
**APLICACIÓN DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA EL CONTROL DE
PARAFINA EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EN EL CRUDO DEL CAMPO
ESCUELA COLORADO**

**ROSA ISABEL MARTÍNEZ GALINDO
MIGUEL ISNARDO AMAYA BOHÓRQUEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIARÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS E INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2010

**APLICACIÓN DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA EL CONTROL DE
PARAFINA EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EN EL CRUDO DEL CAMPO
ESCUELA COLORADO**

**ROSA ISABEL MARTÍNEZ GALINDO
MIGUEL ISNARDO AMAYA BOHÓRQUEZ**

**Trabajo de grado como requisito para optar por el título de Ingeniera
Química e Ingeniero de Petróleos respectivamente**

Director:

M.Sc. EMILIANO ARIZA LEÓN

Codirector:

M.Sc. CRISÓSTOMO BARAJAS FERREIRA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIARÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS E INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2010

DEDICATORIA DE MIGUEL

Este gran triunfo se lo quiero dedicar en primer lugar a Dios por brindarme en todo momento su luz y no dejarme caer en los momentos más difíciles.

A mis padres, Miguel Amaya y Eloísa Bohórquez por su apoyo incondicional en todo momento, por sus enseñanzas y su confianza, gracias a ellos, hoy soy lo que soy.

A mi hermano pochis, que desde su llegada alegró mi vida y me motiva cada día a seguir adelante luchando por mis sueños, por su alegría y su cariño, por sus buenos deseos y su futuro.

A mi gran amor Lady López, la persona que me hace sentir completamente feliz, la que me enseñó a amar y a luchar por lo que quiero, porque siempre me apoyó y me escuchó, gracias BB.

A toda mi familia por sus buenos deseos, en especial a mi tía Mirella y a Giovanni que me apoyaron y aconsejaron siempre. A mi tío Enrique que desde el cielo me observa y me alienta, por cosas del destino hoy no estás con nosotros, pero sé que estas en un lugar mejor al lado de Diosito.

Al mono, a Danuil, al Pastu, al Pas, a Camacho, al Pechi, a Belly, a Guti, a Cristian Ariza, al Trivi, a Fercho, a Juancho, a Machy, a Johana, Maida y Cristian que me han regalado muchas alegrías.

DEDICATORIA DE ROSA

En primer lugar a Dios por ser el motor de mi vida y por acompañarme en cada paso que doy.

A mi padre Rafael por su apoyo y amor incondicional, por creer en mí y por darme la oportunidad de poder ser una mejor persona.

A mi madre Rosa, mi mejor amiga y mi alma gemela, por sus consejos y por enseñarme que Dios hace las cosas perfectas y en el momento adecuado.

A mi hermano Eduardo, quien es mi orgullo y mi gran ejemplo a seguir.

Al amor de mi vida, Belly porque con su compañía hace que cada día sea mejor y porque con su sonrisas llena mi vida de felicidad.

A mis abuelos Emilio y Rosa por su gran amor durante cada día de mi vida.

A mi abuelo Crescencio, quien dejo un gran vacío desde su partida pero que desde el cielo nos sigue cuidando.

A mis tíos Emilio y Saúl por su compañía durante toda mi vida.

A todas mis amigas de la universidad, porque se convirtieron en mi familia en esta ciudad lejos de mi hogar.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander, a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por brindarme su espacio para mi formación académica, personal y profesional. Al Campo Escuela Colorado por brindarnos todo el apoyo y la confianza para llevar a cabo este proyecto. A todos los profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleos por su valiosa contribución a mi formación tanto integral como profesional.

Al Ingeniero Emiliano Ariza León, director de este proyecto por brindarme ésta oportunidad y por todas sus enseñanzas durante mi formación profesional.

Al Ingeniero Crisóstomo Barajas Ferreira, codirector de este proyecto por su valiosa ayuda y su atención cuando más lo necesitábamos.

Al Ingeniero Edison García, quien prácticamente se convirtió en nuestro segundo codirector, gracias por orientarnos en ese duro camino hasta el final, por ser nuestro amigo, por escucharnos y apoyarnos.

A Don Salomón, que nos colaboró en todo momento, por orientarme en el Campo Colorado y por su paciencia.

Al Ingeniero Manuel Cabarcas Simanca y al Ingeniero Luis Felipe Carrillo, calificadores de éste proyecto por su colaboración y sus asesorías.

A mi compañera Rochy por todas las alegrías, tristezas, peleas y trasnochadas que compartimos a lo largo de este proyecto. Al grupo de investigación de Campos Maduros, a Joha, a Guillo, a Eduardo, a Alex, y a todos mis compañeros y amigos por su apoyo. Y obvio a mi BB hermosa que la amo con toda mi alma.

AGRADECIMIENTOS

A la Escuela de Ingeniería Química por brindarme la mejor formación académica y profesional.

Al Ingeniero Emiliano Ariza León Director del proyecto, por darme la oportunidad de vincularme a esta importante investigación, por su orientación, apoyo y consejos.

Al Campo Colorado por todo el apoyo para llevar a cabo este proyecto.

Al Ingeniero Crisóstomo Codirector del proyecto, por aconsejarnos y asesorarnos para que todo saliera bien.

A Ingeniero Edison García, por todo su apoyo y colaboración para que este proyecto se convirtiera en una realidad.

A Eduardo, Wilson y Guillermo, de la Escuela de ingeniería química por su amabilidad y colaboración para el desarrollo de las pruebas de laboratorio llevadas a cabo en la investigación.

Al grupo de investigación Campos Maduros por su orientación y críticas constructivas que contribuyeron a obtener los mejores resultados.

A todas mis amigas, a mi compañero Migue y a cada una de las personas que me apoyaron para que este sueño se hiciera realidad.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	22
1. CAMPO COLORADO	24
1.1. GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO	24
1.1.1. Localización geográfica	24
1.1.2. Historia de Desarrollo y producción	24
1.1.3. Marco geológico, estructural y estratigráfico	26
1.1.4. Actualidad del Campo Colorado	28
1.2. PROBLEMA DE PARAFINAS EN EL CAMPO COLORADO	29
2. PARAFINAS	31
2.1. DEFINICIÓN DE PARAFINAS	31
2.2. FENÓMENO DE CRISTALIZACIÓN	31
2.3. FENÓMENO DE DEPOSITACIÓN	33
2.4. PARÁMETROS QUE INFLUYEN EN LA PRECIPITACIÓN Y DEPOSITACIÓN DE CERA	36
2.4.1. Temperatura	36
2.4.2. Composición físico-química del crudo	37
2.4.3. Presión	37
2.4.4. Caudal de producción y tiempo de residencia	37
2.4.5. Tipo y rugosidad de la tubería	37
2.4.6. Velocidad del fluido	37
2.4.7. Relación gas /aceite	38

2.5. ZONAS DE FORMACIÓN DE DEPÓSITOS.....	38
2.5.1. Depósitos en la tubería de producción.....	38
2.6. TRATAMIENTOS PARA EL CONTROL DE PARAFINAS.....	39
2.6.1. Tratamientos de remoción o limpieza.....	40
2.6.2. Tratamientos de inhibición.....	41
2.7. TRATAMIENTO QUÍMICO	42
2.7.1. Productos químicos	42
2.7.2. Aplicación de productos químicos	46
3. METODOLOGÍA DE TRABAJO EN LA APLICACIÓN DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA CONTROL DE PARAFINAS	49
3.1. CARACTERIZACIÓN FISCOQUÍMICA DEL TRATAMIENTO QUÍMICO... ..	49
3.2. POZOS CANDIDATOS	50
3.3. SELECCIÓN DE POZO PILOTO	51
3.4. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD	51
3.5. DISEÑO EXPERIMENTAL	51
3.6. INYECCIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO	52
3.7. SEGUIMIENTO Y EVALUACIÓN	52
3.7.1. Punto de nube y fluidez dinámico.....	53
3.7.2. Contenido de ceras	53
3.7.3. Comportamiento reológico	53
3.7.4. Variación de la viscosidad del crudo	53
3.7.5. Gravedad API.....	53
3.7.6. Producción del pozo durante el periodo de aplicación	53
4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA	54
4.1. CARACTERIZACIÓN FISCOQUÍMICA DEL TRATAMIENTO QUÍMICO... ..	54
4.2. POZOS CANDIDATOS	57

4.3.	SELECCIÓN DE POZO PILOTO	58
4.3.1.	Datos básicos del pozo Colorado 75.....	60
4.3.2.	Caracterización fisicoquímica del crudo y del material orgánico del pozo colorado 75	63
4.4.	PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD ROCA-FLUIDO	64
4.5.	DISEÑO EXPERIMENTAL.....	66
4.6.	INYECCIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO	69
4.7.	SEGUIMIENTO Y EVALUACIÓN.....	72
4.7.1.	Punto de cristalización y fluidez dinámico	73
4.7.2.	Contenido de ceras	77
4.7.3.	Comportamiento reológico	77
4.7.4.	Variación de la viscosidad del crudo	87
4.7.5.	Gravedad API.....	92
4.7.6.	Producción del pozo durante el periodo de aplicación	93
5.	ANÁLISIS ECONÓMICO	94
5.1.	TRATAMIENTO QUÍMICO RECOMENDADO	97
	CONCLUSIONES	99
	RECOMENDACIONES.....	101
	BIBLIOGRAFÍA.....	103
	ANEXOS.....	106

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características del tratamiento químico.....	55
Tabla 2. Caracterización fisicoquímica del tratamiento químico.....	55
Tabla 3. Matriz de pozos candidatos para aplicación de tratamiento químico.....	57
Tabla 4. Matriz de selección del pozo piloto.....	58
Tabla 5. Trabajos realizados en el pozo Colorado 75 para el control de parafinas.....	62
Tabla 6. Propiedades fisicoquímicas del crudo.....	63
Tabla 7. Análisis SARA del crudo.....	64
Tabla 8. Análisis SARA para material orgánico.....	64
Tabla 9. Matriz para el diseño factorial de experimentos.....	69
Tabla 10. Matriz de diseño experimental.....	69
Tabla 11. Orden y fecha de aplicaciones de tratamiento químico en el pozo Colorado 75.....	70
Tabla 12: Propiedades fisicoquímicas evaluadas.....	73
Tabla 13. Resultados de las pruebas de punto de cristalización y temperatura de fluidez del crudo del pozo Colorado 75.....	74
Tabla 14. Matriz del diseño experimental.....	76

Tabla 15. Contenido de ceras.....	77
Tabla 16. Comportamiento reológico para el crudo del pozo Colorado 75 a distintas velocidades de deformación.	78
Tabla 17. Comportamiento del punto de cristalización determinado por el método de reología.....	87
Tabla 18. Análisis de la influencia de los volúmenes de tratamiento y tiempo de recirculación en la viscosidad de cada aplicación.....	92
Tabla 19. Seguimiento de la gravedad API del pozo Colorado 75 durante las 4 aplicaciones de tratamiento químico.....	93
Tabla 20. Costo de galón para cada producto químico	94
Tabla 21. Costo de un galón de tratamiento químico	94
Tabla 22. Costo para cada aplicación de tratamiento químico	95
Tabla 23. Perdidas por cada aplicación por cierre del pozo	96
Tabla 24. Costos y pérdidas anuales para cada método.....	97

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización geográfica del Campo Colorado.....	25
Figura 2. Perfil estructural y distribución de bloques del Campo Colorado con sus respectivos pozos activos e inactivos a octubre de 2010	26
Figura 3. Columna estratigráfica generalizada del VMM.....	27
Figura 4. Sistemas de levantamiento artificial utilizados en el Campo Colorado ..	28
Figura 5. Parafina depositada en la tubería de producción.....	39
Figura 6. Efecto de la aplicación del dispersante.....	44
Figura 7. Camión de Inyección de químicos	47
Figura 8. Sistema de recirculación de químicos “Carevaca”	48
Figura 9. Secuencia de la metodología.....	49
Figura 10. Formación de dos fases en la prueba de solubilidad	56
Figura 11. Fotografía del pozo Colorado 75.....	59
Figura 12. Estado mecánico del pozo Colorado 75 (22 octubre 2010)	61
Figura 13. Prueba de mojabilidad	65
Figura 14. Prueba de detergencia.....	65
Figura 15. Sistema de recirculación de químicos, indicando el recipiente y la línea que despresuriza el anular.....	71

Figura 16. Partes del sistema de recirculación de químicos y sentido del flujo.....	72
Figura 17. Variación del punto de cristalización para cada muestra de crudo tomada antes y después de la aplicación del tratamiento químico en el pozo Colorado 75.	75
Figura 18. Comportamiento reológico para muestra de crudo tomada antes de la primera aplicación.....	79
Figura 19. Comportamiento reológico para muestra de crudo tomada después de la primera aplicación	80
Figura 20. Comportamiento reológico para muestra de crudo tomada antes de la segunda aplicación	81
Figura 21. Comportamiento reológico para muestra de crudo tomada después de la segunda aplicación	82
Figura 22. Comportamiento reológico para muestra de crudo antes de la tercera aplicación.....	83
Figura 23. Comportamiento reológico para muestra de crudo tomada después de la tercera aplicación	84
Figura 24. Comportamiento reológico para muestra de crudo tomada antes de la cuarta aplicación.....	85
Figura 25. Comportamiento reológico para muestra de crudo tomada después de la cuarta aplicación	86
Figura 26. Curvas de viscosidad vs Temperatura para primera aplicación.....	88
Figura 27. Curvas de viscosidad vs Temperatura para segunda aplicación	88
Figura 28. Curvas de viscosidad vs Temperatura para tercera aplicación.....	89

Figura 29. Curvas de viscosidad vs Temperatura para cuarta aplicación89

Figura 30. Comportamiento de la viscosidad a lo largo de las cuatro aplicaciones del tratamiento químico.....90

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Datos básicos del yacimiento del Campo Colorado	107
Anexo B. Diseño experimental.....	109
Anexo C. Principios teóricos de las propiedades estudiadas	114
Anexo D. Pruebas de compatibilidad fluido-fluido y roca-fluido	117
Anexo E. Cantidad de crudo a mezclar con el tratamiento	122

RESUMEN

TITULO: APLICACIÓN DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA EL CONTROL DE PARAFINA EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EN EL CRUDO DEL CAMPO ESCUELA COLORADO*

AUTORES: ROSA ISABEL MARTÍNEZ GALINDO**
MIGUEL ISNARDO AMAYA BOHÓRQUEZ***

PALABRAS CLAVE: parafina, depositación, punto de cristalización, punto de fluidez, viscosidad, tratamiento químico, diseño experimental, Campo Escuela Colorado.

DESCRIPCIÓN

El Campo Colorado presenta problemas asociados a la precipitación y depositación de parafina en la tubería de producción desde los inicios de su vida productiva, lo cual genera disminución de la producción y altos costos debidos a trabajos preventivos y remediales. Estos problemas se han tratado de solucionar mediante la inyección de aceite caliente obteniendo buenos resultados a tiempos inmediatos al tratamiento pero su efecto desaparece posteriormente.

El presente proyecto consiste en la aplicación de un tratamiento químico en un pozo piloto del Campo Colorado con el fin de controlar la depositación de parafina en la tubería de producción, dicho tratamiento fue previamente desarrollado a nivel de laboratorio, donde demostró ser efectivo, logrando reducir el punto de cristalización. El pozo piloto seleccionado para llevar a cabo la aplicación del tratamiento químico fue el Colorado 75, puesto que fue el que mejor cumplió con una serie de criterios necesarios para un desarrollo exitoso del proyecto. Con base en un diseño experimental, se determinaron los volúmenes de tratamiento químico y los tiempos de recirculación a aplicar en el pozo. Las distintas aplicaciones del tratamiento se realizaron cada 8 días, tomando muestra de crudo antes y después de cada una para realizar pruebas de laboratorio a fin de evaluar su efectividad.

Con los resultados se identificó que el mejor tratamiento para prevenir la cristalización de parafinas dentro de la tubería de producción es el que presenta los niveles más bajos de volumen de tratamiento y tiempo de recirculación, el cual es viable económicamente comparado con los trabajos de limpieza de pozo como método correctivo.

Finalmente se llegó a la conclusión que el tratamiento se puede hacer extensivo a otros pozos del Campo Colorado bajo ciertas recomendaciones.

* Trabajo de grado

** Facultad de Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Director Emiliano Ariza León. Codirector Crisóstomo Barajas Ferreira.

*** Facultad de Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Petróleos. Director Emiliano Ariza León. Codirector Crisóstomo Barajas Ferreira.

ABSTRACT

TITLE: APPLICATION OF A CHEMICAL TREATMENT FOR THE PARAFFIN CONTROL IN THE PIPELINE OF PRODUCTION IN THE CRUDE OIL OF THE FIELD COLORADO SCHOOL*

AUTHORS: ROSA ISABEL MARTÍNEZ GALINDO**
MIGUEL ISNARDO AMAYA BOHÓRQUEZ***

KEYWORDS: paraffin, crystallization, deposition, cloud point, pour point, viscosity, experimental design, Field Colorado School.

DESCRIPTION

The Field Colorado presents problems associated with the precipitation and deposit of paraffin in the pipeline of production from the beginnings of his productive life, which generates decrease of the production and high costs due to preventive works and remedy works. These problems have tried to be solved by means of the injection of warm oil obtaining good results to immediate times to the treatment but his effect disappears later.

The present project consists of the application of a chemical treatment of a pilot well of the Field Colorado in order to control the deposit of paraffin in the pipeline of production, the above mentioned treatment was before developed to level of laboratory, where it demonstrated to be effective, managing to reduce the point of crystallization. The pilot well selected to carry out the application of the chemical treatment was the Colorado 75, since it was better the one that fulfill with a series of criteria necessary for a successful development of the project. With base in an experimental design, there decided the volumes of chemical treatment and the times of recirculation to apply in the well. The different applications of the treatment were realized every 8 days, taking sample of crude before and after each one to realize tests laboratory in order to evaluate his efficiency.

With the results obtained was identified that the best treatment to avoid the crystallization of paraffin inside the pipeline of production is the one presents the lowest levels of volume of treatment and time of recirculation, which is viable economically compared with the works of cleanliness of well as corrective method.

Finally was reached to the conclusion that the treatment can make to him extensive in the other wells of the Colorado Field under certain recommendations.

* Thesis

** Physiochemical Engineering College. Chemical Engineering School. Director M.Sc. Emiliano Ariza León. Codirector M.Sc. Crisóstomo Barajas Ferreira.

*** Physiochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Director M.Sc. Emiliano Ariza León. Codirector M.Sc. Crisóstomo Barajas Ferreira.

INTRODUCCIÓN

El crudo del Campo Escuela Colorado es parafínico y presenta problemas de precipitación y depositación dentro de la tubería de producción, causando con esto principalmente la reducción en el diámetro de dicha tubería y el aumento de la viscosidad del crudo, como consecuencia de lo anterior se presentan pérdidas de producción y altos costos operacionales debidos a los trabajos de limpieza que se deben realizar. Así pues se hace necesario implementar tratamientos químicos que permitan mantener la producción y evitar daños mecánicos de los equipos de levantamiento y posteriores cierres de pozos que representan un mayor costo.

Este problema ha llevado a la investigación y desarrollo de métodos preventivos y correctivos para el control de parafina dentro de los que se encuentra un tratamiento químico conformado por un solvente, un dispersante, un surfactante y un solvente mutual cuya efectividad y mejor formulación fue determinada mediante pruebas realizadas a nivel de laboratorio, las cuales mostraron buenos resultados en cuanto a la disminución del punto de cristalización para el crudo de las arenas B de la formación mugrosa del Campo Colorado. Con base en esto, en el presente estudio se desarrolla la implementación de un tratamiento químico en un pozo piloto del Campo Colorado, con el fin de controlar la constante precipitación de parafina en la tubería de producción.

La metodología que se llevó a cabo para desarrollar este proyecto consta de una selección del pozo piloto para la aplicación del tratamiento químico, seguido de un diseño experimental que busca determinar el efecto del volumen de tratamiento a aplicar y del tiempo de recirculación sobre el punto de cristalización; la aplicación del tratamiento químico en el pozo y un monitoreo continuo a las muestras de crudo que permita identificar mediante pruebas de laboratorio la efectividad del tratamiento. Finalmente se realiza un análisis económico para demostrar la

viabilidad del proyecto a fines de hacer extensiva la aplicación del tratamiento en el Campo Colorado.

Los resultados de esta investigación desde el punto de vista técnico y económico demuestran que el tratamiento químico formulado es efectivo, y se puede aplicar en todos los pozos del campo, realizando un control y seguimiento periódico con el fin de mejorar el proceso.

1. CAMPO COLORADO

El Campo Colorado se ha convertido en un importante laboratorio de investigación y desarrollo para la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER gracias al convenio de cooperación entre la Universidad y ECOPETROL S.A; este convenio ha permitido a estudiantes y profesores de diferentes escuelas integrarse en un proceso académico práctico con el fin de aportarle a la industria petrolera nacional la experimentación y desarrollo de nuevas tecnologías.

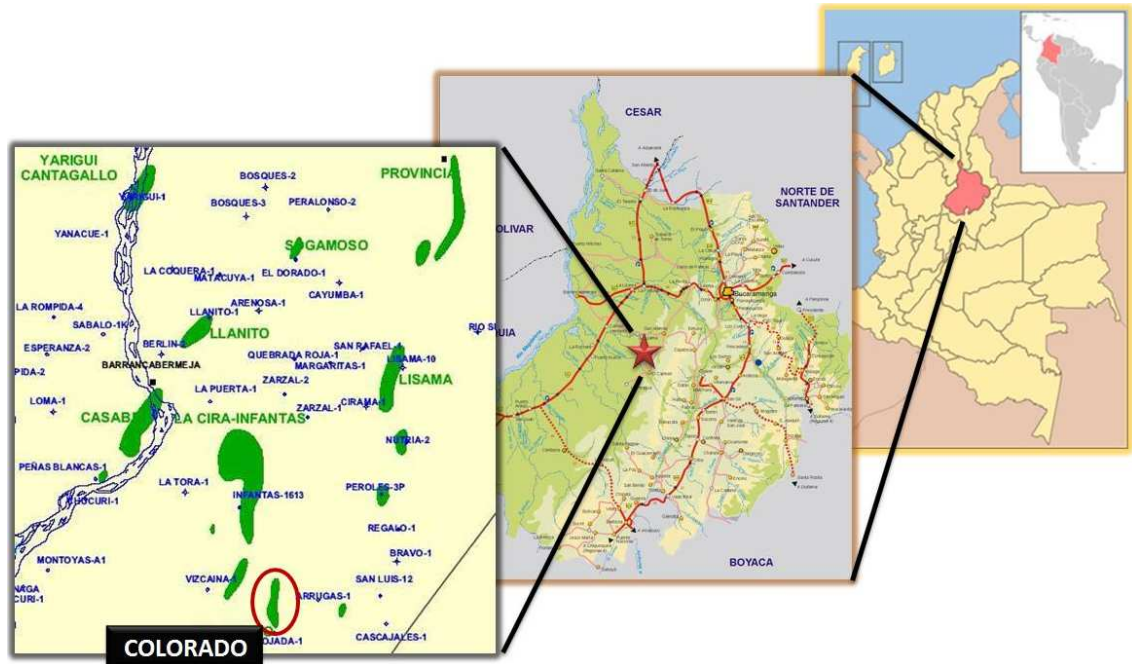
1.1. GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO¹

1.1.1. Localización geográfica. El Campo Colorado está localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, en inmediaciones del Municipio de San Vicente de Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira – Infantas. Ver figura 1.

1.1.2. Historia de desarrollo y producción. La etapa de exploración del Campo fue realizada entre 1923 y 1932 por la compañía Tropical Oil Company (TROCO), con la perforación de 7 pozos de los cuales todos, excepto el Colorado 7, fueron abandonados por problemas mecánicos. Posteriormente, entre 1945 y 1946 la compañía inició una segunda fase exploratoria perforando un total de 8 pozos adicionales. Entre los años de 1953 a 1964, ECOPETROL desarrolló completamente el campo, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados en toda la estructura.

¹ Diagnostico y Estrategias de Recobro Campo Colorado. ECOPETROL S.A. GERENCIA MAGDALENA MEDIO. INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Diciembre 2003.

Figura 1. Localización geográfica del Campo Colorado.



