

**EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE ACEITE LIVIANO DE CICLO PARA EL
CONTROL DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS EN EL CRUDO DEL CAMPO
PROVINCIA**

**JUAN SEBASTIÁN MORENO REY
JORGE LEONARDO NIÑO RODRÍGUEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2018**

**EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE ACEITE LIVIANO DE CICLO PARA EL
CONTROL DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS EN EL CRUDO DEL CAMPO
PROVINCIA**

**JUAN SEBASTIÁN MORENO REY
JORGE LEONARDO NIÑO RODRÍGUEZ**

**Proyecto para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

**DIRECTOR
EMILIANO ARIZA LEÓN
Doctor en Ingeniería Química**

**CODIRECTOR
URIEL FERNANDO FERREIRA BALLESTEROS
Magister en Gerencia de Operaciones**

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

2018

DEDICATORIA

A Dios, por todas las bendiciones que me ha brindado a lo largo de toda mi vida, por ser el pilar que me sostiene en los momentos difíciles y me llena de sabiduría y fortaleza para superarlos de la mejor manera.

A mis papás, Hercilia y Nestor, quienes siempre me han apoyado y me han brindado todo lo que ha estado a su alcance, quienes, con sus consejos, y más aún con su ejemplo, me han enseñado el inmenso valor del trabajo duro y de la honestidad, además de inculcarme los valores y principios que me forman como persona. Los amo inmensamente, simplemente no hay palabras que expresen lo agradecido que estoy con ustedes y con Dios por permitirme ser su hijo.

A mis hermanos Javier, Ivan, Sergio, Carlos, Alex y Bibian, quienes desde que tengo memoria han sido siempre un modelo a seguir y que con sus múltiples consejos y ejemplo me han motivado siempre a superarme y continuar dando lo mejor de mí.

A Juancho y Pepe, dos hermosos seres quienes desde el cielo me acompañan y han tocado profundamente mi alma con su cariño y compañía incondicional, nunca los olvidaré.

Juan Sebastián Moreno Rey

DEDICATORIA

A mis padres Rosalba y Rodolfo, por brindare su amor, paciencia, apoyo y dedicación, por permitirme soñar en grande y darme alas para cumplir mis sueños, por infundir en mis los valores que me han llevado a ser la persona que soy, por su entrega incondicional y por hacerme sentir el hijo más orgulloso.

A mi hermano Camilo, por ser mi ejemplo a seguir, por acompañarme y aconsejarme en el camino, por enseñarme a tomar riesgos y por contagiarme las ganas de descubrir, aprender y conocer.

A mis abuelos, Alcides, Socorro y Eusebia que me vieron crecer y con sus consejos siempre oportunos, me mantuvieron enfocado, con los pies sobre la tierra y visualizando quién quería ser.

A mis tías, tíos, primos y primas, por enseñarme el valor de la familia, por ser partícipes de mis alegrías y por sus inagotables y continuas expresiones de apoyo.

Jorge Leonardo Niño Rodríguez

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander, el alma mater donde se me ha permitido estudiar y donde he vivido innumerables experiencias enriquecedoras y conocido gente espectacular.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y a todos los profesores que durante todo este tiempo me han brindado lo mejor de ellos y que de una u otra manera han aportado a mi crecimiento integral y avivado mis deseos de llegar siempre más adelante.

Al doctor Emiliano Ariza León, quien además de ser el director de este trabajo de grado, ha sido un gran amigo que, con sus valiosos consejos, anécdotas y correcciones, nos guió desde el comienzo del proyecto y siempre estuvo presente para brindarnos sus mejores deseos y ánimos.

A Ecopetrol S.A. y en especial a los ingenieros Uriel Ferreira y Raúl Amaya, por sus múltiples consejos y enseñanzas durante mi práctica empresarial, en donde aprendí mucho, tanto para mi vida laboral como para mi vida personal, y de donde surgió la idea para la realización de este trabajo. Igualmente, gracias a los demás ingenieros del grupo de Ingeniería de Subsuelo, Nelson, Edwin, William y Víctor, de quienes también aprendí mucho e igualmente guardo un grato recuerdo.

Al Ingeniero Felix Arenas, y a mis compañeros Jhon Sanabria y Steven Menjura, quienes con sus consejos y su buena disposición fueron un gran apoyo en la elaboración de las pruebas de laboratorio.

A los Ingenieros Felipe Carrillo y Hernando Buendía, y al equipo de laboratorio de daño a la formación y análisis petrófísicos, Atala, Mauricio, Gustavo, Leonardo, Felipe y Cristian. Por su valioso acompañamiento durante las pruebas de laboratorio realizadas en los laboratorios de Guatiguara.

A nuestros calificadores, los ingenieros Fernando Calvete y Reinel Corzo Rueda, que con sus recomendaciones y comentarios permitieron que el presente trabajo se realizara de la mejor manera posible.

A Tatiana, Monica y Maria Isabel, por todas sus valiosas palabras de apoyo e inmensa comprensión, que permitieron el correcto desarrollo de este proyecto.

Al Grupo de Recobro Mejorado, GRM, por inculcar en mí la pasión por la investigación y permitirme desarrollarme en este ámbito, lo cual han sido de valiosa importancia para mi formación como profesional.

Y finalmente, pero no menos importante a mi compañero de tesis Jorge Leonardo Niño, por todo su entusiasmo, dedicación y sacrificio, que hicieron posibles la realización de este trabajo, del cual siento un gran orgullo.

Juan Sebastián Moreno Rey

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander y a la escuela de Ingeniería de Petróleos por ser el centro del conocimiento, por ser promotoras de sueños y por brindarme las mejores oportunidades y vivencias para mi desarrollo profesional y personal.

Al Doctor Emiliano Ariza, por guiarnos en el desarrollo del proyecto, por su entusiasmo e interés, por ser más que un director y que a través de sus consejos y experiencias, quiso y ha continuado motivándonos para nuestro desarrollo.

Al Ingeniero Uriel Ferreira y Raúl Amaya, por su disposición, gestión y apoyo incondicional en pro del desarrollo del proyecto, por compartirnos su conocimiento y creer en nosotros. A la Ingeniera Carmen Montagut y al Ingeniero Jerry Luis Díaz, por permitirme laborar a su lado, por acompañarme, guiarme y aconsejarme durante y después de mi periodo de práctica. Gracias por ser más que unos jefes y convertirse en mis amigos.

A ECOPETROL S.A, por darme la oportunidad de incursionar en la industria y poder empezar a desempeñarme profesionalmente, por permitirme adquirir conocimiento técnico y práctico de mano de los profesionales más capacitados y por hacerme sentir parte de la compañía.

A la Universidad de Oklahoma, la cual amplió mi visión de mundo y generó una evolución en mis aspiraciones. Gracias por abrirme las puertas y permitirme conocer personas increíbles.

Al Ingeniero Felix Arenas, Luis Felipe Carrillo y Hernando Buendía, por su apoyo en la gestión y el desarrollo de las pruebas de laboratorio. Al personal técnico de los laboratorios de petrofísica y daño a la formación, Atala, Gonzalo, Mauricio, Leonardo, Felipe, Sebastián y Cristián, por el acompañamiento y disposición prestada. A Jhon y Steven, compañeros y auxiliares de los laboratorios de fluidos y petrofísica, quienes nos acompañaron en la realización de cada una de las pruebas.

A Mayra, Jimena, Tatiana y Mónica, por su comprensión y condescendencia, por los permisos y por las continuas palabras de apoyo, que permitieron la ejecución oportuna del proyecto.

A mis amigos Camila, Cornejo, Manuela, Luis Carlos, Majo, Juan Pablo, Quintero y Juan, por regalarme infinitos momentos de alegría, por acompañarme durante todo el proceso, por motivarme con sus logros y por demostrarme que más que amigos de universidad, colegio o barrio, son amigos de vida.

Finalmente, a mi compañero de tesis Sebastián Moreno, por su compromiso, entrega y grandes aportes al proyecto. Por ser la persona clave para desarrollar esta idea, por ser paciente y por tener la capacidad de convertir cada reunión de trabajo en un momento de dispersión con un amigo.

Jorge Leonardo Niño Rodríguez

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	11
1. MARCO TEÓRICO	14
1.1 DEPÓSITOS ORGÁNICOS	14
1.2 ASFALTENOS	15
1.2.1 Proceso de precipitación-depositación de asfaltenos	18
1.2.2 Factores que influyen en la precipitación de asfaltenos.....	20
1.2.3 Problemas asociados a la depositación de asfaltenos.....	21
1.2.4 Métodos de control de asfaltenos	23
1.3 PARAFINAS.....	25
1.3.1 Factores que afectan la solubilidad de las parafinas	27
1.3.2 Proceso de cristalización de las parafinas	30
1.3.3 Problemas asociados a la precipitación de parafinas	30
1.3.4 Métodos de control de parafinas	32
1.4 INYECCIÓN DE ACEITE CALIENTE.....	33
1.5 ACEITE LIVIANO DE CICLO (ALC).....	37
2. CAMPO PROVINCIA	39
2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO PROVINCIA	39
2.1.1 Ubicación	40
2.1.2 Descripción geológica general	41
2.1.3 Modelo estructural	41
2.1.4 Estratigrafía	42
2.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS EN POZOS DEL CAMPO.....	44
2.3 SELECCIÓN DE POZOS PARA EL ESTUDIO.....	46
3. FACTIBILIDAD DE LA INYECCIÓN DE ALC PARA EL CONTROL DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS EN EL CAMPO PROVINCIA	50
3.1 PRUEBAS DE CARACTERIZACIÓN	51
3.1.1 Gravedad API	52
3.1.2 Contenido de agua y sedimentos (BS&W).....	52

3.1.3 Salinidad	53
3.1.4 Punto de fluidez	55
3.1.5 Punto de cristalización	55
3.1.6 Punto de relampagueo y punto de fuego	57
3.1.7 Viscosidad	58
3.1.8 Análisis S.A.R.A	62
3.1.9 Índice de Inestabilidad Coloidal (IIC).....	63
3.1.10 Resultados de pruebas de caracterización	63
3.2 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD.....	70
3.2.1 Pruebas de interacción fluido-fluido	70
3.2.2 Mojabilidad visual.....	74
3.2.3 Detergencia.....	75
3.2.4 Resultados pruebas de compatibilidad	76
3.3 PARTE EXPERIMENTAL	86
3.3.1 Diseño experimental	86
3.3.2 Pruebas de disolución	88
3.3.3 Pruebas de reología	93
3.3.4 Análisis de resultados	96
3.4 COMPARACIÓN DE COSTOS	100
4. CONCLUSIONES	103
5. RECOMENDACIONES.....	105
BIBLIOGRAFÍA	107
ANEXOS.....	112

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Clasificación de los constituyentes del petróleo	16
Figura 2. Representación del proceso de depositación de los asfaltenos.....	17
Figura 3. Problemas asociados a la depositación de asfaltenos	21
Figura 4. Métodos para la remoción de depósitos de asfaltenos	22
Figura 5. Estructura molecular de las parafinas normales	24
Figura 6. Estructura molecular de las isoparafinas	25
Figura 7. Estructura molecular de los naftenos o cicloparafinas	25
Figura 8. Estructura molecular de los aromáticos	25
Figura 9. Factores que afectan el proceso de precipitación y acumulación de las parafinas.....	27
Figura 10. Esquema general – Trabajo de inyección de aceite caliente	33
Figura 11. Aumento del punto de nube por liberación de livianos en muestras de crudo del campo Devonian, Texas	35
Figura 12. Perfil de temperatura del aceite caliente inyectado en el pozo Tesoro 37, del campo Lisama.....	36
Figura 13. Localización del área de concesión en el campo Provincia	38
Figura 14. Localización geográfica del campo Provincia	40
Figura 15. Esquema estructural del campo Provincia	41
Figura 16. Columna estratigráfica del área Provincia	43
Figura 17. Equipo de Calorimetría Diferencial de Barrido	55
Figura 18. Viscosímetro cinemático Cannon-Fenske, capilar 50-2912	58
Figura 19. Viscosímetro Furol Koehler	60
Figura 20. Montaje para el calentamiento de las muestras, Crudo – ALC, compatibilidad	69
Figura 21. Prueba de Sludge, crudos Suerte 32, Suerte 38, Suerte 45 y Suerte 46-ALC	79
Figura 22. Mojabilidad de la arena de formación antes del contacto con el tratamiento	80
Figura 23. Mojabilidad de la arena de formación en contacto con el tratamiento ..	81
Figura 24. Representación gráfica del diseño factorial 4x3	84

Figura 25. Montaje – prueba punto de fusión de la parafina	85
Figura 26. Montaje – prueba de disolución	86
Figura 27. Porcentaje de disolución vs tiempo de contacto, a diferentes temperaturas	88
Figura 28. Porcentaje de disolución vs temperatura, a diferentes tiempos de contacto	89
Figura 29. Viscosímetro Brookfield DV27.....	90
Figura 30. Gráfico de viscosidad contra tiempo de disolución para las diferentes temperaturas evaluadas	92
Figura 31. Interfaz de Statgraphics - Resultados	93
Figura 32. ANOVA – Temperatura y Tiempos vs Disolución	94
Figura 33. Diagrama de Pareto	94
Figura 34. Optimización de la respuesta	95
Figura 35. Contornos de superficie respuesta estimado	96

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros y características de los pozos base para la selección	46
Tabla 2. Ponderación de los parámetros a evaluar de cada uno de los pozos Suerte	46
Tabla 3. Selección de los pozos Suerte para el muestreo con base en la ponderación establecida	47
Tabla 4. Pruebas realizadas para la caracterización	50
Tabla 5. Ecuaciones para el cálculo de la viscosidad cinemática a partir de la viscosidad Saybolt	59
Tabla 6. Resultados de la prueba de gravedad API	61
Tabla 7. Resultados de la prueba de contenido de agua y sedimentos	62
Tabla 8. Resultado de la prueba de determinación de sal en crudos	63
Tabla 9. Resultados de la prueba de punto de fluidez para los crudos	63
Tabla 10. Resultados para la viscosidad de los crudos evaluados	64
Tabla 11. Resultados para la viscosidad del ALC	64
Tabla 12. Resultado de la prueba DSC	65
Tabla 13. Resultados de las pruebas de punto de relampagueo y punto de fuego	66
Tabla 14. Resultados del análisis SARA	66
Tabla 15. Análisis fisicoquímico del agua del pozo Suerte 34	70
Tabla 16. Composición de la salmuera sintética trabajada	70
Tabla 17. Resultados de las pruebas de interacción entre el agua de formación y el ALC	75
Tabla 18. Resultados de las pruebas de interacción entre el crudo del pozo Suerte 32 y el ALC	76
Tabla 19. Resultados de las pruebas de interacción entre el crudo del pozo Suerte 38 y el ALC	77
Tabla 20. Resultados de las pruebas de interacción entre el crudo del pozo Suerte 45 y el ALC	77
Tabla 21. Resultados de las pruebas de interacción entre el crudo del pozo Suerte 46 y el ALC	78

Tabla 22. Prueba de detergencia, crudos Suerte 32, Suerte 38, Suerte 45 y Suerte 46.....	81
Tabla 23. Diseño experimental de la evaluación de la inyección de aceite liviano de ciclo para el control de depósitos orgánicos en el crudo del campo Provincia .	83
Tabla 24. Resultados – Pruebas de disolución	87
Tabla 25. Ecuaciones de las curvas de disolución para cada temperatura	89
Tabla 26. Ecuaciones de las curvas de disolución para cada temperatura	90
Tabla 27. Resultados prueba de viscosidad dinámica	91
Tabla 28. Cálculos volumétricos de capacidades y llenado para cada pozo	97
Tabla 29. Descripción de los costos totales para cada tratamiento	97

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE ACEITE LIVIANO DE CICLO PARA EL CONTROL DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS EN EL CRUDO DEL CAMPO PROVINCIA.*

AUTORES: JUAN SEBASTIÁN MORENO REY
JORGE LEONARDO NIÑO RODRÍGUEZ.**

PALABRAS CLAVES: ALC, REMOCIÓN, PARAFINAS, WAT, DISOLUCIÓN, CAMPO PROVINCIA.

DESCRIPCION:

La obstrucción de la tubería de producción debido a la acumulación de depósitos orgánicos es un problema operacional que se ha presentado recientemente en algunos pozos del campo Provincia, este taponamiento conlleva pérdidas por producción diferida y costos adicionales asociados a la remoción de dichos depósitos. Convencionalmente estos depósitos se han removido utilizando unidades de slick line con un cortador de parafina, en una operación que puede tardar varios días en efectuarse y afecta el debido monitoreo de los pozos de Gas Lift del campo, que se hace a través de esta unidad. Por lo cual, actualmente se ha implementado la remoción de estos depósitos mediante la inyección de aceite caliente.

No obstante, esta práctica, comúnmente aceptada, puede generar daños a largo plazo debido la obstrucción de los perforados y al daño a la formación, generados por la precipitación adicional de cristales de parafina que son arrastrados a fondo de pozo e incluso dentro de la formación. Por este motivo, en el presente trabajo se evaluó el uso de un aceite desparafinado, el Aceite liviano de Ciclo (ALC), como alternativa a la inyección de aceite convencional. Inicialmente, se realizó una caracterización tanto de los crudos muestreados, como del ALC. A continuación, se realizaron estudios de compatibilidad entre el ALC, los fluidos de formación y la arena de formación. Esto con el fin de conocer las propiedades más influyentes en el proceso y evitar problemas por incompatibilidades

Posteriormente, se planteó un diseño experimental con el fin de estudiar los efectos de la temperatura y del tiempo de contacto en el porcentaje de disolución de estos depósitos en el ALC. Se realizaron las corridas correspondientes a dicho diseño y se analizaron los datos obtenidos. Finalmente se realizó un análisis comparativo de costos entre los diferentes métodos de remoción disponibles.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: PhD Eng Emiliano Ariza Leon

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THE LIGH CYCLE OIL INJECTION FOR CONTROL OF ORGANIC DEPOSITS IN THE CRUDE OIL OF THE PROVINCIA FIELD. *

AUTHORS: JUAN SEBASTIÁN MORENO REY
JORGE LEONARDO NIÑO RODRÍGUEZ.**

KEY WORDS: ALC, REMOVAL, PARAFFIN, WAT, DISOLUTION, PROVINCIA FIELD.

DESCRIPTION:

The obstruction of the tubing due to the cumulation of organic deposits it's an operational problem that has been presenting recently in some wells of the Provincia field, this clogging leads to losses due to deferred production and additional charges for the removal of such deposits. These deposits are removed conventionally using paraffin cutters coupled to a slick line unit, this process can last a couple of days and affect the tracing of Gas Lift wells. Whereby, nowadays the removal of this deposits though hot oil has been implemented.

Nevertheless, this commonly accepted practice, can generate long term damages due to the blockage of the perforates promoting formation damage, generated by the additional precipitation of paraffin crystals that are dragged into the well bottom and even into the formation. For this reason, in the present research it was evaluated the use of an oil free of paraffin, the Light Cycle Oil, as an alternative for the conventional hot oil injection. Firstly, it has been made a characterization of the crude oils and the LCO. Then, compatibility studies between the LCO, the fluids and the sand of the formation where made. This, in order to know the most relevant properties that affect the process and to avoid incompatibilities problems.

Subsequently, with the purpose of studying the effects of the temperature and contact time in the dissolution percentage of the deposits with the LCO, an experimental design was proposed. The experiments were made, and the results were analyzed. Finally, a comparative cost analysis between the different available removal methods was made.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: PhDEng Emiliano Ariza Leon

INTRODUCCIÓN

La precipitación de depósitos orgánicos debido a los cambios de las condiciones termodinámicas y contacto con fluidos incompatibles es un problema en la industria de los hidrocarburos que se viene presentando desde los comienzos de esta. Dicha precipitación puede generar daño a la formación, dificultando el movimiento de los fluidos a través de los poros de la roca, obstruir las tuberías de producción, las líneas de flujo y demás equipos. De manera general, la precipitación de depósitos orgánicos se ve representada en una disminución de la producción del pozo y en un deterioro, tanto de las propiedades petrofísicas de la formación, como de las variables operacionales del sistema de producción.

El campo Provincia presenta problemas de reducción en la producción, asociados a depósitos orgánicos, más específicamente de parafinas. Actualmente se ha evidenciado que, en pozos con sistema de levantamiento artificial Gas Lift, se presentan problemas graves de depositación de parafinas, los cuales convencionalmente se trataban mediante remoción mecánica y más recientemente se han intervenido con trabajos de inyección de aceite caliente, la cual puede generar daño a la formación por la formación de cristales de parafina en la cara de la formación^{1 2}.

Los trabajos de remoción mecánica efectuados en el campo Provincia son realizados a través de una unidad de slickline a la cual se le acopla un cortador de parafina, si bien estos trabajos remueven de manera eficiente los depósitos sólidos ubicados en la tubería de producción, representan altos tiempos de ejecución, lo cual genera un aumento en las pérdidas por producción diferida y en los costos asociados a la cuadrilla y a la renta de la unidad. Además de afectar negativamente

¹ K. M. Barker., "Formation Damage Related to Hot Oiling," SPE 16230, presented at the 1978.SPE Production Operations Symposium, Oklahoma, March 8-10

² Jaimes, M. Zarate, C. Zapata, J. Reyes, C. Metodología práctica para la remoción e inhibición de parafinas en el campo Lisama. ACIPET. IX Congreso Colombiano del Petróleo. Bogotá. 2001.

el seguimiento a los mandriles de los pozos con Gas Lift, que realiza con esta unidad.

Debido a lo mencionado anteriormente, con el fin de reducir los altos costos asociados a la remoción mecánica y los posibles daños a la formación ocasionados por la inyección de aceite convencional, en el presente proyecto se evaluó la viabilidad de la implementación de la inyección de aceite liviano de ciclo (ALC) como método alternativo a la inyección de aceite caliente convencional, para el control de depósitos orgánico en pozos del campo Provincia.

De manera general, los depósitos orgánicos pueden estar compuestos por una gran variedad de componentes, entre los cuales se pueden resaltar los asfaltenos y parafinas, componentes presentes en el crudo de producción. Las parafinas son una especie química, compuesta principalmente por una cadena alifática lineal, y las cuales se precipitan en mayor medida por cambios en la temperatura, los depósitos de parafina son convencionalmente removidos a través de métodos térmicos, como la inyección de aceite caliente. Es por esto que debido a los problemas asociados a esta práctica se ha planteado la evaluación de la inyección de ALC, un aceite desparafinado, el cual proviene de refinería y según estudios previos³ ha demostrado no presentar los problemas asociados a la inyección de aceite convencional a la misma vez que se obtienen buenos resultados en términos de la disolución de los depósitos de parafina.

Con el fin de realizar la evaluación de la inyección de ALC, se realizaron pruebas de laboratorio para determinar las características del crudo producido y del tratamiento. Es importante resaltar que la determinación del punto de cristalización, punto de relampagueo y análisis SARA, fueron las pruebas base que permitieron el adecuado desarrollo del proyecto, y las cuales permitirán la efectiva extrapolación

³ SANCHEZ, ILSEN y GUTIERREZ, HENRY. Estudio de factibilidad del uso del aceite liviano de ciclo para el control de parafinas en el campo Colorado, Tesis de pregrado. UIS. 2011.

de la técnica a campo. Continuando con las pruebas realizadas para evaluar la efectividad de la inyección de ALC como método de remoción de parafinas, fue necesario realizar pruebas de compatibilidad entre el ALC, los fluidos y la arena de formación, con el fin de evidenciar que no existieran reacciones químicas entre el tratamiento y los fluidos de la formación, las cuales pudiesen generar efectos negativos para la operación. De manera general, las pruebas realizadas fueron la interacción fluido-fluido, sludge, mojabilidad visual y detergencia.

Adicionalmente, se realizó un diseño experimental de tipo factorial 4x3, en el que se buscó evaluar la influencia de las variables independientes, tiempo y temperatura, en el porcentaje de disolución de ceras parafinicas. Y, para el análisis de los datos obtenidos, se utilizó el software estadístico Statgraphics. Con el cual se pudo evidenciar una fuerte influencia de la temperatura en la disolución de las ceras parafinicas con el tratamiento evaluado

Posteriormente, se realizó un análisis económico, en el cual se compararon los costos asociados a la remoción mecánica convencional, la inyección de aceite caliente y la inyección de aceite liviano de ciclo. Obteniendo como resultado que la técnica evaluada resulta ser el método de remoción más económico.

Finalmente, a partir del análisis de los resultados obtenidos se pudo verificar que los pozos problema producen crudos termodinámicamente inestables, con alta tendencia a precipitar parafinas. Adicionalmente, el ALC resulta ser un disolvente termodinámicamente estable que puede ser calentado a temperaturas de 245°F de manera segura. Así mismo, el ALC mostro ser compatible tanto con los fluidos como con la arena de formación. Dando como resultado final que, punto de vista técnico y económico el aceite liviano de ciclo resulta ser un disolvente apropiado para los depósitos de parafina en los pozos del campo Provincia

1. MARCO TEÓRICO

1.1 DEPÓSITOS ORGÁNICOS

Para empezar a hablar de las generalidades de los depósitos orgánicos es necesario mencionar, en primer lugar, la clasificación química del petróleo que está relacionada con la estructura molecular de las especies químicas más predominantes en la mezcla de crudo⁴. Siendo posible de esta manera, agrupar los constituyentes del petróleo en cuatro fracciones o grupos orgánicos bien definidos con características especiales: Saturados (S), Aromáticos (A), Resinas (R) y Asfaltenos (A).

1. Saturados: Denominados así debido a que los carbonos presentes en estos tipos de moléculas están enlazados a tantos átomos de hidrógenos como es posible. Son compuestos hidrocarburos no polares de enlaces sencillos y comúnmente referidos como alcanos o también parafinas.
2. Aromáticos: La estructura de estos compuestos, generalmente está formada por benceno como unidad básica. Son catalogados como solventes universales y no ocasionan problemas de precipitación, por el contrario, contribuyen a la solubilidad del crudo, permitiendo mantener las demás fracciones disueltas o suspendidas en el mismo.
3. Resinas: Son moléculas polidispersas que poseen un rango de polaridad y aromaticidad. Se consideran las precursoras de los asfaltenos, y a razón de su alta polaridad actúan como agentes estabilizantes, que controlan su agregación y precipitación al ser absorbidas por los mismos asfaltenos.
4. Asfaltenos: Son compuestos polares que se definen en términos de solubilidad como la fracción del crudo soluble en solventes aromáticos (benceno, tolueno y xileno) pero insoluble en solventes alifáticos como pentano y n-heptano.

⁴ CIVAN, F. Reservoir Formation Damage (2nd ed.). Burlington: Elsevier Science. 2011.

La precipitación de orgánicos puede clasificarse en dos grupos: (1) natural e (2) inducida⁵. La invasión de la cara de pozo por filtrados con alto pH, la inyección de fluidos con baja tensión interfacial, como pentano, hexano, diesel, gasolina y nafta y la inyección de gases condensados en yacimientos con crudo asfáltico pueden causar la precipitación de asfaltenos². Por otro lado, las parafinas se depositan principalmente por enfriamiento. Los depósitos orgánicos que se encuentran en la sarta de producción y las facilidades de superficie están compuestos generalmente por alto contenido de parafinas, y menor proporción de asfaltenos, resinas co-precipitadas con las parafinas, aceite atrapado en los depósitos, y varias sustancias inorgánicas incluyendo arcillas, arenas y otros materiales¹.

1.2 ASFALTENOS

Los asfaltenos son estructuras moleculares que representan la fracción más pesada, viscosa y compleja de un hidrocarburo. Debido a su alta complejidad han existido inconvenientes para generar una definición globalmente aceptada. Inicialmente, fueron definidos en 1837 por J.B. Boussingault como el residuo de la destilación del bitumen, insoluble en el alcohol y soluble en la trementina. Posteriormente, fueron definidos como los sólidos que se precipitaban del crudo debido a la adicción de un solvente hidrocarburo liviano, en general n-heptano o n-pentano⁶. Otra definición un poco más reciente postula que son moléculas planas, poli aromáticas y poli cíclicas que contienen heteroátomos y metales, que existen en un estado de agregación en suspensión y están rodeados y estabilizados por

⁵ AMAEFULE J. O., KERSEY, D. G., NORMAN, D. K. y SHANNON, P. M. Advances in Formation Damage Assessment and Control Strategies. Petroleum Society of Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum, pp. 23-32. 1968.

⁶ ANDERSEN, S. JAMES, G. SPEIGHTB, I. Thermodynamic models for asphaltene solubility and precipitation. Volumen 22. Elsevier. Enero. 1999.

resinas (agentes peptizantes); no son puros, ni son moléculas idénticas, se sabe que tienen una carga eléctrica, y están poli dispersos⁷

Sin embargo, la definición más aceptada plantea que son una clase de solubilidad, es decir, como aquella fracción de un aceite crudo que precipita en un disolvente alifático (típicamente n-pentano o n-heptano) pero sigue siendo soluble en tolueno; son la fracción más aromática y polar del petróleo crudo y tienen el mayor contenido de heteroátomos y metales, y que consisten en una variedad de especies moleculares con masas molares de al menos 1.000 g/mol⁸.

