



**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL USO DEL ACEITE LIVIANO DE CICLO
PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN EL CAMPO COLORADO.**

**ILSEN ADRIANA SANCHEZ PACHECO
HENRY FERNANDO GUTIERREZ OJEDA**

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

2011



**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL USO DEL ACEITE LIVIANO DE CICLO
PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN EL CAMPO COLORADO.**

**ILSEN ADRIANA SANCHEZ PACHECO
HENRY FERNANDO GUTIERREZ OJEDA**

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

**DIRECTOR
M.Sc. EMILIANO ARIZA LEÓN**

**CODIRECTORES
Ing. EDISON ODILIO GARCIA NAVAS
Ing. MANUEL GUILLERMO JAIMES**

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

2011

DEDICATORIA DE HENRY

Este trabajo se lo dedico primero a DIOS por mantenerme en los momentos difíciles y ayudarme a salir de ellos.

A mis padres, Víctor Gutiérrez y Felisa Ojeda por ser un apoyo incondicional en todos los momentos, por su comprensión y enseñanzas pues gracias a ellos he llegado a ser lo que ahora soy.

A mis hermanos Lisa y Alexis, mí cuñado Oscar y mis sobrinos Johan, Manuella y Miguel por ser una voz de apoyo y estar siempre atentos a darme la mano en los momentos en los que los necesite.

A mis tíos Julio y Oswal quienes me apoyaron incansablemente en este proceso de crecimiento tendiéndome la mano y enseñándome que el trabajo dignifica.

A Alix, Blaquita, Cami, Sully, Mariana y en especial a mi Julianita del alma, quienes me abrieron las puertas de sus hogares y me hicieron sentir como parte de ellos.

A quien quiero tanto Silvia Juliana por llenar de momentos felices este último año.

A mi stefy, Sandris, leduchis, Larry y a todos mis amigos y compañeros quienes con su apoyo y compañía recorrieron este camino junto a mí, siendo un apoyo en los momentos difíciles y una compañía en los momentos de alegría.

Mil gracias a todos por hacer parte de este sueño hecho realidad.

DEDICATORIA DE ADRIANA

Este importante logro lo dedico a Fabio José, a quien admiro y amo con toda mi alma, quien me enseñó el verdadero significado de Tenacidad, Perseverancia y Amor a los sueños.

A Janio Andrés y a mi Bebe quienes se convirtieron en el complemento mas importante en mi vida y a quienes debo mis días más felices.

A mis padres Marleny y Jesús por su apoyo y comprensión, a Paola a quien quiero tanto y a Juan Camilo quien con su dulzura y amor llena cada día mis días.

Quiero agradecer a Dios quien Guía e Ilumina mi camino, a mis amigos y compañeros de corazón, quienes estuvieron siempre brindándome todo su apoyo, Javier, Viera, Guty y JuanK.

Por último agradezco a toda mi familia y compañeros que de una u otra manera aportaron en la realización de este importante logro.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Ingeniería de Petróleos por formar profesionales con alta calidad académica y ética.

Al Campo Escuela Colorado y todos sus integrantes por el apoyo y confianza depositados para el desarrollo de este proyecto.

Al Ingeniero Emiliano Ariza León, director de este proyecto por brindarnos sus conocimientos, el apoyo y la confianza para culminar con éxito este proyecto.

Al ingeniero Edison García, codirector de este proyecto por orientarnos en este proceso y especialmente por ser un gran amigo.

A Mario y Guillermo, por su amable colaboración para el desarrollo de las pruebas de laboratorio llevadas a cabo para este proyecto.

Al grupo de investigación de Campos Maduros por ser un apoyo crítico, porque gracias a sus sugerencias y enseñanzas contribuyeron a la obtención de un mejor resultado.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. MARCO TEÓRICO	18
1.1 PARAFINAS	18
1.2 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CRISTALIZACIÓN DE LAS PARAFINAS	19
1.3 CARACTERÍSTICAS INVOLUCRADAS EN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS	19
1.4 CONSECUENCIAS DE LA DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS	20
1.5 MÉTODOS DE CONTROL DE PARAFINAS	20
1.5.1 Métodos Térmicos.	20
1.5.2 Métodos Microbianos	21
1.5.3 Método Mecánico	22
1.5.4 Métodos Químicos.	22
1.5.5 Métodos Magnéticos y Electromagnéticos	23
1.6 GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO	24
1.7 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA DE DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS EN OPERACIONES DE PRODUCCIÓN	29
1.8 RESEÑA HISTÓRICA DE LA INYECCIÓN DE ACEITE CALIENTE EN EL CAMPO COLORADO	30
1.9 EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE ACEITE CALIENTE EN EL CAMPO COLORADO	30
2. FACTIBILIDAD DEL USO DEL ACEITE LIVIANO DE CICLO PARA CONTROL DE PARAFINAS EN EL CAMPO COLORADO.	36
2.1 CARACTERIZACIÓN DEL ACEITE LIVIANO DE CICLO	36
2.2 PRUEBAS DE CARACTERIZACIÓN DEL LCO	37
2.2.1 °API	37
2.2.2 Punto de Fluidez.	38

2.2.2 Punto de Fluidez.	38
2.2.3 BS&W.	39
2.2.4 Viscosidad Cinemática.	41
2.2.5 Punto de Fuego.	44
2.3 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD	45
2.3.1 Compatibilidad Entre el Crudo y LCO	45
2.3.2 Compatibilidad Entre el Agua de la Formación y LCO..	46
2.3.3 Compatibilidad Entre la Arena de la Formación y LCO.	47
2.3.4 Mojabilidad.	48
2.3.5 Detergencia.	49
3. DISEÑO EXPERIMENTAL	51
3.1 DESARROLLO DE PRUEBAS	56
3.2 PRUEBA DE DISOLUCIÓN DE LAS CERAS PARAFINICAS CON LCO	56
3.4 ANÁLISIS DE DATOS EN EL PROGRAMA ESTADÍSTICO STATGRAPHICS70	
4. CONDICIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL LCO EN CAMPO	75
4.1 IMPACTO AMBIENTAL DEL USO DEL ACEITE LIVIANO DE CICLO	75
4.2 PÉRDIDAS DE CALOR EN TUBERÍA PARA LA INYECCIÓN DE LCO	78
4.3 COMPARACIÓN DE COSTOS	81
5. CONCLUSIONES	84
6. RECOMENDACIONES	85
7. BIBLIOGRAFIA	86

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Viscosidad Cinemática del LCO.....	43
Tabla 2. Caracterización del LCO	45
Tabla 3. Diseño Experimental del Estudio de Factibilidad del uso del Aceite Liviano de Ciclo para el Control de Parafinas en el Campo Colorado.....	52
Tabla 4. Porcentaje de disolución a tiempo de solubilización	60
Tabla 5. Gramos de disolución a tiempo de solubilización.	61
Tabla 6. Ecuaciones de las curvas de disolución.....	63
Tabla 7. Viscosidades Obtenidas en el Viscosímetro Brookfield DVIII	69
Tabla 8. Matriz de Aspectos e Impactos Ambientales de la inyección del LCO en el Campo Colorado.	77
Tabla 9. Datos Básicos para el Análisis de Perdidas de Calor en Tuberías de Producción.....	79
Tabla 10. Datos de Pérdidas de Calor Inyectando por Tubing	80
Tabla 11. Datos de Perdidas de Calor Inyectando por Casing	80
Tabla 12. Costos Unitarios.....	81
Tabla 13. Costos Crudo Campo Escuela Colorado	82
Tabla 14. Análisis Comparativo de Costos LCO Vs Crudo del campo Escuela Colorado	82

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación Campo Colorado	24
Figura 2. Acumulado de Producción del Campo Colorado	26
Figura 3. Corte Frontal – Vista de Compartimentos en profundidad, esquema del Modelo Geológico Campo Colorado planteado como hipótesis.	28
Figura 4. Perfil estructural y distribución de bloques del Campo Colorado con sus respectivos pozos activos e inactivos a octubre de 2010.	29
Figura 5. Producción del Pozo Colorado 12	31
Figura 6. Producción del Pozo Colorado 37	32
Figura 7. Producción del Pozo Colorado 38	32
Figura 8. Producción del Pozo Colorado 69	33
Figura 9. Producción del Pozo Colorado 70	33
Figura 10. Producción del Pozo Colorado 75	34
Figura 11. Acercamiento Curva de Producción Col 38	35
Figura 12. Prueba de Punto de Fluidéz	39
Figura 13. Prueba de BS&W	40
Figura 14. Prueba de BS&W	41
Figura 15. Prueba de Viscosidad Cinemática	42
Figura 16. Prueba de Densidad por medio de Hidrómetro.....	43
Figura 17. Equipo de Punto de Fuego	44
Figura 18. Prueba de Compatibilidad Crudo y LCO	46
Figura 19. Prueba de Compatibilidad Agua de la Formación Vs LCO	47
Figura 20. Prueba de Compatibilidad Arena de la Formación Vs LCO	47
Figura 21. Prueba de Mojabilidad	48
Figura 22. Prueba de Detergencia	49
Figura 23. Ceras parafínicas antes de la prueba de disolución	58
Figura 24. Prueba de disolución sin llegar al Punto de Saturación.....	58

Figura 25. Prueba de disolución a punto de saturación.	59
Figura 26. Prueba de disolución, plancha de calentamiento con agitación magnética	59
Figura 27. Curvas Generales de Disolución en Porcentaje.	62
Figura 28: Curvas Generales de Disolución en Gramos.....	62
Figura 29. Montaje General para la prueba con el Viscosímetro Brookfield DV III65	
Figura 30. Prueba de Viscosímetro Brookfield DV III, sumergido en el baño térmico de aceite.	65
Figura 31. Reología del LCO con ceras parafínicas en punto de saturación 180 °F	66
Figura 32. Reología del LCO con ceras parafínicas en punto de saturación 200 °F	66
Figura 33. Reología del LCO con ceras parafínicas en punto de saturación 220 °F	67
Figura 34. Comparación reológica de muestras con y sin precipitación de ceras parafínicas.	68
Figura 35. Resumen del Diseño (STATGRAPHICS)	70
Figura 36. Análisis de la Varianza para Disolución (STATGRAPHICS).....	71
Figura 37. Grafico de PARETO para la Disolución.	72
Figura 38. Contornos de Superficie de la Respuesta Estimada (STATGRAPHICS)	73
Figura 39. Ejemplo para la estimación de la disolución con la grafica de contornos de superficie.....	74
Figura 40. Matriz de Valoración de Riesgos e Impactos Ambientales RAM	76

RESUMEN

TÍTULO. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL USO DEL ACEITE LIVIANO DE CICLO PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN EL CAMPO COLORADO*.*

AUTORES: ILSÉN ADRIANA SANCHEZ PACHECO
HENRY FERNANDO GUTIERREZ OJEDA**

PALABRAS CLAVES. LCO, PARAFINA, CAMPO COLORADO, REMOCIÓN, TAPONAMIENTO, DISOLUCIÓN.

El Campo Colorado ha presentado problemas de precipitación y depositación de ceras parafínicas en la tubería de producción desde los inicios de su vida productiva, lo que ha generado reducción de la producción y elevados costos debido a los trabajos preventivos y correctivos que se han requerido. Este tipo de problemas se trataban con la inyección de aceite caliente proveniente del mismo campo mostrando buenos resultados a corto plazo pero con un efecto negativo a largo plazo por el posible daño a la formación que se inducía con este procedimiento.

Este proyecto consiste en el estudio de la factibilidad para implementar el Aceite Liviano de Ciclo (LCO) en remplazo del aceite del campo para el control térmico de los depósitos de ceras parafínicas en la tubería de producción. Al LCO se le realiza un estudio de las propiedades más relevantes para su posible implementación y una serie de pruebas para comprobar su compatibilidad con los fluidos y la roca del Campo Colorado, todo esto con el fin de evitar efectos no deseados. Posteriormente basados en el diseño experimental diseñado para este trabajo, se realizan a nivel de laboratorio pruebas de disolución de ceras parafínicas en el LCO y análisis del comportamiento reológico de la mezcla con el fin de buscar una buena relación entre tiempo de contacto y temperatura de inyección necesarios para la disolución de las ceras parafínicas en las tuberías de producción.

Además, se hace un estudio del impacto ambiental, análisis económico comparativo entre el uso del LCO y el Crudo del Campo y un estudio de pérdidas de calor en las tuberías de producción para evaluar la profundidad efectiva del tratamiento.

* Trabajo de grado

** Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería Petróleos. Director Emiliano Ariza León. Codirectores Edison Odilio García Navas y Manuel Guillermo Jaimes.

ABSTRACT

TITLE: FEASIBILITY ANALYSIS OF THE USE OF LIGHT CYCLE OIL FOR PARAFFINS CONTROL IN THE COLORADO FIELD.*

AUTHORS: ILSÉN ADRIANA PACHECO SANCHEZ
HENRY FERNANDO GUTIERREZ OJEDA **

KEYWORDS: LCO, PARAFFIN, COLORADO FIELD, ORGANIC DEPOSIT, REMOVAL, BLOCKAGE, DISSOLUTION.

Colorado Field has been presenting problems of paraffin waxes precipitation and deposition in the production pipeline since the beginning of its productive life, and this has generated a decrease in the production and high costs due to preventive and remedial works that have been required. This kind of problems has been treated with hot oil injections from the same field, showing good short term results but a long-term negative effect on the possible formation damage that was induced by this procedure.

This project consists of the feasibility analysis of implementing the light cycle oil (LCO) instead of the oil from the field for the thermal control of paraffin wax deposits in the production pipelines. A study of the most relevant properties of LCO and several tests to verify its compatibility with the fluids and the rock of Colorado field was made. Based on the experimental design, laboratory tests of paraffin wax dissolution and rheological behavior analysis were conducted for the mixture in order to find an optimal relationship between contact time and injection temperature required for the paraffin waxes dissolution in the production pipelines.

In addition, a comparative study for the application in field in terms of the environmental impact and economical analysis between the use of LCO and the oil from the field, and an analysis of heat lost in the production pipeline to evaluate the effectiveness of the treatment.

*Capstone Project.

** Physicochemical faculty, Petroleum Engineer School, Director: M.Sc. Emiliano Ariza León, Co-Director UIS: Edison Odilio García Navas, Co-Director ICP: Manuel Guillermo Jaimes.

INTRODUCCIÓN

El Campo Escuela Colorado cuenta con un crudo altamente parafínico y como consecuencia de esto se presenta precipitación y depositación de ceras parafínicas en la tubería de producción, disminuyendo el diámetro efectivo y aumentando la viscosidad del crudo, todo esto genera una reducción en la producción y un aumento de los costos operacionales por los trabajos que se deben realizar. Por estas razones se hace necesario implementar un método de control para evitar sobrecostos y mantener la producción del campo. La presencia de las ceras parafínicas ha encaminado al campo a la investigación de métodos preventivos y correctivos, entre éstos el tratamiento térmico y la inyección del LCO (Light Cycle Oil – Aceite Liviano de Ciclo) como agente de control.

Para el desarrollo de este trabajo se realizó una recopilación de información obtenida del archivo físico del campo de los trabajos de workover realizados a los principales pozos productores del campo Colorado, donde se ha venido implementando la dilución de parafinas mediante la inyección de aceite caliente del mismo campo; esto con el fin de determinar el comportamiento de la producción en los procesos implementados. Posteriormente se llevó a cabo la investigación y el desarrollo de pruebas de laboratorio para el LCO, las cuales determinaron las características físico – químicas, su compatibilidad con el crudo y la formación del campo, la capacidad de disolución y su comportamiento reológico. Estas pruebas están respaldadas por un método científico y un diseño experimental lo cual da mayor veracidad a los resultados obtenidos.

Finalmente se realizó un análisis económico – comparativo del antiguo método (inyección de crudo del campo) y el propuesto (LCO), se estudió la influencia ambiental de la inyección del LCO con un análisis de impacto ambiental mediante la matriz RAM y se generó un estudio de las pérdidas de calor en la tubería de producción con el fin de evaluar la profundidad efectiva del tratamiento.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 PARAFINAS

El petróleo en su estado natural es una mezcla de hidrocarburos de estructura variada y de pesos moleculares diferentes, en general es posible 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). Las ceras parafínicas son hidrocarburos saturados no polares, las cuales se cristalizan bajo ciertas condiciones termodinámicas; esto puede ocurrir en el yacimiento, en el subsuelo ó en superficie.

Las ceras parafínicas están compuestas principalmente de parafinas normales acompañadas de isoparafinas y en menor cantidad por ciclo parafinas (naftenos); ocasionalmente hay presencia de aromáticos. Las parafinas normales son cadenas de hidrocarburos saturados, formados principalmente por cadenas entre C16 y C60+ con temperaturas de fusión de 64 °F a 211 °F. Los depósitos de parafina están acompañados de resinas, material asfáltico, arena, escamas y en ocasiones agua.¹

La cristalización de parafinas está determinada por tres fenómenos sucesivos, estos son:

- Nucleación

Es la etapa primaria de la cristalización en la que nace una nueva partícula sólida de tamaño insignificante, pero a partir de la cual se forma un cristal de tamaño macroscópico.

¹ARIZA LEON, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del Campo Colorado. Tesis de Maestría. Universidad Industrial de Santander. 2008.

- **Crecimiento**

Una vez los núcleos son formados y la temperatura es mantenida cercana al punto de nube, moléculas adicionales precipitan sucesivamente sobre los sitios nucleados y llegan a ser parte de las estructuras laminares crecientes. Este mecanismo es llamado proceso de crecimiento.

- **Aglomeración**

Cuando el producto es enfriado a una temperatura más baja que el punto de nube, aumenta drásticamente el tamaño del cristal y modifica las propiedades reológicas de la solución.²

1.2 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CRISTALIZACIÓN DE LAS PARAFINAS

- Efecto de la temperatura
- Peso molecular y temperatura de fusión de la parafina
- Proporción relativa de solvente – soluto
- Efecto de la presión
- Naturaleza de la solución

1.3 CARACTERÍSTICAS INVOLUCRADAS EN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS

Las parafinas tienen características específicas que se deben tener en cuenta a la hora de estudiar un posible tratamiento para evitar o remediar su precipitación.

