

**EVALUACIÓN DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA EL CONTROL DE
PARAFINA EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO**

ISMAEL ORLANDO OCHOA LARA

SERGIO LOPEZ ARTEAGA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2009

**EVALUACIÓN DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA EL CONTROL DE
PARAFINA EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO**

ISMAEL ORLANDO OCHOA LARA

SERGIO LOPEZ ARTEAGA

**Trabajo de Grado Presentado Como Requisito Para Optar al Título de
Ingeniero Químico**

Director:

M.Sc. EMILIANO ARIZA LEON, Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2009

A DIOS por la sabiduría y bendiciones que derramo sobre mí.

*Dedico de forma inmensa a mi madre por su amor,
apoyo incondicional y por permanecer siempre a mi lado
inculcándome sus valores y estilo de vida
que me hicieron una persona de bien,
gracias a su reflejo me ha dado la fuerza
para superar cualquier meta.*

*A mis hermanos por su cariño y apoyo,
de los cuales me siento muy orgulloso.*

Ismael Orlando Ochoa Lara

Este logro es fruto del esfuerzo de mi familia, desde que fui un niño con la crianza y valores inculcados, con la dedicación para educarme y formarme como persona, con el tiempo que día a día me obsequiaron para salir adelante en mi vida académica, con el apoyo incondicional en mi proyecto de vida. Por todo esto es dedicado a mis padres Ricardo López Coneo, a mi madre Mercedes Arteaga Caro, a mi hermana Jenny López Arteaga

A Edna Lorena Quintana, por su compañía, comprensión y apoyo en los momentos difíciles, por caminar junto a mí y hacer de cada día un motivo más para vivir.

A mis amigos de ingeniería química, por hacer parte de este proceso de formación, por sus consejos, momentos felices y de más recuerdos que dejan huella en mi vida.

Sergio López Arteaga

Agradecimientos

Al profesor Emiliano Ariza por su orientación, apoyo incondicional, por su confianza y amistad.

Al campo colorado por su colaboración y darnos la oportunidad de hacer parte de este proyecto.

Al grupo de investigación Campos maduros por sus consejos, orientación y críticas constructivas que contribuyeron al mejoramiento de la investigación.

Al Ing. Hernando Bottia por su comprensión y apoyo en esta investigación.

A la Dr. Lilia Rodríguez por su colaboración, y por compartirnos su gran conocimiento, de igual manera al equipo humano del laboratorio de reología y fenómenos interfaciales del ICP.

A nuestros amigos de ingeniería química por los momentos de alegría y por todas las vivencias de esta etapa de nuestras vidas.

A la escuela de ingeniería química por brindarnos la excelente formación profesional con la cual buscaremos mejorar día a día el país.

CONTENIDO

INTRODUCCION	1
1. MARCO TEORICO	2
1.1 CAMPO COLORADO	2
1.2 PROCESO DE CRISTALIZACION DE PARAFINA	3
1.3 FENOMENOS QUE AFECTAN LA CRISTALIZACION	4
1.4 PROPIEDADES INVOLUCRADAS EN LA PRECIPITACION DE PARAFINA	5
1.4.1 Punto de nube	5
1.4.2 Punto de fluidez	5
1.4.3 Comportamiento reológico	6
1.5 CONSECUENCIAS DE LA DEPOSITACION DE PARAFINA	7
1.6 METODOS DE CONTROL DE PARAFINAS	8
1.7 METODO QUIMICO	9
1.7.1 Surfactantes	11
1.7.2 Dispersantes	12
1.7.3 Solventes	15
2 ETAPA EXPERIMENTAL	16
2.1 SELECCIÓN Y MUESTREO DE POZO	16
2.2 PREPARACION DE MUESTRA	17
2.3 SELECCIÓN DE ADITIVOS PARA EL TRATAMIENTO QUIMICO	19
2.4 PRUEBAS PRELIMINARES	20

2.4.1 Compatibilidad visual	20
2.4.2 Solubilidad	21
2.4.3. Mojabilidad visual	21
2.4.4 Detergencia	22
2.5 PUNTO DE NUBE Y FLUIDEZ DINAMICO	23
2.6 COMPORTAMIENTO REOLOGICO	25
2.7 APLICACIÓN DEL TRATAMIENTO QUIMICO EN CAMPO	28
2.7.1 PROCEDIMIENTO PARA LA INYECCION DE TRATAMIENTO QUIMICO EN POZO	30
3 COSTOS DE APLICACIÓN DEL TRATAMIENTO	32
4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	34
5. BIBLIOGRAFIA	35

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Formulaciones y resultados de punto de nube y fluidez.	23
Tabla 2. Formulaci3n del tratatamiento recomendada	25
Tabla 3.comportamiento reol3gico	25
Tabla 4. Costo de aditivos.	32
Tabla 5. Costo tratamiento qu3mico.	32

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación campo Colorado	2
Figura 2. Efecto aplicación de dispersante	13
Figura 3. Colorado 25	17
Figura 4. % de parafina vs temperatura de cristalización para el crudo de colorado 25.	18
Figura 5. Punto de nube de las formulaciones químicas.	24
Figura 6, influencia de la velocidad de deformación con la viscosidad.	26
Figura 7. Curvas de viscosidad a 100 s ⁻¹ para el blanco, el crudo con 2 % w parafina y la formulación 12.	27
Figura 8. Diagrama de inyección del tratamiento químico en pozo	30

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. PERFIL DE TEMP. DE CRISTALIZACION	37
ANEXO B. CARACTERIZACION DEL POZO COLORADO 25	38
ANEXO C. PROPIEDADES ADITIVOS DEL TRATAMIENTO QUIMICO	39
ANEXO D. PRUEBAS PRELIMINARES	40
ANEXO E. SISTEMA INYECCION DE TRATAMIENTO QUIMICO	42

RESUMEN

Título: Evaluación de un tratamiento químico para el control de parafina en el crudo del campo colorado*.

Autor(es): Sergio López Arteaga, Ismael Orlando Ochoa Lara**

Palabras claves: parafina, precipitación, cristalización, viscosidad, punto de nube, punto de fluidez.

Los crudos parafínicos crean problemas en la producción debido a dos razones principalmente, por restricción del flujo debido a la reducción en el diámetro de la tubería de producción y el aumento de viscosidad del crudo. Existe un potencial para que las parafinas cristalicen y se adhieran a la superficie de la tubería, por esto una vez pasa el tiempo esta capa de parafina aumenta y en el peor de los casos bloquea completamente el flujo.

El uso de químicos ha sido efectivo para resolver los problemas de deposición de parafina, este trabajo presenta la evaluación de un tratamiento químico conformado por un dispersante que tiene una acción preventiva por la disminución o eliminación del crecimiento de los cristales, un surfactante ayudando a mojar las partículas parafínicas, rompiendo los depósitos y previniendo la aglomeración, solvente que restaura la capacidad de disolver los cristales de ceras parafínicas debido a la precipitación por pérdida de gases o reducción de la temperatura y un solvente mutual cuya función es mejorar las propiedades de solubilidad entre los aditivos a nivel de laboratorio mediante el estudio de pruebas aplicadas a un crudo característico del campo colorado como lo son punto de nube, punto de fluidez y viscosidad, las cuales determinaron la efectividad y mejor combinación del tratamiento químico. Además se realizó un procedimiento de aplicación en campo con la mejor formulación obtenida de las pruebas de laboratorio donde se recomendó las cantidades y tiempos de aplicación del tratamiento, así como los costos que esto representaría.

* Trabajo de grado

** Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería química.

Directores: M.Sc Emiliano Ariza

ABSTRACT

Titulo: Evaluation of a chemical treatment for the paraffins control in the oil field colorado*.

Author: Sergio López Arteaga, Ismael Orlando Ochoa Lara**

Key Words: paraffin, precipitation, crystallization, viscosity, cloud point, pour point.

Paraffinic crudes oils create problems in production due to two reasons, for restricting the flow due to a reduction in the diameter of the pipeline production and increased oil viscosity. There is a potential for paraffins are crystallized and adhere to the surface of the pipeline, so once it passes the time this layer of paraffin increased and the worst case completely blocks the flow

The use of chemicals has been effective in solving the problems of deposition of paraffin, this paper present the evaluation of a chemical treatment comprises a dispersant that has a preventive action for the decrease or elimination of the growth of the crystals, a surfactant helping to wet the paraffinic particles, breaking the deposits and preventing the agglomeration, solvent that to restore the capacity to dissolve the paraffinic crystals of wax due to the precipitation for lost of gases or reduction of the temperature and a mutual solvent whose function is to improve the properties of solubility among the chemicals to level of laboratory by studying a test applied to crude characteristic of the colorado field cloud point, pour point and viscosity, these determined the effectiveness and best combination of chemical treatment. also carried a procedure for application in the field with the best design obtained from the laboratory tests with recommended amounts and timing of treatment and the costs that this would represent.

* Graduate Project

** Faculty Physical and Chemical. Chemical engineering.

Director: M.Sc Emiliano Ariza.

INTRODUCCION

En la Industria petrolera se valora la calidad de un tipo de crudo debido al porcentaje de parafinas presente en el, así un crudo con alto porcentaje de parafinas es muy atractivo para el mercado, de ahí que las parafinas no son un problema en sí, son el potencial agregado que se busca. La parafina es un componente común en los crudos, a medida que el crudo sube por la tubería de producción cambian las propiedades termodinámicas como temperatura y presión, llegando al punto en el cual es posible que se rompa el equilibrio provocando la precipitación y posterior depositación de parafina en un punto entre el yacimiento, la boca de pozo y en superficie.

