

**ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE PARAFINAS
PARA APLICACIÓN EN EL CAMPO COLORADO**

**ANDRÉS FELIPE CANDELO AGUILAR
BENJAMÍN MAURICIO CARVAJAL CIFUENTES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2010**

**ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE PARAFINAS
PARA APLICACIÓN EN EL CAMPO COLORADO**

**ANDRÉS FELIPE CANDELO AGUILAR
BENJAMÍN MAURICIO CARVAJAL CIFUENTES**

**Proyecto de grado presentado como requisito parcial
Para optar al título de ingeniero de petróleos**

**Director
Msc. EMILIANO ARIZA LEON
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2010**

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por habernos guiado durante este proceso, por brindarnos salud, sabiduría y fortaleza para cumplir con vuestra meta.

A nuestros padres, familiares y amigos por acompañarnos en todo momento.

*A nuestro director **Msc. Emiliano Ariza León**, profesor UIS por brindarnos la oportunidad de desarrollar este proyecto, por su valioso aporte de conocimiento y experiencia durante este proceso.*

*Al **Campo Escuela Colorado** de la Universidad Industrial de Santander, por habernos permitido desarrollar nuestro proyecto de grado, por la colaboración de los excelentes profesionales con que cuenta.*

*Al **Ing. Oscar Vanegas Angarita**, profesor UIS, por su valioso aporte en la construcción del análisis económico.*

*A las Licenciadas Lina **Marcela Liñán y Mayra Yaneth Silva**, por su aporte a la realización de este trabajo.*

DEDICATORIA

*A mis padres **Ana de Jesús Aguilar** y **Heladio Cándelo**, por darme la oportunidad de ser alguien en la vida, por su apoyo, amor, esfuerzo y motivación durante este proceso.*

*A mi hermana **Tiana Vanesa Cándelo**, por todo su apoyo incondicional durante este largo camino.*

*A mi tía **Nelviza Aguas**, por haberme guiado en mis estudios en la ciudad de Barrancabermeja.*

*A mi gran amiga **Lina Marcela Liñán**, por apoyo, cariño, motivación y paciencia, por su valiosa compañía durante los momentos más difíciles de mi carrera.*

A mis amigos John, Wilmer, Diana Carolina, Alejandro A, Gustavo, Alejandro R, Xiomara, Lorena, Katherine, Lexcy, Elkin, Alfonso, Laura, Omar, Jorge y todos aquellos que me apoyaron, con los que compartimos muy buenos recuerdos formando una amistad que perdurara por años.

A los profesores que tuve durante mi vida universitaria, por su valioso aporte en mi formación como ingeniero.

A mis amigos del programa de inducción a la vida universitaria y danzas afrocolombianas Macondo, por todos esos bellos momentos que compartimos durante mi vida cultural en la universidad.

Andrés Felipe Cándelo

DEDICATORIA

*A **Dios**, por permitirme estar presente, concederme salud y sabiduría, y por darme la fortaleza para alcanzar mis metas.*

*A mi Madre **Bertha Cecilia**, que con su inmenso amor, apoyo incondicional, paciencia, esmero y gran esfuerzo me motiva siempre cumplir mis objetivos.*

*A la memoria de mi papá **Roberto** , que desde el cielo me está apoyando e iluminando mi vida.*

*A mi **familia**, que me ha apoyado desinteresadamente, me ha llenado de alegrías y me ha colmado de cariño.*

A mis amigos y compañeros, que de una u otra forma ayudaron al logro de esta meta.

MAURICIO CARVAJAL

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1. GENERALIDADES DE LAS PARAFINAS.....	2
1.1 DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LAS PARAFINAS¹	2
1.1.1 Ceras Parafínicas ó Macrocrystalinas	2
1.1.2 Ceras Microcrystalinas	3
1.2 PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS	4
1.3 CARACTERIZACIÓN DE PARAFINAS	6
1.3.1 Punto de cristalización	7
1.3.2 Perfil de Viscosidad / Temperatura	8
1.3.3 Contenido de parafina	9
1.3.4 Cromatografía de Líquidos	9
1.3.5 Técnica de rayo cerca al infrarrojo (NEAR INFRA RED - NIR)	10
1.3.6 Punto de Fluidéz	11
1.4 PROBLEMAS DURANTE LA PRODUCCIÓN POR PARAFINAS	13
1.4.1 Problemas en la formación	13
1.4.2 Problemas durante la producción	14
2. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS	15
2.1 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	15
2.2 PARAMETROS OPERACIONALES	15
2.3 PROPIEDADES DEL FLUIDO	16
3. MÉTODOS CONVENCIONALES PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN POZOS DE PETROLEO	18
3.1 MÉTODO MECÁNICO	18
3.2 MÉTODO OPERACIONAL	22
3.3 MÉTODO TÉRMICO	22
3.3.1 Inyección de aceite caliente	23
3.3.2 Inyección de agua caliente	25
3.3.3 Calentadores de fondo de pozo	26
3.3.4 Calentadores de tubería	27
3.4 MÉTODO DE TRATAMIENTO QUÍMICO	27
3.4.1 Solventes	28
3.4.2 Dispersantes	30
3.4.3 Surfactantes o detergentes	32
3.4.4 Modificadores de cristal	32
3.5 MÉTODO DE RECUBRIMIENTO	34
3.6 MÉTODO COMBINADO	35
4. MÉTODOS NO CONVENCIONALES	36

4.1 MÉTODO MAGNÉTICO.....	36
4.1.1 Descripción y tipos de herramientas magnéticas.....	38
4.1.2 Herramienta magnética "Magcop"	39
4.2 MÉTODO MICROBIAL.....	41
4.3 MÉTODO COILED TUBING.....	42
4.4 MÉTODO ULTRASÓNICO.....	44
5. SCREENING DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE PARAFINAS.....	46
5.1 MÉTODO MECÁNICO	47
5.2 MÉTODO QUÍMICO	49
5.2.1 Solventes.....	49
5.2.2 Modificadores de cristal.....	50
5.3 MÉTODO MAGNÉTICO	53
5.4 MÉTODO DE RECUBRIMIENTO.....	54
5.5 MÉTODO MICROBIAL.....	55
5.6 MÉTODO TÉRMICO	57
6. GENERALIDADES TECNICAS DEL CAMPO ESCUELA COLORADO	59
6.1 GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO.....	59
6.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL YACIMIENTO	60
6.3 PROBLEMA DE PARAFINAS EN EL CAMPO COLORADO.....	61
7. SOFTWARE "PARAFFIN SOLVER" PARA SELECCIONAR EL MÉTODO OPTIMO DE CONTROL DE PARAFINAS	63
7.1 APLICACIÓN DEL SOFTWARE PARA LA SELECCIÓN DEL METODO DE CONTROL DE PARAFINAS PARA EL CAMPO COLORADO	66
7.2 PROPUESTA PARA LA APLICACIÓN DEL TRATAMIENTO QUIMICO EN CAMPO	72
7.2.1. Costos de aplicación del tratamiento.....	73
7.2.2 Análisis de la producción del Campo Colorado	74
7.2.3 Análisis de la Rentabilidad del Proyecto	81
CONCLUSIONES	84
RECOMENDACIONES.....	85
BIBLIOGRAFÍA	86
ANEXOS	88

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquematación de ceras parafínicas	3
Figura 2. Representación de parafinas microcristalinas y macrocristalinas	4
Figura 3. Recipiente, baño térmico y termómetro para determinar el punto de nube.....	7
Figura 4. Viscosímetro Saybolt Furol.....	8
Figura.5 Equipo de prueba NIR	11
Figura 6. Equipo Laboratorio para la determinación del punto de fluidez.....	12
Figura 7. Raspador	20
<i>Figura 8.</i> Marranos de disco y copa.....	20
<i>Figura 9.</i> Marrano de esferas.....	21
<i>Figura 10.</i> Marrano polly	21
Figura 11. Esquema inyección de aceite caliente.....	25
Figura 12. Diagrama de inyección del tratamiento químico en pozo	28
Figura 13. Efecto del Modificador de Cristal en la Depositación	33
Figura 14. Simulador Magnético de Laboratorio.....	40
Figura 15. Prototipo de la Herramienta Magnética “MAGCOP”	41
Figura 16. Herramienta de Colied Tubing.....	43
Figura 17. Esquema de funcionamiento herramienta ultrasónica.....	45
Figura 18. Efecto sobre el punto de fluidez al ajustar el modificador de cristal al petróleo crudo.	51
Figura 19. Diagrama de análisis de temperaturas	64
Figura 20. Diagrama de flujo.....	65
Figura 21. Paraffin Solver con datos de entrada y resultados para el Campo Colorado ...	69
Figura 22. Aplicación del Software al Campo Escuela Colorado.....	71
Figura 23. Curva de declinación para Col-25	75
Figura 24. Curva de predicción de la producción de Col-25 después del tratamiento químico	77
Figura 25. Flujo de Caja Neto para recuperación de producción del 1.5%.	82
Figura 26. Flujo de Caja Neto para recuperación de producción del 3%.	82
Figura 27. Flujo de Caja Neto para recuperación de producción del 5%.	83

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 . Propiedades para método mecánico.....	48
Tabla 2 . Propiedades para método químico.....	52
Tabla 3 . Propiedades para método magnético.....	54
Tabla 4 . Propiedades para método recubrimiento.....	55
Tabla 5 . Propiedades para método microbial.....	56
Tabla 6 . Propiedades para método térmico.....	57
Tabla 7 . Datos de yacimiento de arena B y C de la formación mugrosa.....	62
Tabla 8 . Propiedades del Campo Colorado. Pozo Colorado 25.....	68
Tabla 9 . Resultado de la aplicación del “PARAFFIN SOLVER” al Campo.....	70
Tabla 10 . Cantidades de aditivos.....	72
Tabla 11 . Cantidad de tratamiento a inyectar con el tiempo	73
Tabla 12 . Costo para el tratamiento de 1 año.....	74
Tabla 13 . Predicción de la producción de Col-25 aplicando el tratamiento químico..	76
Tabla 14 . Calculo del precio del crudo para el Campo Escuela Colorado.....	78
Tabla 15 . Ingresos por recuperación de crudo en el pozo Col-25.....	79
Tabla 16 . Egresos del Pozo Col-25.....	79
Tabla 17 . Flujo de caja neto por recuperación de crudo en el pozo Col-25.....	80
Tabla18 . Rentabilidad del Tratamiento.....	83

LISTA DE ANEXOS

Anexo A.	MANUAL HERRAMIENTA SOFTWARE “PARAFFIN SOLVER”88
-----------------	---	---------

TITULO: ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE PARAFINAS PARA APLICACIÓN EN EL CAMPO COLORADO

**AUTORES: ANDRÉS FELIPE CÁNDELO AGUILAR
BENJAMIN MAURICIO CARVAJAL CIFUENTES**

PALABRAS CLAVES: Parafinas, Cristalización, Metodología, Microbial, Térmico
Magnético, Químico, Mecánico, Recubrimiento, Screening.

RESUMEN

En este proyecto se realiza un análisis detallado de las propiedades que influyen en la precipitación y el control de las parafinas, con el objetivo de identificar los parámetros que se deben tener en cuenta en el momento de implementar un tratamiento para solucionar los problemas que estos depósitos causan.

Mediante un *screening* de los métodos convencionales y no convencionales para el control de las parafinas, se construye una metodología que permite encontrar el procedimiento más indicado para enfrentar el problema de depositación de sólidos; así, se analizan las variables de yacimiento, de fluido y de operación, que influyen en la aplicación de cada uno de éstos y que pueden garantizar un excelente desempeño. Para esto, se construyó, con base en el software (PARAFFIN CONTROL), el PARAFFIN SOLVER. Esta herramienta permite al usuario, por medio de un análisis detallado de temperatura, identificar el lugar en donde se está presentando la precipitación de parafinas, con el fin de implementar una secuencia lógica de condicionales que analizan el método más adecuado, según las características del fluido.

En este trabajo se aplica el PARAFFIN SOLVER en el Campo Escuela Colorado, debido a que en éste hay pozos que presentan problemas de precipitación de parafinas. El software se alimentó con los datos del pozo Col-25, arrojando como resultados los tratamientos químico y térmico, como opciones para la solución del problema de depositación. Asimismo, este proyecto contempla un análisis económico para la aplicación del tratamiento al campo, con el objetivo de ver qué tan viable sería aplicarlo¹.

*Proyecto de Grado

**Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Dir. Msc. Emiliano Ariza León.

**TITLE: COMPARATIVE STUDY OF METHODS OF CONTROL
PARAFINAS FOR APPLICATION IN THE FIELD COLORADO**

**AUTHORS: ANDRÉS FELIPE CÁNDELO AGUILAR
BENJAMIN MAURICIO CARVAJAL CIFUENTES**

KEYWORDS: Paraffin, Crystallization, Methodology, Microbial, Magnetic, Thermal, Chemical, Mechanical, Coating, Screening.

ABSTRACT

This project provides a detailed analysis of the properties that influence in the precipitation and control of paraffin, with the aim of identifying the parameters that must be taken into account when implementing a treatment to solve the problems that these deposits cause.

Through a screening of conventional and unconventional methods for paraffin control, we created a methodology to find the most appropriate procedure to address the problem of solids deposition, it analyzes the variables of site and fluid operation, which affect the implementation of each of them and can guarantee an excellent performance. For this, we created, based on the software (PARAFFIN CONTROL), the SOLVER PARAFFIN. This tool allows the user, through a detailed analysis of temperature; identify the place which is staging the paraffin precipitation, in order to implement a logical sequence of conditionals that analyze the most appropriate method, according to the characteristics of the fluid.

This research applies the SOLVER PARAFFIN School at Camp Colorado, because of the paraffins precipitation problems in some its wellbores. The software fed with data from the well Col-25, estimate showed chemical and thermal treatments, as options for solving the problem of deposition. The research also includes an economic analysis for the implementation of the treatment field, in order to evaluate how viable it would apply².

*Draft Grade

** Faculty of Physicochemical Engineers. School of Petroleum Engineering. Dir. Msc. Emiliano Ariza Leon.

INTRODUCCIÓN

Uno de los mayores problemas en la explotación de hidrocarburos es la depositación de sólidos, ésta puede presentarse en el yacimiento, la tubería de producción y las facilidades de superficie, ocasionando obstrucción al flujo, disminución notoria en la producción y pérdidas económicas. Los métodos más empleados a nivel mundial para tratar este problema son operaciones de limpieza utilizando químicos, raspadores mecánicos, fluidos calientes o calentadores eléctricos, y métodos de prevención como la inyección de químicos, herramientas magnéticas, aislamientos y otros.

A causa de la falta de un tratamiento efectivo universal para mitigar la depositación de parafina, dentro del Campo Colorado surge la necesidad de realizar un estudio comparativo de los métodos de control, pues de esta manera, se puede identificar el tratamiento más conveniente para este caso y diseñar la metodología para su aplicación en el campo. Por esta razón, en el presente estudio se mostrarán y se analizarán los métodos convencionales y no convencionales que se utilizan en la industria para tratar de controlar la parafina, para esto se compararán las condiciones y características de la solución propuesta, lo cual permite evaluar y seleccionar la salida más óptima a la hora de implementar un tratamiento según las propiedades que presente el yacimiento.

Como valor agregado, basados en el software "Paraffin Control" se realizaron ajustes con el objetivo de contar con una herramienta para seleccionar el método de control de parafinas de acuerdo a las características de fluido y de las condiciones en que se presenta el problema.