Siguiendo con esta definición, los constituyentes del crudo pueden ser divididos en cuatro grupos hidrocarburos: los saturados volátiles (parafinas) y aromáticos, los saturados no volátiles y aromáticos, las resinas y los asfaltenos, como se observa en la figura 1.

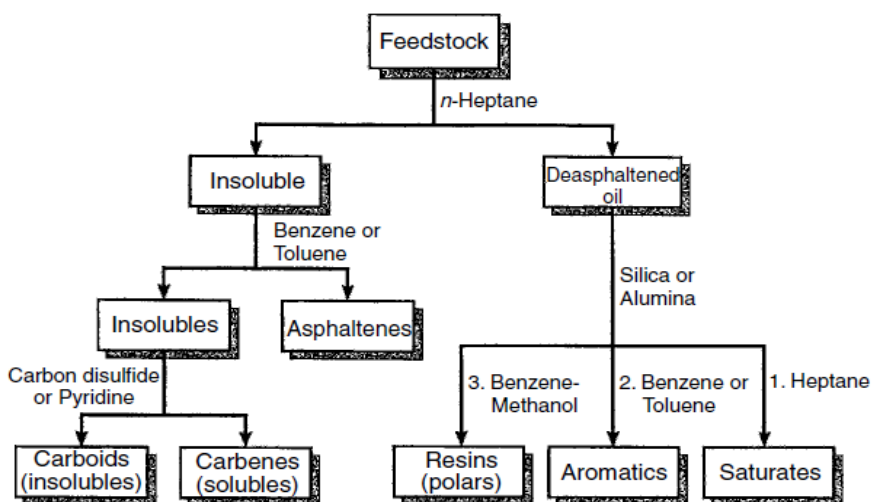
Para fines prácticos, se puede considerar que el crudo tiene dos partes. La primera fracción conformada por componentes con altos puntos de ebullición, asfálticos y polares, la cual es la responsable de los problemas de precipitación durante los procesos de explotación de hidrocarburos y la segunda parte o fracción, es el resto del crudo la cual hace referencia a crudo desasfaltado o a los maltenos, que contiene las parafinas que bajo ciertas condiciones de presión y temperatura también pueden precipitar. Esta última fracción del crudo, cuando la temperatura del fluido es superior a la temperatura de cristalización, también actúa como un solvente y mantiene los asfaltenos en suspensión⁹.

⁷ ARIZA LEÓN, E. Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el Crudo del Campo Colorado. Tesis de Maestría. Universidad Industrial de Santander. 2008.

⁸ SPEIGHT, J.G. *Asphaltenes and Asphalts, 1^o*, Ed. T.F. Yen and G.V. Chilingarian, Elsevier Science, Amsterdam, 1994, p.7.

⁹ CIVAN, F. *Reservoir Formation Damage (2nd ed.)*. Burlington: Elsevier Science. 2011.

Figura 1. Clasificación de los constituyentes del petróleo



Tomada de Speight, J. G., Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 22. The chemical and physical structure of petroleum: Effects on Recovery operations. Pp. 3-15, 1999.

Respecto a la estructura de los asfaltenos, tampoco se ha llegado a un modelo completamente aceptado y actualmente se sigue investigando sobre este aspecto. A través de sus estudios, diferentes autores han propuesto dos modelos estructurales para los asfaltenos¹⁰. El modelo continental y el modelo archipiélago, dependiendo si está conformado por un núcleo central aromático, rígido, o si está formado por diferentes anillos aromáticos unidos entre sí por cadenas alifáticas¹¹.

Los asfaltenos por ser los componentes más pesados del petróleo, bajo ciertas condiciones desfavorables de presión, temperatura, composición química y tasa de corte, se precipitan afectando de manera negativa la extracción del petróleo. La despresurización del petróleo se ha reconocido como la principal causa de la floculación de asfaltenos y en segundo lugar los solventes como gas natural y CO₂, usados para desplazar aceite en métodos de recobro mejorado dónde se alteran la

¹⁰ F. A. OSPINA; E. ARIZA; G. E. RAMÍREZ; S. A. BARRERA. Factores clave para el análisis del efecto de los asfaltenos en la precipitación de parafinas aplicando Dinámica Molecular. Universidad Industrial de Santander. Congreso Colombiano del Petróleo. Acipet. Bogotá. 2017.

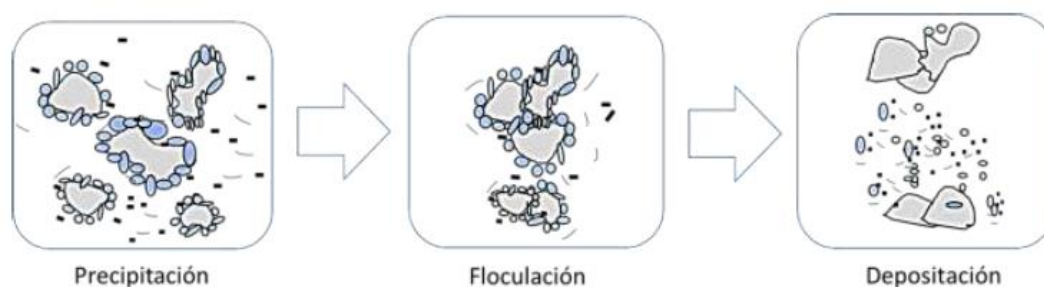
¹¹ DURAND. E, Et al. "Effect of chemical composition on asphaltene aggregation" Energy Fuels 1051–1062. DOI: 10.1021/ef900599v. 2010.

composición y el pH del crudo. Otras causas incluyen el agotamiento primario, los tratamientos de acidificación y la producción simultánea de fluidos incompatibles entre sí¹².

1.2.1 Proceso de precipitación-depositación de asfaltenos

La precipitación de asfaltenos es el proceso mediante el cual los compuestos de este origen aparecen en fase insoluble, como resultado de las alteraciones ocurridas en las condiciones termodinámicas y operacionales del sistema, generando de esta forma la desestabilización del material asfáltico, que se manifiesta cuando las partículas caen, rompen la emulsión, chocan y se agregan entre sí¹³. En esta etapa (figura 2), los flóculos se mantienen suspendidos en el crudo sin generar ningún inconveniente. El aumento de flóculos forma los agregados que pueden permanecer suspendidos y ser arrastrados por la corriente de flujo si la velocidad es alta. Finalmente, la depositación ocurre cuando los asfaltenos se adhieren a la tubería o a la superficie en general.

Figura 2. Representación del proceso de depositación de los asfaltenos.



Tomada de: C. RINCÓN CHÁVEZ, L. CABRALES CAMPO, A. RESTREPO MORALES y Z. CALDERÓN CARRILLO. Asfaltenos, un daño severo en yacimientos altamente subsaturados de aceite volátil. El Reventón Energético, Vol 9. 2011

¹² A. ORTEGA-RODRIGUEZ, Y. DUDA, F. GUEVARA-RODRIGUEZ, Y C. LIRA-GALEANA. Stability and Aggregation of Asphaltenes in Asphaltene-Resin-Solvent Mixtures. American Chemical Society. Ciudad de Mexico. Marzo, 2004.

¹³ C. RINCÓN CHÁVEZ, L. CABRALES CAMPO, A. RESTREPO MORALES y Z. CALDERÓN CARRILLO. Asfaltenos, un daño severo en yacimientos altamente subsaturados de aceite volátil. El Reventón Energético, Vol 9. 2011.

El proceso de depositación de asfaltenos durante la producción y el transporte de hidrocarburos puede generarse debido a varios de los siguientes mecanismos¹⁴:

Efecto de la polidispersidad: Inicialmente, se puede alcanzar un estado estable de una mezcla polidispersa de crudo, para una cierta relación apropiada de componentes polares, no polares, pesados y livianos a una determinada condición de presión y temperatura. Cualquier variación en la presión, temperatura o composición, tal como la adición de un disolvente miscible al aceite, puede desestabilizar el aceite polidisperso. Así, las fracciones pesadas, las polares o ambas pueden separarse de la mezcla de aceite en otra fase líquida o en un precipitado sólido. Estas fracciones contienen enlaces de azufre, nitrógeno, oxígeno o hidrógeno que pueden comenzar a flocular y como resultado producir depósitos orgánicos pesados irreversibles que pueden ser insolubles en disolventes⁹.

Efecto esférico coloidal: Ciertos constituyentes del petróleo, en especial los asfaltenos, poseen una fuerte tendencia a la autoasociación. Un incremento en el contenido de parafinas permite que una parte de los asfaltenos presentes en el crudo formen coloides, que se separan de la fase aceite en forma de agregados, en tanto que otra parte permanece suspendida debido a la acción estabilizadora de los agentes peptizantes como las resinas, que se adsorben en su superficie y evitan la agregación¹⁵.

Efecto de agregación: Considera que la concentración del agente peptizante puede caer hasta un punto tal que su cantidad adsorbida no sería suficiente para cubrir toda la superficie de las partículas. Permitiendo así que las partículas se unan, crezcan en tamaño y floculen. La naturaleza y forma de los agregados resultantes determinarán su efecto sobre el comportamiento de los fluidos⁹.

Efecto electrocinético: Cuando el crudo circula por un determinado conducto, se genera un diferencial de potencial eléctrico como resultado del movimiento de las

¹⁴ MANSOORI, G. A. "Modeling and Prevention of Asphaltene and Other Heavy Organic Deposition in Oil Wells" SPE doi: 10.2118/27070-MS. Enero. 1994.

¹⁵ DELGADO, J. G. "Asfaltenos, composición, agregación, precipitación" Cuaderno FIRP S369-PP.

partículas. Los factores que afectan este mecanismo son el eléctrico, el térmico, la temperatura, la presión, así como las propiedades de transporte del crudo, el régimen de flujo, la mojabilidad del conducto y las características de las partículas coloidales⁹.

1.2.2 Factores que influyen en la precipitación de asfaltenos

Debido a que la precipitación de los asfaltenos no depende estrictamente de la concentración presente en el crudo, sino de la estabilidad de los mismos que mantiene los coloides en suspensión, la cual se encuentra asociada a las alteraciones en el balance termodinámico; dicha estabilidad se ve afectada por cambios ocurridos en la presión, composición y temperatura principalmente.

Presión: Se considera el factor más importante en el proceso de precipitación de asfaltenos. Durante la caída de presión desde un punto de presión mayor al punto de burbuja, los livianos se expanden relativamente más que los componentes pesados. Durante la despresurización cuando los livianos se volatilizan y separan del crudo, se genera una disminución del volumen molar de los compuestos livianos, lo que a su vez se traduce en una reducción de los alcanos en el crudo. Esta disminución es equivalente a un descenso de la densidad del fluido y debido a la separación de cadenas más livianas y los agregados de resina de la fase líquida, se genera una reducción en la solubilidad de los asfaltenos favoreciendo su precipitación⁶.

Composición: Cualquier tipo de crudo es un sistema de equilibrio termodinámico. Desde el punto de vista químico, existen diferentes vías que pueden afectar la composición del crudo y favorecer la floculación de asfaltenos. El crudo puede verse sometido a cambios composicionales debido a métodos de recobro, operaciones de intervención y diversas operaciones inherentes a la producción de crudo. Los factores considerados como más influyentes son: la inyección de CO₂, la inyección

de gases ricos, la alteración del pH, procesos de estimulación y mezcla de corrientes¹⁶.

Temperatura: De manera general, la precipitación de asfaltenos se considera independiente de la temperatura. Sin embargo, entre mayor sea la temperatura, mayor es la solubilidad de las resinas en los n-alcenos, y menos solubles son los asfaltenos en el crudo, lo cual favorece su solidificación.⁽⁵⁾ Por otro lado, una caída en la temperatura puede llevar a la creación de precipitación de parafinas, las cuales atrapan algunos asfaltenos durante su solidificación, e indirectamente provocan que estos también se precipiten¹⁷.

1.2.3 Problemas asociados a la depositación de asfaltenos

Durante el desarrollo y manejo de un campo petrolero, uno de los parámetros más comunes es el impacto en la productividad debido a la precipitación-depositación de escamas orgánicas. En el caso de los yacimientos de aceite volátil y gas condensado con presencia de asfaltenos, el problema es aún más grave, debido a que el porcentaje de asfaltenos, del total presente que se precipita, es mayor con respecto a otros tipos de crudo, los cuales a pesar de ser crudos asfálticos tienen un porcentaje de precipitación menor¹⁸.

Los precipitados asfálticos suspendidos en la fase aceitosa se combinan y forman agregados lo suficientemente largos para no fluir y quedar atrapados en las gargantas de poro. Este taponamiento causa los daños por pérdidas de permeabilidad más severos porque las puertas que conectan los poros son cerradas y/o una torta in situ es formada por el llenado de los poros si las gargantas obstruidas

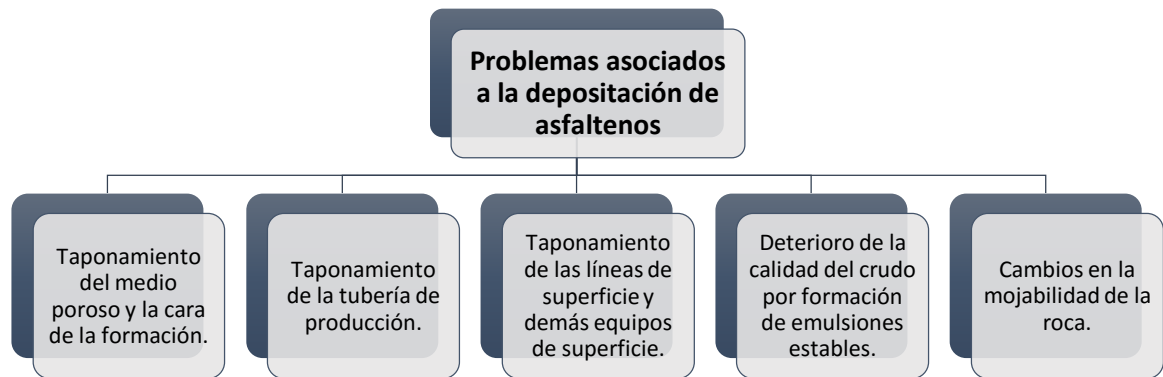
¹⁶ TRBOVICH, M. G. KING, G. E. "Asphaltene Deposit Removal: Long-Lasting Treatment with a Co-Solvent" SPE (Jan. 1991) doi: 10.2118/21038-MS. Enero. 1991.

¹⁷ TAKHAR, S. RAVENSCROFT, P.D and NICOLLE, D.C.A. Prediction of Asphaltene Deposition during Production - Model Description and Experimental Details. The Netherlands. SPE 30108. 1995.

¹⁸ CHAVEZ, A. CABRALES, L. RESTREPO, A. CARRILLO Z. Asfaltenos, un daño severo en yacimientos altamente subsaturados de aceite volátil. Revista Fuentes. El Reventón Energético. Vol.9 N°2 de 2011.

aún permiten el flujo de las partículas atrapadas. Simultáneamente, el flujo es desviado a los caminos de flujo más largos. Los depósitos orgánicos usualmente sellan los canales de flujo porque son pegajosos y se pueden deformar. Por lo tanto, la conductividad de los canales se ve disminuida sin llenar el espacio poral completamente⁴. Además de los daños causados a la permeabilidad y la reducción de la porosidad de la roca, los asfaltenos generan un cambio en la mojabilidad de la roca debido a su adherencia en la superficie mineral y tienden a mojar esta por agua. Y adicionalmente, pueden aumentar la viscosidad del crudo por formación de emulsiones entre el agua y el petróleo. Este conjunto de fenómenos es conocido como daño de formación por depositación de asfaltenos¹⁹. Sin embargo, más allá de los inconvenientes que estas partículas puedan generar en yacimiento, estas pueden adherirse a las bombas, tubería de producción, cabezales de pozos, válvulas, líneas de flujo, facilidades de superficie y líneas de transporte afectando de esta manera todo el proceso de producción de hidrocarburos²⁰. En la figura 3 se muestra un resumen de los problemas asociados a la depositación de asfaltenos.

Figura 3. Problemas asociados a la depositación de asfaltenos.



Tomada de: LINCON SILVA. Selección de un agente inhibidor de la precipitación de Asfaltenos de los crudos provenientes de lo Campos Quiriquire y Jusepin del estado Monagas. Tesis de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleo. Universidad Central de Venezuela. 2003.

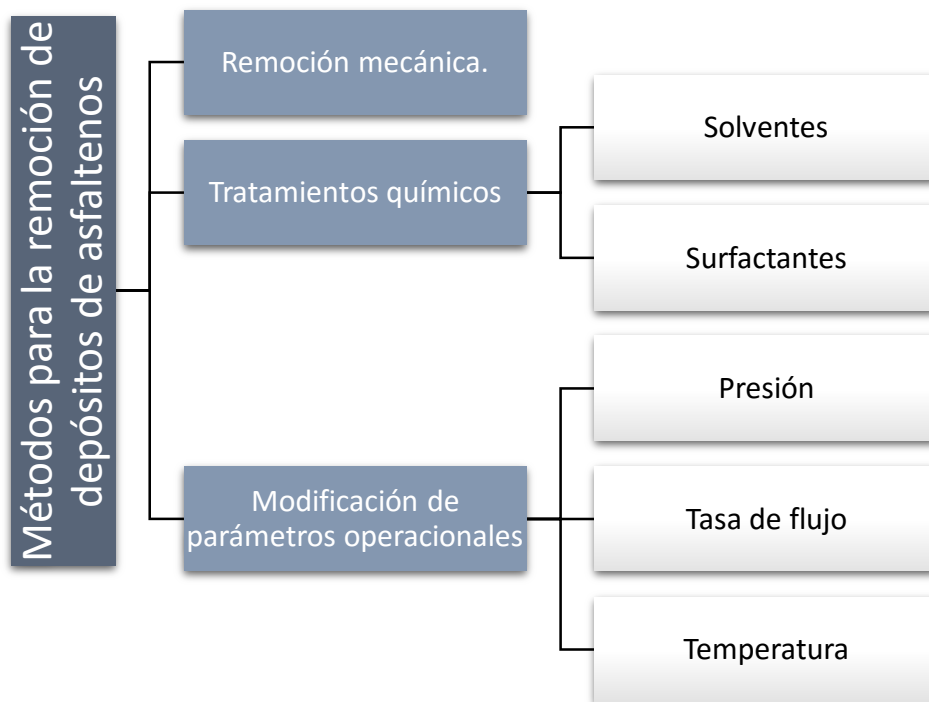
¹⁹ AMIN, A., RIDING, M., SHEPLER, R., SMEDSTAD, E. Y RATULOWSKY, J. Desarrollo Submarino desde el Espacio Poroso hasta el Proceso, Oilfield Review17, no. 1, Verano de 2005. p. 4–19.

²⁰ SEPÚLVEDA J., BONILLA J. y MEDINA Y. Predicción de la Estabilidad de los Asfaltenos Mediante la Utilización de Análisis SARA para Petróleos Puros. Universidad Surcolombiana. Facultad de Ingeniería. Revista Ingeniería y Región N°7. 2010.

1.2.4 Métodos de control de asfaltenos

Una vez se presenta el taponamiento de las líneas de flujo, equipos de superficie, tubería de producción y/o del medio poroso, lo cual se representa en una reducción de la permeabilidad y su respectivo daño a la formación, se tienen diferentes métodos que se pueden utilizar para remover los depósitos de asfaltenos formados, en la figura 4 se puede observar una recopilación de los métodos de control más implementados. Es importante aclarar que con el fin de asegurar el proceso y prever problemas futuros que acarreen costos mayores, el mejor método de control es la prevención de estos depósitos mediante una caracterización adecuada que indique en qué condiciones se pueden generar y qué medidas se pueden tomar para evitarlos.

Figura 4. Métodos para la remoción de depósitos de asfaltenos.



Tomada de: LINCON SILVA. Selección de un agente inhibidor de la precipitación de Asfaltenos de los crudos provenientes de lo Campos Quiriquire y Jusepin del estado Monagas. Tesis de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleo. Universidad Central de Venezuela. 2003.

Remoción mecánica: Estos métodos de remoción son utilizados para remover depósitos de asfaltenos ubicados en las facilidades de superficie o en la tubería de producción. A rasgos generales consisten en raspadores de barra, raspadores de guaya fina, raspadores de línea de flujo, pistón raspador de libre flotación y tuberías de guaya fina²¹.

Las ventajas de este método de remoción son la buena limpieza, el riesgo reducido al personal y el daño mínimo a la formación. Sin embargo, presenta altos costos, una aplicación limitada debido a la disponibilidad de los equipos y el tiempo que tarda cada operación, y finalmente, existe el peligro de generar un pescado en el pozo si se pierde la herramienta.

Tratamientos químicos: Estos métodos son los más implementados para remover y prevenir depósitos asfálticos a nivel mundial, debido a que se pueden utilizar para tratar tanto depósitos en superficie como en pozo y dentro del yacimiento. De manera general se trata de químicos solventes o surfactantes.

- **Solventes:** Usualmente se implementan solventes como el xileno o el tolueno, los cuales pueden disolver los depósitos de asfaltenos, sin embargo, su uso ha sido limitado debido a su costo y condiciones de seguridad.
- **Surfactantes:** También llamados detergentes, son moléculas con una cabeza polar y una cola apolar, que son usados para fracturar los depósitos de asfaltenos e impedir su futura aglomeración.

Para cualquier tratamiento químico, los riesgos de exposición personal y ambiental deben ser considerados, debido a que estos pueden generar desventajas adicionales y restricciones para muchos materiales de tratamiento químico²².

²¹ LINCON SILVA. Selección de un agente inhibidor de la precipitación de Asfaltenos de los crudos provenientes de lo Campos Quiriquire y Jusepin del estado Monagas. Tesis de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleo. Universidad Central de Venezuela. 2003.

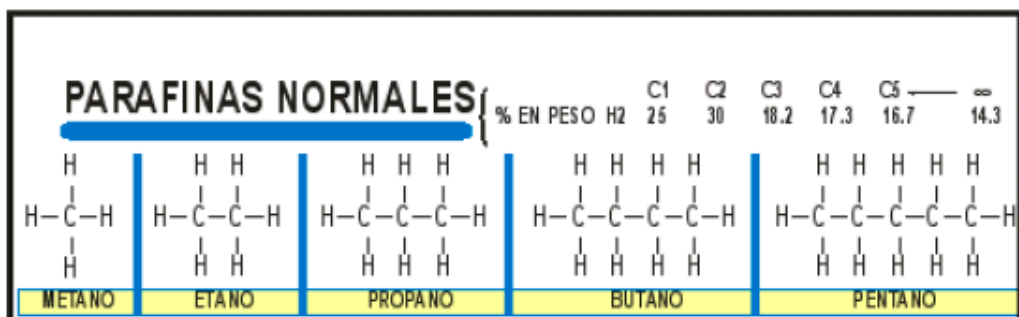
²²DÍAZ, DAVID. CANCHANO RICARDO. Tratamiento químico a nivel de laboratorio para la remoción de asfaltenos en el campo Colorado. Tesis de pregrado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. 2013.

1.3 PARAFINAS

Las parafinas son una especie química, compuestas principalmente por una cadena alifática lineal o ramificada por carbonos saturados con fórmula C_nH_{2n+2} , de C₂₀ a C₆₀ y con temperaturas de fusión de 98°F a 215°F respectivamente. Las parafinas se encuentran mayormente en crudos livianos de 28 a 40 °API, cuyo principal contenido es de saturados de bajo peso molecular.

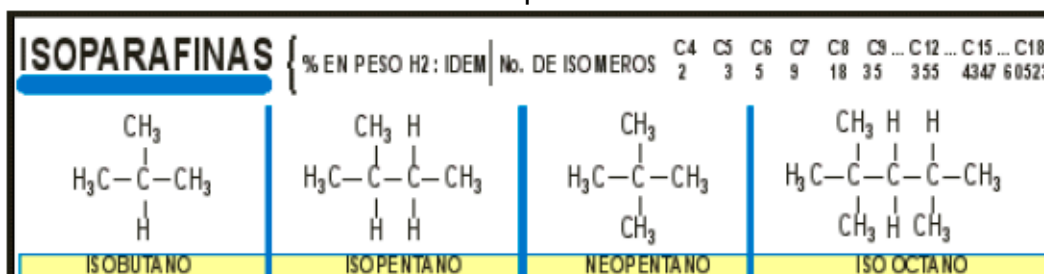
Las ceras parafínicas están compuestas principalmente de parafinas normales, acompañadas de isoparafinas y en menor cantidad por cicloparafinas (naftenos); a veces están presentes los aromáticos²³. En las figuras 5, 6, 7 y 8 se presenta la estructura molecular de estos componentes.

Figura 5. Estructura molecular de las parafinas normales



Tomado de: CHANG, Raymand. Química. 4 ed. McGraw Hill, México, 1992, pp. 1014-1016

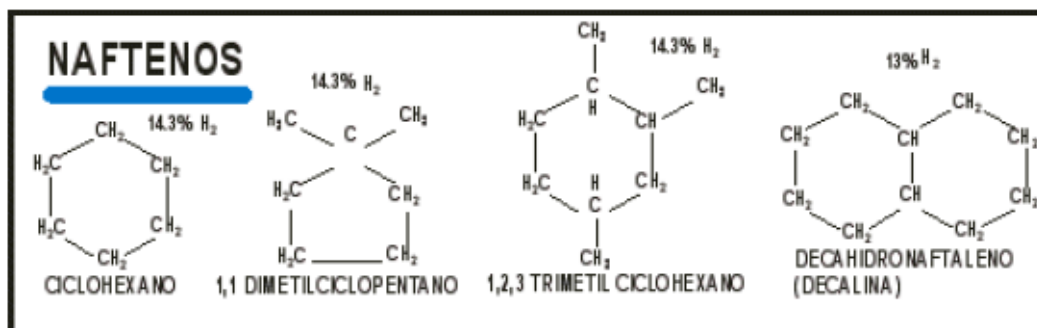
Figura 6. Estructura molecular de las isoparafinas



Tomado de: CHANG, Raymand. Química. 4 ed. McGraw Hill, México, 1992, pp. 1014-1016

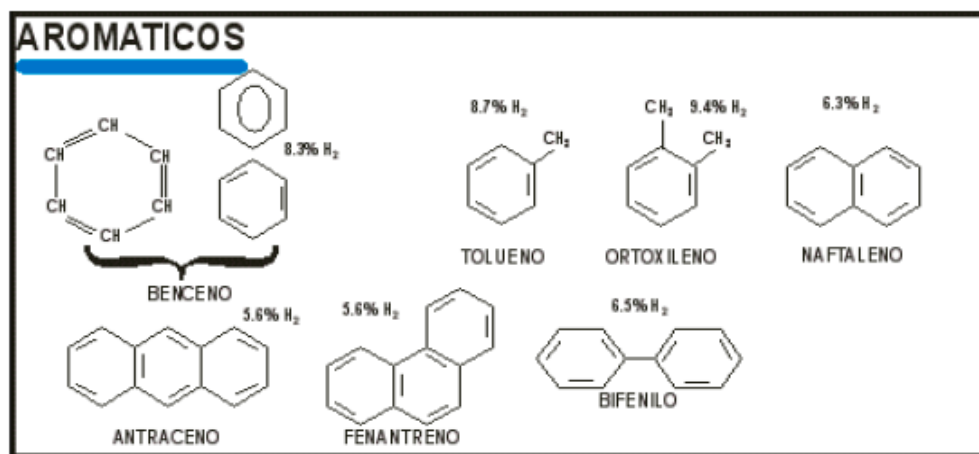
²³ ARIZA LEÓN, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo Colorado. 2008.

Figura 7. Estructura molecular de los naftenos o cicloparafinas



Tomado de: CHANG, Raymand. Química. 4 ed. McGraw Hill, México, 1992, pp. 1014-1016

Figura 8. Estructura molecular de los aromáticos



Tomado de: CHANG, Raymand. Química. 4 ed. McGraw Hill, México, 1992, pp. 1014-1016

El fenómeno de precipitación de parafinas se puede presentar en el yacimiento, a lo largo del sistema de producción o en las facilidades de superficie. Genera reducciones de las tasas de flujo por obstrucciones en la tubería o reducción y/o taponamiento de las gargantas de poro. La sola presencia de parafinas en el crudo no significa que el fenómeno de cristalización y depositación de material orgánico tomará lugar en los equipos de superficie o de fondo. El punto del sistema de producción o la profundidad a la que se presenta la precipitación depende de las condiciones operacionales del pozo como la tasa de flujo, corte de agua, relación gas-aceite, composición del crudo, así como de las propiedades físicas y químicas.