Fuente: Modificada de: Primer Informe; servicio de producción bajo riesgo para un campo menor de la gerencia regional Magdalena.

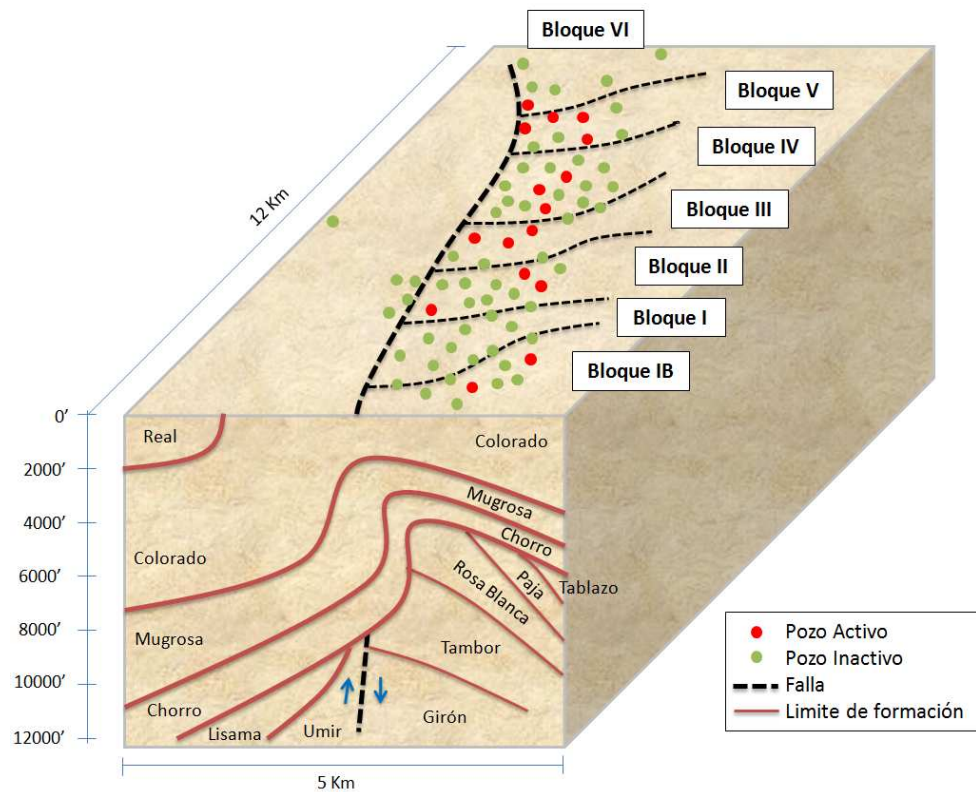
El Campo Colorado inició producción oficialmente en el año de 1945 con una tasa de 300 BOPD y alcanzó su máxima producción en el año de 1961 con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, llegando así a un caudal de 467 BOPD en el año de 1966, caracterizándose este período por la pérdida de pozos productores debido a diferentes problemas mecánicos, como el taponamiento de las líneas por parafinas. A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976 a 47 BOPD en 1989, desde entonces se ha mantenido en un promedio de 20 a 30 BOPD. El máximo número de pozos activos simultáneamente se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos.

La producción de gas ha estado casi constante desde 1989 con un valor promedio de 225 MSCF/Día, con una drástica disminución en el 2003, por la pérdida de pozos productores. En el Campo Colorado, de los 75 pozos perforados, solamente

56 pozos reportan algún tipo de producción, siendo muy pobres las producciones acumuladas por pozo, donde solamente un pozo, Colorado 38, ha producido más de medio millón de barriles y otros tantos han logrado superar los trescientos mil barriles cada uno, acumulando así un total de reservas producidas de 8.5 MMBLS.

1.1.3. Marco geológico, estructural y estratigráfico.² La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico cuyo flanco más extenso buza al oriente y el más corto hacia el occidente con inclinaciones entre 25° y 45° en el cual se presenta un gran número de fallas que dividen al campo en siete bloques. (Ver Figura 2).

Figura 2. Perfil estructural y distribución de bloques del Campo Colorado con sus respectivos pozos activos e inactivos a octubre de 2010.

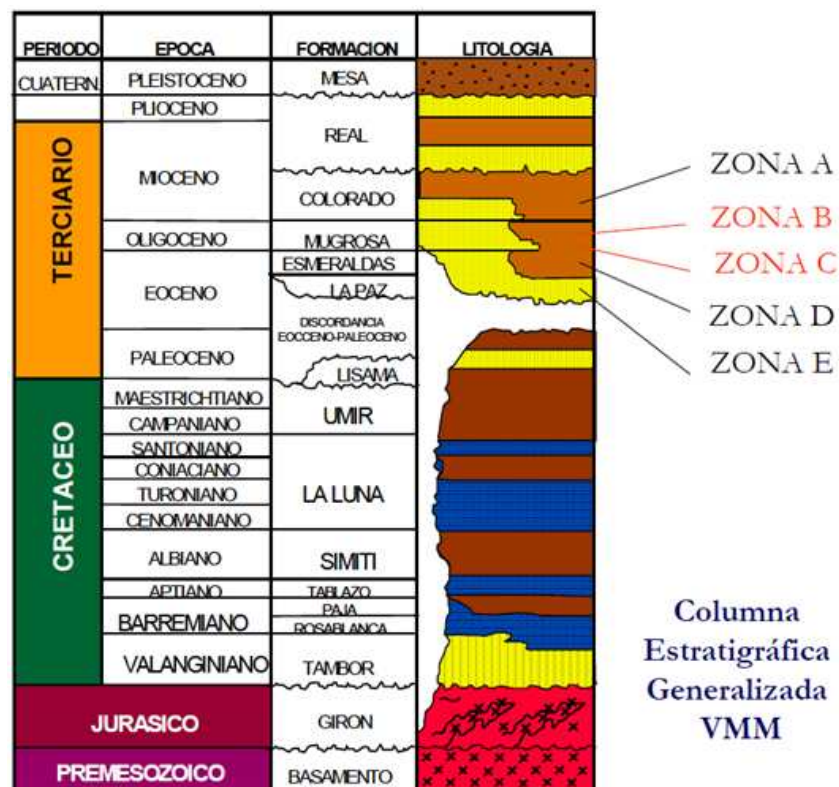


² TOLOZA H, Silvia J. Identificación de los Factores Geológicos que Afectan las Características Geoquímicas de los Crudos del Campo Escuela Colorado. Bucaramanga, 2009.

En el perfil estratigráfico del Campo Colorado se encuentran las formaciones Colorado, Esmeraldas, Mugrosa y La Paz de tope a base respectivamente, estas a su vez se dividen en zonas A, B, C, D y E, depositadas en un sistema fluvial meándrico, caracterizadas por intercalaciones de depósitos de areniscas y lodolitas continentales. (Ver figura 3).

Las principales zonas productoras son B y C pertenecientes a la Formación Mugrosa, dichas zonas se dividen en cuatro unidades operacionales con una porosidad promedio de 12.9% para la Zona B1, 13.5 % para la Zona B2, 15.7 % para la Zona C1 y 19.6 % para la Zona C2; con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.3 pies, respectivamente.

Figura 3. Columna estratigráfica generalizada del VMM.



Fuente: Informe Colorado 2003. Diagnostico y Estrategias de Recobro para ocho áreas de la gerencia Centro Oriente. ECOPETROL S.A.

El Campo Colorado tiene una muy baja producción de agua en su comportamiento histórico inferior al 1%, siendo esto típico de un campo con una influencia mínima o nula de algún tipo de acuífero; el mecanismo de producción predominante en el campo es el de gas en solución.

En reporte de presiones que se tiene en el campo colorado es muy pobre, para la zona B se tiene un rango que oscila entre 259,8 psi y 1033,3 psi y para la zona C un rango que oscila entre 497,7 psi y 2522,6 psi.³

1.1.4. Actualidad del Campo Colorado. El Proyecto Campo Escuela Colorado ha venido desarrollando una serie de trabajos con el ánimo de reactivar el campo, estos trabajos incluyen el reacondicionamiento de ciertos pozos, la ampliación de la estación de recolección, la adecuación de algunas oficinas en la antigua estación compresora y la reactivación del gasoducto. A la fecha el campo cuenta con 16 pozos activos y una producción promedio de 270 Bls/d, en 15 de estos pozos el sistema de levantamiento artificial es el de bombeo mecánico y en el restante se utiliza el sistema Recoil (hasta octubre de 2010). (Ver Figura 4).

Figura 4. Sistemas de levantamiento artificial utilizados en el Campo Colorado.



Bombeo Mecánico

Sistema Recoil (Col-25)

En el anexo A se describen algunos datos básicos del yacimiento del Campo Colorado.

³ CORREA J, Fabio R. Desarrollo de una Metodología para Interpretar Pruebas de Presión Tomadas con Herramientas Convencionales Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2008.

1.2. PROBLEMA DE PARAFINAS EN EL CAMPO COLORADO

En el Campo Colorado se presentan problemas operativos desde los inicios de su vida productiva debidos a la precipitación y depositación de parafina, los cuales ocasionan disminución de la producción, taponamiento en las líneas de subsuelo y superficie e incremento en el mantenimiento de equipos. Dichos problemas generan un aumento de costos operacionales y en algunos casos conllevan al abandono de los pozos.

Las principales arenas productoras del Campo Colorado son B y C de la formación mugrosa, estas arenas contienen crudos parafínicos con alta gravedad API (>30). El ingeniero EMILIANO ARIZA LEÓN determinó mediante una investigación la envolvente de precipitación de parafinas para el crudo de la arena B de la formación mugrosa, y encontró que el problema de precipitación de parafinas se presenta en la tubería de producción a una temperatura de 90 °F y una profundidad de 1550 ft. El crudo de la arena C de la formación mugrosa aún no cuenta con el umbral de cristalización de parafinas, por lo tanto, se desconoce el inicio de la precipitación, de igual forma se espera que el comportamiento no sea muy diferente al de la arena B, partiendo de la base que los crudos del Campo Colorado son muy homogéneos y de origen común.²

El problema de precipitación en el campo Colorado no es tan severo por que el punto de fluidez es distante del punto de cristalización, y se puede prevenir la depositación si hay producción continua en el pozo y se implementa un método efectivo y oportuno⁴.

La declinación en la producción en los pozos del Campo Colorado se promedia en un 15% anual.¹ Esta declinación es posible por factores tales como el detrimento o

⁴ ARIZA L, Emiliano. Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el Crudo del Campo Colorado. Bucaramanga, 2008.

no efectividad del método de levantamiento artificial, la reducción del índice de productividad o del factor de completamiento, el incremento del daño de formación como resultado de cambios físicos en los alrededores de la cara del pozo causantes de depositación de parafinas o asfaltenos o por la acumulación de arena, lodo o ripios, o por cambios en la presión en las proximidades de la cara del pozo, GOR, % agua u otras condiciones de yacimiento.

Este problema se ha tratado de solucionar mediante el método remedial de inyección de aceite caliente en las líneas de superficie y baches de químicos por el anular del pozo recirculados a través del equipo de subsuelo. Sin embargo, de acuerdo a algunos estudios realizados por parte del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), para campos cercanos al área de Colorado y con características semejantes respecto al problema de parafinas, la inyección de aceite caliente durante el pasado sin tener en cuenta características propias del crudo, puede ser la responsable de la actual baja productividad de los pozos por generar precipitación y/o depositación de parafinas directamente en la cara del pozo causando posible daño a la formación.¹

2. CERAS PARAFÍNICAS

2.1. DEFINICIÓN DE PARAFINAS

Las parafinas son compuestos no polares y térmicamente estables, formados por una mezcla de hidrocarburos saturados principalmente de cadena lineal de fórmula general C_nH_{2n+2} , con carbonos entre C20 y C60, con puntos de fusión de 100 °F a 211 °F respectivamente. Las parafinas son consideradas como una porción significativa en crudos que tienen una gravedad mayor a 30° API.

Existen parafinas que pueden precipitar de la solución bajo ciertas condiciones termodinámicas y son conocidas como “ceras parafínicas”. Las ceras son materiales complejos que contienen cadenas de alcanos lineales y ramificados, ciclo alcanos y en pequeñas cantidades aromáticos, resinas y asfaltenos.

2.2. FENÓMENO DE CRISTALIZACIÓN⁵

Las parafinas son componentes naturales del petróleo crudo que permanecen en la solución hasta que las condiciones de operación sean favorables para que estas precipiten, formando así sedimentos o depósitos. Entre las condiciones de operación de mayor influencia sobre la precipitación de la parafina esta la temperatura, cuando está alcanza o queda por debajo de su límite de solubilidad se presenta la separación de la cera del crudo, lo cual hace referencia a la cristalización de la cera.

⁵ ZHU, Tao. Evaluation of Wax Deposition and Its Control During Production of Alaskan North Slope Oils. University of Alaska Fairbanks. December 2008.

Cuando la parafina precipita forma cristales que son de naturaleza termoplástica. Se han distinguido dos tipos de cristales: cera macro cristalina o ceras intermedias compuestas principalmente por n-alcenos, con longitud de cadena dentro del rango C_{20} - C_{60} , que dan lugar a cristales grades, bien formados y quebradizos, y ceras micro cristalinas o amorfas que presentan una alta proporción de iso parafinas y ciclo parafinas del rango de C_{30} - C_{60} que dan lugar a cristales pequeños e irregulares que a su vez hacen que este tipo de cera tenga un punto de fusión más alto que el de las macro cristalinas.

Los cristales formados requieren de materiales nucleantes como los asfaltenos, los finos de formación o productos de corrosión que los agrupe para formar una estructura cristalina ordenada. Los cristales de parafina normalmente tienen forma de agujas, y si permanecen como cristales individuales, tienden a dispersarse en el crudo en vez de depositarse en la superficie. Un material nucleante usualmente presente reúne los cristales de parafina hacia el interior de una partícula espesa que es mucho más grande que los cristales individuales. Estos aglomerados pueden entonces separarse del crudo y formar depósitos en el sistema de producción⁶.

Las estructuras sólidas ordenadas son producidas a partir de una fase desordenada o solución diluida mediante tres procesos conocidos como nucleación, crecimiento y aglomeración.

El proceso en el cual aparecen los primeros núcleos cristalinos debidos a que, al caer la temperatura las fuerzas intermoleculares de atracción alcanzan un punto donde son más grandes que las interacciones solvente-parafina es conocido como nucleación. Una vez los núcleos son formados y la masa sólida separada de la solución, se inicia el proceso de crecimiento, fenómeno que ocurre sobre los sitios

⁶ PINZÓN, Sergio y ROJAS, Jonathan. Evaluación de Métodos Convencionales y No Convencionales Para la Remediación e Inhibición de la Precipitación de Parafinas en Pozos Petroleros. Bucaramanga 2006.

donde la energía de cohesión superficial entre el cristal y las parafinas libres es la más alta, y seguidamente ocurre la tercera etapa o proceso de aglomeración, en la que los cristales se agrupan dentro de partículas que se depositan o se organizan en redes cristalinas rígidas, fenómeno que se presenta cuando el producto es enfriado a una temperatura inferior a la que aparecen los primeros cristales de parafina, aumentando drásticamente el tamaño del cristal y modificando las propiedades reológicas de la solución.

2.3. FENÓMENO DE DEPOSITACIÓN⁵

La depositación de la cera parafínica durante la producción y el transporte del crudo es uno de los problemas más serios afrontados en fondo de pozo y en las operaciones de superficie.

Este proceso hace referencia a la formación de una capa de la fase sólida separada y al eventual crecimiento de ésta en una superficie en contacto con el crudo, y puede ocurrir a partir de mecanismos como: dispersión por corte, asentamiento gravitacional, movimiento browniano o a través del mecanismo de difusión molecular.

- Difusión molecular: para todas las condiciones de flujo, el petróleo estará en flujo laminar a través de la tubería, o por lo menos en una delgada subcapa laminar adyacente a la pared de la tubería. Cuando el petróleo se enfría habrá un gradiente de temperaturas a través de la subcapa laminar. Si las temperaturas están por debajo del nivel en donde los cristales sólidos de cera pueden precipitarse, entonces los elementos que fluyen en el crudo contendrán partículas sólidas precipitadas y la fase líquida estará en equilibrio con la fase sólida; es decir el líquido será saturado con los cristales de cera disueltos. El perfil de temperatura cerca de la pared dará lugar a un gradiente de concentración de cera disuelta, y este material

disuelto será transportado hacia la pared por la difusión molecular. Cuando este material de difusión alcanza la interfaz sólido/líquido, será precipitado fuera de la solución.

- Difusión Browniana: los pequeños cristales de cera sólida suspendidos en el crudo serán bombardeados continuamente por moléculas de aceite térmicamente agitadas. Estas colisiones conducirán a los pequeños movimientos brownianos al azar de las partículas en suspensión.
- Dispersión por corte: cuando pequeñas partículas son suspendidas en un fluido que está en movimiento laminar, las partículas tienden a moverse a la velocidad media y en la dirección del fluido circundante. La velocidad de la partícula es la que se perfila en su centro, y la partícula gira con una velocidad angular que es la mitad de la velocidad de corte del fluido. Si las partículas se acercan a una frontera sólida se reducirán tanto las velocidades lineales como angulares. Debido a la viscosidad del fluido, las partículas giratorias impartirán un movimiento circulatorio a una capa de fluido adyacente a la partícula. Esta región de fluido rotativa ejerce una fuerza de arrastre a las partículas vecinas. En un área de corte, cada partícula pasa e interactúa con partículas vecinas en líneas de corrientes lentas o rápidas en movimiento. Cuando solo dos partículas están presentes, lejos de una pared y con número de Reynolds muy bajo, estos encuentros transitorios resultaran en largos desplazamientos temporales. Como debe pasar, sus trayectorias son tales que las partículas se curvan una alrededor de otra y regresan a su perfil original. Así no hay ningún desplazamiento neto lateral. Si la concentración de partículas es alta no importa cuán, en ese momento un número significativo de interacciones multi partículas se va a producir. Estas colisiones multi partículas causan el transporte neto lateral y una dispersión de partículas.

- Asentamiento por gravedad: los cristales de cera precipitada son más densos que la fase líquida de aceite circundante. Por ello si las partículas existentes no interactúan, ellas se asentarán en un campo gravitacional y podrían ser depositadas en la parte inferior de las tuberías o tanques.

La precipitación aunque es una causa necesaria para la depositación no es suficiente para que esta ocurra, ya que dependiendo de la forma de los cristales, estos pueden permanecer dispersos en el crudo en lugar de depositarse sobre una superficie.

La composición de los depósitos depende de la naturaleza particular del crudo, ya que las condiciones que causan la depositación varían con cada pozo individual, pero generalmente esos depósitos están constituidos de hidrocarburos con elevado peso molecular tanto de cadena lineal como ramificada, de resinas y materiales asfálticos de naturaleza indeterminada, posiblemente de arena y sedimentos, y combinados también con algo de agua y crudo.

La depositación de la cera puede ser leve o lo suficientemente grave que es difícil de manejar. La consistencia de los depósitos va desde petróleos gelatinosos hasta la de una cera dura. Cuanto antes se diagnostique el problema en la vida del yacimiento, más fácil será diseñar una acción preventiva o gestionar un plan de control que reducirá o eliminará algunos de los problemas técnicos y económicos asociados con la depositación de cera.

2.4. PARÁMETROS QUE INFLUYEN EN LA PRECIPITACIÓN Y DEPOSITACIÓN DE CERA^{7,4,5}

La precipitación y depositación de parafina en pozos resulta de una gran variedad de causas entre las que se encuentran:

2.4.1. Temperatura. Parece ser el factor predominante y más crítico en la precipitación y depositación de cera debido a su relación directa con la solubilidad de la parafina.

La depositación de cera está caracterizada por las siguientes temperaturas:

- Punto de cristalización o WAT (Wax Appearance Temperature): es la temperatura a la cual se empiezan a formar los primeros cristales de parafinas en el petróleo.
- Punto de fluidez: es la temperatura a la cual el crudo deja de fluir debido a que la parafina cristalizada atrapa en su red cristalina las fracciones líquidas de este, formando una sustancia altamente viscosa en forma de gel.
- Punto de fusión: es la temperatura a la cual la sustancia pasa de sólido a líquido.
- Temperatura de gel: es aquella a la cual se inicia la formación de una red cristalina cuando el fluido está en reposo y se enfría por debajo del punto de fluidez.

⁷ AGUIRRE P, Ricardo G. Optimización de la Limpieza de Parafina en Pozos del Noreste Peruano Utilizando Unidad a Cable. Lima, Perú. 2004.

La deposición de la cera no ocurrirá hasta que la temperatura de operación esté por debajo del WAT, por lo tanto otros factores rigen la depositación de cera cuando la temperatura se encuentra en o por debajo del punto de cristalización.⁵

2.4.2. Composición físico-química del crudo. Los experimentos revelan que si la composición físico-química de la solución tiende a ser más liviana (disminución del peso molecular), disminuye el punto de cristalización, lo cual es favorable para asegurar el flujo de los hidrocarburos.

2.4.3. Presión. Cuando se altera el equilibrio termodinámico los cambios de presión, basados en la reducción de esta conllevan a iniciar la cristalización de las parafinas presentes, fenómeno causado por la volatilización de los carbonos más livianos, lo que disminuye la solubilidad de la parafina en el crudo.

2.4.4. Caudal de producción y tiempo de residencia. Caudales bajos ofrecen a la corriente de crudo en movimiento largos tiempos de residencia en el canal de flujo. Este incremento en el tiempo de residencia ocasiona mayor pérdida de calor hacia los alrededores, dando lugar a que la temperatura del crudo descienda posiblemente hasta ser inferior al WAT con lo cual se favorece la precipitación y deposición de cera.

2.4.5. Tipo y rugosidad de la tubería. Los centros de crecimiento para la formación de los cristales de parafina pueden ser provistos por una superficie rugosa y porosa tal como se presenta en las tuberías de acero usadas en la producción de petróleo.

2.4.6. Velocidad del fluido. La velocidad de la acumulación de parafina en una tubería de acero varía con la velocidad del fluido, alcanzando un máximo durante su comportamiento como fluido viscoso, en donde el fluido presenta bajas velocidades.

2.4.7. Relación gas/aceite. La presencia de gas actúa como un solvente en el crudo disminuyendo el punto de cristalización, esto es debido a que las burbujas de gas distribuidas en el crudo tienen una energía de presión adicional que ayuda al flujo; Igualmente, las moléculas de gas en solución ocupan un espacio entre las moléculas de parafina evitando su unión, cuando disminuye la presión o el flujo es restaurado.

2.5. ZONAS DE FORMACIÓN DE DEPÓSITOS⁸

El problema de la depositación de cera ha afectado a la industria del petróleo desde hace décadas, suscitando dos principales preocupaciones, técnica y económica al momento de su ocurrencia.

Los depósitos han sido reportados en todas las áreas de producción de crudo, desde la cara de la formación hasta las líneas de transporte, ocasionando reducción en la producción e incremento de los costos operativos debido a su prevención y/o remediación. Estos depósitos o acumulaciones han sido agrupados de la siguiente manera: parafina en la tubería de producción de pozos que producen tanto por flujo natural como por levantamiento artificial, parafina en las líneas de flujo, parafina en los tanques de almacenamiento y parafina en la cara de la formación.

2.5.1. Depósitos en la tubería de producción. Los depósitos son considerados como problemas técnicos asociados a la parafina, y la tubería de producción es uno de los lugares más comunes para que estos compuestos orgánicos se depositen. (Ver Figura 5). La precipitación de la cera en esta zona del sistema es muy común, debido a que a medida que el crudo asciende dentro de la tubería de producción se somete a una transferencia de calor con las paredes de la tubería, convirtiéndose esta zona en el punto crítico en donde puede iniciar la precipitación

⁸ Leo Noll. Treating Paraffin Deposits In Producing Oil Wells. January 1992.

y acumulación de parafina, fenómenos sujetos a la fuerte liberación de presión y caída de temperatura por debajo del punto de cristalización. El principal inconveniente reportado por la acumulación de parafina en esta zona está relacionado con la reducción del diámetro efectivo de la tubería, lo que conlleva a un descenso en la producción y a un incremento en la presión requerida para extraer el fluido.

Figura 5. Parafina depositada en la tubería de producción.