Estas propiedades son:

Punto de nube, punto de fluidez y comportamiento reológico.

²OCHOA, Ismael y LOPEZ, Sergio. Evaluación de un tratamiento químico para el control de parafina en el crudo del Campo Colorado: Proceso de cristalización de la parafina. 2009

1.4 CONSECUENCIAS DE LA DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS

El Campo Escuela Colorado históricamente ha presentado problemas de precipitación de parafinas, el cual ha sido tratado con algunos métodos correctivos como la inyección de aceite caliente en la sarta de producción y las líneas de superficie y baches de tratamientos químicos por el anular del pozo recirculados a través del equipo de subsuelo, obteniendo algunas veces resultados desfavorables, incluso llegando en algunos casos al taponamiento de pozos.

A continuación se presentan los problemas ocasionados por la depositación de los cristales de parafina:

- Cambios en las características reológicas del crudo.
- Requerimiento de potencia extra para asegurar el flujo de los fluidos.
- Reducción de la producción de hidrocarburos por obstrucción del área de flujo dentro de la tubería de producción y en superficie.
- Falla en equipos de subsuelo y superficie.
- Cierre de los pozos.
- Incremento en el mantenimiento de los equipos.
- Aumento en los costos de prevención y tratamiento del problema.
- Demanda de personal especializado para investigación y manejo del problema.

1.5 MÉTODOS DE CONTROL DE PARAFINAS³

1.5.1 Métodos Térmicos.

- Calentamiento Eléctrico

Estos métodos requieren un excelente aislamiento de la tubería (Ej. Aislamiento de vacío del tubing) la cual, debe calentarse eléctricamente o son conectadas con

³Evaluación de Tecnologías para el Control de Parafinas en los Campos de la Superintendencia de Mares. 2004

otras que contienen agua caliente. Todos los procedimientos aseguran un transporte de crudo libre de problemas en todo momento, pero son muy costosos y se usan generalmente en tuberías cortas.

- **Aceite caliente**

En muchos campos petroleros el calor es esencial para la efectividad del tratamiento de remoción de parafinas. Cuando las ceras parafínicas se forman, la distancia entre sus moléculas determina la cantidad de calor requerido para derretir una masa molecular específica. De este modo, si las moléculas son diluidas con solventes de bajo peso molecular, la cantidad de calor requerido para alterar su co-cristalización es reducida.

- **Agua caliente**

El agua caliente y agua caliente con surfactantes fueron introducidas para proveer una alternativa diferente al aceite caliente. El simple tratamiento de agua caliente no puede proveer la misma solvencia que otorga el aceite caliente, consecuentemente, surfactantes se añaden con frecuencia para promover la dispersión de parafina hacia la fase acuosa. De nuevo, un grado de dispersión de las parafinas es logrado por adición de surfactante, pero el alcance de la separación es mucho más reducido que el alcanzado en el aceite caliente. Las combinaciones de agua caliente con surfactante producen gran cantidad de partículas de parafina dispersas en agua, estas partículas a menudo causan alteraciones en una serie de tratamientos por su acumulación en la interface entre el agua separada y el crudo.

1.5.2 Métodos Microbianos. En la aplicación de esta técnica se emplean por lo general microorganismos que utilizan oxígeno para la limpieza de pozos. Las parafinas son metabolizadas por los microorganismos, y son oxidadas a alcoholes, aldehídos y ácidos carboxílicos. Además de metabolizar los hidrocarburos

parafínicos, los microorganismos pueden producir compuestos que mejoran el flujo del fluido.

1.5.3 Método Mecánico. 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.

1.5.4 Métodos Químicos.

- Solventes

Son compuestos orgánicos derivados del petróleo, generalmente usados para disolver los depósitos de parafina existentes y para restaurar las propiedades solventes del crudo, dadas por los compuestos livianos que este pierde por fuga debido a una reducción de la temperatura y/o presión.

Los dos tipos de solventes más usados en operaciones de campo son Alifáticos, como diesel, Varsol y condensados; Aromáticos como el tolueno y xileno.

- Dispersantes

Son de los productos químicos de mayor importancia en este tipo de tratamientos debido a que hace efectiva la reducción de la agregación de ceras orgánicas producidas durante la extracción normal del crudo, estos compuestos orgánicos son una mezcla de surfactantes y penetrantes combinados en solventes aromáticos selectivos, que pueden ser usados para retirar depósitos o para prevenirlos.

Los Dispersantes no disuelven los depósitos de parafina sino que trabajan neutralizando las fuerzas atractivas que ligan a las partículas de parafina a estar juntas, es decir los depósitos son partidos a tamaños de partículas mucho más

pequeños donde ellos pueden ser reabsorbidos por la corriente de petróleo, como un resultado de la afinidad natural de la partícula de parafina por su origen hidrocarburo.

- **Modificadores de Cristales de Parafina**

Son materiales que tienen una estructura molecular similar a la de la cera que se precipita. El modificador de cristal co-precipita o co-cristaliza con la cera al tomar el lugar de una molécula de cera en la red cristalina.⁴ Estos productos actúan a nivel molecular para alterar la tendencia de las moléculas de parafina a acumularse unas con otras, por consiguiente reduciendo la capacidad de la parafina de formar una red cristalina dentro del petróleo.

1.5.5 Métodos Magnéticos y Electromagnéticos. Estos métodos son ocasionalmente nombrados en la literatura, pero hasta ahora no han sido ampliamente aplicados. Quizá porque es muy difícil explicar el mecanismo exacto de acción. En principio tales tratamientos apuntan a una reducción de la precipitación de parafina en las paredes de las tuberías o tanques, por la orientación de las cadenas de hidrocarburos parafínicos en el campo magnético. Existen algunos proyectos piloto exitosos. Uno de los más impactantes es la aplicación de radiación electromagnética en 170 millas de longitud de la tubería en Texas donde la cantidad de parafina removida durante un marraneo fue reducida en un 95%.

Dentro de estos métodos se encuentran las siguientes tecnologías:

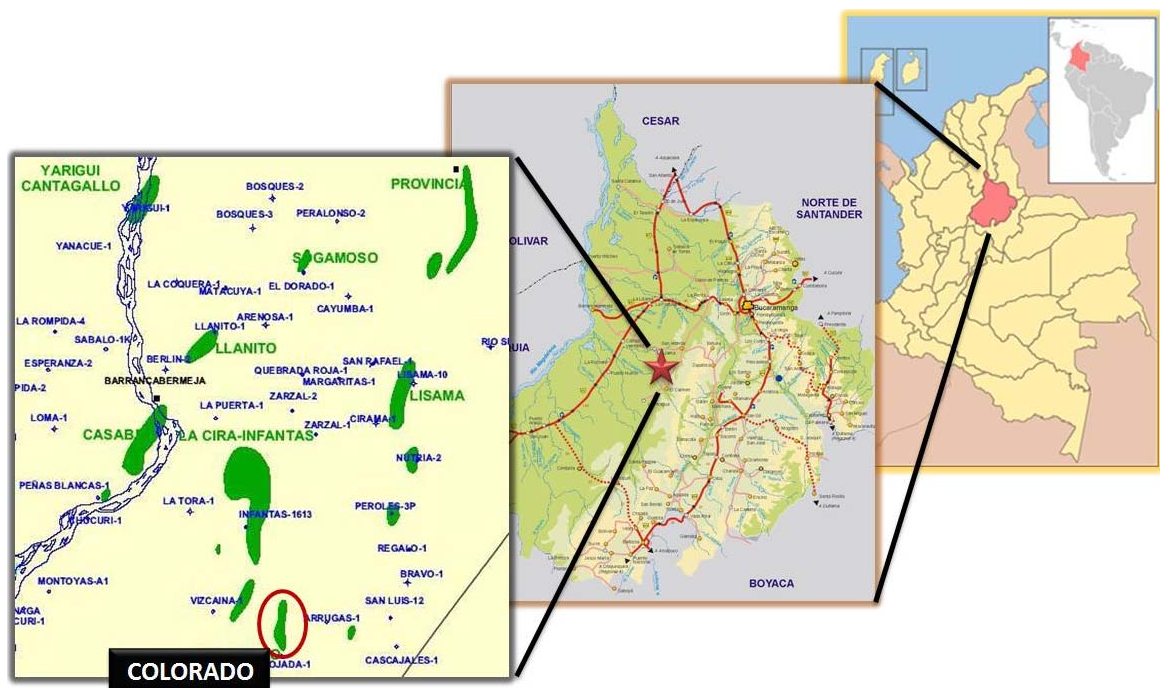
- Tecnología SOLAVITE
- Tecnología TULSA FLO
- Tecnología MAGCOP

⁴ James B. Dobbs, SPE, UNICHEM. A Unique Method of Paraffin Control in Production Operations. SPE No. 55647. 1999.

1.6 GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO

El Campo Colorado está localizado en la Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, en inmediaciones del Municipio de San Vicente de Chucuri, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira – Infantas, entre coordenadas X= 1'036.000 - 1'040.500 Este y Y = 1'238.000 – 1'.247.500 Norte con origen Bogotá, en área de la antigua concesión De Mares (Figura 1). La estructura corresponde a un anticlinal asimétrico de hasta 80° en su flanco oeste y hasta 25° en su flanco este. Este anticlinal tiene una longitud aproximada de 10 kilómetros de largo y 3 kilómetros de ancho.

Figura1. Ubicación Campo Colorado



Fuente: MARTÍNEZ GALINDO, Rosa. AMAYA BOHÓRQUEZ, Miguel. Proyecto de Grado. Aplicación de un Tratamiento Químico para el Control de Parafina en la Tubería de Producción en el Crudo del Campo Escuela Colorado. 2010.

La exploración del campo Colorado se realizó entre los años 1923 y 1932 por la Tropical Oil Company - TROCO perforando 7 pozos. En 1945 se reinició la exploración con la perforación del pozo C-9 con buenos resultados, lo que los motivó a perforar 8 nuevos pozos entre 1945-1946 para un total de 15 pozos.

Entre los años 1953 y 1964, ECOPETROL desarrolló completamente el campo mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados a lo largo de toda la estructura.

El Campo Colorado inició producción en el año de 1945 con una tasa de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su máxima producción con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente hasta llegar a una producción de 467 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores debido a diferentes problemas mecánicos, principalmente al taponamiento de las líneas con parafinas. Entre los años 1966 y 1976 se mantuvo una producción promedio de 670 BOPD. A partir de 1976 inicia una declinación del campo, pasando de 692 BOPD en Junio de 1976 a 47 BOPD en Junio de 1989. El máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. Se han realizado campañas de trabajos de reacondicionamiento "Workover" intentando recuperar la producción, pero la declinación es igualmente fuerte perdiéndose rápidamente los resultados de los trabajos realizados⁵

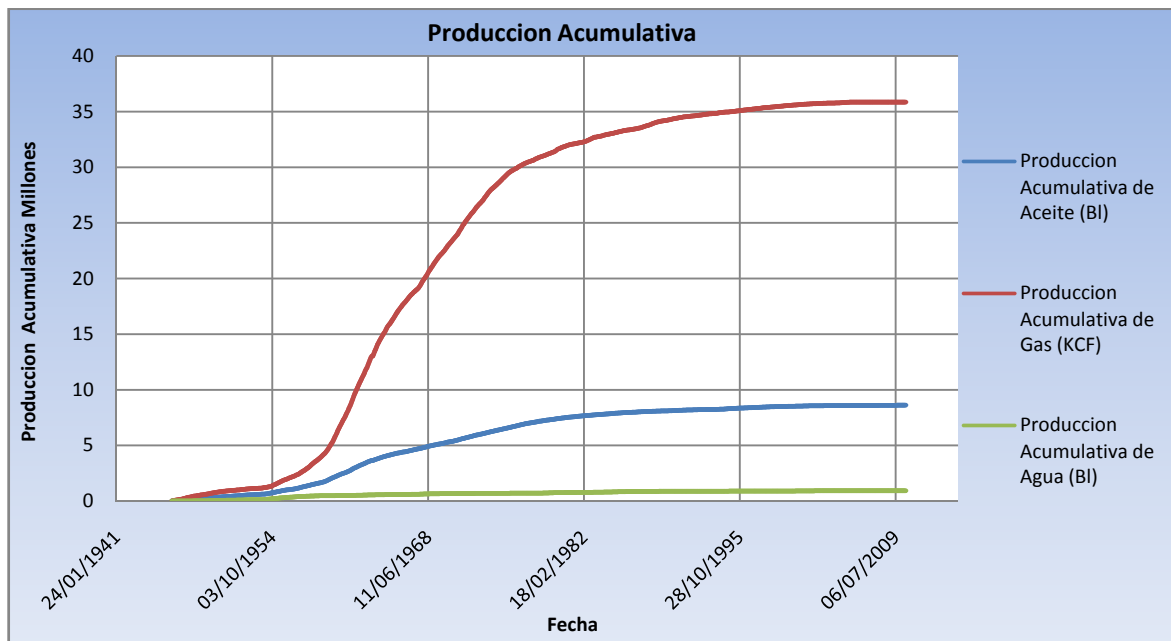
Actualmente, el Campo Escuela Colorado se encuentra en actividades de reactivación, cuenta con 23 pozos activos, 52 entre inactivos y abandonados y una proyección de 35 pozos activos al finalizar la etapa inicial de reactivación, con una producción de 435 Bbl/día para el mes de diciembre de 2010.

⁵ARIZA LEON, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del Campo Colorado. Tesis de Maestría. Universidad Industrial de Santander. Op. Cit.

Las acumulaciones son de aceite liviano con gravedad entre 38 y 42 °API. La información de presiones es limitada; se tiene reportada una presión inicial de 810 psi en la Zona B y 3000 psi en la Zona C de la arena Mugrosa, el mecanismo de producción predominante es empuje por gas en solución.

El aceite original estimado de acuerdo al último informe⁶ conocido por parte de ECOPETROL es de 121 MMBls y las reservas primarias producidas a Junio de 2010 son de 8.62 MMBls (Figura 2) con un factor de recobro actual de 7.12 %.

Figura2.Acumulado de Producción del Campo Colorado



Fuente: Datos de Producción Campo Colorado

De acuerdo al Segundo Informe de Frente de Caracterización de Yacimientos Campo Colorado, el valor total de reservas de gas calculado para el campo es de 42.152 MMSCF con un acumulado de producción a Enero de 2006 de 35.424

⁶Informe. Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado. ECOPETROL S.A. 2003.

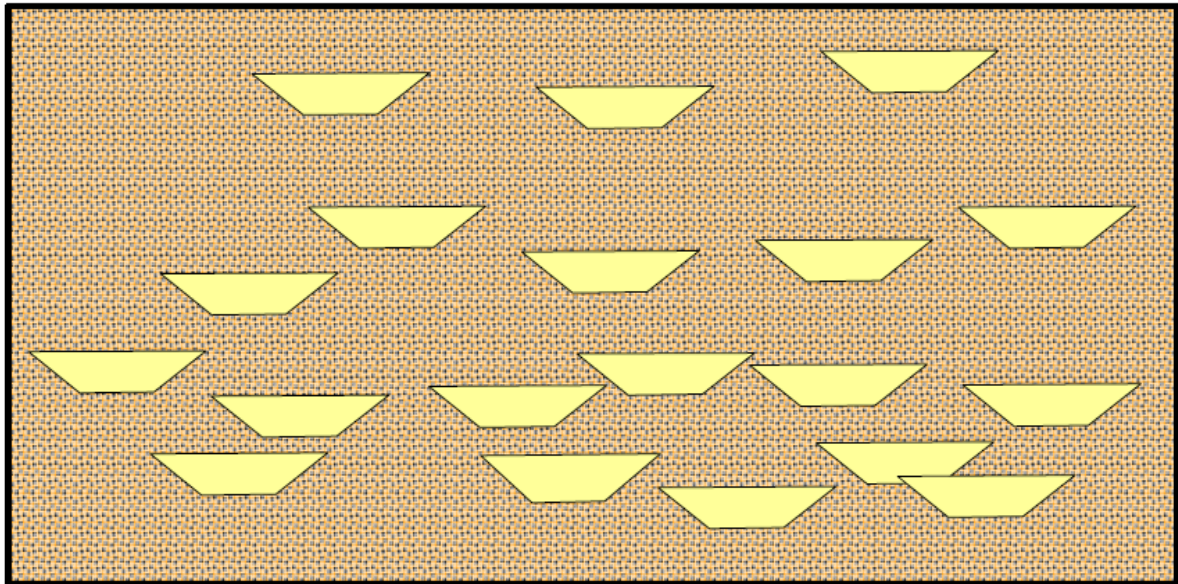
MMSCF de acuerdo a los reportes suministrados⁷. Estas reservas obedecen principalmente a zonas dentro de los pozos que reportan igualmente producción de aceite, puesto que por lo general históricamente cuando se hallaban zonas de gas libre la tendencia normal era aislarlas y no tener producción de gas en superficie, es decir, estas reservas se basan en el gas producido en solución con el aceite.

El sistema de producción actual es de levantamiento artificial por bombeo mecánico en la totalidad de los pozos, por lo que se cuenta con una infraestructura de tuberías y varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo. Hay 4 pozos que no cuentan con líneas de superficie por lo que un carro tanque recoge el crudo de un tanque de almacenaje instalado en la cabeza del pozo, los demás pozos cuentan con las líneas para llevar el crudo a la estación de bombeo.

A partir del análisis previo de los resultados de las pruebas iniciales de formación, las historias de producción y eventos de los pozos, la calidad de los fluidos, las presiones conocidas en los diferentes sectores del campo y la complejidad estructural del campo, se ha planteado una hipótesis de que el Campo Colorado presenta un modelo Geológico compartimentalizado (Figura3.)