A nivel de yacimiento, la precipitación de ceras parafínicas está limitada a una corta distancia (menos de 1 pie) de la cara de pozo, porque en esta zona normalmente ocurre la depositación por enfriamiento del aceite debido a las pérdidas de presión en los perforados durante la producción, o por la invasión y enfriamiento del aceite caliente saturado con la parafina disuelta, como resultado del sobre balance en los tratamientos de inyección de aceite caliente.²⁴

1.3.1 Factores que afectan la solubilidad de las parafinas: La habilidad del crudo para mantener las parafinas en solución se puede cuantificar indirectamente con dos características del crudo:

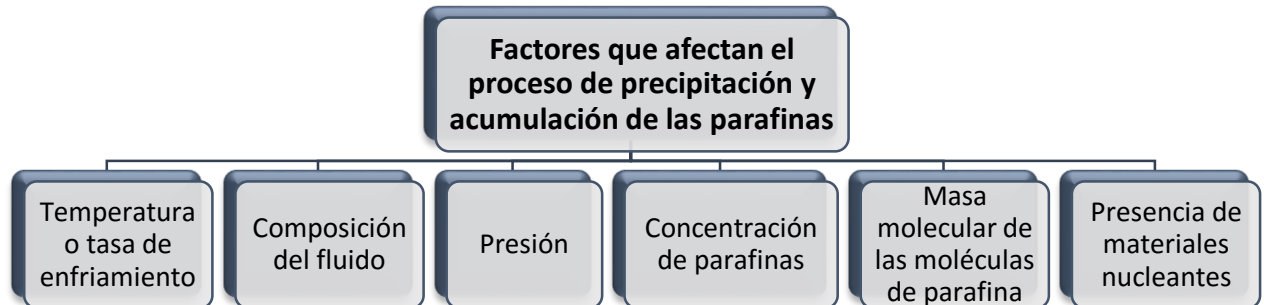
- a. Punto de fluidez / Pour point,
- b. Punto de cristalización / Wax Appearance Temperature (WAX)

Estos factores hacen referencia a la temperatura mínima a la cual el fluido aún fluye, y la temperatura a la cual se evidencia la formación de cristales de parafina a una presión dada, respectivamente. Ambos parámetros se determinan a partir de pruebas de laboratorio, cuyos procedimientos se encuentran descritos en las normas ASTM D 97-66 y por métodos la calorimetría diferencial de barrido (DSC) bajo la norma ASTM D 4419-90. Se aclara que cuando la prueba para determinar la aparición de cristales en el crudo se hace a presión atmosférica, comúnmente se denomina punto de nube.

La causa principal de la precipitación de parafinas es la pérdida de solubilidad, la cual ocurre normalmente por cambios en las condiciones que se presentan en la figura 9.

²⁴ CIVAN, F. Reservoir Formation Damage (2nd Ed.). Burlington: Elsevier Science. 2011.

Figura 9. Factores que afectan el proceso de precipitación y acumulación de las parafinas.



Tomada de: HAMMAMI. A. & RAINES, M.A. Paraffin deposition from crude oils: comparison of laboratory results to field data, SPE 38776. En: Conferencia y exhibición técnica anual de SPE. San Antonio, Texas, Octubre 5-8. 1997.

Temperatura: Es la causa con mayor efecto y la más común relacionada con la pérdida de solubilidad de la parafina. En cualquier parte de un sistema de producción donde haya una caída de temperatura por debajo del punto de cristalización, empezarán a formarse y acumularse los cristales de parafina en el crudo, hasta el punto en que empieza a precipitar²⁵. La reducción de la temperatura durante la producción del crudo puede ocurrir por diferentes razones:

- Enfriamiento producido por el crudo y por el gas asociado, expandiéndose a través de las perforaciones.
- Expansión del gas disuelto mientras los fluidos son llevados a superficie
- Pérdida de componentes livianos por vaporización
- Intrusión o inyección de agua u otros fluidos a temperaturas inferiores a la temperatura de yacimiento.

Otras posibles razones pueden contribuir al enfriamiento, por ejemplo, en operaciones offshore, los problemas de parafinas usualmente se asocian al cambio abrupto de temperatura que sufre el crudo que se está produciendo en el pozo, al

²⁵ THEYAB, Muhammad Ali. Wax deposition process: mechanisms, affecting factors and mitigation methods. Open Access Journal of Science. 2018. DOI: 10.15406/oajs.2018.02.00054

entrar en contacto con las líneas de tuberías en el subsuelo marino, las cuales están sumergidas en aguas a temperaturas de alrededor de 4°C.

Composición del fluido: La composición del crudo compromete una mezcla de moléculas de diferentes naturalezas, las moléculas más pesadas como alcanos lineales e isoparafinas que tienden a cambiar de fase a bajas temperaturas y la presencia de componentes polares como los aromáticos, tienen una gran influencia en cuanto a la cantidad de cera parafínica depositada, la cual que se ve influenciada directamente por la cantidad de componentes parafínicos y la presencia de materiales nucleantes o inhibidores en el crudo.

Los componentes más livianos del crudo actúan como buenos solventes de las parafinas; sin embargo, se ha demostrado que la liberación del gas en solución a medida que la presión cae por debajo del punto de burbuja incrementa la temperatura del punto de nube del aceite.

Presión: La presión en sí misma tiene muy baja influencia en la solubilidad de las parafinas en el crudo. Sin embargo, tiene un impacto significativo en la composición del crudo. Las reducciones en la presión generalmente conllevan a la pérdida de volátiles, que provoca la pérdida de solubilidad de la parafina, permitiendo así el inicio de la cristalización de las parafinas presentes²⁶. La cual es una razón del por qué estos problemas son más comunes en campos maduros.

Concentración de parafinas: Cuando la concentración de soluto (parafinas que precipitan) en la solución se incrementa, el punto de cristalización aumenta. Entendiéndose por solvente a los demás componentes del crudo que no cristalizan.

²⁶ THEYAB, Muhammad Ali. Wax deposition process: mechanisms, affecting factors and mitigation methods. Open Access Journal of Science. 2018. DOI: 10.15406/oajs.2018.02.00054

La presencia de gas (alta relación gas/aceite – GOR) disminuye el punto de cristalización, ya que el gas actúa como solvente, debido a que las burbujas de gas distribuidas en el aceite tienen una energía de presión adicional que ayuda al flujo²⁷.

1.3.2 Proceso de cristalización de las parafinas: Las parafinas permanecen en solución hasta que las condiciones de operación sean favorables para que estas precipiten, formando depósitos o ceras parafínicas.

La precipitación de parafinas está determinada por tres fenómenos sucesivos que son:

1. Nucleación: Es la primera etapa de la cristalización, en la que nace una nueva partícula sólida, a partir de la disminución de la temperatura por debajo del punto de nube; dicha partícula es inicialmente de carácter insignificante. Es fundamental en este primer paso la presencia de materiales nucleantes que den inicio al proceso, estos pueden ser finos, productos de la corrosión, e incluso asfaltenos. Se considera nucleación homogénea cuando el primer cristal es de parafina, y nucleación heterogénea cuando el primer cristal se forma alrededor de una partícula de hierro, un mineral, una partícula de finos u otra partícula potencialmente nucleante.
2. Crecimiento del cristal: Una vez los núcleos son formados y la temperatura se mantiene alrededor del punto de nube, moléculas adicionales precipitan sucesivamente sobre los materiales nucleantes y llegan a ser parte de las estructuras laminares crecientes.
3. Aglomeración: Consiste en el aumento drástico del tamaño de cristal anteriormente formado, producto de la continua reducción de la temperatura, los cuales se acumulan formando las ceras precipitadas.

1.3.3 Problemas asociados a la precipitación de parafinas: Los problemas asociados a la cristalización y depositación de parafinas durante la producción y el

²⁷ ARIZA LEÓN, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo Colorado. 2008.

transporte de crudo son bien conocidos. Masivas investigaciones realizadas por muchos investigadores han enriquecido el conocimiento en este aspecto. Los problemas de parafinas están causando pérdidas de billones de dólares anuales a la industria del petróleo a nivel global, por medio del costo asociado de tratamientos químicos, reducciones de producción por obstrucción del área de flujo, cierre de pozos, fallas en los equipos, mayores requerimientos de energía, contratación de personal especializado para la investigación y manejo del problema, entre otros.²⁸

La cristalización de parafinas en el crudo produce características de flujo no-newtoniano como un alto esfuerzo cedente, el cual es tiempo-dependiente (tixotrópico). Debido a estas características, la cristalización de parafinas puede causar tres problemas: alta viscosidad, que lleva a caídas de presión; alto esfuerzo cedente por la restauración del flujo, y depositación de los cristales parafínicos o ceras, en las diferentes superficies.

1. Altas viscosidades y caídas de presión: La depositación de las ceras en las líneas de flujo o en tubería, generan altas presiones, además de condiciones de flujo turbulento. La viscosidad incrementa por la tendencia de formación de gel, ya que la presencia de parafina incrementa las fuerzas cohesivas y adhesivas. Por su parte, las caídas de presión a lo largo de la tubería causan bajas ratas de flujo en el pozo, lo cual a su vez es una condición favorable para la depositación de las ceras.
2. Alto esfuerzo cedente por reinicio del flujo: Hace referencia al re-establecimiento del flujo en una línea, cuando el crudo estático contenido en ella se enfría a temperaturas por debajo del punto de fluidez. En esos casos, un valor determinado de presión, que se denomina presión de reinicio, se requiere para romper las propiedades de gel y reanudar el flujo.
3. Precipitación de cristales de parafinas en las diferentes superficies: La precipitación o depositación es un estado de preferencia que adoptan ciertos

²⁸ K. M. Barker., "Formation Damage Related to Hot Oiling," SPE 16230, presented at the 1989.SPE Production Operations Symposium, Oklahoma, March 8-10.

cristales por el hecho de ser un estado de baja energía. Este estado de estabilización resulta de la disponibilidad de superficie para depositación (adhesión) y una posterior unión de los cristales (cohesión). La depositación puede ocurrir en cualquier parte del sistema de producción dónde se generen las condiciones apropiadas.

1.3.4 Métodos de control de parafinas: Los tres métodos más empleados en la industria del petróleo para combatir los problemas de parafinas son:

Métodos térmicos: Tienen como objetivo mantener la temperatura del crudo por encima del punto de cristalización, o aplicar la energía térmica necesaria hasta alcanzar el punto de fusión de los depósitos y de esta manera removerlos de la tubería. Generalmente la fuente de calor para lograr esta condición proviene de la inyección de un fluido caliente dentro del pozo, o por fuentes externas de calentamiento como calentamiento eléctrico de la tubería o de las líneas de producción. La técnica más implementada es la inyección de aceite caliente.

Métodos mecánicos: Es el método más antiguo empleado para corregir los problemas de parafinas, incluye herramientas con raspadores, ganchos, cuchillos y brocas que son probados para remover depósitos orgánicos en las diferentes líneas por donde circula el crudo; de este modo se asegura la limpieza total de las líneas, pero tiende a ser demorado y costoso comparado con los otros métodos.

Métodos químicos: Puede ser considerada una técnica tanto de inhibición como de remoción, y consiste en la inyección de químicos, generalmente dispersantes, surfactantes y modificadores de cristal, cuyo objetivo es mantener las partículas de parafinas en suspensión dentro del líquido y evitar que se presente nucleación y aglomeración.

1.4 INYECCIÓN DE ACEITE CALIENTE

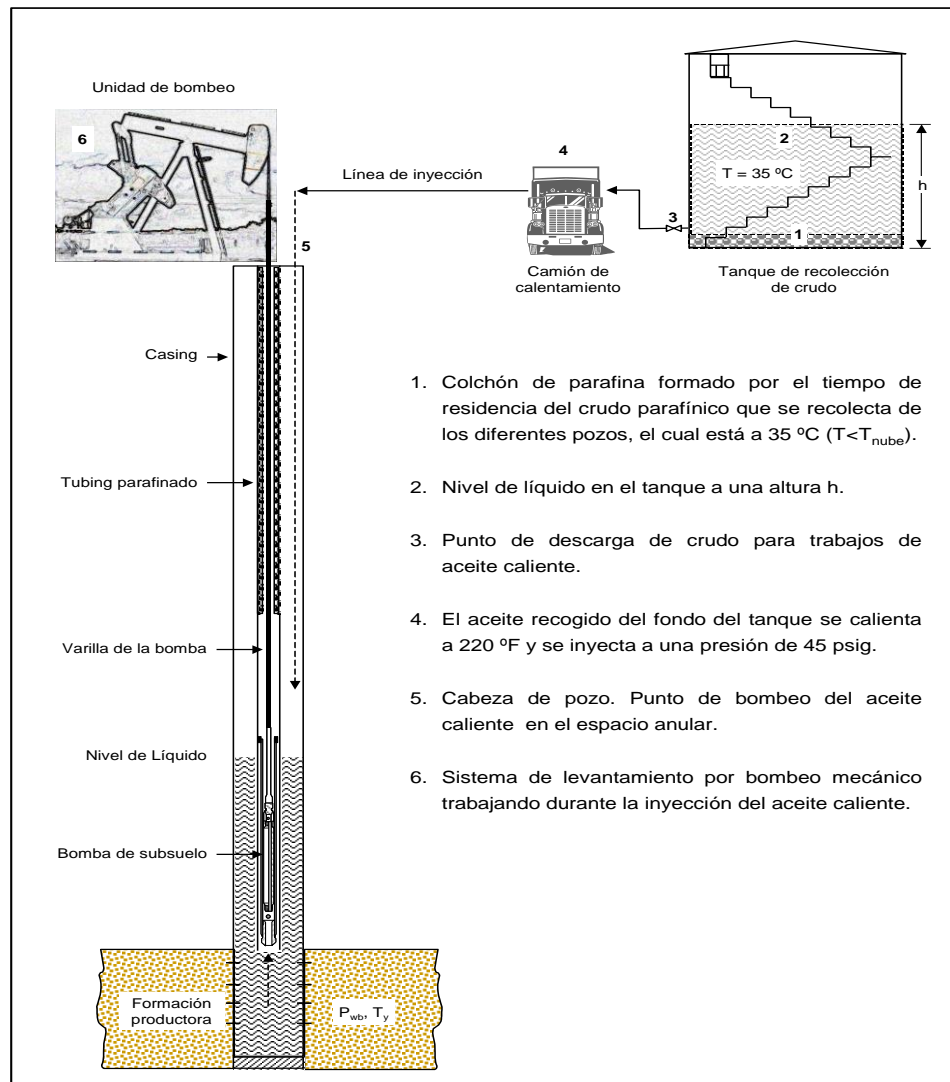
La inyección de aceite caliente es un método de remoción térmico ampliamente utilizado en la industria de los hidrocarburos. Esta consiste en utilizar un camión calentador que es usado para calentar el aceite entre 150 y 300°F, siendo 220°F la temperatura más común, y bombearlo a través del pozo. La inyección se puede realizar directamente a través de la tubería de producción o a través del espacio anular, la cual es la práctica más común²⁹.

Cuando el aceite es bombeado a través del espacio anular (figura 10), la tubería de producción, rodeada de aceite caliente, alcanza la temperatura suficiente como para fundir las parafinas presentes en ella. Esto es efectivo en los primeros 400 a 500 ft de descenso del aceite caliente³⁰, debido a que a medida que a medida que se incrementa la profundidad de los depósitos, igualmente aumentan las pérdidas de calor hacia las paredes externas del casing y hacía los fluidos fríos presentes en la tubería de producción, lo cual incrementa la cantidad de aceite o la temperatura necesarias para fundir dichos depósitos. Luego de derretir los depósitos, el aceite continúa fluyendo hacía el fondo de pozo y perdiendo calor en su camino, para ser producido en las siguientes horas o días.

²⁹ K. M. Barker., "Formation Damage Related to Hot Oiling," SPE 16230, presented at the 1989.SPE Production Operations Symposium, Oklahoma, March 8-10. 1989.

³⁰ JAIMES, M. Zarate, C. ZAPATA, J. REYES, C. "Metodología práctica para la remoción e inhibición de parafinas en el campo Lisama". ACIPET. IX Congreso Colombiano del Petróleo. Bogotá. 2001.

Figura 10. Esquema general – Trabajo de inyección de aceite caliente.



Tomado de: JAIMES, M. ZARATE, C. ZAPATA, J. REYES, C. Metodología práctica para la remoción e inhibición de parafinas en el campo Lisama. ACIPET. IX Congreso Colombiano del Petróleo. Bogotá. 2001.

La inyección de aceite caliente se ha utilizado para remover depósitos de parafinas casi desde que comenzó la producción de aceite y actualmente sigue siendo el procedimiento más utilizado para la remoción de parafinas debido a la simplicidad de su operación, lo inmediato de sus resultados y bajo costo por aplicación³¹. Estos

³¹ K. M. Barker., "Formation Damage Related to Hot Oiling," SPE 16230, presented at the 1989.SPE Production Operations Symposium, Oklahoma, March 8-10.

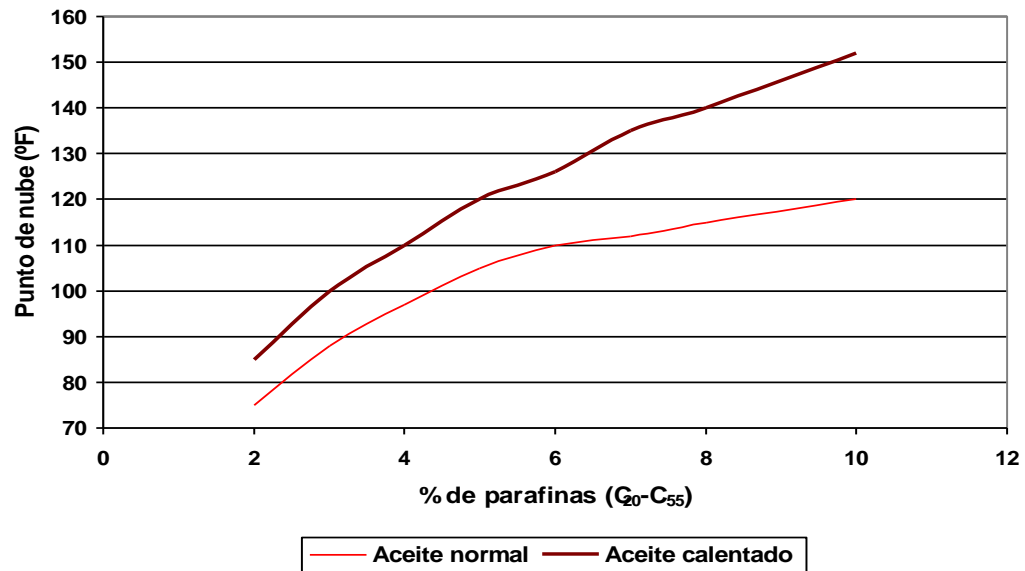
beneficios aparentes han ocultado el daño que el aceite caliente puede causar cuando es usado para limpiar el equipo de producción de subsuelo.

El daño a la formación causado por los trabajos de inyección de aceite caliente está relacionado con la fuente del aceite, las características físicas del aceite utilizado, la temperatura y presión de la formación, y el proceso de calentamiento del aceite.

La fuente del aceite utilizado para estos trabajos de inyección es usualmente el tanque de almacenamiento, lo cual representa un aceite con cierto grado de deterioro en sus propiedades, asociado a la pérdida de hidrocarburos de bajo peso molecular y a la acumulación de parafinas, asfaltenos y partículas sólidas provenientes del sistema de producción. Partiendo de este aceite el proceso de calentamiento realizado en el camión representa el factor de mayor influencia en la posible generación de daño a la formación. Al incrementar la temperatura del aceite se genera una liberación de los componentes más livianos presentes en el crudo, los cuales corresponden a los alcanos con menor punto de ebullición y que son los mejores solventes de las parafinas de alto peso molecular presentes en el crudo.

La liberación de los componentes más volátiles genera una desestabilización de las parafinas presentes en el crudo, lo cual provoca un aumento tanto en el punto de fluidez como en el punto de nube del aceite que es inyectado a través del espacio anular del pozo. En la figura 11 se muestran los datos de punto de fluidez y punto de nube tomados de dos muestras del campo Devonian proveniente del Oeste de Texas, una de las curvas previa al proceso de calentamiento y otra posterior a este proceso, a partir de los datos se observa que el aceite calentado tiene un punto de nube más alto debido a que el porcentaje de parafinas se incrementó en el tanque de recolección por efecto de asentamiento y porque se evaporaron los volátiles.

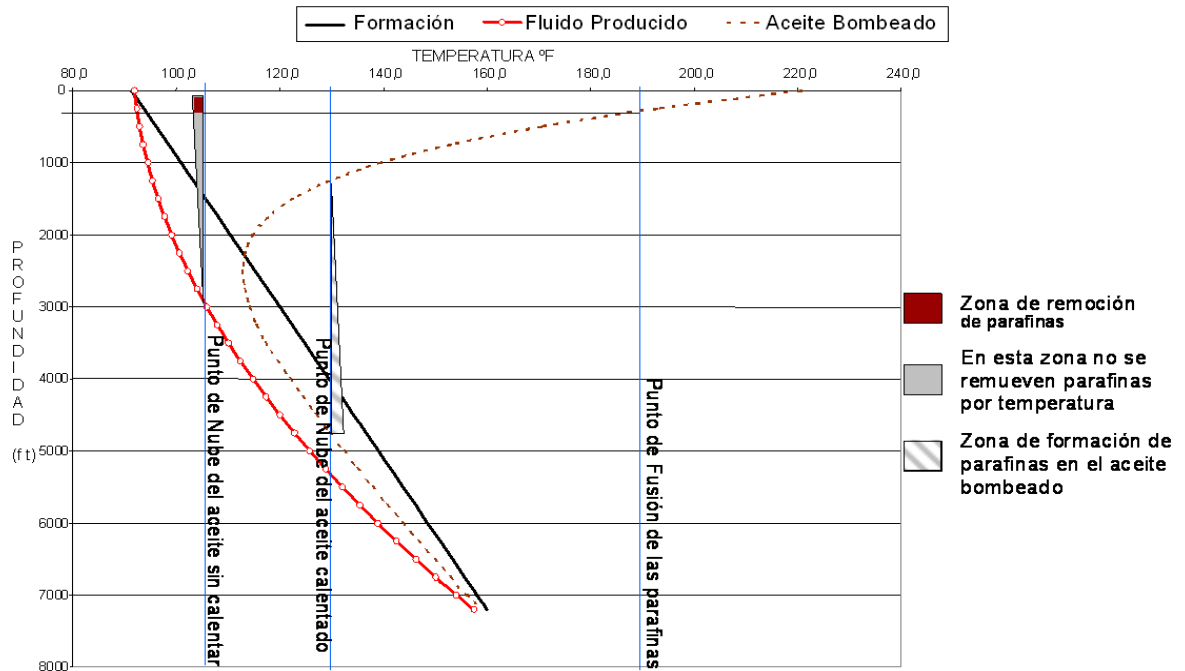
Figura 11. Aumento del punto de nube por liberación de livianos en muestras de crudo del campo Devonian, Texas.



Modificado de K. M. Barker., "Formation Damage Related to Hot Oiling," SPE 16230, presented at the 1978.SPE Production Operations Symposium, Oklahoma, March 8-10.

Este incremento en el punto de nube del aceite caliente es la principal causa de daño a la formación. Si el nuevo punto de nube se encuentra por encima de la temperatura de la formación, se genera un daño a la formación. Adicionalmente, si el aceite caliente alcanza dicho punto de nube en su recorrido hacia el fondo del pozo, este precipitará las parafinas de mayor peso molecular, que serán arrastradas hacia el fondo del pozo generando taponamiento de los perforados. En la figura 12 se puede observar el perfil de temperatura del aceite caliente inyectado para un pozo del campo Lisama, adicionalmente se muestran los intervalos en los cuales el aceite realiza una remoción efectiva de las parafinas, en los cuales no realiza remoción alguna y finalmente los intervalos en los cuales tiende a precipitar parafina.

Figura 12. Perfil de temperatura del aceite caliente inyectado en el pozo Tesoro 37, del campo Lisama.



Tomado de Jaimes, M. Zarate, C. Zapata, J. Reyes, C. Metodología práctica para la remoción e inhibición de parafinas en el campo Lisama. ACIPET. IX Congreso Colombiano del Petróleo. Bogotá. 2001.

Durante un periodo de años de inyecciones de aceite caliente, incluso pequeñas cantidades de parafina dejadas en las cercanías de la cara del pozo pueden causar un daño substancial. Este taponamiento gradual de la formación puede ser confundido como la depleción natural de la formación.

1.5 ACEITE LIVIANO DE CICLO (ALC)

Debido a los problemas de producción asociados al posible daño a la formación causado por la inyección de aceite caliente, el aceite liviano de ciclo surge como alternativa para remover los depósitos de parafinas en el sistema de producción. Esto debido a su bajo punto de nube, asociado a un contenido despreciable de

parafinas, el cual garantiza que no se genere una cristalización adicional al interior de la tubería.

También conocido por sus siglas en inglés, "LCO" (Light Cycle Oil), el aceite liviano de ciclo es una sustancia que se produce a temperaturas intermedias entre el punto final de la gasolina y el punto de ebullición inicial de la materia prima, el cual cuenta con un rango de ebullición entre 200 y 300°C. Este se genera a partir del craqueo catalítico fluidizado (FCC). Actualmente el ALC es un producto de refinería que se obtiene en la refinería de Barrancabermeja, la cual cuenta con 4 torres de fraccionamiento (FCC). La calidad del ALC producido, mejora a medida que se incrementa la longitud de la cadena de sus componentes y el contenido de saturados, sin embargo, es afectado negativamente con el aumento en el contenido de aromáticos.³² En general sus propiedades varían dependiendo del tipo de corriente que alimente las torres y de las condiciones de operación del reactor.

Este producto de refinería se usa principalmente como aceite para calentamiento, materia prima para las unidades de hidrólisis, aditivo para mejorar la viscosidad del "Slurry" y como aditamento para el Diesel en el proceso de hidrotratamiento.

Es importante resaltar que el ALC como tratamiento térmico para la remoción de depósitos orgánicos presenta algunas limitaciones:

- Remueve depósitos sólidos de parafina en la tubería de producción, más no remueve el daño a la formación asociado al yacimiento o al generado por otras técnicas aplicadas.
- Su eficiencia de disolución disminuye a medida que aumenta la profundidad, debido a las pérdidas de calor generadas durante el flujo del tratamiento. Adicionalmente, se debe tener en cuenta la ventana de operación del ALC, en la cual por cuestiones de seguridad de la operación no es posible calentarlo a temperaturas superiores al punto de relampagueo.

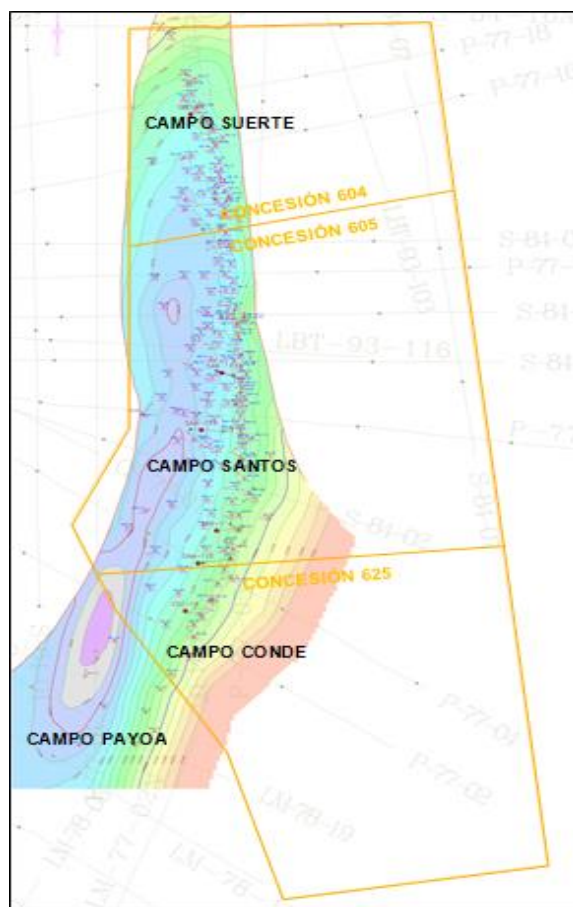
³² Chanagá Quiroz. Tania Mireya. Trabajo de Maestría. Efecto de las propiedades del catalizador de FCC y la carga sobre el rendimiento y la calidad del aceite liviano de ciclo (ALC). UIS. 2008

2. CAMPO PROVINCIA

2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO PROVINCIA

La exploración del campo Provincia se inició entre los años de 1955 y 1956 cuando fueron firmadas las concesiones 604, 605 y 625. En la figura 13 se puede observar la localización de cada una de las concesiones dentro del anticlinal asimétrico de Provincia.