En los pozos que producen por flujo natural los depósitos formados en la tubería de producción ocasionan declinaciones anormales de producción hasta el completo abandono de los pozos, e incrementan la dificultad en la corrida de los equipos de subsuelo. El efecto de los depósitos en los pozos que producen con levantamiento artificial se manifiesta principalmente en un mayor desgaste en los equipos de bombeo, declinación de la producción, mayor consumo de energía, fallas en el movimiento de las varillas, rompimiento de varillas y de tubería de producción.

2.6. TRATAMIENTOS PARA EL CONTROL DE PARAFINAS^{7,8}

En la industria petrolera son diversos los tratamientos y tecnologías que se emplean para el control de parafina en los pozos productores. Estos pueden dividirse en términos generales en dos categorías, tratamientos de remoción o limpieza y tratamientos de inhibición.

2.6.1. Tratamientos de remoción o limpieza. Estos tratamientos son usados cuando los problemas de precipitación y depositación ya se han presentado, y tienen como objetivo remover el depósito.

Entre los tratamientos de limpieza más comúnmente usados se encuentran:

- Disolución con solventes: para la disolución de la cera se emplean solventes que suelen tener un alto contenido de aromáticos, estos solventes generalmente son calentados con el fin de obtener mejores resultados.
- Operaciones de corte de parafina: se emplean raspadores que cortan la parafina y la remueven de la tubería. El mayor beneficio obtenido es la limpieza total de las líneas por donde circula el crudo, pero este tipo de tratamiento no proporciona una solución a largo plazo para el problema que se presenta.
- Inyección de aceite caliente (hot oil): consiste en utilizar calor para lograr la disolución y remoción de los depósitos de parafina de un pozo. El proceso se lleva a cabo mediante la inyección de aceite caliente ya sea por el tubing o directamente por el espacio anular, cuando el método no es implementado de manera adecuada puede causar taponamiento significativo en las perforaciones o sistema poroso de la formación.

Generalmente las operaciones de corte de parafina y la inyección de aceite caliente son empleados en los campos de producción como primera alternativa para la remoción de los depósitos de parafina, debido a su facilidad de aplicación y su rápido efecto.

2.6.2. Tratamientos de inhibición. Son aplicados con el fin de prevenir la ocurrencia de los problemas de precipitación y depositación.

Entre los tratamientos y técnicas de inhibición mas empleadas se encuentran:

- Tratamientos químicos: emplean solventes, inhibidores o dispersantes de acuerdo a las características del crudo.
- Técnicas microbiológicas: 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.
- Tecnología electromagnética y magnética: la implementación de este tipo de tecnología apunta a una reducción de la precipitación de parafina en las paredes de la tubería o del tanque por la orientación de la cadena de hidrocarburos de parafina en el campo magnético.⁹

No existe un tratamiento de inhibición ni de remediación que sea aplicado de manera universal a los pozos que presentan problemas de precipitación y depositación de parafina incluso si son del mismo campo, debido a que las ceras parafínicas que se encuentran en diferentes pozos del mismo campo pueden variar en su composición, ya que las condiciones que causan la depositación varían con cada pozo individual. Se puede decir que ninguno de los tratamientos empleados para controlar los problemas mencionados es totalmente efectivo, por lo tanto en algunas ocasiones se hace necesario la implementación de manera

⁹ Michael Zettlitzer / RWE-DEA AG. Successful field application of chemical flow improvers in pipeline transportation of highly paraffinic crude oil in Kazakhstan. SPE No. 65118 (October 2008).

conjunta de tratamientos de limpieza y de prevención. Para poder seleccionar el tipo de tratamiento que será implementado para el control de parafinas se deben realizar estudios de laboratorio e investigaciones específicas con el crudo objeto de tratamiento.

2.7. TRATAMIENTO QUÍMICO

Este tipo de tratamiento para el control de parafina está basado en la dosificación de productos químicos a un pozo activo, los cuales deben ser seleccionados adecuadamente para prevenir, reducir o remover los depósitos de cera.

Para poder llevar a cabo la implementación de este método es necesario tener en cuenta los siguientes aspectos:

- a) Seleccionar el mejor tipo de productos químicos de acuerdo al objetivo del tratamiento.
- b) Definir la concentración o dosificación a la cual el control será más efectivo.
- c) Realizar pruebas en laboratorio y analizar los resultados obtenidos con estas.
- d) Definir detalladamente la metodología de aplicación y las condiciones de operación que asegure la efectividad del tratamiento.

2.7.1. Productos químicos. El control químico de los problemas de precipitación y depositación de cera se basa en el uso de cuatro categorías de químicos: solventes, dispersantes, surfactantes y modificadores de cristal.

2.7.1.1 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.

Este tipo de químicos disuelven un peso específico de parafina basado en el peso molecular de la parafina, la temperatura y la presión antes de que el poder del solvente se agote.

Frecuentemente dispersantes y/o surfactantes son agregados a estos solventes para mejorar la dispersión de la parafina.

La selección de un solvente para cualquier aplicación debe ser basada en su costo-efectividad en disolver un depósito orgánico específico. La aplicación del solvente tiene que adaptarse a las condiciones del pozo.

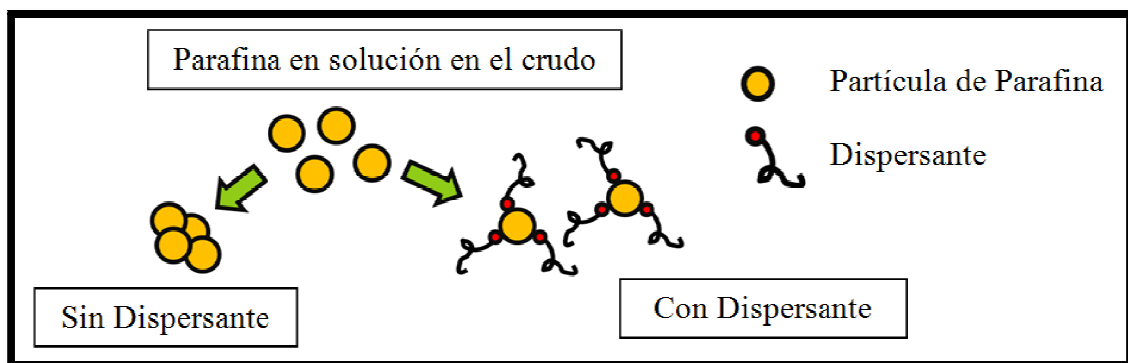
En la rama de los solventes, se encuentra el **Solvente mutual**, el cual tiene una alta solubilidad tanto en agua como en aceite, habitualmente utilizado en una serie de aplicaciones, como la eliminación de depósitos orgánicos, control de la mojabilidad de superficies de contacto antes, durante y después de un tratamiento, y para prevenir o romper emulsiones.

2.7.1.2 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. Están químicamente estructurados de tal manera que un extremo de la molécula es atraída a la parafina, mientras que el otro extremo es soluble en cualquiera de las dos fases aceite o agua, dependiendo de la fase en la que la parafina se dispersa. (Ver Figura 6).

Figura 6. Efecto de la aplicación del dispersante



Fuente: Yu Shen. Synthesis and Characterization of Oil-soluble Dispersants. Waterloo. Ontario, Canadá, 2006

El mecanismo de acción de los productos dispersantes sobre la parafina está influenciado por la acción de los surfactantes presentes en su composición.

Además de su acción preventiva o correctiva, los dispersantes causan efectos colaterales como mejorar el control de la corrosión. El control del crecimiento de parafina en la tubería de producción causa una reducción del estrés de corrosión, la limpieza y recubrimiento de la superficie del metal con el dispersante actúa como una lamina inhibidora protectora de la superficie interna de la tubería.

2.7.1.3 Surfactantes. Los detergentes o surfactantes de parafinas son una clase de agentes tensoactivos que están formados por dos grupos químicos, uno afín al agua llamado Hidrofílico (polar), y otro afín al aceite Lipofílico (no polar), este tipo de compuesto químico orgánico que se adsorbe y actúa en la interfase tiene la

capacidad de alterar las condiciones prevalecientes, y mezclados con fluidos acuosos, alcoholes o solventes mutuales pueden afectar favorable o desfavorablemente el flujo de hidrocarburos hacia el pozo.

Trabajan en la formación, tubería de producción y líneas de flujo sobre los cristales de parafina evitando su agrupación y su deposición en el sistema. La acción más importante que realizan es cambiarle la mojabilidad a la superficie de la tubería de aceite por agua. Los surfactantes actúan como una barrera para prevenir que la parafina haga contacto con la tubería.

Debido a que la acción de los surfactantes depende de las fuerzas electroestáticas, estos se clasifican de acuerdo a la naturaleza iónica del grupo soluble en agua o polar. Se dividen en: surfactantes aniónicos, surfactantes catiónicos, surfactantes anfotéricos, surfactantes no iónicos. Los surfactantes aniónicos y catiónicos se ionizan cuando se mezclan con agua, y ellos deben sus propiedades de actividad superficial a sus aniones y cationes, respectivamente. Los anfotéricos actúan ya sea como aniónicos o catiónicos, dependiendo de la acidez de la solución. Los surfactantes no-iónicos no se ionizan en soluciones acuosas. Son probablemente estos últimos los más versátiles de todos para la estimulación de pozos, ya que estas moléculas no ionizan, no tienen carga en solución alguna, adicionalmente tienen la ventaja de que son estables con la mayoría de los productos químicos en las concentraciones usuales de empleo.

2.7.1.4 Modificadores de cristal. 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.¹⁰ Estos productos actúan a nivel molecular para alterar la tendencia de las moléculas de parafina a acumularse unas con otras, por consiguiente

¹⁰ James B. Dobbs, SPE, UNICHEM. A Unique Method of Paraffin Control in Production Operations. SPE No. 55647 (Mayo 1999).

reduciendo la capacidad de la parafina de formar una red cristalina dentro del petróleo.

Estos compuestos producidos sintéticamente están diseñados para interactuar con la aglomeración de parafina, no disolverán, ni dispersarán ni removerán la parafina que ya ha sido depositada, lo que harán será inhibir la posterior depositación.

Adicionalmente a la capacidad que tienen para reducir la formación de cristales de cera, también evitan que la parafina se pegue a las paredes de la tubería y cómo influye en las propiedades de la matriz del cristal de parafina, afecta el punto de fluidez y por ende el punto de nube, por eso a veces los modificadores son llamados depresores del punto de fluidez.

Los polímeros y copolímeros son los modificadores de cristal más comunes para reducir la depositación de parafina en los pozos de petróleo. Estos productos químicos son: polietileno, copolímero esters, copolímeros etilenvinil acetato, copolímeros olefina-ester, copolímeros ester-vinil acetato, y resinas alquil fenol. Polímeros adicionales están siendo desarrollados para aumentar la habilidad del manejo de los problemas de parafinas.

Los modificadores de cristal son altamente selectivos y frecuentemente son sólo efectivos sobre un limitado número de crudos. Usualmente necesitan ser drásticamente diluidos con solventes para que sean bombeados, debido a que son materiales cerosos que exhiben puntos de fusión altos.

2.7.2. Aplicación de productos químicos.¹¹ El tipo de tratamiento se aplica de acuerdo a las características y condiciones del sistema, y al tipo de producto a ser usado. Los métodos de aplicación empleados son los tratamientos continuos (inducción continua del químico) y los tratamientos por baches (inyección cíclica

¹¹ Wang Biao and Dong Lijian, Research Inst. of Petrol. E&D of CNPC, China. Paraffin Characteristics of Waxy Crude Oils in China and the Methods of Paraffin Removal and Inhibition. SPE. 29954. (Nov. 1995).

del químico), ambos métodos son adoptados para inyectar el químico desde el anular hacia el pozo, es decir circular el químico por el anular y retornarlo a través del tubing, para remover el sedimento de parafina que se encuentra adherido a la pared de la tubería de producción.

2.7.2.1 Método continuo. El método continuo consiste en una bomba especial de inyección instalada en la cabeza del pozo (wellhead) y a través de una fuerza impulsiva producida por el movimiento ascendente y descendente de la unidad de bombeo se impulsa el pistón de la bomba de inyección, haciendo que el químico caiga dentro del pozo.

2.7.2.2 Método por baches. El tratamiento por baches puede ser llevado a cabo usando un camión de inyección de químicos o mediante la inyección del químico directamente por el anular. El volumen de químicos y la frecuencia de aplicación para este tipo de tratamientos dependerá principalmente de la gravedad del problema y de la relación costo beneficio.

Camión de inyección de químicos: El tratamiento por baches es llevado a cabo usando un camión de bombeo con un acople rápido que agrega el removedor de parafina a partir del anular al pozo en un tiempo prescriptivo. (Ver figura 7).

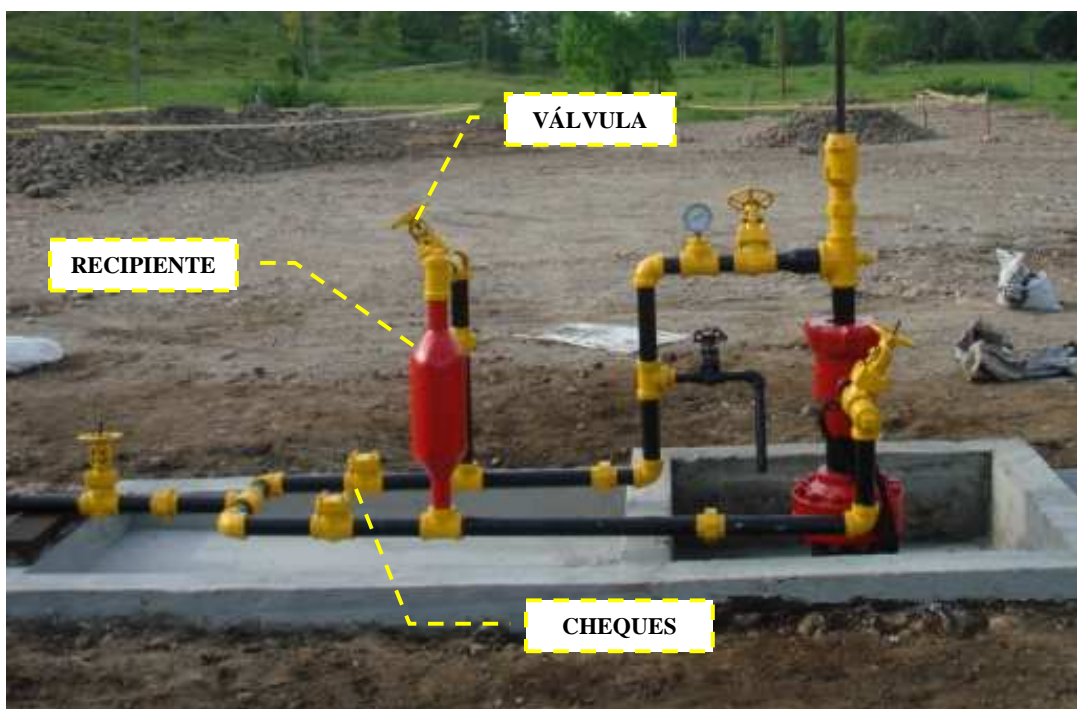
Figura 7. Camión de Inyección de químicos.



Fuente: <http://www.big eaglehydrovac.com/services/servicesHotOiling.html>

- Sistema de recirculación de químicos: este sistema está compuesto por una serie de válvulas, cheques y un recipiente para almacenar químico. El recipiente está conectado a la línea del tubing y a la línea del casing con el propósito de crear un ciclo durante la recirculación del químico. Este sistema es de origen Colombiano y se le denomina “carevaca”. (Ver figura 8).

Figura 8. Sistema de recirculación de químicos “Carevaca”.



3. METODOLOGÍA DE TRABAJO EN LA APLICACIÓN DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA CONTROL DE PARAFINAS

La metodología de trabajo para llevar la aplicación del tratamiento se muestra en la figura 9.

Figura 9. Secuencia de la metodología.



3.1. CARACTERIZACIÓN FÍSICOQUÍMICA DEL TRATAMIENTO QUÍMICO

La primera etapa está enfocada en realizar un análisis de las propiedades del tratamiento químico a aplicar tales como punto de ebullición, pH, densidad y solubilidad. Caracterizar el tratamiento permite conocer sus límites de aplicación, es decir hasta qué punto el tratamiento puede funcionar.

3.2. POZOS CANDIDATOS

Esta etapa busca analizar los pozos del Campo Colorado y de acuerdo a una serie de criterios seleccionar los posibles pozos candidatos para llevar a cabo la aplicación del tratamiento químico. La información a analizar por pozo es la siguiente:

- Pozo en producción: debido a que el tratamiento químico se debe recircular con el pozo en producción (unidad de bombeo mecánico encendida) y a que se debe llevar un control de producción antes, durante y después de la aplicación del tratamiento es fundamental que el pozo cumpla con este criterio de selección.
- Estado de facilidades de superficie: este criterio es clave puesto que el pozo debe contar con un sistema de recirculación de químicos que permita inyectar el tratamiento.
- Arena productora: se debe seleccionar un pozo cuyas arenas productoras no generen ninguna reacción al contacto con el tratamiento químico a aplicar.
- Corte de agua: el tratamiento se debe mezclar con el crudo para lograr su efecto sobre las parafinas y la presencia de una cantidad considerable de agua podría afectar la solubilidad del tratamiento en el crudo, reduciendo significativamente su efecto sobre las parafinas.
- Estado de la bomba y válvulas en fondo de pozo: el estado de la bomba y de las válvulas en fondo de pozo debe estar en las mejores condiciones de operación con el fin de evitar cálculos erróneos al momento de evaluar el funcionamiento del tratamiento.

- Severidad del problema de parafina: con el fin de analizar la efectividad del tratamiento, es importante seleccionar un pozo en el cual el problema de parafinas sea frecuente.
- Estado de la vía de acceso al pozo: el desplazamiento del personal y del tratamiento químico hasta el pozo se debe realizar de forma segura, por lo cual se recomienda que la vía de acceso al pozo este en buenas condiciones.

3.3. SELECCIÓN DE POZO PILOTO

En esta etapa se realiza la selección del pozo piloto para la aplicación del tratamiento químico; mediante un análisis riguroso se selecciona el pozo que cumpla con el mayor número de criterios establecidos.

3.4. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD

Una vez se ha seleccionado el pozo se deben realizar unas pruebas que permitan establecer la compatibilidad que existe entre el tratamiento y la arena productora, las pruebas a realizar son mojabilidad y detergencia.

- Mojabilidad: Se realiza para determinar la tendencia del tratamiento a mojar la roca del yacimiento por agua o por aceite.
- Detergencia: Con ella se determina la capacidad de limpieza del tratamiento y la mojabilidad que induce el mismo en la formación.

3.5. DISEÑO EXPERIMENTAL

Un diseño experimental consiste en planear la forma como se va a llevar a cabo el experimento, cuales pruebas y de qué manera se deben realizar. En esta ocasión

se busca determinar el impacto de ciertos factores del proceso sobre una característica del producto final.

En el anexo B se encuentra una breve descripción del diseño de experimentos.

3.6. INYECCIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO

Esta etapa es quizá la más importante y en la cual se debe tener especial cuidado. De acuerdo al diseño experimental planteado, se debe seguir el plan de aplicación teniendo en cuenta todos los cuidados para no incurrir en errores experimentales.

Antes y después de cada aplicación del tratamiento químico se deben tomar muestras de crudo en superficie con el fin de llevar un monitoreo de las propiedades involucradas en el problema de precipitación y depositación de parafina. Durante la inyección del tratamiento químico al pozo se debe contar con la presencia del operario del campo, quien guiará todo el proceso de aplicación siguiendo ciertas normas de seguridad.

3.7. SEGUIMIENTO Y EVALUACIÓN

La última etapa planteada en la metodología se basa en la evaluación de las propiedades fisicoquímicas a las muestras tomadas antes y después de cada aplicación de tratamiento químico, así como también de un seguimiento a la producción de crudo del pozo a lo largo de las aplicaciones. Las propiedades de mayor interés para analizar la efectividad del tratamiento químico son: punto de cristalización, punto de fluidez, contenido de ceras en crudo, viscosidad dinámica, comportamiento reológico y la gravedad API.

A continuación se detalla el propósito de realizar cada una de las pruebas mencionadas.

3.7.1. Punto de nube y fluidez dinámico. La prueba se realiza para determinar la influencia del tratamiento químico sobre las temperaturas de cristalización y de fluidez del crudo, y para comprobar si el tratamiento logra disminuir significativamente la precipitación y depositación de ceras.

3.7.2. Contenido de ceras. Esta prueba se realiza para determinar el porcentaje en peso de las ceras presentes en una muestra de crudo, si el contenido de ceras es alto, entonces el valor de la viscosidad aumentará siempre y cuando sea medido a temperaturas inferiores a la del punto de cristalización.

3.7.3. Comportamiento reológico. El objetivo de la prueba es describir el comportamiento del crudo a partir de variables como la temperatura, gradiente de velocidad de deformación, viscosidad y el esfuerzo cortante.

3.7.4. Variación de la viscosidad del crudo. La prueba tiene como fin describir el comportamiento del crudo cuando es sometido a temperaturas inferiores y superiores a la del punto de cristalización. Sujeto al hecho de que a temperaturas superiores a la del punto de cristalización el crudo usualmente se comporta como fluido Newtoniano y a temperaturas inferiores a la del punto de cristalización y hasta el entorno del punto de fluidez se comporta como no Newtoniano.

3.7.5. Gravedad API. El objetivo principal de esta prueba es el de analizar un eventual cambio de la gravedad API del crudo con la aplicación del tratamiento en el transcurso de las cuatro aplicaciones.

3.7.6. Producción del pozo durante el periodo de aplicación. El monitoreo de la producción se debe hacer para evaluar el comportamiento del pozo después de aplicado el tratamiento.

Los principios teóricos para las propiedades más relevantes en este estudio se describen en el Anexo C.

4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

4.1. CARACTERIZACIÓN FISICOQUÍMICA DEL TRATAMIENTO QUÍMICO

El tratamiento químico seleccionado para el control de parafinas en la tubería de producción en el Campo Colorado fue el evaluado y recomendado en el trabajo de grado *“EVALUACIÓN DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA EL CONTROL DE PARAFINA EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO”* realizado por los estudiantes ISMAEL ORLANDO OCHOA Y SERGIO LÓPEZ ARTEAGA, en el año 2009, en el cual se determinó la mejor combinación de cuatro productos químicos que componen el tratamiento, esta combinación se basa en la reducción del punto de cristalización, logrando con ello disminuir significativamente la precipitación y depositación de parafinas. La combinación fue hallada en base a pruebas realizadas al crudo del pozo Colorado 25.

Los productos químicos que conforman el tratamiento, sus propiedades y el porcentaje de volumen recomendado para cada uno de ellos se especifican la tabla 1.

En la tabla 2 se muestran los resultados de la caracterización del tratamiento químico. Las pruebas de punto de ebullición, pH y densidad se realizaron en los laboratorios de la Escuela de Ingeniería Química de la Universidad Industrial de Santander.

Tabla 1. Características del tratamiento químico.

Producto	Descripción general	%Volumen recomendado
Dispersante A	<ul style="list-style-type: none"> • Es un producto formulado para dispersar parafinas, asfáltenos y sedimentos provenientes de las operaciones normales en la Industria Petrolera. • Se compone de tensoactivos y dispersantes. • Tiene alto punto de inflamación y es biodegradable. • Es compatible con otros solventes y alcoholes. 	4%
Surfactante B	<ul style="list-style-type: none"> • Es un tensoactivo de naturaleza no iónica. • Posee una fuerte acción detergente y desestabiliza o previene la formación de emulsiones. • Moja las arenas por agua. • Soluble en agua, ácidos e hidrocarburos. 	2%
Solvente C	<ul style="list-style-type: none"> • Solvente alifático. • Producto incoloro, de olor agradable y con poder solvente, ampliamente utilizado en la industria petrolera para disolver parafina. 	86%
Solvente mutual D	<ul style="list-style-type: none"> • Producto liquido transparente de alto poder de solvencia de resinas. • Soluble en agua e hidrocarburos • No iónico • Moja las arenas por agua 	8%

Tabla 2. Caracterización fisicoquímica del tratamiento químico.

PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS	RESULTADO
Punto de ebullición	162 °C (323,6 °F)
pH	6,49
Densidad a 24,4 °C	0,812 g/cm ³
Estado físico	Líquido
Solubilidad	Soluble en hidrocarburos

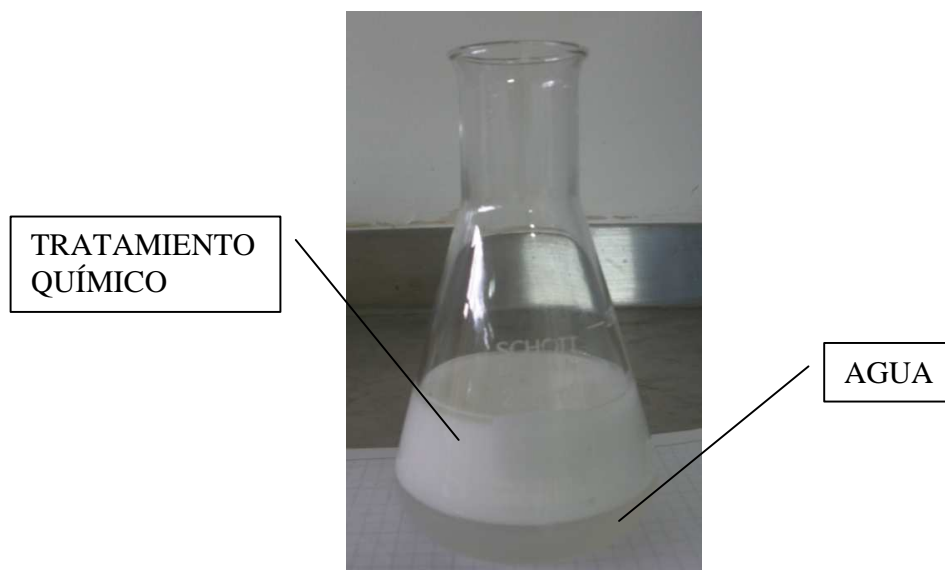
El valor del punto de ebullición (323,6 °F) indica que el tratamiento conserva su estado líquido a la temperatura más alta (174 °F, formación mugrosa, arenas C) que puede alcanzar durante la recirculación en el pozo.

El tratamiento presentó un pH de 6,49 lo cual indica que tiene un carácter ácido, pero los productos químicos que conforman el tratamiento son de naturaleza orgánica por lo tanto no se presenta corrosión en la tubería de producción.

El valor de la densidad del tratamiento (0,812 g/cm³ a temperatura ambiente) mostró ser menor al del crudo (0,826 g/cm³ a temperatura ambiente), lo cual garantiza que el tratamiento se mantendrá en recirculación con el crudo durante el tiempo seleccionado.

La prueba de solubilidad realizada en el laboratorio de fluidos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos demostró que el tratamiento es soluble en hidrocarburos e insoluble en agua, en la figura 10 se aprecia la formación de dos fases al mezclar el tratamiento con agua.

Figura 10. Formación de dos fases en la prueba de solubilidad.



4.2. POZOS CANDIDATOS

Para la preselección de los pozos el día 16 de febrero de 2010 se realizó una visita al Campo Colorado y se corroboró la información de los posibles pozos candidatos. De esa visita y del análisis comparativo de los criterios anteriormente establecidos se elaboró la siguiente matriz de preselección. Ver tabla 3.

Tabla 3. Matriz de pozos candidatos para aplicación de tratamiento químico.

POZO	BLOQUE	PROFUNDIDAD [ft]	PRODUCCIÓN A LA FECHA [BOPD]	% CORTE DE AGUA	ARENA PRODUCTORA	ESTADO BOMBA Y VÁLVULAS	ESTADO FACILIDADES DE SUPERFICIE	SEVERIDAD PROBLEMA PARAFINA	ESTADO VÍA DE ACCESO	RESULTADO
COL-25	I	2520	5	0	B	NO USA BOMBA NI VARILLAS	SISTEMA RECOIL.	SE HAN EFECTUADO TRABAJOS DE LIMPIEZA	BUENA	NO TIENE SISTEMA DE RECIRCULACIÓN
COL-37	VI	7069	8	25	B C D E	GAS EN LA BOMBA. VÁLVULAS OK.	CABEZAL OK. EMPAQUES OK. SIST. DE RECIRCULACION OK.	SE HAN EFECTUADO TRABAJOS DE LIMPIEZA	REGULAR	PRE-SELECCIONADO
COL-38	I	4220	9	50	B C	GOLPE EN BOMBA. FALLA EN VÁLVULAS.	CABEZAL OK. EMPAQUES OK.	SE HAN EFECTUADO TRABAJOS DE LIMPIEZA	BUENA	PRODUCCIÓN DE AGUA
COL-70	II	3811	2	0	B C	BOMBAS OK. VÁLVULAS OK.	CABEZAL OK. EMPAQUES OK.	SE HAN EFECTUADO TRABAJOS DE LIMPIEZA	BUENA	PRE-SELECCIONADO
COL-75	V	5656	6	0	B C	GOLPE EN BOMBA. FUGA EN VÁLVULA VIAJERA.	CABEZAL OK. EMPAQUES OK.	HA REPORTADO MAYOR PRESENCIA DE PARAFINA	REGULAR	PRE-SELECCIONADO

	DESCARTADO
	PRE-SELECCIONADO

Es importante recordar que esta etapa se llevó a cabo antes de que en el Campo Colorado se empezaran a realizar los trabajos de reactivación de pozos, por lo tanto en la matriz anterior solo se analizó la información de los pozos que a la fecha de preselección y selección (febrero y marzo de 2010) se encontraran activos.

Se descartaron los pozos colorado 25 y colorado 38 para llevar a cabo la aplicación tratamiento químico ya que el primero no cuenta con sistema de recirculación de químicos y el segundo tiene un alto corte de agua lo cual afecta la solubilidad del tratamiento en el crudo. De esta forma se preseleccionaron los posibles pozos para llevar a cabo la implementación del tratamiento químico para el control de parafinas en la tubería de producción, siendo estos los pozos Col-37, el Col 70 y el Col-75.

4.3. SELECCIÓN DE POZO PILOTO

En la tabla 4 se observa la matriz de selección de la cual finalmente se eligió el pozo para aplicar el tratamiento químico.

Tabla 4. Matriz de selección del pozo piloto.

POZO	BLOQUE	PROFUNDIDAD [ft]	PRODUCCIÓN A LA FECHA [BOPD]	% CORTE DE AGUA	ARENA PRODUCTORA	ESTADO BOMBA Y VÁLVULAS	ESTADO FACILIDADES DE SUPERFICIE	SEVERIDAD PROBLEMA PARAFINA	ESTADO VÍA DE ACCESO	RESULTADO
COL-37	VI	7069	8	25	B C D E	GAS EN LA BOMBA. VÁLVULAS OK.	CABEZAL OK. EMPAQUES OK. SIST. DE RECIRCULACION OK.	SE HAN EFECTUADO TRABAJOS DE LIMPIEZA	REGULAR	PRE-SELECCIONADO
COL-70	II	3811	2	0	B C	BOMBAS OK. VÁLVULAS OK.	CABEZAL OK. EMPAQUES OK.	SE HAN EFECTUADO TRABAJOS DE LIMPIEZA	BUENA	PRE-SELECCIONADO
COL-75	V	5656	6	0	B C	GOLPE EN BOMBA. FUGA EN VÁLVULA VIAJERA.	CABEZAL OK. EMPAQUES OK.	HA REPORTADO MAYOR PRESENCIA DE PARAFINA	REGULAR	SELECCIONADO

	PRE-SELECCIONADO
	SELECCIONADO

Se descartaron los pozos Colorado 37 y Colorado 70, debido a que el primero presenta variedad de arenas productoras lo cual dificulta el análisis de las propiedades estudiadas, además de tener corte de agua del 25 %, y el segundo se descartó porque es un pozo que no aportaba columna de fluido, lo cual

representa un inconveniente para el desarrollo adecuado de las distintas aplicaciones.

Después de analizar los criterios presentados en la matriz de selección, se decidió que el pozo Colorado 75 (ver figura 11) era el más adecuado para la implementación del tratamiento químico.

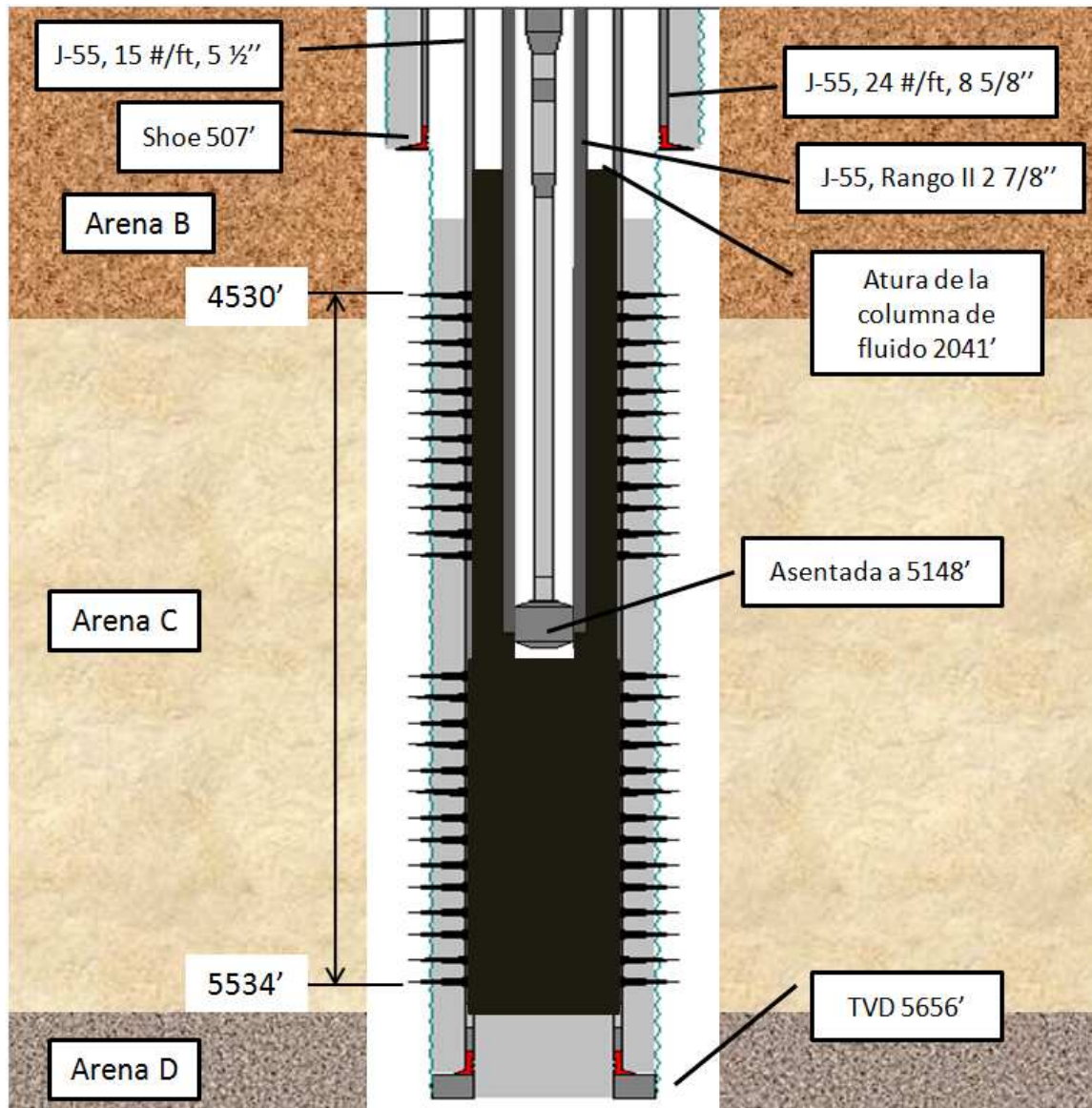
Figura 11. Fotografía del pozo Colorado 75.



4.3.1. Datos básicos del pozo Colorado 75.

<u>Localización:</u>	N 1'245.377 E 1'038.648
<u>Inicio perforación:</u>	26/Sep./1.962
<u>Completado:</u>	19/Nov./1.962
<u>Profundidad total:</u>	5.656 ft, fondo encontrado: 5.502, Agosto-2010
<u>Intervalos cañoneados:</u>	13 (1 de la zona B y 12 de la zona C)
Tope de intervalos:	4530 ft
Base de intervalos:	5534 ft (no encontrado)
<u>Estado del pozo:</u>	Activo
<u>Producción actual:</u>	23 BOPD en promedio (Octubre de 2010)
<u>Ultimo trabajo de limpieza:</u>	9 de Agosto de 2010
<u>Acumulado de Petróleo:</u>	100.000 Bls Aprox. Agosto de 2010.
<u>Sistema de levantamiento:</u>	Bombeo mecánico (ver figura 12)
Unidad:	Lufkin 3-22 B
Motor:	Eléctrico, Econopac II, 30 hp
Recorrido:	22"
Strokes por minuto:	11,5
<u>Casing de superficie:</u>	15 JTS @ 507', tipo: J-55, 24 #/ft, 8 5/8"
<u>Casing de producción:</u>	140 JTS @ 5631', tipo: J-55, 15,5 #/ft, 5 1/2"
<u>Sarta de producción:</u>	168 JTS @ 5147', tipo: J-55, rango II, 2 7/8"
<u>Varillas:</u>	N°var: 102, Long. 2250, 3/4" N°var: 101, Long. 2225, 5/8"
<u>Bomba:</u>	RHBC, 2" x 1-1/4" x 8 x 10', Nueva
Sumergencia:	1655 ft
Asentada a:	5.502 ft

Figura 12. Estado mecánico actual del pozo Colorado 75. (22 Octubre 2010).



En la tabla 5 se muestran los trabajos de workover realizados en el pozo Colorado 75 debido a la depositación de parafinas desde los inicios de su vida productiva.

Tabla 5. Trabajos realizados en el pozo Colorado 75 para el control de parafinas.

FECHA	TRABAJOS REALIZADOS				
	Cambio de bomba	Cambio de varillas	Cambio de tubería y limpieza	Inyección de aceite caliente	OTRO
03/09/1964	X		X		
16/06/1966	X		X		
26/02/1968	X		X		
30/08/1969	X		X		
1/10/1969					X
14/06/1971	X		X		
29/05/1972	X			X	
06/11/1972	X			X	
08/03/1973	X			X	
4/04/1973	X				
28/03/1973	X			X	
27/12/1973					X
14/04/1974	X			X	
10/05/1975	X			X	
04/04/1975	X			X	
20/10/1976	X			X	
27/11/1976	X			X	
11/02/1977	X			X	
15/06/1978	X			X	
12/10/1979	X			X	
04/01/1980	X	X		X	
13/07/1980					X
20/10/1980	X			X	
19/04/1981	X			X	
4/08/1981	X			X	
3/03/1982	X			X	
13/07/1982	X			X	
18/07/1982				X	X
24/07/1982	X				
07/07/1984	X	X		X	
18/11/1986	X			X	
19/11/1989	X			X	
03/11/1993	X			X	
08/09/1994		X			
2007					
04/04/2008	X	X	X		
26/08/2010	X	X	X		

Con base en los datos reportados en la tabla 5, se puede concluir que el pozo Colorado 75 tiene un problema de precipitación y depositación de parafina constante ya que cuenta con una gran cantidad de trabajos asociados a limpieza de parafina.

4.3.2. Caracterización fisicoquímica del crudo y del material orgánico del pozo colorado 75.

El crudo del pozo Colorado 75 por su gravedad API (41,3) se caracteriza como un crudo liviano; de acuerdo con su composición es de naturaleza parafínica. El material sólido extraído del pozo Colorado 75 presenta altas proporciones de carbonos entre C10 a C28 y C39 a C60,¹² lo que indica la presencia de alcanos lineales y ramificados y posible presencia de naftenos en pequeña proporción. Según la clasificación del material orgánico ceroso del crudo, el material proveniente de este pozo corresponde al tipo de cera intermedia ó macro cristalina. En la tabla 6 se observan algunas propiedades del crudo, en la tabla 7 se detalla el análisis SARA del mismo, y en la tabla 8 el análisis SARA del depósito sólido.

Tabla 6. Propiedades fisicoquímicas del crudo

Propiedad	Unidad	Valor
Densidad a 60 °F	g/mL	0.818
Gravedad API	°API	41,3
Contenido de ceras	% Peso	19
Punto de fluidez	°F	< 0
Punto de nube	°F	22

¹² POVEDA, M. Diana, M. Diseño de un Tratamiento Químico para Remover Depósitos Orgánicos a Nivel de la Cara de la Formación. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga 2009.

Tabla 7. Análisis SARA del crudo¹²

Fracción	Unidad	Valor
Saturados	% Peso	61,27
Aromáticos	% Peso	26,12
Resinas	% Peso	12,32
Asfaltenos	% Peso	0,29

Tabla 8. Análisis SARA para material orgánico¹²

Fracción	Unidad	Valor
Saturados	% Peso	52,56
Aromáticos	% Peso	16,04
Resinas	% Peso	24,05
Asfaltenos	% Peso	7,35

- **Índice de Inestabilidad Coloidal**

$$IIC = 1,60$$

El índice de inestabilidad coloidal es superior a 0,9 por lo que se considera que el crudo del pozo Colorado 75 presenta tendencia Inestable, lo que quiere decir que aunque las fracciones de asfaltenos presentes en la muestra son bajas, con un pequeño cambio de temperatura y presión los asfaltenos en solución tienden a aglomerarse y a precipitar junto con el material orgánico, incrementando el problema de precipitación.

4.4. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD ROCA-FLUIDO

Debido a que no se conocía el comportamiento del tratamiento con las arenas C de la formación mugrosa, fue necesario realizar pruebas de compatibilidad roca-fluido para evaluar el comportamiento del tratamiento con dichas arenas.

Las pruebas de mojabilidad y detergencia se realizaron para arenas C (a 4004' de profundidad) pertenecientes al pozo Colorado 21 y se llevaron a cabo en el laboratorio de fluidos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos.

- Mojabilidad Visual: En la figura 13 se observa la dispersión de la arena en la fase acusa, por lo tanto se concluyó que el tratamiento moja las arenas por agua.

Figura 13. Prueba de mojabilidad.



- Detergencia: en la figura 14 se observa que el tratamiento mostró una buena detergencia, esto se aprecia por el hecho que la arena queda bastante limpia de crudo transcurrido un tiempo.

Figura 14. Prueba de detergencia.



En el anexo D se detalla la forma como se realizaron las pruebas de mojabilidad y detergencia.

Adicionalmente se consultó la investigación realizada en la tesis “IDENTIFICACIÓN DE LOS FACTORES GEOLÓGICOS QUE AFECTAN LAS CARACTERÍSTICAS GEOQUÍMICAS DE LOS CRUDOS DEL CAMPO ESCUELA COLORADO” por la estudiante SILVIA TOLOZA en el año 2009, en la cual se llegó a la conclusión de que los crudos son muy homogéneos y de origen común, y no se encontraron factores geológicos que afecten la composición geoquímica de los crudos, por lo cual el tratamiento no debería generar ninguna reacción indeseada en la cara de la formación (mugrosa, arena C).

4.5. DISEÑO EXPERIMENTAL

El diseño experimental se desarrollo de la siguiente manera:

- Se analizaron los principales factores que influyen en la precipitación de la parafina, con el fin de entender y delimitar el problema en estudio.
- Para elegir la variable de respuesta se realizó un estudio de las propiedades que caracterizan la precipitación de parafinas, y finalmente se encontró que la propiedad más significativa era el punto de cristalización. Así pues se definió como variable de respuesta.

Los factores a estudiar se definieron con base en la literatura estudiada, la cual menciona que los factores que posiblemente pueden influir sobre el punto de cristalización son: la cantidad de tratamiento a aplicar y el tiempo que dure en contacto con el crudo, identificando este último como el tiempo de recirculación del tratamiento. Se seleccionó el volumen de tratamiento a aplicar y tiempo de recirculación como variables que influyen sobre el proceso de implementación en campo, tratando de prever el efecto de

variar el volumen de aplicación y el tiempo de recirculación sobre el punto de cristalización.

- Para determinar el número de aplicaciones de tratamiento químico a implementar en el pozo piloto y el impacto de los factores estudiados sobre la variable de respuesta, se empleó un diseño factorial de experimentos 2^k , donde k es el número de factores a estudiar, en este caso $k = 2$, y el número base 2 representa los niveles de experimentación, un nivel alto y uno bajo. De esta forma, se deben implementar 4 aplicaciones, con una frecuencia de aplicación definida de acuerdo a la severidad del problema de parafinas en el pozo. Con el fin de mantener un control constante sobre la precipitación y depositación de parafina en la tubería de producción se designó que el tiempo entre cada aplicación sería de 8 días.
- Para determinar el valor de los niveles de cada factor se realizó una serie de investigaciones que proporcionaran la información necesaria para definir adecuadamente el valor de cada nivel. Se debe seleccionar la dosificación y los parámetros de operación a los cuales se logre la mayor efectividad del tratamiento a menores costos. Por lo tanto, los niveles de volumen bajo y alto se seleccionaron con base en las condiciones operacionales del sistema de recirculación de químicos y de acuerdo al costo beneficio a obtener. Como nivel bajo del factor volumen se decidió emplear 2,5 galones, puesto que en pozos con baja producción de crudo, el sistema de recirculación de químicos utiliza una botella o recipiente de 2,5 galones y adicionalmente fue la cantidad de tratamiento recomendada en una investigación anterior.¹³ Para definir el nivel alto se analizaron factores como el costo beneficio a obtener, la severidad del problema de parafinas en el pozo y la cantidad de crudo a interactuar con el tratamiento.

¹³ OCHOA LARA, Ismael y LÓPEZ ARTEAGA Sergio. Evaluación de un tratamiento químico para el control de parafina en el crudo del Campo Colorado. Bucaramanga, 2009.

Finalmente con base en lo mencionado anteriormente se determinó que el volumen de tratamiento para el nivel alto en el diseño experimental sería de 7,5 galones.

- Se tomó el tiempo de recirculación (tiempo total en el que el tratamiento combinado con el crudo fluye a través del equipo de subsuelo) como la otra variable estudiada con el fin de observar el efecto en el valor del punto de cristalización. Los niveles bajo y alto de tiempo de recirculación fueron seleccionados de acuerdo a unas pruebas de disolución realizadas en laboratorio en las cuales se analizó la solubilidad de la cera parafínica al contacto con el tratamiento. Las pruebas de solubilidad se realizaron a temperatura de formación (174 °F), y mostraron que el tratamiento logra un mayor porcentaje de disolución de cera parafínica a mayores tiempos de contacto (parafina-tratamiento).

Las condiciones operacionales del pozo luego de los trabajos de varilleo (4 y 26 de agosto) fueron determinantes para la selección del tiempo de recirculación. La producción incrementó de 7 Bls/d a 25 Bls/d (valores estimados), lo cual por razones económicas es indicativo de que el pozo no debe permanecer mucho tiempo en recirculación.

Por motivos económicos y con base en pruebas de disolución se decidió recircular el tratamiento a 3 y 5 horas como niveles bajo y alto respectivamente.

La tabla 9 muestra los factores estudiados con sus respectivos niveles.

Tabla 9. Matriz para el diseño factorial de experimentos

Variables estudiadas	Niveles	
	0	1
Volumen de aplicación (galones)	2,5	7,5
Tiempo de recirculación (horas)	3	5

En la tabla 10 se observa la distribución de los niveles para la aplicación del tratamiento químico en el pozo.

Tabla 10. Matriz del diseño experimental.

Experimento	Factores estudiados		Variable de respuesta
	Volumen de tratamiento (gal)	Tiempo de recirculación (h)	Punto de cristalización °C
1	7,5	5	?
2	7,5	3	?
3	2,5	5	?
4	2,5	3	?

En la tabla 10 el signo de interrogación representa el valor de la variable de respuesta.

4.6. INYECCIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO

El día 4 de agosto de 2010, se dio inicio a los trabajos de varilleo en el pozo Colorado 75 debido a problemas operacionales que afectaban su productividad. En dichos trabajos se realizó cambio de bomba y limpieza de parafina en tubería. Posterior a los trabajos realizados el pozo quedó con producción intermitente por lo que fue necesario un segundo trabajo que se realizó los días 25 y 26 de agosto, después de este trabajo el pozo quedó con flujo continuo aportando entre 20 y 30 BOPD.