La caracterización del fluido de yacimiento es un aspecto muy importante a tener en cuenta en el diseño de las facilidades de superficie y los sistemas de producción, puesto que si se diseña de acuerdo a los problemas que pueden llegar a presentarse se podrá desarrollar un plan de prevención y corrección antes de que aparezcan los depósitos, lo cual nos deja un ahorro económico

significativo en comparación a los sistemas implementados en pozos donde las instalaciones no se diseñaron para este propósito.

1. GENERALIDADES DE LAS PARAFINAS

1.1 DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LAS PARAFINAS¹

Las parafinas son productos cerosos derivados del petróleo; este término proviene del latín “parum affinis” que significa que tiene poca afinidad, pues éstas son un material inerte y muy estable, es decir, poco reactivas ante la mayoría de los agentes químicos, debido a que resisten al ataque de ácidos y bases. A su vez constituyen una familia de hidrocarburos también conocidos como alcanos o parafínicos. Están caracterizadas por tener longitudes de C18 hasta C60. Su peso molecular oscila entre 320 y 800, presentan consistencia sólida a temperatura ambiente, poseen cadenas lineales (n-alcanos) o ramificados (iso-alcanos), compuestas por carbonos saturados, representados por la fórmula general C_nH_{2n+2} .

Las parafinas se pueden clasificar de acuerdo a la configuración de su estructura molecular y al número de carbonos que contengan. Bajo estos criterios se diferencian las ceras parafínicas de las ceras micro-cristalinas, las cuales presentan un mecanismo de daño diferente, si se llegara a depositar en la formación debido al tamaño de los cristales.

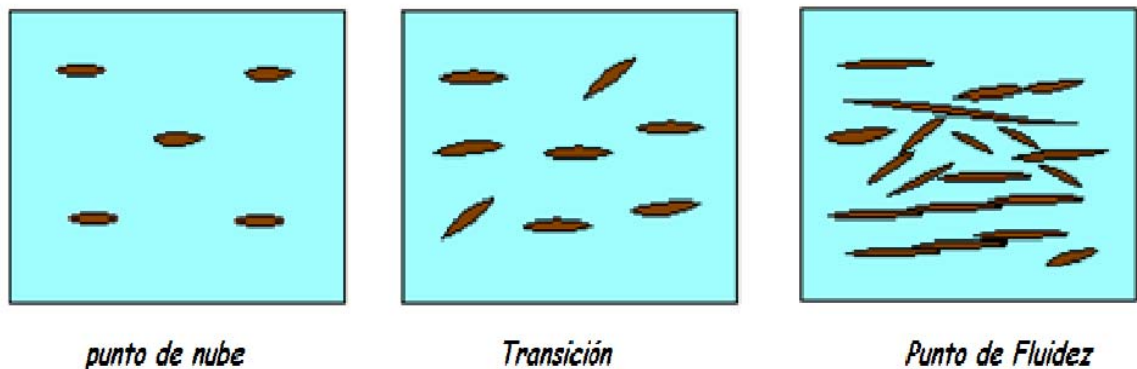
1.1.1 Ceras Parafínicas ó Macrocrystalinas

Es un depósito procedente de un aceite crudo del 40% al 60 % donde se encuentran ceras parafínicas únicamente. Éstas se encuentran comprendidas por parafinas que contienen entre 18 a 30 carbonos en cadena lineal. La estructura molecular que se forma se conoce como macro-cristales, los cuales tienen forma de agujas que al conglomerarse constituyen grandes depósitos de cera que ocasionan diversos problemas en las líneas de producción de pozos petroleros y en la formación. Por esta razón, se produce un aumento de la viscosidad por la aglomeración de grandes cristales que serán la causa del taponamiento de los

poros de la formación o en un punto determinado del sistema de producción, aspecto que depende del punto de cristalización del crudo.

La figura 1. Representa los tres pasos que llevan a cabo desde que empieza a precipitar el primer cristal de parafina (Punto de nube), hasta que el momento en que el crudo deja de fluir (Punto de Fluidez) debido a la aglomeración de los cristales.

Figura 1. Esquematación de ceras parafínicas.



Fuente: RODRÍGUEZ, L. y CASTAÑEDA, M. Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluido dinámico de crudos parafínicos-fase1. En: Ciencia, Tecnología y Futuro, Vol.2 Num.2 (dic.2001).p.65-78.

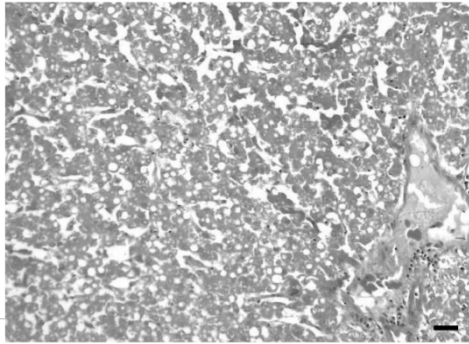
1.1.2 Ceras Microcristalinas

Se encuentran en las parafinas que contienen entre 30 a 60 carbonos, con pesos moleculares entre 450 y 800. Son compuestos de cadena lineal con ramificaciones y grupos cíclicos a lo largo de la cadena principal. A diferencia de las ceras parafínicas (macro-cristalinas) sus cristales son pequeños e irregulares lo que hace que no tiendan a aglomerarse, permaneciendo dispersos y sin formar depósitos.

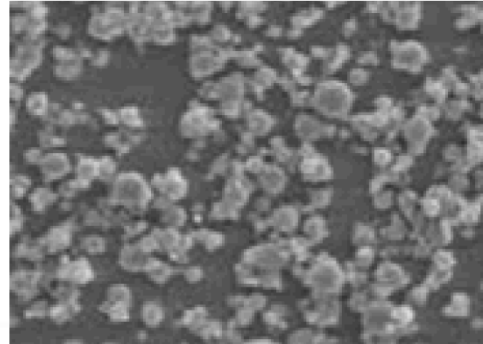
No constituyen problemas en las líneas de producción pero pueden ocasionar reducción de la permeabilidad si se precipitan en la formación debido a su tendencia a adherirse a la superficie de los granos.

Es importante establecer qué tipo de parafinas se encuentran en el yacimiento para poder identificar el mecanismo de daño a la formación por parafinas y tenerlo en cuenta cuando se vaya a diseñar algún tipo de tratamiento.

Figura 2. Representación de parafinas microcristalinas y macrocristalinas



Ceras macrocristalinas



Ceras microcristalinas

Fuente: PETROBRAS. Espaço conhecer [en línea].
< http://www.hotsitespetrobras.com.br/espacoconhecer//esp/images/img_Prod_12.jpg >
[citado en 11 de febrero de 2010].

1.2 PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS

La precipitación y depositación de parafinas se manifiesta en todas las etapas de la producción de petróleo. Cuando se presenta en el yacimiento, reduce el diámetro de la garganta del poro, lo cual causa una disminución en el aporte de fluido de la formación productora. En otros casos, la precipitación de parafinas reduce la permeabilidad del yacimiento, y si ésta ocurre cerca del pozo, ocasiona daños a la formación y obstruye los orificios cañoneados. Cuando se presenta en los sistemas de producción reduce el radio efectivo por el cual se origina, esto conlleva a una disminución del nivel de fluido en los sistemas de almacenamiento. La precipitación de parafinas se desencadena por varios factores, entre los que se puede mencionar: cambios de presión, temperatura, composición química del crudo, mezclas con diluyentes u otros aceites y durante la estimulación ácida.

Por otra parte, la solubilidad de la parafina en el crudo es una variable muy importante, ya que disminuye en el momento de la precipitación a causa del

cambio de las propiedades termodinámicas del crudo. Cabe aclarar, que no necesariamente se presenta depositación cuando la solubilidad disminuye³, pues si los cristales precipitados, que normalmente tienen forma de aguja, permanecen dispersos en el crudo, no tienden a depositarse en la superficie, caso contrario en el que un material nucleante (asfáltenos, finos de formación, productos de corrosión) ayuda a la aglomeración de los cristales, estas aglomeraciones tienden a depositarse y causan problemas en las líneas de producción.

Asimismo, se puede decir que la mayor causa de la disminución de la solubilidad de la parafina en el crudo, es el descenso de la temperatura, que puede provocarse por la disminución de presión que experimenta el crudo a medida que se acerca a la superficie o por la expansión que ocurre cuando el crudo sale de la formación hacia el pozo⁴. La pérdida de gas e hidrocarburos livianos del crudo también disminuyen la solubilidad de la parafina, este efecto contribuye a la depositación en líneas de superficie y tanques. Altas relaciones gas-aceite (GOR), evitan los problemas de depositación de parafina⁵.

Los valores de temperatura a observar en relación a la precipitación y depositación de parafinas son el punto de cristalización (temperatura a la cual se precipita el primer cristal de parafina) y el punto de fluidez o "pour point (definido como la temperatura a la cual la precipitación se encuentra avanzada, de tal forma, que se crean cristales aglomerados capaces de impedir el flujo del crudo). El punto de cristalización siempre será superior al punto de fluidez para cualquier crudo por tratarse de una mezcla, ya que para las sustancias puras estos dos serían en la misma; estos puntos pueden ser determinados a cualquier presión.

Uno de los problemas se presenta cuando la temperatura de yacimiento está por debajo del punto de cristalización, la precipitación se lleva a cabo en la formación, lo que causa el taponamiento de los poros que disminuye la permeabilidad de la formación, y por consiguiente, impiden el flujo del crudo hacia el pozo.

³PINZÓN, Sergio y ROJAS, Jonathan. Evaluación de métodos convencionales y no convencionales para la remediación e inhibición de la precipitación de parafinas en pozos petroleros. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Fisicoquímicas. Escuela de Petróleos. 2006

⁴ Ibid., p.13

⁵ Allen, T.O. and ROBERTS, A.P. Production Operation: well completions, workover, and stimulation. Fourth edition.1997. p. 1-10.

Una situación ideal en la producción de crudo parafínico sería si el fluido llegara hasta las facilidades de superficie por encima del punto de nube, pero existen ciertos factores que impiden que esto suceda, entre los cuales se encuentra la mencionada disminución de la solubilidad de la parafina en el crudo, el alto peso molecular que hace referencia a que en crudos de mayor peso molecular (presencia de mas componentes pesados) la solubilidad de la mezcla disminuye y por lo tanto el punto de nube aumenta, la presión y la naturaleza de fluido.

En el caso de la presión contribuye a que los cristales tengan o no facilidad de aglomerarse para formar los depósitos. Para crudos muertos donde las moléculas son similares, el aumento de la presión causa una disminución de la solubilidad de la parafina, y por consiguiente, un aumento en el punto de nube. Para crudos con cierto contenido de gas, el comportamiento es similar hasta llegar a la presión de burbuja donde el gas entra en el crudo y sus moléculas se interponen entre los cristales de parafina causando una disminución en el punto de nube.

En el yacimiento, los parámetros que afectan el comportamiento de la parafina en el crudo son la temperatura, la presión y la composición. La temperatura es la mayor fuerza que altera el equilibrio de las fases sólido-liquido. Cuando se altera el equilibrio termodinámico los cambios de presión no influyen en la capacidad del aceite para disolver la parafina, pero sí la pérdida de componentes livianos de la composición del crudo tales como: el metano, etano, propano y butano, disminuyen sustancialmente la solubilidad de la parafina en el aceite y ocasionan un aumento en algunas propiedades como el punto de fluidez (Barrer, K.M y Newberry, M.E, 1982).

1.3 CARACTERIZACIÓN DE PARAFINAS

Para los hidrocarburos parafínicos, el análisis físico- químico del fluido es de gran importancia, debido al riesgo que corre la producción, por lo que es necesario conocer algunas propiedades tales como: el carácter coloidal, la nucleación, floculación, punto de nube, punto de fluidez, peso molecular, viscosidad, solubilidad, dureza, resistencia, tendencia al pegado y fluorescencia.

De la misma manera, las técnicas de caracterización del fluido son de gran importancia, puesto que permiten conocer las propiedades de éste, lo cual facilita la elección de un procedimiento para controlar la precipitación desde el mismo. La secuencia típica de pruebas de caracterización incluye: punto de nube (ASTM

D2500-09), punto de fluidez (ASTM D97-09), contenido de parafina (método UOP 46-85), distribución del número de carbono de la parafina (cromatografía de gases).

1.3.1 Punto de cristalización

El punto de cristalización es un valor característico de algunos derivados del petróleo que define la temperatura a la que, cuando el producto se enfría, se empiezan a formar ceras que originan la nube o niebla, cuando esta propiedad se determina a condiciones atmosféricas se conoce como punto de nube.⁶ El método (ASTM D2500-99) se usa para determinar el punto de nube de productos que son transparentes en laminas de 37.5 mm de espesor y que tienen valores de punto de nube por debajo a los 120 °F (49 °C). En esta prueba se utiliza un recipiente de forma cilíndrica, de fondo plano aforada, un corcho, un termómetro coaxial cuyo bulbo descansa en el fondo del recipiente y un baño de agua de refrigeración.

Figura 3. Recipiente, baño térmico y termómetro para determinar el punto de nube



Fuente: Foto Laboratorio de fluidos. UIS

A continuación, la muestra debe ser enfriada a una temperatura al menos de 25 °F sobre el valor aproximado del punto de niebla esperado, a fin de eliminar agua y minimizar la formación de niebla por cristales de hielo. A intervalos de 2 °F es rápidamente sacada del baño y examinada para ver si hay formación de niebla por ceras (esta debe ser uniforme en toda la muestra). Si el punto de niebla no se ha observado cuando la muestra alcanza los 50 °F (10 °C), la muestra se debe

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. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Fisicoquímicas. Escuela de Petróleos. 2006

llevar a un segundo baño que se mantiene entre 0 y 5 °F (-17,8 a -15 °C). Sucesivamente se usan baños con la temperatura cada vez inferior según requiera para productos con punto de niebla muy bajos. La temperatura expresada en tramos 2 °F a la cual se observa por primera vez las ceras, se reporta como el valor de punto de nube.

1.3.2 Perfil de Viscosidad / Temperatura

Este método utiliza un perfil de viscosidad versus temperatura del crudo para encontrar un punto de inflexión sobre la curva de enfriamiento, el cual será el punto de nube. La norma ASTM D445-09 está basada en este método, la cual comprende la determinación de la viscosidad cinemática del crudo, sean éstos transparentes u opacos. Dicha viscosidad se determina midiendo el tiempo necesario para que un volumen de crudo fluya bajo gravedad a través del capilar de vidrio de un viscosímetro calibrado. Se determina la viscosidad del crudo a diferentes temperaturas, se grafica la viscosidad en función de la temperatura y se observa el punto donde ocurre un cambio drástico en la pendiente.

En la siguiente figura 4 se muestra el viscosímetro Saybolt Furol, que es la herramienta más utilizada para determinar la viscosidad.

Figura 4. Viscosímetro Saybolt Furol.



Fuente: LA COMUNIDAD PETROLERA. Viscosidad del petróleo [en línea] <<http://yacimientos-de-gas-condensado.blogspot.com/2009/04/viscosidad-de-petroleo.html>> [citado en 11 de febrero de 2010].

1.3.3 Contenido de parafina (método UOP 46-85).⁷

En este procedimiento el contenido de parafinas se calcula como el porcentaje en peso de parafina dentro de una muestra de petróleo. Para ello se realiza un análisis composicional del petróleo y se determina el porcentaje en peso de las parafinas normales con una longitud de cadena de C17 o mayor. Este método es útil para estimar el contenido de parafina de aceites y asfaltos. El contenido de parafina es un valor empírico que depende de las condiciones bajo las cuales la misma es separada del material original. El contenido de parafina está definido como el porcentaje en peso de material precipitado cuando una solución de muestra libre de asfaltenos en Metil-Etil-Cetona (MEC) es enfriada a -30°C. El límite más bajo de detección en peso es de 5%.