Figura 13. Localización del área de concesión en el campo Provincia



Tomado de: BETANCUR SOTO, Ángela María y GIRALDO, Carlos Augusto. Plan de desarrollo campo Provincia. Ecopetrol. p 124.

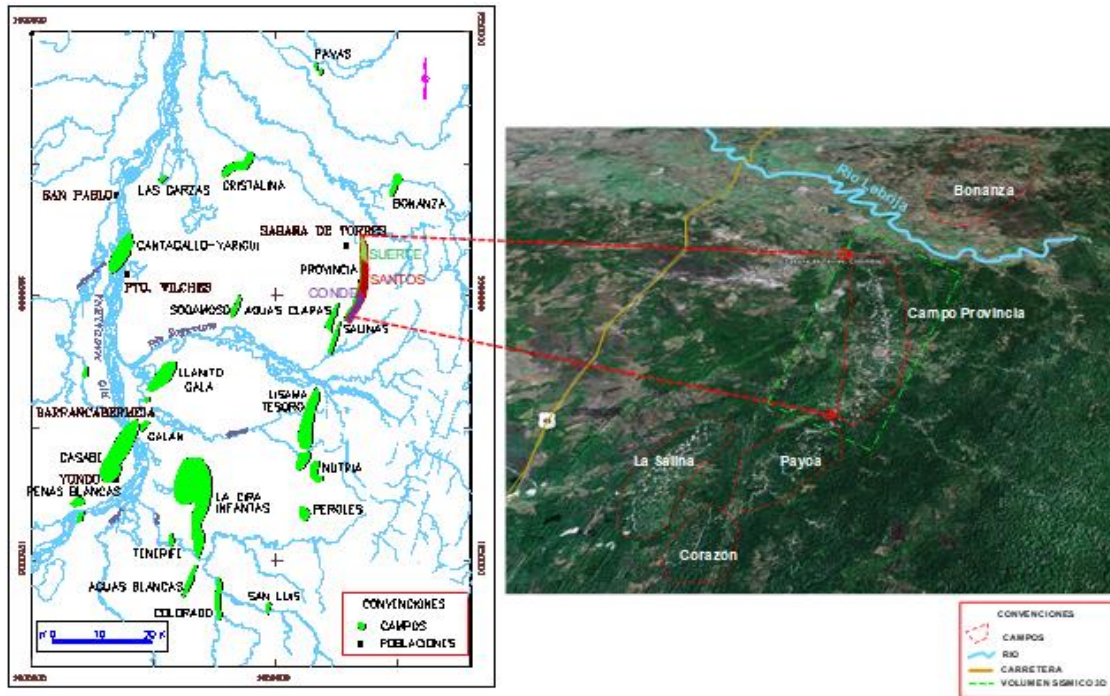
El campo inició explotación comercial en noviembre de 1962. Posteriormente Intercol compró la totalidad de las acciones y se hace cargo de toda la operación a

partir del 1^{ro} de enero de 1971, continuando con la explotación del campo hasta su reversión. Finalmente, las áreas de concesión revirtieron a la Nación así: 10 de noviembre de 1992 Santos - Conde, y en abril de 1993 Suerte; tomando la administración de estos, La Empresa Colombiana de Petróleos, "ECOPETROL".

En el mes de septiembre de 2010 el Ministerio de Minas y Energía otorgó la explotación unificada de los campos **Conde**, **Santos**, **Suerte** y **Sabana** como un solo campo denominado **Provincia** para las formaciones Mugrosa, esmeraldas y La Paz.

2.1.1 Ubicación: El Campo Provincia se encuentra localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en su flanco oriental; entre los ríos Lebrija y Sogamoso, a la altura del Municipio Sabana de Torres Departamento de Santander; con un área total de 18 km², 1.5 Km de ancho por 12 Km de largo (ver figura 14). Los límites del campo son: al Norte con el contrato de Solo Riesgo firmado entre ECOPETROL y la compañía Petrosantander denominado el Piñal, al sur el Campo Payoa actualmente operado por la compañía Petrosantander.

Figura 14. Localización geográfica del campo Provincia



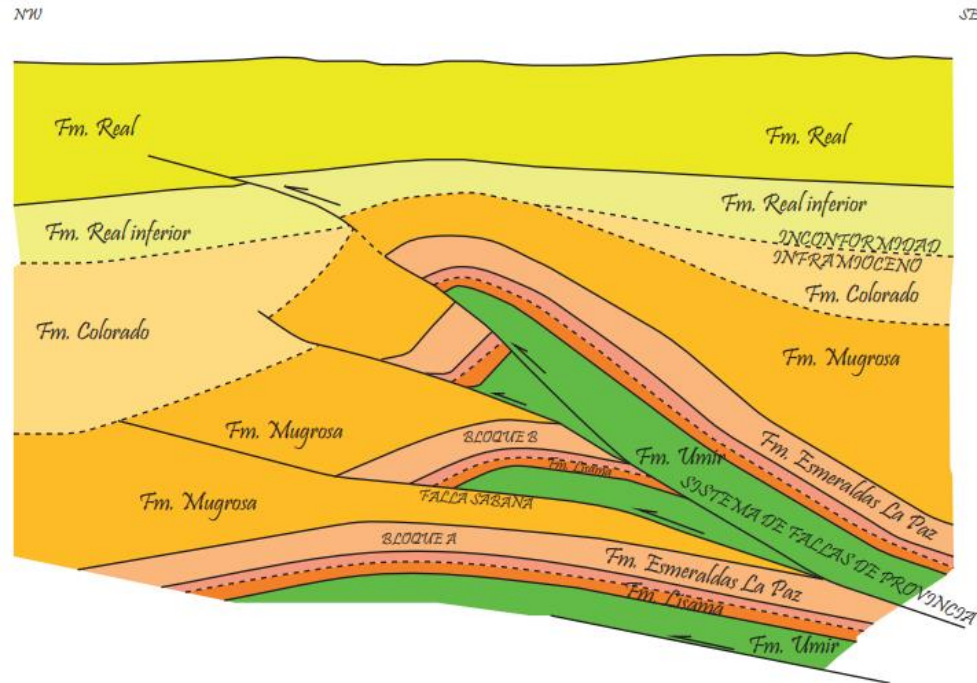
Tomado de: BETANCUR SOTO, Ángela María y GIRALDO, Carlos Augusto. Plan de desarrollo campo Provincia. Ecopetrol. p 124.

2.1.2 Descripción geológica general: El Campo Provincia está localizado en el sector Nor-Oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y constituye un anticlinal asimétrico fallado al oriente y occidente por fallas inversas. Estratigráficamente la producción proviene de yacimientos clásticos de edad terciaria depositados en un ambiente predominantemente fluvio -deltaico.

2.1.3 Modelo estructural: El modelo estructural del campo es resultado de la interpretación de la sísmica 3D adquirida en el área. Esta interpretación corrobora la estructura del campo Provincia como un anticlinal asimétrico (Anticlinal de Provincia) orientado en dirección NNE-30°-SSW. El anticlinal está localizado en el frente estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental entre el Foreland del Magdalena y el Sinclinal de Nuevo Mundo. Este anticlinal tiene un cabeceo hacia el norte y está limitado al oriente y occidente por fallas inversas. Los buzamientos de la estructura principal varían entre 40° y 60° en el flanco Oriental y

entre 25° y 40° en la cresta. Hacia el norte los buzamientos son más fuertes indicando un apretamiento del plegamiento en esta dirección. En la figura 15 se ilustra el esquema estructural del campo.

Figura 15. Esquema estructural del campo Provincia



Tomado de: BETANCUR SOTO, Ángela María y GIRALDO, Carlos Augusto. Plan de desarrollo campo Provincia. Ecopetrol. p 124.

2.1.4 Estratigrafía: La secuencia sedimentaria atravesada por los pozos perforados en el área del Campo Provincia, corresponde a sedimentos del Terciario. Incluyen las formaciones Lisama (Paleoceno), Esmeraldas – La Paz (Eoceno), Mugrosa (Oligoceno) y Real (Mioceno). En la figura 16 se observa el perfil estratigráfico del área de Provincia.

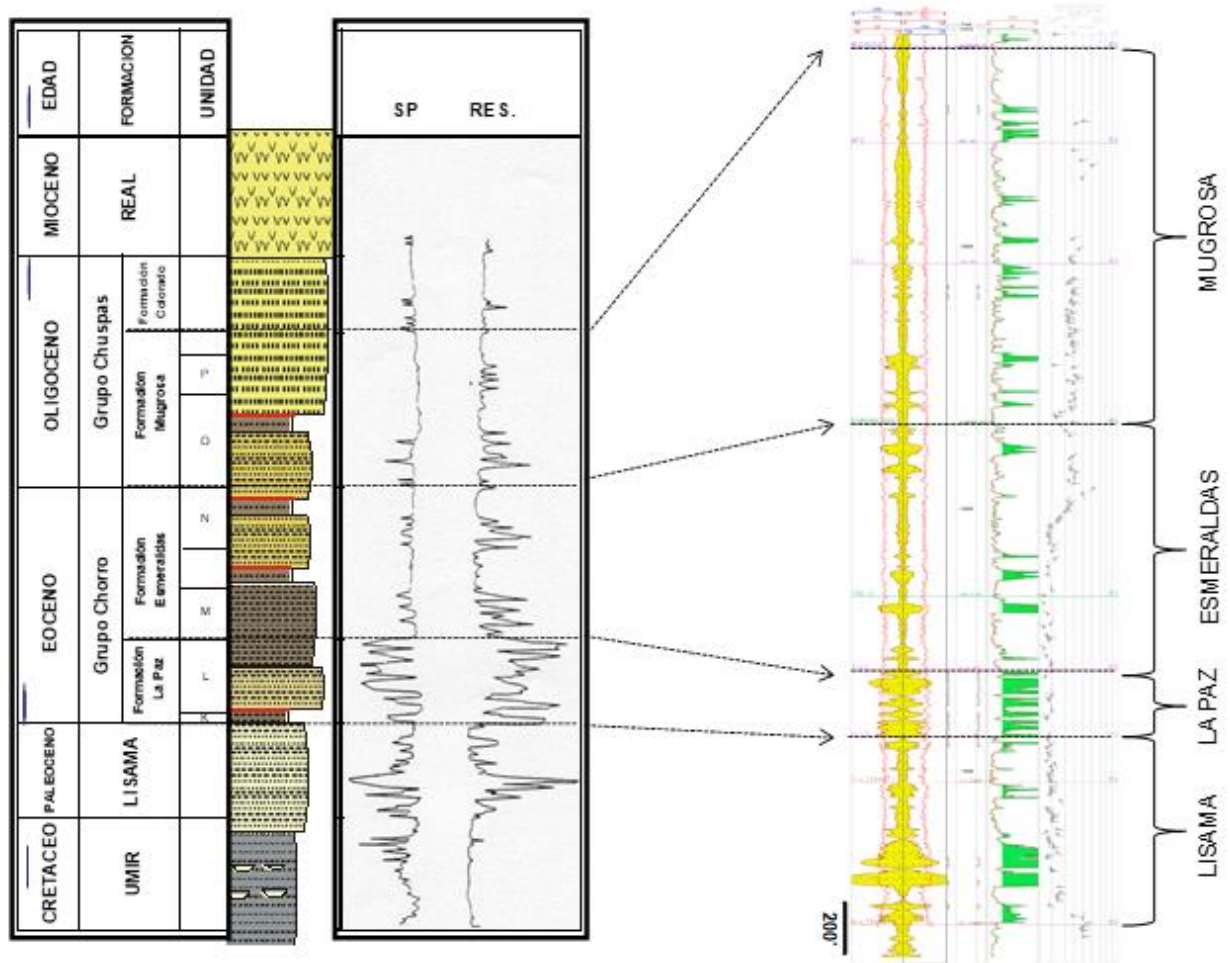
Formación La Paz: La secuencia sedimentaria atravesada por los pozos perforados en el área del Campo Provincia, corresponde a sedimentos del Terciario. Incluyen las formaciones Lisama, Esmeraldas – La Paz, Mugrosa y Real. Consiste en una serie de areniscas conglomeráticas masivas con estratificación cruzada de

color gris claro e intercalaciones de lutitas grises y feldespatos. En algunos sectores se presenta una disconformidad entre la Formación La Paz y la Formación Lisama. En el área Provincia la Formación La Paz se ha subdividido en dos unidades operacionales que de base a techo son identificadas como Arenas K (parte basal) y Arenas L (parte superior).

Formación Esmeraldas: La Formación Esmeraldas representa la unidad superior del Grupo Chorro. Está compuesta por una litología que se caracteriza por presentar cuerpos de arena intercalados con capas de material fino (arcilla). Las arenas de la Formación Esmeraldas poseen un menor contenido de feldespatos que la Formación La Paz. La edad asignada a esta formación es Eoceno tardío. En el Campo Provincia la Formación Esmeraldas se ha subdividido en dos unidades operacionales que de base a techo son identificadas como Arenas M (parte basal de la Formación Esmeraldas) y Arenas N (parte superior de la Formación Esmeraldas).

Formación Mugrosa: La Formación Mugrosa corresponde a la base del Grupo Chuspas y contiene los yacimientos petrolíferos más importantes en la parte Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Está compuesta por areniscas de grano fino interestratificadas con limo y arcilla, depositadas en ambientes fluviales meandriformes. En el que se distinguen facies de canal, llanuras de inundación. Se observa una buena continuidad en sentido Norte-Sur (canal principal) con un canal secundario en sentido Oeste- Este, en el sector Sur del campo. Las capas de arena son más comunes hacia la base de la unidad. El contacto inferior con la infrayacente Formación Esmeraldas es discordante. En el campo Provincia la Formación mugrosa se ha subdividido en dos unidades operacionales que de base a techo se denominan Arenas O y las Arenas P.

Figura 16. Columna estratigráfica del área Provincia



Tomado de: BETANCUR SOTO, Ángela María y GIRALDO, Carlos Augusto. Plan de desarrollo campo Provincia. Ecopetrol. p 124.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS EN POZOS DEL CAMPO

El campo Provincia actualmente presenta problemas de reducción en la producción, asociados a depósitos orgánicos, más específicamente de parafinas. Se ha evidenciado que en pozos con sistema de levantamiento artificial Gas Lift, se presentan problemas graves de depositación de parafinas que eventualmente llegan a obstruir completamente la tubería de producción. Estos depósitos orgánicos

convencionalmente se trataban mediante remoción mecánica y más recientemente se han intervenido con trabajos de inyección de aceite caliente.

La intervención para la remoción mecánica de los depósitos sólidos en la tubería de producción se realiza con una unidad de slick line y un cortador de parafina, sin embargo, debido a los largos tiempos de ejecución (desde un par de días hasta semanas dependiendo de la cantidad de parafina acumulada), este procedimiento está asociado a grandes pérdidas por producción diferida que afectan los ingresos de la empresa y adicionalmente, limita el seguimiento a los pozos de gas lift que se realiza a través de la unidad de slick line. Es por esto que siguiendo los procedimientos realizados en los campos Lisama y Colorado, se optó por continuar la remoción de estos depósitos mediante la inyección convencional de aceite caliente, con la cual se completan las dos técnicas de remoción implementadas a la fecha en el campo Provincia.

Adicionalmente, el tipo de crudo que producen las arenas superiores es de tipo asfáltico y el tipo de crudo de las arenas basales es de carácter parafínico; razón por la cual, con los cambios termodinámicos que sufren los fluidos durante su producción, se ha evidenciado precipitación de material orgánico en la tubería de producción de los pozos.

Es importante mencionar que, en términos generales, la producción de crudo del campo Provincia está asociada a grandes cantidades de gas. Estos volúmenes de gas producido sufren una expansión a lo largo de su ascenso por la tubería de producción, lo cual genera una reducción en la temperatura y acelera el proceso de cristalización de las parafinas. Por ello es necesario determinar las fuentes del gas asociado a la producción de crudo en la mayoría de estos pozos.

El gas producido en el Campo Provincia proviene de tres fuentes: de la capa de gas, el gas reinyectado y el gas asociado al petróleo. La capa de gas está presente en la formación La Paz (Arenas K, L1 y L3) y existe también una zona de gas en las arenas N de la Formación Esmeraldas ubicada en la parte sur del Campo (Sur de

Santos y Norte de Conde). Es debido a estas características que en las arenas Esmeraldas y La Paz los principales mecanismos de producción del campo han sido expansión de la capa de gas y el gas en solución.

Con el fin de reducir las pérdidas de producción asociadas a depósitos orgánicos, suprimir los costos de las intervenciones mecánicas y prevenir daños asociados a la inyección de aceite caliente convencional, se propone la evaluación de la inyección de aceite liviano de ciclo, en pozos del campo que han evidenciado problemas de precipitación de parafinas, para el control de estos depósitos.

2.3 SELECCIÓN DE POZOS PARA EL ESTUDIO

Dado que el campo Provincia se encuentra subdividido en las zonas de Conde, Santos, Suerte y Sabana, se determinó inicialmente cuales de estas zonas evidenciaban problemas de precipitación y obstrucción de líneas de producción por depósitos orgánicos; para lo cual, a partir de los datos históricos de intervenciones de pozos asociadas a trabajos de remoción de parafinas, se encontró que la zona problema era la correspondiente al campo Suerte, a raíz de que en 5 de sus 26 pozos se han presentado problemas graves de obstrucción de tuberías, mientras que en las demás zonas no se ha presentado problema alguno.

Los 5 pozos que reportan el problema y los cuales se han intervenido desde las etapas iniciales mediante remoción mecánica y/o inyección de aceite caliente, son: Suerte-12 Suerte-22, Suerte-34, Suerte-38 y Suerte-45. De estos pozos solo 2 se encontraban activos, los cuales eran el Suerte-38 y el Suerte-45, los otros 3 no se encontraban activos y por lo tanto no era posible tomar una muestra de fluido.

Partiendo de esta situación, se tomó como población inicial para el muestreo los 26 pozos del campo Suerte y se creó una plantilla de selección de pozos a partir de las propiedades y parámetros operacionales y de diseño de los 2 pozos que presentan problema y que se encuentran activos. En la tabla 1 se muestran los parámetros y características de los pozos base para la selección.

Tabla 1. Parámetros y características de los pozos base para la selección.

Nombre del pozo	Severidad del problema	Estado	Formación productora	°API	Prod total (BFPD)	BSW (%)	Prod neta (BOPD)	Prod agua (BWPD)	Prod gas (KPCD)	SLA	Profundidad (ft)	Estado vía de acceso
STE038	Elevado	Activo	La Paz-Esmeralda-Mugrosa	22.6	20	0.6	20	0.1	0	GL	10192	Buen estado
STE045	Elevado	Activo	La Paz-Esmeralda-Mugrosa	22.5	30	0.8	30	0.2	60	GL	9532	Buen estado

Con base en los datos mostrados en la tabla 2, y teniendo en cuenta que los pozos que han presentado elevada severidad del daño producen de las mismas tres formaciones en conjunto, se decidió tomar como variables de mayor importancia para la selección a la severidad del daño y a la formación productora. Con un nivel de importancia menor, se evaluaron las variables de °API, BS&W y sistema de levantamiento artificial. En la siguiente tabla se especifican los parámetros que se tuvieron en cuenta para la ponderación, así como del valor asignado para cada caso respectivo.

Tabla 2. Ponderación de los parámetros a evaluar de cada uno de los pozos Suerte.

Parámetro	Ponderación
Formación productora	0 Diferente de La Paz-Esmeralda-Mugrosa
	5 La Paz-Esmeralda-Mugrosa
Severidad del daño	0 No reporta
	3 Leve
	5 Elevado
Gravedad API	0 °API \leq 20 o °API \geq 30
	2 20<°API<30
BSW	0 BSW>1
	1 BSW \leq 1
SLA	0 Flujo natural o diferente de gas lift (GL)
	1 Gas lift (GL)

Otros parámetros como la producción total, producción neta, y producción de agua y gas, también se analizaron, pero no se tuvieron en cuenta para la ponderación, ya

que no se consideraron variables críticas que puedan influenciar de manera directa el proceso de depositación y precipitación de los depósitos orgánicos. Sin embargo, se aseguró que todos los pozos evaluados estuvieran activos, con vías de acceso en buen estado y adecuadas facilidades para el muestreo. En la tabla 3 se observan los puntajes y las características de los parámetros evaluados para 21 de los 26 pozos que hacen parte de la zona de Suerte, debido a que 5 de los pozos reportados como activos no registran producción de fluidos en las pruebas de producción, por lo que tampoco sería posible el muestreo en esos casos.

Tabla 3. Selección de los pozos Suerte para el muestreo con base en la ponderación establecida.

Nombre del pozo	Severidad del problema	Formación productora	°API	Prod total (BFPD)	BSW (%)	Prod neta (BOPD)	Prod agua (BWPD)	Prod gas (KPCD)	SLA	Prof. (ft)	Puntaje
STE016	No reporta	Esmeralda-Mugrosa	21.4	10	0.4	10	0	180	GL	8714	4
STE024	No reporta	Esmeralda-mugrosa	24.1	20	1	20	0	100	GL	9219	4
STE028	No reporta	Esmeralda-Mugrosa	23.1	20	0.5	20	0.1	1	GL	9143	4
STE032	Leve	La Paz-Esmeralda-Mugrosa	22.8	12	0.4	12	0	30	GL	10028	12
STE038	Elevado	La Paz-Esmeralda-Mugrosa	22.6	20	0.6	20	0.1	0	GL	10192	14
STE039	No reporta	Esmeralda-Mugrosa	22.1	9	0.4	9	0	1	GL	1007	4
STE041	No reporta	Esmeralda-Mugrosa	21.6	15	0.8	15	0.1	1	GL	9990	4
STE044	No reporta	La Paz	23.3	20	0.8	20	0.2	1	GL	9461	4
STE045	Elevado	La Paz-Esmeralda-Mugrosa	22.6	30	0.8	30	0.2	60	GL	9532	14
STE046	Leve	La paz-esmeralda-Mugrosa	22.5	16	0.4	16	0.1	1	GL	9548	12

Nombre del pozo	Severidad del problema	Formación productora	°API	Prod total (BFPD)	BSW (%)	Prod neta (BOPD)	Prod agua (BWPD)	Prod gas (KPCD)	SLA	Prof. (ft)	Puntaje
STE048	No reporta	La Paz-Esmeralda-Mugrosa	23.4	10	0.3	10	0	1	GL	9332	9
STE051	No reporta	Esmeralda-Mugrosa	25.4	50	0.2	50	0.1	480	GL	7574	4
STE052	No reporta	Esmeralda-Mugrosa	21.9	50	0.2	50	0.1	400	GL	7786	4
STE054	No reporta	Esmeralda-Mugrosa	24	10	0.2	10	0	50	GL	7360	4
STE055	No reporta	Esmeralda-Mugrosa	23.3	30	0.5	30	0.1	400	GL	7030	4
STE056	No reporta	Esmeralda-Mugrosa-Real	24	5	0.2	5	0	200	GL	7592	4
STE057	No reporta	Esmeralda-Mugrosa	22.2	10	0.2	10	0	0	GL	7762	4
STE058	No reporta	Esmeralda	26.4	40	0.2	40	0.1	400	GL	8633	4
STE059	No reporta	Esmeralda	23.6	20	0.4	20	0.1	300	GL	9097	4
STE061	No reporta	Esmeralda-Mugrosa	23.6	50	0.1	50	0	550	FN	7600	3
STE062	No reporta	Esmeralda-Mugrosa	23.2	10	0.2	10	0	0	GL	8118	4

Con base en la selección realizada de acuerdo con los parámetros evaluados, se decidió que los pozos con mayor posible potencial de precipitación de parafinas son Suerte-32, Serte-38, Suerte-45 y Suerte-46. De estos pozos se obtuvo una muestra de fluidos de producción en cabeza, las cuales sirvieron como base para el desarrollo del presente trabajo.

3. FACTIBILIDAD DE LA INYECCIÓN DE ALC PARA EL CONTROL DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS EN EL CAMPO PROVINCIA

A lo largo del desarrollo productivo de los campos a nivel mundial, han surgido diversas técnicas para el control de depósitos orgánicos, sin embargo, los métodos más acogidos han sido los químicos y los térmicos.

Muchos de los tratamientos químicos desarrollados para el control de estos depósitos no han sido totalmente aceptados para aplicaciones en campo porque generan un riesgo para el personal que ejecuta la intervención, además de los posibles problemas de tipo ambiental que pueden llegar a generar y del elevado costo asociado al tratamiento. Por estas razones en la mayoría de los campos maduros del país, con problemas de depósitos de parafinas, se continúa enfrentando el problema con métodos térmicos, de los cuales el más económico y efectivo a corto plazo ha sido la inyección convencional de aceite caliente.

Como se ha expuesto previamente, la liberación de los componentes más volátiles, que resulta del calentamiento convencional del mismo crudo producido del campo para reinyectarlo en el pozo, genera una desestabilización de las parafinas presentes en el crudo, provocando también un aumento tanto en el punto de fluidez como en el punto de nube del aceite que está siendo inyectado. Con estas implicaciones, la técnica resulta siendo una alternativa efectiva a corto plazo, pero con enormes efectos no deseadas en las proyecciones de producción de los pozos.

En vista de suprimir el problema asociado a la inyección convencional de aceite caliente y con base en los estudios realizados en el campo Colorado para control de depósitos orgánicos, el aceite liviano de ciclo surge como una alternativa llamativa para el control de este tipo de depósitos, en especial para el campo Provincia que aparentemente no ha comenzado a sufrir las consecuencias de la inyección de aceite caliente y dónde algunos pozos aún se intervienen de manera mecánica.

3.1 PRUEBAS DE CARACTERIZACIÓN

Antes de evaluar cualquier tipo de tratamiento para suprimir el problema de depósitos orgánicos en el campo Provincia, es necesario realizar una correcta caracterización del tipo de fluido producido en cada uno de los pozos muestreados (Suerte-32, Surte-38, Suerte-45 y Suerte-46) y determinar las propiedades del tratamiento en cuestión (ALC).

Las pruebas de laboratorio se realizaron en el laboratorio de fluidos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, en el laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación del Parque Tecnológico Guatiguará y en el laboratorio de geoquímica del Instituto Colombiano del petróleo (ICP). En la tabla N°4 se especifica el tipo de prueba realizada y el método utilizado en la ejecución de cada tipo de prueba.

Tabla 4. Pruebas realizadas para la caracterización.

PRUEBA	MÉTODO
Gravedad °API - Hidrómetro	ASTM D 287 - 82
Contenido de agua y sedimentos - BS&W	ASTM D 96 - 88
Salinidad	ARUBA
Punto de fluidez	ASTM D 97
Punto de cristalización	ASTM D 4419 -90
Punto de relampagueo	ASTM D 92
Punto de fuego	ASTM D 92
Viscosidad	ASTM D 88 & 445
Fracciones Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos	SARA

A continuación, se describe de forma concreta los aspectos teóricos de cada prueba para tener en cuenta antes de presentar los resultados; de igual manera, es importante resaltar que la mayoría de las pruebas son de caracterización básica, sin embargo, la determinación del punto de cristalización, punto de relampagueo y el análisis SARA fueron las pruebas base que permitieron el adecuado desarrollo del proyecto y las cuales permitirán la efectiva extrapolación de la técnica a campo.

3.1.1 Gravedad API: Es una unidad creada por el “American Petroleum Institute” para expresar la densidad relativa de un crudo y proporciona una idea de la calidad de este. Cuanto más ligero es un crudo mayor es su gravedad API y cuanto más pesado, menor es su valor³³.

Mediante la siguiente expresión matemática se calcula la gravedad API a partir de la gravedad específica medida a 60/60°F.

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{GE (60/60^{\circ}F)} - 131,5$$

Para términos de la prueba de laboratorio, se utilizó el método del hidrómetro para calcular la gravedad API, llenando una probeta de 500 ml con crudo/ALC y sumergiendo un hidrómetro marcado con la escala de gravedad API correspondiente. Posteriormente, se observó, a nivel, el número en la escala y finalmente se hizo la corrección de temperatura de este valor a partir de tablas en el laboratorio. Cabe resaltar que mediante la determinación de esta propiedad, se puede empezar a tener una idea respecto a la composición del crudo que se está evaluando, ya que los crudos con mayor gravedad API generalmente presentan mayor contenido de saturados (fracción característica de los crudos parafínicos), responsables del fenómeno de depositación parafinas, por su suptibilidad ante cambios termodinámicos.