El día 9 de septiembre del 2010 se inició la aplicación de tratamiento en el pozo, en total fueron 4 aplicaciones llevadas a cabo cada 8 días con volúmenes de 2,5 y 7,5 gal y con tiempos de recirculación de 3 y 5 horas como se planteó en el diseño experimental. En la tabla 11 se describe el orden de las aplicaciones y la fecha en que fueron realizadas.

Tabla 11. Orden y fecha de aplicaciones de tratamiento químico en el pozo Colorado 75.

Número de aplicación	Volumen de tratamiento (Gal)	Tiempo de recirculación (horas)	Fecha de aplicación
1	7,5	5	9 de septiembre de 2010
2	7,5	3	16 de septiembre de 2010
3	2,5	5	23 de septiembre de 2010
4	2,5	3	30 de septiembre de 2010

Las aplicaciones se realizaron empleando el sistema de recirculación de químicos “carevaca”, el procedimiento de inyección se llevó a cabo cumpliendo los siguientes pasos. (Para una mejor comprensión de los pasos, ver la figura 15 y 16).

1. Medir los aditivos y mezclarlos con agitación.
2. Medir la presión en cabeza de pozo (lectura del manómetro).
3. Tomar la muestra de crudo en la línea de descarga.
4. Apagar la unidad de bombeo (detener el flujo).
5. Cerrar la línea de producción (línea del tubing).
6. Cerrar la línea del anular (en caso de estar abierta).
7. Cerrar la válvula de bloqueo (línea hacia la estación).
8. Despresurizar el anular retirando tapón (en caso de que la línea del anular este cerrada) y luego cerrar la válvula nuevamente.

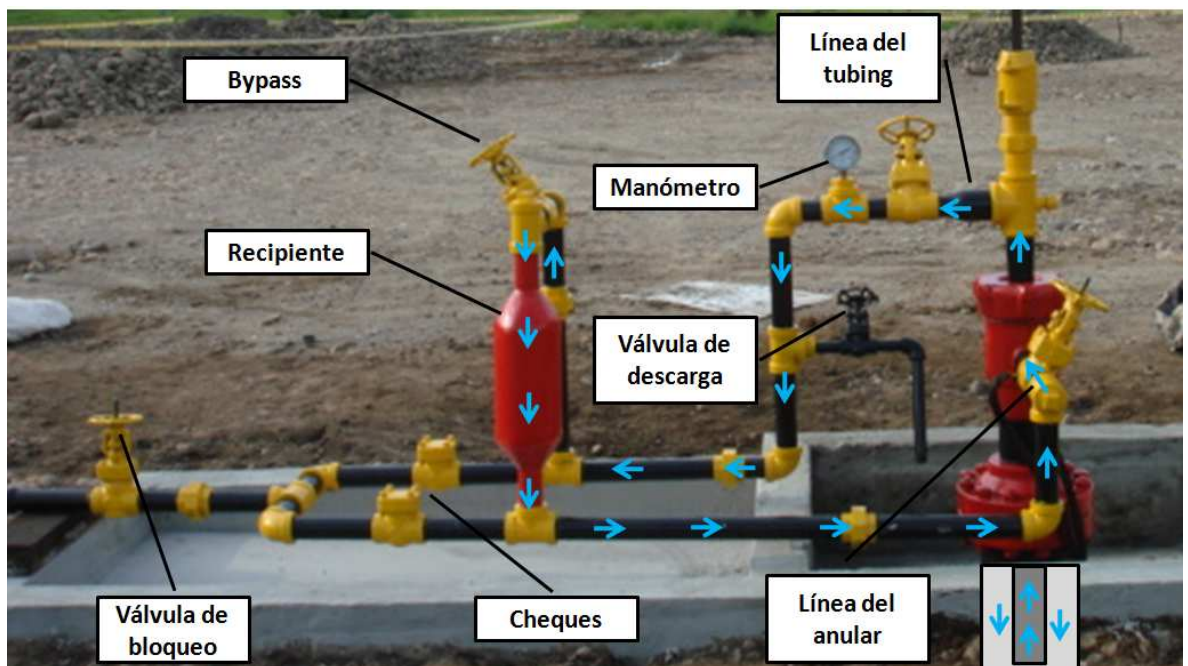
9. Descargar la presión de las facilidades (abrir la válvula de la trampa).
10. Cerrar la válvula de descarga.
11. Retirar el tapón del recipiente (si volumen = 2,5 galones) o tapón del anular (si volumen > 2,5 galones) y agregar el volumen de químico. Ver figura 15.
12. Colocar tapón del recipiente o tapón del anular.
13. Abrir la válvula bypass al lado del recipiente.
14. Abrir simultáneamente las líneas del tubing y del anular.
15. Encender la unidad de bombeo.
16. Dejar el pozo en recirculación durante el tiempo estipulado.
17. Medir presión en cabeza (lectura del manómetro).
18. Abrir la válvula de descarga, tomar muestra de crudo y luego cerrar válvula.
19. Cerrar la válvula bypass y la línea del anular.
20. Abrir lentamente la válvula de bloqueo (línea hacia la estación).

Figura 15. Sistema de recirculación de químicos, indicando el recipiente y la línea que despresuriza el anular.



La inyección del tratamiento se llevó a cabo bajo un especial cuidado, empleando los EPP (Elementos de protección personal) especificados en las fichas técnicas y en las hojas de seguridad suministradas por los proveedores de los productos y cumpliendo las normas de seguridad industrial del Campo Escuela Colorado.

Figura 16. Partes del sistema de recirculación y sentido de flujo.



4.7. SEGUIMIENTO Y EVALUACIÓN

De las cuatro aplicaciones de tratamiento químico realizadas en el pozo Col-75, se tomaron muestras de crudo en superficie antes y después de cada una de las aplicaciones, con el fin de analizar la efectividad del tratamiento para el control de parafinas.

Las muestras fueron cuidadosamente tomadas y envasadas en recipientes de vidrio para evitar la pérdida de compuestos livianos, posteriormente fueron

llevadas a los distintos laboratorios para realizar el análisis fisicoquímico correspondiente. Las propiedades fisicoquímicas evaluadas en cada muestra se presentan en la tabla 12.

Tabla 12. Propiedades fisicoquímicas evaluadas

PROPIEDAD	NORMA - MÉTODO ANALÍTICO	LABORATORIO DE ANÁLISIS
Punto de Nube Dinámico	ICP.PTE.119.011	FIR (ICP)
Punto de Fluidez Dinámico	ICP.PTE.119.011	FIR (ICP)
Contenido de ceras	UOP 46	Laboratorio de caracterización y evaluación de crudos (ICP)
Comportamiento reológico	VISCOSÍMETRO BROOKFIELD PROGRAMMABLE DV-III + RHEOMETER	Laboratorio de reología y viscosidad. Escuela de Ingeniería Química (UIS)
Viscosidad	VISCOSÍMETRO BROOKFIELD PROGRAMMABLE DV-III + RHEOMETER	Laboratorio de reología y viscosidad. Escuela de Ingeniería Química (UIS)
Gravedad API	Densímetro	Laboratorio de fluidos. Escuela de Ingeniería de petróleos (UIS)

A continuación se detalla el análisis de cada propiedad.

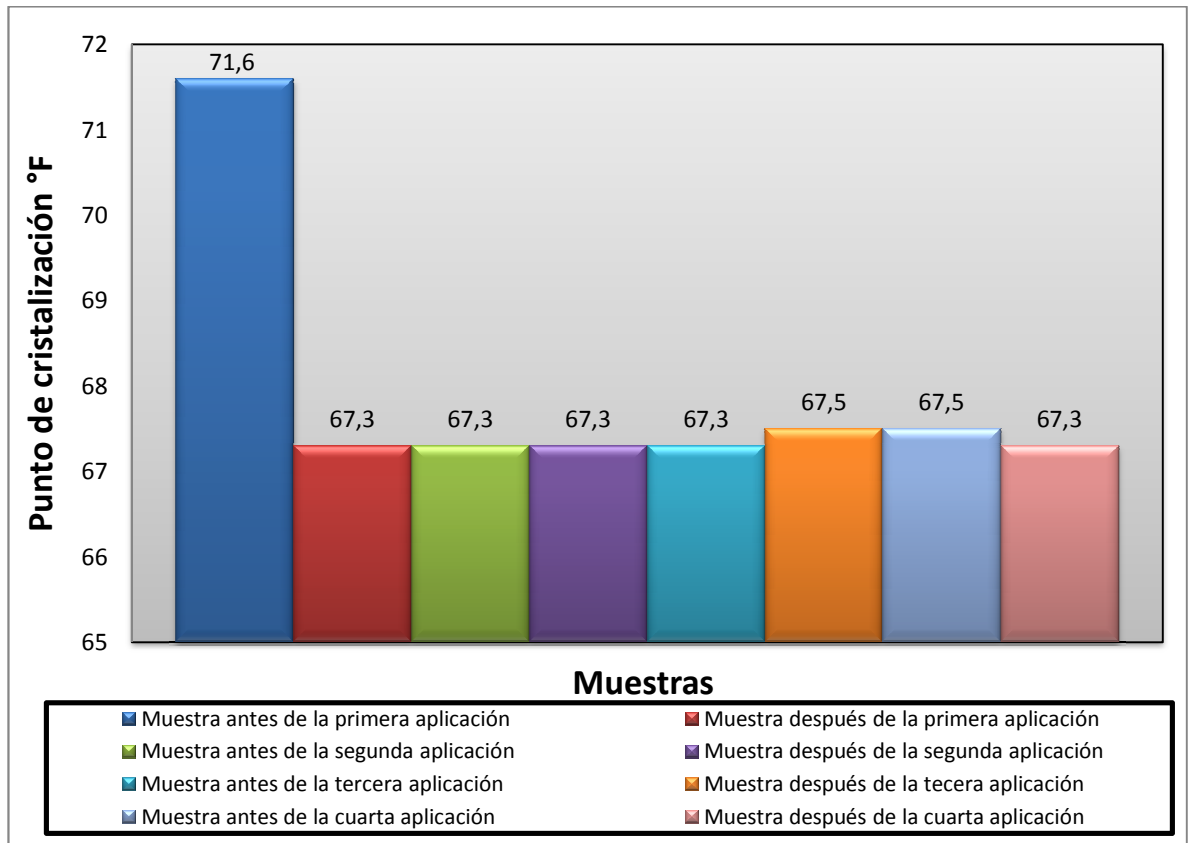
4.7.1. Punto de cristalización y fluidez dinámico. A las muestras tomadas antes y después de las distintas aplicaciones se les realizaron pruebas de punto de cristalización y punto de fluidez con el fin de determinar el efecto del tratamiento en dichas propiedades bajo los diferentes parámetros de volumen y tiempo de recirculación a los cuales fue inyectado el tratamiento. Los resultados de las pruebas se presentan en la tabla 13 y figura 17.

Tabla 13. Resultados de las pruebas de punto de cristalización y punto de fluidez del crudo del pozo Col-75.

Muestra de crudo Col-75	Parámetros de aplicación		Punto de cristalización* (°F)	Punto de fluidez* (°F)
	Vol. Inyectado (Gal)	Tiempo de recirculación (horas)		
Antes de la primera aplicación	–	–	71,6	41
Después de la primera aplicación	7,5	5	67,3	<32
Ocho días después				
Antes de la segunda aplicación	–	–	67,3	<32
Después de la segunda aplicación	7,5	3	67,3	<32
Ocho días después				
Antes de la tercera aplicación	–	–	67,3	<32
Después de la tercera aplicación	2,5	5	67,5	<32
Ocho días después				
Antes de la cuarta aplicación	–	–	67,5	<32
Después de la cuarta aplicación	2,5	3	67,3	<32

Fuente: * Resultados de pruebas realizadas por el Instituto Colombiano del Petróleo – ICP.

Figura 17. Variación del punto de cristalización para cada muestra de crudo tomada antes y después de la aplicación del tratamiento químico en el pozo Colorado 75.



Debido a que no se cuenta con el umbral de cristalización para el crudo de las arenas C, se desconoce el valor real de la temperatura de cristalización de la parafina en fondo de pozo. Por tal razón el análisis de la efectividad del tratamiento sobre el punto de cristalización se realizó con base en el valor de la temperatura de cristalización de las muestras de crudo tomadas en superficie.

Como se observa en la figura 17, todas las aplicaciones de tratamiento químico tienen un efecto positivo sobre la disminución del punto de cristalización, logrando con ello retardar la precipitación de las parafinas. El tratamiento químico logró reducir el punto de cristalización en 4,3 °F, lo que equivale a un 6% de reducción.

Otro aspecto importante que se observó fue que, el efecto de la reducción del punto de cristalización se mantuvo durante el transcurso de los 8 días que pasaban para la inyección de cada tratamiento sin importar el volumen aplicado y el tiempo de recirculación empleado.

Después de obtener los puntos de cristalización de las muestras tomadas una vez cumplido el tiempo de recirculación (muestras después de cada aplicación de tratamiento) se procedió a determinar la influencia del volumen de tratamiento y del tiempo de recirculación en el punto de cristalización mediante el software STATGRAPHICS PLUS, el cual permite realizar un análisis estadístico detallado.

En la tabla 14 se presenta la matriz del diseño experimental empleada en el análisis y las combinaciones de volumen y tiempo de recirculación empleados en cada aplicación.

Tabla 14. Matriz del diseño experimental.

EXPERIMENTO	FACTORES ESTUDIADOS		VARIABLE DE RESPUESTA
	Volumen de tratamiento (Gal)	Tiempo de recirculación (Horas)	Punto de cristalización (°F)
1	7,5	5	67,3
2	7,5	3	67,3
3	2,5	5	67,5
4	2,5	3	67,3

Del análisis a partir del software STATGRAPHICS PLUS se concluyó que, dado que ningún P-valor es inferior a 0,05, ninguno de los factores tiene un efecto estadísticamente significativo en la temperatura de cristalización para un nivel de confianza del 95,0%. Por lo tanto se asume que con cualquier combinación de los factores estudiados se alcanzará una misma reducción en el punto de cristalización.

El crudo del pozo Colorado 75 tiene un punto de fluidez de 41 °F (5 °C), pero con la aplicación del tratamiento químico esta temperatura se reduce, llegando a ser menor que 32 °F (0 °C) lo que indica un efecto positivo sobre dicha propiedad. La reducción del punto de fluidez se mantuvo constante durante todas las demás aplicaciones.

4.7.2. Contenido de ceras. Estas pruebas fueron realizadas a las muestras tomadas antes y después de la primera aplicación del tratamiento, con el fin de determinar el % en peso del contenido de ceras presentes en cada una de ellas. Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 15.

Tabla 15. Contenido de ceras

MUESTRA DE CRUDO COL-75	CONTENIDO DE CERAS % PESO
Antes de la primera aplicación	19
Después de la primera aplicación	22,2

El % de cera de la muestra tomada después de llevar a cabo la primera aplicación reportó un valor mayor que la muestra tomada antes de inyectar el tratamiento, lo que quiere decir que el tratamiento ejerce una acción de limpieza sobre los depósitos de parafina en la tubería de producción, ya que los depósitos son reducidos a tamaños de partículas mucho más pequeños las cuales se dispersan en la corriente de crudo.

4.7.3. Comportamiento reológico. Después de analizar el efecto del tratamiento químico sobre el punto de cristalización en las muestras tomadas antes y después de cada aplicación se procedió a estudiar la influencia del tratamiento sobre el comportamiento reológico correspondiente a cada una de ellas. Para realizar estas pruebas se empleó un rango de temperaturas desde yacimiento hasta superficie

(174 °F - 50 °F) y velocidades de deformación de 90 s⁻¹, 160 s⁻¹ y 210 s⁻¹. Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 16.

Tabla 16. Comportamiento reológico para el crudo del pozo Colorado 75 a distintas velocidades de deformación.

Muestra de crudo Col-75	Velocidad de deformación (s ⁻¹)	Temperatura (F) Vs. Viscosidad (cP)						
		50 °F	68 °F	76 °F	86 °F	104 °F	140 °F	174 °F
Antes de la primera aplicación	90	14,9	6,04	4,8	4,18	3,22	2,41	2,05
	160	14,58	5,63	4,66	4,16	3,23	2,4	2,05
	210	14,13	5,59	4,59	4,16	3,23	2,4	2,05
Después de la primera aplicación	90	17,92	6,29	4,7	4,11	3,12	2,33	1,88
	160	16,68	6	4,7	4,09	3,08	2,31	1,86
	210	16,21	5,99	4,7	4,09	3,09	2,3	1,86
Antes de la segunda aplicación	90	22,79	5,83	4,8	4	3,45	2,39	1,83
	160	18,69	6	4,7	4,01	3,43	2,35	1,82
	210	17,44	5,83	4,6	3,95	3,42	2,35	1,82
Después de la segunda aplicación	90	14,35	5,89	4,83	4,17	3,65	2,52	1,98
	160	13,11	5,67	4,87	4,14	3,67	2,53	1,96
	210	12,71	5,59	4,85	4,1	3,69	2,53	1,98
Antes de la tercera aplicación	90	29,66	5,6	4,7	3,65	2,96	2,26	1,83
	160	21,77	6,21	4,75	3,77	2,94	2,3	1,83
	210	19,75	6,41	4,73	3,8	2,98	2,31	1,86
Después de la tercera aplicación	90	15,05	6	4,44	3,74	3,04	2,09	1,57
	160	16	5,77	4,45	3,77	2,98	2,15	1,61
	210	16,03	5,67	4,44	3,76	3,02	2,2	1,65
Antes de la cuarta aplicación	90	17,83	7,65	5,83	4,79	3,65	2,44	1,73
	160	17,17	7,09	5,72	4,79	3,67	2,4	1,71
	210	16,81	6,93	5,7	4,77	3,65	2,39	1,75
Después de la cuarta aplicación	90	15,92	6,52	5,57	4,55	3,6	2,17	1,8
	160	14,63	6,65	5,58	4,55	3,62	2,15	1,8
	210	14,31	6,75	5,59	4,55	3,62	2,15	1,8

Para cada muestra de crudo se analizó el comportamiento reológico mediante el método descrito en el paper Wax Deposition and Rheology: Progress and Problems From an Operator's view. (OTC 20668). Este método muestra el comportamiento de un fluido Newtoniano cuando las líneas de las distintas velocidades de deformación están superpuestas y cuando estas líneas comienzan a separarse inicia el comportamiento no Newtoniano. En las figuras 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, y 25 se observa que el punto de cristalización aparece justamente cuando se separan las líneas con diferente velocidad de deformación.

Figura 18. Comportamiento reológico para la muestra de crudo tomada antes de la primera aplicación.

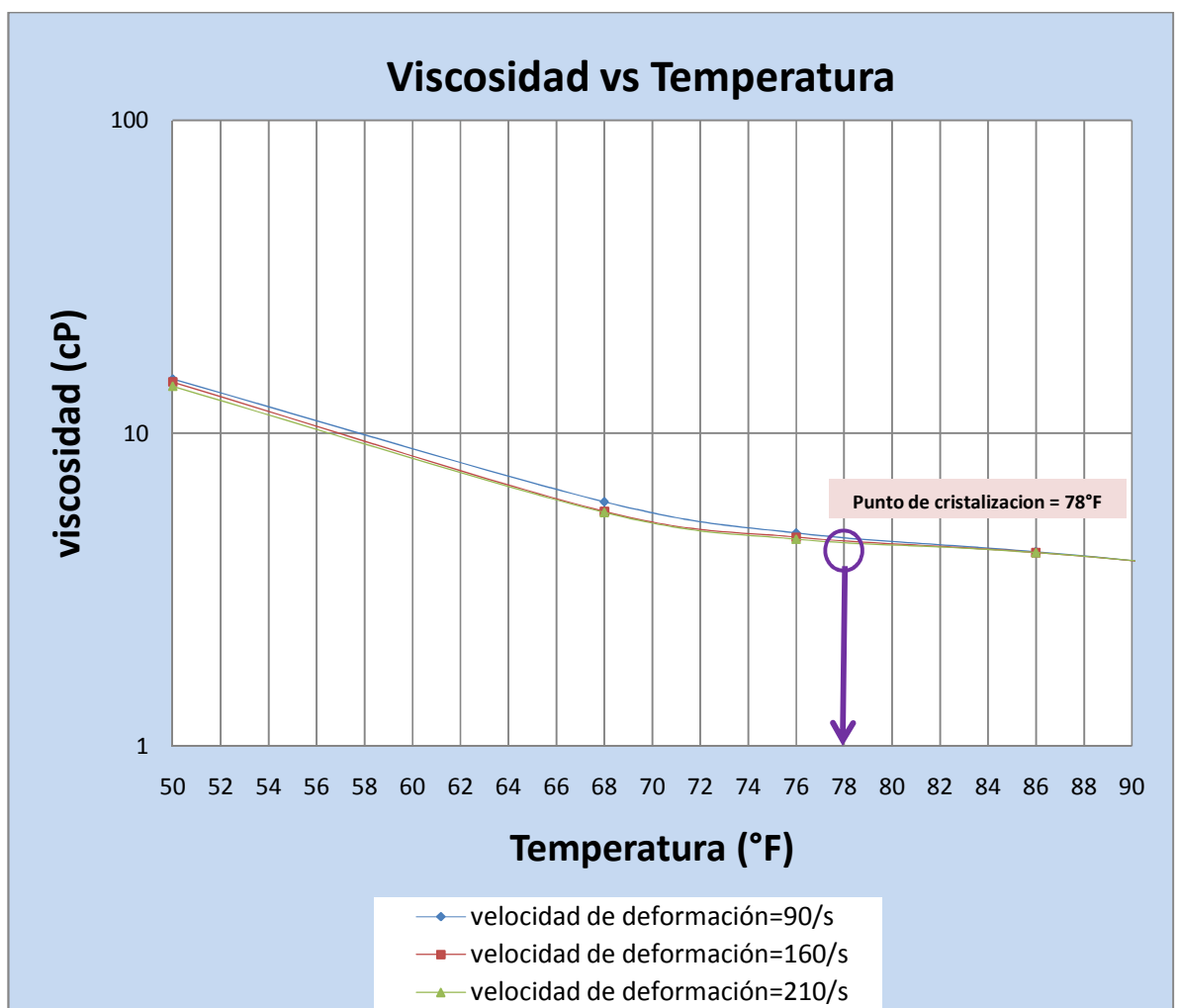


Figura 19. Comportamiento reológico para la muestra de crudo tomada después de la primera aplicación.