1.3.4 Cromatografía de Líquidos⁸ (ASTM D1319-08)

La cromatografía es un método físico de separación, en lo cual los componentes a separar se distribuyen en dos fases: la fase estacionaria, de gran área superficial y la fase móvil, que se hace pasar a lo largo de la fase estacionaria. Los procesos cromatográficos tienen lugar como resultados de repetidas absorciones y desorciones durante el movimiento de los componentes de la muestra a lo largo de la fase estacionaria, alcanzando la separación gracias a la diferencia de los coeficientes de distribución de distintos componentes de la muestra. La cromatografía como técnica analítica instrumental es capaz de proporcionar información tanto cualitativa como cuantitativa acerca de la composición de la mezcla.

Este análisis, que posee como nombre abreviado el análisis FIA (Fluorescent Indicator Adsorption), se realiza según el método ASTM D1319-08 y la norma AFNOR M 07-024. Esta limitado a fracciones con un punto de ebullición inferior a 315 °C y, por tanto, se realiza en gasolinas y los querosenos. El método esta aceptado para la determinación de hidrocarburos oleofínicos, cuya cuantificación es de difícil realizar con precisión. El método FIA, que es una cromatografía de

⁷ 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. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Fisicoquímicas. Escuela de Petróleos. 2006

⁸ WAUQUIER. J.P. En: El refinado del petróleo. 2005

adsorción sobre sílice, proporciona los porcentajes en volúmenes de los hidrocarburos saturados, oleofínicos y aromáticos.

1.3.5 Técnica de rayo cerca al infrarrojo (NEAR INFRA RED - NIR)

El método NIR para la determinación del umbral de cristalización de parafinas es basado en la observación del cambio en la transmitancia de la luz incidente sobre el crudo cuando inicia la cristalización.

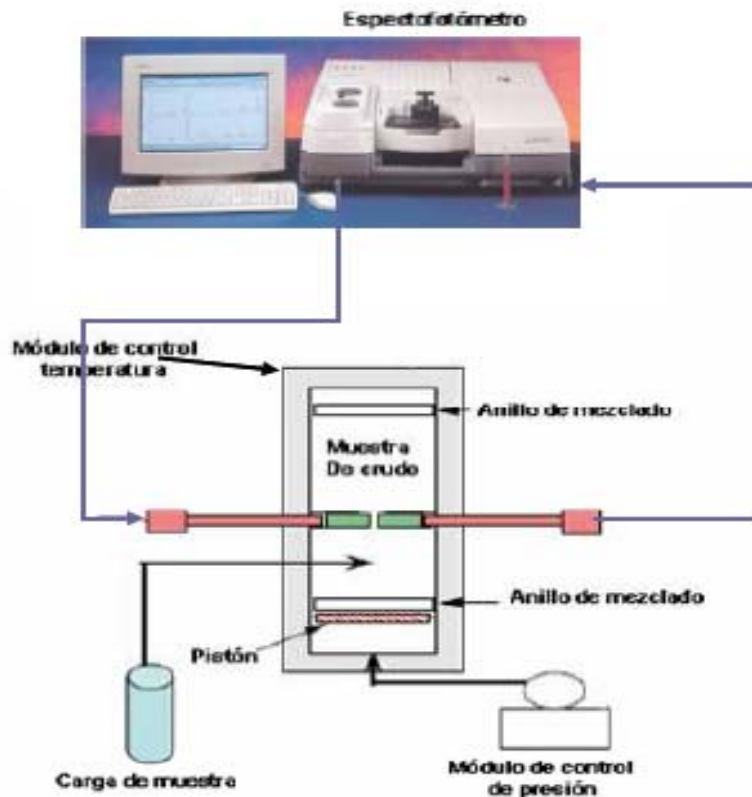
En esta técnica la muestra se introduce en una celda, una fuente de luz cercana al infrarrojo, colocada sobre uno de los lados de la celda, genera luz con longitudes de onda que oscilan entre 800 y 2200 nm (10^{-9} m) y una energía de transmitancia específica. Cuando las parafinas precipitan, dispersan la luz, reduciendo la energía de transmitancia detectada por los sensores situados al otro lado de la celda.

El procedimiento consiste en:

- A presión de yacimiento se hace un enfriamiento a temperaturas definidas que cubran desde temperaturas superiores a la de yacimiento hasta separador; Una vez se alcanza la estabilidad de la temperatura se hace pasar el rayo infrarrojo y se mide la transmitancia. Se grafica temperatura contra el % de transmitancia y en donde se encuentre el cambio marcado en la pendiente se define como el punto de cristalización a la presión de yacimiento.
- Se calienta de nuevo la muestra hasta una temperatura superior a la de yacimiento y se coloca a la presión programada y se sigue de nuevo el procedimiento del paso anterior.
- Con los puntos de cristalización determinados a cada presión se construye la envolvente de precipitación de parafinas (EDP).

En la Figura 5 se presenta el equipo utilizado en esta técnica.

Figura. 5 Equipo de prueba NIR



Fuente: ARIZA, Emiliano. Determinación del umbral de precipitación de las parafinas en el campo Colorado. Tesis de Posgrado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Físicoquímicas. Escuela de Petróleos. 2008

1.3.6 Punto de Fluides (ASTM D97-09).⁹

Este método contempla una de las pruebas más tradicionales de laboratorio que se utilizan como estándar en la industria del petróleo. Su uso fue adaptado por ASTM en 1914. Cuando se trabaja con aceites que contienen cera, tales como el fuel Oil, las características del fluido a bajas temperaturas no sólo dependen de su constitución, sino cómo han sido manejados, almacenados, etc. En esta prueba se utiliza un recipiente cilíndrico de fondo plano aforado, un corcho, un

⁹ 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. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Físicoquímicas. Escuela de Petróleos. 2006

termómetro coaxial cuyo bulbo descansa en el fondo de la jarra y un baño de agua de refrigeración.

La muestra primero se calienta hasta 115 °F (46 °C), después se enfría hasta la temperatura basada en el valor esperado del punto de vertido. La jarra se introduce en un baño refrigerante que se mantiene entre 30 y 35 °F (-1 a 1.6 °C). La prueba comienza a una temperatura de 15 °F (8.3 °C) sobre el valor aproximado del punto de vertido esperado para productos con punto de fluidez superior a 100 °F (37.7 °C) y para otros productos a una temperatura de 20 °F (11 °C). A cada temperatura que tenga como valor un múltiplo de 5, se procede a sacar el recipiente del baño y se inclina para comprobar que hay movimiento en el líquido y se vuelve a introducir. En toda la operación de sacar, inclinar, mirar y volver a poner no se debe tardar más de 3 segundos. Cuando se han formado cristales de ceras en la muestra se debe tener mucho cuidado para no alterar la masa del líquido o permitir que el termómetro se mueva de la muestra; cualquier alteración puede llevar a obtener valores bajos y ficticios. Si la muestra no se mueve cuando la jarra se inclina se mantiene en posición horizontal durante 5 segundos y se anota la temperatura, se añaden 5 °F (3 °C) a la temperatura medida y el resultado es el punto de fluidez.

Figura 6. Equipo Laboratorio para la determinación del punto de fluidez



Fuente: Foto Laboratorio de fluidos. UIS

Como se puede deducir, no es un método muy fiable y que depende mucho de la habilidad del operador, por tal motivo existen unos analizadores que me permiten tener valores más confiables de punto de fluidez, entre los más usados tenemos: Analizador tipo Hallikainen de Rotork Análisis (ex Fluid Data) y el 44670 de Precision Scientific.

1.4 PROBLEMAS DURANTE LA PRODUCCIÓN POR PARAFINAS

La acumulación de depósitos de parafinas en los yacimientos, en los pozos y líneas de producción ocasiona no sólo serios trastornos en las operaciones sino un incremento gradual en los costos de operación. Los depósitos de parafina usualmente incrementan la viscosidad del crudo y reducen el área transversal efectiva de las tuberías. Este problema potencial requiere procedimientos preventivos y correctivos que pueden ser tratamientos químicos, térmicos, mecánicos y electromagnéticos entre otros, que pueden conducir a frecuentes paradas y problemas que afectan severamente la eficiencia operacional.

1.4.1 Problemas en la formación.

La acumulación de ceras parafínicas en la cara de la formación produce un deterioro gradual en la permeabilidad y afecta directamente la producción de crudo. Según Sutton y Roberts (1974), los yacimientos con temperatura cercana a su punto de nube sufren daño de permeabilidad cuando el petróleo es enfriado por debajo de éste; el enfriamiento del yacimiento puede ser ocasionado por operaciones corrientes en los pozos, como la adición de grandes volúmenes de fluido frío durante procedimientos de acidificación y fracturamiento con bajas temperaturas de fondo donde se pueden generar un problema irreversible de depositación y posterior daño de la formación.

La disminución de la producción, depende básicamente de una reducción en la permeabilidad de la formación a los fluidos, o un incremento en la viscosidad del fluido. Al llevar los fluidos de yacimiento a fondo de pozos ocurre una caída de presión, la cual controla en gran medida el caudal de entrada de fluidos. Esto se ve reflejado en la reducción del radio de drenaje del pozo, pasando a través de la

zona virgen de la formación y de la zona vecina al pozo (generalmente alterada) y de aquí al intervalo perforado a través de los túneles de las perforaciones¹⁰.

La limpieza en los túneles de las perforaciones es determinante para que el pozo pueda aportar una buena cantidad de fluido. La eliminación de las restricciones en los túneles de los disparos y su conexión con la formación a través de la zona compactada, constituyen un objetivo inmediato de la primera estimulación a un pozo, el tratamiento de limpieza.

Otra causa de la precipitación de parafinas y daño en la permeabilidad, son los tratamientos con aceite caliente que se realizan para remover depósitos de parafinas en las tuberías, pues el aceite transmite su temperatura al revestimiento, a la formación y al tubing, produciendo la disolución de la parafina en el petróleo y su separación de la superficie del tubing. Éste petróleo llega al fondo del pozo a condiciones de temperatura del yacimiento; esta temperatura puede estar por debajo del punto de nube del petróleo caliente y producir la precipitación de parafinas, afectando la permeabilidad de la formación. La precipitación de parafinas ocasionada por aceite o agua caliente causa un mayor daño debido a que evapora los hidrocarburos livianos y empuja los pesados hacia el fondo. Lo cual, hace más difícil la remoción de estos al momento de implementar el tratamiento.

1.4.2 Problemas durante la producción

Existen dos clases de problemas asociados con la depositación de parafinas en la producción de petróleo como son: en primer lugar, los cambios de temperatura en la tubería de producción, donde la depositación de parafinas obstruye las perforaciones, causa daño en el equipo de subsuelo como bombas y varillas y reduce el diámetro de la tubería de producción. Asimismo, cambios de temperatura y presión en las facilidades de superficie, ocasionan problemas en: sistemas de recolección y líneas de transporte., líneas de flujo, oleoductos, en la interface del gunbarrel o separador, y en las paredes de los tanques de almacenamiento. La severidad del problema varía con el sistema y puede ser cualquier cosa desde una pequeña molestia a un mayor taponamiento del sistema que ocasione el cierre de las operaciones.

¹⁰ POVEDA, Diana. KAFAROV, Viatcheslav y PLATA, Manuel. En: Diseño de un Tratamiento Químico para Remover Depósitos Orgánicos que Dificultan las Operaciones de Producción del Crudo. UIS (2009). p. 5

2. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS

Es de suma importancia conocer los factores que influyen en la precipitación de parafinas, debido a que entre mayor información se tenga de estos en el momento de seleccionar un método para su control, se determinará el éxito en la corrección del problema. Los parámetros que influyen en este fenómeno son los siguientes.

2.1 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

En este proyecto se analizan dos propiedades que influyen tanto en la precipitación de las parafinas como en la aplicación de un método de remediación o inhibición de éstas: la temperatura de yacimiento y el corte de agua respectivamente.

Temperatura de Yacimiento (T_{yac}): Es la temperatura en que se encuentra almacenado el fluido en la formación productora, la cual es de suma importancia debido a que si se encuentra por debajo de la temperatura de cristalización, la precipitación y posterior depositación de materia orgánica sería en el yacimiento.

Corte de agua: Se obtiene a través de la información del campo y como resultado arroja la mejor opción de tratamiento con base al esquema de la metodología propuesta, pues dependiendo del método seleccionado se puede convertir en una ventaja o desventaja en el momento de implementación de éste, debido a que ocasiona problemas de corrosión de los equipos en unos casos y en otro sirve como medio de propagación de las ondas electromagnéticas.

2.2 PARAMETROS OPERACIONALES

Estos parámetros sirven como mecanismos de control de la precipitación de parafinas durante el proceso de producción del fluido a través del tubing y en las facilidades de superficie, evitando que se presente su depositación. Estos parámetros son los siguientes:

Temperatura de operación (T_o): la temperatura de operación hace referencia a la temperatura promedio en la sarta de producción cuando el fluido asciende a la superficie; esta debe ser superior al punto de cristalización para impedir la precipitación de parafinas en el tubing.

Temperatura de superficie (Tsup): esta propiedad juega un papel importante en el almacenamiento y transporte del fluido, pues al disminuir la presión el crudo pierde componentes livianos, lo cual ocasiona que la temperatura de cristalización sea más baja, requiriendo un cuidado especial de la temperatura en que se almacena y transporta el crudo para evitar la formación de depósitos orgánicos.

2.3 PROPIEDADES DEL FLUIDO

Las propiedades del fluido son de suma importancia en el momento de seleccionar un método para inhibir o remediar la precipitación de parafinas, ya que de éstas depende el éxito que tendrá el tratamiento al ser implementado. Estas son:

Tipo de parafina que se está depositando (Cn): Es uno de los parámetros más importantes, pues permite identificar la distribución de la molécula de carbono, lo cual genera la idea de la dificultad que tendrá implementar un tratamiento para el control del problema de precipitación. Para el parámetro tipo de parafina, mediante los resultados de la cromatografía de gases y de líquidos del depósito, se debe analizar la cantidad de C40+ y C40- , en donde un porcentaje de la cantidad de parafina mayor al 50% nos dirá que tipo de parafina (C40+ o C40-) predomina en el depósito.

Temperatura de cristalización (Tcr): El punto de cristalización es probablemente el parámetro más importante de información, para evaluar el potencial de deposición de la parafina. Si es medido adecuadamente a varias condiciones de P y T se puede construir una envolvente que puede ser utilizada para determinar bajo qué condiciones termodinámicas y dónde se puede esperar la precipitación de parafinas.

Temperatura de fusión (Tf): Es la temperatura a la cual una muestra de parafina en estado sólido funde y pasa al estado líquido; esta temperatura varía de acuerdo al número de carbonos presentes, entre 60 °F para C₁₆ y 212 °F para C₆₀ . El punto de fusión de la parafina puede ser usado para definir la temperatura a la

cual la pared de la tubería, facilidades de almacenaje o fluidos de tratamiento deberían ser calentadas con el fin de remover depósitos sólidos.

Temperatura de fluidez (Tfl): Se define como la 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.

3. MÉTODOS CONVENCIONALES PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN POZOS DE PETROLEO

3.1 MÉTODO MECÁNICO

El método mecánico es el más antiguo y comúnmente usado para el control de parafinas. Consiste en la remoción de ésta del tubing o tubería de producción mediante el uso de raspadores (figura 7) y cortadores de parafina.