3.1.2 Contenido de agua y sedimentos (BS&W): Teniendo en cuenta las implicaciones y los problemas operacionales asociados a la producción de agua y al alto contenido de sedimentos en los fluidos, se hace necesario determinar el contenido de ellos. Determinar el contenido de agua es fundamental en términos de fiscalización y venta del crudo, esto con el fin de cuantificar los volúmenes netos de

³³ ASTM STANDARDS Petroleum Products-Fuel Solvents, Engine Tests; Burner Fuel Oils; Lubricating Oils; Cutting Oils; Lubricating Greases; Hydraulic Fluids. 1965

hidrocarburo que se tienen. Adicionalmente, un volumen excesivo de agua y sedimentos puede originar problemas en los equipos como corrosión, daño de bomba, taponamiento de tuberías y problemas en el procesamiento del crudo, entre otros³⁴. Sin olvidar que, en tratamientos como el propuesto en el presente trabajo, se hace necesario cuantificar este parámetro con el fin de determinar la cantidad de agua asociada que va a estar en contacto con el fluido de tratamiento y así, mediante de las pruebas de compatibilidad, evaluar el efecto del contacto de los fluidos en el sistema de producción y en la cara de la formación.

El método que se usó en el laboratorio para determinar el BS&W fue el expuesto en la norma ASTM D 96 – 88, el cual consiste en agitar previamente el recipiente que contiene el crudo antes de agregarlo a los tubos de centrífuga (pera), dónde se añaden 50 ml de crudo y 50 ml de solvente (varsol) más dos gotas de desemulsificante; este procedimiento se hace en dos tubos de centrífuga (muestra y contra muestra). Se tapan los tubos y se agitan para mezclar los contenidos, luego se colocan en un baño de temperatura por 10 min a 140° F. Se sacan los tubos del baño y se colocan en posiciones opuestas en el plato de la centrífuga, dónde se centrifuga por 10 min a 1600 rpm y después de este tiempo se lee y se registra el volumen combinado de agua y sedimentos en el fondo de cada tubo de centrífuga. Se compara las lecturas de los dos tubos y si difieren en un 25% se repite el procedimiento.

3.1.3 Salinidad: El agua de formación que acompaña al crudo producido, contiene sales, sólidos disueltos, y otros contaminantes peligrosos y corrosivos, por esta razón es necesario separar los sólidos y deshidratar el crudo. El lavado por extracción se utiliza en la mayoría de las refinerías para eliminar la sal del crudo, y

³⁴ PINEDA GÓMEZ, Cesar Augusto. Guía de laboratorio de fluidos. Práctica #2 Gravedad API, BSW & Salinidad. Universidad Industrial de Santander. 2008.

así poder evitar la corrosión en las columnas de destilación³⁵. Para la industria petrolera colombiana se acepta un tope máximo de 20 lb/mil bls (PTB).

El método utilizado en laboratorio para determinar el contenido de sal en el crudo es el método de Aruba, el cual no está estandarizado. Consiste en tomar una muestra de 50 ml de crudo en una probeta y verterlos en el cilindro de bronce; luego lavar la probeta con 75 ml de agua destilada y 75 ml de varsol, para posteriormente verterlos en el cilindro de bronce; se agita la mezcla y se coloca en un baño de temperatura por 10 min a 140°F. Después se vierte el contenido del cilindro en dos tubos de centrífuga y se centrifuga por 10 min a 1500 rpm. Se retira el agua del fondo del tubo y se filtra. Se toman 10 ml de esta agua para hacer la valoración de cloruros (el pH de la solución debe estar entre 7 y 10, si es necesario ajustar el potencial de hidrógeno, usar una solución de NaOH 0.01 N o ácido nítrico 0.01 N). Finalmente se hace la valoración del agua agregando 2 o 3 gotas de cromato de potasio como indicador y se agrega nitrato de plata como titulador. El punto final se alcanza cuando se observa un color rojizo suave durante 30 segundos³⁶.

Al agua destilada se le hace un ensayo en blanco usando el indicador y el titulador para determinar la cantidad de nitrato de plata que consume esta agua.

En la tabla 9 se reportan los datos obtenidos de volumen de nitrato de plata usado en la titulación, el volumen de nitrato de plata del ensayo en blanco y la cantidad de libras de sal / 1000 bls por medio de la siguiente ecuación:

$$Q = (30726.84) \times \frac{(Vn \times Nn)}{Vh}$$

Dónde:

Q= lb. sal / 1000 bls de crudo

Nn= Normalidad del AgNO₃

³⁵ PINEDA GÓMEZ, Cesar Augusto. Guía de laboratorio de fluidos. Práctica #2 Gravedad API, BSW & Salinidad. Universidad Industrial de Santander. 2008.

^{36,33} ASTM STANDARDS Petroleum Products-Fuel Solvents, Engine Tests; Burner Fuel Oils; Lubricating Oils; Cutting Oils; Lubricating Greases; Hydraulic Fluids. 1965

Vn= Volumen de AgNO₃ usado en la titulación, ml

Vh= Volumen de agua a valorar, ml

3.1.4 Punto de fluidez: El punto de fluidez hace referencia a la temperatura más baja a la cual el crudo o un aceite derivado todavía fluye, es decir que a partir de ese punto el fluido pierde su capacidad para moverse³⁷. Es necesario determinarlo para asegurar que el tanto el crudo como el ALC van a fluir a lo largo del sistema de producción, con las temperaturas que allí se tienen y para poder identificar cuales de los crudos muestreados tienden a cristalizar sus componentes parafínicos a temperaturas más altas.

El método descrito en la norma ASTM D 97 consiste en un calentamiento previo del fluido en un baño de temperatura, a 45°C, por 10 minutos, en un recipiente de prueba y luego se lleva a un baño de temperatura a 24°C, hasta alcanzar dicha temperatura. Luego se coloca el recipiente de prueba en la cubierta con el termómetro ASTM ajustado al tapón de corcho y se sumerge el montaje en el líquido de enfriamiento. Se empiezan las observaciones del punto de fluidez a partir de los 12°C, sacando el montaje del líquido refrigerante e inclinándolo horizontalmente para verificar movimiento del fluido. Estas observaciones se hacen cada vez que la temperatura disminuye 3°C. Cuando la muestra de ALC no fluya estando en la posición inclinada por 5 segundos, se registra la temperatura del termómetro, a esta temperatura se adicionan 3°C, la cual corresponde a la temperatura del punto de fluidez.

Con el líquido refrigerante disponible en el laboratorio de fluidos (etilenglicol), la temperatura más baja que se podía alcanzar era de -9°C.

3.1.5 Punto de cristalización: El punto de cristalización o WAT (Wax Appearance Temperature) por sus siglas en inglés, hace referencia a la temperatura a la cual la

parafina cristaliza por primera vez de una solución durante un proceso de enfriamiento a presión atmosférica³⁸. Es el parámetro más importante asociado con la formación de ceras parafínicas, dado que determina con exactitud la condición de temperatura a la que los cristales de parafina empiezan a formarse; debido a su importancia es necesario determinar su valor en el proceso de caracterización de los crudos, mediante uno de los métodos más utilizados en la industria, la Calorimetría Diferencial de Barrido o DSC (Differential Scanning Calorimetry) por sus siglas en inglés. Este método es ampliamente usado por su simplicidad, exactitud y rápida respuesta al monitorear la transición de fases durante un calentamiento y un enfriamiento, que arroja cantidades termodinámicas tales como capacidad de calor y entalpía de transición³⁴. La ejecución de esta prueba permite de igual manera, corroborar que el tratamiento evaluado no presenta problema alguno relacionado con precipitación de sus componentes, a demás de proveer el dato exacto del punto de fusión de la muestra de parafina sólida.

La determinación de esta propiedad se realizó en el laboratorio de polímeros de la Escuela de Ingeniería Química en el Parque Tecnológico Guatiguará, con el equipo DSC (ver Figura 17) de TA Instruments, según el procedimiento descrito en la norma ASTM D4419 – 90, para las 4 muestras de crudo, una muestra sólida de parafina y para el ALC. Inicialmente se llevó la muestra a una temperatura de 30°C dónde empezaba un ciclo de calentamiento hasta 120°C, con el fin de eliminar el historial y cualquier impureza que pudiera traer, al completar esta primera etapa comenzaba el segundo ciclo de enfriamiento, hasta una temperatura de -40°C, para finalizar con el tercer ciclo de calentamiento hasta nuevamente 120°C. La tasa de calentamiento/enfriamiento utilizada para la prueba fue de $\pm 3^\circ\text{C}/\text{min}$ y durante el proceso se dibujaba la gráfica de flujo de calor normalizado (W/g) contra temperatura (°C). De las diferentes variables termodinámicas que se pueden obtener con el DSC, para determinar el punto de cristalización es necesario generar

³⁸ ALCAZAR VARA, Luis Alberto & BUENROSTRO GONZALEZ, Eduardo. Liquid-solid Phase Equilibria of Paraffinic Systems by DSC Measurements. Intech. <http://dx.doi.org/10.5772/54575>. 2013

el punto onset de temperatura en la gráfica, que hace referencia al punto dónde empieza la deflexión en el flujo de calor debido a la aparición de los primeros cristales de parafina.

Figura 17. Equipo de Calorimetría Diferencial de Barrido



3.1.6 Punto de relampagueo y punto de fuego: El punto de relampagueo o flash point se define como la temperatura mínima requerida para causar una pequeña ignición en la película de vapores generada por el fluido en su superficie por acción de una llama; se utiliza para determinar el nivel de inflamabilidad de este, y el punto de fuego o fire point hace referencia a la temperatura a la cual los vapores generados del fluido son capaces de mantener una combustión de por los menos 5 segundos en presencia de una llama³⁹.

Estos parámetros dan un indicio de contaminación y presencia de materiales altamente volátiles en el fluido y a su vez son un parámetro de seguridad para su manejo, permitiendo evitar las condiciones que favorezcan la combustión. Teniendo en cuenta que el tratamiento de remoción propuesto con el ALC es un tratamiento térmico, es necesario determinar estos parámetros con el fin de identificar la ventana operativa del producto.

³⁹ ASTM STANDARDS Petroleum Products-Fuel Solvents, Engine Tests; Burner Fuel Oils; Lubricating Oils; Cutting Oils; Lubricating Greases; Hydraulic Fluids. 1965

El procedimiento de laboratorio que se siguió fue el descrito en la norma ASTM D 92, Cleveland copa abierta, el cual consiste en llenar la copa con ALC hasta que el tope del menisco llegue a la línea de llenado, luego se coloca el termómetro en posición vertical dentro de la copa (con el bulbo a ¼ de pulgada del fondo) y se enciende la caldera, calentando inicialmente a una tasa de 25 a 30° F por minuto hasta alcanzar una temperatura de 100°F por debajo del punto de relampagueo esperado, después se baja la tasa de calentamiento a 9-11°F por minuto hasta estar 50°F por debajo del punto esperado, dónde se comienza a realizar las observaciones pasando la llama rápidamente de manera sucesiva cada 5°F. Se registra la temperatura de relampagueo observada cuando al pasar la flama se produzca un relampagueo, y para determinar el punto de fuego se sigue calentando a la misma tasa, hasta que al pasar la flama se produzca una combustión sostenida por 5 segundos, dónde la temperatura observada se registra como punto de fuego.

Cómo la presión barométrica del laboratorio es de 680 mmHg (diferente de 760 mmHg) se debe corregir las temperaturas del punto de relampagueo y del punto de fuego con la siguiente ecuación:

$$F_{Corregida} = F + 0.06 \times (760 - P)$$

Dónde:

$F_{Corregida}$ = Temperatura corregida en °F

F = Temperatura observada en °F

P = Presión barométrica del ambiente, mmHg

3.1.7 Viscosidad: La viscosidad es una medida de la resistencia interna al movimiento de un fluido, que se debe a las fuerzas de cohesión entre sus moléculas⁴⁰. Para el presente estudio es necesario determinar este valor tanto del tratamiento a evaluar como de los crudos muestreados, con el fin de realizar una caracterización adecuada que contribuya a un completo entendimiento del

⁴⁰CENGEL, YUNUS, A. CIMBALA, JOHN M. Mecánica de fluidos. Fundamentos y aplicaciones McGraw-Hill Interamericana. 2006. P 45.

comportamiento de los fluidos involucrados en el proceso, esto incluye la evaluación de la mezcla del ALC con la parafina sólida para identificar cambios drásticos de viscosidad como posible consecuencia de la cantidad de parafina disuelta en el producto a medida que aumenta el tiempo de contacto y la temperatura. Existen diversos tipos de viscosidad, entre las más conocidas se pueden nombrar la viscosidad dinámica o absoluta, la viscosidad cinemática y la viscosidad Saybolt.

La viscosidad dinámica es definida como la fuerza tangencial sobre unidad de área de dos planos paralelos distantes una unidad, cuando el espacio entre los dos planos se llena con un fluido y uno de los dos planos se mueve a una velocidad unitaria en su propio plano respecto al otro⁴¹. Esta puede obtenerse multiplicando la viscosidad cinemática por la densidad del fluido evaluado y su unidad en el sistema cgs, es el Poise, P.

La viscosidad cinemática es una medida del tiempo que tarda un volumen fijo de líquido en fluir por gravedad a través de un capilar calibrado, su unidad en el sistema cgs es el Stoke. La medición de este valor para el ALC a diferentes temperaturas se realizó en el viscosímetro Cannon – Fenske que se muestra en la Figura 18, el cual consiste de un tubo en u con diversos bulbos y estrangulamientos. Cada tubo esta calibrado para rangos específicos de viscosidades. El viscosímetro cuenta con un baño de temperatura a base de aceite mineral que garantiza una temperatura constante y controlada a la hora de realizar la medición.

El procedimiento de laboratorio que se siguió fue el descrito en la norma ASTM D 445, para líquidos transparentes. El cual consiste en introducir 10 ml de muestra, previamente filtrada a través de un filtro No. 200, en el viscosímetro, introducir el viscosímetro en el baño de temperatura y aguardar hasta que la temperatura se estabilice Posteriormente, una vez se tenga la temperatura deseada, se utiliza succión para ajusta el nivel de fluido dentro del viscosímetro al menos 5mm por encima de la primera marca, luego se deja fluir libremente el líquido y se mide el

⁴¹ BIRD. BYRON. STEWART, WARREN. LIGHTFOOT, EDWIN. Fenómenos de transporte. Segunda edición. Limusa Wiley. 2006. P 11.

tiempo en segundos que tarda el menisco en pasar de la primera a la segunda marca. La viscosidad cinemática se obtiene multiplicando este tiempo por la constante propia del viscosímetro utilizado y debe reportarse la temperatura a la cual se realizó la medición.

Figura 18. Viscosímetro cinemático Cannon-Fenske, capilar 50-2912.



La viscosidad Saybolt es una medida exclusiva de la industria petrolera y, al igual que la viscosidad cinemática, es una medida del tiempo que tarda determinada cantidad de líquido en fluir a través de un orificio calibrado por la acción de la gravedad. Esta viscosidad se divide a su vez en viscosidad Saybolt Furol y Saybolt Universal, dependiendo del tipo de orificio utilizado, a rasgos generales, el orificio Furol es más apropiados para crudos viscosos. Para obtener la viscosidad cinemática a partir de la viscosidad Saybolt se debe utilizar el tiempo medido en una ecuación que varía dependiendo del valor de este, como se muestra en la Tabla 5, y reportar la temperatura a la cual se realizó la medición. La viscosidad de los crudos muestreados se determinado a través de este viscosímetro, el cual se puede observar en la Figura 19.

El procedimiento de laboratorio que se llevó a cabo se hizo con base en la norma ASTM D 88. El cual consiste en agregar la muestra de crudo, previamente filtrada a

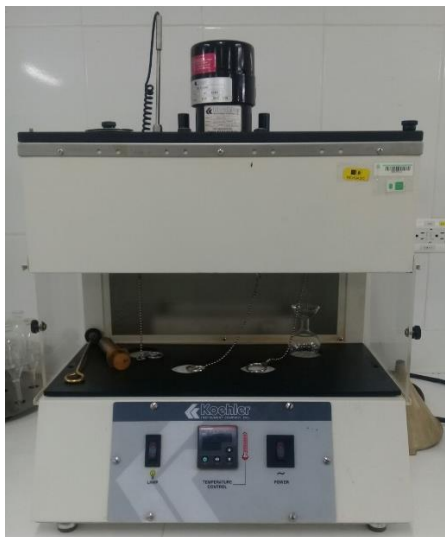
través de una malla de 100 mesh, directamente al recipiente del viscosímetro hasta que alcance el anillo de desbordamiento, aproximadamente 60 ml. Luego se debe aguardar a que la temperatura de la muestra se mantenga constante durante 1 minuto de continua agitación. Posteriormente se coloca una copa receptora graduada de 60 ml debajo del orificio a utilizar y se remueve el tapón, mientras se acciona simultáneamente el cronometro. Se debe dejar transcurrir el tiempo necesario para que el menisco llegue a la marca de graduación de la copa receptora y registrarlo. Finalmente se debe multiplicar el tiempo medido por el factor de calibración del orificio respectivo, y se reporta como Segundos Saybolt Universal (SSU) o Segundos Saybolt Furol (SSF) según el orificio que se haya utilizado.

Tabla 5. Ecuaciones para el cálculo de la viscosidad cinemática a partir de la viscosidad Saybolt.

Viscosidad Saybolt	Intervalo, t (seg)	Viscosidad Cinemática (St)
SSU	$32 < t < 100$	$0,00226 t - \frac{1,95}{t}$
	$t > 100$	$0,00220 t - \frac{1,35}{t}$
SSF	$25 < t < 40$	$0,0224 t - \frac{1,84}{t}$
	$t > 40$	$0,0226 t - \frac{0,60}{t}$

Tomado de: ASTM. International. Standard Practice for Conversion of Kinematic Viscosity to Saybolt Universal Viscosity or to Saybolt Furol Viscosity. D 2161-05. 2008.

Figura 19. Viscosímetro Furol Koehler.



3.1.8 Análisis S.A.R.A: Es un análisis composicional que se utiliza para determinar la cantidad de fracciones de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos de un crudo o un compuesto derivado. Sin duda alguna, este análisis permite conocer con certeza el porcentaje de componentes saturados para cada una de las muestras, y junto con los resultados del DSC y las demás pruebas de caracterización ejecutadas, concluir de manera verídica, el tipo de crudo con el que se está trabajando. Así mismo, permite justificar las causas del comportamiento de los fluidos ante cambios termodinámicos y predecir la estabilidad de sus fracciones. Este procedimiento se ejecutó bajo los lineamientos estandarizados del laboratorio de geoquímica del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), en el cual a una masa de 2 mg de la muestra a evaluar (ALC en este caso), se le adiciona un volumen de 80 mL del agente precipitante (generalmente n-heptano), la mezcla resultante se hace reflujó en soxleth y luego se deja en reposo en oscuridad para la precipitación de asfaltenos; posteriormente los máltenos y asfaltenos son separados por filtración, a su vez la fracción maltenos (fracción soluble en HC saturados de bajo punto de ebullición) es separada en las fracciones Saturada, Aromática y Resinas mediante cromatografía líquida, usando una columna de aproximadamente 18 cm

de sílice como fase estacionaria y solventes orgánicos de diferentes polaridades como fase móvil.

3.1.9 Índice de Inestabilidad Coloidal (IIC): El petróleo se considera un sistema coloidal y este índice relaciona las composiciones másicas de las fracciones obtenidas en el análisis SARA para determinar la inestabilidad de los coloides. Se define como la relación entre la suma de los asfaltenos y los componentes desfavorables a su estabilidad en el petróleo, es decir, sus flocculantes (saturados), y la suma de sus agentes peptizantes (aromáticos y resinas), que constituyen los componentes favorables de la estabilidad de los asfaltenos⁴². El IIC se calcula mediante la siguiente expresión:

$$IIC = \frac{(\% \text{ Saturados} + \% \text{ Asfaltenos})}{(\% \text{ Aromáticos} + \% \text{ Resinas})}$$

Se habla de crudos termodinámicamente inestables cuando el $IIC > 0.9$, crudos termodinámicamente estables cuando el $IIC < 0.7$, y de crudos moderadamente estables cuando el $0.7 < IIC < 0.9$.

3.1.10 Resultados de pruebas de caracterización

En la Tabla 6 se presentan los resultados de la °API para los pozos en estudio y para el ALC, se puede apreciar que, aunque estos pozos producen de las mismas formaciones productoras, presentan diferencias significativas en su °API. Según los resultados y de acuerdo con la clasificación de crudos por su gravedad API, los

⁴² WIEHE, I. A & KENNEDY, R. J. The oil compatibility model and crude oil incompatibility. Energy & Fuels. 2000. 14, 56-59.

crudos de los pozos Suerte-32 y Suerte-46 se clasifican como pesados, mientras que los crudos de los pozos Suerte-38 y Suerte-45 se clasifican como medianos.

Tabla 6. Resultados de la prueba de gravedad API.

Tipo de prueba	Determinación de la gravedad API (Método del hidrómetro)			
Norma	ASTM D 287 - 82			
Campo	Pozo	Muestra	Temp. °F	°API
Provincia	Suerte-32	Crudo	79	18.40
Provincia	Suerte-38	Crudo	78	26.30
Provincia	Suerte-45	Crudo	79	27.80
Provincia	Suerte-46	Crudo	78	18.00
N/A	N/A	A.L.C	79	17.72

En la Tabla 7 se muestran los resultados de la prueba de agua y sedimentos o BSW, por sus siglas en inglés. De manera general se puede concluir que los crudos estudiados muestran una cantidad total de agua y sedimentos bastante baja, exceptuando el crudo del pozo Suerte-32 que tiene un total de agua y sedimentos del 4,5%.

Tabla 7. Resultados de la prueba de contenido de agua y sedimentos.

Tipo de prueba	Contenido de agua y sedimentos (Método de la centrifuga)			
Norma	ASTM D 96 - 88			
Solvente	Varsol			
Desemulsificante	RP 2122 H (10%)			
Campo	Pozo	Muestra	Temp. °F	Total agua y sedimentos [%]
Provincia	Suerte-32	Crudo	79	4.50
Provincia	Suerte-38	Crudo	78	0.15
Provincia	Suerte-45	Crudo	79	0.05
Provincia	Suerte-46	Crudo	78	0.00

Los resultados de la prueba de salinidad de los crudos en estudio se muestran en la Tabla 8, se puede apreciar que los crudos Suerte-38 y Suerte-45 presentan una salinidad mayor a 10 Lb/1000 Bbl de crudo, valor mínimo permisible para el ingreso

a la refinería, mientras que los crudos Suerte-32 y Suerte-46 tienen un contenido de sal menor a este valor.

Tabla 8. Resultado de la prueba de determinación de sal en crudos.

Método	Aruba				
Volumen AgNO3 usado en ensayo en blanco (ml)	0.05				
Normalidad del AgNO3	0.0282				
Campo	Pozo	Muestra	Vol agua a valorar (ml)	Vol AgNO3 requerido para completar la valoración (ml)	Contenido de sal (lb.sal / MBI crudo)
Provincia	Suerte-32	Crudo	4.5	0.05	9.63
Provincia	Suerte-38	Crudo	5	0.15	26.00
Provincia	Suerte-45	Crudo	5	0.15	26.00
Provincia	Suerte-46	Crudo	10	0.05	4.33

En la Tabla 9 se presentan los resultados para el punto de fluidez de los crudos en estudio, se puede observar que, aunque los crudos de los pozos Suerte-32 y Suerte-46 presentan un valor de °API bajo, estos presentan puntos de fluidez menores a -9°C, mientras que los crudos de los pozos Suerte-38 y Suerte-45 tienen puntos de fluidez más elevados. Esto puede ser un indicio de que los crudos de estos últimos pozos son de carácter parafínico y tienen tendencia a precipitar parafina en el sistema de producción.

Tabla 9. Resultados de la prueba de punto de fluidez para los crudos.

Tipo de prueba	Punto de fluidez			
Norma	ASTM D 97			
Punto de fluidez / Pour point (°C)	Muestras			
	Suerte-32	Suerte-38	Suerte-45	Suerte-46
	< -9°C	-3°C	6°C	< -9°C

En estudios previos con aceite liviano de ciclo dónde se ha determinado su punto de fluidez, se reporta que ha sido de -33°C ⁴³.

Los resultados para la viscosidad dinámica (μ) y cinemática (V) de los crudos en estudio se muestran en la Tabla 10. Estos valores guardan cierta relación con la $^{\circ}\text{API}$ de los crudos, por lo tanto, los crudos con mayor gravedad API (Suerte-32 y Suerte-46) presentan valores de viscosidad más altos que los crudos de menor gravedad API (Suerte-38 y Suerte-45), los cuales aparentemente son de carácter parafínico.

Tabla 10. Resultados para la viscosidad de los crudos evaluados

Tipo de prueba	Viscosidad Saybolt				
Norma	ASTM D 88				
Pozo	Temp, °F	Orificio	t, seg	V, cSt	μ , cP
Suerte-32	78	Furol	248	537,69	507,56
Suerte-38	78	Universal	146	31,16	27,94
Suerte-45	78	Universal	186	40,14	35,66
Suerte-46	78	Furol	356	772,02	730,71

En la Tabla 11 se muestran los resultados para la viscosidad del ALC, los cuales disminuyen a medida que la temperatura incrementa. Adicionalmente, se presentan los capilares utilizados para la medición respectiva y la constante correspondiente a cada capilar.

⁴³ SANCHEZ PACHECO, Ilsen Adriana y GUTIERREZ OJEDA, Henry Fernando. Estudio de factibilidad del uso de aceite liviano de ciclo para el control de parafinas en el campo Colorado. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. 2011.

Tabla 11. Resultados para la viscosidad del ALC

Tipo de prueba	Viscosidad Cinemática					
Norma	ASTM D 445					
Muestra	Temp, °F	Capilar	t, seg	C	V, cSt	μ, Cp
ALC	76	100	247	0,0150	3,705	3,513
ALC	150	75	216	0,0085	1,834	1,738
ALC	170	50	379	0,0040	1,513	1,435
ALC	190	25	335	0,0028	0,938	0,889
ALC	210	25	291	0,0028	0,815	0,773

Los resultados de la calorimetría diferencial de barrido (DSC) son presentados en la Tabla 12, las temperaturas reportadas corresponden a los puntos de cristalización a presión atmosférica. A partir de estos resultados se puede confirmar la tendencia parafínica de los crudos de los pozos Suerte-38 y Suerte-45, y, adicionalmente, se puede apreciar el buen comportamiento del ALC, dado que presenta un punto de cristalización bastante bajo, lo cual garantiza que no existirá cristalización adicional de parafina durante la remoción de los depósitos presentes en la tubería. Es importante aclarar que el termograma de los crudos de los pozos Suerte-32 y Suerte-46 no presento cambios apreciables, debido a estos no se pudo identificar la temperatura de cristalización para estos crudos. Los termogramas de los crudos, del ALC y del depósito sólido se presentan en el anexo 1.

Tabla 12. Resultado de la prueba DSC

Tipo de prueba	DSC - Punto de cristalización					
Norma	ASTM D 4419-90					
Punto de cristalización WAT/WDT (°C)	Muestras					
	Suerte-32	Suerte-38	Suerte-45	Suerte-46	Deposito sólido	ALC
	No reporta	19.15 °C	21.70 °C	No reporta	69.23 °C *	-31.64 °C

El punto de cristalización del depósito sólido (parafina junto con otros componentes) es alto, lo cual significa que tiene alcanos de alto peso molecular.

En la Tabla 13 se presentan los puntos de relampagueo y de fuego obtenidos para los crudos estudiados y para el ALC. Se puede observar que los crudos de los pozos Suerte-38 y Suerte-45, con una °API alta y una tendencia parafínica, presentan puntos más bajos que los crudos de los pozos Suerte-32 y Suerte-46, los cuales muestran una °API más baja. Adicionalmente, se puede apreciar que el ALC presenta puntos de relampagueo y de fuego más altos que cualquiera de los crudos.

Tabla 13. Resultados de las pruebas de punto de relampagueo y punto de fuego.

Tipo de prueba		Determinación del punto de fuego y relampagueo		
Norma utilizada		ASTM D 92		
Presión del lab. (mmHg)		680		
Campo	Pozo	Muestra	Punto de relampagueo (°F)	Punto de fuego (°F)
Suerte-32	Suerte-32	Crudo	179.8	204.8
Suerte-38	Suerte-38	Crudo	124.8	139.8
Suerte-45	Suerte-45	Crudo	134.8	144.8
Suerte-46	Suerte-46	Crudo	199.8	224.8
N/A	N/A	Aceite liviano de ciclo (ALC)	244.8	259.8

Tabla 14. Resultados del análisis SARA.