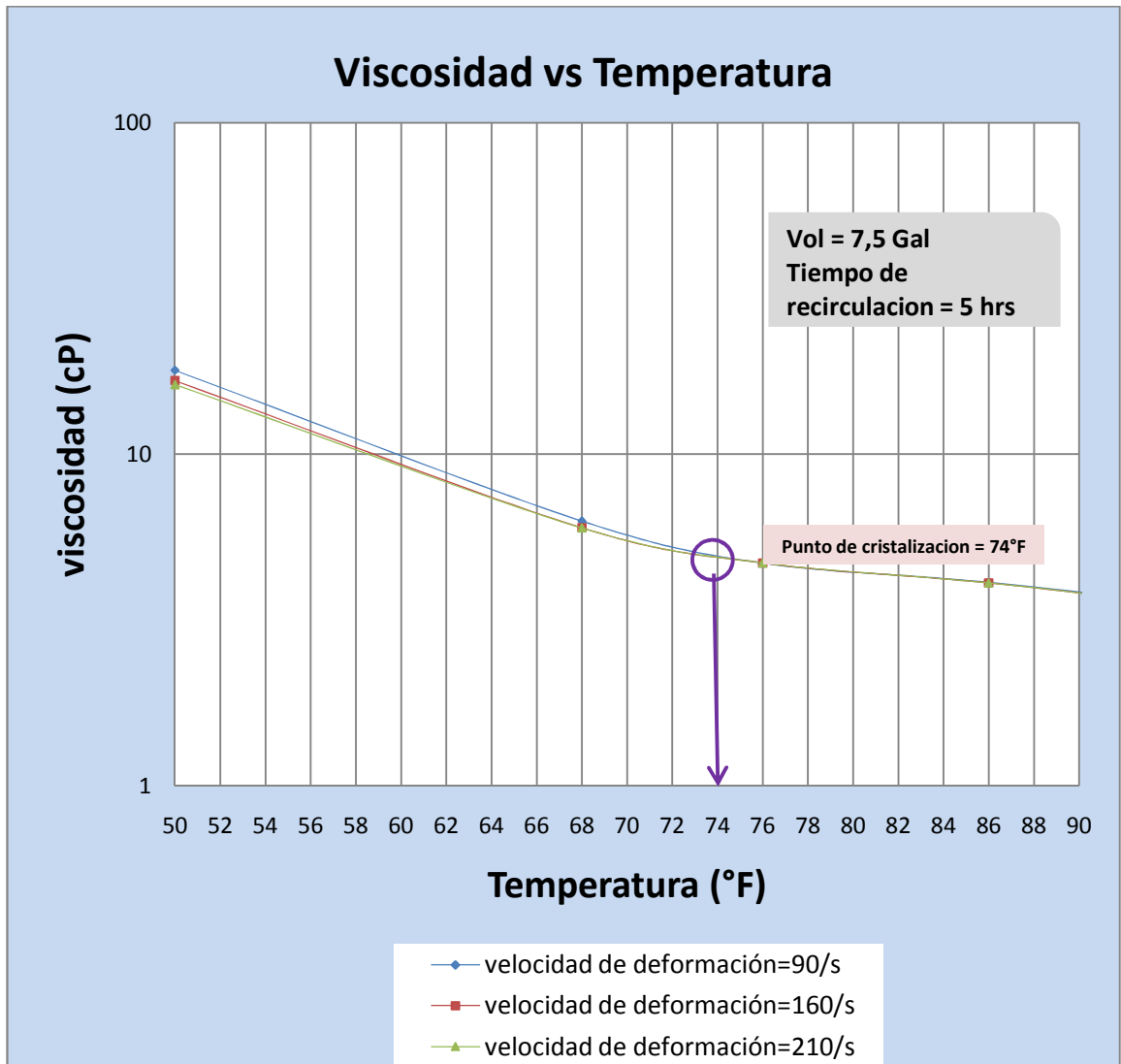


Figura 20. Comportamiento reológico para la muestra de crudo tomada antes de la segunda aplicación.

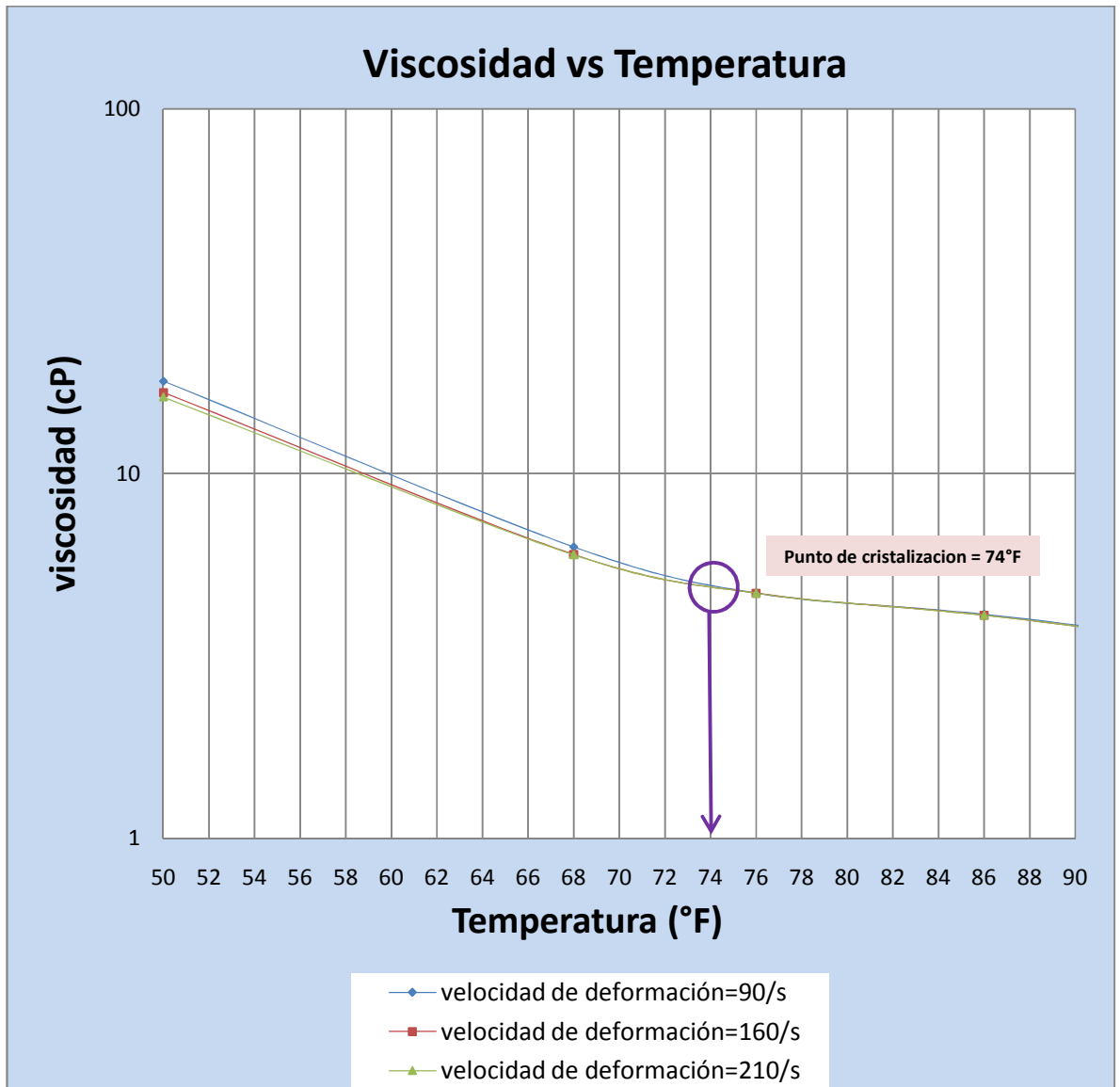


Figura 21. Comportamiento reológico para la muestra de crudo tomada después de la segunda aplicación.

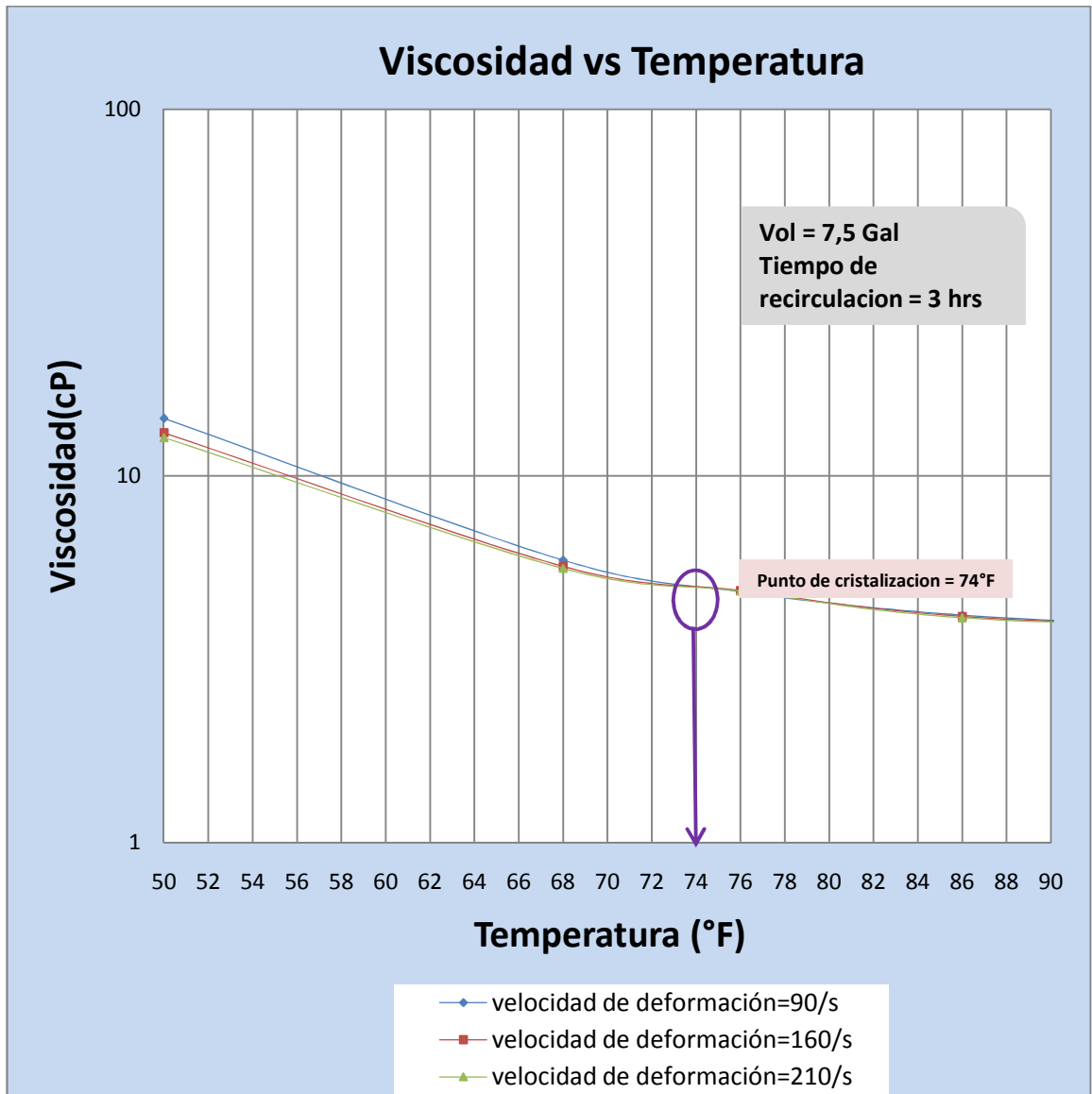


Figura 22. Comportamiento reológico para la muestra de crudo tomada antes de la tercera aplicación.

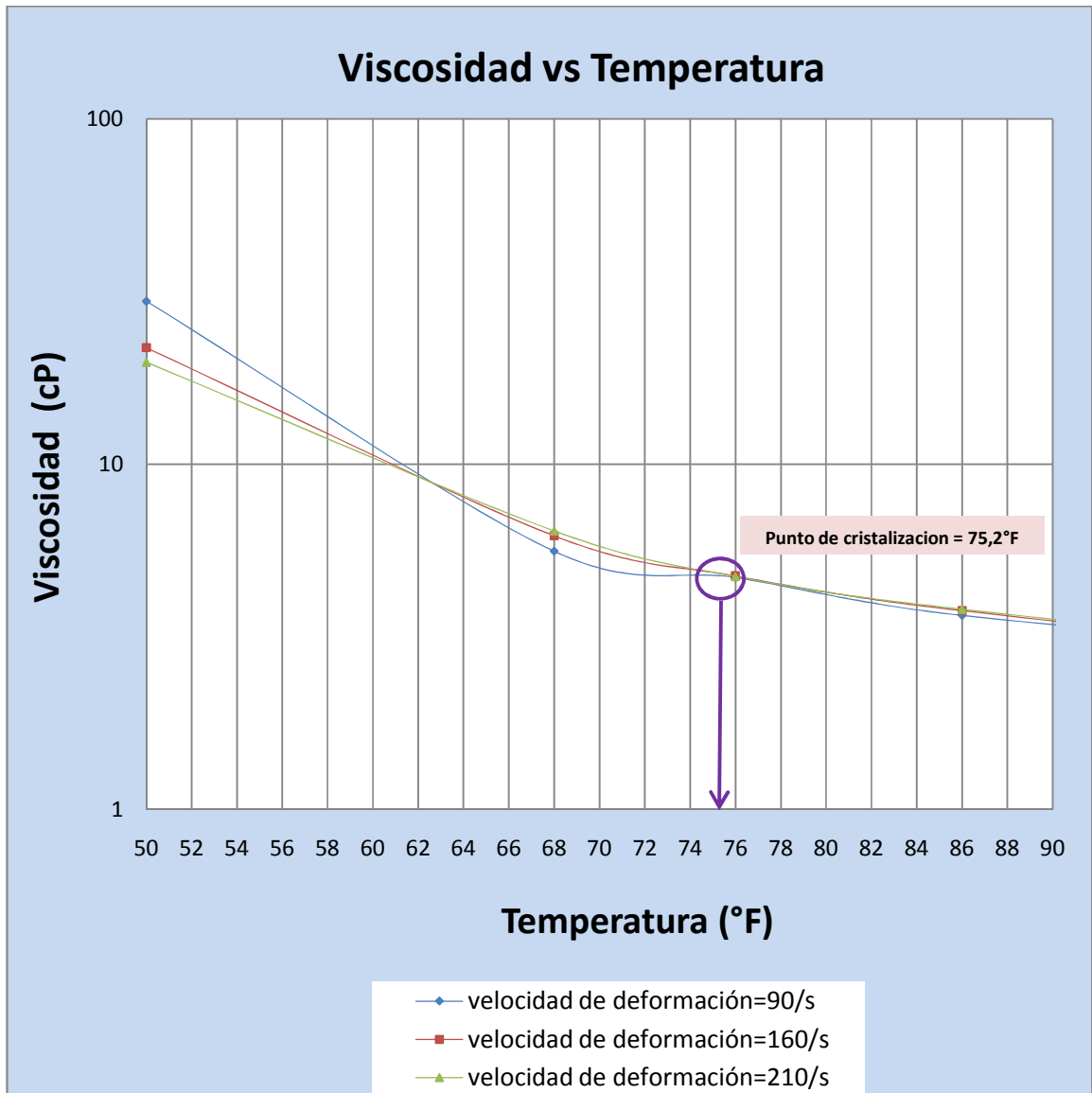


Figura 23. Comportamiento reológico para la muestra de crudo tomada después de la tercera aplicación.

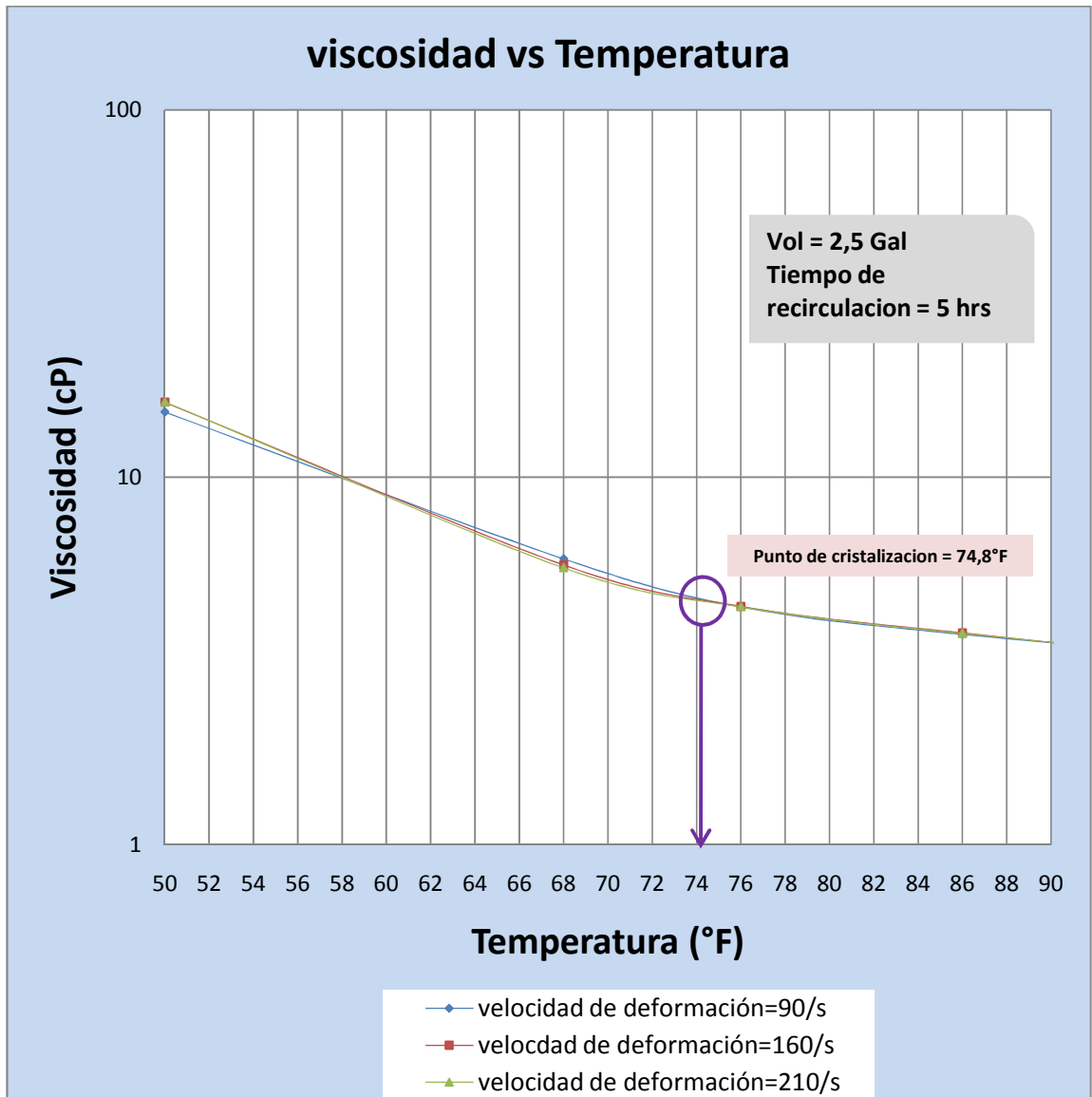


Figura 24. Comportamiento reológico para la muestra de crudo tomada antes de la cuarta aplicación.

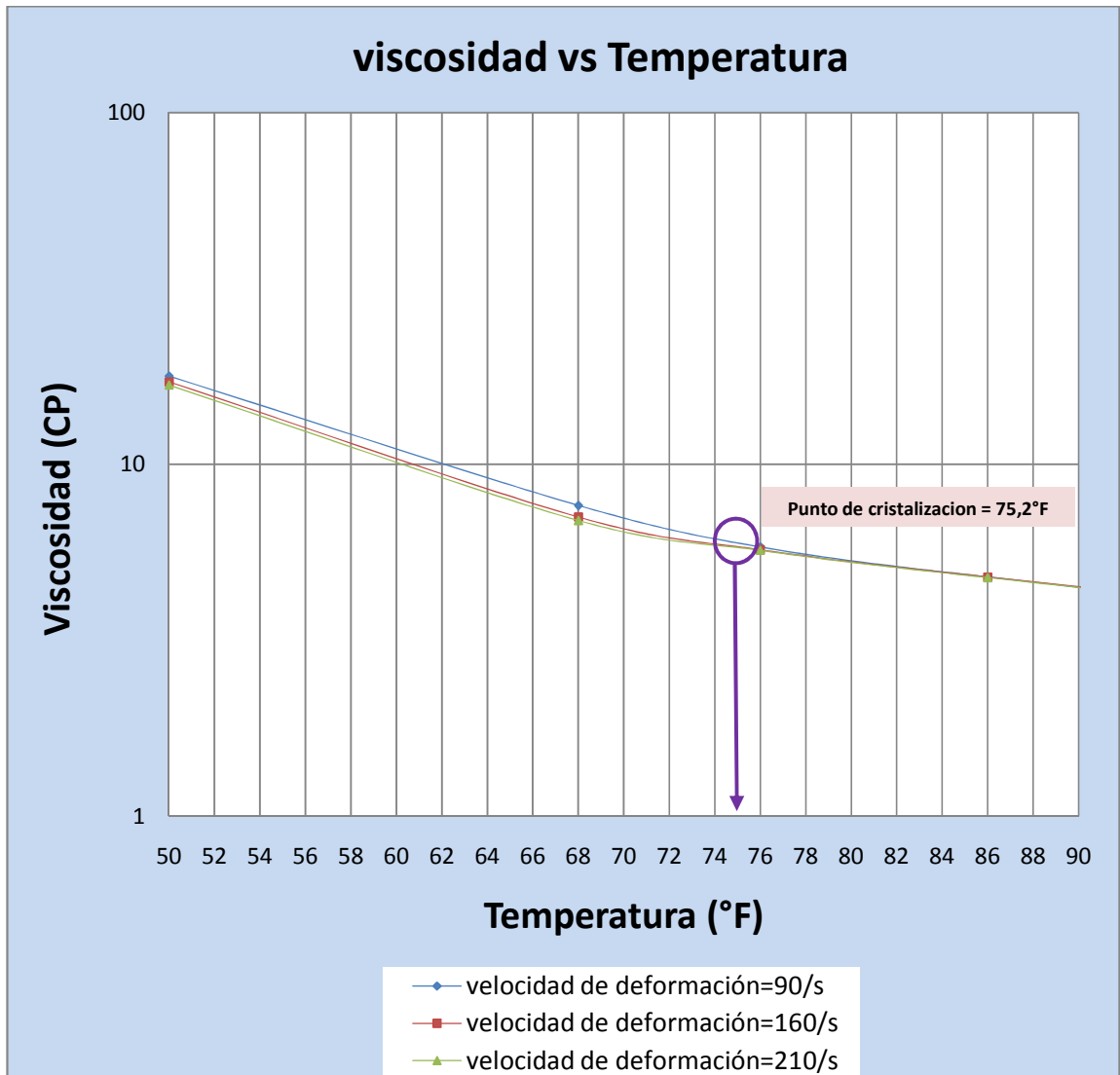
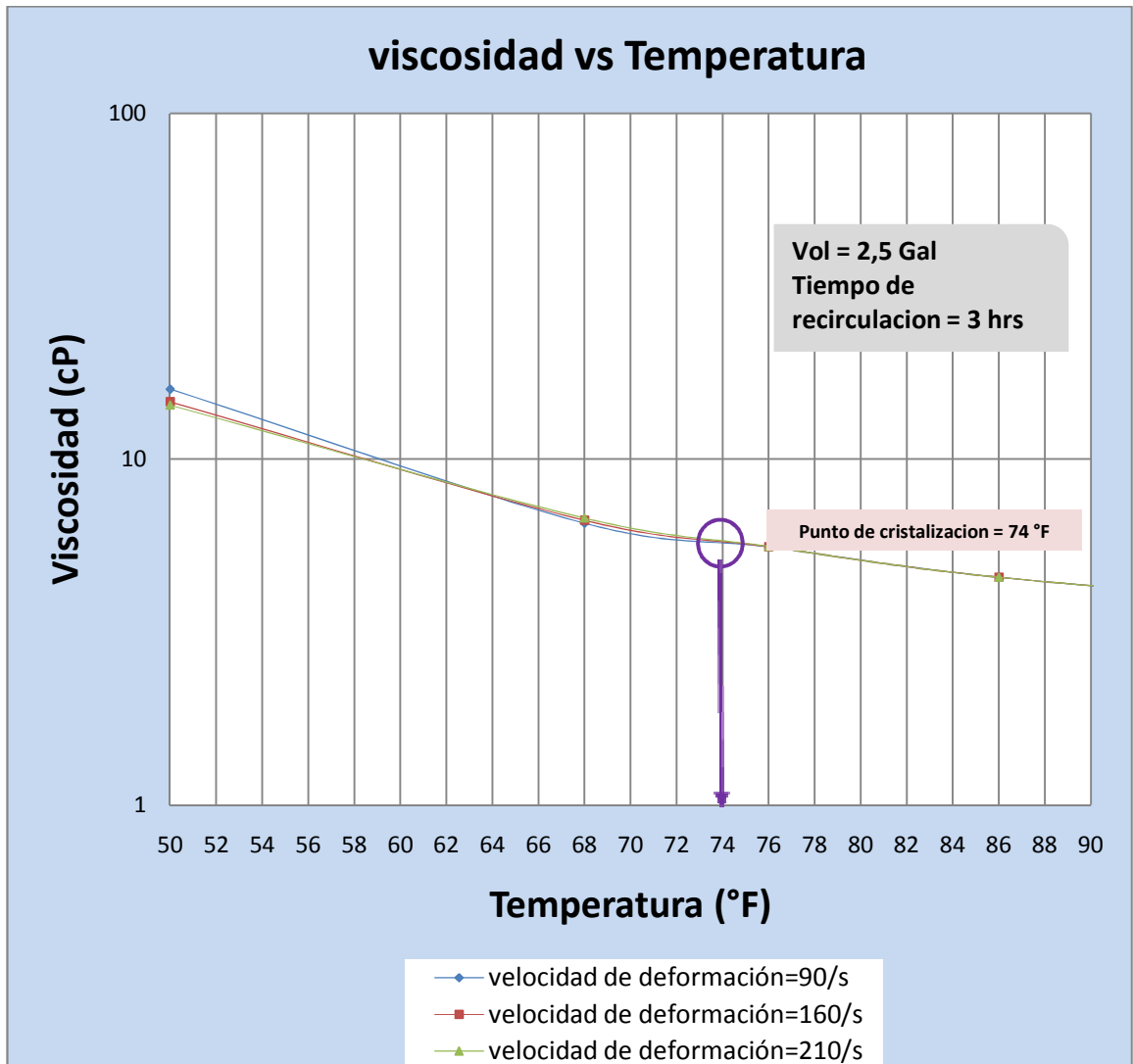


Figura 25. Comportamiento reológico para la muestra de crudo tomada después de la cuarta aplicación.