La temperatura es el factor de mayor importancia, el punto en el cual aparece el primer cristal en el crudo se denomina punto de nube, la temperatura que representa este punto se le denomina temperatura de cristalización. La temperatura disminuye en el crudo a medida que se acerca a la superficie, en cualquier parte del sistema de producción o yacimiento donde exista una disminución de temperatura por debajo del punto de nube, iniciará la precipitación y posterior depositación sobre las paredes del tubo de producción (tubing), disminuyendo el área transversal y en consecuencia obstruyendo el flujo de crudo hacia la superficie ocasionando altas disminuciones en la producción.

El Campo Escuela Colorado que actualmente administra la Universidad Industrial de Santander (ver anexo B), cuenta con un crudo altamente parafínico con problemas de precipitación de parafinas dentro de la tubería de producción; el presente trabajo tiene como objetivo general la evaluación de un tratamiento químico para el control de parafina utilizando una mezcla de dispersante, solvente y surfactante. Para dar cumplimiento al anterior objetivo, se evaluó el comportamiento de los químicos utilizados a nivel de laboratorio, también se determinó el tratamiento óptimo y se planteó el procedimiento de aplicación en campo junto con la evaluación económica.

1. MARCO TEORICO

1.1 CAMPO COLORADO

El Campo colorado está localizado en el departamento de Santander (Colombia), en la cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, en inmediaciones del Municipio de San Vicente de Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja.

Figura 1. Ubicación campo colorado



Fuente:

El campo posee un total de 75 pozos perforados a lo largo de toda su estructura, 5 de los cuales actualmente registran producción. La máxima producción alcanzada fue en 1973 con un caudal de 1771 BOPD declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores por diferentes problemas mecánicos principalmente por el taponamiento de las líneas con parafinas.

De acuerdo a lo anterior el campo colorado se considera un campo maduro entre otros aspectos porque ya ha alcanzado su máximo nivel de producción, por la presencia de pozos inactivos y pocos activos los cuales presentan problemas para producir.

Actualmente la producción es de 28 BOPD, el sistema de producción actual es de levantamiento artificial por bombeo mecánico en los pozos col 38, 37, 70, 75 y por sistema de recoil en el pozo col 25. 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. Mediante la determinación de la gravedad API del crudo de los pozos del Campo, se realizó un análisis y se encontró que el petróleo producido varía de 30 a 42 °API a lo largo de toda la estructura lo cual indica que es un crudo liviano.

1.2 PROCESO DE CRISTALIZACION DE PARAFINA

Las parafinas son esencialmente mezclas de largas cadenas lineales hidrocarbonadas (n-parafinas), están constituidas por cadenas de hidrocarburos que poseen únicamente átomos de carbono e hidrógeno; son hidrocarburos saturados. Aquellas parafinas que pueden precipitar de la solución bajo ciertas condiciones termodinámicas, que comúnmente se les conoce como “ceras” comprenden el rango del C₁₈ hasta el C₆₀. [1]

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

1) *nucleación*. Cuando la temperatura de la solución líquida disminuye hasta el punto nube, la energía de movimiento molecular se incrementa generándose aproximaciones entre los cristales que han iniciado su formación y consecuente agregación de cadenas adyacentemente alineadas. Las moléculas de parafina continúan adhiriéndose hasta formar cristales ordenados. Estos cristales forman núcleos que alcanzan un tamaño crítico y llegan a ser estables dando inicio la fase de nucleación.

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

3) *aglomeración*. Cuando el producto es enfriado a una temperatura mas baja que el punto de nube, aumentando drásticamente el tamaño del cristal y modificando las propiedades reológicas de la solución. Finalmente los cristales se aglomeran dentro de particular que se depositan o se organizan en redes cristalinas rígidas.

1.3 FENOMENOS QUE AFECTAN LA CRISTALIZACION

En condiciones de reservorio las parafinas están generalmente en solución, sin embargo cuando estas condiciones son alteradas, como cambios en temperatura y/o presión, las parafinas precipitaran y adhieran a la superficie en el ambiente circundante.

Diferentes factores pueden influir en la precipitación:

- la temperatura
- Pérdidas de fracciones ligeras contenidas en el crudo
- Presión
- Transferencia de calor desde el crudo a la tubería de producción y a la formación adyacente
- Peso molecular de las parafinas
- Efecto de la dinámica del fluido
- Naturaleza de la solución
- Tipo y rugosidad de las superficies de la tubería.[2]

La temperatura es el primer factor de la precipitación, Como hay enfriamiento del crudo a medida que se acerca a la superficie, en cualquier parte del sistema de producción o yacimiento donde exista una disminución de temperatura por debajo del punto de nube, iniciará la precipitación y posterior depositación.

1.4 PROPIEDADES INVOLUCRADAS EN LA PRECIPITACION DE PARAFINA

Las propiedades más importantes que se debe tener en cuenta en el momento de escoger algún tipo de tratamiento de parafinas son punto de nube, punto de fluidez y comportamiento reológico, los cuales dependen de la temperatura de saturación de sus componentes y de la tasa de enfriamiento a la que se someta la mezcla de hidrocarburo.

1.4.1. Punto de nube. Temperatura a la cual se forma el primer cristal de parafina. 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.

1.4.2. Punto de fluidez. Temperatura a la cual el crudo deja de fluir; debido al aumento de la viscosidad producto de la parafina precipitada a medida que se enfría la muestra. 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.

1.4.3. Comportamiento reológico. La reología es la ciencia que estudia las características de deformación y de flujo tanto líquido como sólido. Un material determinado responde de una forma característica frente a una fuerza aplicada. El objetivo de la reología es describir el comportamiento del material a partir de variables como lo son la temperatura, gradiente de velocidad de deformación, viscosidad y el esfuerzo de corte.

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).

La viscosidad es un parámetro fundamental en la reología de un fluido, esta se define como una medida de la resistencia a la deformación del fluido. La viscosidad puede estar muy afectada por variables como la temperatura, la presión y el gradiente de velocidad de deformación entre otros, siendo éstas las más importantes. Para líquidos la viscosidad disminuye a medida que aumenta la temperatura, para esto existen formulas que predicen estos comportamientos siendo la más conocida la ecuación de arrhenius.

Los cambios de viscosidad con la presión son bastante pequeños para presiones distintas de la atmosférica. Para la mayoría de los casos prácticos, el efecto de la presión se ignora a la hora de hacer mediciones con el viscosímetro.

Tipos de fluidos:

Fluidos newtonianos: En dichos fluidos la viscosidad absoluta (μ) es una función exclusiva de la condición del fluido (en particular de su temperatura), el gradiente de velocidad no tiene efecto sobre dicha propiedad. Ejemplos de estos fluidos son el agua, el aceite, el alcohol y la glicerina.

Fluidos no newtonianos: son aquellos donde la viscosidad depende de la temperatura y de dicho gradiente de velocidad, se pueden clasificar según su dependencia del tiempo en:

Fluidos no newtonianos independientes del tiempo:

- Seudoplásticos: Su viscosidad disminuye al aumentar el gradiente, por ejemplo las suspensiones de arcilla y agua.
- Fluidos dilatadores: Su viscosidad aumenta al aumentar su gradiente de velocidad, por ejemplo almidón en agua.
- Fluidos de Bingham: La deformación del fluido se inicia a un esfuerzo de corte alto, por ejemplo la pasta dental o la salsa de tomate.

Fluidos no newtonianos dependientes del tiempo:

- fluidos *tixotrópicos*: en los que su viscosidad disminuye al aumentar el tiempo de aplicación del esfuerzo cortante, recuperando su estado inicial después de un reposo prolongado.

Fluidos *reopéticos*: su viscosidad aumenta con el tiempo de aplicación de la fuerza y vuelven a su estado anterior tras un tiempo de reposo

1.5 CONSECUENCIAS DE LA DEPOSITACION DE PARAFINA

En el campo escuela colorado históricamente se ha presentado problemas de depositación de parafinas, el cual se a atacado con algunos métodos correctivos como 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, obteniendo algunas veces resultados desfavorables, inclusive llegando al taponamiento de pozos.

A continuación se presentan los problemas ocasionados por la deposición de parafinas:

- Cambios en las características reológicas del crudo.
- Requerimiento de potencia extra para asegurar el flujo de los fluidos.

- Reducción de la producción de hidrocarburos por obstrucción del área de flujo dentro de la tubería de producción y en superficie.
- Falla en equipos de subsuelo y superficie.
- Cierre de los pozos.
- Incremento en el mantenimiento de los equipos.
- Aumento en los costos de prevención y tratamiento del problema.
- Se requiere contar con personal especializado para investigación y manejo del problema”.

1.6 METODOS DE CONTROL DE PARAFINAS

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

- Método térmico
- Método mecánico
- Método químico

En algunos casos se emplean una mezcla de dos de estos métodos; alrededor de estos métodos existen costos que en la mayoría de los procedimientos causan pérdida de producción, y posibles daños en los equipos.

El método más antiguo empleado para corregir los problemas de parafinas ha sido el método mecánico que incluyen herramientas con rascadores, ganchos, cuchillos y brocas que son probados para remover depósitos orgánicos en las diferentes líneas por donde circula el crudo; la ventaja de remover mecánicamente los depósitos de parafina es que se asegura la limpieza total de las líneas pero la desventaja esta inmersa en la limitación del tiempo, la limitación de los equipos y el costo comparado con los otros métodos, la razón es la que se requiere de personal especializado, tiempo de operación, y equipos especiales y no se proporciona una solución a largo plazo para el problema de depositación.

La técnica más conocida del método térmico es el bombeo de aceite caliente, el proceso térmico en el que se bombea aceite caliente hacia el anular hace que la tubería de producción esté rodeada de aceite con suficientemente calor como para superar el punto de fusión de las parafinas y remover los depósitos de parafinas. Investigaciones acerca de esta técnica han arrojado problemas en daño a la formación.

En las últimas décadas se han logrado avanzar en los estudios y desarrollos de los métodos químicos como inhibidores de depositación de parafinas, logrando resultados satisfactorios representados en grandes sumas económicas para la industria petrolera. a continuación se hace énfasis en este método.