Identificación de la muestra	Cromatografía líquida - SARA					Índice de Inestabilidad Coloidal (IIC)
	Porcentaje MALT/CR Recuperado CL (%)	Fracciones Normalizadas				
ID muestra		SAT (%)	AROM (%)	RES/NSO (%)	ASF (%)	
Suerte-32	95.1	30.0	43.0	23.5	3.5	0.5
Suerte-38	87.9	55.3	32.5	10.8	1.3	1.3
Suerte-45	95.6	50.9	28.2	18.3	2.7	1.2
Suerte-46	83.2	36.1	47.9	13.6	2.4	0.6
Aceite Liviano de Ciclo (ALC)	51.8	5.8	88.2	5.8	0.1	0.1

Como se puede apreciar en los resultados de la Tabla 14, las muestras de crudo de los pozos Suerte-32 y Suerte-46, son las que presentan menor contenido de saturados y mayor contenido de aromáticos (estabilizadores de las parafinas); con base en estos resultados, se puede explicar el comportamiento de las mismas muestras de crudo en la prueba de punto de fluidez, ya que estas fueron las que presentaron movimiento de fluido a la menor temperatura posible en laboratorio (-9 °C). A diferencia de los crudos de los pozos Suerte-38 y Suerte-45, los cuales al contener mayor porcentaje de saturados (mayor al 50%) y menor porcentaje de aromáticos, presentaron un punto de fluidez mayor, de -6°C y 3°C respectivamente, y puntos de cristalización de 19,15 y 21,7°C, que los identifican como crudos parafínicos.

En la parte lateral derecha de la tabla 14, se puede observar el IIC de los crudos y del tratamiento, con base en esto se puede concluir que los crudos de los pozos Suerte-38 y Suerte-45, efectivamente son termodinámicamente inestables, es decir, tienen tendencia a la precipitación de orgánicos, a diferencia de los crudos de los pozos Suerte-32 y Suerte-46 que clasifican como estables.

Como se puede apreciar de igual manera en la tabla 14, el porcentaje de saturados en la muestra de ALC es muy bajo, del 5.8%, lo que asegura que el tratamiento no va a generar precipitación adicional de parafinas en el fondo del pozo. Adicionalmente, el contenido de asfaltenos es prácticamente nulo y la fracción de aromáticos es del 88.2%; siendo los componentes aromáticos los estabilizadores naturales de las parafinas y al encontrarse en mayor proporción en el ALC, nos da una idea del beneficio que puede traer la aplicación del tratamiento en pozos de crudo parafínico, como los del campo Provincia; sin embargo, en el siguiente capítulo, se evaluará la efectividad de disolución del ALC en contacto con muestras sólidas de parafinas de los pozos seleccionados.

Por esto, se puede concluir que el aceite Liviano de Ciclo es un derivado estable, que no va a precipitar sus coloides ante cambios termodinámicos.

3.2 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD

Antes de evaluación técnica de cualquier tratamiento que se planee aplicar a pozo, es indispensable efectuar pruebas de compatibilidad que garanticen que no existirán reacciones químicas entre los fluidos inyectados, los fluidos presentes en la formación (crudo y agua) y la arena de formación, las cuales puedan generar efectos adversos para la operación. De manera general, las pruebas realizadas con el fin de estudiar la compatibilidad del tratamiento se guían bajo las normas API RP-40 y API RP-42, y se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Interacción fluido-fluido
- Tensión interfacial
- Mojabilidad visual
- Detergencia

3.2.1 Pruebas de interacción fluido-fluido Estas pruebas se basan la observación del comportamiento de la mezcla entre los fluidos a evaluar, simulando la temperatura del yacimiento. Con el fin de determinar la tendencia a formar emulsiones, precipitados, microemulsiones y el aspecto de las fases una vez finalizado el tiempo de prueba.

Para este fin se utilizaron mezclas entre los fluidos en proporciones volumétricas 20/80, 50/50 y 80/20. El procedimiento de las pruebas se lista a continuación:

1. Se precalentó la muestra del fluido de yacimiento a 180°F en frascos de vidrio con tapa. Con el fin de simular las condiciones de temperatura en fondo de pozo.
2. Se mezclaron los fluidos a evaluar en recipientes de vidrio con tapa, en las relaciones previamente estipuladas.
3. Se agitó manualmente durante 60 segundos, con el fin de garantizar una mezcla de los dos fluidos utilizados.

4. Se llevó la mezcla a la temperatura de yacimiento durante un tiempo de 2 horas, a través de un horno de calentamiento, como se muestra en la Figura 20.
5. Se evaluó el comportamiento de la emulsión una vez finalizado el tiempo de calentamiento y se registraron anotaciones acerca de: el porcentaje de separación, la definición de la interfaz, presencia de sólidos, número de fases definidas y presencia de emulsiones.
6. Se tomó registro fotográfico de la muestra evaluada.

Pruebas de interacción agua de formación – ALC. Inicialmente se preparó una salmuera sintética, con base en la composición fisicoquímica del agua de formación del campo Provincia, la cual se presenta en la Tabla 15. Posteriormente, se siguió el procedimiento mencionado previamente, utilizando una cantidad total de mezcla de 80ml y siguiendo las proporciones definidas. Obteniendo los siguientes resultados.

Figura 20. Montaje para el calentamiento de las muestras, Crudo – ALC, compatibilidad.



Para la elaboración de la salmuera sintética se tomaron los iones presentes en un análisis fisicoquímico realizado al pozo Suerte 34 y a partir de estos se realizó la formulación de la concentración de sales necesaria para simular de manera adecuada el agua de producción, con la información presentada en la Tabla 16. Posteriormente, se realizó la respectiva dosificación de las sales en agua destilada y se desalojó el aire de esta mezcla con agitación constante hasta observarse la desaparición de las burbujas de aire.

Tabla 15. Análisis fisicoquímico del agua del pozo Suerte 34.

Suerte 34	Parámetros
Na+ (mg/L)	7776
K+ (mg/L)	171
Ca++ (mg/L)	552
Mg++ (mg/L)	97,6
Cl - (mg/L)	13.166
SO ₄ - - (mg/L)	1
HCO ₃ - (mg/L)	854
CO ₃ - (mg/L)	0
Sr ++ (mg/L)	23,91
Ba ++ (mg/L)	23,5
Fe ++ (mg/L)	0,2
STD (mg/L)	22.715
Salinidad ((mg/L NaCl)	22.201
Turbidez (NTU)	N.A.
SiO ₂	49,73
Si	23,2
pH	7,61
T (°C)	20,5
Resistividad (Ωm @25°C)	0,310
H ₂ S (mg/L)	ND
O ₂ Disuelto	ND
CO ₂ (mg/L)	12
Conductividad (mS/cm @25°C)	32,30

Tabla 16. Composición de la salmuera sintética trabajada.

Salmuera sintética (Suerte 34)	Parámetros
NaCl (g/L)	19,766
KCl (g/L)	0,326
MgCl ₂ . 6H ₂ O (g/L)	0,817

Salmuera sintética (Suerte 34)	Parámetros
CaCl ₂ , 2H ₂ O (g/L)	2,025
SrCl ₂ , 6H ₂ O (g/L)	0,073
BaCl ₂ , 2H ₂ O (g/L)	0,042

Pruebas de interacción crudo – ALC. Se siguió el procedimiento mencionado previamente, utilizando una cantidad total de mezcla de 80ml y siguiendo las proporciones definidas.

Pruebas de Sludge. Algunos crudos al entrar en contacto con los tratamientos, especialmente ácidos, tienen a generar precipitados llamados “Sludge”, aunque el sistema no evidencie tendencia a generar emulsiones. Dichos precipitados son evidencia de incompatibilidad entre los fluidos y pueden generar daños a la formación y problemas operacionales. Esta prueba se realiza con el fin de determinar la tendencia del tratamiento a precipitar Sludge en contacto con el crudo de la formación.

El procedimiento consiste en utilizar una muestra con una proporción 1:1 de tratamiento y crudo libre de sólidos y emulsiones. Agitar vigorosamente la mezcla por un tiempo de 1 minuto, luego ubicar la muestra a la temperatura de yacimiento durante 24 horas. Posteriormente, se debe pasar la mezcla a través de una malla, 100 mesh. Si no se evidencian sólidos en la malla significa que no hubo formación de Sludge. Si existe presencia de sólidos se debe lavar la mezcla con aceite mineral y agua destilada caliente, lo cual remueve las emulsiones y parafinas presentes. Los sólidos remanentes en la malla luego de este procedimiento son denominados Sludge.

3.2.2 Mojabilidad Visual

La mojabilidad está definida como la tendencia de un fluido a esparcirse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles⁴⁴. En un sistema roca-crudo-salmuera, es una medida de la preferencia que tiene la roca a encontrarse cubierta por el agua o por el aceite⁴⁵. Se considera que el mejor escenario posible es cuando la roca se encuentra mojada por agua, ya que así las fuerzas de atracción entre la roca y el crudo que deseamos extraer son menores y por ende su explotación resulta favorecida. Durante los tratamientos que se realizan al pozo, en este caso la inyección de ALC caliente, se pueden generar alteraciones en la mojabilidad de las rocas cercanas a la cara del pozo. Por esta razón es importante verificar que la mojabilidad de la roca no se vea alterada.

La determinación de la mojabilidad visual se basa en la observación de la tendencia de la arena de formación a dispersarse o aglomerarse en medio acuoso o en aceite. Esta tendencia es específica de cada arena y como se dijo previamente puede ser modificada por los tratamientos que se realizan en los pozos. Si los granos de arena tienden a dispersarse en alguna fase, esto indica que presentan mojabilidad preferencial por dicha fase, y si, por el contrario, se aglomeran, esto significa que se encuentran preferencialmente mojados por alguna otra fase.

Inicialmente, con el fin de tener un parámetro base para el estudio de compatibilidad, se realizó la determinación de la mojabilidad mediante el método visual para una muestra de arena proveniente de yacimiento, la cual no se había encontrado en contacto con el tratamiento. Para lo cual se hizo necesario someter la muestra a un proceso de limpieza mediante el método Dean-Stark, como se enuncia en la norma API RP-40, con el fin de dejar la muestra completamente libre de crudo y con su

⁴⁴ CRAIG, F.F. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Serie de monografías, SPE, Richardson, Texas. 1971.

⁴⁵ ANDERSON, W. G.. Wettability Literature Survey- Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/13932-PA. Octubre 1.1986.

correspondiente mojabilidad original. El procedimiento para la determinación de la mojabilidad visual se lista a continuación:

1. Se tamizo la muestra de arena virgen extrayendo una muestra proveniente de la malla 40/60.
2. Se prepararon 3 probetas así: una llena con 250 ml de salmuera, otra llena con 250 ml de varsol y finalmente una con una mezcla de salmuera y varsol de 125 ml y 125ml respectivamente.
3. Se recogió con una espátula una muestra de arena y se dejó caer un poco en cada probeta.
4. Se observó el comportamiento de los finos y se tomó registro fotográfico.

Una vez se determinó la mojabilidad inicial de la muestra de arena, se prosiguió a evaluar el efecto que el ALC podía generar en la mojabilidad de esta. Para ello se siguió el procedimiento que se lista a continuación:

1. Se tamizo la muestra de arena virgen extrayendo una muestra proveniente de la malla 20/40
2. Se colocaron 5ml de arena de formación de un vaso de precipitado
3. Se adicionaron 50ml de ALC y se dejó reposar la muestra por 1 hora a temperatura ambiente (78°F).
4. Luego de 1 hora se decantó el líquido sobredrenante.
5. Con la muestra humectada con el tratamiento se realizó la determinación de la mojabilidad de esta a través del método visual, listado previamente.

3.2.3 Detergencia

La detergencia es una propiedad que mide la habilidad que tiene un tratamiento, generalmente un surfactante o solvente mutual, para desprender crudo o en general, depósitos orgánicos de la arena de formación. De manera que el tratamiento actué de manera más efectiva y se evite mojar la formación por aceite.

En este caso se realizó una prueba de detergencia con el fin de complementar la prueba de mojabilidad y evidenciar la capacidad del ALC para limpiar de cera parafinicas u orgánicos la cara de la formación. El procedimiento seguido se lista a continuación:

1. Se tamizo la muestra de arena virgen extrayendo una muestra proveniente de la malla 40/60.
2. Se colocaron 5ml de arena de formación en un vaso de precipitado.
3. Se adicionaron 50 ml de ALC y se dejó en reposo por 1 hora.
4. Luego de 1 hora se decantó el líquido sobredrenante.
5. Se agregaron 50 ml de salmuera sintética.
6. Se agregaron 50 ml de crudo.
7. Se agito suavemente, invirtiendo el frasco 4 veces con el fin de contactar la arena con los diferentes fluidos.
8. Se llevó la mezcla a un horno de calentamiento y se expuso a la temperatura de yacimiento (180°F) durante 1 hora.
9. Se extrajo el recipiente del horno y se observó el grado de limpieza de los finos.

3.2.4 Resultados pruebas de compatibilidad




En esta sección se muestran los respectivos resultados de las pruebas de compatibilidad explicadas previamente, adicionalmente se realiza el correspondiente análisis a estos resultados y se explica su posible influencia en el proceso.

En la Tabla 18 se presentan los resultados de la evaluación de compatibilidad entre el agua de la formación, en este caso simulada a través de una salmuera sintética, y el ALC.

De manera general, se puede observar que para todas las proporciones (20/80, 50/50 y 80/20) se observa una interfaz bien definida entre ambos fluidos, sin

embargo, se puede apreciar que la fase acuosa presenta trazas de aceite, ubicadas principalmente en las paredes del recipiente, que aumentan a medida que la proporción de tratamiento en la mezcla aumenta. Adicionalmente, no se observa ningún precipitado en el fondo del recipiente. Debido a estos resultados se concluyó que el tratamiento es compatible con el agua de formación.

Tabla 17. Resultados de las pruebas de interacción entre el agua de formación y el ALC

Muestra	Observaciones				
	% de separación	Definición de la interfaz	Presencia de sólidos	Número de fases	Presencia de emulsiones
	>80%	Interfaz definida	No	2	Fase acuosa de baja calidad ligeramente turbia y con trazas de crudo
	>80%	Interfaz definida	No	2	Fase acuosa de baja calidad ligeramente turbia y con trazas de crudo en las paredes del frasco
	>80%	Interfaz definida	No	2	Algunas trazas de tratamiento presentes en la fase acuosa

En las Tablas 18, 19, 20 y 21 se presentan los resultados de la evaluación de compatibilidad entre el ALC y los crudos de los pozos Suerte 32, Suerte 38, Suerte 45 y Suerte 46 respectivamente.

En las imágenes mostradas en las siguientes tablas se puede apreciar que el tratamiento presentó buena compatibilidad con el crudo proveniente de todos los pozos evaluados, ambos fluidos mostraron completa miscibilidad, es decir, no se generó una interfaz entre estos. Tampoco se apreciaron precipitados en el fondo de los recipientes, lo que significa que no se generó reacción alguna entre el tratamiento y los crudos. Confirmando así, que el tratamiento es compatible con el crudo proveniente de estos pozos.

Tabla 18. Resultados de las pruebas de interacción entre el crudo del pozo Suerte 32 y el ALC.




Muestra	Observaciones				
	% de separación	Definición de la interfaz	Presencia de sólidos	Número de fases	Presencia de emulsiones
	Fluidos completamente miscibles	No hay interfaz definida	No	1	No
	Fluidos miscibles	No hay interfaz definida	No	1	No
	Fluidos miscibles	No hay interfaz definida	No	1	No

Tabla 19. Resultados de las pruebas de interacción entre el crudo del pozo Suerte 38 y el ALC





Muestra	Observaciones				
	% de separación	Definición de la interfaz	Presencia de sólidos	Número de fases	Presencia de emulsiones
	Fluidos miscibles	No hay interfaz definida	No	1	No
	Fluidos miscibles	No hay interfaz definida	No	1	No
	Fluidos miscibles	No hay interfaz definida	No	1	No

Tabla 20. Resultados de las pruebas de interacción entre el crudo del pozo Suerte 45 y el ALC.

Muestra	Observaciones				
	% de separación	Definición de la interfaz	Presencia de sólidos	Número de fases	Presencia de emulsiones
	Fluidos miscibles	No hay interfaz definida	No	1	No






Muestra	Observaciones				
	% de separación	Definición de la interfaz	Presencia de sólidos	Número de fases	Presencia de emulsiones
	Fluidos miscibles	No hay interfaz definida	No	1	No
	Fluidos miscibles	No hay interfaz definida	No	1	No

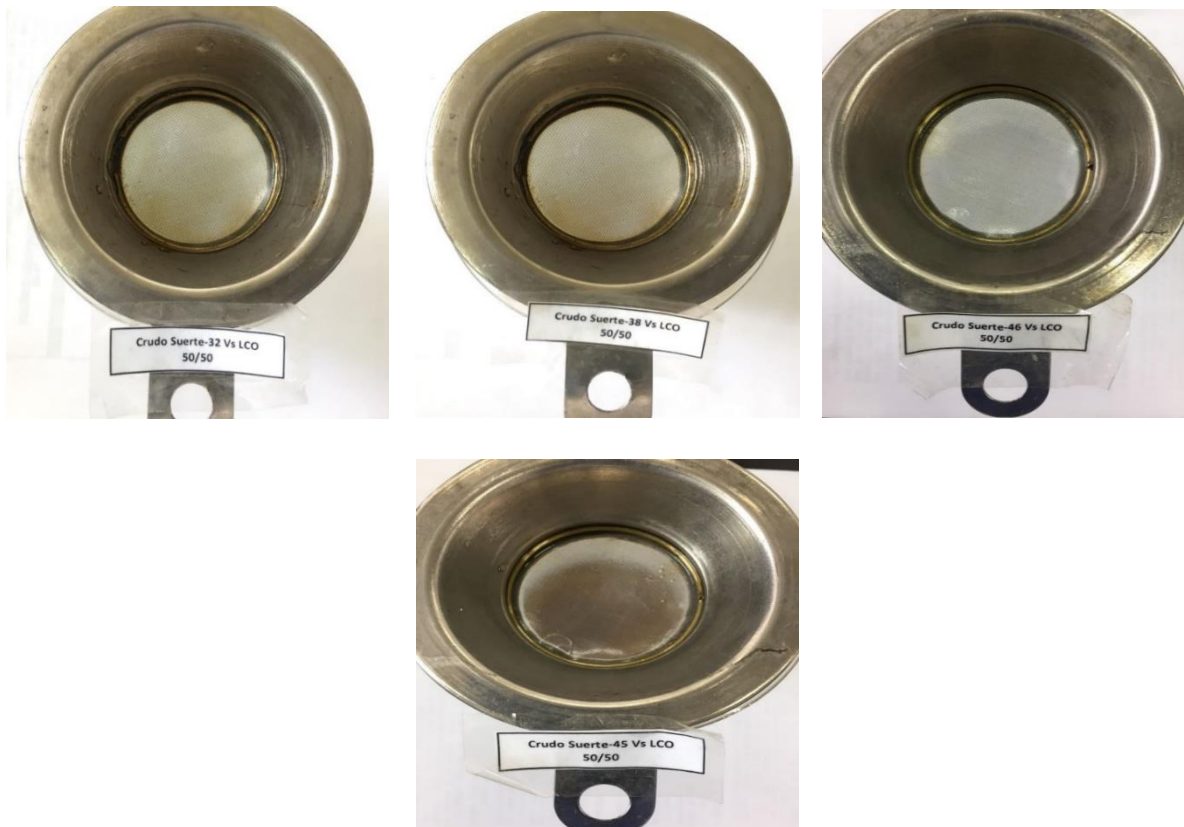
Tabla 21. Resultados de las pruebas de interacción entre el crudo del pozo Suerte 46 y el ALC.

Muestra	Observaciones				
	% de separación	Definición de la interfaz	Presencia de sólidos	Número de fases	Presencia de emulsiones
	Fluidos miscibles	No hay interfaz definida	No	1	No
	Fluidos miscibles	No hay interfaz definida	No	1	No

Muestra	Observaciones				
	% de separación	Definición de la interfaz	Presencia de sólidos	Número de fases	Presencia de emulsiones
	Fluidos miscibles	No hay interfaz definida	No	1	No

En la Figura 21 se muestran los resultados de las pruebas de Sludge realizadas a las muestras de compatibilidad con una proporción 1:1 entre los crudos de los pozos Suerte 32, Suerte 38, Suerte 45 y Suerte 46, y el ALC.

Figura 21 Prueba de Sludge, crudos Suerte 32, Suerte 38, Suerte 45 y Suerte 46-ALC.



Se puede observar que para ninguno de los escenarios existe presencia de partículas sólidas en la malla a través de la cual se filtraron las muestras, lo cual confirma que no existe ninguna interacción entre el crudo de los pozos y el tratamiento evaluado, y por lo tanto estos fluidos son compatibles.

En las Figura 22 y 23 se muestran los resultados obtenidos en las pruebas de mojabilidad visual antes y después de poner la muestra de arena en contacto con el ALC, respectivamente.

Como se puede observar, las partículas de arena se dispersan cuando entran en contacto con la fase oleosa, lo cual significa que existe preferencia de la arena limpia a ser mojada por aceite. Y para el caso de la arena impregnada por el tratamiento, se evidencia el mismo comportamiento, una dispersión de las partículas en la fase oleosa y una aglomeración de estas en la fase acuosa. Indicando que la mojabilidad de la arena posterior al contacto con el tratamiento sigue siendo preferencial hacia el aceite, concluyendo así que el tratamiento parece no cambiar la mojabilidad de la formación.

Figura 22 Mojabilidad de la arena de formación antes del contacto con el tratamiento. (Salmuera – izquierda, varsol – centro, varsol con salmuera – derecha)

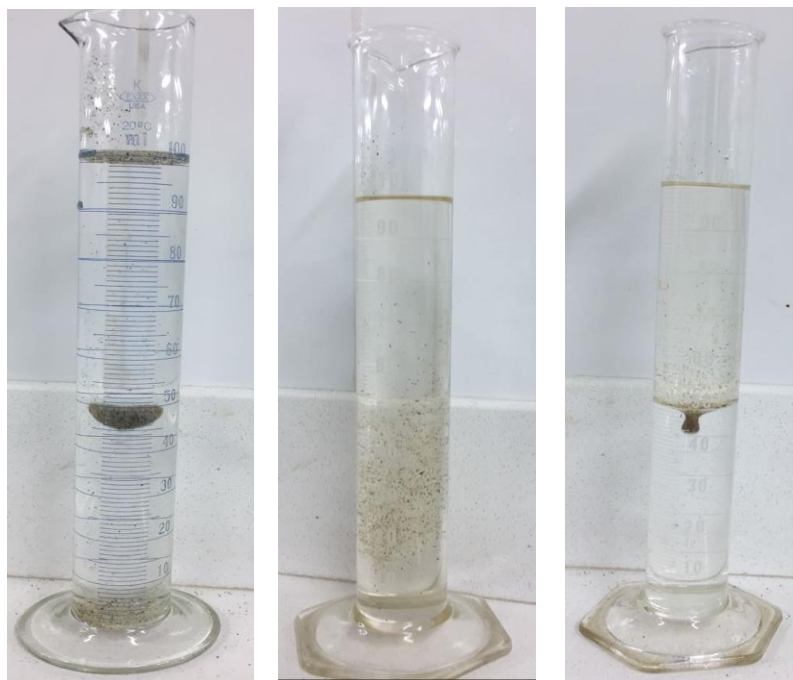
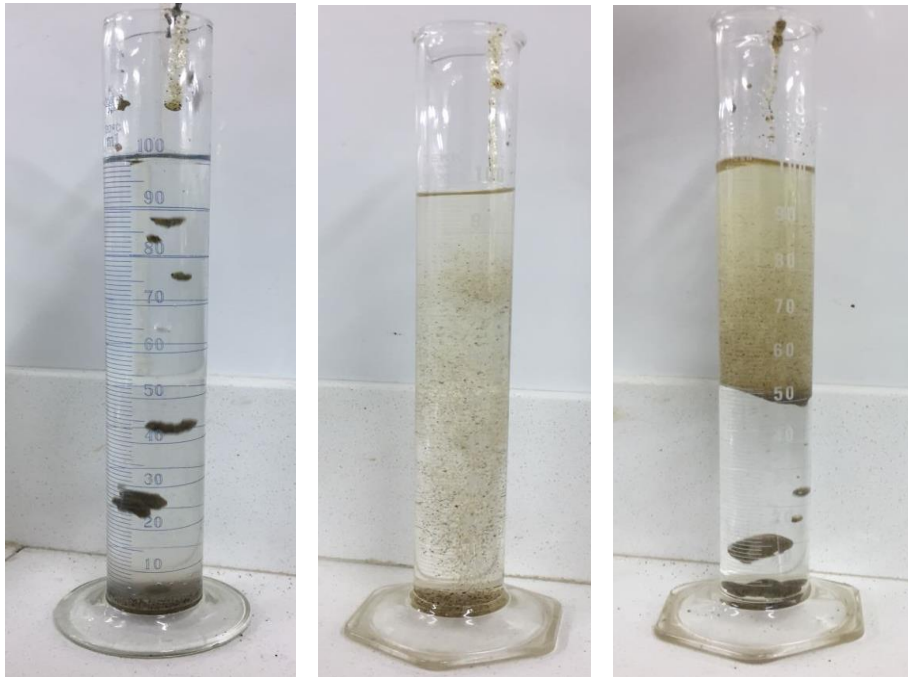










Figura 23. Mojabilidad de la arena de formación en contacto con el tratamiento. (Salmuera – izquierda, varsol – centro, varsol con salmuera – derecha)



En la Tabla 22 se presentan los resultados de las pruebas de detergencia correspondientes a los crudos de los pozos Suerte 32, Suerte 38, Suerte 45 y Suerte 46.

Tabla 22. Prueba de detergencia, crudos Suerte 32, Suerte 38, Suerte 45 y Suerte 46.

MUESTRA		Observaciones		
		Limpieza de la arena	Calidad de las paredes	Detergencia
		Buena	Aceptable	Aceptable
		Deficiente	Mala	Mala
		Deficiente	Deficiente	Deficiente

MUESTRA		Observaciones		
		Limpieza de la arena	Calidad de las paredes	Detergencia
		Acceptable	Acceptable	Acceptable

A partir del análisis de la calidad de las paredes y la limpieza de la arena se puede concluir, de manera general, que la detergencia para el tratamiento evaluado es deficiente, debido a que el ALC no posee ningún surfactante que aporte a la limpieza de los granos de arena ni de las paredes del recipiente.

3.3 PARTE EXPERIMENTAL

3.3.1 Diseño experimental:

Tabla 23. Diseño experimental de la evaluación de la inyección de aceite liviano de ciclo para el control de depósitos orgánicos en el crudo del campo Provincia.

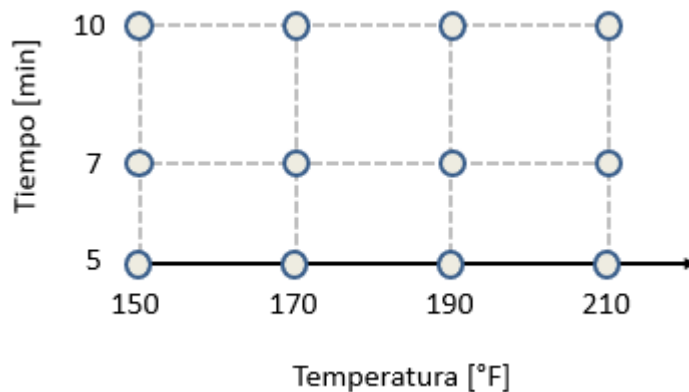
DISEÑO EXPERIMENTAL: Evaluación de la inyección de Aceite Liviano de Ciclo para el control de depósitos orgánicos en el crudo del campo Provincia	
Planteamiento del problema	
<p>En algunos pozos del campo Provincia en el Valle Medio del Magdalena, se ha evidenciado presencia de depósitos orgánicos a lo largo del sistema de producción. En las etapas iniciales del problema se intervinieron los pozos de manera mecánica con raspadores. Posteriormente y siguiendo la metodología para el control de parafinas en el campo Lisama, se implementó la técnica de inyección de aceite caliente. Sin embargo, para evitar los problemas asociados a la inyección de aceite caliente, se propone utilizar un tipo de aceite sin contenido parafínico y que sea más efectivo para el tratamiento de remoción de depósitos sólidos en el tubing, en las diferentes partes del sistema de levantamiento y en la cara de la formación, como el aceite liviano de ciclo (ALC).</p>	
Hipótesis	
<p>El Aceite Liviano de Ciclo es un producto con bajo contenido parafínico y bajo punto de nube que posee la capacidad de disolución efectiva de los depósitos de ceras parafínicas.</p>	
Resultados esperados	
<p>Encontrar las condiciones de tiempo y temperatura óptimas, bajo las cuales el ALC diluye en mayor porcentaje las ceras parafínicas.</p>	
Tipo de muestras a emplear	Ceras parafínicas tomadas en el campo Provincia, pozo Suerte-34
Tipo de observación	El tipo de observación implementado es de tipo estructurada, ya que se realiza a través del establecimiento de un sistema que guía la observación ⁴⁶ , el cuál para el presente análisis, se trata de un diseño preestablecido que facilita la ejecución y toma de datos.
¿Cómo se observará?	Se someterá el ALC a pruebas de solubilidad a diferentes tiempos y temperaturas, y se medirá el porcentaje de disolución para cada escenario planteado.