En todas las muestras con y sin tratamiento químico se observó que a temperaturas menores a las del punto de cristalización de cada muestra, estas presentan un comportamiento no newtoniano causado por la precipitación de los cristales de parafina y a temperaturas mayores a las del punto de cristalización se observó que las muestras presentan un comportamiento newtoniano.

En la tabla 17 se observa el comportamiento del punto de cristalización para las muestras tomadas antes y después de aplicar el tratamiento, y básicamente lo que se percibe es que el punto de cristalización disminuyó a partir de la primera aplicación; para las siguientes aplicaciones el valor no presenta una variación significativa, lo que quiere decir que los distintos parámetros de cada aplicación no influyen en la reducción del punto de cristalización, si no que lo mantienen constante.

Tabla 17. Comportamiento del punto de cristalización determinado por el método de reología.

Aplicación de Tratamiento	Punto de cristalización $^{\circ}\text{F}$	Punto de cristalización $^{\circ}\text{F}$
	Antes de aplicar tratamiento	Después de aplicar tratamiento
1	78	74
2	74	74
3	75	74
4	76	74

4.7.4. Variación de la viscosidad del crudo. Con los valores de viscosidad y temperatura de la tabla 16 se generaron las siguientes curvas de viscosidad para una velocidad de deformación de 90 s^{-1} , con el fin de observar el efecto del tratamiento químico en el crudo, siendo este inyectado bajo parámetros específicos de volumen y de tiempo de recirculación. Debido a que la velocidad de corte que tiene el fluido del pozo Colorado $75 (0,516\text{s}^{-1})$ es muy baja, se determinó que el análisis de la viscosidad se realizaría con base en los datos de viscosidad obtenidos para una velocidad de deformación de 90s^{-1} , esta velocidad fue la de menor valor con la que se pudo trabajar en el viscosímetro Brookfield del laboratorio de reología y viscosidad de la Escuela de Ingeniería Química. La

variación de la viscosidad del crudo con la aplicación del tratamiento se presenta en las figuras 26, 27, 28, 29 y 30.

Figura 26. Curvas de viscosidad vs Temperatura para primera aplicación.

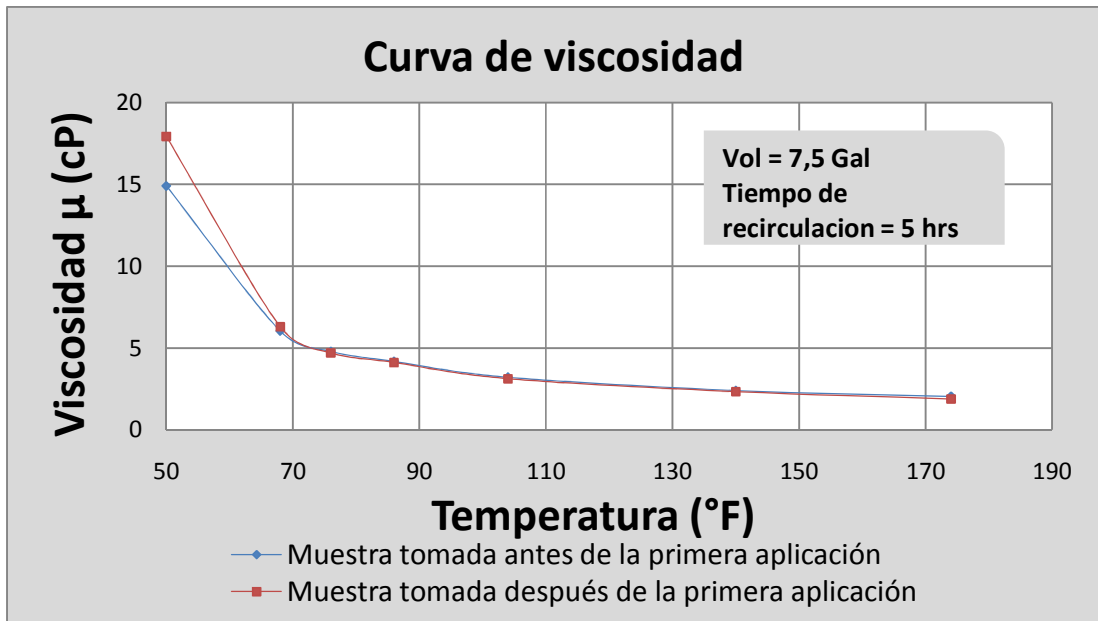


Figura 27. Curvas de viscosidad vs Temperatura para segunda aplicación.

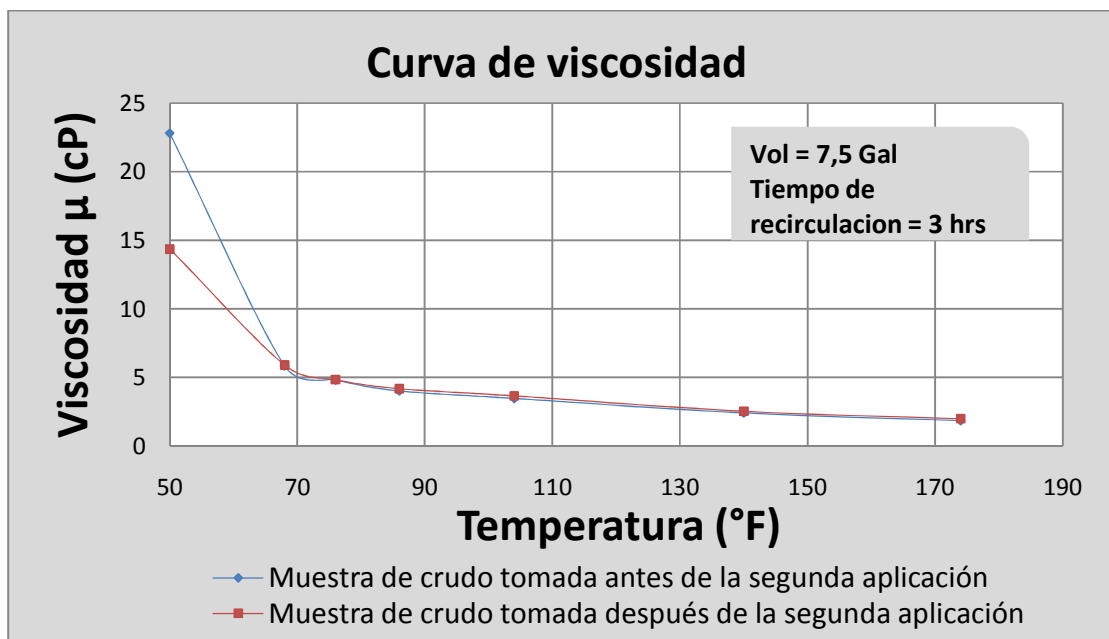


Figura 28. Curvas de viscosidad vs Temperatura para tercera aplicación.

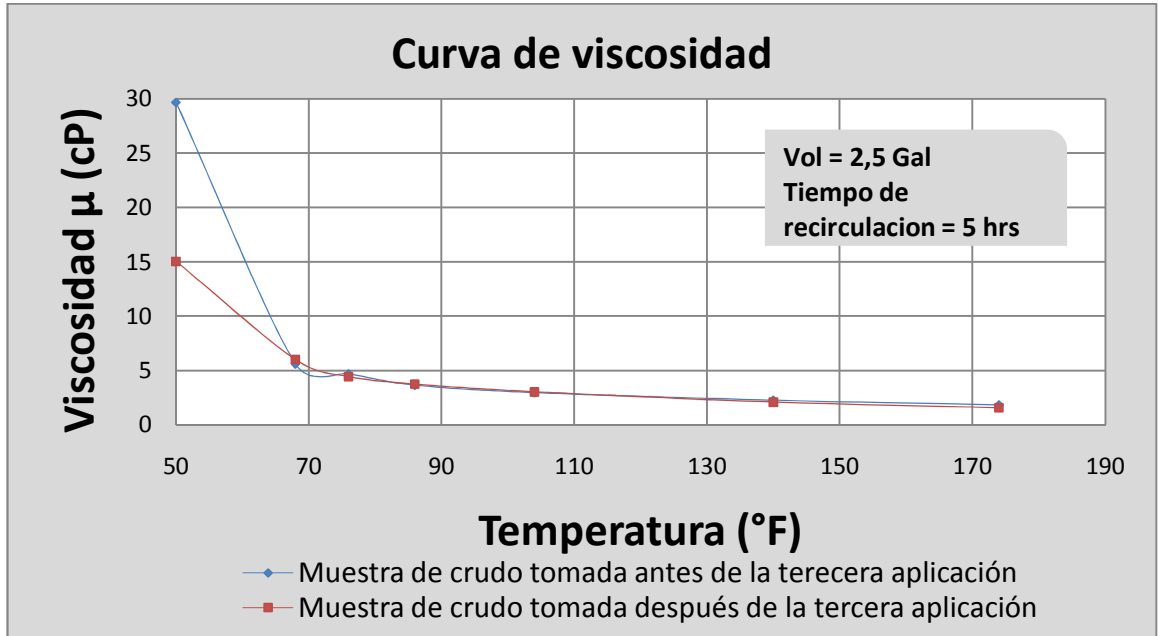


Figura 29. Curvas de viscosidad vs Temperatura para cuarta aplicación.

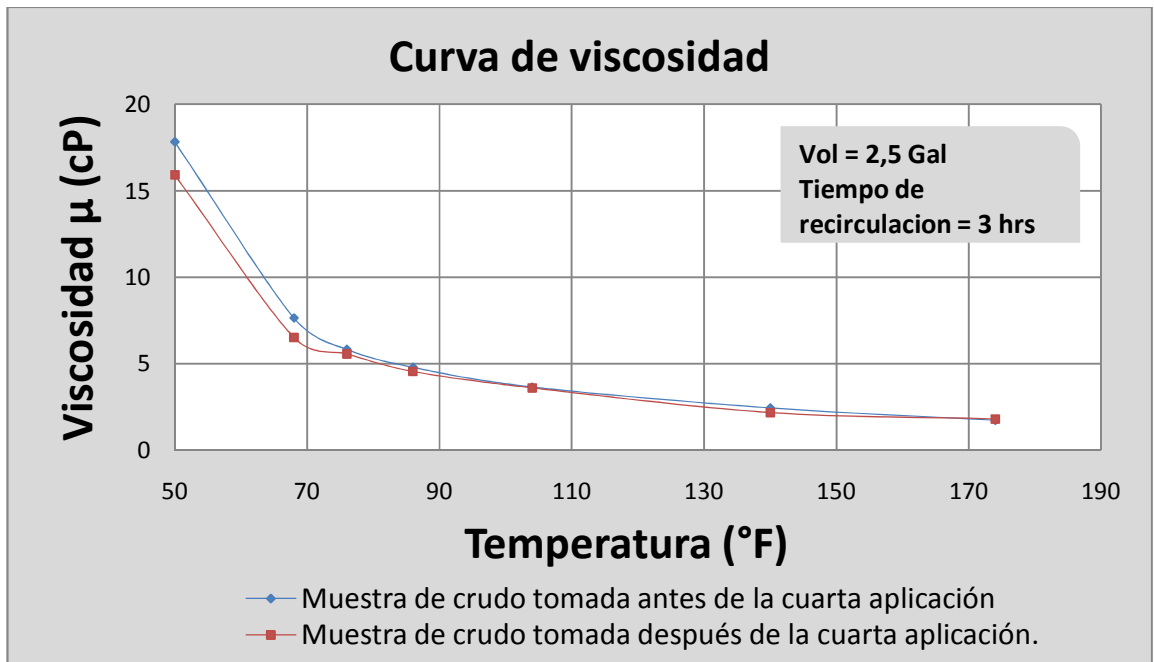
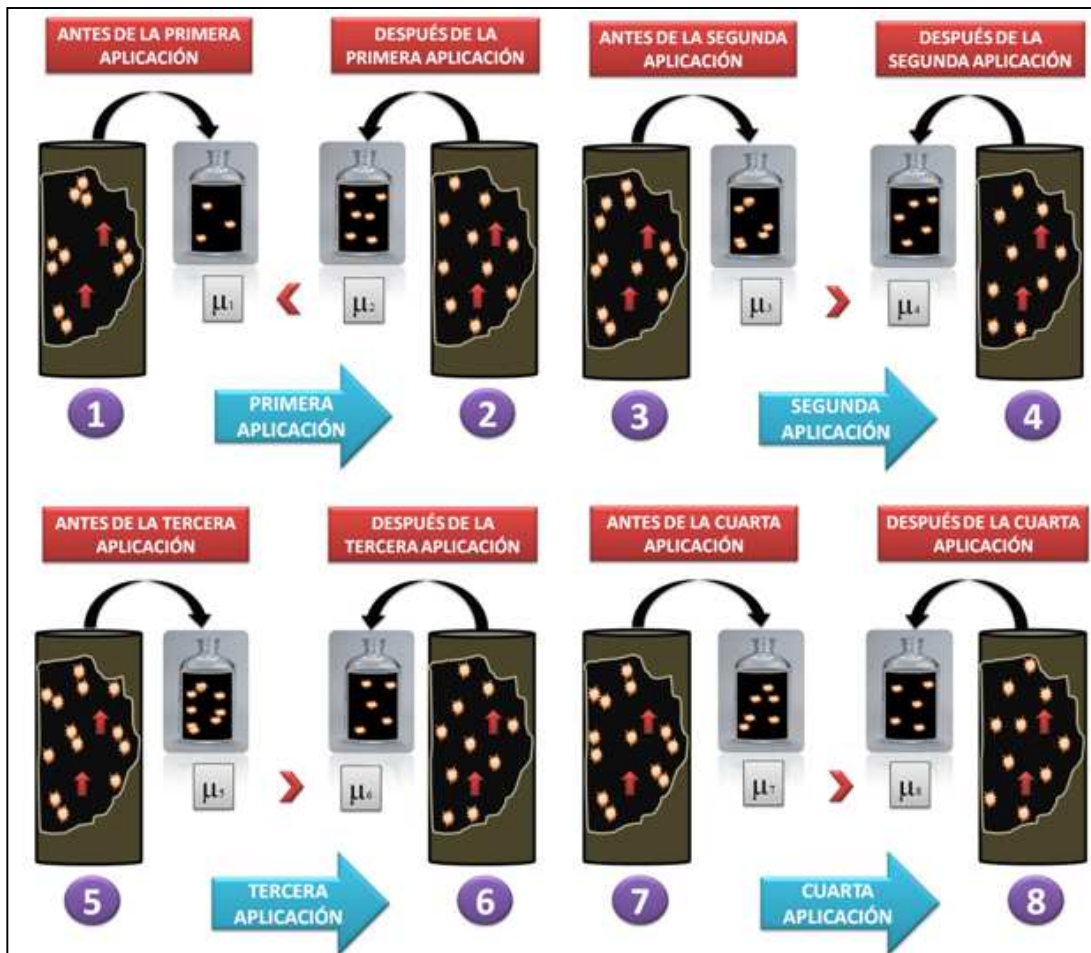


Figura 30. Comportamiento de la viscosidad a lo largo de las cuatro aplicaciones del tratamiento químico.



En las curvas de viscosidad correspondientes a las muestras de crudo tomadas antes (paso 1 en la figura 30) y después (paso 2 en la figura 30) de la primera aplicación, se observó que el tratamiento inyectado bajo los parámetros de 7,5 galones y 5 horas de recirculación ocasionó un aumento de viscosidad del 20,26% (desde 14,9 cP hasta 17,92 cP) a una temperatura de 50 °F (con el fin de observar los efectos de la precipitación), producido por la mayor cantidad de ceras presentes en la muestra de crudo tomada después de la aplicación del tratamiento. Aproximadamente a partir de los 68 °F la viscosidad de las muestras

de crudo tomadas antes y después de la primera aplicación mostró un comportamiento parecido.

En el transcurso de los 8 días que pasaron para que se hiciera la segunda aplicación de tratamiento (paso 2 y paso 3) , la viscosidad aumentó a temperatura de 50 ºF, el mayor valor de viscosidad de la muestra tomada antes de la segunda aplicación y a dicha temperatura pudo ser debido a que durante los 8 días que duro el pozo sin recirculación de tratamiento la efectividad de este se redujo, lo que indica que la capacidad para mantener dispersos los cristales era menor, ocasionando con ello un aumento en la viscosidad. Una vez inyectado el tratamiento la viscosidad se redujo un 37,03% (desde 22,79 cP hasta 14,35 cP) a 50 ºF. Alrededor de los 75 ºF y hasta la temperatura de formación de 174 ºF la viscosidad de las muestras de crudo tomadas antes y después de la segunda aplicación mostró un comportamiento parecido.

En el transcurso de los 8 días que pasaron desde que se hizo la segunda aplicación, hasta que se realizara la tercera, (paso 4 y paso 5) la viscosidad aumento a una temperatura de 50 ºF, pero una vez aplicado el tratamiento bajo los parámetros de 2,5 galones y 5 horas de recirculación (paso 6), la viscosidad se redujo 49,26% (desde 29,66 cP hasta 15,05 cP). Alrededor de los 76 ºF y hasta la temperatura de formación de 174 ºF la viscosidad de las muestras de crudo tomadas antes y después de la tercera aplicación mostró un comportamiento parecido.

Desde la tercera aplicación hasta la cuarta (paso 6 y paso 7) la viscosidad aumentó a una temperatura de 50 ºF, pero una vez aplicado el tratamiento (paso 8) bajo parámetros de 2,5 galones y 3 horas la viscosidad se redujo un 10% (desde 17,83 cP hasta 15,92 cP) .Alrededor de los 76 ºF y hasta la temperatura de formación de 174 ºF la viscosidad de las muestras de crudo tomadas antes y después de la cuarta aplicación mostró un comportamiento parecido.

Después de observar como varía la viscosidad entre las muestras, se analizó la influencia que tienen los parámetros de volumen y tiempo de recirculación en dicha propiedad (ver tabla 18).

Tabla 18. Análisis de la influencia de los volúmenes de tratamiento y tiempo de recirculación en la viscosidad de cada aplicación.

EXPERIMENTO	FACTORES ESTUDIADOS		VARIABLE DE RESPUESTA
	Volumen de tratamiento (Gal)	Tiempo de recirculación (Horas)	Viscosidad después de aplicado el tratamiento
1	7,5	5	17,92
2	7,5	3	14,35
3	2,5	5	15,05
4	2,5	3	15,92

Sometiendo los valores de viscosidad obtenidos después de aplicar cada tratamiento a un análisis estadístico mediante el software STATGRAPHICS PLUS, en el que se obtuvo como resultado que la variable más significativa en la variación de la viscosidad es el volumen.

4.7.5. Gravedad API. Durante el seguimiento que se realizó a la gravedad API de las muestras tomadas antes y después de la aplicación de cada tratamiento, se pudo observar que no hay un cambio significativo al aplicar el tratamiento químico, mas sin embargo se apreció que las muestras con mayor contenido de ceras (medidas por el aumento en la viscosidad) se incremento levemente el valor de la gravedad API. Los resultados de estas mediciones se presentan en la tabla 19.

Tabla 19. Seguimiento de la gravedad API del pozo Colorado 75 durante las 4 aplicaciones de tratamiento químico.

Aplicación	Muestra	Gravedad API
Tratamiento 1	Antes de aplicar	39,8
	Después de aplicar	41,02
Tratamiento 2	Antes de aplicar	40,22
	Después de aplicar	40,22
Tratamiento 3	Antes de aplicar	41,27
	Después de aplicar	40,22
Tratamiento 4	Antes de aplicar	41,48
	Después de aplicar	40,01

De la información de la tabla 19, se observó que la gravedad API del crudo presentó un leve aumento cuando se realizó la primera aplicación, lo cual es resultado del mayor contenido de ceras presentes en la muestra.

Para las últimas dos aplicaciones se observó que el tratamiento tiende a disminuir los valores de la gravedad API posiblemente ocasionado por que el volumen de 2,5 galones remueve menos contenido de cera.

4.7.6. Producción del pozo durante el periodo de aplicación. Durante las 4 aplicaciones del tratamiento químico en el pozo Colorado 75, no se reportaron cambios significativos en la producción, manteniendo un valor entre 20 y 30 barriles por día. Este hecho se debe principalmente a que el tratamiento no está enfocado en aumentar la producción (aplicado en formación), si no en prevenir la depositación de parafina en la tubería y de esta forma asegurar el flujo.

El valor de la producción a lo largo de las cuatro aplicaciones se reporta como un promedio debido a que en el campo se presentan ciertas limitantes para medir la producción de cada pozo.

5. ANÁLISIS ECONÓMICO

Con el propósito de evaluar la viabilidad económica del tratamiento químico en estudio, a continuación se detallan los costos que genera implementar el tratamiento químico y adicionalmente se realiza un paralelo con los trabajos de limpieza empleados en el campo.

La tabla 20 muestra el costo de un galón de cada producto químico así como el porcentaje en volumen de aplicación para el tratamiento químico y la tabla 21 muestra el costo de un galón de tratamiento químico. El valor del dólar se tomó en 1841 pesos, correspondiente al día 29 de octubre de 2010.

Tabla 20. Costo de galón para cada producto químico.

Producto químico	Costo de Galón (USD)	%V de aplicación
Solvente	9,27	86
Solvente mutual	36,36	8
Dispersante	24,79	4
Surfactante	44,74	2

Tabla 21. Costo de un galón de tratamiento químico.

Producto químico	Costo x Galón de tratamiento (USD)
Solvente	7,97
Solvente mutual	2,9
Dispersante	0,99
Surfactante	0,89
Total	12,75

Los costos correspondientes a la mano de obra para llevar a cabo la aplicación del tratamiento químico en pozo y al transporte de los productos químicos hasta el Campo Colorado se detallan a continuación:

- El día de trabajo del operario se estima en un valor de 12 USD, polo tanto durante las 4 aplicaciones se estima que se gaste en pago al operario un total de 96 USD.
- El valor de transportar los productos químicos hasta la estación del campo Colorado es de 75 USD por un viaje. Así pues dependiendo de las veces que se requieran los productos en el campo se debe incrementar el valor.

Los costos de aplicar 2,5 galones y 7,5 galones se detallan en la tabla 22.

Tabla 22. Costo para cada aplicación de tratamiento químico.

Aplicación	Costo USD
7,5 gal	95,62
2,5 gal	31,87

Teniendo en cuenta que el pozo Colorado 75 produce en promedio 23 BOPD, y considerando un precio promedio para el barril de crudo de 50 USD/Barril, se obtiene que el pozo Colorado 75 genera una ganancia bruta de 1150 USD por día, a esto se le debe restar el valor del levantamiento del barril, el cual se estima en 15 USD por barril. Por lo tanto las ganancias netas del pozo son de 805 USD por día.

Las aplicaciones de tratamiento químico en el pozo Colorado 75 se llevaron a cabo con tiempos de recirculación de 3 y 5 horas.

Durante la recirculación el pozo se cierra, lo cual genera pérdidas de producción. Así pues, las pérdidas por cierre de cada aplicación de tratamiento son las descritas en la tabla 23.

Tabla 23. Costos correspondientes a las distintas aplicaciones de tratamiento.