1.7 METODO QUIMICO

El uso de químicos para reducir los problemas de parafinas se ha vuelto muy común en la industria del petróleo. Aunque se ha avanzado en el desarrollo de nuevos productos que poseen la propiedad de inhibición de parafina, fue observado que ningún químico era igualmente eficaz en todos los pozos de un mismo campo y peor a un cuando varía de un campo a otro. Por lo que se requiere el estudio individual de cada aditivo a utilizar en un pozo específico.[4] Los tipos de químicos disponibles para los tratamientos de parafinas son: 1. Solvente, el cual actúa para disolver la parafina de los depósitos. 2. modificadores, son usados para alterar el crecimiento de los cristales de parafina. 3. Dispersantes de parafina, estos no permiten la unión de partículas de parafina, reduciendo la tendencia a depositarse. 4. Surfactantes, actúan para solubilizar las ceras parafínicas, usualmente en superficies acuosas. Los tipos de productos 2, 3, 4 generalmente tienden a usarse para específicas clases de parafina o crudos, estos son seleccionados en base a estudios y pruebas de laboratorio.

El uso de tratamientos químicos a nivel mundial y nacional ha sido estudiado, siendo objeto de investigaciones las diferentes sustancias que son utilizadas en el control de parafina.

A nivel internacional el método químico como alternativa de solución es altamente aplicado en los diferentes campos del mundo; por ejemplo en México se evidencian problemas de deposición de orgánicos presentada durante la producción del pozo, este se atacó por medio de un tratamiento químico compuesto por un dispersante y un solvente, los resultados fueron notorios ya que incrementó la producción drásticamente. En Southern Oklahoma un pozo experimentó problemas de parafina en la tubería de producción (tubing), el uso de un tratamiento químico no solo removió la parafina, sino que aumentó la producción, manteniéndola constante en el tiempo. [5]

A nivel de Colombia, las estimulaciones orgánicas con químicos han sido cada vez más comunes, siendo estas utilizadas en los diferentes campos de Colombia con problemas de parafina, por ejemplo en el campo Lisama se han utilizado una combinación de sustancias que ayudan a mejorar las propiedades para controlar el problema de parafina, se han mezclado surfactante, solvente y solvente mutuo en algunas veces combinadas con aceite caliente en la aplicación de los pozos, estos trabajos de control han dado resultados satisfactorios, los cuales han aumentado considerablemente la producción y lo más satisfactorio con un buen seguimiento se ha logrado controlar los problemas de parafina.[6]

Más recientemente en el campo Yarigui-Cantagallo se realizó un trabajo completo de estimulación orgánica, con el fin de controlar los problemas con asfaltenos, resina y parafina. Este utilizó el llamado Varsol mejorado, el cual utiliza una mezcla de Varsol, xileno, surfactante y un solvente mutuo en diferentes porcentajes. Este trabajo contó con bastante éxito ya que aumentó la producción. [7]

1.7.1 SURFACTANTES

Los surfactantes son comúnmente empleados en la industria petrolera, haciendo parte en formulaciones de tratamientos químicos para la remoción de orgánicos con el fin de mejorar las propiedades y las acciones entre los fluidos y sólidos influyentes en la aplicación de las formulaciones.

Los surfactantes son rígidos en su estructura, tienen una alta tensión superficial, habilidad lubricante, resistencia química, resistencia térmica, facilitan o aumentan la emulsividad, dispersión, mojado, distribución, adherencia, penetración y otras propiedades de modificación de las superficies de los líquidos.

Ellos son compuestos que producen cambios físicos en la superficie de los líquidos, ocurriendo dichos cambios en la interfase entre dos líquidos, o entre un líquido y un gas o sólido. Debido a los cambios que ellos producen en las superficies, los surfactantes se conocen como agentes con actividad superficial. Las aplicaciones prácticas de los surfactantes son debidas a su tendencia a ser absorbidos en la interfase entre la solución y la fase líquida, sólida o gaseosa adyacentes.

Todos los surfactantes poseen la forma común de un grupo soluble en agua (hidrofílico) adherido a una larga cadena hidrocarbonada soluble en aceite (lipofílico). Estos dos grupos pueden estar directamente encadenados o pueden estar adheridos indirectamente a través de un grupo intermediario. Pequeñas diferencias en la estructura del surfactante afectan grandemente su comportamiento. En los surfactantes aniónicos cuando más cerca está el grupo hidrofílico al final de la cadena hidrocarbonada mejor funciona como detergente, mientras que similar compuestos con este grupo localizado cerca de la mitad de la cadena hidrocarbonada funcionan como excelente agentes mojanter.

Cualquier surfactante posee generalmente en algún grado más que otro, si no todas, propiedades características de surfactantes en general. Por supuesto,

una propiedad usualmente predomina, formando la base para la clasificación, por ejemplo, cosolventes (agentes de enlace), agentes estabilizantes (emulsificantes, dispersantes), agentes mojantes, dispersantes, penetrantes, agentes formadores de depósitos, agentes higroscópicos, activadores o sinergistas, detergentes. Los surfactantes son normalmente clasificados en 4 grandes grupos, lo cual se basa en la ionización en agua; estos grupos son: aniónicos, catiónicos, no iónicos, anfotéricos.

Los surfactantes aniónicos y catiónicos se ionizan cuando se mezclan agua, y ellos deben sus propiedades de actividad superficial a sus aniones cationes, respectivamente. Los surfactantes no-iónicos no se ionizan soluciones acuosas. Los anfotéricos actúan ya sea como aniónicos o catiónicos, dependiendo de la acidez de la solución. Los surfactantes general son categorizados comúnmente como jabones o surfactante sintéticos.

1.7.2 DISPERSANTE

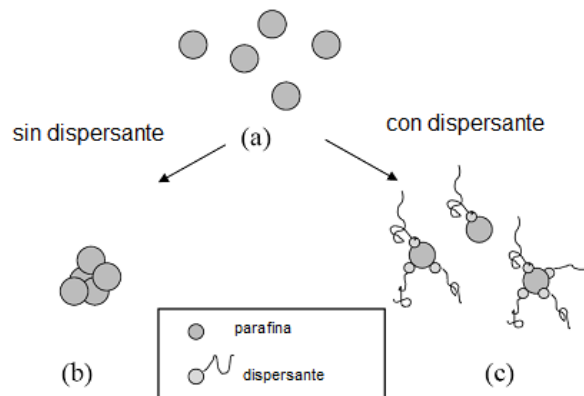
Los dispersantes es uno de los más importantes aditivos usados en la industria del petróleo porque este hace efectivo la reducción de la agregación de ceras orgánicas producidas durante la extracción normal del crudo. Estas ceras están compuestas de partículas ricas de carbono (CRP).

Los dispersantes tienen una acción preventiva por la disminución o eliminación del crecimiento de los cristales. Son macromoléculas con estructura muy similar a la parafina excepto que ellas tienen un grupo polar al final de la cadena de carbono. Su estructura similar lo involucra en los procesos de cristalización, sin embargo los grupos polares localizados al final de las cadenas crean fuerzas de repulsión las cuales impiden el crecimiento de los cristales.

Los dispersantes estabilizan las partículas polares en el aceite via mecanismo estéril. Aunque la parte polar del dispersante es anclada hacia la superficie de las partículas ricas de carbono, las cadenas no polares son solvatadas y despliegan algún desorden conformacional. Cuando dos partículas son abrigadas con el dispersante consiguen cerrarse a otras. Interpenetrando las

caras, haciendo que en las cadenas no polares suelten el desorden y la entropía. Esto es energéticamente infavorable y resulta en la repulsión entre partículas o en otras palabras estabilización de las partículas. Ver figura 2.

Figura 2. Efecto aplicación de dispersante



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

El principal mecanismo por el cual un dispersante reduce la energía de un sistema es generalmente por la adsorción en la interface disponible. Sin embargo cuando todas las interfaces son saturadas, la reducción de la energía global es lograda a través de otras alternativas como cristalización o precipitación de moléculas de soluto de la solución, una situación comparable a lo que se encuentra por una solución de cualquier soluto que excede esta solubilidad límite. En el caso de un dispersante, otra alternativa envuelve la formación de agregados moleculares como resultado de su estructura.

Adsorción de dispersante hacia partículas ricas en carbono

La adsorción de dispersante es un fenómeno que ocurre en la interface entre las partículas ricas en carbono sólidas y el solvente. Esta región es generalmente referida como el límite entre dos fases inmiscibles donde las características químicas y físicas en un cambio de fase cambian abruptamente. Las moléculas en una interfase tienen una energía potencial mas alta que aquellas que están en la solución. Su localización específica en el medio, experimentan un campo de fuerza asimétrico que se levanta de las

interacciones con las moléculas interfaciales vecinas. Para dos fases inmiscibles, las unidades interfaciales normalmente interactúan fuertemente con idénticas unidades presentes en la fase que con unidades presentes en otra fase. Como resultado, la energía de las unidades localizadas en la interfase incrementa. Este incremento en la energía es también experimentado por las unidades polares que constituyen la surface de las partículas ricas en carbono. El requisito que la energía global de el sistema se conserve en un resultado minimo en la agregación de las partículas ricas en carbono para minimizar la superficie expuesta.

Para minimizar la anergia las moléculas del dispersante tiene tres opciones:

- 1- Adsorber sobre la superficie de las partículas solidas presentes en la solución
- 2- Agregarse juntos en miscelles
- 3- Precipitar fuera de la solución

En la presencia de CRP, las moléculas de dispersante adsorberán sobre la superficie polar de los CRP para bajar la energía global de la solución. Asi la presencia de el dispersante retarda la agregación o precipitación de CPR fuera de la solución.