⁴⁶ La observación. [En línea]. (Recuperado el 19 de marzo de 2018). Disponible en: <http://www.salgadoanoni.cl/wordpressjs/wp-content/uploads/2010/03/la-observacion.pdf>.

¿Dónde se observará?	Las pruebas de solubilidad se ejecutarán en el Laboratorio de Fluidos de la escuela de Ingeniería de Petróleos - UIS., mediante el uso de una balanza analítica Adventurer-Pro marca OHAUS®.	
Tipo de diseño		
El diseño experimental planteado es de tipo factorial 4x3, que considera dos factores con 4 y 3 niveles de prueba respectivamente.		
Variables independientes	Temperatura y tiempo	
Variable respuesta	Porcentaje de disolución	
Niveles	Temperatura [°F]	150, 170, 190 y 210
	Tiempo [min]	5, 7 y 10

La prueba se basa en el concepto de solubilidad que hace referencia a la cantidad de soluto, ceras parafínicas para el caso, que a una temperatura determinada puede diluirse en un disolvente (ALC) para formar una disolución saturada⁴⁷. Adicionalmente, se busca evaluar el efecto que tiene el tiempo de contacto y la interacción entre ambos factores, en la cantidad de ceras parafínicas que el ALC puede diluir, en la siguiente figura se muestra una representación gráfica del diseño 4 x 3 planteado.

Figura 24. Representación gráfica del diseño factorial 4x3



⁴⁷ SANCHEZ PACHECO, Ilsen Adriana y GUTIERREZ OJEDA, Henry Fernando. Estudio de Factibilidad del Uso del Aceite Liviano de Ciclo para el Control de Parafinas en el Campo Colorado. 2011

3.3.2 Pruebas de disolución

Las pruebas de disolución muestran el resultado de la hipótesis planteada y son la etapa clave del proyecto para determinar la efectividad del tratamiento a la hora de remover los depósitos de ceras parafínicas. Dado que se planteó trabajar con un modelo factorial 4 x 3, se eligió la temperatura como la variable independiente con un mayor número de niveles, ya que el modelo a evaluar es un modelo térmico, y por ende resulta más conveniente evaluar de una manera más exacta el efecto de la temperatura.

Previo a la ejecución del experimento se evaluó la temperatura de fusión de la parafina proveniente de los pozos mediante el siguiente procedimiento:

1. Se realizó el montaje mostrado en la Figura 25, el cual consiste en un Baker ubicado encima de una plancha de calentamiento, con un agitador magnético para asegurar una adecuada distribución de la temperatura. Y dentro del agua presente en el Baker se encuentra una probeta con una pequeña cantidad de parafinas junto con un termómetro ubicado para medir la temperatura real a la cual se encuentra la sustancia.
2. Se fijó la temperatura de la plancha a un valor de 170°C y se hicieron observaciones del estado de la muestra de parafina y de la temperatura cada minuto.

Figura 25. Montaje – prueba punto de fusión de la parafina.



A partir de las observaciones realizadas se obtuvo que la temperatura de fusión aproximada de la parafina es de 160°F. Debido a que la temperatura se mantuvo en este valor por aproximado de 3 minutos, durante el cual se observaba un equilibrio entre la fase sólida y líquida de la parafina, para después observarse una fase líquida continua una vez la temperatura supera el valor mencionado. Lo cual concuerda con los resultados obtenidos de la calorimetría diferencial de barrido realizada a la muestra de parafina sólida.

Convencionalmente, para remover depósitos de parafina, la temperatura a aplicar en el sitio del problema debe ser mínimo 10°F por encima del punto de fusión de la parafina. Por lo tanto, se decidió evaluar la disolución a una temperatura de 170°F y verificar los efectos generados al reducir o aumentar la temperatura de disolución (150, 190 y 210 °F).

Las pruebas de disolución realizadas se ejecutaron con base en la metodología recomendada por Ecopetrol en el estudio para la inyección de aceite caliente en el campo Lisama. El procedimiento consiste en pesar una muestra de parafina sólida (2,5g en este caso), para posteriormente someter está a la disolución en contacto con 50 ml de ALC previamente calentado a la

temperatura elegida para tres intervalos de tiempo (5, 7 y 10 minutos). Luego de finalizado el tiempo de disolución, se decanta la solución y se seca la muestra durante 8 horas. Finalmente se pesa nuevamente la muestra y se calcula el porcentaje de disolución mediante la siguiente ecuación:

$$\% \text{ Disolución} = \frac{\text{Peso Inicial}_{\text{Muestra}} - \text{Peso Final}_{\text{Muestra}}}{\text{Peso Inicial}_{\text{Muestra}}} * 100$$

El montaje utilizado para este procedimiento se puede observar en la Figura 26, se utilizó una plancha de calentamiento acoplada a un agitador magnético que giraba libremente en el fondo de un Baker donde se calentaba el ALC. El agitador magnético garantiza una correcta distribución de la temperatura en el fluido y simula las condiciones dinámicas del proceso. Para garantizar que la temperatura del sistema es la deseada, se ubicó un termómetro dentro mezcla. Adicionalmente, se posicionó una malla en el Baker para permitir la fácil remoción de la parafina sin disolver. Los resultados obtenidos se listan en la Tabla 24.

Figura 26. Montaje – prueba de disolución.

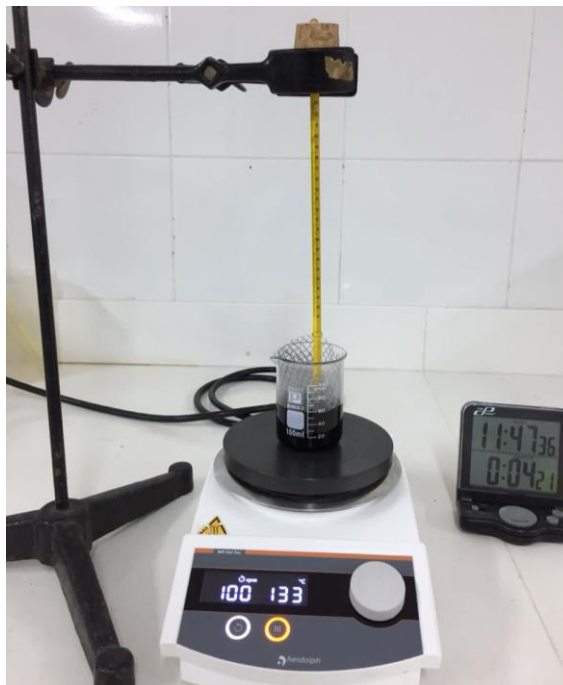
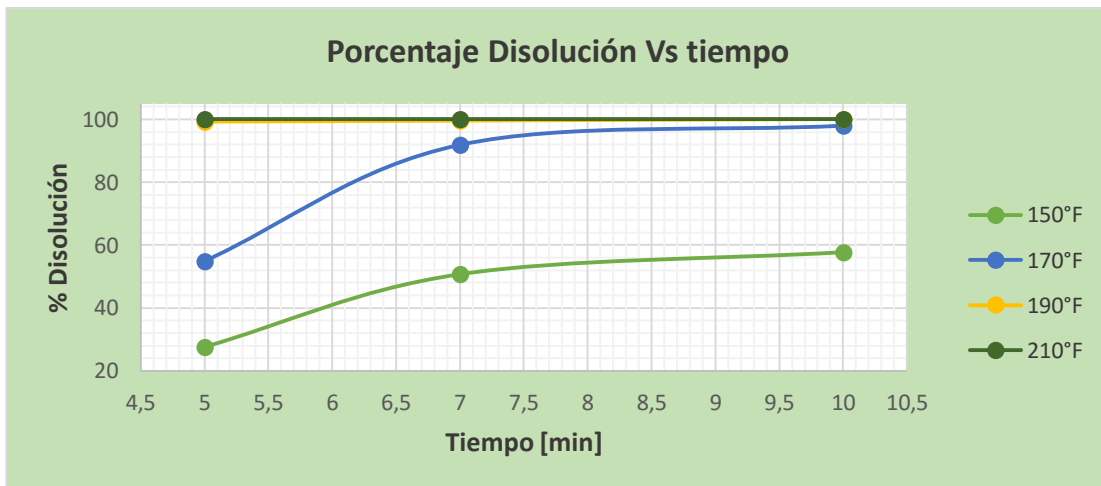


Tabla 24. Resultados – Pruebas de disolución.

PRUEBAS DE DISOLUCIÓN				
Temperatura (°F)	Tiempo (min)	Parafina sólida (g)	ALC (ml)	% de Disolución
150	5	2,5	50	27.69
150	7	2,5	50	50.74
150	10	2,5	50	57.73
170	5	2,5	50	54.80
170	7	2,5	50	91.96
170	10	2,5	50	98.09
190	5	2,5	50	99.33
190	7	2,5	50	99.60
190	10	2,5	50	100
210	5	2,5	50	100
210	7	2,5	50	100
210	10	2,5	50	100

A partir de los resultados obtenidos, se pueden construir las gráficas mostradas en las Figuras 27 y 28, en donde se muestra el comportamiento del porcentaje de disolución vs la temperatura y el tiempo, respectivamente. Se puede concluir que, de manera general, a mayor tiempo de contacto entre el ALC caliente y la parafina sólida, se obtienen porcentajes de disolución mayores, sin embargo, a medida que aumenta la temperatura la influencia del tiempo disminuye, obteniendo una disolución del 100% para cualquier tiempo a una temperatura de 210°F. Para el caso de la temperatura, se observa que a medida que aumenta este valor, el porcentaje de disolución aumenta de manera considerable.

Figura 27. Porcentaje de disolución vs tiempo de contacto, a diferentes temperaturas



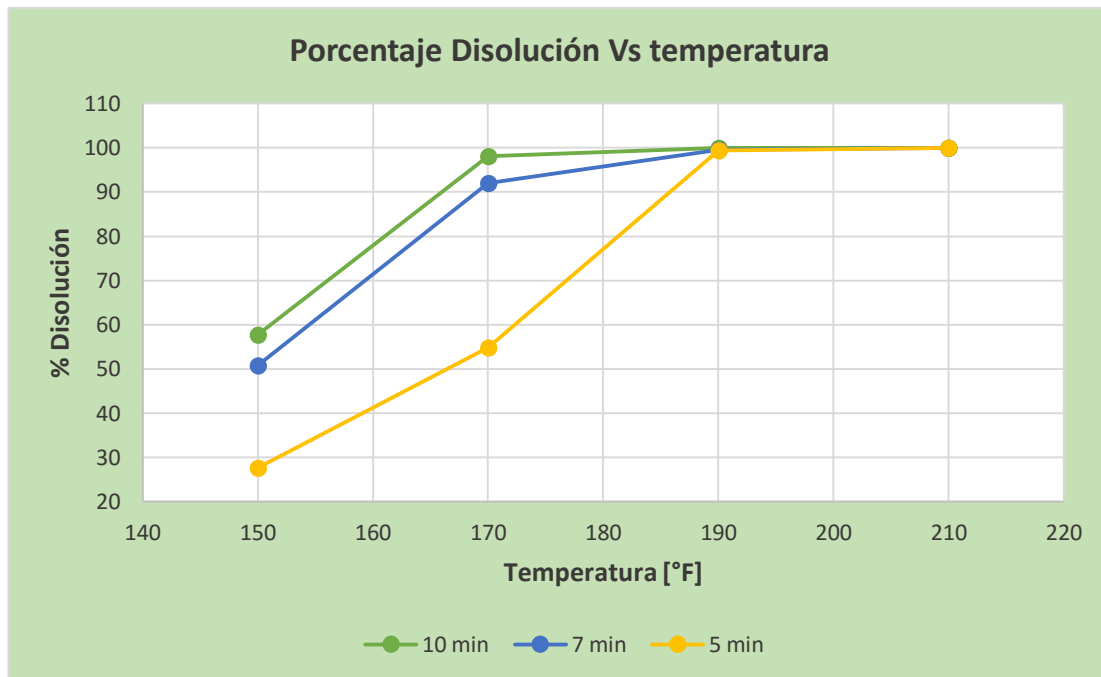
A partir del análisis de los datos obtenidos, se pueden obtener las ecuaciones presentadas en la Tabla 25 para cada temperatura, la ecuación correspondiente a la temperatura de 210°F se omitió debido a que el porcentaje de disolución para este valor es de 100% para cualquier tiempo de contacto.

Tabla 25. Ecuaciones de las curvas de disolución para cada temperatura

Temperatura	Ecuación
150	$y = -1,8393x^2 + 33,597x - 94,317$
170	$y = -3,3064x^2 + 58,253x - 153,8$

Temperatura	Ecuación
190	$y = 0,0004x^2 + 0,1265x + 98,691$

Figura 28. Porcentaje de disolución vs temperatura, a diferentes tiempos de contacto



A partir del análisis de los datos obtenidos, se pueden obtener las ecuaciones de la Tabla 26 para cada tiempo de contacto.

Tabla 26. Ecuaciones de las curvas de disolución para cada temperatura

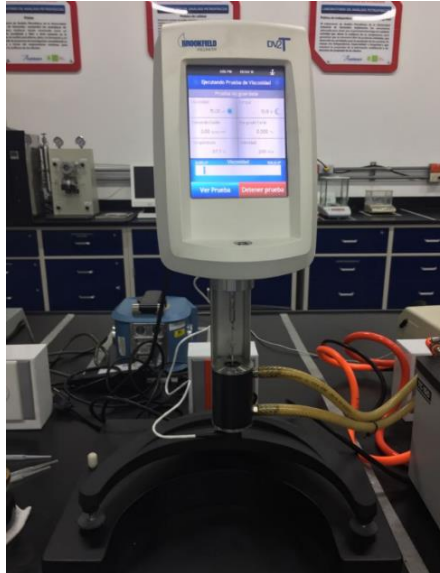
Tiempo	Ecuación
5 min	$y = -0,0013x^3 + 0,6729x^2 - 115,79x + 6564,$
7 min	$y = 0,0005x^3 - 0,3218x^2 + 62,846x - 3987,2$
10 min	$y = 0,0008x^3 - 0,4364x^2 + 83,112x - 5159,9$

3.3.3 Pruebas de reología

Estas pruebas tienen como fin evaluar si existe algún efecto no deseado en el comportamiento reológico del ALC una vez haya disuelto los depósitos de parafinas presentes en la tubería del pozo. Para ello, después de finalizadas

las pruebas de disolución se almacenó en recipientes herméticos el ALC con la parafina disuelta y se empleó el Viscosímetro Brookfield DV2T (ver Figura 29) del laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación en el Parque Tecnológico Guatiguará, para el desarrollo de las pruebas.

Figura 29. Viscosímetro Brookfield DV2T



El equipo es un viscosímetro rotacional que consta de una pantalla de control digital, baño de enfriamiento/calentamiento, contenedor o celda de almacenamiento del fluido, sensor de temperatura y un rotor cilíndrico con una aguja que va sumergida dentro del fluido.

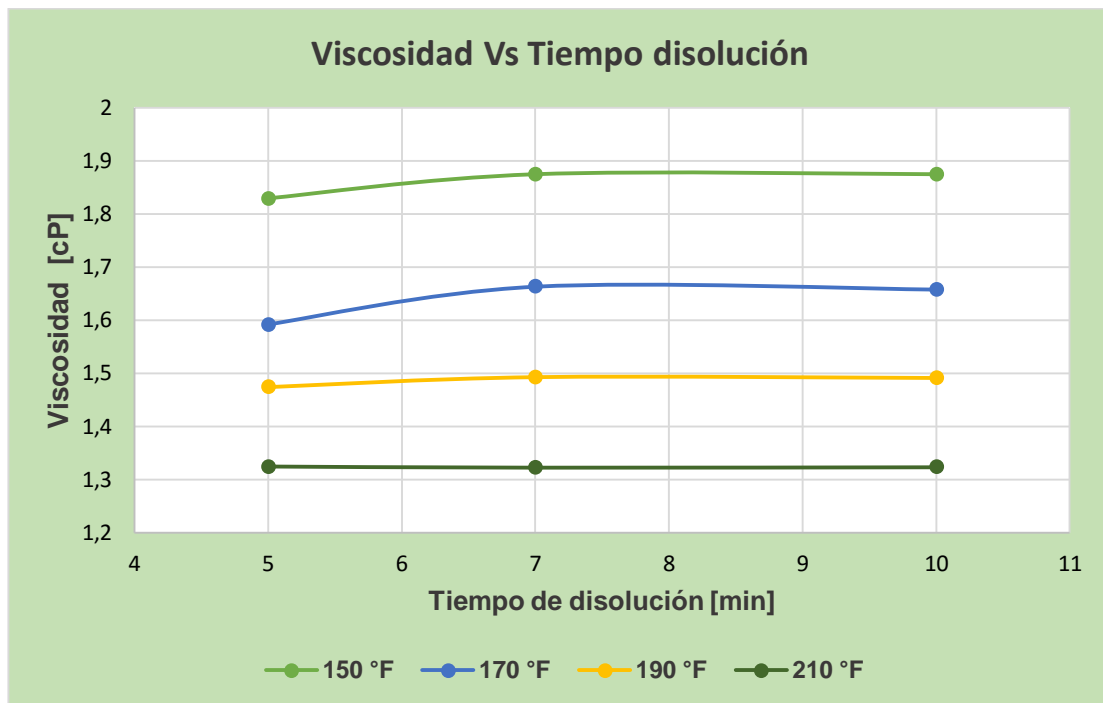
Todas las mediciones de viscosidad realizadas se ejecutaron a un tiempo de 3 min y 200 rpm, con su réplica correspondiente, registrando valores de temperatura, torque y viscosidad. El equipo realiza 9 mediciones de viscosidad dentro del intervalo de tiempo de la prueba y al finalizar arroja un promedio de los resultados. Inicialmente se tomó la medida de viscosidad del ALC a temperatura ambiente y posteriormente se realizaron las mediciones de los productos de la disolución para cada temperatura y a su respectivo tiempo, siendo un total de 12 pruebas teóricas, pero 24 experimentales ya que se tuvo en cuenta la repetitividad. Los resultados obtenidos se describen en la Tabla 27.

Tabla 27. Resultados prueba de viscosidad dinámica

PRUEBA DE VISCOSIDAD DINÁMICA								
Medida	Temperatura disolución (°F)	Tiempo (min)	Temperatura viscosímetro (°C)		Torque (%)		Viscosidad (cP)	
			Medida	Promedio	Medido	Promedio	Medida	Promedio
1	150	5	65.6	65.6	12.3	12.2	18.4	1.83
2			65.6		12.1		18.18	
3	150	7	65.6	65.6	12.5	12.5	18.77	1.87
4			65.6		12.5		18.72	
5	150	10	65.6	65.6	12.5	12.5	18.82	1.87
6			65.6		12.5		18.67	
7	170	5	76.7	76.7	10.6	10.6	15.9	1.59
8			76.7		10.6		15.93	
9	170	7	76.7	76.7	11.2	11.1	16.78	1.66
10			76.7		11.0		16.48	
11	170	10	76.7	76.7	11.1	11.05	16.62	1.66
12			76.7		11.0		16.53	
13	190	5	87.8	87.8	10.1	10	14.7	1.47
14			87.8		9.9		14.78	
15	190	7	87.8	87.8	10.0	9.95	15.07	1.49
16			87.8		9.9		14.78	
17	190	10	87.8	87.8	9.9	9.8	14.9	1.49
18			87.8		9.7		14.92	
19	210	5	98.9	98.9	8.9	8.85	13.35	1.32
20			98.9		8.8		13.13	
21	210	7	98.9	98.9	8.8	8.9	13.18	1.32
22			98.9		9.0		13.27	
23	210	10	98.9	98.9	8.8	8.8	13.14	1.32
24			98.9		8.8		13.32	

A partir de los resultados obtenidos y para poder interpretar de manera más clara la información, se graficó la viscosidad contra el tiempo de disolución para cada una de las diferentes temperaturas evaluadas, en la Figura 30 se puede apreciar el gráfico.

Figura 30. Gráfico de viscosidad contra tiempo de disolución para las diferentes temperaturas evaluadas

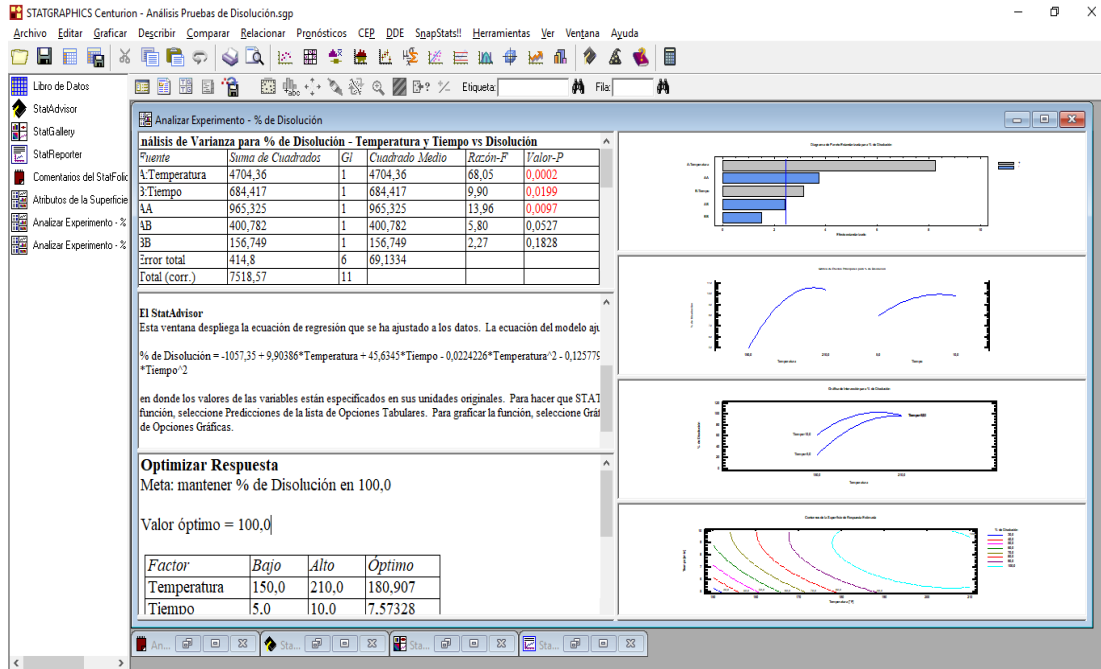


Según los resultados de la Tabla 27 y la representación de la Figura 30, se observa la relación inversa conocida entre la temperatura y la viscosidad, a mayor temperatura menor viscosidad registra el fluido. No obstante, de manera general el cambio en la viscosidad del tratamiento a medida que el tiempo de disolución aumenta o, en otras palabras, a medida que la concentración de parafinas disueltas aumenta, no varía drásticamente

3.3.4 Análisis de resultados

Para el análisis de los resultados obtenidos se trabajó con el software estadístico STATGRAPHICS Centurion, En el cual se cargó el diseño experimental planteado y los datos obteniendo. En la siguiente figura se muestra la interfaz obtenida luego del análisis de los resultados.

Figura 31. Interfaz de Statgraphics - Resultados



A través del software se realizó un ANOVA, el cual consiste en un análisis de varianza de los datos obtenidos de las pruebas de disolución, se utilizó un modelo estadístico de segundo orden, en donde se tienen en cuenta los efectos principales, las interacciones de segundo orden y los efectos cuadráticos, en la Figura 32 se muestran los resultados obtenidos.

Figura 32. ANOVA – Temperatura y Tiempos vs Disolución

Análisis de Varianza para % de Disolución - Temperatura y Tiempo vs Disolución

Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
A:Temperatura	4704,36	1	4704,36	68,05	0,0002
B:Tiempo	684,417	1	684,417	9,90	0,0199
AA	965,325	1	965,325	13,96	0,0097
AB	400,782	1	400,782	5,80	0,0527
BB	156,749	1	156,749	2,27	0,1828
Error total	414,8	6	69,1334		
Total (corr.)	7518,57	11			

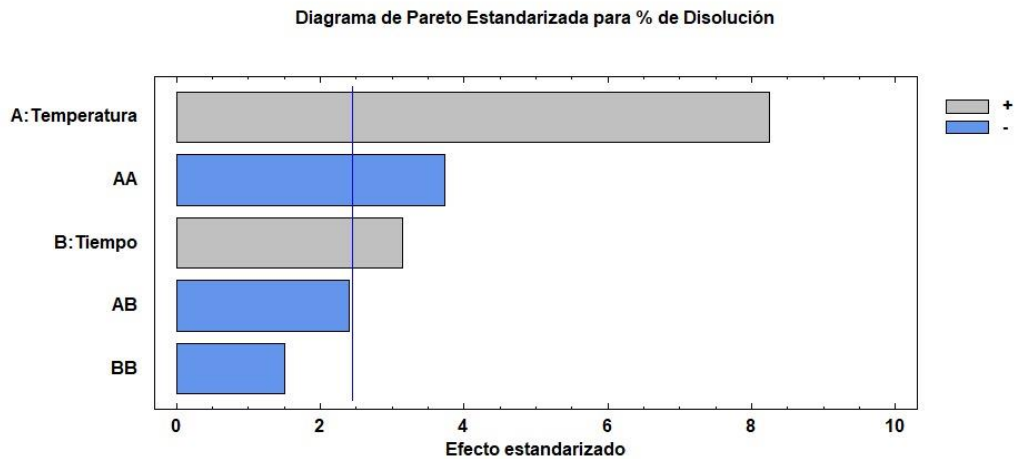
R-cuadrada = 94,483 por ciento
R-cuadrada (ajustada por g.l.) = 89,8855 por ciento
Error estándar del est. = 8,31465
Error absoluto medio = 5,14955
Estadístico Durbin-Watson = 1,95997 (P=0,2909)
Autocorrelación residual de Lag 1 = 0,00429923

El StatAdvisor

La tabla ANOVA particiona la variabilidad de % de Disolución en piezas separadas para cada uno de los efectos. entonces prueba la significancia estadística de cada efecto comparando su cuadrado medio contra un estimado del error experimental. En este caso, 3 efectos tienen un valor-P menor que 0,05, indicando que son significativamente diferentes de cero con un nivel de confianza del 95,0%.

El estadístico R-Cuadrada indica que el modelo, así ajustado, explica 94,483% de la variabilidad en % de Disolución. El estadístico R-cuadrada ajustada, que es más adecuado para comparar modelos con diferente número de variables independientes, es 89,8855%. El error estándar del estimado muestra que la desviación estándar de los residuos es 8,31465. El error medio absoluto (MAE) de 5,14955 es el valor promedio de los residuos. El estadístico de Durbin-Watson (DW) prueba los residuos para determinar si haya alguna correlación significativa basada en el orden en que se presentan los datos en el archivo. Puesto que el valor-P es mayor que 5,0%, no hay indicación de autocorrelación serial en los residuos con un nivel de significancia del 5,0%.

Figura 33. Diagrama de Pareto



En la Figura 33 se muestra un diagrama de Pareto, en donde se puede observar el efecto estandarizado de las variables independientes en la variable respuesta (porcentaje de disolución), a partir del análisis de este diagrama y de los valores P mostrados en el ANOVA se puede concluir que los factores principales, tiempo y temperatura, tienen un efecto estadísticamente significativo en la variable respuesta, al igual que el efecto cuadrático de la temperatura. Mientras que las interacciones de segundo orden y el efecto cuadrático del tiempo tienen un efecto estadísticamente igual a cero. Esto para un nivel de confianza del 95%.

Con el fin de optimizar el tratamiento de remoción de parafina en la tubería de producción, se encontró, a través del uso del software, el valor óptimo de las variables operacionales, que mantuviese un porcentaje de disolución del 100%. La combinación óptima obtenida fue un valor de 180,907 °F para la temperatura y 7,573 min para el tiempo de contacto. Estos valores deberían tenerse en cuenta con el fin de optimizar tiempos de operación y costos asociados al calentamiento del tratamiento a utilizar, en la Figura 34 se muestra el pantallazo arrojado por el software con este resultado.