⁷Informe. Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado. ECOPETROL S.A. 2003.

Figura3. Corte Frontal – Vista de Compartimentos en profundidad, esquema del Modelo Geológico Campo Colorado planteado como hipótesis.

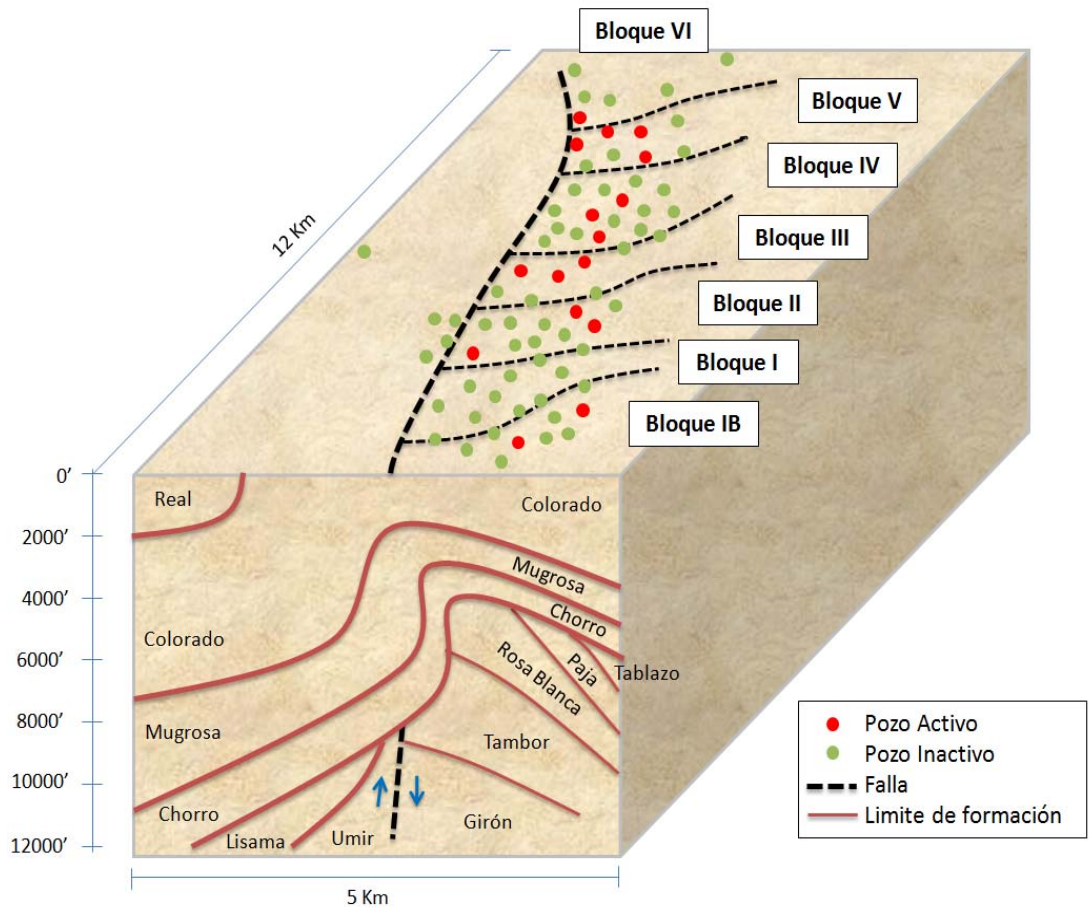


Fuente: Primer Informe; Servicio de producción bajo riesgo para un campo menor de la Gerencia RegionalMagdalena. Ecopetrol. 2004.

Mediante la determinación de la gravedad API del crudo de los pozos del Campo, se realizó un análisis y se encontró que el petróleo producido varía de 30 a 42 °API a lo largo de toda la estructura, lo cual de acuerdo a sus características ha sido dividida en siete (7) bloques (Figura4). Se debe resaltar que algunos de los pozos registran inclusive tres valores diferentes de °API en profundidad y que los sectores intermedios entre las zonas productoras no reportan ningún resultado favorable, es decir, no registran continuidad vertical. Todo esto, apoya nuevamente la hipótesis del modelo geológico planteado, envista de la poca continuidad lateral y de la presencia de diferentes compartimentos interceptados en profundidad por algunos de los pozos, acorde a los reportes de calidades de fluidos⁸.

⁸ARIZA LEON, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del Campo Colorado. Tesis de Maestría. Universidad Industrial de Santander. Op. Cit. P. 49.

Figura4. Perfil estructural y distribución de bloques del Campo Colorado con sus respectivos pozos activos e inactivos a octubre de 2010.



Fuente: MARTÍNEZ GALINDO, Rosa. AMAYA BOHÓRQUEZ, Miguel. Proyecto de Grado. Aplicación de un Tratamiento Químico para el Control de Parafina en la Tubería de Producción en el Crudo del Campo Escuela Colorado. 2010.

1.7 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA DE DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS EN OPERACIONES DEPRODUCCIÓN

Históricamente el Campo Colorado ha presentado problemas de precipitación y depositación de parafinas, para lo cual se utilizó como método de control el aceite caliente, usando el mismo crudo de la formación, aumentando inicialmente la producción pero con una caída posterior, posiblemente por la precipitación de las ceras parafínicas al pasar el efecto térmico y además por utilizar el crudo sin

desparafinar. Por lo anterior, se hace necesaria la búsqueda e implementación de otras técnicas como el uso de un nuevo aceite con características adecuadas que ayude a corregir los problemas que presentan los pozos del campo por la precipitación de parafinas.

1.8 RESEÑA HISTÓRICA DE LA INYECCIÓN DE ACEITE CALIENTE EN EL CAMPO COLORADO

La inyección de aceite caliente en el Campo Colorado la inició ECOPETROL a finales de 1972 en el pozo Col 75 y terminó a finales de 2006 en los pozos activos a la fecha; a partir de 1972 se implementó en todo el campo facilitando la remoción de las ceras parafínicas aumentando la producción por espacios cortos de tiempo; por lo que se decidió hacer un plan de inyección de aceite caliente, que para algunos pozos era de hasta 4 veces por año. Con este procedimiento posiblemente se indujo un daño en la cara de la formación, esto se vio reflejado en las bajas de la producción media de los pozos, haciéndose necesario incrementar la frecuencia de la inyección para mantener la producción, siendo la precipitación y depositación de ceras parafínicas en la tubería de producción demasiado altas dando como resultado el cierre de la gran mayoría de los pozos del campo. En el 2006 después de que la UIS recibió el campo, se realizaron trabajos de inyección de aceite caliente a los pozos activos (12, 36, 37, 38, 69, 70 y 75) entre los meses de Junio y Septiembre presentándose la misma tendencia.

1.9 EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE ACEITE CALIENTE EN EL CAMPO COLORADO

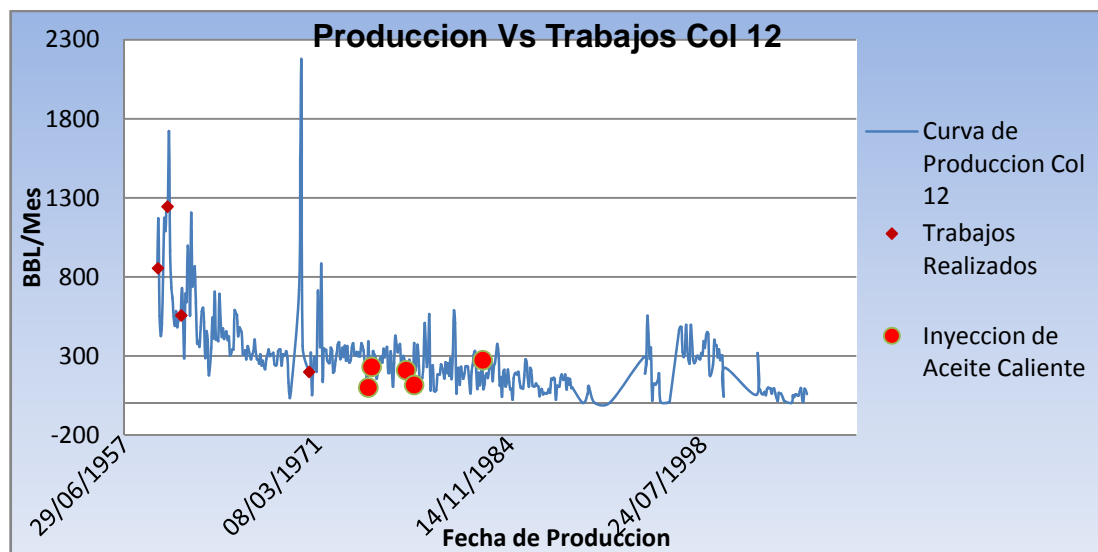
En el área del Campo Escuela Colorado, todos los pozos producen petróleo con una alta tendencia a la formación de ceras parafínicas que se depositan en la tubería de producción, disminuyendo la producción y aumentando los costos operativos del campo.

Durante la vida productiva del campo, se han aplicado varios métodos para el control de las ceras parafínicas: Trabajos Mecánicos (varilleo) y Tratamiento Térmico (inyección de aceite caliente); este último ha sido el procedimiento históricamente más empleado para remover las ceras parafínicas en el sistema de producción.

La recopilación de la información de inyección de Aceite Caliente en el Campo Colorado, se hizo basada en los pozos en los que se cuenta con más datos de los trabajos realizados, ya que uno de los principales problemas para una evaluación completa del campo es la falta de información, estos pozos son: Colorado12, 37, 38, 69, 70 y 75; con esta información se puede apreciar y evaluar claramente la tendencia de producción del campo a medida que se implementaba la inyección de aceite caliente.

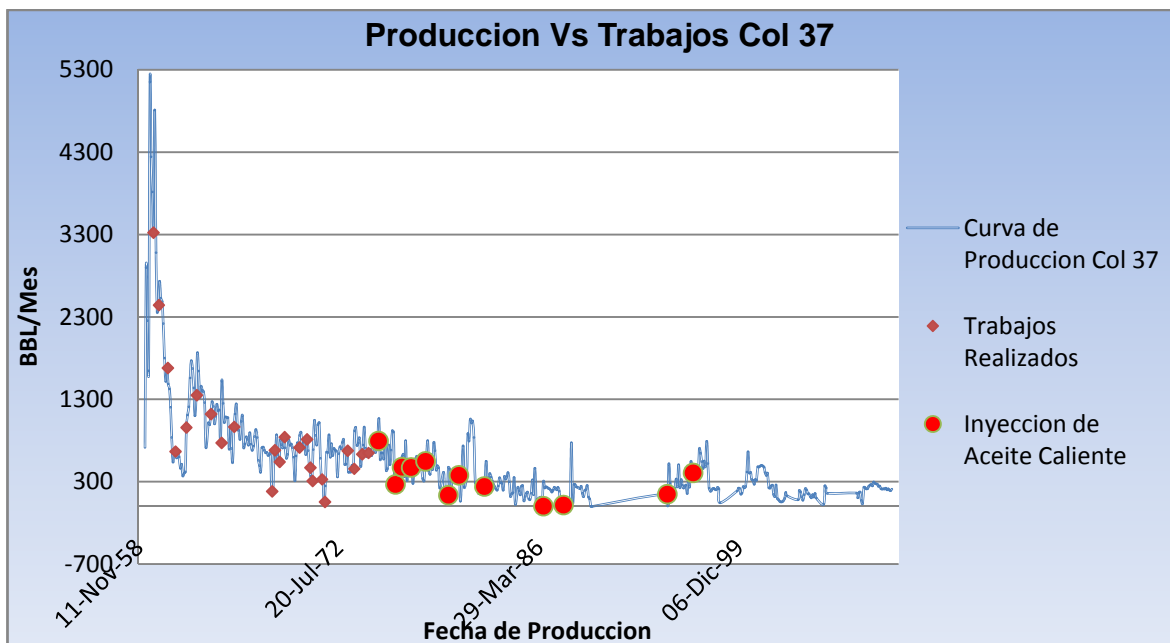
En las Figuras 5,6,7,8,9, y 10 se muestran las curvas de producción y los trabajos realizados (limpieza con raspadores, cambio de tubería y cambio de bombas) e inyecciones de aceite caliente en los pozos más representativos del campo.

Figura5. Producción del Pozo Colorado 12



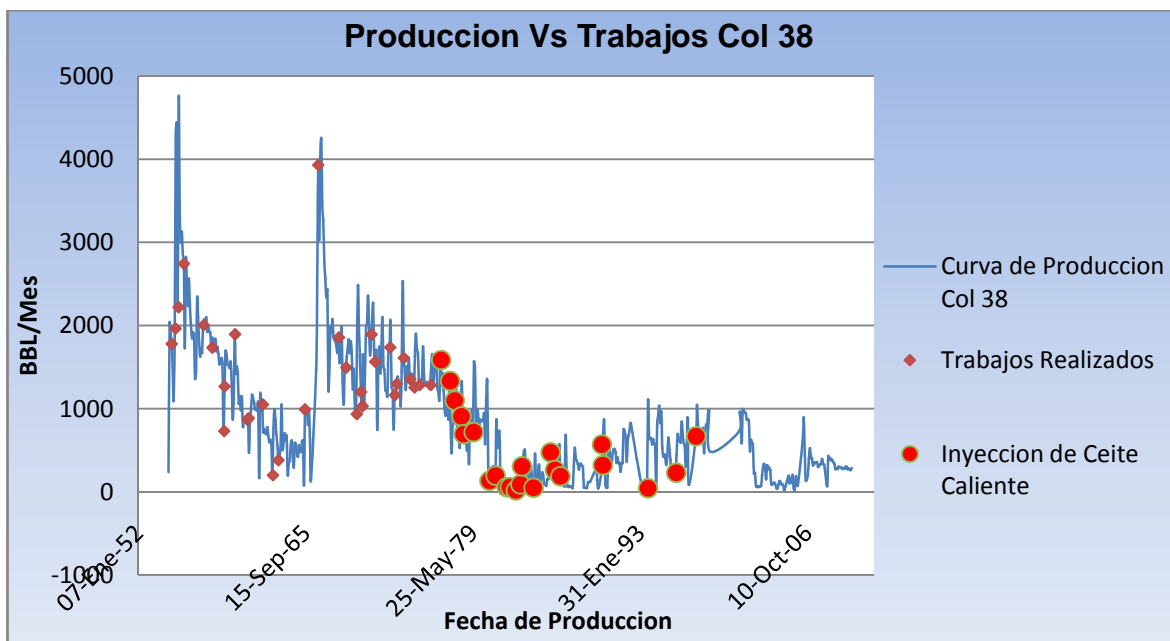
Fuente:Datos de Producción Campo Colorado.

Figura6. Producción del Pozo Colorado 37



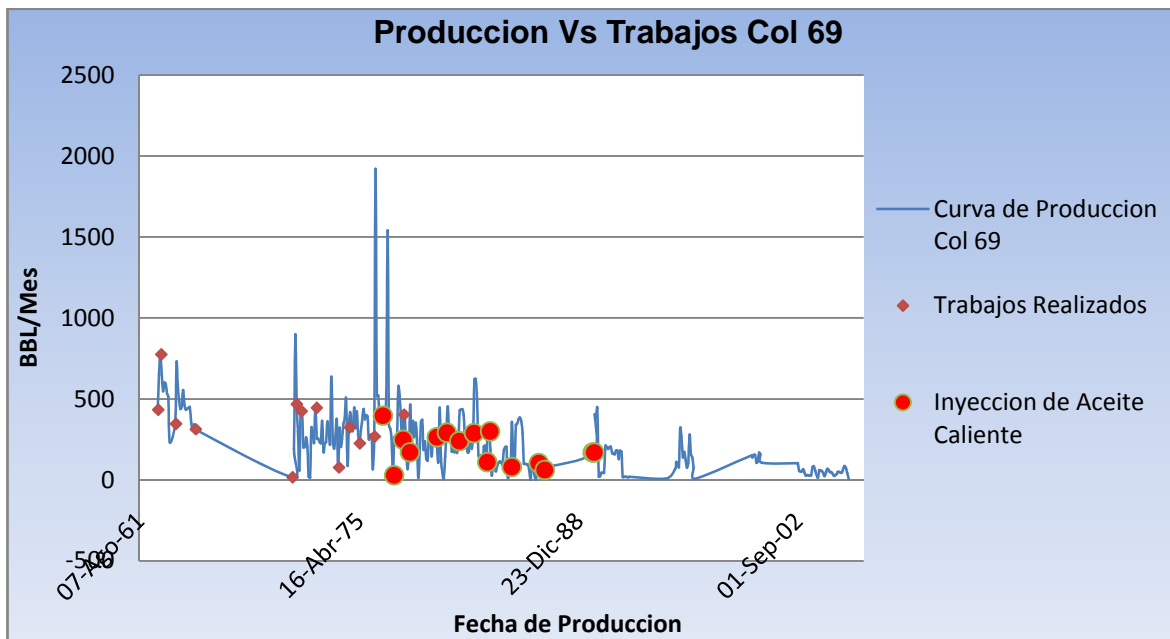
Fuente: Datos de Producción Campo Colorado.