En general, la fuerza de adsorción es afectada por tres factores:

- 1- La naturaleza del adsorbente
- 2- La naturaleza del adsorbato
- 3- La naturaleza del solvente

Un cambio en cualquiera de estos tres factores afectan la eficiencia de la adsorción

1.7.3 SOLVENTE

El uso de solventes en tratamientos para el control de parafinas comenzó desde hace mucho tiempo y este se ha seguido aplicando a través de los años. Los solventes son aplicados al crudo para restaurar la capacidad de disolver los cristales de ceras parafinicas debido a la precipitación por pérdida de gases o reducción de la temperatura. Siendo los mas usados aquellos que resultan de los cortes de la refinación del mismo crudo debido a su naturaleza similar. Algunos de estos son el Pentano, butano, xileno, gasolina, diesel, varsol, nafta, tolueno, etc. [7, 12]

Los solventes deberían ser usados calientes, ya que de este modo se aprovecha el calor para solubilizar e incrementar el flujo de depósitos removidos, sin embargo se debe tener cuidado ya que se pueden presentar problemas debido al bajo punto de chispa del solvente a utilizar. [12]

La acción del solvente sobre la parafina depende básicamente del tipo de solvente (alifático, aromáticos), el tipo de parafina (tamaño de la cadena), la temperatura, siendo la más favorable la temperatura de fusión de la parafina y el tiempo de contacto, este en la mayoría de los casos es un resultado de los trabajos en campo y es determinado de manera empírica teniendo en cuenta la severidad del daño a la formación o del depósito ocurrido en las tuberías. La modificación de uno o más factores puede cambiar drásticamente para un mismo tipo de parafina la efectividad del método.

Tanto la aplicación de solvente, como un programa de remoción mecánica, no previenen la deposición de parafina. En algunos casos la remoción mecánica es el método más económico y en otras ocasiones en que los depósitos necesitan ser removidos se necesita de un programa de estimulación con solventes acompañado de otros aditivos que ayuden a mejorar las condiciones de aplicación y retarde el futuro aumento de la deposición de parafinas.

2. ETAPA EXPERIMENTAL

2.1. SELECCIÓN Y MUESTREO DE POZO

Debido a la imposibilidad de muestrear crudo de fondo, por los costos y tiempo que esto requiere, se tomó como punto de partida la investigación realizada en el campo colorado por Emiliano Ariza en su investigación de Maestría en Ingeniería de hidrocarburos en el año 2008 [13], donde se realizó la determinación del umbral de precipitación de parafina, caracterizando el crudo del pozo Colorado 25 (col 25) (ANEXO A), perteneciente a las arenas B.

El pozo colorado 25 desde sus inicios ha presentado problemas de parafinas, por lo que llevo a desinstalar los equipos de bombeo mecánico por su baja producción. Actualmente el pozo tiene una producción de 7 barriles por día (BOPD) en promedio, con un porcentaje muy bajo de agua. Esto lo hace un crudo representativo para evaluar el comportamiento de este aplicando el tratamiento químico ya que se evidencia un crudo altamente parafínico y con poco porcentaje de agua, lo que evita una deshidratación de la muestra para las posteriores pruebas de laboratorio. Otros de los aspectos que se tuvieron en cuenta en la selección del pozo fueron las condiciones de acceso al sitio del pozo y las facilidades para el acondicionamiento y muestreo en superficie.

El sistema de bombeo actual es Recoil, el cual cuenta con una facilidad para la toma de muestra en su diseño. Se recolectó una muestra de 2 galones debidamente sellada, esta fue llevada al laboratorio de reología y fenómenos interfaciales FIR del instituto colombiano del petróleo para la preparación previa a la ejecución experimental.

Figura 3. Colorado 25



Cabeza de pozo

muestreo crudo de superficie

Fuente: Autor

2.2. PREPARACION DE MUESTRA

Se buscó obtener muestras que representara al crudo a las condiciones originales en donde se presenta la precipitación de la parafina, partiendo de una muestra de crudo de superficie se le agregó parafina, y se calculó el punto de nube para diferentes concentraciones, se observó que a medida que aumenta el porcentaje de parafina, aumenta el punto de nube, de esta forma se correlacionó y se encontró la concentración a la cual el punto de nube es igual a 90°F la cual es la temperatura a la cual comienza el problema a nivel de tubería (1550 pies) a una presión de 423 psia. (Ver ANEXO A) [7]

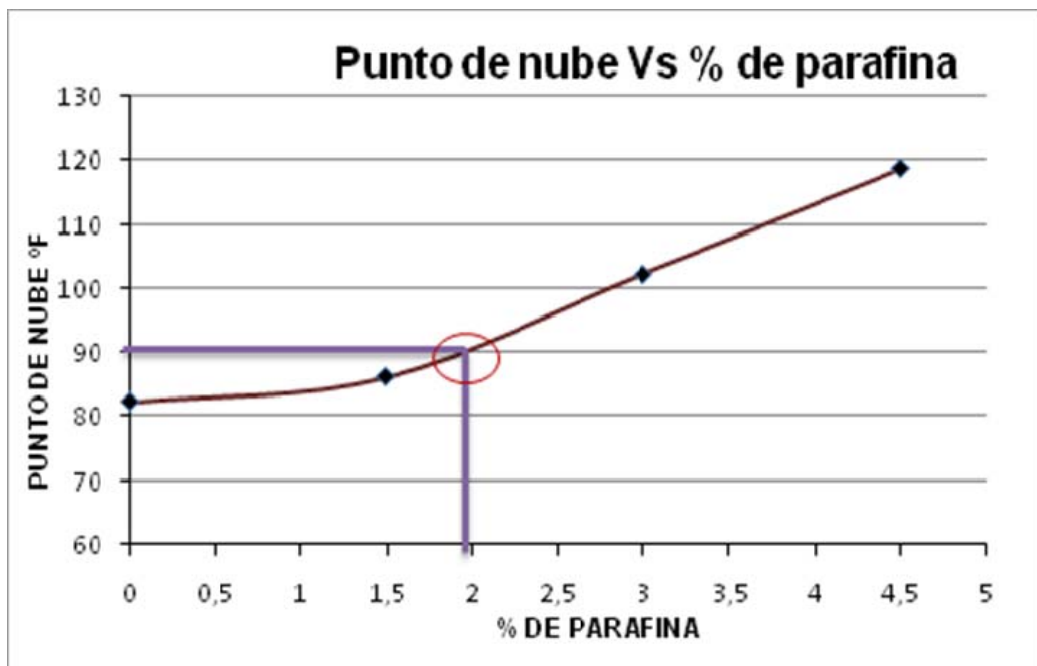
Para la preparación de la muestra y la realización de las pruebas no se agregó gas a presión ya que para el estudio realizado al col-25, “*se encontró que el gas en solución no tiene un efecto marcado sobre la envolvente de precipitación de parafinas*”. [13]

Procedimiento:

Previo a las adiciones de parafina al crudo campo Colorado libre de esta, se estableció la temperatura de fundición de la parafina, 70°C. La preparación de las mezclas “*crudo + parafina*” fue llevada a cabo en un reactor de homogeneización sometiendo el sistema a 70°C y agitación mecánica 650 rpm por 5 minutos garantizando la total dilución de la parafina en la matriz del crudo.

Se realizó pruebas de punto de nube y fluidez dinámica en el Laboratorio Fenómenos Interfaciales & Reología a muestras de superficie de col-25 agregando distintas concentraciones de parafina (0%, 1.5%, 3%, 4.5% w/w). Según los resultados presentados en la figura 3 se deben adicionar un porcentaje de 2 % en peso a crudo de superficie para obtener una muestra que represente la condición del crudo a la cual comienza el problema de precipitación de parafinas, en la figura podemos observar el comportamiento.

Figura 4. % de parafina vs temperatura de cristalización para el crudo de colorado 25.



Fuente: Autor

2.3 SELECCIÓN DE ADITIVOS PARA EL TRATAMIENTO QUIMICO

Se diseñó un tratamiento químico el cual debía cumplir con las siguientes funciones:

- Favorecer la mojabilidad por agua de la tubería y de la cara de la formación.
- Mantener dispersos los cristales de parafina que puedan formarse.
- Remover los depósitos de parafina del tubing.

Para que el tratamiento químico cumpla con tales funciones y características y con el propósito de reducir la frecuencia de trabajos de limpiezas de tubería, éste debe poseer básicamente cuatro componentes: solvente, solvente mutual, surfactante y un dispersante de parafinas. Estos productos comerciales han sido utilizados para el control de parafina en los diferentes campos de Colombia. Estos serán llamados Dispersante A, Surfactante B, Solvente C (varsol) y Solvente mutual D. A continuación podemos ver sus características

Dispersante A: es un dispersante diseñado para disolver y remover depósitos orgánicos en aplicaciones de petróleo. Posee fuertes propiedades dispersantes / solventes diseñadas para penetrar los depósitos de aceite, parafina y de grasa. Este tiene un alto punto de inflamación y es biodegradable. El producto es compatible con otros solventes y alcoholes. Tiene una gran capacidad para disolver una amplia gama de depósitos orgánicos, que se hallan típicamente en los equipos de procesamiento de petróleo, tuberías de flujo y tuberías dentro del pozo, permitiendo su remoción efectiva del sistema en una aplicación de flujo de solvente.

Surfactante B: es un surfactante no iónico recomendado para ser usado en tratamientos para remoción de parafinas, tratamientos ácidos y salmueras de reacondicionamiento de pozos. Puede utilizarse en sistemas de inyección de agua para incrementar el recobro de petróleo. Este producto ofrece una fuerte acción detergente y desestabiliza o previene la formación de emulsiones.

Solvente C: es un compuesto alifático, producto de la destilación de naftas o de gasolina natural. Debido a su naturaleza es ampliamente utilizado en la industria petrolera como disolvente de parafina. Este producto es incoloro, de olor agradable y con poder solvente por lo cual tienen variados usos en la industria.