Figura 34. Optimización de la respuesta

Optimizar Respuesta
 Meta: mantener % de Disolución en 100,0
 Valor óptimo = 100,0

Factor	Bajo	Alto	Óptimo
Temperatura	150,0	210,0	180,907
Tiempo	5,0	10,0	7,57328

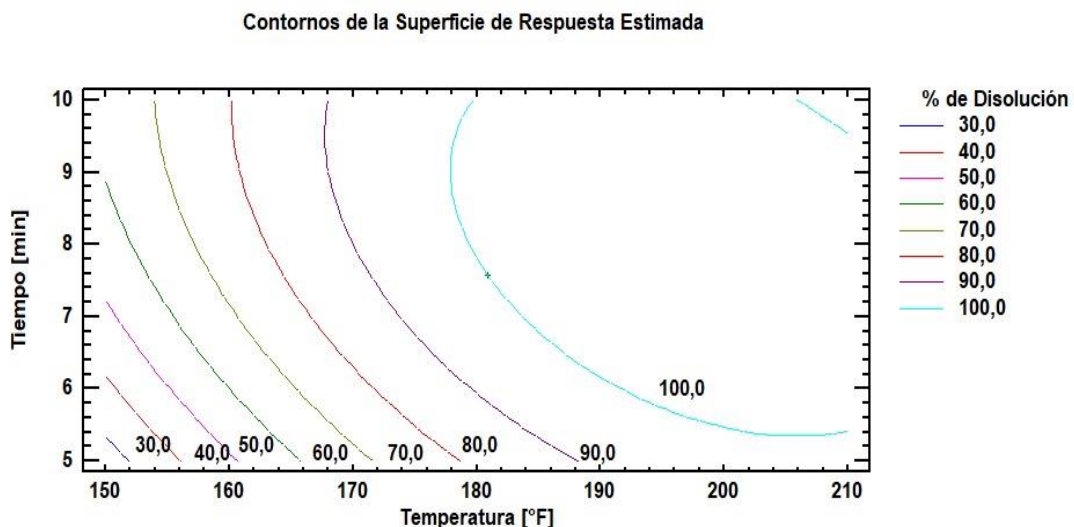
A continuación, se muestran los coeficientes de regresión y la ecuación del modelo ajustado obtenida a través del software. A partir de estos resultados se pueden extrapolar el comportamiento obtenido, con el fin de calcular el porcentaje de disolución aproximado para diversos valores de temperatura y tiempo de contacto.

$$\% \text{ de Disolución} = -1057,35 + 9,90386 * T + 45,6345 * t - 0,00224226 * T^2 - 0,125779 * T * t - 1,2863 t^2$$

En donde t, es el tiempo en minutos y T es la temperatura en °F.

En la Figura 35 se muestran los contornos de superficie respuesta estimados, estos son realizados a partir de la ecuación del modelo ajustado, enunciada previamente, y muestran la disolución estimada para un tiempo y una temperatura dada de una manera gráfica.

Figura 35. Contornos de superficie respuesta estimado



3.4 COMPARACIÓN DE COSTOS

Las técnicas de remoción de depósitos orgánicos utilizadas en el campo Provincia han sido: remoción mecánica con unidad de slick line e inyección de aceite caliente convencional por medio de una unidad de calentamiento o camión caldera. La técnica propuesta en el presente trabajo es la inyección de aceite liviano de ciclo, la cual consiste en un proceso operacional similar al de la inyección convencional de aceite caliente y que anteriormente se ha descrito.

Para obtener el costo total de los tratamientos de inyección de aceite caliente y ALC, es necesario en primera instancia, calcular las capacidades volumétricas de los pozos seleccionados para el tratamiento para determinar el volumen (en barriles) de llenado de cada una de las tuberías de producción, de acuerdo con la configuración de su estado mecánico. Los cálculos volumétricos se detallan en la tabla 28.

Tabla 28. Cálculos volumétricos de capacidades y llenado para cada pozo.

Cálculos volumétricos						
Pozos	Tubing			Profundidad [ft]	Capacidad [bbl/ft]	Volumen de llenado [bbl]
	OD [in]	Peso [lb/ft]	Grado			
Suerte-32	2-7/8	6.5	N-80	6250	0.0383	49.63
	2-3/8	4.7	N-80	9729	0.0058	
Suerte-38	3-1/2	9.3	N-80	318	0.0087	52.87
	2-7/8	6.5	N-80	7904	0.0058	
	2-3/8	4.7	N-80	9505	0.0039	
Suerte-45	2-7/8	6.5	N-80	7490	0.0058	50.14
	2-3/8	4.7	N-80	9247	0.0039	
Suerte-46	2-7/8	6.5	J-55	6587	0.0058	41.62
	2-3/8	4.7	J-55	7489	0.0039	

Después de realizados los cálculos se puede notar que para lograr un llenado completo del tubing y de esta manera asegurar el contacto directo del

tratamiento con la parafina para su disolución, se requiere de un volumen igual o superior a 52.87 bls, que fue el volumen de llenado calculado más elevado. Sin embargo, teniendo en cuenta posibles pérdidas del tratamiento, se considera que un volumen de 70 bls es óptimo para cargar la unidad de calentamiento. Este valor fue el que se tomó como base para el cálculo del costo total de los tratamientos de inyección y en la tabla 29 se muestran los costos totales por tratamiento, asumiendo de igual manera un tiempo de intervención de la unidad de slick line de 10 días y una duración de intervención de inyección de aceite caliente y ALC de medio día.

Tabla 29. Descripción de los costos totales para cada tratamiento

Costos totales					
Remoción mecánica		Inyección de aceite caliente		Inyección de Aceite Liviano de Ciclo	
Costo asociado	Valor	Costo asociado	Valor	Costo asociado	Valor
Unidad slick line (USD/día)	\$1,200	Unidad tratamiento aceite caliente (USD/día)	\$1,350	Unidad tratamiento ALC (USD/tratamiento)	\$1,350
Costos asociados a la cuadrilla (USD/día)	\$600	Lifting Cost (USD/bbl)	\$68.36	Costo barril ALC (USD)	\$53.49
Duración intervención (días)	\$10	Costos asociados a la cuadrilla (USD/día)	\$700	Costos asociados a la cuadrilla (USD/día)	\$700
		Duración intervención (días)	0.5	Transporte carrotanque refinería - campo (USD/tratamiento)	\$378.00
		Volumen de tratamiento (BlS)	70	Duración intervención (días)	0.5
				Volumen de tratamiento (BlS)	70
Total (USD)	\$18,000.00	Total (USD)	\$5,810.20	Total (USD)	\$5,147.30
Total (COP)	\$49,076,460	Total (COP)	\$15,841,335.99	Total (COP)	\$14,033,959.03

*Nota: Los valores en pesos colombianos se obtuvieron con una TRM de 2,726.47 COP a fecha de 17 de abril de 2018

Teniendo en cuenta que la remoción mecánica puede llegar a tardar varias semanas, durante las cuales el pozo no está produciendo, el valor de la diferida generada durante los días del tratamiento y el elevado costo de intervención hace que esta técnica no sea económicamente viable. Adicional a esto, el hecho de que el precio del barril de ALC es menor que el del precio comercial del barril Brent en la fecha evaluada (17 de abril de 2018), y que aún con el precio incluido del transporte del ALC desde refinería hasta campo, la técnica propuesta resulta económicamente más viable que la inyección convencional de aceite caliente.

CONCLUSIONES

- Con base en los resultados obtenidos del análisis SARA y del punto de cristalización, se puede concluir que los crudos de los pozos Suerte 38 y Suerte 45 son de carácter parafínico y tienen una alta tendencia a precipitar parafina, lo cual se evidencia por el índice de inestabilidad coloidal mayor a 0.9. Mientras que los pozos Suerte 32 y Suerte 46 resultan termodinámicamente estables, ya que tienen un bajo contenido de saturados e índice de estabilidad coloidal menor a 0.7.
- Si bien el punto de fluidez de los crudos muestreados es menor a 6°C, condición que no se alcanza en ningún punto del sistema de producción. No se deben descartar futuros problemas de obstrucción del flujo debido a depósitos de parafina, ya que los cristales de parafina se forman a partir de los, 19.15°C y 21.70°C, para los crudos, Suerte 38 y Suerte 45, respectivamente. Cristales que bajo condiciones hidrodinámicas tienden posteriormente a depositarse y acumularse en las paredes de la tubería de producción.
- A través de la prueba de calorimetría diferencial de barrido, se determinó que la temperatura de fusión de las ceras parafínicas provenientes de los pozos del campo es de aproximadamente 157°F, lo cual se comprobó a través de un análisis de calentamiento. Sin embargo, se debe contar con una temperatura del tratamiento mayor a la de fusión a la profundidad donde se encuentra el depósito de parafina, con el fin de garantizar una remoción adecuada.
- A partir del análisis estadístico de los datos obtenidos en las pruebas de disolución, se puede concluir que el efecto de la temperatura y el tiempo de contacto, para un nivel de confianza del 95%, son variables operacionales que afectan de manera significativa el porcentaje de

disolución obtenido, debido a que estas presentan un P valor menor a 0,05. Mientras que los efectos generados por la interacción entre estas variables no resultan estadísticamente diferentes de cero.

- Desde el punto de vista técnico y económico el aceite liviano de ciclo resulta ser un disolvente apropiado para los depósitos de parafina en los pozos del campo Provincia, debido a que es termodinámicamente estable, presentando un índice de inestabilidad coloidal de 0.1, y un punto de nube de -31.64°C , y es compatible con los fluidos y la arena del yacimiento.

RECOMENDACIONES

- A partir de los historiales de intervenciones a pozos asociadas a trabajos de remoción de parafinas, tanto mecánicamente como a través de la inyección de aceite, el área del campo Provincia donde se enfoca el problema de precipitación de parafina es el área Suerte, donde 5 de sus 26 pozos han presentados problemas de obstrucción de tubería. Por lo tanto, se recomienda realizar un monitoreo constante de los pozos de esta área con el fin de controlar futuros problemas operacionales.
- Se recomienda caracterizar mediante pruebas fisicoquímicas y espectroscópicas el crudo proveniente de las formaciones Esmeralda, Mugrosa y La Paz de manera individual, de manera tal que se evidencie si alguna de estas formaciones presenta tendencia a precipitar parafina, con presencia de asfaltenos, o si la mezcla de estos crudos ocasiona la precipitación de parafina.
- Para realizar un seguimiento oportuno a los pozos del campo, se recomienda tomar como referencia los resultados del análisis SARA, para identificar los pozos con potencial de precipitar parafinas en el sistema de producción, a partir de los valores de cada una de las fracciones reportadas en los pozos Suerte 38 y Suerte 45.
- Con el fin de verificar la efectividad del tratamiento de remoción de ceras parafínicas con ALC caliente a escala de campo, se recomienda realizar una prueba piloto en alguno de los pozos evaluados.
- Se recomienda evaluar el efecto de la concentración de ceras parafínicas en el proceso de disolución de depósitos de parafina a partir de ALC calentado.

- Se recomienda evaluar la disolución de ceras parafínicas a diferentes concentraciones a disolver en el ALC para determinar la relación ALC-parafina con la cual se obtenga la mejor remoción de estos depósitos orgánicos.
- Con base en los resultados obtenidos en el presente trabajo, se recomienda realizar estudios y comparar resultados de la remoción de los depósitos de parafina con tratamientos químicos u otros métodos no convencionales tales como microorganismos.

BIBLIOGRAFÍA

A. ORTEGA-RODRIGUEZ, Y. DUDA, F. GUEVARA-RODRIGUEZ, Y C. LIRA-GALEANA. Stability and Aggregation of Asphaltenes in Asphaltene-Resin-Solvent Mixtures. American Chemical Society. Ciudad de Mexico. Marzo, 2004.

AMAEFULE J. O., KERSEY, D. G., NORMAN, D. K. y SHANNON, P. M. Advances in Formation Damage Assessment and Control Strategies. Petroleum Society of Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum, pp. 23-32. 1968.

AMIN, A., RIDING, M., SHEPLER, R., SMEDSTAD, E. Y RATULOWSKY, J. Desarrollo Submarino desde el Espacio Poroso hasta el Proceso, Oilfield Review17, no. 1, Verano de 2005. p. 4-19.

ANDERSEN, S. JAMES, G. SPEIGHTB, I. Thermodynamic models for asphaltene solubility and precipitation. Volumen 22. Elsevier. Enero. 1999.

ANDERSON, W. G. Wettability Literature Survey- Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/13932-PA. Octubre 1.1986.

ALCAZAR VARA, Luis Alberto & BUENROSTRO GONZALEZ, Eduardo. Liquid-solid Phase Equilibria of Paraffinic Systems by DSC Measurements. Intech. <http://dx.doi.org/10.5772/54575>. 2013

API RP 42: "Laboratory Testing of Surface Active Agents for Well Stimulation, Section 1: Emulsion Tests for Characterization of Surface Active Agents in Acid, Brine or Oil. Section 2: Surface Active Agent Evaluation by flow test in cores", American Petroleum Institute, Washington D.C. Segunda edición.1977

ARIZA LEÓN, E.: Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el Crudo del Campo Colorado. Tesis de Maestría. Universidad Industrial de Santander. 2008.

ASTM. International. Standard Practice for Conversion of Kinematic Viscosity to Saybolt Universal Viscosity or to Saybolt Furol Viscosity. D 2161-05. 2008.

BIRD. BYRON. STEWART, WARREN. LIGHTFOOT, EDWIN. Fenómenos de transporte. Segunda edición. Limusa Wiley. 2006.

C. RINCÓN CHÁVEZ, L. CABRALES CAMPO, A. RESTREPO MORALES y Z. CALDERÓN CARRILLO. *Asfaltenos, un daño severo en yacimientos altamente subsaturados de aceite volátil*. El Reventón Energético, Vol 9. 2011.

CHANAGÁ QUIROZ. TANIA MIREYA. Efecto de las propiedades del catalizador de FCC y la carga sobre el rendimiento y la calidad del aceite liviano de ciclo (ALC). Trabajo de Maestría. UIS. 2008.

CHAVEZ, A. CABRALES, L. RESTREPO, A. CARRILLO Z. *Asfaltenos, un daño severo en yacimientos altamente subsaturados de aceite volátil*. Revista Fuentes. El Reventón Energético. Vol.9 N°2 de 2011.

CHANG, Raymond. Química. 4 ed. McGraw Hill, México, 1992, pp. 1014-1016

CENGEL, YUNUS, A. CIMBALA, JOHN M. Mecánica de fluidos. Fundamentos y aplicaciones McGraw-Hill Interamericana. 2006.

CIVAN, F. *Reservoir Formation Damage (2nd Ed.)*. Burlington: Elsevier Science. 2011.

CRAIG, F.F. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Serie de monografías, SPE, Richardson, Texas. 1971.

DÍAZ, DAVID. CANCHANO RICARDO. Tratamiento químico a nivel de laboratorio para la remoción de asfaltenos en el campo Colorado. Tesis de pregrado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. 2013.

DURAND. E, Et al. "Effect of chemical composition on asphaltene aggregation" Combustibles de energía 1051–1062. DOI: 10.1021/ef900599v. 2010.

F. A. OSPINA; E. ARIZA; G. E. RAMÍREZ; S. A. BARRERA. Factores clave para el análisis del efecto de los asfaltenos en la precipitación de parafinas aplicando Dinámica Molecular. Universidad Industrial de Santander. Congreso Colombiano del Petróleo. Acipet. Bogotá. 2017.

GARCÍA, Álvaro. COMPATIBILIDADES SIMULADAS ENTRE AGUAS DE FORMACIÓN SANTOS Y SUERTE CON AGUAS CHIQUITA - 1 Y ESTACIÓN SANTOS. ECOPETROL S.A. Laboratorio Química de Producción. 2013. 8 p.

GARCÍA, Álvaro. EVALUACION DE TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN ORGANICA, SALMUERAS DE TRABAJO Y FLUIDOS DE CONTROL DE PÉRDIDAS, PARA LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES SOM. ECOPETROL S.A. Laboratorio Química de Producción. 2011. 78 p.

GARCÍA, Álvaro. INSTRUCTIVO TÉCNICO DE ENSAYO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA DETERGENCIA. ECOPETROL S.A. Laboratorio Química de Producción. 2015. 5 p.

GARCÍA, Álvaro. INSTRUCTIVO TÉCNICO DE ENSAYO PARA LA EVALUACIÓN DE INTERACCIONES FLUIDO-FLUIDO. ECOPETROL S.A. Laboratorio Química de Producción. 2015. 6 p.

GARCÍA, Álvaro. INSTRUCTIVO TÉCNICO DE ENSAYO PARA LA EVALUACIÓN DE INTERACCIONES FLUIDO-ROCA DETERMINACIÓN DE MOJABILIDAD VISUAL. ECOPETROL S.A. Laboratorio Química de Producción. 2015. 4 p.

HAMMAMI. A. & RAINES, M.A. Paraffin deposition from crude oils: comparison of laboratory results to field data, SPE 38776. En: Conferencia y exhibición técnica anual de SPE. San Antonio, Texas, Octubre 5-8. 1997.

JAIMES, M. ZARATE, C. ZAPATA Y J. REYES, C. Metodología práctica para la remoción e inhibición de parafinas en el campo Lisama. ACIPET. IX Congreso Colombiano del Petróleo. Bogotá. 2001.

K. M. BARKER., Formation Damage Related to Hot Oiling, SPE 16230, presented at the 1989.SPE Production Operations Symposium, Oklahoma, March 8-10. 1989.

KHANDEKAR S. *Paraffins-101*. Schlumberger. PDF. 2015.

MANSOORI, G. A. "Modeling and Prevention of Asphaltene and Other Heavy Organic Deposition in Oil Wells" SPE doi: 10.2118/27070-MS. Enero. 1994.

Mc CAIN, W. *The Properties of Petroleum Fluids* (2nd ed.). Tulsa, Okla.:PennWell Books. 1990.

Mc CLAFIN, C. & WHITFILL, D. *Control of Paraffin Deposition in Production Operations*. Journal of Petroleum Technology. SPE-12204-PA. 1984.

NAVARRETE, C. y CEDIEL F. Estudio de factibilidad con el aceite liviano de ciclo para la remoción de depósitos orgánicos aplicado a campo colombiano. Tesis de pregrado. UIS. 2010.

PINEDA, César. ARENAS, Felix. TORRES, Mario. Guía laboratorio de fluidos. Practica # 2. Determinación de la viscosidad. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. 2009.

SANCHEZ, ILSÉN y GUTIERREZ, HENRY. Estudio de factibilidad del uso del aceite liviano de ciclo para el control de parafinas en el campo Colorado, Tesis de pregrado. UIS. 2011.

SANJAY, M., SIMANTA, B., KULWANT, S. *Paraffin Problems in Crude Oil Production and Transportation: A Review*. Society of Petroleum Engineers. SPE-28181-PA. 1995.

SEPÚLVEDA J., BONILLA J. y MEDINA Y. *Predicción de la Estabilidad de los Asfaltenos Mediante la Utilización de Análisis SARA para Petróleos Puros*. Universidad Surcolombiana. Facultad de Ingeniería. Revista Ingeniería y Región N°7. 2010.

SPEIGHT, J.G., in "Asphaltenes and Asphalts, 1", Ed. T.F. Yen and G.V. Chilingarian, Elsevier Science, Amsterdam, 1994, p.7.

STRUCHKOV, A & ROGACHEV, M. Risk of wax precipitation in oil well. Natural Resources Research. 2016. DOI: 10.1007/s11053-016-9302-7

TAKHAR, S. RAVENSCROFT, P.D and NICOLLE, D.C.A. *Prediction of Asphaltene Deposition During Production - Model Description and Experimental Details*. The Netherlands. SPE 30108. 1995.

THEYAB, Muhammad Ali. Wax deposition process: mechanisms, affecting factors and mitigation methods. Open Access Journal of Science. 2018. DOI: 10.15406/oajs.2018.02.00054

TRBOVICH, M. G. KING, G. E. "Asphaltene Deposit Removal: Long-Lasting Treatment with a Co-Solvent" SPE (Jan. 1991) doi: 10.2118/21038-MS. Enero. 1991.

WIEHE, I. A & KENEDDY, R. J. The oil compatibility model and crude oil incompatibility. Energy & Fuels. 2000. 14, 56-59.

ANEXOS

ANEXO A. Resultados de la prueba de Calorimetría Diferencial de Barrido para los crudos, el ALC y el depósito sólido

Figura 1. Resultado DSC – Muestra de crudo Suerte 32

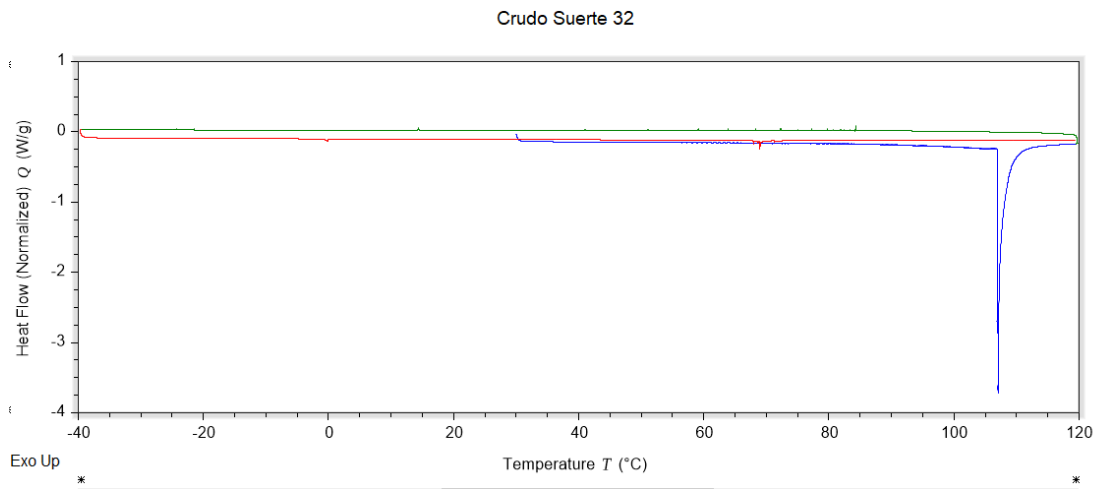


Figura 2. Resultado DSC – Muestra de crudo Suerte 38

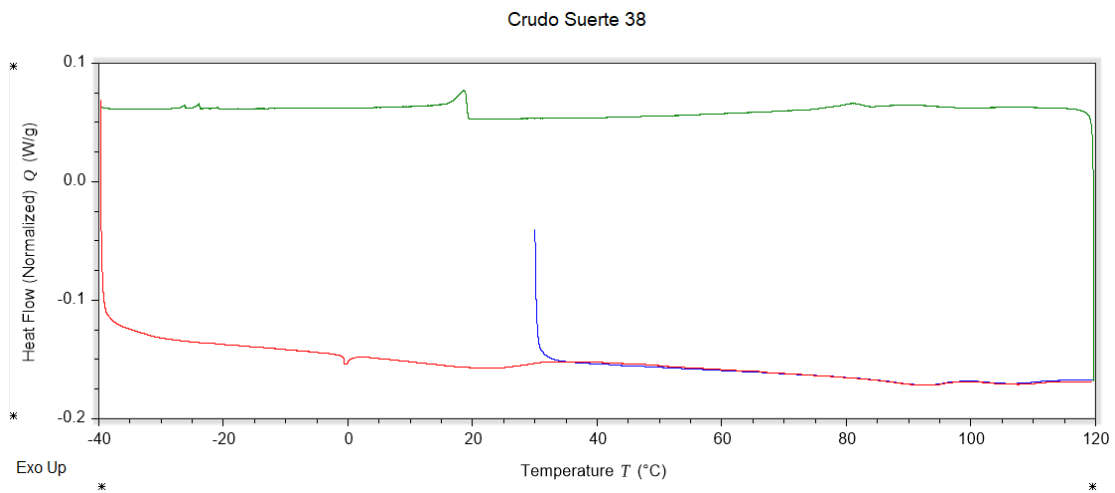


Figura 3. Resultado DSC – Muestra de crudo Suerte 45

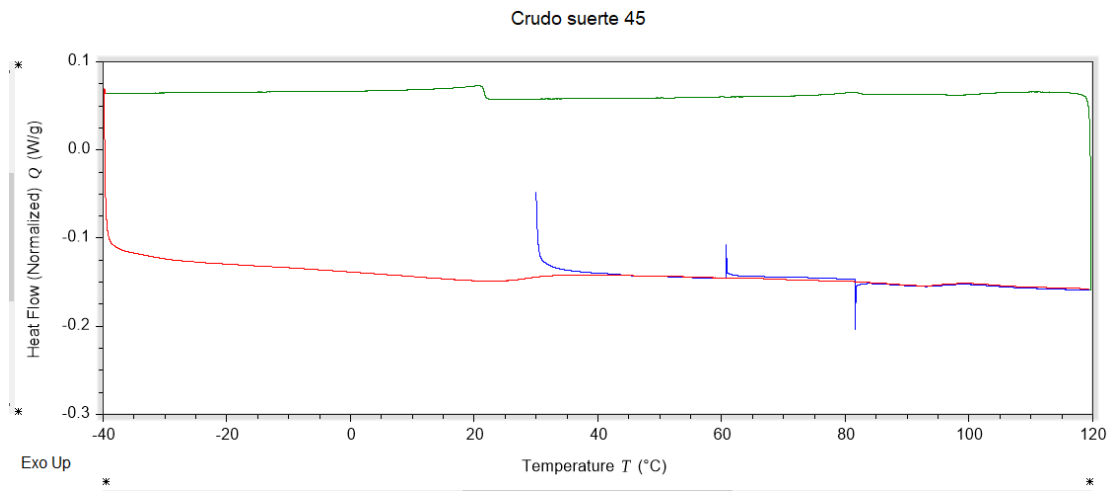


Figura 4. Resultado DSC – Muestra de crudo Suerte 46

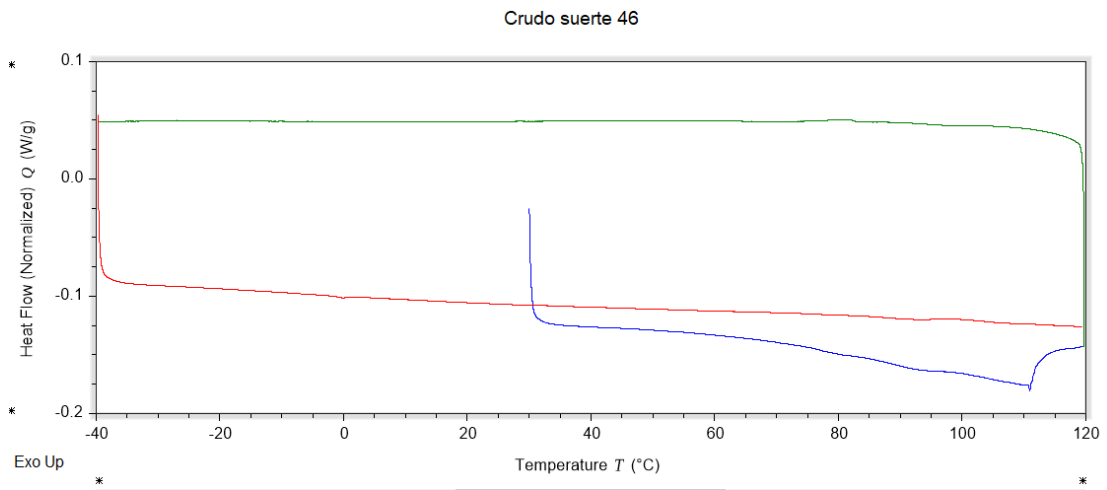


Figura 5. Resultado DSC – Muestra de ALC

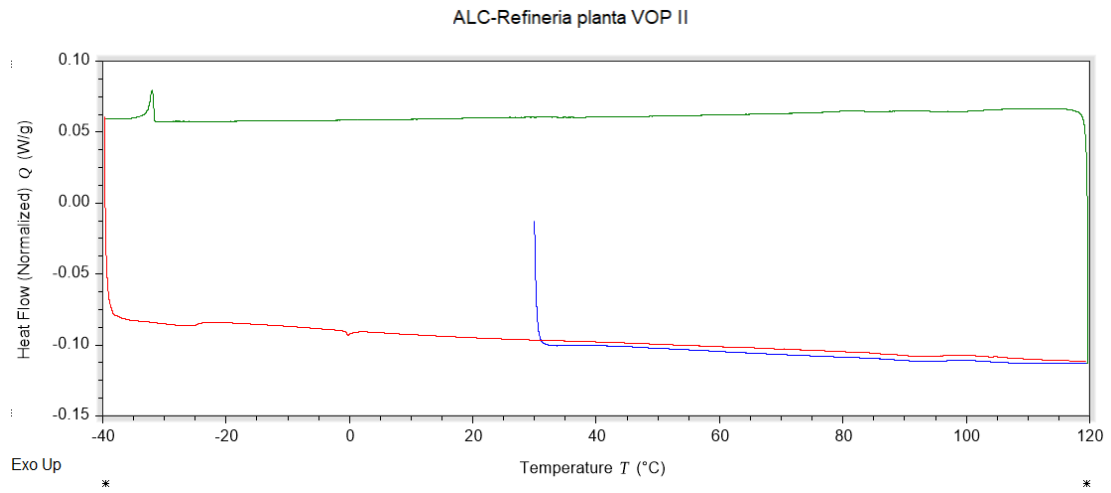


Figura 6. Resultado DSC – Muestra de depósito sólido