La desventaja de este método es que la parafina raspada puede llegar a ocasionar taponamiento a las secciones cañoneadas. La principal ventaja es que se convierte en una alternativa relativamente económica, si no es necesaria la limpieza del pozo muy frecuentemente, ya que para realizarla se tiene que detener la producción y por consiguiente se generan pérdidas económicas.

Las unidades de limpieza de parafina usadas en pozos de gas “lift”, son raspadores unidos a un cable (wire line), estas pueden ser operadas manualmente o existe un aparato regulador automático para controlarlas. Los pistones libres mejor conocidos como “plunger lift” se usan para remover la parafina de estos pozos además de mejorar la eficiencia del gas “lift”¹¹. En pozos en los que el sistema de levantamiento artificial sea el bombeo mecánico, es posible adherir raspadores a las varillas de la unidad de bombeo con el fin de remover la parafina en cada viaje que haga la unidad de bombeo mecánico.

Otros métodos utilizados en la remoción de parafinas exigen que el pozo sea cerrado temporalmente mientras que la unidad raspadora cae al fondo del pozo; cuando el pozo reanuda su producción la unidad raspadora se expande y remueve la parafina de las paredes de la tubería mientras sube hacia la superficie, ayudado por la presión que ejerce el fluido que está siendo producido, este método tiene la desventaja de que mientras el pozo está cerrado la

¹¹ 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. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Físicoquímicas. Escuela de Petróleos. 2006

producción se para, lo cual conlleva a gastos económicos adicionales a la labor de limpieza.

Cuando existen problemas de depositación de parafinas en las líneas de producción es muy probable encontrarlos también en las líneas de superficie o oleoductos, afortunadamente en estos casos también se puede hacer limpieza mediante métodos de remoción mecánica.

La parafina puede ser removida mediante raspadores solubles o insolubles, a través de las líneas. Los raspadores solubles son usualmente tapones de cera micro-cristalina (cera dura) o naftaleno, el cual se disuelve en un periodo de tiempo. Dentro de los raspadores insolubles se pueden encontrar esferas de caucho duro o de plástico que van removiendo la parafina con su paso por la tubería, estos raspadores son recogidos al final de la tubería y pueden volver a ser utilizados.

El principal enfoque mecánico para ayudar a limpiar un oleoducto y eliminar la acumulación de parafina, es un dispositivo a través de la tubería que raspa las paredes internas de la misma y empuja a través de la parafina. Este tipo de dispositivo de limpieza recibe el nombre de "marrano o pig", por el chirrido que causa en el momento del raspado de la pared interna de la tubería. El marrano es normalmente impulsado a través de la tubería por un bombeo de alta presión que se ejerce detrás de él. Pero si la acumulación de parafina en las paredes interiores de la tubería es relativamente alta, mientras el marrano avanza recogerá tanta parafina en el frente que bloqueará cualquier movimiento de los marranos. En otras palabras, a medida que más y más parafina se raspa de la pared interior de la tubería, mas se acumula en la parte frontal de los marranos haciendo su movimiento más difícil, en algún momento la presión de bombeo en la tubería no será suficiente para empujar el marrano junto con la parafina acumulada a su paso. Los tres tipos de marranos más usados en la industria son: el marrano de disco, marrano de copa, marrano de esfera y el marrano polly (figura 8, figura 9, figura 10). Los marranos de disco y de copa son hechos del mismo material, pero tienen diferentes diseños y formas. El marrano polly es hecho de un material diferente (espuma) al de los marranos de disco y copa

Figura 7. Raspador



Fuente: GIRARD INDUSTRIES. Productos. [en línea]< <http://girardind.com/>> [citado en 11 de febrero de 2010].

Figura 8. Marranos de disco y copa



Fuente: GIRARD INDUSTRIES. Productos. [en línea]< <http://girardind.com/>> [citado en 11 de febrero de 2010].

Figura 9. Marrano de esferas



Fuente: GIRARD INDUSTRIES. Productos. [en línea]< <http://girardind.com/>> [citado en 11 de febrero de 2010].

Figura 10. Marrano polly



Fuente: GIRARD INDUSTRIES. Productos. [en línea]< <http://girardind.com/>> [citado en 11 de febrero de 2010].

3.2 MÉTODO OPERACIONAL

Este método consiste en regular la velocidad y el caudal de producción con el objetivo de disminuir la precipitación de sólidos en la sarta de producción. Una tasa de producción elevada no sólo trae como beneficio evitar la precipitación de parafina sino que también evita que ésta se adhiera a las paredes de la tubería y en ciertos casos desprende la misma que se encuentra depositada en la tubing. Cabe aclarar que sólo desprende las ceras más blandas, ya que el esfuerzo de corte que el fluido hace a los depósitos no es tan fuerte como para remover las parafinas más duras, esto lleva a que con el tiempo se formen depósitos de parafina muy sólidos y por supuesto más difíciles de tratar.

La necesidad de mantener el crudo por debajo del punto de nube para así evitar que la parafina se precipite, lleva a utilizar el aumento de la tasa de producción para mantener la temperatura por encima del punto en el cual se precipitan las ceras en el crudo.

3.3 MÉTODO TÉRMICO

Como en ciertas ocasiones los métodos mecánicos no son muy efectivos, se tiende a utilizar y sacar ventaja de la propiedad que tiene el calor para fundir la parafina y para la resolución de la emulsión. Sin embargo la cantidad de calor utilizada para esta acción es clave, ya que la cantidad de calor por unidad de volumen tiene un precio, la generación de calor para llevar a cabo estos procesos repercute en que el precio de producción por cada barril de petróleo aumente. En este sentido se han desarrollado muchos estudios referentes al tema y se ha determinado que la cantidad de calor necesaria para fundir la parafina es inversamente proporcional a la distancia existente entre las moléculas de parafina depositada.

Entre las técnicas más utilizadas para control de parafinas utilizando métodos térmicos se encuentran:

- Inyección de aceite caliente

- Inyección de agua caliente
- Calentadores en el fondo del pozo
- Calentadores eléctricos de la tubería

3.3.1 Inyección de aceite caliente

La técnica más utilizada para remoción de parafinas en pozos de petróleo utilizando métodos térmicos es la inyección de aceite caliente; esta técnica utiliza calor para la disolución y remoción de los depósitos de parafina en los pozos de petróleo. El proceso que se lleva a cabo para poner en funcionamiento un proyecto de inyección de aceite caliente para controlar depósitos de parafina es el siguiente:

En primera instancia el aceite (preferiblemente del mismo yacimiento) que va a ser inyectado es recogido en un camión y calentado de 150 F a 300 F y después es bombeado dentro del pozo. La inyección puede ser hecha por el tubing o directamente en el anular, rodea el tubing y le transfiere calor, calentándolo lo suficiente para fundir la parafina que está depositada en él.¹²

Cuando se incrementa significativamente la profundidad de depositación o la cantidad de parafina depositada, también es necesario incrementar la temperatura del aceite o la cantidad de aceite a ser inyectado.

Este método es uno de los más populares, pero, se debe tener mucho cuidado al implementarlo ya que si es puesto en práctica impropiamente, puede causar problemas significativos de taponamiento de los poros de la formación y de las perforaciones de producción. Asimismo, cierta cantidad del aceite que es inyectado por el anular fluye hacia la formación antes de que pueda ser producido nuevamente.

El aceite inyectado comúnmente en estos métodos es tomado de tanques de almacenamiento donde el crudo contiene un porcentaje más alto de sólidos parafínicos, este es calentado liberando las fracciones más volátiles y concentrando los sólidos parafínicos.

¹² KEATING, J. F. and WATTENBARGER, R. A. The simulation of paraffin deposition and removal in wellbores. En: SPE. No. 27871 (Mar. 1994).

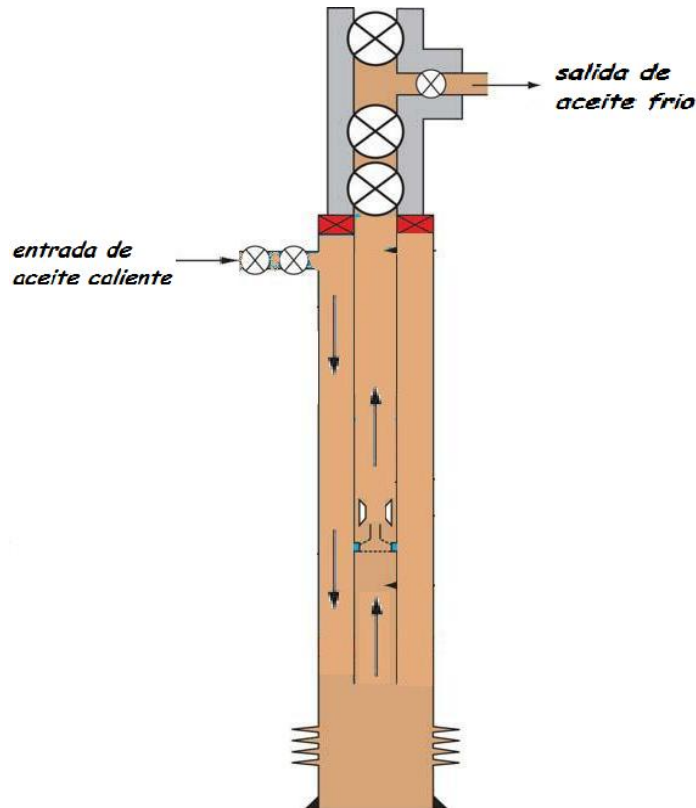
A medida que la temperatura desciende mientras el aceite se mueve hacia abajo del anular, se forman sólidos parafínicos, de esta forma si este fluye por las perforaciones hacia la formación, va a generar un problema de taponamiento.

El trabajo de aceite caliente es usualmente hecho sobre una base de rutina y resulta en una historia de producción cíclica. Después de cada tratamiento de aceite caliente se suele incrementar la producción, sin embargo no se mantiene por periodos prolongados. Gradualmente más y más perforaciones son taponadas y la producción cae a niveles cada vez más bajos.

Debido a que normalmente la capacidad calorífica del pozo es mayor que la capacidad calorífica del aceite, este se enfría rápidamente transfiriendo calor a las tuberías y a la formación. La efectividad de un proceso de inyección de aceite caliente depende de la temperatura a la cual el pozo es calentado por encima del punto de fusión de la parafina. La cantidad de aceite bombeado, tasa de bombeo y temperatura varían de un trabajo a otro.¹³

¹³ 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. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Fisicoquímicas. Escuela de Petróleos. 2006

Figura 11. Esquema inyección de aceite caliente.



3.3.2 Inyección de agua caliente

Como la inyección de aceite caliente puede llegar a ocasionar problemas graves de taponamiento en las perforaciones y en los poros de la formación, se ha implementado un método alternativo que es la inyección de agua caliente. Como los tratamientos con agua caliente no pueden proveer la solvencia que el aceite caliente puede, frecuentemente paquetes de surfactantes son adheridos al agua caliente con el fin de ayudar a la dispersión de la parafina en la fase agua.

Esta combinación entre surfactantes y agua produce partículas de parafina muy grandes mojadas por agua. Estas partículas suelen causar problemas en las baterías reuniéndose en la interface entre el agua separada y el aceite.¹⁴ Las

¹⁴ Ibid, p. 35.

parafinas mojadas por agua requieren sustancialmente cantidades más grandes de desemulsificante que las manejadas normalmente por los tratadores de calor.

Debido a que la capacidad calorífica del agua es mayor que la del aceite, la cantidad de calor transferido en fondo es ligeramente mayor. Sin embargo la incapacidad de solvencia que posee el agua reduce ampliamente el transporte de parafina por el agua.

Muchos operadores prefieren utilizar la técnica de inyección de agua para remover parafinas, con la convicción que es más efectivo térmicamente que la inyección de aceite caliente, debió a la mayor capacidad calorífica del agua, pero no tienen en cuenta que el proceso está limitado por la eficiencia que tiene el camión para producir el calor requerido. En el proceso de inyección de agua esto toma más tiempo, lo que hace que el beneficio no sea tan grande como se esperaría.

3.3.3 Calentadores de fondo de pozo

Dado que mantener la temperatura del crudo por encima del punto de nube es esencial para evitar la precipitación de parafinas, suelen instalarse calentadores eléctricos en la boca de pozo para elevar la temperatura del crudo.

Los calentadores más empleados son los de resistencia eléctrica. La temperatura del crudo debe mantenerse por encima del punto de nube antes de que el crudo llegue a la superficie; para esto el operador puede regular la cantidad de energía que se suministra al calentador y así mantener la temperatura necesaria. La limitación más sobresaliente de esta técnica es el aspecto económico, debido a su mantenimiento y la disponibilidad de la potencia eléctrica, por el contrario, si la temperatura del aceite en el calentador es muy alta, el crudo puede coquearse y taponar las perforaciones.¹⁵

¹⁵ KEATING, J. F. and WATTENBARGER, R. A. The simulation of paraffin deposition and removal in wellbores. En: SPE. No. 27871 (Mar. 1994).

3.3.4 Calentadores de tubería

En esta técnica, la energía eléctrica es alimentada hacia el tope del tubing. Por motivos de seguridad la cabeza de pozo está eléctricamente aislada del tubing. La corriente fluye por el tubing hacia el fondo del pozo, en la zona donde se encuentra la parafina depositada, ahí un contactor en el casing completa el circuito. El uso de calentadores eléctricos en las líneas de superficie y tanques tiene mayor popularidad que en el pozo. Sin embargo el uso de esta tecnología es aun emergente en la industria petrolera.

Aproximadamente entre el 70% al 75 % de la energía agregada al tubing se disipa en el mismo, el resto de la potencia se disipa en el casing. Las fracciones de la potencia total que se disipa en el tubing y el casing, son especificadas por el operador.

3.4 MÉTODO DE TRATAMIENTO QUÍMICO

El tratamiento químico es requerido usualmente como una alternativa para el aceite caliente (método térmico). Después de tener repetidas reincidencias usando procesos de aceite caliente, es prudente probar un método químico de radicación del problema.

Los métodos continuos (consisten en una inducción continua del químico) y a baches (consiste en una inyección cíclica del fluido) son adoptados para inyectar el químico desde el anular hacia el pozo, es decir, circular el químico bajo el anular y retornarlo a través del tubing, para remover el sedimento de parafina que se encuentra adherido a la pared del tubing. 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 de arriba a abajo de la unidad de bombeo se impulsa el pistón de la bomba de inyección, asiendo que el químico caiga dentro del pozo. El tratamiento por baches es llevado a cabo usando un camión de bombeo pequeño con un inyector rápido que agrega el removedor de parafina desde el anular dentro del tubing en un tiempo predeterminado.¹⁶

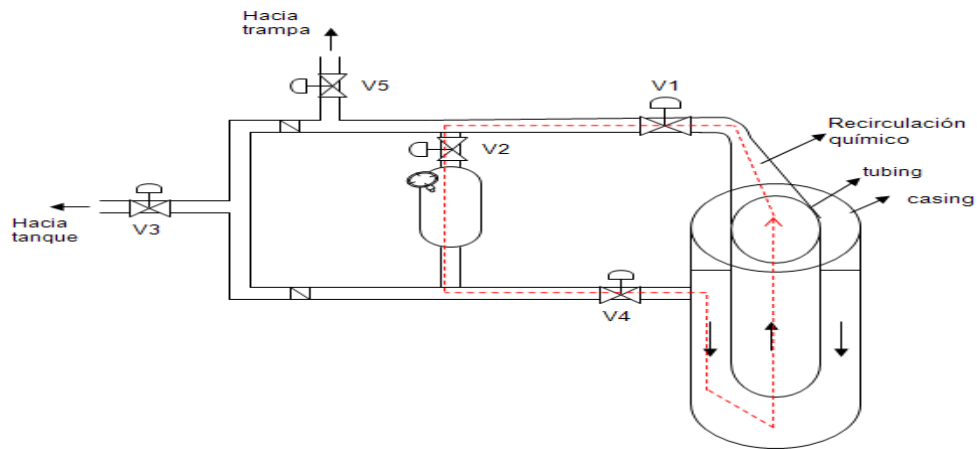
¹⁶ BIAO, Wan and LIJIAN, Dong. Paraffin characteristics of waxy crude oils in china and the methods of paraffin removal and inhibition. En: SPE.No.29954 (Nov. 1995).