Solvente mutual D: es un producto de alto poder de solvencia de resinas que sinergiza la acción detergente de los tensoactivos y evita la adsorción de los inhibidores de corrosión en las formaciones incrementando la solubilidad de los compuestos usados en las estimulaciones ácidas o con disolventes.

2.4 PRUEBAS PRELIMINARES

Con el fin de evaluar los químicos preseleccionados para observar su comportamiento en forma combinada, se realizaron pruebas de laboratorio como por ejemplo la compatibilidad entre los productos a utilizar, la solubilidad de estos en el crudo, la capacidad de limpieza (detergencia) y la tendencia de mojar la roca por agua o por aceite (mojabilidad) del tratamiento.

2.4.1 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. Los aditivos se agregaron en las concentraciones a usar en el tratamiento, se mezclaron y se observó la mezcla durante dos horas. Si existe incompatibilidad entre los productos se formarían precipitados. Finalmente, debe evitarse la mezcla de los mismos.

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. Ver anexo D. Muestran el resultado final para la prueba de compatibilidad.

2.4.2 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.

Para la realización de la prueba se tomaron 100 ml de salmuera sintética (agua con 12000 ppm NaCl) y se agregaron los aditivos en las concentraciones que se deseo 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 y por lo tanto debe descartarse.

Se observó que para el tratamiento la solución no cambia de color, no se presentaron dos fases, se mantiene homogénea y no se noto un cambio brusco de viscosidad, indicativo que los aditivos son solubles en el fluido transportador. Ver anexo D. Muestra los resultados de la prueba de solubilidad para ambos tratamientos

2.4.3 Mojabilidad Visual

Se realiza para determinar la tendencia del tratamiento a mojar la roca del yacimiento por agua o por aceite [8]. Lo ideal es que la formación productora quede mojada por agua, para el caso del tratamiento químico a evaluar, lo que se quiere básicamente es que los aditivos presentes en él mojen la tubería por agua con el fin de evitar la posterior adherencia de parafina en la misma.

Se preparó una solución de 50 ml con los aditivos. Se agrega 10 ml de arena de formación (como no se disponía de una arena del campo se utilizo arena de otawa) y se agitó. Se dejó en remojo la arena durante 30 minutos y se decanto 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 acuosa y la

transportadora (base hidrocarburo). La dispersión de la arena en una determinada fase es indicativo de que la arena esta 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 (ver ANEXO D), lo cual es indicativo que esta es mojada por agua.

2.4.4 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 agito. Se agregaron 10 ml de arena y se agito. Se dejo en remojo por 30 minutos al cabo de los cuales se decanto la mezcla. Se colocaron 50 ml de salmuera sintética (agua de formación) 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 observo 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 para el tratamiento la limpieza de la arena es total.

Ver ANEXO D.

2.5. PUNTO DE NUBE Y FLUIDEZ DINAMICO

Se tomó como línea base, o blanco, el crudo campo Colorado dosificando 2% (w/w) parafina para realizar la adición de las formulaciones de tratamientos y establecer su eficiencia para mejorar las variables de punto de nube y fluidez. En total fueron realizadas 15 formulaciones aplicando 30 ml de cada una de ellas a un volumen de 300 ml de crudo, en las cuales se conjugaron diferentes dosificaciones para cada uno de los aditivos observando su efecto sobre el punto de nube y fluidez; en la Tabla 1 se presentan las formulaciones y resultados de cada tratamiento.

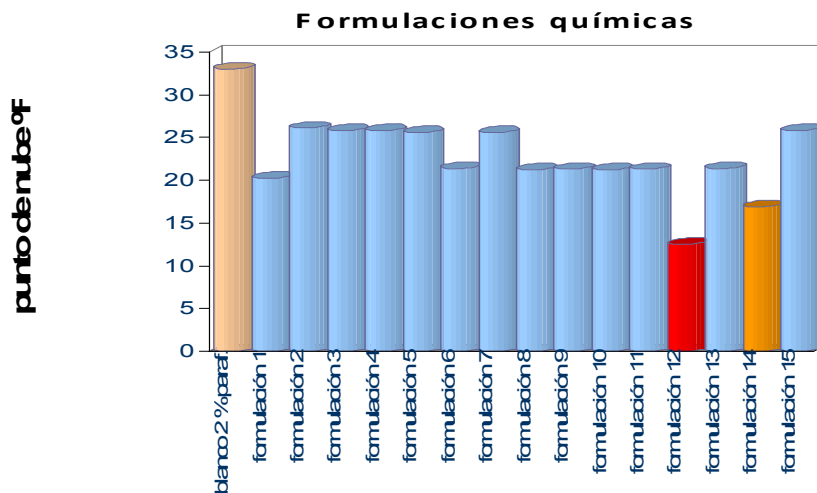
Estas pruebas se realizaron en el laboratorio FIR del instituto Colombiano, mediante el convenio de campos maduros que existe entre la UIS y el ICP.

Tabla 1. Formulaciones y resultados de punto de nube y fluidez.

Formulaciones	Dispersante %V	Surfactante %V	Solvente %V	solvente mutual %V	punto de nube °C	Punto de fluidez °C
Libre de parafina	0	0	0	0	28	<10
blanco 2 % parafina	0	0	0	0	33	<5
Formulacion1	7	3	82	8	20,2	<10
Formulación 2	7	1	84	8	26,1	<5
Formulación 3	10	3	79	8	25,8	<5
Formulacion4	5	4	83	8	25,8	<5
Formulacion5	5	2	85	8	25,6	<5
Formulacion6	6	2,5	83,5	8	21,4	<5
Formulacion7	9	4	79	8	25,6	<5
Formulacion8	4	3	85	8	21,2	<5
Formulacion9	5	5	82	8	21,3	<5
Formulacion10	6	4	82	8	21,2	<5
Formulacion11	10	5	77	8	21,3	<5
Formulacion12	4	2	86	8	12,5	<5
Formulacion13	9	2	81	8	21,4	<5
Formulacion14	7	5	80	8	16,9	<5
Formulacion15	9	3	80	8	25,8	<5

La concentración del solvente mutual se mantiene fija porque este no tiene influencia sobre el punto de nube, su función es incrementar la solubilidad de los aditivos.

Figura 5. Punto de nube de las formulaciones químicas.



Fuente: Autor

De los datos obtenidos en la tabla 1 y figura 4 se observó que la totalidad de las formulaciones tienen un efecto positivo sobre el punto de nube, bajando la temperatura a la cual comienza el problema de precipitación, de modo que impide el crecimiento de los cristales y en consecuencia retarda significativamente la deposición de parafinas.

Los mejores resultados se obtienen para las formulaciones 12 y 14 las cuales reducen el punto de nube en 62.12% y 48.78% respectivamente.

El punto de fluidez para todas las formulaciones incluido para el crudo sin tratamiento permanece por debajo de 5°C lo que quiere decir que independientemente de la aplicación de los aditivos esta temperatura es baja y bastante favorable para el transporte del fluido a las condiciones del campo, por tanto el crudo nunca tendrá problemas de fluidez.

El mejor tratamiento químico se logró para la formulación 12, la cual produce la mayor reducción en la temperatura de punto de nube.

Tabla 2. Formulación del tratamiento recomendada.

Formulación	Dispersante A %V	Surfactante B %V	Solvente C %V	solvente mutual D %V	Punto de nube °C	Punto de fluidez °C
Formulación 12	4	2	86	8	12,5	-5

2.6 COMPORTAMIENTO REOLOGICO

Después de analizar el efecto de los aditivos sobre el punto de nube se procedió a estudiar la influencia del tratamiento sobre el comportamiento reológico del crudo, para ello se realizó la caracterización reológica mediante pruebas de viscosidad al crudo original (*crudo campo Colorado tomado en superficie*), al crudo en blanco (*crudo con 2% w/w parafina*) y finalmente del crudo con la formulación que logró la mayor reducción del punto de nube (formulación 12). Los resultados se observan en la tabla 6.

Las pruebas se realizaron en el laboratorio de fenómenos interfaciales FIR del instituto colombiano del petróleo en el equipo Reómetro dinámico Haake RS600. Sensor DG41.

Tabla 3.comportamiento reológico para distintas velocidades de deformación

FIR 90021**	Veloc. Deformación, s-1	Temperatura, °C vs. Viscosidad, centipoises					
		5°C	15°C	20°C	30°C	40°C	60°C
Campo colorado		53	26.7	20.3	13.0	8.6	4.4
Campo colorado +2% parafina	10	275	67	37	22	18	5.6
	50	147	52	33	21		
	100	116	47	32	20		
	500	86	42	30	19		
Campo colorado +2% parafina/ formulación 12	10	87	40	20	13	12	4.3
	50	47	27	19	13	11	
	100	41	26	19	12.8	10	
	500	39	24	17	12.5	9	

El crudo campo colorado libre de parafina presento un comportamiento newtoniano ya que para distintas velocidades de deformación no hubo cambio en la viscosidad. Cuando se realizaron adiciones de parafina se observó un comportamiento no newtoniano debido a la mayor cantidad de sólido presentes en el crudo, esto se ve reflejado para temperaturas menores de 40°C en el crudo con 2 % de parafina.

Aplicando el tratamiento químico a la muestra con 2 % de parafina, se logro bajar la magnitud de la viscosidad en relación a la muestra sin el tratamiento aplicado, teniendo un efecto positivo en las propiedades del fluido ya que comparando las viscosidades (crudo sin tratamiento vs crudo con tratamiento en el rango de bajas temperaturas) para el crudo sin tratamiento se observan viscosidades tres veces más altas que las logradas con el tratamiento, por otro lado el efecto de los aditivos cambia el comportamiento de flujo de pseudo plástico a newtoniano para temperaturas mayores a 20 °C como se observa en la figura 5.

Figura 6, influencia de la velocidad de deformación con la viscosidad.