Figura7. Producción del Pozo Colorado 38



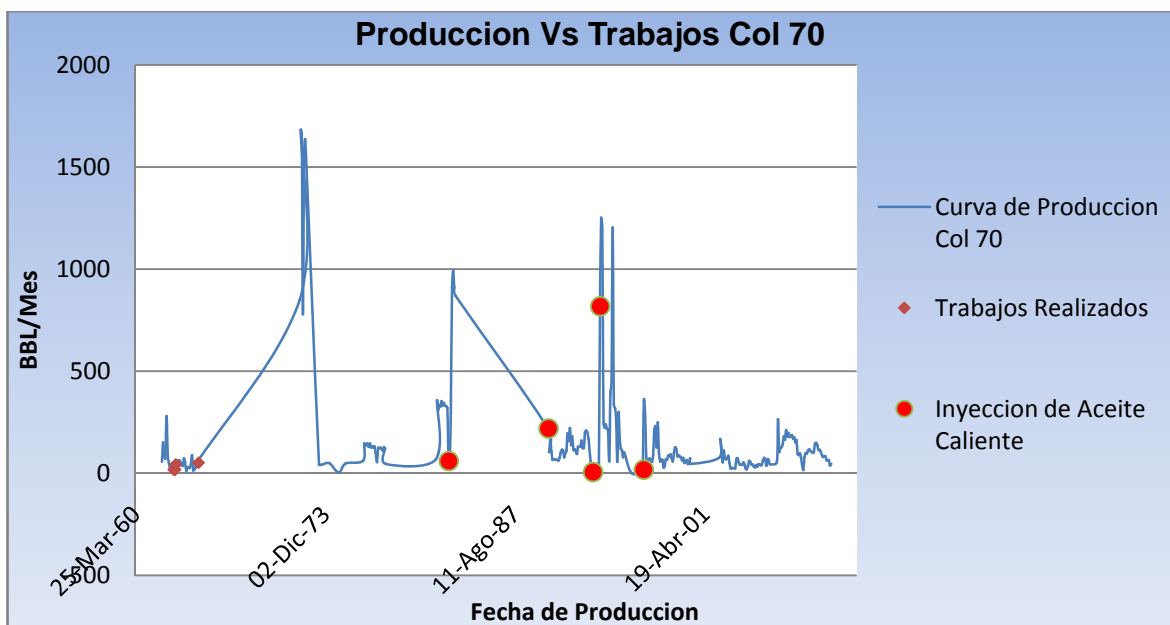
Fuente: Datos de Producción Campo Colorado.

Figura8. Producción del Pozo Colorado 69



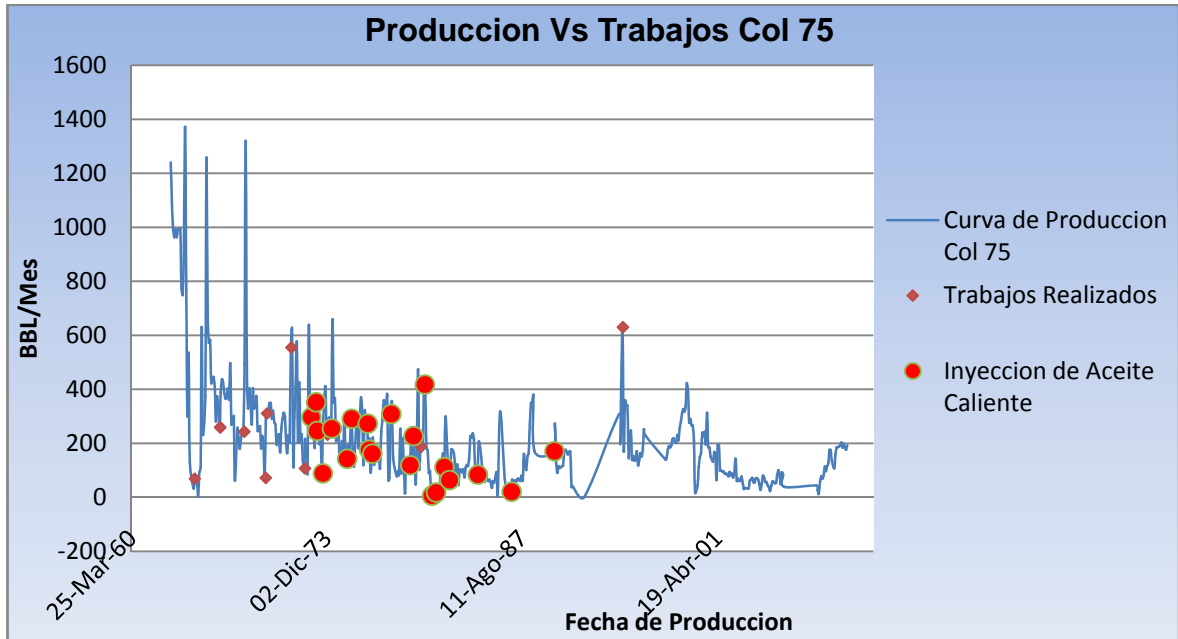
Fuente: Datos de Producción Campo Colorado.

Figura9. Producción del Pozo Colorado 70



Fuente: Datos de Producción Campo Colorado.

Figura10. Producción del Pozo Colorado 75



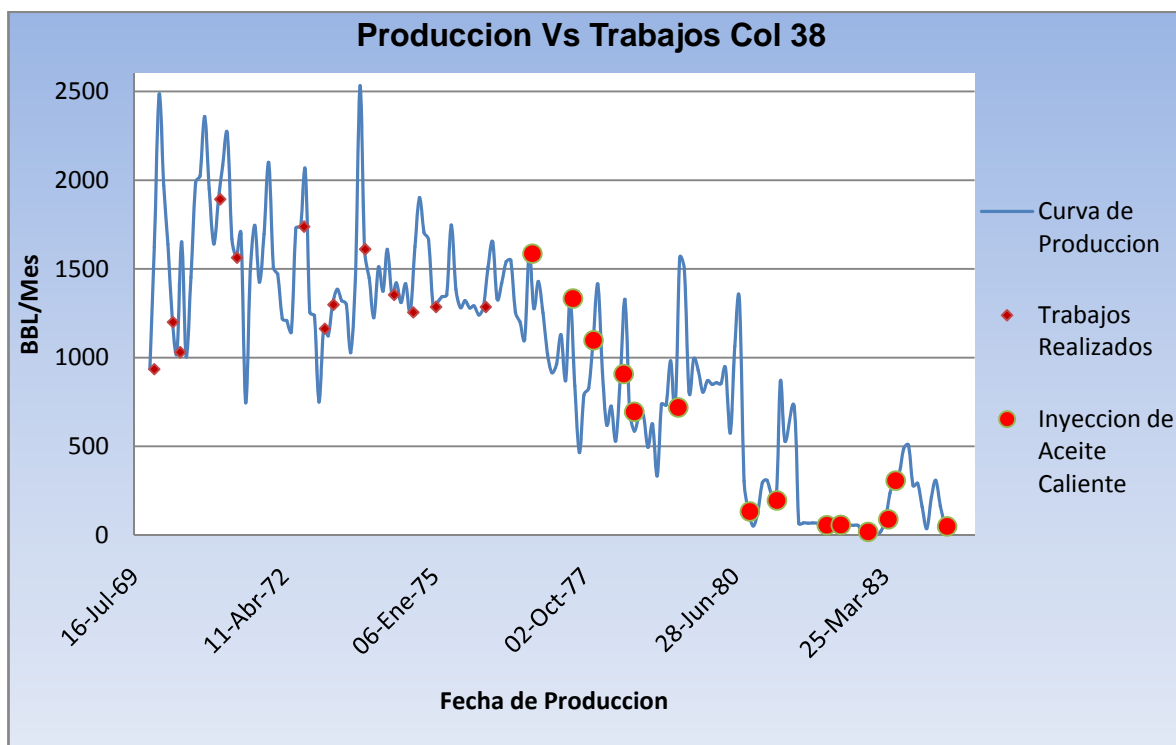
Fuente: Datos de Producción Campo Colorado.

Como se puede observar en las Figuras 5, 6, 7, 8, 9 y 10 la tendencia en los primeros años de producción cuando el control de parafinas se hacía con trabajos de limpieza como los mecánicos, se mantenía en un promedio de producción constante, pero a medida que se implementó la inyección de aceite caliente para el control de las parafinas se observa una caída en la producción promedio y el incremento en frecuencia de inyección de aceite caliente, hasta llegar al punto de inviabilidad económica y al cierre y abandono de los pozos por taponamiento de ceras parafínicas; esto es en parte consecuencia del daño inducido por la inyección de aceite caliente procedente del mismo campo.

En la Figura 11 se muestra un acercamiento de la curva de producción del pozo Col 38, en ésta se puede apreciar la reducción en la producción del pozo a medida que se implementaba la inyección de aceite caliente como se explicó anteriormente por el posible daño inducido a la cara de la formación. Además, se observa que inmediatamente después de un tratamiento de inyección de aceite

caliente generalmente la curva de producción se incrementa, seguida de una caída incluso a valores inferiores a la tendencia de producción antes de aplicar el tratamiento.

Figura11.Acercamiento Curva de Producción Col 38



Fuente: Datos de Producción Campo Colorado.

2. FACTIBILIDAD DEL USO DEL ACEITE LIVIANO DE CICLO PARA CONTROL DE PARAFINAS EN EL CAMPO COLORADO.

El estudio de factibilidad para la implementación del LCO (Light Cycle Oil) como agente de control de depósitos orgánicos es una de las recomendaciones dadas durante el Segundo Simposio del Campo Escuela Colorado (2009) por el Doctor LANTE ANTONIO CARBOGNANI ORTEGA, de la Universidad de Calgary - Canadá.

El uso del LCO es una buena opción para el control de las ceras parafínicas depositadas en la tubería de producción de los pozos del Campo Colorado, en reemplazo del aceite caliente, el cual como se analizó anteriormente presenta problemas de producción debido al posible daño inducido a la formación.

2.1 CARACTERIZACIÓN DEL ACEITE LIVIANO DE CICLO

El LCO es un producto de refinería que se obtiene mediante un proceso de cracking. En la refinería de Barrancabermeja se cuenta con 4 torres de fraccionamiento (FCC) con una capacidad de producción de 12000 BPD; las especificaciones del LCO varían dependiendo de las condiciones de operación del reactor.

La calidad del LCO producido en FCC se 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 aromáticos⁹.

⁹ 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 (ACL).2008

Restricciones ambientales en el contenido del azufre (S) presente en los combustibles líquidos, exige controlar el contenido de compuestos azufrados en el LCO, una porción de los aromáticos azufrados presentes en la carga terminan en el corte del LCO como tiofeno aromáticos y son éstos los que determinan la cantidad de S presente en el corte de LCO.

Para el análisis de la calidad del LCO en lo que respecta a contenido total de saturados, aromáticos y tiofeno aromáticos se combina la espectrometría de masas de baja resolución acoplada a la cromatografía de gases para evaluar los cambios en la composición química tipo hidrocarburo del corte de LCO.

Este producto de refinería se usa principalmente como aditamento del Diesel en hidrotreatmento y para mejorar las propiedades del “Slurry” básicamente mejorando su viscosidad.

A continuación se presentan las principales características del LCO.

- El rango de ebullición del LCO está entre 200 y 300 °C, y se degrada a temperaturas superiores a 600 °C.
- Costo promedio del LCO 88 USD\$/BB (año 2010)
- Contenido de azufre está en el rango de 8000 a 12000 ppm.

2.2 PRUEBAS DE CARACTERIZACIÓN DEL LCO

Para tener una caracterización apropiada del LCO se desarrollaron las siguientes pruebas de laboratorio, las que se realizaron en los laboratorios de Fluidos (Escuela de Ing. de Petróleos) y Reología (Escuela de Ing. Química).

2.2.1 °API. La densidad puede ser expresada en dos escalas. La densidad relativa (Gravedad Específica) es definida como la relación del peso de un

volumen dado de líquido a una temperatura definida, con el peso de un volumen igual de agua pura a la misma temperatura. Ambas temperaturas de referencia deberán ser explícitamente declaradas. La referencia comúnmente utilizada es 60/60°F.

Sin embargo, en la industria del petróleo se acostumbra utilizar la gravedad API (American Petroleum Institute). Esta es una función especial de la densidad relativa (Gravedad Específica), calibrada en grados, que nos proporciona una idea de la calidad del crudo.

La gravedad API es representada por la siguiente relación matemática:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{GravedadEspecífica\left(\frac{60}{60}^{\circ}F\right)} - 131,5$$

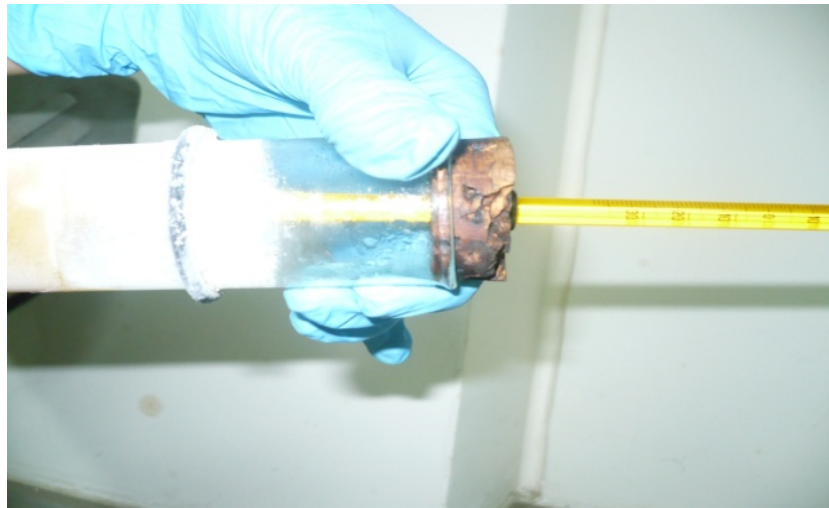
Como se puede observar, no se requiere de una referencia de temperatura explícitamente declarada, ya que la mención de 60°F se encuentra incluida en la definición.

Con esta prueba se obtuvo que la gravedad del LCO es de 18 °API.

2.2.2 Punto de Fluidez. Esta prueba busca determinar la temperatura en la que el LCO deja de fluir.

Para la realización de esta prueba se utiliza hielo seco, se sumerge una capsula de cobre que contenga una probeta con la muestra de LCO; se verifica la fluidez del LCO periódicamente mientras desciende la temperatura hasta hallar el punto en el que aceite deja de fluir (Figura 12), basado en la norma ASTM D97- 57

Figura12. Prueba de Punto de Fluidez



Esta prueba muestra que el LCO no presentará ningún tipo de inconveniente de fluidez ya que la temperatura a la cual deja de fluir es de $-33\text{ }^{\circ}\text{C}$.

2.2.3 BS&W. Esta prueba está diseñada para hallar la fracción de sedimentos y agua en el LCO. Una excesiva cantidad de agua y sedimentos, puede generar problemas operacionales, como corrosión de equipos y problemas en el procesamiento y transporte del mismo, generando costos de tratamiento y reparación.

El siguiente método es el más utilizado en trabajos de rutina o en trabajos de campo por su practicidad, sin embargo existen otros métodos para lograr mediciones de mayor complejidad, pero requieren de equipo especial de laboratorio.

Para desarrollar este método se requieren tubos de fondo cónico para centrifuga, graduados correctamente y un equipo de centrifugación. Esta prueba se rige bajo la norma ASTM D-96 y D-4007. En una probeta de 400 ml, se miden 200 ml de

varsol y 200 ml de LCO. Se agita hasta que se mezclen por completo; se reparte equitativamente la mezcla en 4 tubos de centrifuga de 100 ml (Figura 13). Esta operación se debe hacer agitando antes de cada adición. Se agregan dos gotas de desemulsificante y se agita nuevamente. Se limpian los tubos antes de colocarlos en la centrifuga. Se deben colocar en los porta-tubos, uno frente al otro, para no desbalancear el equipo, se centrifugan durante seis (6) minutos (llevando el regulador de velocidad de la centrifuga al máximo). Se apaga la centrifuga y se retiran los tubos, y se llevan al Baño María a una temperatura entre 55 y 60°C durante diez (10) minutos.

Figura13. Prueba de BS&W



En la Figura 14, se observa en los tubos de centrifuga después de terminar la prueba, que el LCO no contiene agua ni arenas en suspensión.

Figura14. Prueba de BS&W



2.2.4 Viscosidad Cinemática. La viscosidad cinemática en el laboratorio de petróleos se mide con el viscosímetro Cannon – Fenske, es un tubo en U con bulbos y estrangulamientos. Cada tubo está calibrado con rangos específicos, para diferentes rangos de viscosidad y características de la muestra.

El laboratorio cuenta con viscosímetros para líquidos transparentes. Estos viscosímetros son utilizados en la determinación de la viscosidad cinemática de una muestra a una temperatura dada, al fluir por acción de la gravedad a través de un capilar de dimensiones específicas.

El valor de viscosidad cinemática es el producto del tiempo de flujo medido y la constante de calibración del viscosímetro. El valor obtenido es reportado en centistokes, acompañado por la temperatura a la cual se realizó la determinación. Para cargar la muestra dentro del viscosímetro, se debe invertir el instrumento y aplicar succión, sumergiendo el tubo en la muestra de líquido y llevando el fluido

hasta la marca. Se coloca el viscosímetro en posición vertical en el baño de aceite por medio del sujetador que se encuentra en la tapa del mismo. El baño térmico debe estar previamente a la temperatura de tratamiento. Se debe permitir que la muestra fluya a través del tubo capilar llenando el bulbo, manteniendo este nivel hasta el momento de la determinación colocando un tapón en el tubo.

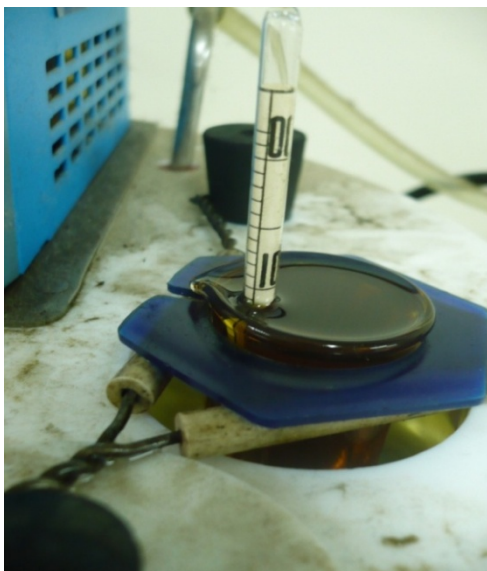
Se mantiene la muestra en el baño de 15 a 20 minutos en las temperaturas deseadas, para que el LCO obtenga la temperatura de medición, asegurando que el menisco en el bulbo permanezca en el mismo nivel, luego se retira el tapón del tubo y utilizando un cronómetro se mide el tiempo que tarda el líquido en fluir libremente desde el aforo superior hasta el aforo inferior. En la Figura 15 se muestra el sistema con LCO en el transcurso de la medición.