El control químico correctivo de los problemas de deposición de parafinas en pozos de petróleo se basa en el uso de cuatro clases de productos químicos:

- Solventes
- Dispersantes
- Surfactantes
- Modificadores de cristal.

Los productos químicos mencionados, también se pueden utilizar por separados como métodos preventivos o correctivos.

Figura 12. Diagrama de inyección del tratamiento químico en pozo



Fuente: OCHOA, Sergio y LÓPEZ, Ismael, Evaluación de un tratamiento químico para el control en el crudo parafínico del Campo Colorado, Trabajo de grado Ingeniería Química. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Físicoquímicas. Escuela de Química. 2009

3.4.1 Solventes

Existen dos clases generales de solventes usados en el campo petrolero para disolver la parafina: son **alifáticos** y **aromáticos**. Los solventes alifáticos normalmente usados en el campo petrolero son diesel, keroseno y condensado. Los solventes aromáticos usados son xileno y tolueno.

Los solventes son usados generalmente para disolver los depósitos de parafina existentes. Usualmente contienen un volumen alto de aromáticos, usados para inhibir los depósitos de parafina siendo inyectados continuamente en grandes cantidades, pero poco económico para el usuario. Estos químicos disuelven una cantidad específica de parafina basado en su peso, temperatura y presión antes de que el poder del solvente se agote.

Los hidrocarburos clorados, tal como tetra-cloruro de carbono son excelentes solventes de parafina. Sin embargo, no son muy usados porque pueden tener efectos adversos en los catalizadores de la refinería. El di-sulfuro de carbono ha sido llamado el solvente universal de la parafina, desafortunadamente es costoso, extremadamente inflamable, toxico, y también daña los catalizadores de la refinería como consecuencia no debiesen ser usados en operaciones de campo.

En depósitos donde el contenido de Asfáltenos es muy bajo los solventes comúnmente usados son: Condensados, keroseno y diesel. El diesel y el keroseno no debiesen ser usados si el petróleo crudo contiene un porcentaje significativo de asfáltenos, los hidrocarburos no aromáticos pueden causar más precipitación de los asfáltenos por despojar el malteno que lo estabiliza. Sin embargo, algunos condensados contienen componentes aromáticos que los habilitan para disolver los depósitos asfálticos.

Los químicos aromáticos tales como el tolueno y el xileno son excelentes solventes de depósitos de parafinas así como para acumulaciones de asfáltenos. El potencial de solvencia de estos químicos puede ser aumentado diez veces por la adición de más o menos el 5% en volumen de una amina primaria o secundaria específica, al solvente. Estos solventes ayudan también a disolver la parafina que puede estar depositada con los asfáltenos. Un calentamiento moderado del solvente acelerará la remoción del depósito. Se debe tener cuidado durante el verano debido a los puntos de chispa relativamente bajos del tolueno y xileno.¹⁷

El nivel aceptable para el xileno es muchísimo más alto que el de etil benceno y el tolueno. En muchas áreas el uso del benceno y el etil-benceno es restringido por ser cancerígenos, y el uso del tolueno es cuestionable. El tolueno, si es usado, debiese ser observado por el contenido de benceno.

¹⁷ BARKER, K.M. and NEWBERRY, M.E. Paraffin solvation in the oilfield. En: SPE. No. 64995 (Feb. 2001).

La necesidad de solventes biodegradables y no tóxicos ha resultado en el desarrollo de ciertos tipos de químicos que pueden funcionar como los solventes mencionados anteriormente para reemplazarlos¹⁸.

La selección de un solvente para cualquier aplicación debería basarse en la relación costo-efectividad al disolver un depósito orgánico específico. La aplicación del solvente tiene que adaptarse a las condiciones del pozo.

El primer procedimiento es circular, el solvente bajo el anular y retornarlo a través del tubing. Remojando o agitando el solvente sobre un periodo de tiempo, usualmente disolverá la cantidad máxima de parafina por galón de solvente. Si la formación está parcialmente taponada por parafina, un squeeze de solvente (inyectar el solvente en la formación a alta presión sin fracturarla) y surfactante (para evitar cambiar la mojabilidad de la formación) en la formación y un periodo de remojo de 24 a 72 horas es muy efectivo. El aumento severo de parafina en el tubing en pozos con bombeo mecánico frecuentemente hace la remoción de varillas muy difícil. En estas instancias, bombear un solvente bajo el tubing ablandará la parafina y facilitará la sacada de varillas. La selección del solvente puede ser llevada a cabo por pruebas sencillas de campo. Una pequeña cantidad de parafina es sumergida en el solvente en un recipiente de vidrio claro. Uno al lado del otro en comparación de los solventes disponibles usualmente habilitará la selección del mejor solvente en minutos.

3.4.2 Dispersantes¹⁹

Los dispersantes no disuelven los depósitos de parafina sino que trabajan neutralizando las fuerzas atractivas que unen a las partículas de parafina a estar juntas, es decir, los depósitos son partidos a tamaños de partículas mucho más pequeños donde pueden ser reabsorbidos por la corriente de petróleo, como un resultado de la afinidad natural de la partícula de parafina por su origen hidrocarburo. Los dispersantes están químicamente estructurados, un fin de la molécula es ser atraída a la parafina, mientras que su otra finalidad es ser soluble en el aceite o agua, dependiendo de la fase en que la parafina se encuentre para ser dispersada.

¹⁸ Ibid.,p.26.

¹⁹ NEWBERRY, M.E. and BARRER, K.M. Formation damage prevention through the control of paraffin and asphaltene deposition. En: SPE. No. 13796 (mar. 1985).

Los dispersantes son formulados de: los sulfonatos, derivados de alquil fenol, ketonas, terpenos, poliamidas y naftaleno. Una pequeña concentración de asfaltenos en el petróleo crudo también puede actuar como un dispersante para los depósitos de parafina.

Los dispersantes pueden ser usados para la remoción de depósitos como un modo preventivo. La aplicación puede hacerse en un tratamiento por baches, o continuo y algunas veces como un squeeze a la formación. El tratamiento continuo se usa para prevenir la depositación de parafina pero esto acarrearía más gastos. Los dispersantes pueden difundir varias veces su propio peso de parafina, pero no tienen la aplicación general de los solventes. Usualmente, dadas las técnicas de pruebas apropiadas, un dispersante elegido demostrará ser más costoso y efectivo que los solventes.²⁰

Las pruebas de laboratorio ayudan a determinar el químico de mejor desempeño, la concentración más apropiada y a proporcionar el tiempo de contacto adecuado, lo cual es crucial. El dispersante, es usado en concentraciones de 2% a 10% dependiendo de la cantidad de parafina a ser removida. Es más efectivo si es calentado antes de ser inyectado para tratar el pozo. El sistema es 90% a 98% agua (se recomienda el agua fresca por encima de la salmuera en los tratamientos de campo). Las pruebas de laboratorio han indicado que aproximadamente en una base galón a galón, el dispersante es capaz de remover 50 veces más parafina que el mejor solvente.

En los pozos de baja presión, la solución puede ser bombeada bajo el anular y expulsada con la producción de petróleo (30 a 50 barriles es un tratamiento típico). Donde la parafina es muy dura y densa se sugiere un periodo de remojo de 2 a 4 horas antes de reiniciar la producción en el pozo. Las líneas de superficie también pueden ser limpiadas de parafina circulando dispersante a través del sistema.²¹

²⁰ FERWORN, K.A.; HAMMAMI, A. and ELLIS, H. Control of Wax Deposition: An Experimental Investigation of Crystal Morphology and an Evaluation of Various Chemicals Solvents. En: SPE. No. 37240 (1997).

²¹ BARKER, Ken. Understanding paraffin and asphaltene problems in oil and gas wells. [Online]. Jul. 2003. Available from web: <www.pttc.org.>.

3.4.3 Surfactantes o detergentes

Los detergentes o surfactantes de parafinas son una clase de agentes tenso-activos que trabajan en la formación, tubería de producción y líneas de flujo sobre los cristales de parafina evitando su agrupación y su depositación en el sistema.

El principal uso de un surfactante 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. Los pozos que producen agua son los mejores candidatos para este tipo de tratamiento. Sin embargo, si la relación agua-petróleo es alta, la tubería de acero puede ser mojada por agua sin la necesidad de usar algún surfactante. Algunos surfactantes pueden actuar como agentes solubilizantes para el agente nucleante y así prevenir la aglomeración de parafinas. En este caso, el surfactante tiene que ser agregado continuamente a la corriente de producción. Los surfactantes son utilizados más que todo para inhibir la depositación de parafina en lugar de removerla.

3.4.4 Modificadores de cristal²²

Los modificadores de cristal son compuestos químicos especiales producidos sintéticamente para interactuar con la aglomeración de parafina; estos no disolverán, ni dispersarán o removerán la parafina que ya ha sido depositada, lo que harán es inhibir la depositación posterior (alterando el cristal de parafina). Los modificadores normalmente consisten en estructuras que tienen cadenas colgantes incorporadas que interactúan con la formación de los cristales de parafina. Estos productos actúan a nivel molecular para alterar la tendencia de las moléculas de parafina a acumularse una con otra, reduciendo la capacidad de la parafina de formar una red cristalina dentro del petróleo.

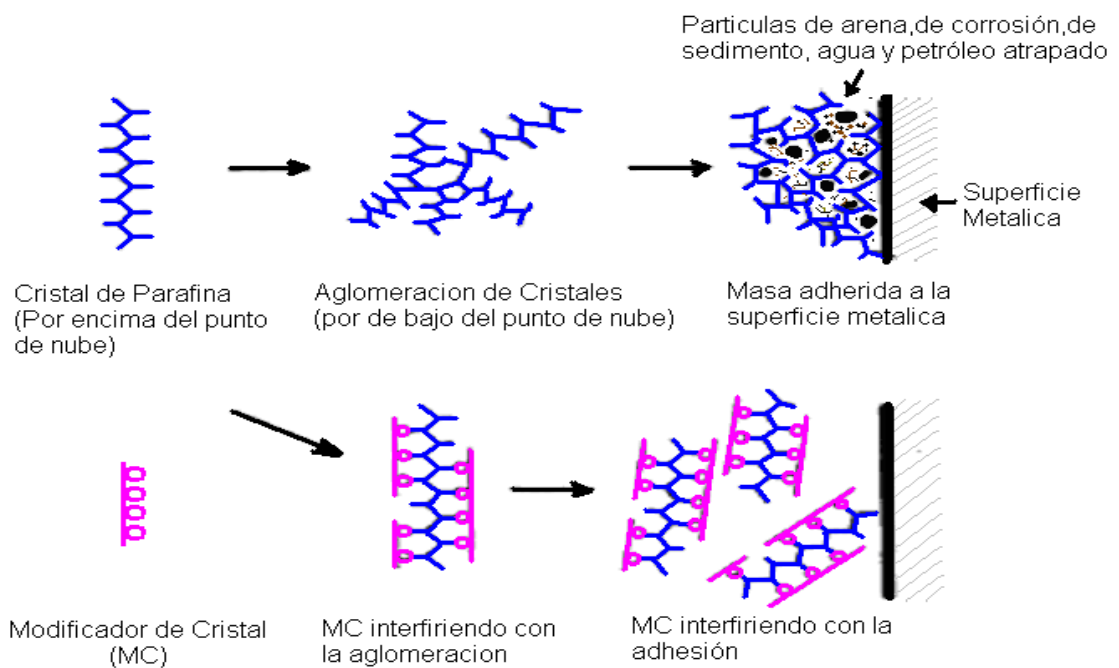
Esta habilidad para actuar a nivel molecular los hacen verdaderamente efectivos en concentraciones de partes por millón, mientras que el aceite caliente, agua caliente y los solventes se requieren en concentraciones que son múltiplos de la concentración de parafina. Cualquier cosa que interrumpa la formación, o las

²² BECKER, JR. Oilfield paraffin treatments: hot oil and hot water compared to crystal modifiers. En: SPE. No. 63123 (Oct. 2000).

propiedades de la matriz del cristal de parafina, tal como los modificadores de cristal afectarán 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 modificadores de cristal tienen que ser inyectados continuamente y tienen que estar en el petróleo antes de que la deposición empiece, en la figura 12 se muestra una idea de la modificación del cristal.

Figura 13. Efecto del Modificador de Cristal en la Deposición



Fuente: 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. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Físicoquímicas. Escuela de Petróleos. 2006

Los polímeros y copolímeros son los modificadores de cristal más comunes para reducir la deposición de parafina en los pozos de petróleo. Estos productos químicos son: polietileno, copolímeros esters, copolímeros etileno vinil acetato, copolímeros olefina-ester, copolímeros ester-vinil acetato, y resinas alquil fenol.

Los modificadores de cristal son altamente selectivos y frecuentemente sólo efectivos sobre un limitado número de crudos. Desafortunadamente, los modificadores de cristal son materiales cerosos que exhiben puntos de fusión altos, lo que los hace normalmente sólidos a temperatura ambiente en el lugar de producción. Para que estos productos sean bombeados en el pozo, necesitan ser drásticamente diluidos en solventes.

Los inhibidores rara vez eliminan el requerimiento de aceite caliente o de raspadores.

3.5 MÉTODO DE RECUBRIMIENTO

En muchos casos no se puede evitar totalmente la precipitación de la parafina en el pozo y las líneas de superficie por lo que se aplican técnicas que reducen la tasa de depositación de parafina. Algunas de estas técnicas pueden ser el uso de tuberías con fibra de vidrio, tuberías plásticas lisas y tuberías recubiertas con químicos. Estas tuberías afectan la tasa de depositación ya que en la superficie de estas es más difícil la adherencia de los cristales de parafina.

Aunque la depositación de parafina sobre las superficies plásticas o de vidrio se lleve a cabo mucho más lentamente, solo será una ventaja hasta que la tubería sea cubierta por una capa de parafina, después de esto la acumulación será totalmente igual a la que sucede en la tubería de acero, por lo cual estas deben ser limpiadas cada cierto lapso de tiempo.

La limpieza en estas tuberías debe hacerse con mucho cuidado ya que no se puede utilizar las mismas técnicas de limpieza en todas las tuberías. Por ejemplo, los solventes o el aceite caliente dañaran una tubería PVC, el aceite caliente usado para limpieza en tuberías plásticas reforzadas con fibra de vidrio puede reventar la tubería plástica en las juntas.