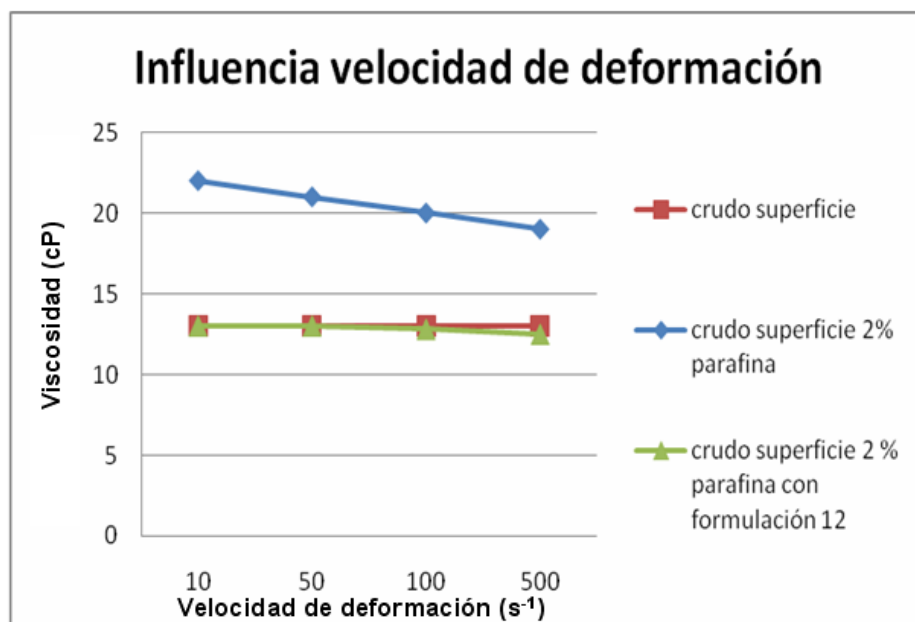
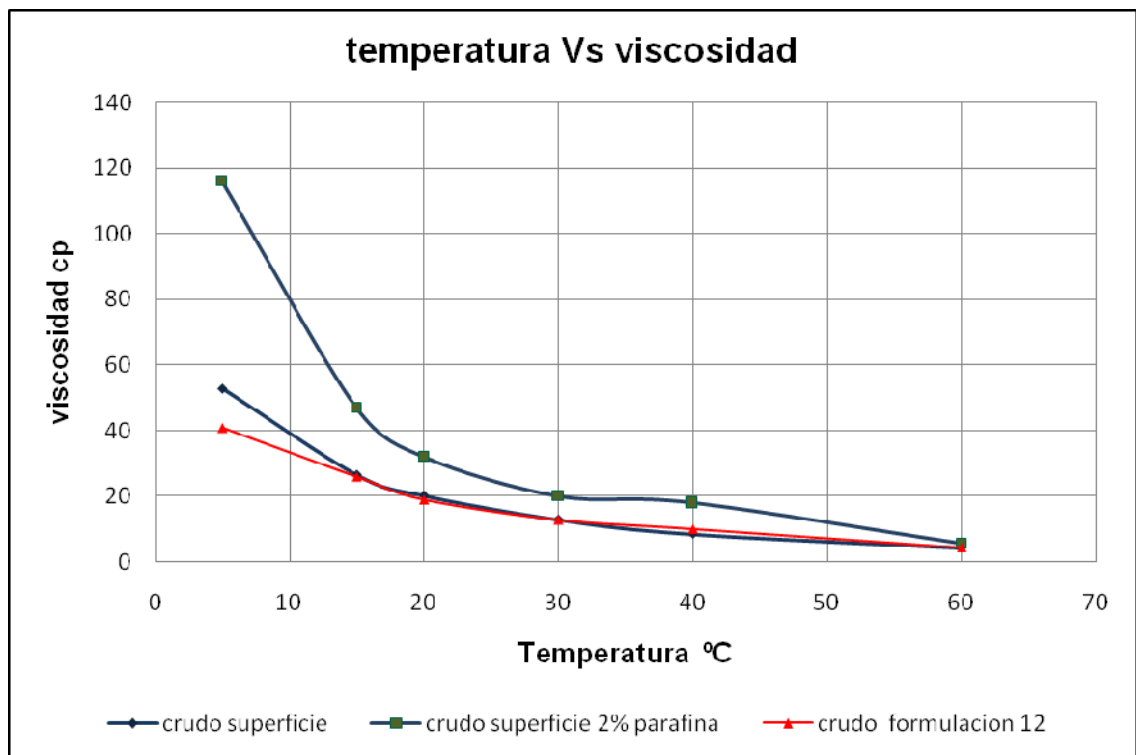


Figura 7. Curvas de viscosidad a 100 s-1 para el blanco, el crudo con 2 % w parafina y la formulación 12.



En la figura 6. Se observó para el crudo (tomado en superficie, con 2% de parafina y con tratamiento) hubo una disminución de la viscosidad con un aumento de temperatura. Para el crudo con 2% de parafina hubo un aumento considerable en la viscosidad esto debido a que contiene una mayor concentración de parafina y este representa al crudo de fondo (sin la parafina precipitada).

El crudo con 2% de parafina con aditivos baja considerablemente la magnitud de la viscosidad hasta aproximadamente el crudo sin parafina, como se puede observar se obtienen valores tres veces más altos que los obtenidos con la aplicación del tratamiento esto hace notar que la aplicación de los químicos favorece las condiciones de transporte del fluido.

2.7 APLICACIÓN DEL TRATAMIENTO QUIMICO EN CAMPO

A las condiciones actuales se tienen presiones por debajo del punto de burbuja, por lo cual posiblemente no se presenta precipitación de parafina en el yacimiento, relegando el problema a tubería de producción a la profundidad en donde el fluido alcanza el umbral de cristalización. El problema de precipitación en el campo Colorado no es tan severo por que el punto de fluidez es distante del de cristalización, y se puede prevenir la depositación si hay producción continua en el pozo y se implementa un método efectivo y oportuno.

Para solucionar el problema de precipitación en el campo Colorado se propone un método por bacheo o correctivo, el cual es el más utilizado cuando el problema de precipitación de parafina no es tan grave. Cuando se usa este tratamiento, el solvente elimina los depósitos de parafina por simple disolución. Por su parte, el dispersante y surfactante solubles en petróleo rompen el depósito de parafina y lo dispersan en el petróleo.

Con la inyección continua del tratamiento químico se controlan las deposiciones de ceras parafínicas, el procedimiento normal y a más bajo costo es eliminar los depósitos existentes a través del tratamiento de bacheo. El volumen de químicos y la frecuencia de aplicación para los tratamientos de bacheo dependerán, principalmente, de la gravedad del problema.

Definir la cantidad de tratamiento a aplicar depende del costo-beneficio que se quiera obtener, se logra mediante una prueba piloto en campo, observado la tendencia de producción y reevaluando con el tiempo tanto la dosificación de los aditivos, como la periodicidad de la aplicación del tratamiento químico.

Actualmente en el campo se aplican 2.5 gal. de solo dispersante mensual por pozo, manteniéndose la producción estable en los 5 pozos productores.

Se propone realizar una prueba piloto, con el siguiente tratamiento:

- Iniciar con la misma cantidad que se viene aplicando mensualmente (2.5 gal.) pero con el tratamiento óptimo encontrado en laboratorio; de esta forma la dosificación inicial propuesta sería:

ADITIVO	CANTIDAD (mL)
Dispersante	378.5
Surfactante	189.3
Solvente	8138.6
Solvente Mutual	757.1
TOTAL	9463.5

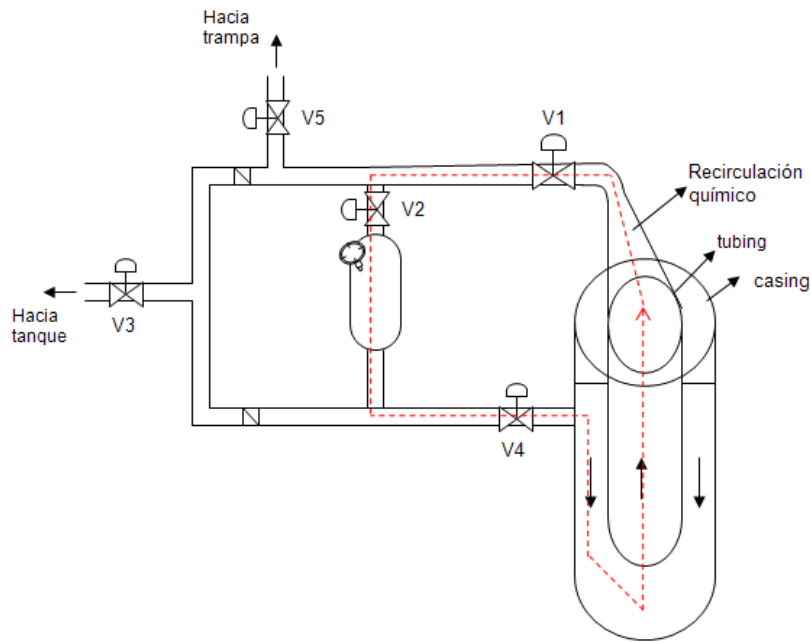
- Aumentar la cantidad de tratamiento químico en 2.5 gal. por mes evaluando el comportamiento de la producción con el costo-beneficio para cada cantidad, observando y rediseñando la dosificación dependiendo de la exigencia del campo.

TIEMPO (mes)	CANTIDAD (gal.)
1	2.5
2	5
3	7.5
4	10
....
n-1	C(n-1)
n	C(n)

Una vez evaluada y optimizada la dosificación del pozo piloto hacer extensivo el tratamiento a otros pozos del campo.