Figura15. Prueba de Viscosidad Cinemática



En la Figura 16 se muestra el compartimento con el que se mide la densidad del LCO a la temperatura de trabajo por medio de un hidrómetro.

Figura16. Prueba de Densidad por medio de Hidrómetro.



En la Tabla 1 se muestran los datos obtenidos de la prueba de viscosidad cinemática a las diferentes temperaturas analizadas.

Tabla 1. Viscosidad Cinemática del LCO

Prueba de Viscosidad Cinemática				
Temperatura (°F)	densidad (gr/cc)	tiempo (Seg)	constante (Cs/Seg)	Viscosidad Cinemática (Cp)
180	0,921	612	0,0028	1,578
200	0,911	526	0,0028	1,342
220	0,904	463	0,0028	1,172

2.2.5 Punto de Fuego. Es la mínima temperatura a la cual los vapores generados crean un fogonazo instantáneo al aplicarle una fuente de ignición.

Para realizar esta prueba se utiliza un calentador eléctrico con cápsula de copa abierta; esta prueba se desarrolla aumentando la temperatura progresivamente mientras que se pasa una flama constantemente sobre la cápsula con LCO hasta encontrar el punto en el que el aceite produce una chispa o llama, esto debido a la emisión de vapores, esta prueba es basada en la norma ASTM D92-52. En la Figura 17 se muestra el equipo del calentador eléctrico con cápsula de copa abierta utilizado para hallar el punto de fuego.

Figura17. Equipo de Punto de Fuego



Después de realizar la prueba con repetitividad se obtuvo que el punto de chispa del LCO es de 243 °F. En la Tabla 2 se presentan los datos obtenidos en las pruebas de caracterización del LCO.

Tabla 2. Caracterización del LCO

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	VALOR
° API	° API	18
Punto de Fluidez	° C	-33
BS&W	% V	0
Viscosidad Cinemática		
180 °F	Cp	1,578
200 °F	Cp	1,342
220°F	Cp	1,172
Punto de Fuego	°F	243

2.3 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD

El término “compatibilidad”, está relacionado con la posible reacción química entre el LCO los fluidos del yacimiento (crudo y agua de la formación) y la arena de la formación.

2.3.1 Compatibilidad Entre el Crudo y LCO. Se agregó LCO a la muestra de crudo obtenida del pozo Col-25 en partes iguales (50 ml C/U), se mezclaron observándose esta mezcla durante dos horas (Figura 18). En esta prueba se utilizó crudo del pozo Col 25 por ser un pozo sin intervención química, esto con el fin de evitar lectura de datos erróneos o enmascarados por la presencia de algún agente químico.

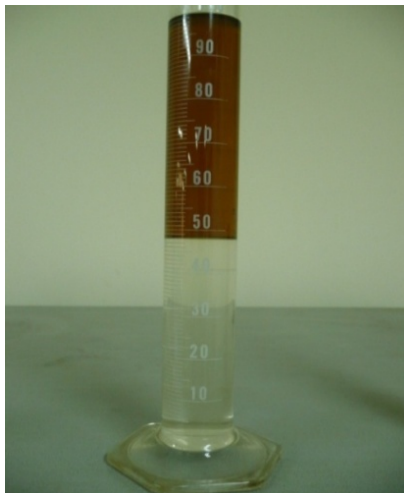
Figura18. Prueba de Compatibilidad Crudo y LCO



Después del tiempo estipulado no se observa ningún cambio de apariencia ni la presencia de depósitos o aglomerados; lo que indica la compatibilidad entre estos dos fluidos.

2.3.2 Compatibilidad Entre el Agua de la Formación y LCO. Se agrega LCO con agua de la formación (50 ml C/U), se mezclan y se observa la mezcla durante dos horas. Después de observar la muestra (Figura 19) durante el tiempo estipulado, no se observó ningún tipo de cambio ni presencia de precipitados o aglomerados, por lo tanto hay compatibilidad entre los fluidos.

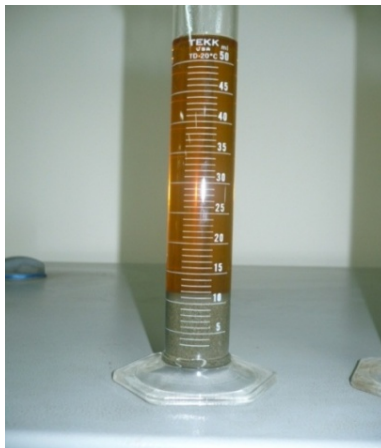
Figura 19. Prueba de Compatibilidad Agua de la Formación Vs LCO



2.3.3 Compatibilidad Entre la Arena de la Formación y LCO. Se agrega LCO (50 ml) a la arena de la formación “B” del pozo Col 75 (10 ml), se mezclan y se observa durante dos horas.

Después de transcurrido el tiempo de contacto entre el LCO y la arena de la formación (Figura 20) no se registró ningún cambio en la mezcla ni la presencia de precipitados, por lo que podemos asegurar que hay compatibilidad entre las muestras.

Figura20. Prueba de Compatibilidad Arena de la Formación Vs LCO



2.3.4 Mojabilidad. Se realiza para determinar la tendencia del LCO a mojar la roca del yacimiento por agua o por aceite. Lo ideal es que el LCO no altere la Mojabilidad de la formación.

Esta prueba se realiza agregando 50 ml de LCO y 10 ml de arena de formación. Se remoja la arena en LCO durante 30 minutos (Figura 21), se filtra la solución y se deja en reposo para que se decante, se toma una probeta de 100 ml con 50 ml de Agua de la Formación y se le agrega la solución de LCO decantada. Se vierte la muestra de arena previamente mojada y filtrada en la probeta, se observa la dispersabilidad relativa de las partículas o su tendencia a formar grumos en ambas fases, la acuosa y la transportadora (base hidrocarburo). La dispersión de la arena en una determinada fase indica que la arena está mojada preferencialmente por dicha fase.

Figura 21. Prueba de Mojabilidad



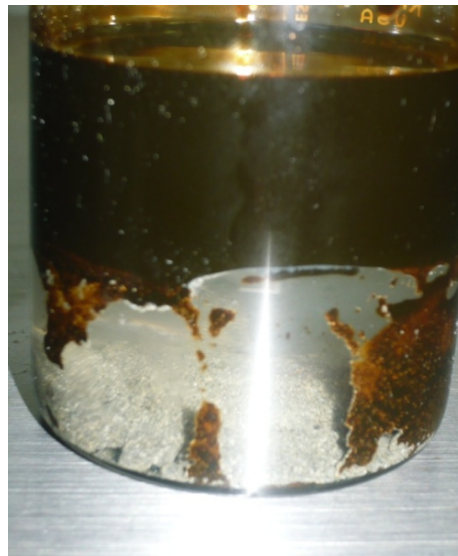
Después de realizar esta prueba se obtuvo que la arena al entrar en contacto con el LCO presenta Mojabilidad mixta, esto quiere decir que no muestra preferencia a

ser mojada por agua o por aceite. La Mojabilidad del yacimiento del Campo Colorado es del tipo mixta, con lo que se puede concluir que el LCO no cambia o afecta la Mojabilidad de la formación.

2.3.5 Detergencia. Con esta prueba se determina la capacidad de limpieza de ceras parafínicas u orgánicos en la cara de la formación por parte del tratamiento con LCO.

A una muestra de 50 ml de LCO se le agregan 10 ml de arena y se agita. Se deja en remojo por 30 minutos al cabo de los cuales se decanta la mezcla. En un vaso de precipitado se colocan 50 ml de salmuera sintética (agua de formación) y 50 ml de crudo previamente calentados a la temperatura de formación. Se vierte la muestra de arena decantada y se observa el grado de limpieza de la arena a medida que transcurre un tiempo máximo de una hora. Si el LCO tiene una buena Detergencia (Figura 22), la arena debe quedar limpia de crudo.

Figura22. Prueba de Detergencia



Durante el desarrollo de esta prueba se observó que el LCO presenta una buena Detergencia en la arena de la formación (Figura 22), debido a que después de un corto tiempo la arena quedó libre de crudo.

3. DISEÑO EXPERIMENTAL

El diseño experimental está basado en función de la temperatura de fusión de las ceras parafínicas que según estudios de caracterización¹⁰ para el Campo Colorado está en el rango de 160 a 200 °F. (Tabla 3)

La metodología de la prueba de disolución utilizada en este proyecto es la recomendada por Ecopetrol en el estudio para la inyección de aceite caliente en el campo Lizama.

Las pruebas de laboratorio que se realizaron fueron de disolución y de reología, la primera para determinar la cantidad de cera parafínica que puede disolver el LCO en un tiempo a una temperatura dada; la prueba de reología permite evaluar el comportamiento de la solución (LCO y ceras parafínicas) a medida que se incrementa la cantidad de ceras en las mismas condiciones de tiempo y temperatura de la prueba de disolución.

Las ceras parafínicas utilizadas para estas pruebas fueron tomadas del pozo Col 75 por facilidad de obtención y contextura, debido a que para la realización de la prueba de disolución se hizo necesario estandarizar la forma de dosificar el contenido de ceras parafínicas en bloques de 5 gramos, estos bloques se cortaron de las ceras sólidas, evitando agregar ceras disgregadas por presentar un aumento en la disolución mostrando datos erróneos; con la implementación de estos bloques de ceras se buscó igualar las condiciones para cada prueba de disolución, evitando así enmascarar los datos.

¹⁰ARIZA LEÓN, Emiliano. Trabajo de Grado, Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado. 2008

Tabla 3. Diseño Experimental del Estudio de Factibilidad del uso del Aceite Liviano de Ciclo para el Control de Parafinas en el Campo Colorado.

DISEÑO EXPERIMENTAL: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL USO DEL ACEITE LIVIANO DE CICLO PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN EL CAMPO COLORADO.	
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	
<p>El petróleo está compuesto por una mezcla de hidrocarburos clasificados como saturados (parafinas, aromáticos, resinas y asfaltenos). Bajo ciertas condiciones de presión, temperatura y composición; la parafina se puede precipitar y depositar en algún sitio entre el yacimiento y el separador, obstruyendo el flujo causando la disminución de la producción y muchas veces el cierre del pozo. El Campo Colorado históricamente ha presentado este problema y se han implementado métodos correctivos sin obtener los mejores resultados. Este estudio pretende evaluar la efectividad del Aceite Liviano de Ciclo (LCO), la característica que principalmente favorece es que este aceite no contiene material orgánico por lo que es más efectivo para limpiar el tubing, la bomba y la cara de la formación, removiendo las ceras parafínicas que se depositan entre la cara de la formación y la superficie. Como resultado se obtendrán los parámetros que se deben tener en cuenta para la implementación del LCO para el control de las ceras parafínicas en el Campo Colorado.</p>	
OBJETIVOS	
<p>Objetivo General: Determinar la efectividad del LCO para remover las ceras parafínicas.</p> <p>Objetivos Específicos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Estimar la concentración de ceras parafínicas que puede diluir el LCO a determinados tiempos y temperaturas. • Evaluar el comportamiento reológico de la solución al aumentar la concentración de ceras parafínicas. 	
CONTEXTO DEL ESTUDIO	
<p>Contexto Geográfico: Campo Escuela Colorado, localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en inmediaciones del municipio de San Vicente de Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del campo La Cira.</p> <p>Contexto Teórico: Las fuentes Bibliográficas a consultar serán preferiblemente de publicación superior a 1980.</p>	

SUPOSICIONES TEÓRICAS	
El LCO tiene la capacidad de diluir efectivamente los depósitos de ceras parafínicas.	
RESULTADOS ESPERADOS	
Encontrar las condiciones de tiempo y temperatura bajo las cuales el LCO diluye las ceras parafínicas a fin de poder implementarlo en campo como un método de remoción de estos depósitos en los pozos del Campo Escuela Colorado.	
Factores que pueden hacer que el estudio falle	Observaciones y control
Resultados de los experimentos no confiables	Elementos de laboratorio adecuados y debidamente calibrados.
DISEÑO CUASIEXPERIMENTAL	
Tipo de Diseño	<p>El modelo de diseño será exponencial: 2^K</p> <p>2 Niveles: T fusión de las parafinas 200°F(+/- 20 °F)</p> <p>K: Variables Independientes (variables: Temperatura y Tiempo)</p>

Variables Independientes	Definición Nominal	Definición Real	Definición Operacional
Temperatura	Medida de la energía cinética de las partículas de una sustancia. Propiedad de los sistemas que determinan si están en equilibrio térmico.	Medida del nivel térmico del Aceite Liviano de Ciclo (en el momento de la inyección)	La energía cinética del LCO, disminuyendo desde la cabeza de pozo hasta la cara de la formación; se mide en °F o su equivalente en °C
Tiempo	Magnitud física con la que medimos la duración o separación de acontecimientos sujetos a cambio.	Tiempo de solubilización de las ceras parafínicas en el LCO	Tiempo óptimo de contacto de solubilización.
Variables Dependientes	Definición Nominal	Definición Real	Definición Operacional
Solubilidad	Cantidad de soluto que a una temperatura determinada puede diluirse en un disolvente para formar una disolución saturada.	Cantidad de ceras parafínicas que pueden diluirse en determinada cantidad de LCO a determinada temperatura y tiempo.	Es la cantidad de ceras parafínicas que puede llevar en solución el Aceite Liviano de Ciclo a cierta temperatura y a presión atmosférica.

Tipo de muestras a emplear	Ceras parafínicas tomadas en superficie en el Campo Colorado, Pozo COL- 75.
Tipo de Observación	La observación que se va a hacer es del tipo estructurada, es decir, realizar una investigación en la que se tiene un diseño que facilita su ejecución y toma de datos confiables.
¿Cómo se Observará?	Se someterá el LCO a pruebas de solubilidad a diferentes tiempos y temperaturas, aumentando progresivamente el contenido de ceras parafínicas en solución, hasta llegar al punto de saturación.
¿Cuándo se Observará?	Se proyecta realizar las pruebas en un plazo máximo de 2 meses después de obtener el LCO
¿Dónde se observará?	En la solubilización y reología del fluido, las pruebas se desarrollaran en los laboratorios de la UIS.
¿Cómo se registrará la información?	Los resultados de las pruebas serán registrados en formatos diseñados y también se consignarán las condiciones operacionales y observaciones de cada experimento.
RECOMENDACIONES	
<p>Los resultados y el análisis del presente estudio permitirán evaluar la factibilidad del uso del Aceite Liviano de Ciclo como agente de control de las ceras parafínicas del Campo Escuela Colorado, y será la base para posteriores investigaciones y aplicaciones en otros campos con problemas operacionales similares relacionados con la precipitación de ceras parafínicas en la sarta de producción.</p>	

3.1 DESARROLLO DE PRUEBAS

El desarrollo de las pruebas se hizo de acuerdo a lo planteado en el diseño experimental con el fin de incluir el método científico para la obtención de datos representativos en este proyecto.

3.2 PRUEBA DE DISOLUCIÓN DE LAS CERAS PARAFÍNICAS CON LCO

El objetivo de esta prueba es buscar el punto de saturación del LCO con las ceras parafínicas a las temperaturas y tiempos estipulados.

Para realizar esta prueba se pesan 5 gramos de ceras parafínicas y se añaden a 50 ml de LCO previamente calentados a la temperatura de tratamiento para tres intervalos de tiempo (5, 7 y 10 minutos); se aumenta la cantidad de ceras parafínicas en 5 gr para cada etapa, manteniendo la temperatura de tratamiento para los intervalos de tiempo mencionados hasta encontrar los puntos de saturación.

Cuando el tiempo se haya cumplido se decanta la solución observando si hay o no presencia de parafina sólida, si no (Figura 24) quiere decir que no se ha llegado al punto de saturación, este punto se alcanza cuando al decantar la solución se encuentra parafina sólida (Figura 25); la parafina que no haya sido disuelta se seca durante 8 horas, se pesa nuevamente y se reporta este peso como el final de la muestra. Con el peso inicial, y el peso final de la muestra, se calcula la eficiencia de disolución con la siguiente fórmula:

$$\% \text{ Disolucion} = \frac{\text{Peso Inicial Muestra} - \text{Peso Final Fuestra}}{\text{Peso Inicial Muestra}} * 100$$

Después de calcular el % de disolución (Tabla 4) se grafica contra el tiempo (Figura 27), el cual se refiere al tiempo de contacto entre la cera parafínica y el LCO. A partir de esta gráfica se puede observar cual es el tiempo y temperatura óptimos en el que el LCO alcanza la mayor disolución de ceras parafínicas. Este procedimiento se repite para las temperaturas de 180 y 220 °F; y con el fin de mejorar la observación de la tendencia, se desarrolla esta prueba para una temperatura intermedia de 200°F, estas temperaturas se tomaron por estar en los límites de fusión de las ceras parafínicas.

Se aclara que el volumen de LCO (50ml) utilizado en esta prueba se mantiene constante para todo el experimento.

Se controló la temperatura de la mezcla usando un termómetro que descansa sobre una base universal y se simuló las condiciones dinámicas en el fluido introduciendo en el fondo del Baker un agitador magnético, haciéndose necesaria la implementación de una plancha de calentamiento con sistema de agitación magnética (Figura 26).