El fin de recubrir con compuestos químicos el tubing es protegerlo con fenólicos, por ejemplo: el fenólico de epoxi. El recubrimiento de una capa delgada fenólica (5 a 9 milímetros de espesor) sobre tuberías de acero, puede recompensar los costos de recubrimiento como un resultado de la corrosión reducida y menor acumulación de parafina. Sin embargo, no es recomendable usar capas fenólicas más delgadas de 5 milímetros debido a la posibilidad de encontrar espacios sin recubrir. Las capas fenólicas resisten sin daño hasta una temperatura de 300 F,

aunque la temperatura del aceite caliente de líneas cubiertas con epoxi no deben exceder los 150 F.²³

La técnica de tubing con fibra de vidrio consiste en colocar una capa de vidrio reforzado de aproximadamente 0,8-1.0 milímetros de espesor. La superficie de vidrio, plástico o con compuestos químicos reaccionan con el agua para formar un grupo hidrofílico - OH y además para colocar una polaridad relativamente fuerte, para que los cristales de parafina tengan mucho menos adherencia a la superficie comparada con la tubería de acero. Con esto se logra una disminución de la tasa de precipitación de parafina y por consiguiente una reducción significativa en los depósitos que se forman en el pozo y líneas de superficie. Haciendo una comparación entre las técnicas de tubing con fibra de vidrio y tubing de plástico, en cuanto a funcionalidad son muy similares, pero la eficacia de inhibición de parafina del tubing con fibra de vidrio es mayor que las de tubing de plástico y tubing recubierto.

3.6 MÉTODO COMBINADO

En muchos casos la aplicación de un solo método para corregir el problema de depositación de parafinas puede no ser muy efectiva, por lo cual frecuentemente se suelen aplicar dos o más métodos con el fin de buscar mayor efectividad en la solución del problema, a esto se le llama aplicación de un método combinado. Uno de los métodos combinados con mayor aplicación en la industria es el método termoquímico, debido a su efectividad; consiste en tratar térmicamente los cristales de parafina formados, disolverlos y mediante un agregado químico evitar su regeneración. Es popular ya que corrige el problema de los depósitos de parafina y evita posteriormente la precipitación, aunque es relativamente costoso.

Lo importante al querer implementar una técnica combinada es mirar que los métodos sean afines y que el beneficio/costo sea mayor para el combinado que para un sistema individual.

²³ 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. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Físicoquímicas. Escuela de Petróleos. 2006

4. MÉTODOS NO CONVENCIONALES

En la producción de crudos parafínicos no existe un tratamiento que controle en su totalidad el problema de precipitación de parafinas. En los últimos años se han desarrollado nuevas tecnologías que permiten controlar la depositación de parafinas, métodos conocidos como no convencionales, siendo los más importantes los siguientes:

- Magnético
- Microbial
- Mecánico (Coiled tubing)
- Ultrasónico

4.1 MÉTODO MAGNÉTICO ²⁴

El magnetismo hidro-dinámico es la ciencia que se ocupa de la interacción de un campo magnético con un fluido conductor de electricidad, usando el magnetismo como única influencia.

Esta es la hipótesis básica para la aplicación de dispositivos magnéticos de gran potencia, los cuales ejercen su efecto sobre los hidrocarburos aprovechando el carácter diamagnético de las sustancias orgánicas que al ser tratadas causan una polarización en las moléculas haciendo que se repelan entre sí, lo cual ocasiona que estén dispersas en el fluido evitando de esta manera la formación de depósitos de parafina.

Esta técnica desarrollada e implementada en más de 14.000 pozos de petróleo en China, es de gran efectividad, no requiere la aplicación de químicos adicionales y los costos del método de inhibición son relativamente bajos²⁵. Los parámetros de selección a la hora de aplicar este método se convierten en una de sus mayores desventajas, ya que el crudo debe tener ciertas características específicas para que la aplicación brinde buenos resultados. En la literatura se pueden encontrar

²⁴ Hidrocal: Herramientas Magnéticas para el Control de Parafinas.

²⁵ BIAO, Wang and LIJIAN, Dong. Paraffin characteristics of waxy crude oils in China and the methods of paraffin removal and inhibition. En: SPE.No.29954 (nov. 1995).

autores que han documentado sus opiniones con respecto al tratamiento magnético como método alternativo en el control de parafinas, entre ellos se destacan:

CARPENTER: se refiere a la parafina como un material diamagnético (todas las sustancias orgánicas son diamagnéticas), susceptible de ser tratadas magnéticamente. Los equipos de tratamiento magnético no requieren energía externa y producen campos suficientemente intensos para uso industrial.

LANG: encontró que cuando una sustancia diamagnética es sometida a un campo magnético intenso, sus moléculas se polarizan y se repelen, manteniéndose dispersas en el sistema fluido, suprimiéndose de esta manera la formación de depósitos de parafinas en las paredes internas de la tubería.

THANG y LI: concluyeron que el campo magnético aumenta la dispersión molecular de la parafina, controla el crecimiento de los cristales, mejora la movilidad y reduce la viscosidad del crudo.

²⁶ZHAN: cuando un crudo fluye a través de un campo magnético sus propiedades químicas permanecen inalterables, pero sus propiedades físicas se afectan, principalmente el proceso de cristalización de la parafina, reduce la viscosidad y el punto de fluidez del crudo. Los equipos de tratamiento magnético se diseñan considerando la composición del crudo, tasa de flujo, temperatura ambiente, tamaño de la tubería e interferencia de vibración y pulsación en el medio.

LIAN: presentó resultados de pruebas para transporte de crudo tratado magnéticamente a grandes distancias a través de oleoductos. Las pruebas se corrieron en un simulador de tratamiento magnético para varias intensidades y diferentes configuraciones del campo magnético, bajo ciertas temperaturas y tasas de flujo y caída de presión. Los resultados mostraron que las propiedades presentan resistencia a la fricción y la tasa de depositación de parafinas fueron alteradas y que el efecto fue duradero, el proyecto fue exitoso. Se verificó que los factores más importantes en el tratamiento son la intensidad y la configuración del campo magnético.

²⁷WANG B. Y DONG L: Presentan uno de varios métodos para remover e inhibir parafinas en diferentes crudos de la china. Entre ellos se encuentra el tratamiento

²⁶ ZHANG, Xuejun et al. Wettability effect of coatings on drag reduction and paraffin deposition prevention in oil. En: Journal of petroleum science & engineering. No. 36 (jun. 2002)

²⁷ BIAO, Wang and LIJIAN, Dong. Paraffin characteristics of waxy crude oils in China and the methods of paraffin removal and inhibition. En: SPE.No.29954

magnético donde señalan que para pozos con cortes de agua mayores de 50%, la inhibición magnética de parafinas es en general una técnica exitosa y menos costosa.

4.1.1 Descripción y tipos de herramientas magnéticas

Las herramientas magnéticas presentan dos prototipos:

- De imanes permanentes
- Electromagnética

Muchas investigaciones han sido desarrolladas en todo el mundo durante gran parte del siglo XX, sobre el uso y aplicación de las técnicas de MHD. Estos desarrollos han dado como resultado el diseño y la fabricación de imanes cerámicos permanentes, de alta potencia, a través de la inclusión de tierras raras, descartando el uso de la energía, ya que los imanes permanentes suministran naturalmente el campo magnético requerido para inhibir la precipitación de depósitos orgánicos. La presentación de la herramienta de imanes permanentes consta de tres cuerpos: carcasa, porta-imites e imanes permanentes. Su fabricación es de acero revestido de cromo duro resistente a la corrosión. Las condiciones de operación dependen de las pruebas magnéticas de laboratorio y temperatura de tratamiento.

Cuando se los utiliza para evitar, controlar o eliminar formaciones o deposiciones, se emplean arreglos de equipos magnéticos como mínimo 50 m, antes de la línea de formación conocida. Las recomendaciones a tener en cuenta para un buen desempeño a la hora de emplear esta herramienta son:

1. ²⁸Las distancias máximas entre dispositivos son de 700 m. Considerando que se deberán instalar en concordancia para obtener su máxima efectividad dado que la misma se verá reducida si no se respetan las distancias.
2. Se deberá partir desde la protección de la bomba hacia el punto inferior.

²⁸ Hidrocal: Herramientas Magnéticas para el Control de Parafinas.

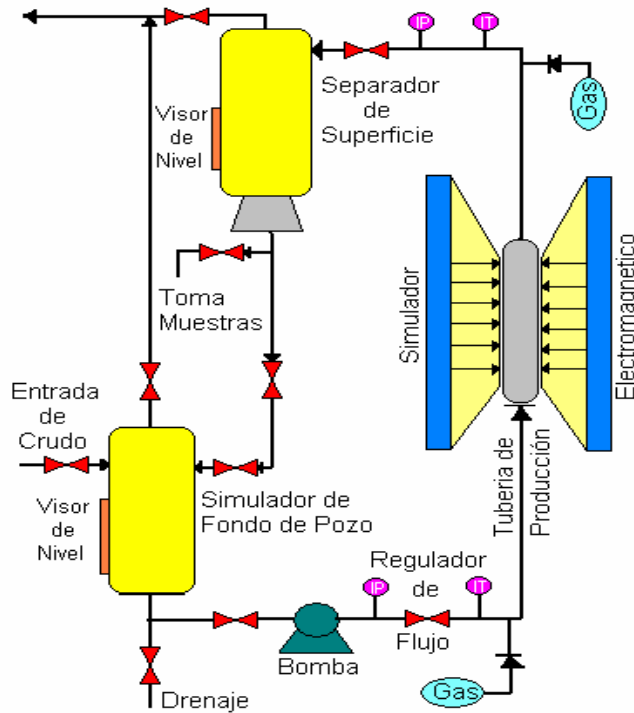
3. Deberá de recordarse que las turbulencias creadas por las bombas, reducen la efectividad.
4. Este tipo de equipos son de construcción robusta, fácil instalación, debajo o sobre la superficie, suspendidos, reversibles, y de funcionamiento.
5. Para evitar inconvenientes en los tramos de superficie, se deberá previamente tratar todo el tramo en cuestión.
6. Además para proteger la cabeza de pozo (Arbolito) deberá protegerse la boca propiamente dicha del pozo para asegurar su máxima efectividad. Se considera conveniente colocar equipos cada 700 m. Y posterior o anterior a elementos perturbadores, como ser bifurcaciones o derivaciones de líneas.

La herramienta electromagnética consta de un acelerador de electrones, un electroimán de potencia y una caja de control, esto permite regular la intensidad del campo magnético requerido para el tratamiento. Cada fluido responde de manera individual al pasar por un campo magnético, por lo cual el diseño de la herramienta magnética debe ser específico para cada crudo, a fin de lograr una efectividad del 100% en el tratamiento.

4.1.2 Herramienta magnética “Magcop”

El instituto Colombiano del Petróleo-ICP-ECOPETROL, mediante tecnologías de desarrollo ha implementado un nuevo esquema de control denominado control oportuno de parafinas, para lo cual ha sido implementada la herramienta magnética (MAGCOP), la cual consta de imanes permanentes, lo que le permite ser instalada como un accesorio de fondo o superficie.

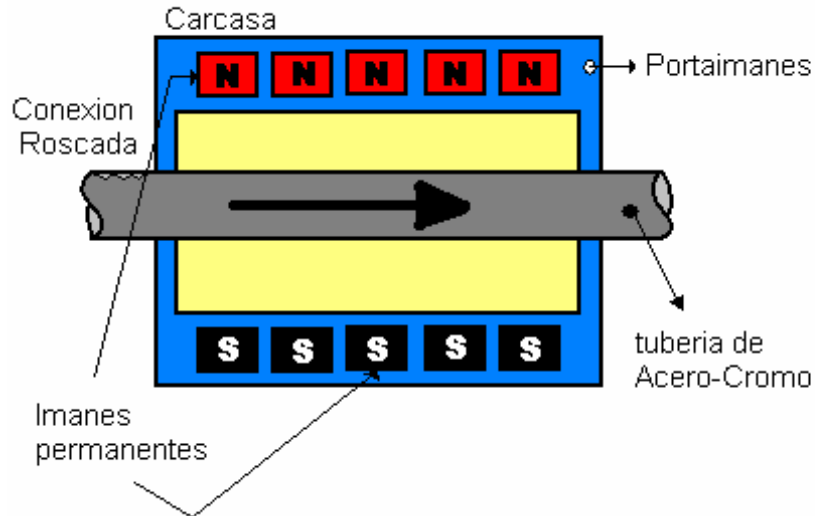
Figura 14. Simulador Magnético de Laboratorio



Fuente: MEDINA Zarate, Carlos. Aplicación de Herramientas Magnéticas Diseñadas por ECOPEPETROL para Inhibir Parafina en los Sistemas de Producción. En: CONGRESO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. p. 258-262.

Una vez establecidas las condiciones de producción del fluido (caudal y temperatura), se aplica el campo magnético en diferentes magnitudes y configuraciones (axial, transversal, longitudinal y radial), realizando un monitoreo constante de las características de la muestra mediante pruebas de laboratorio hasta alcanzar las condiciones más apropiadas que permiten el desarrollo del prototipo (figura 14).

Figura 15. Prototipo de la Herramienta Magnética “MAGCOP”



Fuente: CENTENO CARDONA, Edgar. Desarrollo de un modelo para evaluar la aplicabilidad de la herramienta magnética. Tesis de Postgrado. Bucaramanga: UIS. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos. 2001.

4.2 MÉTODO MICROBIAL^{29 30}

Durante la última década, la remediación microbiana ha sido seleccionada como un método alternativo a los métodos convencionales. Aunque las interacciones entre microorganismos y el petróleo crudo especialmente el mecanismo de biodegradación, han sido estudiados sobre los últimos 40 años, sus mecanismos y productos no han sido todavía identificados totalmente. Como es un método relativamente nuevo para el control de parafinas, muchos operadores están aún inseguros acerca de sus beneficios técnicos y económicos, ya que el uso de microorganismos se ha centrado principalmente en la recolección de derrames de crudo. Los microorganismos tienen las siguientes características:

²⁹SADEGHAZAD, Ayoub. And GHAEMI, Nasser. Microbial prevention of wax precipitation in crude oil by biodegradation mechanism. En: SPE. No. 80529 (Apr. 2003).

³⁰ LAZAR, I. et al. The use of naturally occurring selectively isolated bacteria for inhibiting paraffin deposition. En: Journal of petroleum science & engineering. No. 22 (Feb. 1999).

- No tóxicos, no cancerígenos, no patogénicos, no combustibles, anaeróbicos y ambientalmente seguros y compatibles.

Pueden aplicarse en una solución de agua por un tratamiento inicial a baches bajo el anular y reanudaciones periódicas de baches para mantener el tamaño de la colonia. El principal metabolismo del tratamiento microbial puede ser clasificado como biodegradación y producción de químicos como el ácido orgánico (graso), bio-surfactantes, alcohol, acetonas, éteres y gases.

La biodegradación generalmente convierte las parafinas de cadena larga en moléculas parafínicas de cadena corta, disminuyendo así su peso molecular aparente, conllevando esto al incremento del API del crudo, además de aumentar la solubilidad de las parafinas de cadenas largas por el incremento en el porcentaje de volátiles en el crudo, por tanto previniendo la depositación de la parafina. Los productos químicos tales como ácidos orgánicos (grasos), bio-surfactantes, alcohol, acetonas, éteres, y gases, actúan deshaciendo los depósitos de parafinas.³¹

4.3 MÉTODO COILED TUBING

La tecnología del coiled tubing es otra técnica de procedimientos de limpieza del pozo o de las líneas de flujo. Se usa un camión grande para colocar un carrete de heavy coiled tubing mientras los fluidos del pozo son producidos y las boquillas de alta presión al final del coiled tubing son colocadas en el pozo (Becker, R.J., 1997). El pozo es entonces inundado con los fluidos de los carros tanques que contienen solventes, bombeados a alta presión para limpiar el tubing cuando el coiled tubing es bajado al pozo.