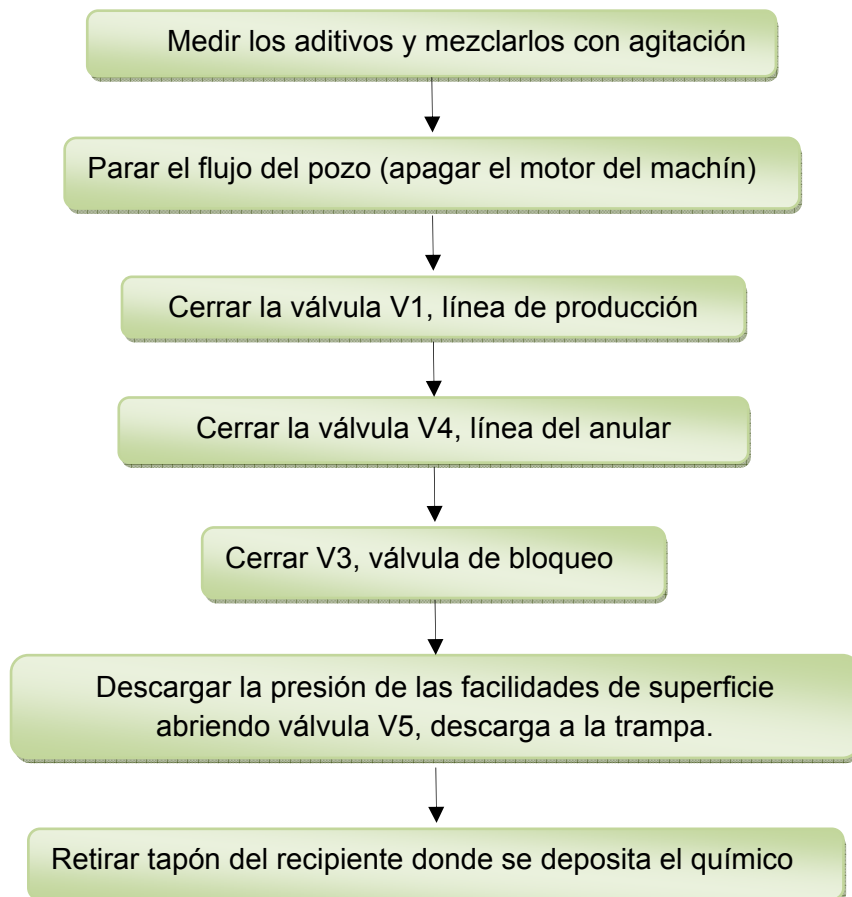
La forma de inyectar el tratamiento en el pozo es como se presenta en la fig. 7

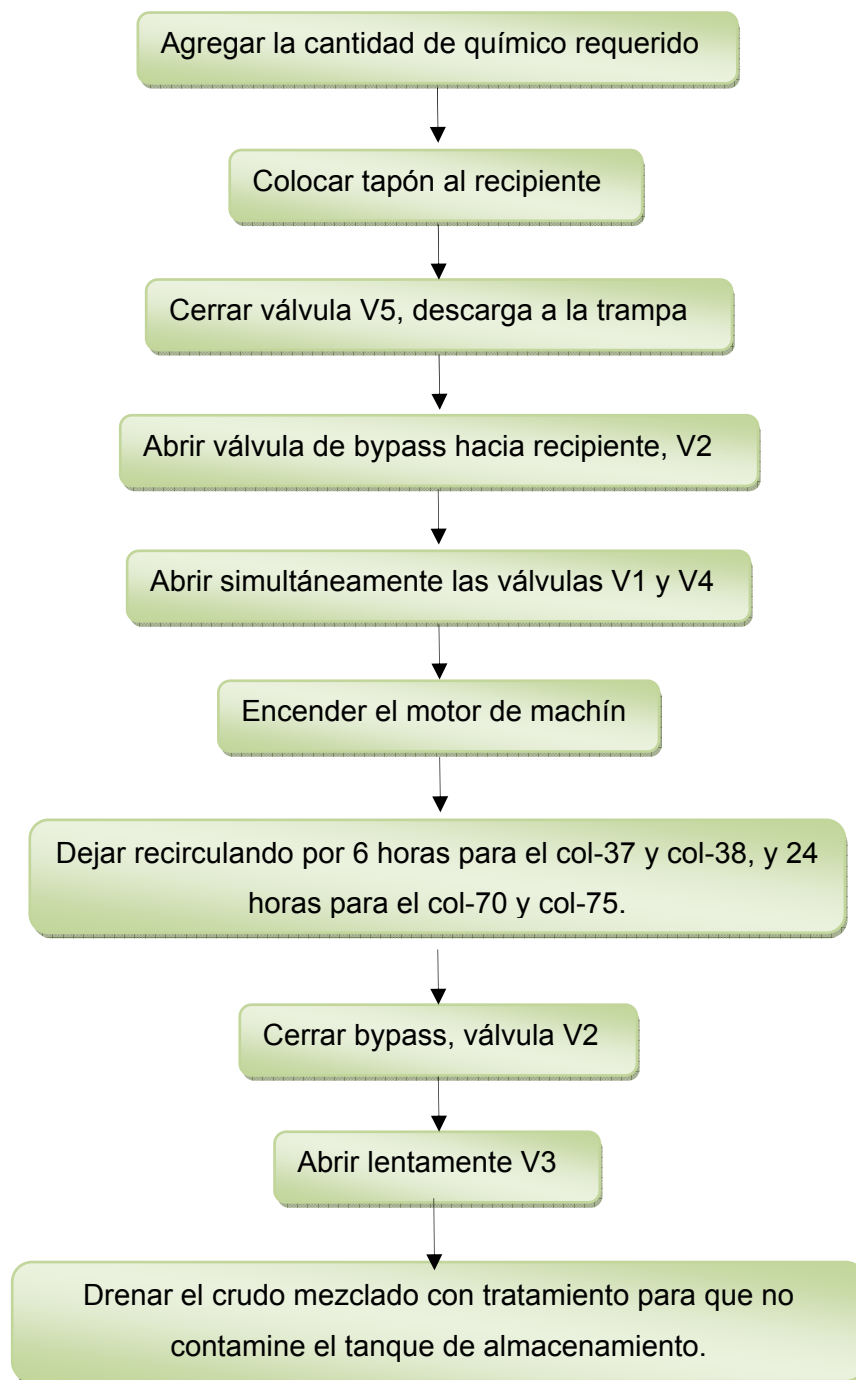
Figura 8. Diagrama de inyección del tratamiento químico en pozo



Fuente: Autor

2.7.1 PROCEDIMIENTO PARA LA INYECCION DE TRATAMIENTO QUIMICO EN POZO





El tratamiento con el crudo fluye, ascendiendo por el tubing y descendiendo por el casing, pasando por el bypass

3. COSTOS DE APLICACIÓN DEL TRATAMIENTO

Se tomó como base para la evaluación económica uno de los pozos activos del campo colorado que actualmente dispone del arreglo de recirculación de químico, en el cual se aplica el tratamiento para el control de parafina para disminuir los trabajos de limpieza de tubería por métodos mecánicos.

Los costos de los aditivos químicos y el porcentaje en volumen a aplicar de cada uno de ellos para un tiempo de un año, se presenta a continuación:

Tabla 4. Costo de aditivos.

ADITIVO	costo (US\$/gal)	% V de aplicación
Dispersante	30.35	4
Surfactante	40.94	5
Solvente	1.2	86
Solvente Mutual	32.02	8

Tabla 5. Costo tratamiento químico.

Tiempo (mes)	Cantidad Tratamiento (gal.)	Costo Dispersante US\$	Costo Surfactante US\$	Costo Solvente US\$	Costo Solvente Mutual US\$	Costo Total US\$
1	2.5	3.03	2.04	2.58	6.4	14
2	5	6.07	4.1	5.16	12.8	28.13
3	7.5	9.10	6.14	7.74	19.21	42.19
4	10	12.14	8.18	10.32	25.61	56.25
5	12.5	15.17	10.24	12.9	32.02	70.33
6	15	18.21	12.28	15.48	38.42	84.39
7	17.5	21.24	14.33	18.06	44.83	98.46
8	20	24.28	16.37	20.64	51.23	112.52
9	22.5	27.32	18.42	23.22	57.63	126.59
10	25	30.35	20.47	25.8	64.04	140.66
11	27.5	33.38	22.52	28.38	70.44	154.72
12	30	36.42	24.56	30.96	76.85	168.79
total año	195	236.71	159.65	201.24	499.48	1097.08

Para el primer año de aplicación se espera como mínimo mantener la producción constante sin que haya trabajos de limpieza de tubería como consecuencia de obstrucción en la tubería de producción.

El colorado 25 tiene una producción promedio de 7 BOPD, por lo tanto su producción anual es 2520 Bbl, que valen en el mercado 126.000 US\$/año tomando como valor promedio del crudo US\$ 50 por barril.

El beneficio de implementar el control de la precipitación de parafina mediante la aplicación del tratamiento químico es que se garantiza la producción mensual de crudo y evita el taponamiento de tubería del pozo, ahorrando el costo de trabajos de limpieza el cual es de US\$/trabajo 3620., esperando hacer solo uno al año. Teniendo en cuenta que el costo anual del tratamiento químico sería de US\$ 1097, se haría un ahorro de US\$ 2523 (70%) por pozo con relación a los trabajos mecánicos.