En la Figura 23 se muestra el sistema del Baker con el agitador magnético en el fondo y la malla sosteniendo la cera parafínica sólida; la malla se emplea con el fin de permitir el libre movimiento del agitador magnético

Figura23. Ceras parafínicas antes de la prueba de disolución



ESTRA DE RAFINA OLIDA

A MA

Figura24. Prueba de disolución sin llegar al Punto de Saturación.



O CON LAS CERAS RAFINICAS SOLUCIÓN

N

Figura 25. Prueba de disolución a punto de saturación.



RA PARAFINICA SIN
OLVER DESPUÉS DE
ALIZADA LA PRUEBA

Figura26. Prueba de disolución, plancha de calentamiento con agitación magnética



Tabla 4. Porcentaje de disolución a tiempo de solubilización

SOLUBILIDAD					
TEMPERATURA (°F)	LCO (cc)	CERA PARAFÍNICA (gr)	Porcentaje de disolución de ceras parafínicas al tiempo estipulado de solubilización		
			5 Min	7 Min	10 Min
180	50	5	80,00	86,00	100,00
180	50	10	61,90	85,70	100,00
180	50	15	51,67	84,73	90,53
200	50	5	100,00	100,00	100,00
200	50	10	100,00	100,00	100,00
200	50	15	100,00	100,00	100,00
200	50	20	98,10	100,00	100,00
200	50	25	76,32	92,16	100,00
200	50	30	71,00	89,33	99,33
220	50	5	100,00	100,00	100,00
220	50	10	100,00	100,00	100,00
220	50	15	100,00	100,00	100,00
220	50	20	100,00	100,00	100,00
220	50	25	100,00	100,00	100,00
220	50	30	100,00	100,00	100,00
220	50	35	99,66	100,00	100,00
220	50	40	93,78	98,93	100,00
220	50	45	89,38	93,71	99,78

En la Tabla 4. Se muestran las cantidades de ceras parafínicas necesarias para saturar el LCO a las determinadas temperaturas y tiempos, con estos datos se obtuvo las curvas de saturación gramos (Figura 28).

Tabla 5. Gramos de disolución a tiempo de solubilización.

DISOLUCIÓN					
TEMPERATURA (°F)	LCO (cc)	CERA PARAFINICA (gr)	Gramos de cera parafínica consumidos al tiempo estipulado de solubilización		
			5 Min	7 Min	10 Min
180	50	5	4	4,3	5
180	50	10	6,19	8,57	10
180	50	15	7,75	12,71	13,58
200	50	5	5	5	5
200	50	10	10	10	10
200	50	15	15	15	15
200	50	20	18,9	20	20
200	50	25	19,08	23,04	25
200	50	30	21,3	26,8	29,8
220	50	5	5	5	5
220	50	10	10	10	10
220	50	15	15	15	15
220	50	20	20	20	20
220	50	25	25	25	25
220	50	30	30	30	30
220	50	35	34,88	35	35
220	50	40	37,51	39,57	40
220	50	45	40,22	42,17	44,9

Figura 27. Curvas Generales de Disolución en Porcentaje.

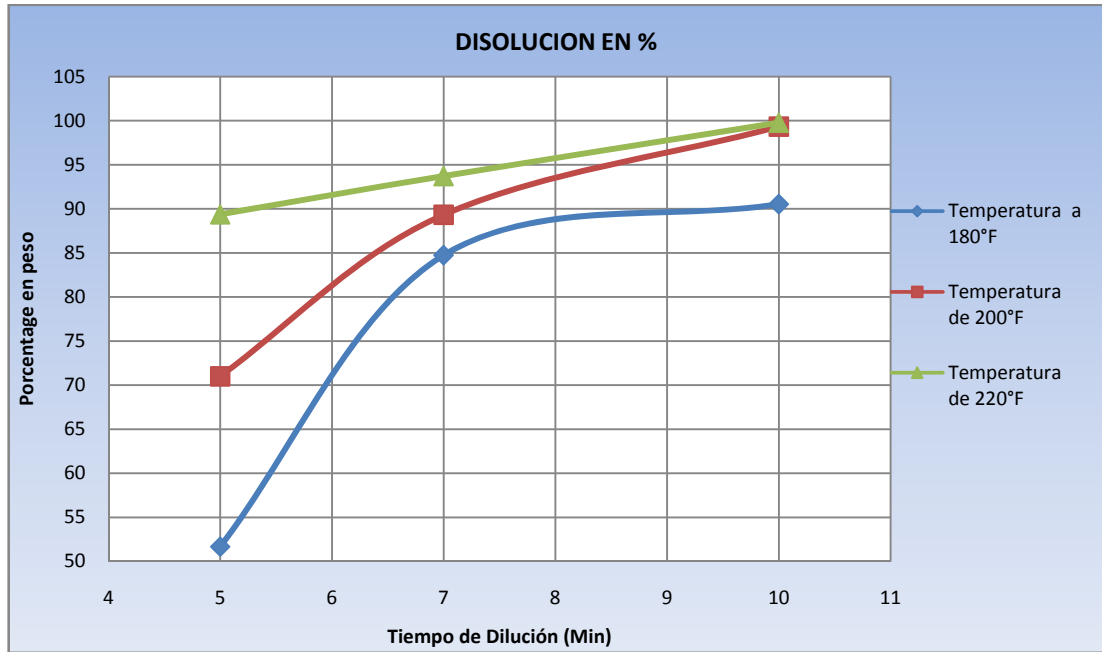
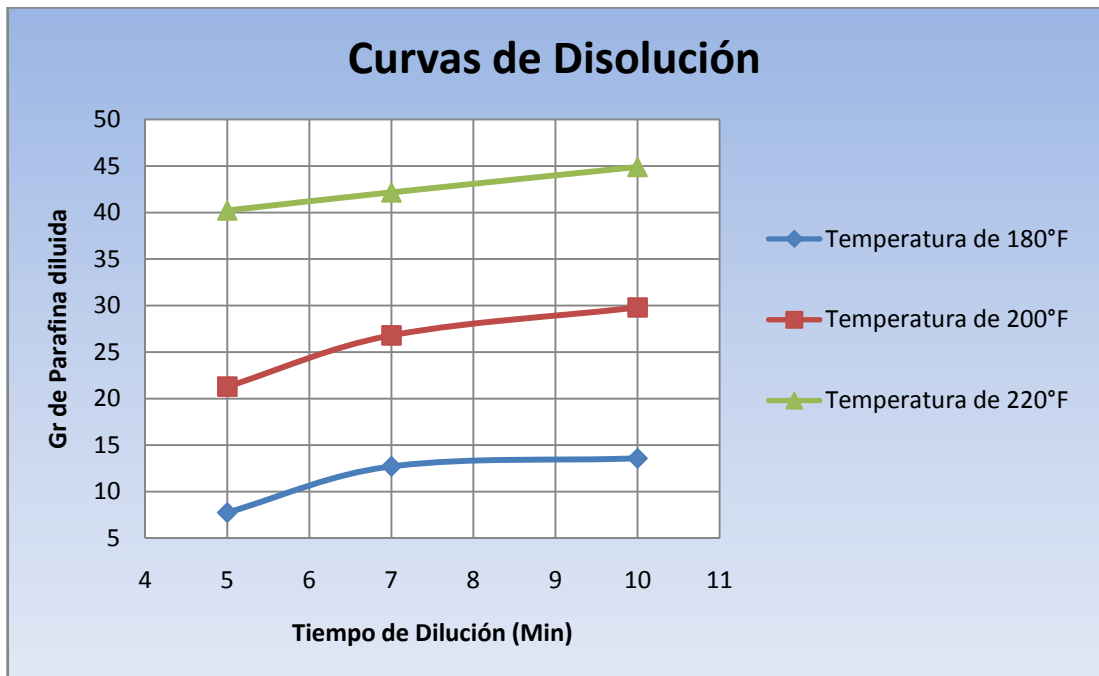


Figura 28: Curvas Generales de Disolución en Gramos.



A partir de los datos obtenidos y del análisis realizado a esta prueba se obtuvieron las ecuaciones para cada temperatura (Tabla 6).

Tabla 6. Ecuaciones de las curvas de disolución.

Temperatura	Ecuación
180 °F	$Y = 8,3512 \text{ Ln } (x) - 4,9603$
200 °F	$Y = 12,224 \text{ Ln } (x) + 2,0968$
220 °F	$Y = 0,9339 (x) + 35,581$

3.3 PRUEBA DE REOLOGÍA

Esta prueba se realiza con el viscosímetro Brookfield DV III, que es un viscosímetro rotacional, provisto de rotores cilíndricos. Para realizar esta prueba el rotor se sumerge en el fluido en estudio y va acoplado, por medio de un resorte calibrado, a un motor de velocidad variable. Cuando el rotor gira, la deformación del resorte es proporcional al torque necesario para vencer la resistencia viscosa del fluido al movimiento; la mencionada deformación se indica en un visor digital y es proporcional a la viscosidad del fluido.

Al trabajar con rotores cilíndricos es posible deducir analíticamente la expresión que relaciona el esfuerzo de corte τ con el torque M leído en el instrumento (considerando un fluido newtoniano) como también la relación entre $(-dv_y / dx)$ y la velocidad angular W:

$$\tau = \frac{M}{2 \pi R_b^2 L} Y \left(\frac{-dv_y}{dx} \right) = \frac{2wR_c^2 R_b^3}{x^2 (R_c^2 R_b^3)}$$

En las expresiones anteriores L, Rb y Rc son parámetros que dependen del tamaño del rotor.

Las medidas hechas con un mismo rotor a distintas velocidades permiten obtener las características reológicas del fluido.

Para el desarrollo de esta prueba se hizo necesaria la implementación de un baño térmico de aceite para controlar la temperatura a la que se debía realizar cada prueba, esto para garantizar la representatividad de los resultados. El montaje general es mostrado en la Figura 29.

Basados en los datos obtenidos en la prueba de disolución, se toman los puntos de saturación del LCO con las ceras parafínicas, se trabaja con estos datos por ser los puntos en los que teóricamente presenta un mayor cambio en la viscosidad de la solución.

Se inicia con la disolución de las ceras parafínicas en el LCO, llevando la mezcla a una temperatura cercana a la temperatura del tratamiento; se hace necesario precalentar el porta muestra y el cilindro del viscosímetro por presentarse precipitación y depositación en las paredes de estos si se trabajaban a la temperatura ambiente; después de tener la mezcla de las ceras parafínicas, el LCO en la temperatura deseada y el porta muestra y el cilindro precalentado se procede a llenar el porta muestra con la mezcla, llevándolo junto con el cilindro al viscosímetro para armar el sistema, éste se introduce en el baño térmico (Figura 30) para mantener la temperatura de la mezcla constante; se deja 10 minutos para estabilizar la temperatura y se le da inicio al viscosímetro a través del software; a partir de este momento el viscosímetro automáticamente va aumentando la velocidad y va midiendo los diferentes datos, el instrumento toma 20 datos de viscosidad a las diferentes velocidades las cuales reporta junto con torque, temperatura, esfuerzo de corte, etc.

Es importante a la hora de montar el cilindro y el porta muestras hacerlo en el menor tiempo posible, debido a que se depende de la temperatura para que no se

presente precipitación y depositación de las ceras parafínicas, en el caso de presentarse este caso, hay que hacer nuevamente la prueba.

Figura29.Montaje General para la prueba con el Viscosímetro Brookfield DV III



VISCOSÍMETRO
BROOKFIELD DV III

BAÑO
TERMICO

Figura30.Prueba de Viscosímetro Brookfield DV III, sumergido en el baño térmico de aceite.



O
/ III

STRA
EN EL
ICO

En las Figuras 31, 32 y 33 se muestra el comportamiento reológico del LCO con las ceras parafínicas en punto de saturación obtenido del viscosímetro BROOKFIELD DVIII a las diferentes temperaturas.

Figura31. Reología del LCO con ceras parafínicas en punto de saturación 180 °F

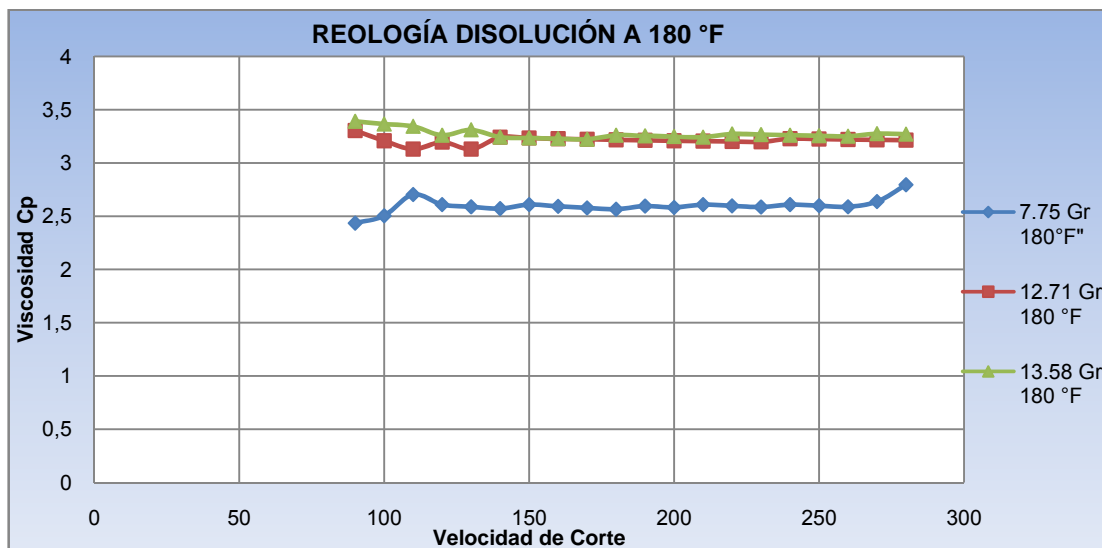


Figura32. Reología del LCO con ceras parafínicas en punto de saturación 200 °F

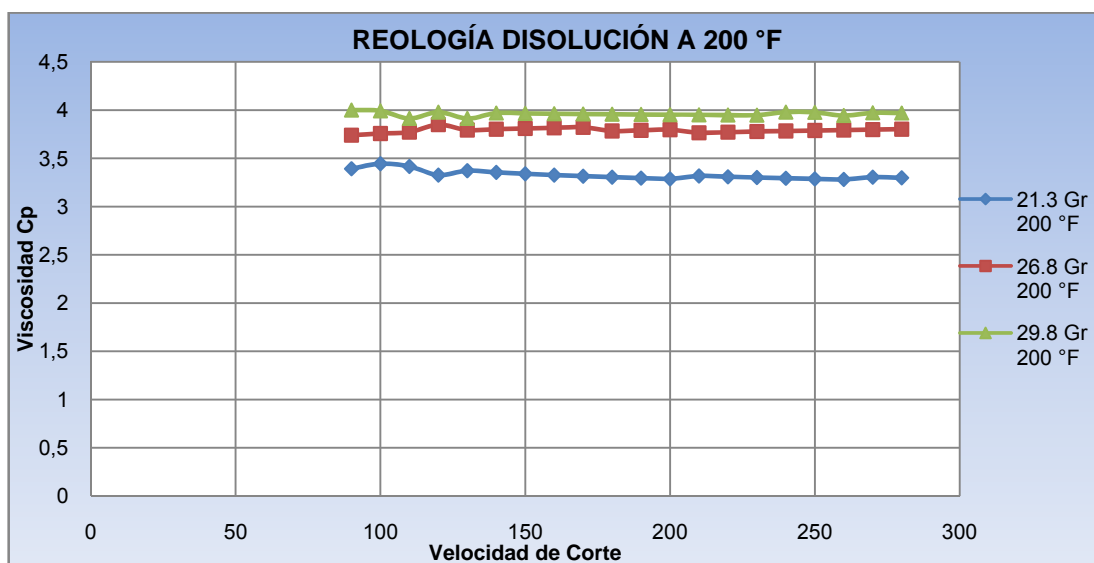
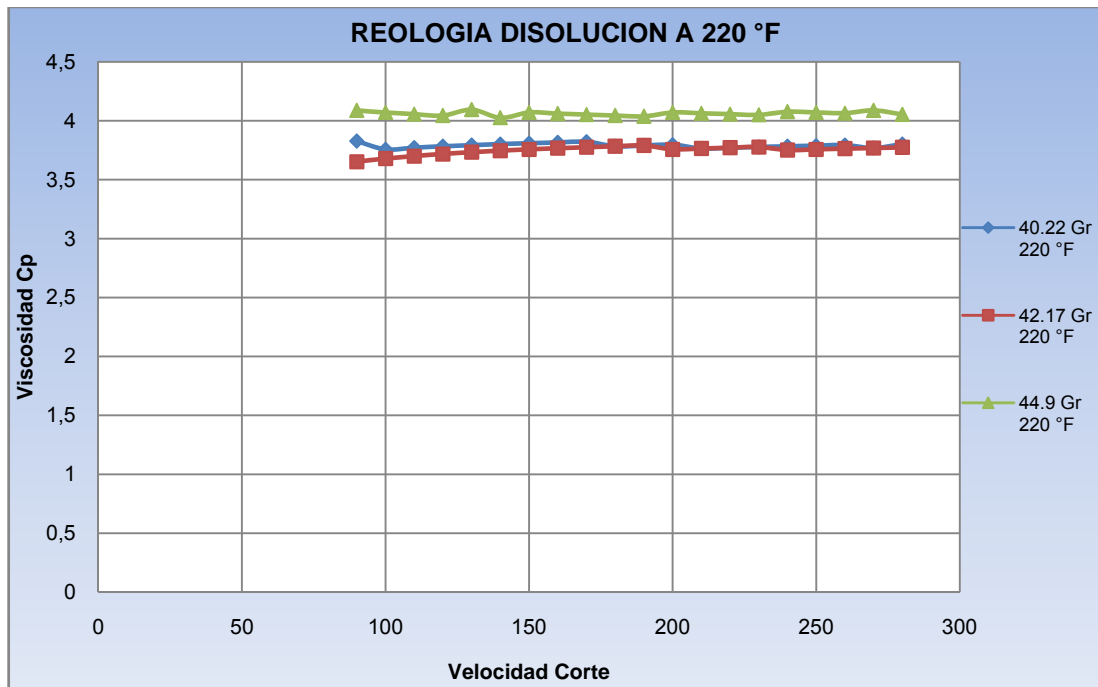