Esta técnica combina los tratamientos químico, mecánico y frecuentemente el térmico. Es bastante eficaz para las compañías de producción integradas que mantienen su propia flota de camiones de coiled tubing. Asimismo puede ser usado para remediar varios tipos de obstáculos:

³¹ TOWLER, Brian. F. and BLACK, Laramie. System and method for the mitigation of paraffin wax deposition from crude oil by using ultrasonic waves. (mar. 2004).14 p.Patent.IPN WO2004/o24309 A2

- **Sólidos orgánicos:** Parafinas, asfáltenos y componentes del crudo pesado.
- **Hidratos:** Que son productos de un fenómeno termodinámico donde las moléculas de agua y gas se combinan para formar sólidos cristalinos.
- **Escamas:** Depósitos inorgánicos derivados del agua de formación que ocurre cuando el equilibrio del agua de formación cambia de alguna manera.
- **Escombros / Mecánica:** Escombros de construcción, escombros del pozo (arena) o una falla mecánica tal como una pega del marrano en el oleoducto.

Figura 16. Herramienta de Colied Tubing.



Fuente: HALLIBURTON. Well intervention-coiled tubing [en línea] <<http://www.halliburton.com/>> [citado en 11 de febrero de 2010].

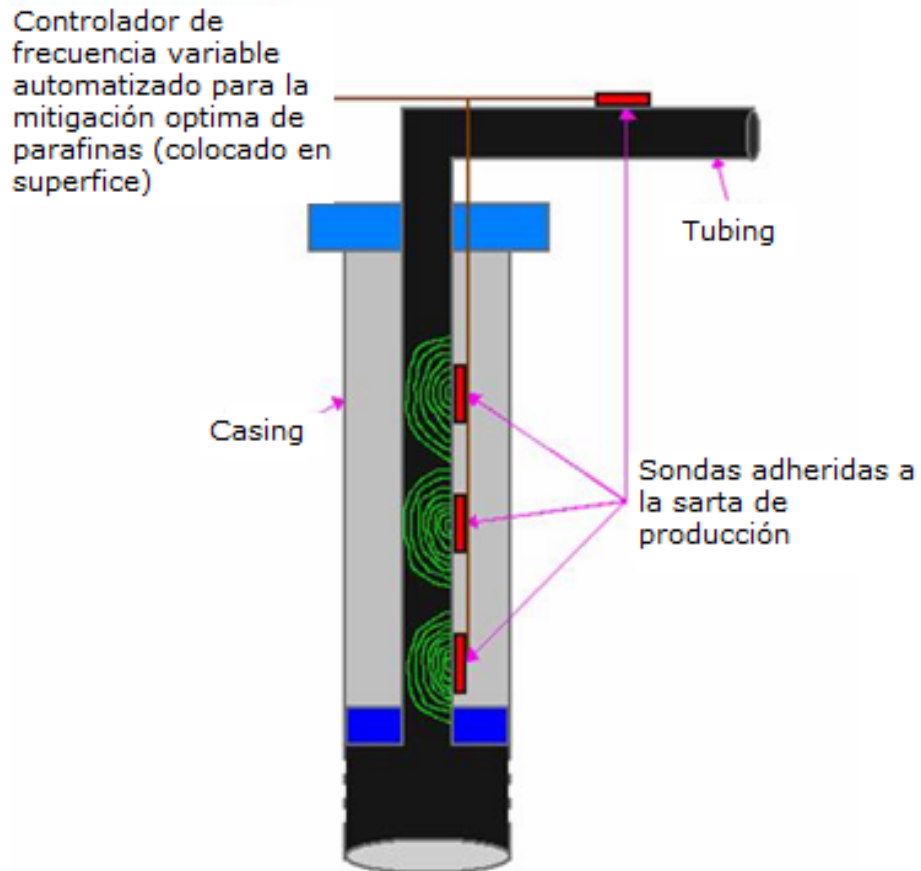
4.4 MÉTODO ULTRASÓNICO

El método consta de colocar un aparato generador de frecuencia ultrasónica adyacente a las paredes del tubing, produciendo al menos una frecuencia ultrasónica, como consecuencia de esto se desintegra la parafina impidiendo que se adhiera a las paredes del tubing.

Las ondas ultrasónicas o frecuencias son generadas por al menos un aparato o sonda adherida por fuera del tubing en sitios estratégicos a lo largo de su longitud. Tres frecuencias particulares han sido identificadas como las frecuencias óptimas de operación. En una incorporación principal, la frecuencia alta es de aproximadamente 500 KHz y la frecuencia baja es más o menos de 10 KHz. La primera frecuencia es la frecuencia característica del tubing. Usando la primera, las ondas ultrasónicas ponen al tubing a vibrar, como consecuencia de esto inhibiendo la parafina de la deposición en la pared. La segunda es la frecuencia que rompe la parafina en partículas más pequeñas por acabar los enlaces que causan que las moléculas de parafina se unan unas con otras. La tercera frecuencia realmente destruye los enlaces de las moléculas de parafina haciendo que los alcanos de cadena larga sean partidos a moléculas más pequeñas. Estas moléculas más pequeñas serán más solubles en el crudo y así no precipitarán como cera.

El generador de ondas ultrasónicas emitirá todas o cualquiera de las tres frecuencias, dependiendo de si están o no teniendo el efecto deseado. La combinación de estas tres frecuencias reduce la deposición de parafina haciendo que la remoción sea requerida con menos frecuencia.

Figura 17. Esquema de funcionamiento herramienta ultrasónica.



Fuente: TOWLER, Brian. F. and BLACK, Laramie. System and method for the mitigation of paraffin wax deposition from crude oil by using ultrasonic waves. (mar. 2004).14 p.Patent. IPN WO2004/o24309 A2.

5. SCREENING DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE PARAFINAS

Con la variabilidad en la composición del petróleo crudo y las propiedades de yacimiento, para diferentes campos de petróleo y en algunos casos para pozos del mismo campo, la investigación en esta área no ha conseguido un tratamiento efectivo universal para la depositación de parafinas, por esta razón los métodos de control de parafinas presentan un carácter selectivo, es decir no son aplicables en toda clase de crudos. Debido a estas características se estableció la necesidad de realizar un screening que evalúe el rango de aplicabilidad de las propiedades importantes para cada método de control de parafinas. Este screening será la base para establecer la metodología que permita la selección del método más conveniente a ser aplicado en un campo donde se conozcan las propiedades del fluido y yacimiento, que presenten problemas con depositación de parafinas.

Este screening está basado únicamente en los métodos de control de parafinas que tienen mayor uso dentro de la industria del petróleo; entre los cuales tenemos los métodos de control de parafinas convencionales (método mecánico, método químico (solventes y modificadores de cristal), método de recubrimiento y método térmico (inyección de aceite caliente)) y algunos de los métodos de control de parafinas no convencionales: método magnético y método microbial.

Los métodos de control de parafinas no contemplados en este screening, serán excluidos de la metodología de selección, debido a que son poco utilizados en la industria, han sido poco investigados y la información disponible es muy limitada, para ser incluidos en este estudio, como por ejemplo el método ultrasónico.

Para screening se seleccionaron propiedades tanto de la roca como del fluido que tienen mayor relevancia en la aplicación de cada método de control de parafinas. Estas fueron sometidas a un estudio comparativo a partir de la información consultada en diferentes textos de referencia, artículos técnicos y trabajos de grado dedicados a al estudio de los problemas causados por la parafina en los pozos de petróleo y sus soluciones.

Las variables a utilizar en este estudio fueron agrupadas en tres grupos que son:

- Propiedades del yacimiento
 - Temperatura de Yacimiento
 - Corte de agua

- Parámetros operacionales
 - Temperatura de operación (T promedio en tubería de producción)
 - Temperatura de superficie
- Propiedades del fluido
 - Distribución de la molécula de carbono
 - Punto de fluidez
 - Temperatura de cristalización
 - Temperatura de fusión

La temperatura de cristalización y de fusión se utilizan como variables de control en una determinada etapa.

Es necesario cuantificar la aplicabilidad de cada método de control de parafinas bajo determinadas condiciones, por lo cual es esencial establecer una catalogación cualitativa a partir de los rangos de aplicabilidad de estos métodos, lo que facilita cuantificar la conveniencia de aplicación de un método bajo ciertos rangos en los que pueden estar las propiedades mencionadas, esta denominación es descrita a continuación:

No aplicable: No se debe aplicar el método de control de parafinas dentro de este rango.

Limitado: Se puede aplicar el método bajo este rango, pero no tendrá la eficiencia necesaria para que el tratamiento sea exitoso.

Bueno: El método es altamente aplicable dentro de este rango, presentando una buena eficiencia y por ende buenos resultados en el tratamiento.

Excelente: El método tiene su mayor aplicación en este rango, con gran eficiencia y condiciones totalmente favorables para su aplicación.

5.1 MÉTODO MECÁNICO

El método mecánico es un método correctivo que no presenta factores determinantes que le afecten su desempeño con respecto a las características físico-químicas del crudo. La ventaja de la remoción mecánica de depósitos de parafina en tuberías de producción (tubing), líneas de flujo y oleoductos mediante

marranos (pigs) o cortadores, es que aseguran una limpieza efectiva, y las desventajas que presenta son:

- La aplicación es limitada debido al tiempo y equipo requerido.
- El tratamiento puede ser más costoso que otros métodos debido al personal, tiempo y equipo especial requeridos.
- Riesgo de pérdida de herramienta durante la operación de limpieza, generando labores de pesca adicionales.
- Genera grandes acumulaciones de parafina en los tanques de almacenamiento debido a que toda la parafina removida terminara allí y esto conlleva a una remediación más difícil. Al método mecánico su aplicabilidad no se le verá afectada por las características físico-químicas del crudo.

A continuación se resume en la tabla 1 el análisis de las diferentes propiedades que se tuvieron en cuenta en este estudio:

Tabla 1. Propiedades para el método mecánico.

VARIABLES	RANGOS			
	NO APLICABLE	LIMITADO	BUENO	EXCELENTE
Temperatura de yacimiento (Ty) (°F)	Ty no es relevante ya que el método consiste en limpieza en tubería			
Corte de agua (Cw) (%)	>50	30-50	10-30	<10
Temperatura de operación (To) (°F)	<Tfl	=Tfl	Tfl<T<Tcr	
Temperatura de superficie (Ts) (°F)	<Tfl	=Tfl	Tfl<T<Tcr	
Tipo de parafina (Cn)	>C ₅₀	C ₃₅ -C ₅₀	C ₂₀ -C ₃₅	<C ₂₀

La importancia del corte de agua en este método, radica en que a medida que los años pasan la tubería sufre un desgaste por corrosión dependiendo del porcentaje en que el agua este presente, lo cual puede limitar el uso de herramientas mecánicas por que pueden romper la tubería.

Cuando la temperatura de operación es menor a la de fluidez es mejor aplicar otro tratamiento, debido a que la acumulación es más solida y puede ocasionar que la herramienta no pasa a través de la tubería. Si la temperatura de superficie es menor a la de fluidez, las parafinas comenzarían a precipitarse en el tanque de almacenamiento dificultando su remoción ya que se tendrían que emplear otras tecnologías (bacterias, solventes, etc.) para extraerlas de este, elevando los costos del proyecto.

El tipo de parafinas es una propiedad de mucho cuidado ya que el éxito de la aplicación depende en gran parte de ella, cuando es mayor a C_{50} la cera es muy dura para que se remueva mecánicamente, entre C_{35} - C_{50} puede ocasionar problemas con la herramienta y del C_{34} hacia abajo su desempeño mejora, por esta razón hay que caracterizar adecuadamente el crudo.

5.2 MÉTODO QUÍMICO

5.2.1 Solventes

Al emplear un solvente para remover la depositación de parafinas es de suma importancia analizar los factores que influyen, entre los que se encuentran los siguientes: solvente usado, tipo de parafina, temperatura y tiempo de contacto.

El comportamiento del solvente en relación al tipo de parafina se resume en que la cantidad de parafina disuelta por cualquier solvente disminuye cuando la longitud de cadena del carbono aumenta.

Cualquiera o todas estas pueden ayudar a determinar el éxito o fracaso de un tratamiento de remoción de parafina con solventes. El mejor solvente aplicado a una parafina de cadena larga a temperatura baja para un tiempo muy corto fallará en dar un sistema limpio. Un solvente pobre aplicado a una parafina de cadena corta a temperatura alta en cantidades grandes limpiara el sistema.

La temperatura en el cual el proceso del solvente es emprendido es muy crítica y puede determinar el éxito final o fracaso de un tratamiento. Entre más cerca este la temperatura del solvente al punto de fusión de la parafina, más parafina un solvente puede disolver o mantener en solución, es decir entre más alta la temperatura el solvente disuelve más. La máxima cantidad de parafina que un solvente mantendrá sobre un rango de temperatura es la medida de su solvencia. Al aumentarle la temperatura al solvente aumentará sus propiedades de solvencia pero se puede correr el riesgo de perder producto si este excede el punto de ebullición del solvente.

El tiempo de contacto es muy importante en temperaturas por debajo de 100°F y para parafinas de longitud de cadena más alta.

A partir del análisis de los factores mencionados anteriormente y de experiencias de campo se llega a la conclusión de que el método de remoción química de depósitos de parafinas por medio de solventes se verá afectado más que todo por el tipo de parafina presente en el crudo.

Se recomienda este método cuando el crudo presenta un punto de fluidez mayor a 40°C y/o una cantidad de parafina mayor al 30% en peso.³²

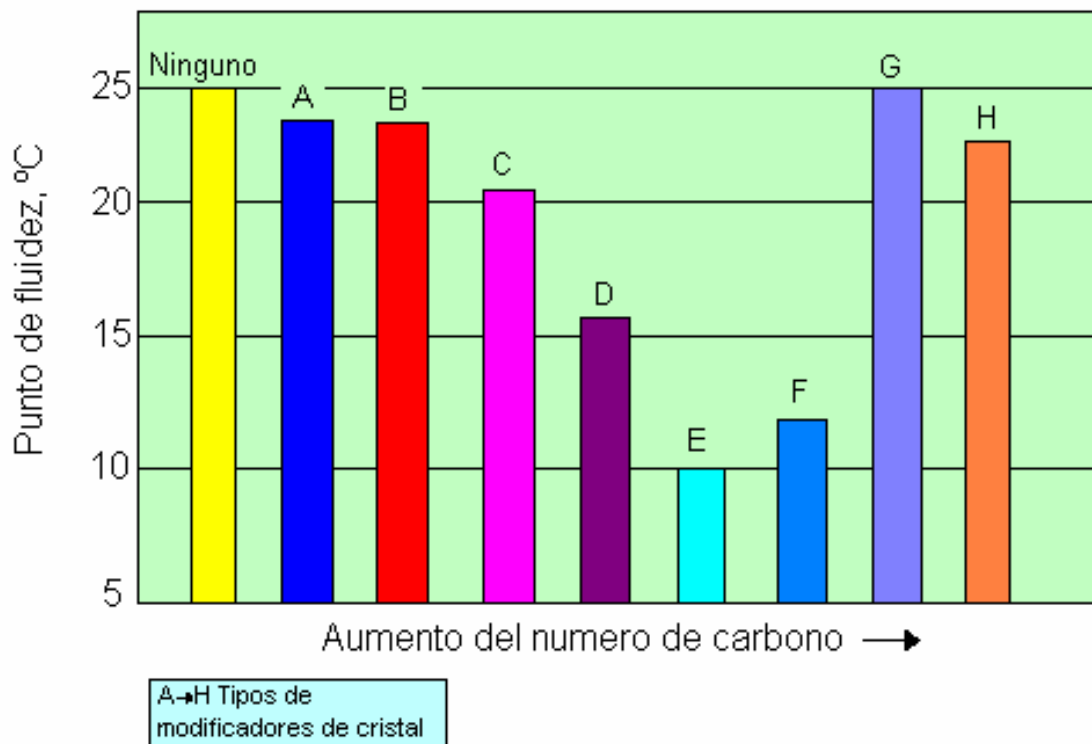
5.2.2 Modificadores de cristal

Los modificadores de cristal presentan una serie de factores que afectan la inhibición de la parafina, algunos de los más importantes de estos son los siguientes: la longitud de la cadena colgante del modificador, el solvente usado sobre el modificador.