En un escenario positivo se espera que aumente gradualmente la producción en la medida que se realicen trabajos de campo con un estudio costo-beneficio el cual encuentre el volumen óptimo para la aplicación.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. El método químico evaluado en el crudo del campo colorado compuesto por un dispersante, surfactante, solvente y solvente mutual presento buenos resultados, ya que la totalidad de las formulaciones hace efectivo la reducción del punto de nube, siendo la mejor formulación compuesta por 4% de dispersante, 2 % surfactante, 86% solvente y 8% de solvente mutual con una reducción del punto de nube de 62.12%.
2. Los aditivos utilizados presentaron un comportamiento favorable, ya que no se presentaron alteraciones con relación a la combinación de los mismos, garantizando no causar daño a las condiciones normales del pozo debido a reacciones indeseadas, formación de precipitados o revertir la mojabilidad del crudo por aceite.
3. La aplicación del tratamiento químico no afecto el punto de fluidez, si bien hubo un pequeño aumento en este debido al aumento de la concentración de parafina en el crudo, no se presentaron cambios notorios en la aplicación de químicos, siendo este punto menor a 5°C, el cual no representa ningún problema de transporte para el campo.
4. la aplicación del tratamiento químico disminuyo la viscosidad que había sido aumentada con el incremento en la concentración de parafina, mejorando así las condiciones de transporte del crudo. además el aumento de temperatura en el crudo ayuda a tener mejores características reológicas.
5. La implementación de los trabajos de control de parafina mediante la aplicación del tratamiento químico especificado, ahorraría un 70% anual comparado con los trabajos mecánicos de limpieza de tuberías.
6. Se recomienda iniciar el tratamiento en el campo tomando como pozo piloto al Col-25 en donde se tiene bien caracterizado el problema de parafinas

5. BIBLIOGRAFIA

1. MISRA Sanjay, BARUAN Simanta and SINGH Kulwant. Paraffin Problems in crude Oil Production and transportation: A Review. SPE, February 1995.
2. SADEGHZAD, Ayoub; CHRISTIANSEN, Richard. The prediction of cloud point Temperature: In Wax Deposition. SPE 64519. October 2000.
3. LAURENT Urdaneta. Efecto del factor humectante en la determinación de viscosidades para mezclas crudo-solvente. Revista Técnica de la Facultad de Ingeniería Universidad del Zulia-Vol 31. Agosto 2008.
4. FERWORN Kevin A.. Control of Wax Deposition: An Experimental Investigation of Crystal Morphology and an Evaluation of Various Chemical Solvents. SPE 37240. February 1997.
5. M.E. Newberry, K.M. Barker. Organic Formation Damage Control and Remediation. SPE 58723. February 2000.
6. M. G. Jaimes, J. Yanez, C.E. Medina. Evaluacion de Tecnologias para el Control de Parafinas en los Campos de la Superintendencia de Operaciones de Mares. Instituto Colombiano del Petroleo. 2004
7. QUINTANA Javier. Evaluacion de Trabajos de Estimulacion Organica en Pozos del Campo YARIGUÍ – CANTAGALLO. Tesis de grado. Bucaramanga 2008
8. Laurier L. Schramm. Surfactants and their applications. University of Calgary, Dept. of Chemical & Petroleum Engineering. 2003
9. Yulin Zhao. Roles of Surfactants in Flotation Deinking. Progress in Paper Recycling -Vol. 14. November 2004

10. FERRIOL Alejandra. Wax/Paraffin in Oil Production. <http://www.setlaboratories.com/paraffin.htm>
11. Yu Shen. Synthesis and Characterization of Oil-soluble Dispersants. University of Waterloo- Thesys of Master. Canada 2006
12. NOLL Leo. Treating Paraffin Deposits in Producing Oil Wells. U. S. Department oi Energy Assistant Secretary for Fossil Energy. January 1992.
13. ARIZA Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado. Tesis de maestría. Bucaramanga 2008
14. BECKER, J. R., Unichem Division of BJ Services Company. "Oilfield Paraffin Treatments: Hot Oil and Hot Water Compared to Crystal Modifiers". SPE 63123. February 2000
15. RODRIGUEZ Lilia. Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluidodinámico de crudos parafínicos-fase1. CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro - Vol. 2 Núm. 2 Dic. 2001
16. DOBB James B. A Unique Method of Paraffin Control in Production Operations. SPE 55647. May 1999
17. LIJIAM Gong, Hizhuan Xie. Chemical Control Techniques for the Paraffin and Asphaltene Deposition. SPE 65380. Feburary 2001
18. RESTREPO Karin, GARZA Carlos. Daño a la formación por precipitación de parafinas: Estado del arte. Tesis de grado. Bucaramanga. 2006.
19. NEWBERRY M.E and BARKER K.M.. Organic Formation Damage Control and Remediation. SPE 58723. February 2000.

ANEXOS

ANEXO A. UMBRAL DE PRECIPITACIÓN DE PARAFINA.

Profundidad (pies)	Presión (psia)	Temperatura del fluido (°F)	Temperatura de cristalización (°F)
0	14.49	84.32	
86	15.09	84.81	90
140	15.11	84.81	
234	22.76	85.12	
350	49.54	85.12	
483	79.63	85.12	
617	118.87	85.12	
770	163.69	85.20	
918	210.94	85.30	
1077	260.51	85.40	
1237	314.79	85.50	
1394	369.23	87.19	90
1554	423.29	89.28	
1716	477.26	91.45	
1870	531.74	93.60	90
2007	587.62	95.98	
2130	641.52	98.26	
2185	699.79	100.08	105
2185	754.67	101.00	
2185	805.00	104.00	
2185	804.80	104.00	
2185	805.00	104.00	
2185	805.00	104.00	
2185	805.00	104.00	
			130

Fuente: ARIZA EMILIANO. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado. Tesis de maestría. Bucaramanga 2008.

ANEXO B. CARACTERIZACION DEL POZO COLORADO 25 (COL-25).

PROPIEDAD	UNIDAD	VALOR
GRAVEDAD API	°API	36,1
GRAVEDAD ESPECIFICA		0,84
BSW	% volumen	0,24
PUNTO DE FLUIDEZ	°C	-24
PRESION DE VAPOR RAID	Psi	3,25
PUNTO DE CHISPA Y LLAMA	°F	< 0
PODER CALORIFICO	BTU/lbm	19127,64
TRUE BOILING POINT	°R	1009,255
COEFICIENTE CARACT WATSON(K)		11,88
CONTENIDO DE COBRE	ppm	0,059
CONTENIDO HIERRO	ppm	0,143
CONTENIDO NIQUEL	ppm	4,424
CONTENIDO VANADIO	ppm	7,019
CONTENIDO AZUFRE	%peso	0,197
CONTENIDO DE CENIZAS	%peso	0,0086
PUNTO DE NUBE (crudo muerto)	°F	86
SARA		
SATURADOS	%peso	64,09
AROMATICOS	%peso	25,26
RESINAS	%peso	9,93
ASFALTENOS	%peso	0,73

Fuente: ARIZA EMILIANO. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado. Tesis de maestría. Bucaramanga 2008

ANEXO C. PROPIEDADES ADITIVOS DEL TRATAMIENTO QUIMICO

PROPIEDADES							
PRODUCTO	Gravedad Especifica	Color	Carga en solución	Humectabilidad	Solubilidad	Punto de Inflam ación	DOSIFICACIÓN (%Vol.)
Dispersante A	0.935	Amarillo claro		Moja las arenas por agua	En agua e hidrocarburo s	50°C	4-10
Surfactante B	0.925	Liquido transparente	No iónico	Moja las arenas por agua	En agua e hidrocarburo s	13°C	0.5-5
Solvente C	0.8 +- 0.1	Liquido transparente		Moja las arenas por agua	En agua e hidrocarburo s	32.2	82-86
Solvente Mutual D	0.9 +- 0.01	Liquido transparente	No iónico	Moja las arenas por agua	En agua e hidrocarburo s		4-10

ANEXO D. PRUEBAS PRELIMINARES

Prueba compatibilidad visual del tratamiento químico.



Prueba de solubilidad de los aditivos.



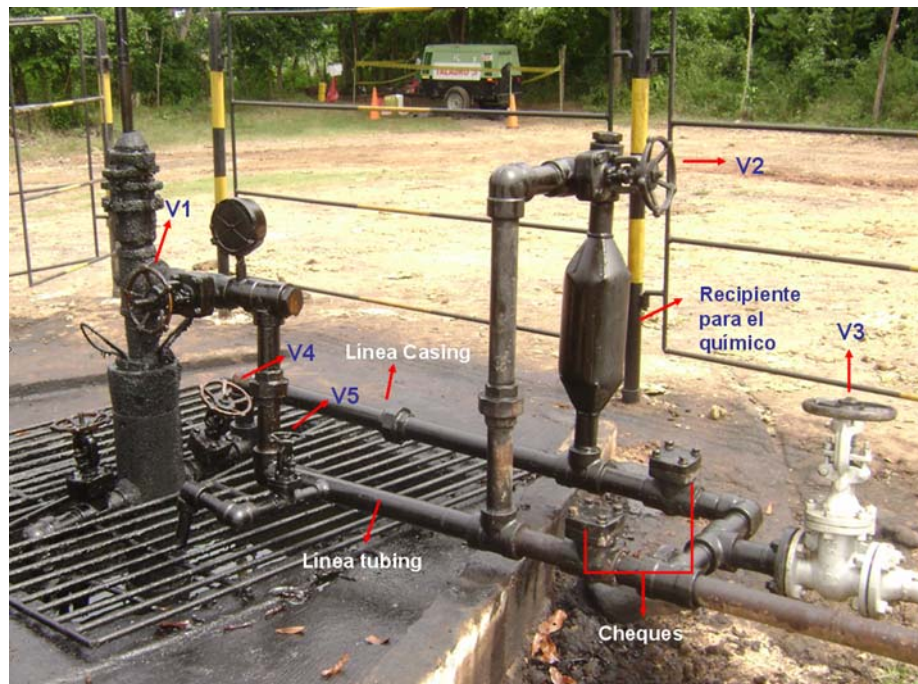
Prueba de mojabilidad del tratamiento químico en agua o aceite.



Prueba de detergencia o grado de limpieza del tratamiento químico.



ANEXO E. SISTEMA INYECCION DE TRATAMIENTO QUIMICO



Fuente: Autor