Figura33.Reología del LCO con ceras parafínicas en punto de saturación 220 °F

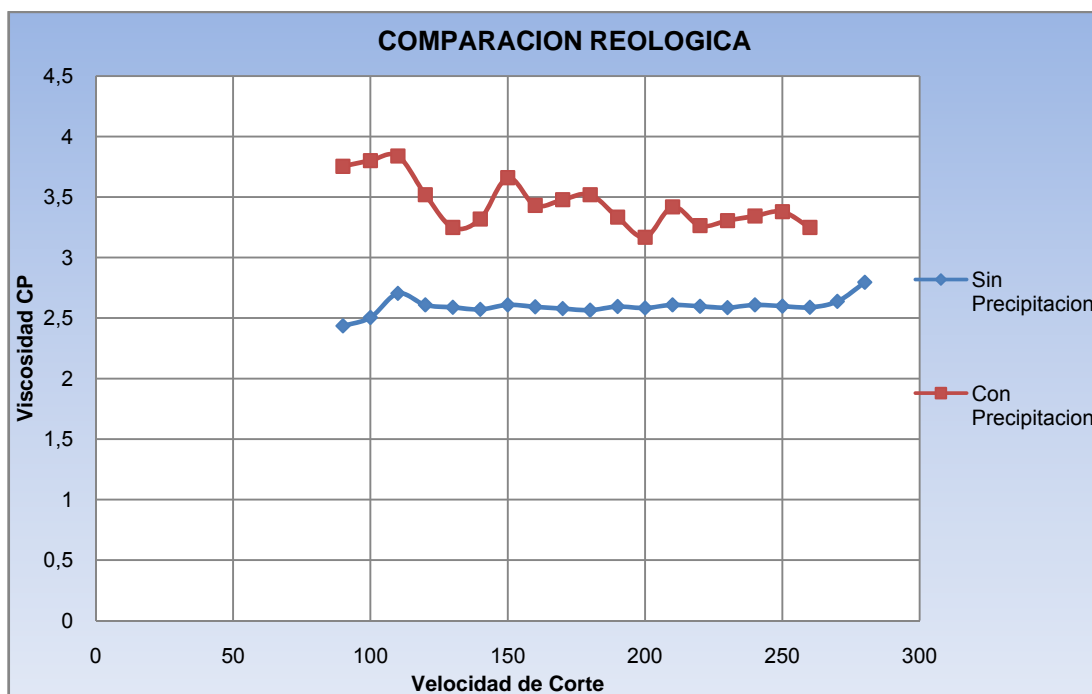


Como se puede observar en las Figuras 31, 32 y 33 el comportamiento de la solución de LCO y ceras parafínicas presenta un comportamiento newtoniano, esto nos muestra que la disolución de las ceras parafínicas es total, lo que es favorable para utilizar el LCO para la remoción de ceras parafínicas.

La viscosidad final de la mezcla a las temperaturas de prueba es baja lo que favorece el flujo, desde fondo a superficie cuando se implemente este tratamiento en campo.

En la Figura 34 se muestra el comportamiento reológico cuando se tiene la cera totalmente disuelta en el LCO, comparado con una muestra sin alcanzar la disolución.

Figura 34. Comparación reológica de muestras con y sin precipitación de ceras parafínicas.



En la Tabla 7 se muestran las viscosidades obtenidas del VISCOSIMETRO BROOKFIELD DV III.

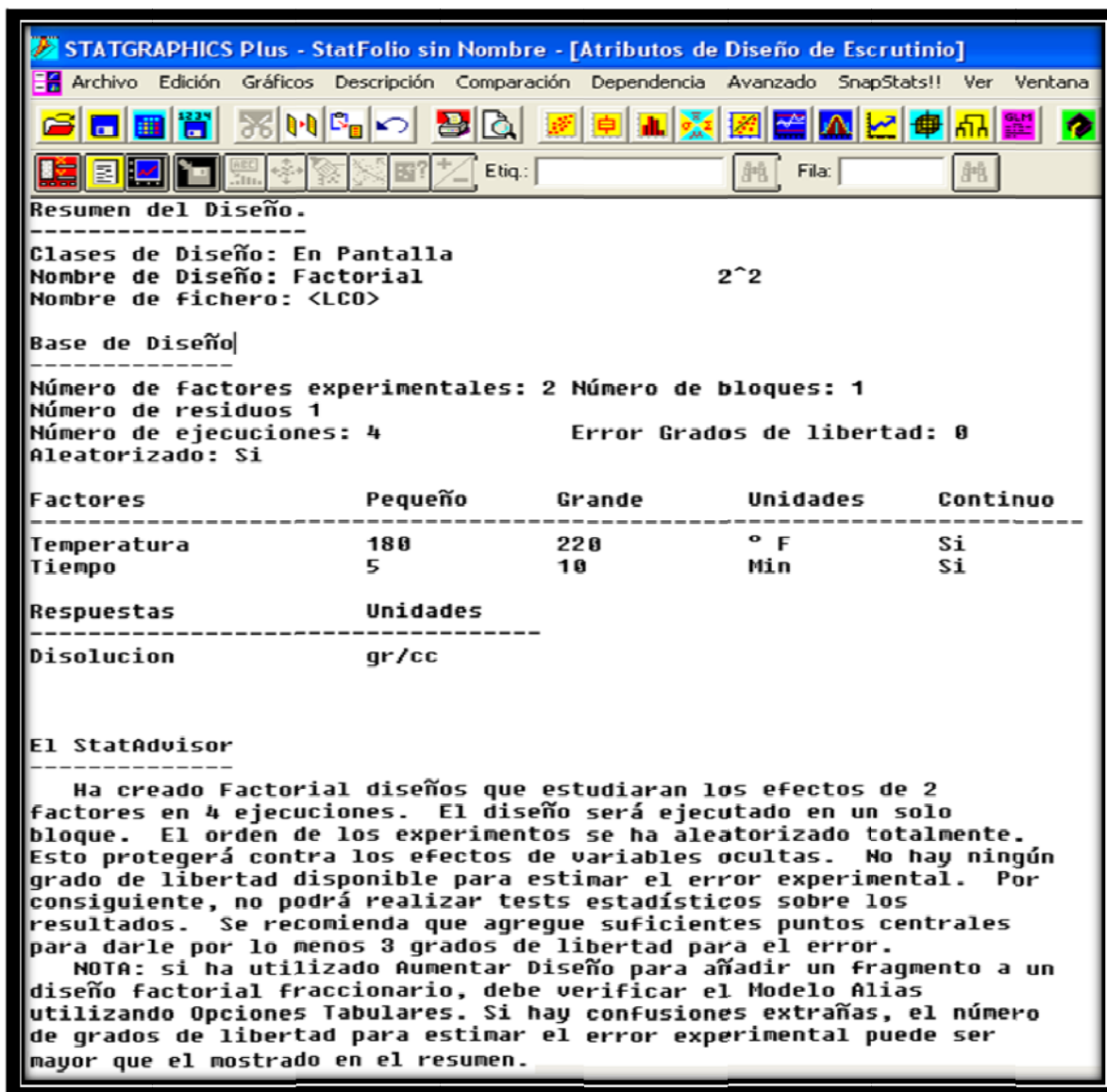
Tabla 7. Viscosidades Obtenidas en el Viscosímetro Brookfield DVIII

VISCOSIDAD			
Temperaturas LCO (°F)	Valor de Viscosidad (Cp)	Tiempo de contacto (Min)	Parafina (Gr)
180	2,106	0	0
180	2,598	5	7,75
180	3,213	7	12,71
180	3,273	10	13,58
200	1,968	0	0
200	3,328	5	21,3
200	3,790	7	26,8
200	3,960	10	29,8
220	1,817	0	0
220	3,790	5	40,22
220	3,749	7	42,17
220	4,062	10	44,9

3.4 ANÁLISIS DE DATOS EN EL PROGRAMA ESTADÍSTICO STATGRAPHICS

A continuación se muestra el análisis de resultados obtenidos con la implementación de la herramienta estadística STATGRAPHICS para la prueba de disolución, en la Figura 35 se observa un resumen general del diseño experimental cargado en el programa.

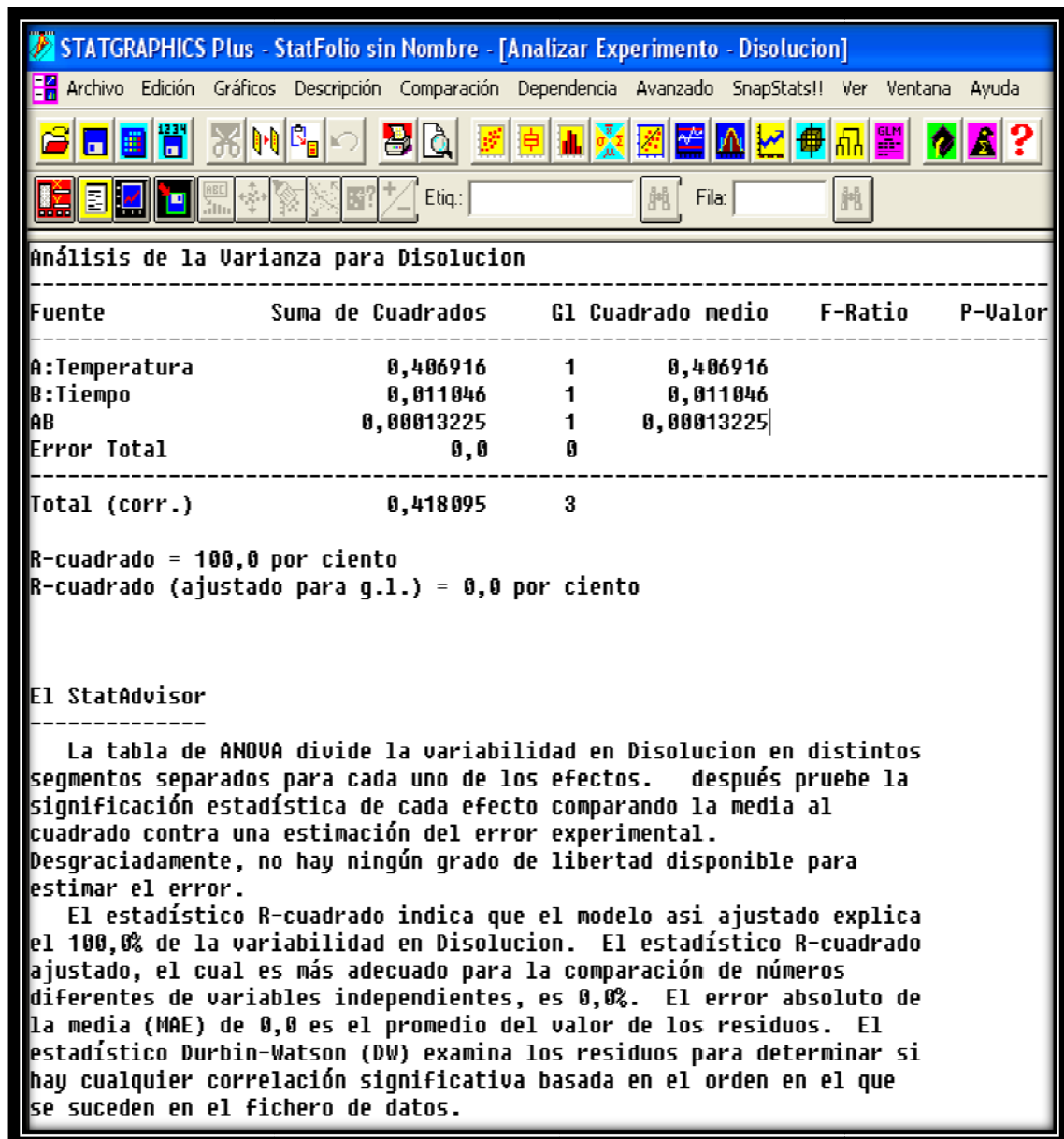
Figura 35. Resumen del Diseño (STATGRAPHICS)



Fuente:STATGRAPHICS

En la Figura 36 se muestra el análisis de varianza hecho por el STATGRAPHICS, en este análisis muestra la variación de la solubilidad tomando por separado cada uno de los efectos (Tiempo y Temperatura), también analiza el efecto combinado de estos.

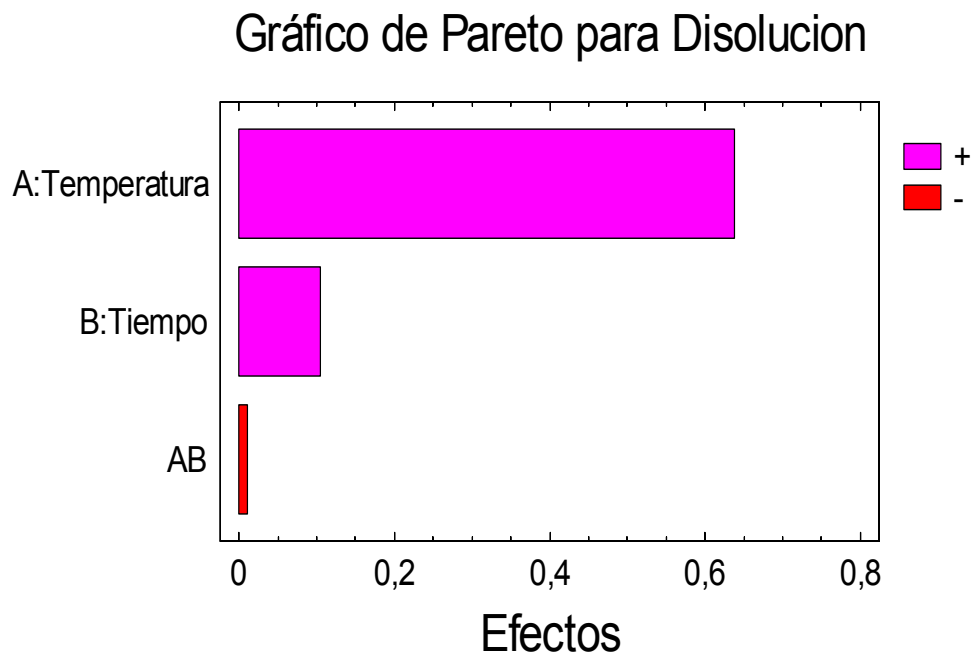
Figura36.Análisis de la Varianza para Disolución (STATGRAPHICS)



Fuente:STATGRAPHICS

A partir del análisis de la Figura 36 se obtiene el Gráfico de Pareto (Figura 37) que arroja la influencia de cada efecto por separado y el efecto combinado, como se observa, la temperatura es el efecto con mayor influencia en la disolución de ceras parafínicas con el LCO.

Figura37. Grafico de PARETO para la Disolución.

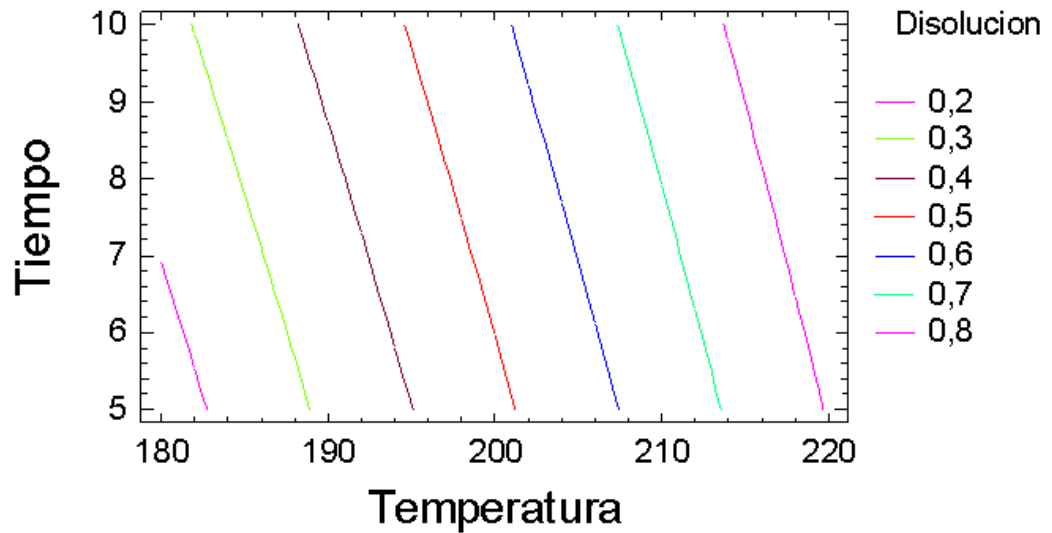


Fuente: STATGRAPHICS

En la Figura 38 se ven los contornos de superficie de la respuesta estimada; estos contornos muestran la disolución estimada para un tiempo y una temperatura dada.