Aplicación		Tiempo de cierre	Perdidas por cierre USD	Costos tratamiento químico USD	Total USD
1	7,5 gal	5 horas	239,5	107,62	347,12
2	7,5 gal	3 horas	143,75	107,62	251,37
3	2,5 gal	5 horas	239,5	43,87	283,37
4	2,5 gal	3 horas	143,75	43,87	187,62

Puesto que el tratamiento demostró ser efectivo en la reducción del punto de cristalización sin importar las combinaciones entre el volumen de tratamiento y el tiempo de recirculación, se recomienda implementar la aplicación de 2,5 galones y 3 horas de recirculación, ya que como lo indica la tabla 23, es el tratamiento más económico, con un valor total de 187,62 USD. De otra parte, este tratamiento también demostró ser el mejor de acuerdo al análisis reológico.

En el Campo Colorado normalmente se deben implementar trabajos de limpieza como mínimo cada año para poder mantener la producción y evitar el cierre de pozos, esto es siempre y cuando no se aplique ningún tratamiento químico para inhibir la depositación de parafina. Estos trabajos de limpieza tienen altos costos, pueden estar alrededor de los 42000 USD (equipo de workover por 3 días, cambio de bomba y varilleo) dependiendo de los problemas del pozo y de la profundidad del mismo.

En la tabla 24 se muestran los costos y las pérdidas anuales para la aplicación del tratamiento químico y para los trabajos de limpieza de parafina implementados en el campo.

Tabla 24. Costos y pérdidas anuales para cada método.

Método		Periodicidad	Costos anuales (USD)	Pérdidas por cierre anuales (USD)	Total anual USD
Tratamiento químico	2,5 gal 3 hrs	Cada 8 días	2105,76	6900	9005,76
Trabajos de limpieza		Cada año	42000	6000	48000

Como se observa en la tabla 24, el tratamiento químico tiene una inversión anual mucho menor a los trabajos de limpieza realizados para controlar el problema de parafinas, por lo cual es económicamente atractivo.

5.1. Tratamiento químico recomendado

Con base en los resultados del tratamiento químico aplicado al pozo Colorado 75 (Anexo E) se presenta a continuación los volúmenes recomendados para los pozos del Campo Colorado de acuerdo a la severidad del problema de parafinas mostrado históricamente.

- Para pozos con bajos problemas de precipitación de parafinas se recomienda usar un volumen de tratamiento de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$T \text{ (galones)} = 0,00005 \times (D_{ic})^2 \times h.$$

Donde:

T (galones): Volumen de tratamiento químico a aplicar, en galones.

D_{ic} : Diámetro interno del casing, en pulgadas.

h: la columna de fluido del pozo, en ft.

- Para pozos con problemas de precipitación de parafina más severos, se recomienda usar un volumen de tratamiento de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$T \text{ (galones)} = 0,000151 \times (D_{ic})^2 \times h.$$

Donde:

T (galones): Volumen de tratamiento químico a aplicar, en galones.

D_{ic} : Diámetro interno del casing, en pulgadas.

h: la columna de fluido del pozo, en ft.

CONCLUSIONES

- El tratamiento químico inyectado en el pozo Colorado 75 mostró buenos resultados en cuanto a la disminución del punto de cristalización, ya que tanto para el volumen de 2,5 galones como para el de 7,5 galones se logró un porcentaje de reducción del punto de cristalización del 6 %. En base a lo dicho, se puede inferir que el tratamiento retarda la precipitación y posterior depositación de las parafinas en la tubería de producción, es decir, el tratamiento químico es un buen método de control preventivo.
- Según el análisis de contenido de ceras realizado para las muestras de crudo tomadas antes y después de la primera aplicación de tratamiento químico, se observó que el tratamiento tiene un efecto de limpieza sobre los depósitos de parafina, ya que la muestra tomada después de la aplicación del tratamiento contenía mayor cantidad de ceras que la muestra tomada antes de la aplicación del tratamiento. La diferencia porcentual en el contenido de ceras es del 14,41 %.
- Cualquiera de las cuatro combinaciones empleadas de volumen y de tiempo de recirculación puede seguir siendo aplicado para el control de parafinas en la tubería de producción ya que todas logran reducir el punto de cristalización.
- El tratamiento demostró ser atractivo económicamente comparado con los trabajos de workover que se deben implementar en el Campo para lograr mantener la producción y evitar el cierre de pozos debido a la depositación de parafina, logrando disminuir los costos anuales en un 81,2 %. Para efectos de comparación se tomaron los niveles más bajos de volumen y tiempo de recirculación (2,5 galones y 3 horas).

- Con la aplicación del tratamiento químico se logró la reducción del punto de fluidez, pasando desde 41 °F hasta una temperatura menor a 32 °F.
- Mediante las pruebas de compatibilidad roca-fluido se determinó que el tratamiento puede ser aplicado tanto en arenas B como en arenas C, ya que en ambas arenas el tratamiento no genera ninguna reacción indeseada.
- La determinación del punto de cristalización de las parafinas para diferentes aplicaciones se realizó por los métodos de reología (Wax Deposition and Rheology: Progress and Problems From an Operator's view) y DSC (Calorimetría diferencial de barrido), obteniendo una variación promedio en los resultados del 8,5 %, sin embargo el comportamiento de los valores es similar.

RECOMENDACIONES

- En vista de que el punto de cristalización es independiente del volumen de aplicación y del tiempo de recirculación; por viabilidad técnica y económica se recomienda aplicar 2,5 galones durante 3 horas para prevenir la precipitación y depositación de parafinas en la tubería de producción para pozos con bajos problemas de parafina y para pozos con alto problema de parafina se recomienda aplicar 7,5 galones y 5 horas.
- Si se desea mantener una limpieza más estricta de los depósitos parafínicos en la tubería, se recomienda utilizar los niveles más altos de volumen de aplicación y tiempo de recirculación (7,5 galones y 5 horas). Con estos niveles se obtienen mejores condiciones de limpieza de parafinas en la tubería, ya que a mayor tiempo de contacto entre el crudo y el tratamiento mejor será el efecto de disolución de los depósitos parafínicos.
- De acuerdo a la viabilidad económica del proyecto y a los buenos resultados que mostró el tratamiento en la reducción del punto de cristalización y en la limpieza de parafinas en la tubería, se recomienda hacer extensivo el tratamiento en otros pozos del Campo Colorado.
- A fin de lograr una optimización más completa de la aplicación del tratamiento, se recomienda realizar pruebas variando la frecuencia de aplicación del tratamiento con los niveles bajos para analizar el efecto en el punto de cristalización, y los niveles altos para analizar el efecto en el grado de limpieza del tratamiento.
- Para estudios de tratamientos químicos para el control de parafina en otros campos se recomienda seguir la siguiente metodología, realizar una fase analítica en la cual se tomen muestras de crudo, agua y parafina depositada.

Posterior a esta fase se debe implementar un análisis de datos, para determinar el punto de nube, el punto de fluidez, la viscosidad, el punto de fusión, el porcentaje de ceras, etc., a fin de seleccionar el tratamiento adecuado para el control de parafinas, especificando las condiciones, el procedimiento y la frecuencia con la cual se debe llevar a cabo el tratamiento. seguidamente se debe cumplir con una fase de observacion en donde se realice un constante monitoreo al rendimiento, a la producción, a las fallas y posibles cambios en las propiedades del crudo. Finalmente se debe realizar un análisis económico que plasme la viabilidad del tratamiento en el campo estudiado.

BIBLIOGRAFÍA

AGUIRRE P, Ricardo G. Optimización de la Limpieza de Parafina en Pozos del Noreste Peruano Utilizando Unidad a Cable. Lima, Peru. 2004.

ARIZA LEÓN, Emiliano. Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el Crudo del Campo Colorado. Tesis de Maestría. Bucaramanga 2008.

CORREA JAIMES, Fabio R. Desarrollo de una Metodología para Interpretar Pruebas de Presión Tomadas con Herramientas Convencionales Aplicación Campo Colorado, Tesis de Grado. Bucaramanga 2008.

CRISTANCHO VELASCO, Diana y HOYOS ROMÁN, Jorge. Procedimientos Metodológicos para la Caracterización de Fluidos de Campos Maduros. Aplicación a los Fluidos del Campo Colorado. Tesis de Grado. Bucaramanga 2008.

Diagnostico y Estrategias de Recobro Campo Colorado. Ecopetrol S.A. Gerencia Magdalena Medio. Instituto Colombiano del Petróleo. Diciembre 2003.

DOBBS B, James. SPE, UNICHEM. A Unique Method of Paraffin Control in Production Operations. SPE 55647 (Mayo 1999).

FURQAN UI, Haq. A Study on Paraffin Deposition and Removal Characteristics of Jacksontown-Stringtown Oil, West Virginia. Tesis de Maestría. Universidad de Virginia. 1999.

GARCÍA, María del Carmen. Paraffin Deposition in Oil Production. SPE 64992. Febrero 2001.

GPA, ESTUDIOS Y SERVICIOS PETROLEROS, Anomalías en Petróleos Parafinosos, Buenos Aires, Argentina.

GUTIÉRREZ PULIDO, Humberto. Análisis y Diseño de Experimentos. McGraw Hill. Mexico 2007.

NOLL, Leo. Treating Paraffin Deposits in Producing Oil Wells. January 1992.

OCHOA LARA, Sergio y LÓPEZ ARTEAGA, Ismael. Evaluación de un tratamiento químico para el control de parafina en el crudo del Campo Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga 2009.

PINZÓN, Sergio y ROJAS MARTÍNEZ, Jonathan. Evaluación de Métodos Convencionales y No Convencionales Para la Remediación e Inhibición de la Precipitación de Parafinas en Pozos Petroleros. Tesis de Grado. Bucaramanga 2006.

POVEDA MALAVER. Diana, M. Diseño de un Tratamiento Químico para Remover Depósitos Orgánicos a Nivel de la Cara de la Formación. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga 2009.

SHAHREYAR, Noman. Review of Paraffin Control and Removal in Oil Wells Using Southwestern Petroleum Short Course Searchable Database. Texas University. December 2000.

TOLOZA, HORMIGA. Silvia. Identificación de los factores geológicos que afectan las características geoquímicas de los crudos del Campo Colorado. Tesis de Grado. Bucaramanga 2009.

VENKATESAN, Rama and CREEK, Jeff. Wax Deposition and Rheology: Progress and Problems from and Operator's View. OTC 20668. Texas. May 2010.

QUINTANA RODRÍGUEZ, Javier Eduardo. Evaluación de Trabajos de Estimulación Organica en Pozos del Campo Yariguí – Cantagallo. Tesis de Grado. Bucaramanga 2008.

WANG, Biao and DONG Lijian, Research Inst. of Petrol. E&D of CNPC, China. Paraffin Characteristics of Waxy Crude Oils in China and the Methods of Paraffin Removal and Inhibition. SPE. 29954. (November 1995).

WARDHAUGH, LT and BOGER, DV. Rheology of Waxy Crude Oils. SPE 17625. November 1988.

ZETTLITZER Michael/RWE-DEA AG. Successful field application of chemical flow improvers in pipeline transportation of highly paraffinic crude oil in Kazakhstan. SPE No. 65118 (Octubre 2008).

ZHU, Tao. Evaluation of Wax Deposition and Its Control During Production of Alaskan North Slope Oils. University of Alaska Fairbanks. December 2008.

http://www.champ-tech.com/onec_pord_para_es.asp

ANEXOS

ANEXO A. Datos básicos del yacimiento del Campo Colorado.

Tabla A-1. Datos básicos del Campo Colorado.

PARÁMETRO	UNIDAD
Espaciamiento entre pozos	20 - 30 Acres
Pozos perforados	75
Pozos Activos	16
Aceite original estimado, OOIP	121 MMBLS
Reservas primarias producidas, Np	8,59 MMBLS
Factor de recobro, %FR	14,08%

Fuente: Área de producción del Campo Escuela Colorado, Octubre 2010.

Tabla A-2. Datos básicos de propiedades de las arenas.

PARÁMETRO	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E	UNIDAD
Temperatura del yacimiento	114	174	186	186	°F
API a 60 °F	41,2	39,7	40,1	40,1	°API
Profundidad promedio	1800	3500	4700	5600	ft
Presión de Burbuja, Pb	648	2078	2958	2958	Psia
Viscosidad a Pb	1,64	0,462	0,441	0,441	Cp
Bo. a Pb	1,091	1,401	1,373	1,373	RB/STB
Porosidad	15,7	14,5	13	13	%
Swi	40	40	50	50	%
Aceite Original	20,062	37,336	0,507	1,1157	MMBLS
Rsb	140	648	667	667	pc/Bls
Espesor promedio de arena	50	57	25	25	ft
Área	634	1083	----	----	Acres

Fuente: Informe campo Colorado. Calculo de reservas, Ing. Jorge Camacho, Junio 1978.

ANEXO B. Diseño de experimental.

B-1. INTRODUCCIÓN AL DISEÑO DE EXPERIMENTOS

En el campo de la industria es frecuente hacer experimentos o pruebas con la intención de resolver un problema o comprobar una hipótesis. El diseño estadístico de experimentos es precisamente la forma más eficaz de hacer pruebas. El diseño experimental consiste en determinar cuáles pruebas se deben realizar y de qué manera, con el fin de obtener datos que proporcionen evidencias objetivas que permitan responder las interrogantes planteadas, y de esa manera clarificar los aspectos inciertos de un proceso, resolver un problema o lograr mejoras. Algunos problemas típicos que pueden resolverse con el diseño y análisis de experimentos son los siguientes:

- ✓ Encontrar las condiciones de operación (temperatura, presión, velocidad por ejemplo) donde se reduzcan los defectos o se logre un mejor desempeño del proceso.
- ✓ Determinar los factores de un proceso que tienen impacto sobre una o más características del producto final.
- ✓ Comparar varios instrumentos de medición para verificar si trabajan con la misma precisión y exactitud.
- ✓ Comparar a dos o más materiales con el fin de elegir al que mejor cumple con los requerimientos.
- ✓ Reducir el tiempo de ciclo de un proceso.
- ✓ Hacer el proceso insensible o robusto a oscilaciones de variables ambientales.

B-1.1. Definiciones básicas en el diseño de experimentos

- **Experimento:** Es un cambio en las condiciones de operación de un sistema o proceso, que se hace con el objetivo de medir el efecto del cambio en una o varias propiedades del producto o resultado.
- **Unidad Experimental:** Pieza(s) o muestra(s) que se utiliza para generar un valor que sea representativo del resultado de la prueba.
- **Variable de Respuesta:** A través de esta(s) variable(s) se conoce el efecto o los resultados de cada prueba experimental.
- **Factores Controlables:** Son variables de procesos y/o características de los materiales y los métodos experimentales que se pueden fijar en un nivel dado.
- **Factores no Controlables:** Son variables que no se pueden controlar durante el experimento o la operación normal del proceso.
- **Factores Estudiados:** Son las variables que se investigan en el experimento para observar cómo afecta o influyen en la variable de respuesta.
- **Error Aleatorio:** Es la variabilidad observada que no se puede explicar por los factores estudiados; resulta del pequeño efecto de los factores no estudiados y del error experimental.
- **Error Experimental:** Componente del error aleatorio que refleja los errores del experimentador en la planeación y ejecución del experimento.

B-1.2. Etapas en el diseño de experimentos

Para que un estudio experimental sea exitoso se es necesario realizar, por etapas, diferentes actividades. En este sentido, la etapa más importante y a la que se le debe dedicar mayor tiempo es a la planeación.

Planeación y realización

La planeación consta de los siguientes pasos, necesarios para lograr una correcta aplicación del diseño experimental.

- Entender y delimitar el problema u objeto de estudio: hacer investigaciones preliminares que conduzcan a entender y delimitar el problema u objeto de estudio, de tal forma que quede claro que se va a estudiar, por qué se va a estudiar.
- Elegir la(s) variable(s) de respuesta que será medida en cada punto del diseño y verificar que se mide de manera confiable: la elección de esta variable es vital, ya que en ella se refleja el resultado de las pruebas. Por ello, se deben elegir aquellas que mejor reflejen el problema o que caractericen al objeto de estudio. Se debe tener confianza en que las mediciones que se obtengan sobre esas variables sean confiables.
- Determinar cuáles factores deben estudiarse o investigarse, de acuerdo a la supuesta influencia que tienen sobre la respuesta: no se trata de que el experimentador tenga que saber a priori cuales factores influyen, puesto que precisamente para eso es el experimento, pero sí de que utilice toda la información disponible para incluir aquellos que se considera que tienen un mayor efecto.

- Seleccionar los niveles de cada factor así como el diseño experimental adecuado a los factores que se tienen y al objetivo del experimento: este paso también implica determinar cuántas repeticiones se harán para cada tratamiento, tomando en cuenta el tiempo, el costo y la precisión deseada.
- Planear y organizar el trabajo experimental: con base en el diseño seleccionado, organizar y planear con detalle el trabajo experimental.
- Realizar el experimento: seguir al pie de la letra el plan previsto en la etapa anterior.

Análisis

Interpretación

Control y conclusiones finales

Anexo C. Principios teóricos de las propiedades estudiadas

C-1.1. Punto de nube. Es la temperatura a la cual aparece el primer cristal de parafina en forma de nube en el líquido cuando es enfriado bajo ciertas condiciones previstas. El punto de nube para cada mezcla de crudo depende de la temperatura de saturación de sus componentes y de la tasa de enfriamiento a la que se someta la mezcla de hidrocarburos. La temperatura del punto de nube disminuye a medida que aumenta el número de carbonos. La medición del punto de nube se debe realizar en crudos vivos, para tener en cuenta en el diseño de operaciones que puedan llegar a generar daño a la formación.

C-1.2. Punto de fluidez. Es la temperatura a la cual el crudo deja de fluir cuando es sometido a enfriamiento. Se determina cuando la muestra de crudo que está contenida en un tubo de 30 a 30.5 mm de diámetro interno se rota de su posición vertical a la horizontal, dejando de fluir al cabo de 5 segundos. El punto de fluidez de un crudo refleja la capacidad de la parafina dentro del crudo para desarrollar una red cristalina lo suficientemente resistente para retener e inmovilizar la fase aceite.

C-1.3. Viscosidad. Se define como la propiedad de un fluido que ofrece resistencia al movimiento relativo de sus moléculas, es decir resistencia a fluir. En los crudos parafínicos se presentan anomalías en la viscosidad. Cuando la temperatura del crudo está por encima del punto de nube este usualmente se comporta como fluido newtoniano, cuando la temperatura está por debajo del punto de nube y hasta el entorno del punto de fluidez comienza el comportamiento no newtoniano, es decir, las anomalías de la viscosidad.

C-1.4. Comportamiento reológico. La reología es la ciencia que estudia el flujo y deformación de los fluidos, cuando se someten a un esfuerzo de corte o cizalla. Las características de los fluidos cambian cuando son sometidos a este tipo de esfuerzos. Las características reológicas de un fluido son uno de los criterios esenciales en el desarrollo de productos en el ámbito industrial. Frecuentemente,

éstas determinan las propiedades funcionales de algunas sustancias e intervienen durante el control de calidad, los tratamientos (comportamiento mecánico), el diseño de operaciones básicas como bombeo, mezclado y envasado, almacenamiento y estabilidad física, e incluso en el momento del consumo (textura).

De acuerdo al comportamiento reológico los fluidos se caracterizan como:

- Fluidos newtonianos: (proporcionalidad entre el esfuerzo cortante y la velocidad de deformación).
- NO NEWTONIANOS (no hay proporcionalidad entre el esfuerzo cortante y la velocidad de deformación)
- VISCOELÁSTICOS (se comportan como líquidos y sólidos, presentando propiedades de ambos).

Anexo D. Pruebas de compatibilidad fluido-fluido y roca-fluido.

D-1. Pruebas de compatibilidad fluido-fluido.

D-1.1. Compatibilidad Visual

El término “compatibilidad”, está relacionado con la posible reacción química entre los productos usados, la cual generalmente va acompañada de la formación de precipitados. Para el caso de estudio no se observó cambios de color, ni formación de precipitados que indicaran reacción en el tratamiento. Por lo tanto se puede concluir que los aditivos presentan buena compatibilidad entre ellos.

Figura D-1.1. Compatibilidad de los productos químicos.



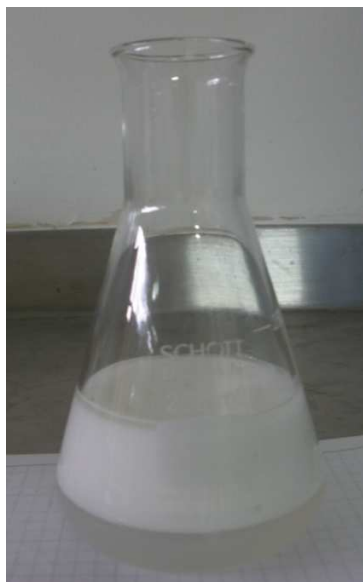
D-1.2. Solubilidad

Se realiza para determinar si el aditivo es soluble en el fluido transportador. Si no lo es, flotara en la superficie del tratamiento o será filtrado por la cara de la formación, disminuyéndose drásticamente la efectividad del aditivo, en esta ocasión el tratamiento químico no se inyecta con un fluido transportador, puesto que los pozos del Campo Colorado tienen un sistema de recirculación de químicos.

Para la realización de la prueba se tomaron 100 ml agua de formación (pozo Colorado 38) y se agregaron los aditivos en las concentraciones que se desean probar. Se agitó hasta obtener una mezcla homogénea y se observó periódicamente durante dos horas. La formación de dos fases o una dispersión lechosa puede ser indicativa de que algún aditivo no es totalmente soluble en el fluido transportador.

Durante la prueba se observó la formación de de dos fases o una dispersión lechosa producto de que el varsol no es soluble en agua.

Figura D-1.2. Formación de 2 fases en la prueba de solubilidad.



D-2. Pruebas de compatibilidad roca-fluido.

D-2.1. Mojabilidad Visual

Se realiza para determinar la tendencia del tratamiento a mojar la roca del yacimiento por agua o por aceite. Se preparó una solución de 50 ml con los aditivos. Se agregó 10 ml de arena de formación (arena C del pozo Colorado 21) y se agitó. Se dejó en remojo la arena durante 30 minutos y se decantó la solución.

Se tomó una probeta de 100 ml con 50 ml de salmuera sintética y encima la solución decantada. Se vertieron muestras de la arena previamente mojada y filtrada en la probeta y se observó la dispersabilidad relativa de las partículas o su tendencia a formar grumos en ambas fases. La dispersión de la arena en una determinada fase indica que la arena está mojada preferencialmente por dicha fase. Si por el contrario la arena se aglutina al contacto con la fase acuosa, es indicativo de que está mojada por hidrocarburo. Se observó que la arena se dispersa en la fase agua.

Figura D-2.2. Prueba de mojabilidad.



D-2.2. Detergencia

Con ella se determina la capacidad de limpieza del tratamiento y la mojabilidad que induce el mismo en la formación. Se preparó una mezcla de solvente (Varsol) y los aditivos a las concentraciones de interés y se agitó. Se agregaron 10 ml de arena y se agitó. Se dejó en remojo por 30 minutos al cabo de los cuales se decantó la mezcla, se colocaron 50 ml de agua de formación (pozo Colorado 38) y 50 ml de crudo previamente calentado a la temperatura de formación en un vaso de precipitados de 100 ml, se vertió la muestra de arena obtenida del paso anterior. Se observó el grado de limpieza de la arena a medida que transcurrió un

tiempo máximo de una hora, si el aditivo tiene una buena detergencia, la arena debe quedar limpia de crudo.

Se apreció que el tratamiento tiene muy buena detergencia, puesto que la arena queda bastante limpia.

Figura D-2.2. Prueba de mojabilidad.



ANEXO E. Cantidad de crudo a mezclar con el tratamiento.

La cantidad de crudo para el pozo Colorado 75 con la que el tratamiento debe interactuar depende básicamente de la columna de fluido que aporta el pozo, a continuación se muestra el volumen de fluido contenido en la columna.

Capacidad del Casing = 0,0238 Bls/ft

Columna de fluido = 2041 ft

Volumen de crudo a contactar = $(0,0238 \text{ Bls/ft}) \cdot (2041 \text{ ft}) = 48,57 \text{ Bls}$

El volumen de tratamiento inyectado debe interactuar con 48,57 barriles de crudo de la columna que aporta el pozo. La relación de volumen de tratamiento a volumen de crudo para este pozo fue de 1 gal/19,4 Bls cuando se utiliza 2,5 galones de tratamiento químico, y de 1 gal/6,46 Bls cuando se utiliza 7,5 galones.