 Noviembre 2014. [En línea]. Available: <https://prezi.com/cfxcqyf8-vyu/copy-of-copy-of-eliminacion-de-parafinas-y-asfaltenos/>. [Último acceso: 28 Diciembre 2014].

KENNETH R. “ Estudio sobre la Depositacion y remoción de asfaltenos durante el flujo a travesde medios poros “ ,Instituto politécnico Nacional , mexico ,2010

KRAIWATTANAWONG K., FOGLER H. S., GHARFEH S. G., SINGH P., THOMASON W. H., and CHAVADEJ S., “Thermodynamic solubility models to predict asphaltene instability in live crude oils,” Energy Fuels, 2007.

KRUEGER R. F., "An overview of formation damage and well productivity in oilfield operations: An update," in SPE California Regional Meeting, 1988.

LEÓN LAGOS B., RAMIREZ CELIS B., ROMERO J. y JIAMES T., «Principales reacciones de la petroquímica,» 14 Noviembre 2014. [En línea]. Available: <https://prezi.com/9201dfreyrsm/copy-ofasfaltenos/>. [Último acceso: 28 Diciembre 2014].

LEONTARITIS, K. J., AMAEFULE, J. O., and CHARLES, R. E., "A Systematic Approach for the Prevention and Treatment of Formation Damage Caused by Asphaltene Deposition," SPE Paper 23810, Proceedings of the SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, LA, February 26-27, 1992, pp. 383-395.

MUJICA BOLÍVAR G. J., «Estudio de la estabilidad de emulsiones de sistemas. crudo Boscán – Agua. Decanato de estudios profesionales.,» 2010, Coordinación de licenciatura en química. Recuperado el 26 de enero de 2015

RESTREPO RESTREPO D. P., CARDONA BERNAL F. A., and USTA DÍAZ M. L., "Estudio de reducción de permeabilidad por depositación de finos y bacterias en medio porosos," Energética; núm. 31 (2004); 47-57 Energética; núm. 31 (2004); 47-57 2357-612X 0120-9833, 2004

RINCÓN CHAVEZ A. C., CABRALES CAMPO L. T., RESTREPO MORALES A. y CALDERÓN CARRILLO Z., «Asfaltenos, un daño severo en yacimientos altamente subsaturados de aceite volátil,» El Reventón Energético, vol. 9, nº 2, pp. 73-84, Julio/Diciembre 2011.

THOMAS D.C. and BECKER H.L, "Controlling Asphaltene Deposition in Oil Wells", SPE 25483, May, 1995

TORRES C. P., RAMÍREZ J. F., and GUANACAS L. A., "Desarrollo de software para el modelamiento de las depositaciones inorgánicas incorporando daño a la formación por depositaciones inorgánicas en yacimientos de petróleo," Revista Ingeniería y Región, vol. 12, pp. 41-49, 2015.

TRASLAVIÑA G. M . "Evaluación de la utilización de terpeno para remediar el daño por depositación de asfaltenos de un crudo colombiano" UIS, 2016

VIDICK B. and REID P., "Could formation damage minimization provide a cost effective integrated approach for the design of drilling and cementing fluids," in SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 1997.