Figura38. Contornos de Superficie de la Respuesta Estimada (STATGRAPHICS)

Contornos de Superficie de la Respuesta Estimada

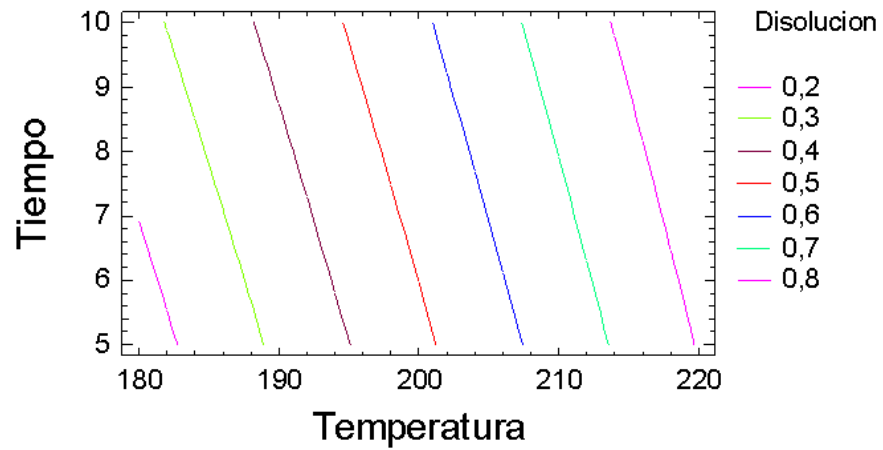


Fuente: STATGRAPHICS

A modo de ejemplo, si el LCO entra en contacto con las ceras parafínicas a una temperatura de 210 °F y el tiempo de contacto se estimó en 8 minutos, nos proyecta una dilución estimada de 0.7 (70 %) de las ceras parafínicas por parte del LCO (Figura39).

Figura39. Ejemplo para la estimación de la disolución con la grafica de contornos de superficie.

Contornos de Superficie de la Respuesta Estimada



Fuente: Modificada de la tabla de contornos de superficie de la respuesta estimada (STATGRAPHICS).

4. CONDICIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL LCO EN CAMPO

A continuación se presenta un análisis de los aspectos ambientales, técnicos y económicos más relevantes para la implementación del LCO en el Campo Escuela Colorado.

4.1 IMPACTO AMBIENTAL DEL USO DEL ACEITE LIVIANO DE CICLO

El uso del LCO en el control de las ceras parafínicas en la tubería de producción no presenta ningún impacto ambiental si se hace aplicando la normatividad y las precauciones necesarias, éste será un procedimiento seguro por no presentar contacto directo con fuentes hídricas o suelos, el único escenario en el que se presentaría contaminación es en el aire, por presentarse fuga de livianos al ambiente en el transcurso del calentamiento para la inyección; el LCO puede producir cantidades pequeñas de gas, éstas son liberadas para controlar la presión del calentador y evitar una explosión. A pesar de presentarse estas emisiones la contaminación no es apreciable por ser un proceso no continuo y la cantidad de LCO no es representativa para generar una condición de peligro por dichas emisiones, en el peor de los casos, el derrame del LCO presentaría la condición más peligrosa ambientalmente hablando. Esto se daría por ruptura de los ductos de inyección entre el carro tanque y el camión calentador, o entre este último y la cabeza del pozo, siendo esto poco probable, en este caso se haría necesario implementar el procedimiento de investigación de incidentes/accidentes del campo, el cual presenta detalladamente el procedimiento a seguir en estos casos. Hay que tener en cuenta que la cantidad de LCO que podría derramarse no sería representativa para crear un escenario de peligro para la fauna circundante, ni para la población en general.

El estudio de los impactos ambientales de la inyección de LCO en el Campo Colorado, se basó en la metodología RAM (Risk Assessment Matrix) (Figura40),

esta matriz es una herramienta para la evaluación cualitativa de los riesgos, la cual conlleva a la clasificación de los riesgos que afectan la salud, seguridad, medio ambiente, relación con los clientes, bienes e imagen de la empresa, para este caso de estudio solo se tuvo en cuenta la columna ambiental debido a que el interés de este proyecto se centra en este aspecto. Los ejes de la matriz según la definición de riesgo corresponden a las consecuencias y a la probabilidad. Para determinar el nivel de las consecuencias se utiliza una escala de 0 a 5, para la probabilidad se utiliza una escala de A a E, basándose en la experiencia o evidencia histórica en que las consecuencias identificadas se hayan materializado dentro de la industria, Ecopetrol o el Campo Escuela Colorado; los resultados obtenidos de este análisis se ven reflejados en la matriz de aspectos e impactos ambientales (Tabla 8).

Figura40. Matriz de Valoración de Riesgos e Impactos Ambientales RAM

MATRIZ DE VALORACIÓN DE RIESGOS E IMPACTOS AMBIENTALES (RAM)						
		PROBABILIDAD				
		A	B	C	D	E
Ambiental		No ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al año en el área
Masivo	5	M	M	H	H	VH
Mayor	4	L	M	M	H	H
Localizado	3	N	L	M	M	H
Menor	2	N	N	L	L	M
Leve	1	N	N	N	L	L
Ningún efecto	0	N	N	N	N	N

Fuente: Instructivo IGSI.01 Uso de la Matriz RAM. Sistema de Gestión Integral del Campo Colorado.

Tabla 8. Matriz de Aspectos e Impactos Ambientales de la inyección del LCO en el Campo Colorado.

MATRIZ DE ASPECTOS E IMPACTOS AMBIENTALES										
ACTIVIDAD: INYECCIÓN DE LCO CALIENTE EN EL CAMPO COLORADO							NO RUTINARIA			
ACTIVIDAD	ASPECTO	IMPACTOS	AMBIENTAL			JERARQUIZACION Y CONTROL DE RIESGOS				
			CONSE. RAM	PROB. RAM	CALIF. RAM	ELIMINACION	SUSTITUCIÓN	CONTROLES DE INGENIERIA	SEÑALES AVISOS Y CONTROLES ADMINISTRATIVOS	ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PERSONAL
Calentamiento del LCO para la inyección	Generación de gases	Contaminación del aire	1	A	N				Señales avisos y controles en el área de trabajo.	Contar con Uso de EPP; casco, gafas, botas de seguridad, guantes, mascara de gases y protectores auditivos, siempre que se esté en el Área de Trabajo
Durante el desarrollo de todo el procedimiento	Generación de residuos peligrosos.	Contaminación del suelo. Contaminación de aguas subterráneas y/o superficiales.	1	A	N				*Señalizar y Ubicar el Área para Disposición de los Residuos *Implementar el Programa de Manejo Adecuado de los Residuos Sólidos *Asegurar la Adecuada Disposición Final de los Residuos.	Contar con Uso de EPP casco, gafas, botas de seguridad, guantes, mascara de gases y protectores auditivos. siempre que se esté en el Área de Trabajo
Durante el desarrollo de todo el procedimiento	Manguera o acople en mal estado. Manómetros en mal estado o des calibrados Válvulas en mal estado	Derrames de aceite. Contaminación de suelos y fuentes hídricas	3	A	N			Control de los Equipos de trabajo, personal calificado, Reporte de Mantenimientos	*Capacitar a los Trabajadores en uso adecuado de las herramientas de trabajo *Verificar el buen estado de la manguera y acople *Contar con tela oleofílica - kit de contaminación.	Contar con Uso de EPP casco, gafas, botas de seguridad, guantes, mascara de gases y protectores auditivos. siempre que se esté en el Área de Trabajo

4.2 PÉRDIDAS DE CALOR EN TUBERÍA PARA LA INYECCIÓN DE LCO

Este análisis de pérdidas de calor en las tuberías es basado en el paper “Wellbore Heat Transmission” desarrollado por H. J. RAMEY, JR. En éste se muestran los pasos a seguir para analizar las pérdidas de calor en las tuberías de producción, teniendo en cuenta si se inyecta por tubing o por casing según sea el caso. Para este análisis se necesitan datos básicos del producto a inyectar (LCO), las tuberías y las ceras parafínicas (Tabla 9).

El objetivo de este análisis es hallar la profundidad efectiva de la inyección de LCO caliente, es decir la profundidad a la que fundirá las ceras parafínicas dentro de la tubería de producción.

De los datos obtenidos con este análisis se puede inferir, que el LCO inyectado a una temperatura de 230 °F dentro de la tubería de producción, llega con temperatura suficiente para fundir las ceras parafínicas hasta una profundidad superior a la de las arenas productoras (B y C).

En la Tabla 9 se muestran los datos de entrada necesarios para que el programa inicie los cálculos para hallar la temperatura a la profundidad que se seleccione. En las Tablas 10 y 11 se muestran los resultados obtenidos cuando se inyecta por tubing o por casing respectivamente.

Como se puede observar en las Tablas 10 y 11, la temperatura del LCO a una profundidad de 5900 ft está dentro del rango de dilución efectiva.

Tabla 9. Datos Básicos para el Análisis de Perdidas de Calor en Tuberías de Producción.

DATOS BASICOS		
Descripción	MODIFICABLE	NO MODIFICAR
Tasa de inyección del LCO (Bbl/H)	30	30
Temperatura de inyección (° F)	230	230
Temperatura de fondo (° F)	170	170
Diámetro Tubing (IN)		
OD	2,875	0,240
ID	2,469	0,206
Diámetro Casing (IN)		
OD	6,625	0,552
ID	6,065	0,505
°API	18	18
Gradiente geotérmico	0,009	0,009
Tiempo de inyección (H)	2	2
Profundidad del pozo (ft)	5900	5900
Densidad del LCO (220°F) (Gr/CC)	0,904	316,870
Viscosidad LCO (220 °F) (Cp)	1,817	4,396
Área Casing (IN)	31,969	0,222
Área Tubing (IN)	19,151	0,133
K LCO (BTU/hr*ft*°F)	0,080	0,080
C (calor específico BTU/lb*°F)	0,490	0,490
K Casing (BTU/hr*ft*°F)	26	26
K Tubing (BTU/hr*ft*°F)	26	26
K Parafina (BTU/hr*ft*°F)	14	14
ha C.T.Aire (BTU/hr*ft2*°F)	5	5
K Roca (BTU/hr*ft*°F)	1,4	1,4
α (difusividad térmica de la tierra ft2/h)	0,04	0,04
Temperatura de Superficie (°F)	85	85

Fuente: H. J. RAMEY, JR. Wellbore Heat Transmission. journal of petroleum technology. 1962

Tabla 10. Datos de Pérdidas de Calor Inyectando por Tubing

DATOS DE ENTREGA TUBING	
NRe (Tubing)	3345,468
JH (Tubing)	15
h (Tubing) (BTU/h*ft ² *°F)	17,480
U (Tubing) (BTU/d*ft ² *°F)	87,767
(α^*t)/ r ² Tubing	0,144
(r*U)/k Tubing	0,626
log f(t) Tubing	0,3
f(t) Tubing	1,995
A Tubing	108018,831
T Tubing (° F)	223,74

Tabla 11. Datos de Perdidas de Calor Inyectando por Casing

DATOS DE ENTREGA CASING	
NRe (Casing)	2918,881
JH (Casing)	8
h (Casing) (BTU/h*ft ² *°F)	7,216
U (Casing) (BTU/d*ft ² *°F)	67,638
(α^*t)/ r ² Casing	-0,581
(r*U)/k Casing	1,111
log f(t) Casing	-0,3
f(t) Casing	0,501
A Casing	25704,045
T Casing (° F)	206,01

4.3 COMPARACIÓN DE COSTOS

La comparación de costos de este proyecto está centrada en los costos directos de la inyección del Aceite Liviano de Ciclo. Los datos aquí presentados van enfocados en la comparación de costos de la implementación del LCO con respecto a la utilización del Crudo del Campo Colorado como aceite caliente.

Se toma como base el precio por barril de crudo del campo Colorado de US\$ 82 (Diciembre de 2010) y la tasa de cambio del dólar en \$ 1.890.

En la Tabla 12 se muestran los datos de costos por barril de equipos y materias primas a utilizar en el proceso de inyección.

Tabla 12. Costos Unitarios

COSTO TRATAMIENTO POR BARRIL EN EL CAMPO COLORADO		
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	TARIFA US \$
Tratamiento caliente costo bls de crudo	Bbl	71,64
Costo carro tanque*	Bbl	4,30
Costo LCO	Bbl	88,00
Costo Crudo Campo Colorado*	Bbl	82,00

Fuente: Campo Escuela Colorado*

En la Tabla 13 se muestra la descripción análisis de costos del crudo del Campo Escuela Colorado (a Diciembre de 2010); este costo corresponde a la venta del crudo que para el caso del campo sería una pérdida porque es un ingreso que se deja de percibir al ser inyectado para el tratamiento térmico.

Tabla 13. Costos Crudo Campo Escuela Colorado

COSTO PRODUCCIÓN POR BARRIL DE CRUDO CAMPO COLORADO	
Descripción	Costos
LIFTING COST	20,00
REGALIAS	16,40
FACTOR DE ECOPEPETROL	4,10
BENEFICIO ECONOMICO	41,50
TOTAL US \$	82,00

Fuente:Campo Escuela Colorado

En la Tabla 14 se muestra el análisis comparativo entre los dos comparaciones de costos, el del crudo del Campo Escuela Colorado y el del LCO.

Tabla 14. Análisis Comparativo de Costos LCO Vs Crudo del campo Escuela Colorado

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS POR BARRIL DE TRATAMIENTO		
Descripción	Costo Implementación LCO	Costo Implementación Crudo del Campo
Carro Calentador	71,64	71,64
Carro Tanque	4,30	4,30
Costo del Producto	88,00	82,00
TOTAL US \$	163,94	157,94

Fuente: Campo Escuela Colorado

Con el estudio mostrado anteriormente se puede observar que los costos de implementación del LCO con respecto al crudo del campo, varía únicamente en el costo directo de cada uno de ellos, puesto que los demás costos son iguales.

Esto nos da una diferencia mínima económicamente hablando, y desde el punto de vista técnico se recomienda la implementación del LCO, debido a que no causa daño a la formación y presenta características apropiadas en la dilución de ceras parafínicas.

5. CONCLUSIONES

- Desde el punto de vista técnico y ambiental el LCO es una buena alternativa para la remoción de depósitos parafínicos dentro de la tubería, comparado con el aceite caliente (crudo del campo) que históricamente se ha inyectado en el Campo Colorado.
- El LCO a nivel de laboratorio tiene la máxima capacidad de diluir las ceras parafínicas sólidas a la temperatura de 220 °F en un tiempo de 10 minutos.
- El comportamiento reológico de la solución (LCO – parafina) comprobó que la dilución fue muy buena, debido a que se mostró como un fluido newtoniano.
- Si durante la implementación de LCO como tratamiento térmico de remoción de ceras parafínicas en la tubería de producción llega a tener contacto con la formación productora, no cambiará su Mojabilidad y por el contrario hará una buena limpieza en la cara de la formación por su buena Detergencia.
- El LCO es compatible con el crudo y el agua de la formación.
- Para inyectar el LCO en campo es necesario calentarlo a máximo 230 °F (inferior a su punto de chispa de 243 °F), lo cual de acuerdo a cálculos de pérdida de calor, asegura una temperatura de 206 °F hasta una profundidad de 5900 ft (máxima profundidad arenas C de la Formación Mugrosa).
- El LCO tiene una temperatura de degradación cercana a los 600 ° C, lo que evitará la presencia o formación de gomas durante el tratamiento termico.

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda desarrollar una prueba piloto en el Campo Colorado para medir la efectividad del tratamiento térmico con LCO en condiciones de campo y así corroborar los resultados obtenidos en el laboratorio.
- Se recomienda realizar estudios del LCO combinado con agentes químicos para medir su desempeño.
- La metodología utilizada a nivel de laboratorio en este proyecto puede ser tomada como un modelo para la implementación del LCO como agente de control de ceras parafínicas en otros campos con la misma problemática.
- La viscosidad de fluidos newtonianos está en función únicamente de la temperatura a presiones moderadas cercanas a la atmosférica, por este motivo se recomienda desarrollar pruebas reológicas con las presiones de fondo, las que determinaran el comportamiento de la mezcla (LCO-Parafinas) en el fondo de pozo.

7. BIBLIOGRAFÍA

- Chanagá Quiroz, Tania Mireya. Trabajo de Grado. Efecto de las propiedades del catalizador de FCC y la carga sobre el rendimiento y la calidad del aceite liviano de ciclo (ACL).
- Ariza León, Emiliano. Trabajo de Grado, Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado.
- Ochoa Lara, Ismael Orlando; López Arteaga, Sergio. Trabajo de grado; Evaluación de un tratamiento químico para el control de parafinas en el crudo del campo colorado.
- Martínez Galindo, Rosa Isabel. Amaya Bohórquez, Miguel Isnardo. Tesis de Grado. Aplicación de un tratamiento químico para el control de parafina en la tubería de producción en el crudo del campo escuela colorado.
- Instituto Colombiano del Petróleo. Gerencia Regional del Magdalena Medio. Informe Técnico. Evaluación de Tecnologías para el Control de Parafinas en los Campos de la Superintendencia de Mares
- H. J. RAMEY, JR. Wellbore Heat Transmission. Journal of petroleum technology. 1962
- James B. Dobbs, SPE, UNICHEM. A Unique Method of Paraffin Control in Production Operations. SPE No. 55647 (Mayo 1999).
- Norma ASTM D-287. Standard Test Method for API Gravity of Crude Petroleum and Petroleum Products (Hydrometer method).

- Norma ASTM D-1298. Standard Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method.
- Keaves, Sonny V. SPE 27593. New method to read and correct the API gravity of oil from observed temperatures to 60°F.
- SPE 28944. Discussion of new method to read and correct the API gravity of oil from observed temperatures to 60°F. Rajan V.S.V.
- Tabla 5A, Generalized Crude Oils API Gravity Correction To 60 Degrees F. American Petroleum Institute.
- Petrophysics. Djebbar Tiab, Erle C. Donaldson. Amsterdam: Elsevier, Gulf Professional Publishing, 2004.
- Norma ASTM D-445. Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (the calculation of Dynamic Viscosity)
- Norma ASTM D-446. Standard Specifications and Operating Instructions for Glass Capillary Kinematic Viscosimeters.
- Norma ASTM D-96. Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by Centrifuge Method (Field Procedure).
- Norma ASTM D-4007. Water and Sediment in Crude Oil by Centrifuge Method (Field Procedure).
- Norma ASTM D-92. Standard Test Method for Flash AND Fire Pints by Cleveland Open Cup.

- Norma ASTM D-93. Standard Test Method for Flash- Point by Pensky-Martens Closed Cup Tester
- Petroleum Engineers Handbook, Howard.B. Bradley. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.