El efecto de la longitud de la cadena es la variable más importante para el desempeño del método de control de parafina, ya que la interacción entre el modificador y la parafina en el crudo es crucial. Los modificadores trabajan mejor cuando ellos son ajustados a la distribución de la parafina del crudo. La figura 13 muestra la variación del punto de fluidez con el aumento del número de carbono en la cadena de la parafina.

³² MANKA, John. S. and ZIEGLER, Kim. L. Factors affecting performance of crude oil wax-control additives. En: World oil. (jun. 2001),p. 75-81.

Figura 18. Efecto sobre el punto de fluidez al ajustar el modificador de cristal al petróleo crudo.



Fuente: MANKA, John and ZIEGLER, Kim. L. Factors affecting performance of crude oil wax-control additives. En: World oil. (jun. 2001).p. 75.

Una limitante que presenta el modificador de cristal es debido a que los puntos de fusión altos que los modificadores exhiben dificultado el uso de estos productos en áreas donde las temperaturas invernales caen por debajo de los 40°F.

Se recomienda este método cuando el crudo presenta parafinas mayores a C40, ya que la remoción química aquí es muy deficiente.

Tabla 2. Propiedades para el método químico en remoción de parafinas

VARIABLES	RANGOS			
	NO APLICABLE	LIMITADO	BUENO	EXCELENTE
Temperatura de yacimiento (Ty) (°F)	Ty no debe exceder la T ebullición del químico a inyectar.			
Corte de agua (Cw) (%)	>50		<40	<20
Temperatura de operación (To) (°F)	>T ebullición del químico		<T ebullición del químico	
Temperatura de superficie (Ts) (°F)				
Tipo de parafina (C _n)	>C ₅₀	C ₄₉ -C ₂₀		<C ₂₀

La temperatura de yacimiento no juega un papel importante para la aplicación de un método químico pero es de aclarar que no debe exceder el punto de ebullición del químico. Los cortes de agua por encima de un 50% son perjudiciales ya que pueden diluir el químico y habría que emplear una cantidad mayor.

El tratamiento químico es limitado para ceras muy duras si se emplea solo, por eso se debe acompañar de otro método para que sea efectivo, ejemplo de esto es el método combinado, en el cual se emplea aceite caliente para derretir o ablandar un poco la parafina y seguidamente inyectando químicos en esta corriente.

5.3 MÉTODO MAGNÉTICO ³³

A partir de las investigaciones y de las experiencias de campo con crudos en la China, con más de 14000 herramientas magnéticas instaladas, y en Colombia, con 41 herramientas instaladas, se llega a la conclusión que el método de inhibición magnética de depósitos de parafinas presenta una serie de factores determinantes en su aplicabilidad, los cuales son: tipo de parafina, cantidad de parafina, punto de fluidez y corte de agua.

Los crudos que presentan parafinas con alto número de carbonos en su cadena (C40 – C70), no responden efectivamente al tratamiento y se denominan parafinas con características especiales. Las parafinas con cadenas carbonadas comprendidas entre C13 – C40, responden con gran eficiencia al ser tratadas magnéticamente.

Se debe garantizar que la cantidad de parafinas sea inferior al 30% en peso, crudos con cantidades superiores de parafina no responden efectivamente al ser tratados magnéticamente. Se puede presentar casos de crudos cuyo cantidad total de parafinas sea del 30%, pero con un tipo de parafina comprendido entre C40 – C70, que tampoco son óptimos de tratar magnéticamente.

La temperatura de punto de fluidez de crudos óptimos para ser tratados magnéticamente no debe ser superior a 40°C (104 °F).

Aunque este parámetro no supedita la aplicación de la herramienta magnética, es importante para obtener una mayor eficiencia. Crudos con cortes de agua por encima del 50% presentan una mejor disposición a ser tratados magnéticamente.

³³ 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. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Físicoquímicas. Escuela de Petróleos. 2006

Tabla 3. Propiedades para el método magnético.

VARIABLES	RANGOS			
	NO APLICABLE	LIMITADO	BUENO	EXCELENTE
Temperatura de yacimiento (Ty) (°F)	>200	150-200	<150	
Corte de agua (Cw) (%)	<3	3-10	10-50	>50
Temperatura de operación (To) (°F)	>200	150-200	<150	
Temperatura de superficie (Ts) (°F)				
Tipo de parafina (C _n)	>C ₆₀	C ₄₀ -C ₆₀	C ₂₀ -C ₄₀	<C ₂₀

El control en la temperatura de yacimiento busca que la herramienta no sufra daños. Los rangos que se presentan para el corte de agua son los que permiten que la onda se propague o no con mayor facilidad en el momento de operación.

Este método es recomendado para ceras no muy duras, ya que al estar muy consolidadas la onda magnética no las afecta.

5.4 MÉTODO DE RECUBRIMIENTO

El método de recubrimiento para el tubing con fibra de vidrio no presenta una serie de factores determinantes que le afecten su desempeño con respecto a las características físico-químicas del crudo. La única característica física del crudo que lo rige para que se desempeñe bien es el corte de agua que debe estar por encima del 60%, ya que por debajo de este valor la depositación de parafina será igual o mayor que en una tubería de acero. La gran limitante que presenta el

tubing con fibra de vidrio es que es muy propenso a que se quiebre y otra limitante es que no previene la corrosión por ácidos.

Se recomienda este método cuando el crudo presenta parafinas mayores a C40, ya que la remoción química aquí es muy deficiente y los métodos mecánico y térmico son más costosos y perjudiciales para la formación.

Tabla 4. Propiedades para el método de recubrimiento.

VARIABLES	RANGOS			
	NO APLICABLE	LIMITADO	BUENO	EXCELENTE
Temperatura de yacimiento (Ty) (°F)	Variable no aplica por que este método se utiliza para control de parafina en tubería.			
Corte de agua (Cw) (%)	<40	40-60	>60	
Temperatura de operación (To) (°F)	>200 Para fibra de vidrio >300 para fenolicos	150-200 Para fibra de vidrio 150-300 para fenolicos	<150	
Temperatura de superficie (Ts) (°F)				
Tipo de parafina (C _n)	<C ₄₀		>C ₄₀	

5.5 MÉTODO MICROBIAL³⁴

Los mejores resultados para este método se presentan en pozos con nivel de fluido bajo, con cortes de agua superiores al 1%. Para que funcionen los

³⁴ 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. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Físicoquímicas. Escuela de Petróleos. 2006

microorganismos deben estar a temperaturas inferiores a los 200°F, y para que tengan un metabolismo óptimo el rango de temperatura debe estar entre 90°F – 150°F. Pueden sobrevivir a concentraciones de cloruro menores a 180,000 ppm, condiciones de pH mayores o iguales a 5, y concentraciones de H₂S inferiores a 1,000 ppm en una solución líquida.

La aplicabilidad del método microbial casi no se verá afectado por los parámetros que se han venido discutiendo con los otros métodos de control de parafinas. Se han realizados pruebas de campo donde se ha comparado el desempeño entre los microorganismos y el solvente, concluyéndose que en costos de tratamiento y alargue del tiempo de aplicación del método microbial ha sido mejor que el solvente pero a la hora de ver el aumento y la estabilización de la producción el solvente sobrepasa al método microbial, llegando a ser el solvente la mejor opción a la hora de elegir entre estos dos métodos de control de parafinas, debido a los precios altísimos del barril de crudo en la actualidad.

Tabla 5. Propiedades para el método microbial.

VARIABLES	RANGOS			
	NO APLICABLE	LIMITADO	BUENO	EXCELENTE
Temperatura de yacimiento (Ty) (°F)	>200	150-200	110-150	90-110
Corte de agua (Cw) (%)	<1	>1		
Temperatura de operación (To) (°F)	>200	150-200	90-150 -	
Temperatura de superficie (Ts) (°F)	<90	>90		
Tipo de parafina (C _n)	-	-	-	-

La temperatura no juega un papel importante ya que la vida útil del microorganismo no depende de esta.

5.6 MÉTODO TÉRMICO

Usualmente se da una mínima importancia a las características físicas y químicas del petróleo que está siendo usado en la inyección de aceite caliente y su potencial para solucionar problemas. A partir de las investigaciones hechas y con base a pruebas de campo se puede concluir que el método de inyección de aceite caliente para remover la parafina no se verá afectado por los parámetros físico-químicos que se mencionan para los métodos expuestos anteriormente. La aplicabilidad del método es más eficiente o la mejor opción cuando se tiene una cantidad de parafina mayor que 30% en peso y un valor de punto de fluidez superior a 40°C (104°F).

También se puede utilizar inyección de agua caliente o calentamiento eléctrico en fondo.

Tabla 6 Propiedades para el método térmico.

VARIABLES	RANGOS			
	NO APLICABLE	LIMITADO	BUENO	EXCELENTE
Temperatura de yacimiento (Ty) (°F)				
Corte de agua (Cw) (%)	>60	50-60	<50	
Temperatura de operación (To) (°F)				
Temperatura de superficie (Ts) (°F)				
Tipo de parafina (C _n)				

Para remover depósitos de parafina, la temperatura a aplicar en el sitio del problema debe ser mínimo 10 °C por encima de la temperatura de fusión de la parafina; cuando se utiliza el método térmico como preventivo, la temperatura debe estar 10 °C por encima del punto de cristalización.

Entre mayor sea el corte de agua mayor será el calor disipado en esta, impidiendo que derrita la cera.

La temperatura de operación, la de superficie y la temperatura de fusión no juegan un papel importante, ya que las tuberías en su mayoría son de acero y pueden aguantar altas temperaturas, es de aclarar que si se usan recubrimientos o equipos especiales para la producción del pozo estas dos propiedades habría que analizarlas para no causar daños.

6. GENERALIDADES TECNICAS DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

6.1 GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO ³⁵

El Campo Colorado está localizado en la Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) en la provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, en inmediaciones del Municipio de San Vicente de Chucurí, el cual limita al sureste con el municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur con el Campo La Cira - Infantas, entre coordenadas X= 1'036.000 - 1'040.500 Este y Y = 1'238.000 – 1'.247.500 Norte con origen Bogotá, en área de la antigua concesión De Mares (Figura 13). La estructura corresponde a un anticlinal asimétrico de hasta 80° en su flanco oeste y hasta 25° en su flanco este. Este anticlinal tiene una longitud aproximada de 10 kilómetros de largo y 3 kilómetros de ancho.

El comienzo de la exploración del campo Colorado se llevó a cabo entre 1923 y 1932 perforando 7 pozos, quedando activo el N°7 y abandonando los demás por problemas mecánicos. En 1945 se reinició la exploración con la perforación del pozo C-9 con buenos resultados, lo que motivó a la Tropical Oil Company - Troco a perforar 8 nuevos pozos entre 1945-1946.

ECOPETROL desarrolló completamente el campo entre 1953 y 1964, perforando 60 nuevos pozos para un total de 75 pozos perforados a lo largo de toda la estructura.

El Campo Colorado inició producción en el año de 1945 con una tasa de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a 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. A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo una producción promedia de 670 BOPD. Desde 1976 se inició un marcado aumento en la

³⁵ ARIZA, Emiliano. Determinación del umbral de precipitación de las parafinas en el campo Colorado. Tesis de Posgrado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Fisicoquímicas. Escuela de Petróleos. 2008

declinación del campo, pasando de 692 BOPD en Junio de 1976 a 47 BOPD en Junio de 1989.

Se realizan campañas de reacondicionamiento "Workover" intentando recuperar la producción del área, pero no se mantienen los resultados de los trabajos realizados, debido a los problemas de taponamiento que se tienen en el campo por de precipitación de parafinas.

Actualmente hay 33 pozos abandonados, 34 inactivos y 7 potencialmente activos. De estos, sólo 4 están en producción y los demás han sido abandonados temporal o definitivamente por diversas causas. Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad entre 30 y 42 °API. La información conocida de presiones es demasiado pobre; se tiene reportada una presión inicial de 810 psi en la Zona B y 3000 psi en la Zona C. La máxima producción fue de 1771 BOPD alcanzada en noviembre de 1961. A diciembre de 2005 se han extraído 8.582 MMBls de aceite. El mecanismo de producción predominante es empuje por gas en solución.

El sistema de producción actual es de levantamiento artificial por bombeo mecánico en la totalidad de los pozos productores, por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías y varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo. En superficie, las facilidades no se están utilizando porque las tuberías están taponadas o rotas; por tanto el crudo va a un tanque instalado o a una trampa instalada en las cercanías de cada pozo. Periódicamente el camión recolector recoge lo producido.

6.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL YACIMIENTO

La producción de agua en el Campo Colorado ha sido muy baja, siendo esto típico de un campo con una influencia mínima o nula de algún tipo de acuífero.

La producción de gas ha estado casi constante desde 1989 con un valor promedio de 225 MSCF/día. El mecanismo de producción predominante es empuje por gas en solución.

La producción inicial de los pozos oscila entre 70 a 100 BOPD declinando rápidamente a un promedio de 10 BOPD en un espacio de tiempo de tres a seis

años. El petróleo del Campo Colorado se extrae principalmente de la Formación Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno – Mioceno inferior, depositada en un sistema fluvial meándrico. La trampa está conformada por un anticlinal alargado en dirección norte-sur limitado por una falla inversa al oeste en sentido N-S y que buza hacia el este y dividido en siete bloques por fallas satélite SW-NE.

6.3 PROBLEMA DE PARAFINAS EN EL CAMPO COLORADO ³⁶

Durante la vida operativa del Campo Colorado el principal problema de producción ha sido la depositación de parafinas, ocasionada principalmente por la reducción de temperatura y presión de los fluidos a lo largo de los procesos de extracción y recolección causando taponamiento de líneas, bajas en la producción y hasta abandono de pozos.

La disminución natural de la tasa de producción de un pozo, se debe a diferentes factores tales como el detrimento o 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 asfáltenos 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 remediar mediante el método 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 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

³⁶ Ibid., p.74.

de parafinas directamente en la cara del pozo causando posible daño a la formación.

Mientras no se tenga claridad sobre las condiciones y características de la precipitación y depositación de parafinas, cualquier método preventivo o correctivo que se implemente será una solución temporal y con desconocidas consecuencias que pueden afectar la vida productiva futura del yacimiento.

Tabla 7. Datos de yacimiento de arena B y C de la formación mugrosa.

Propiedad	Unidad	Arena B	Arena C
Presión estática *	(psi)	805	3000
Temperatura de Yacimiento	°F	104	174
API promedio	API	41.2	39.7
Sg Gas en Separador	fracción (Vol)	0.958	0.937
Presion de Burbuja	Psia	648	2078
viscosidad a Pb	Cp	1.64	0.462
Bo a Pb	Rb/Stb	1.091	1.401
Rs a Pb	Scf/Stb	140	648
Profundidad Promedio	Ft	1700	3500
Aceite Original	MM Bls	20	37.3
Porosidad Promedio	%	13.2	17.6
Espesor Promedio Arena	Ft	22.5	33.6

Fuente: ARIZA, Emiliano. Determinación del umbral de precipitación de las parafinas en el campo Colorado. Tesis de Posgrado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Fisicoquimicas. Escuela de Petróleos. 2008

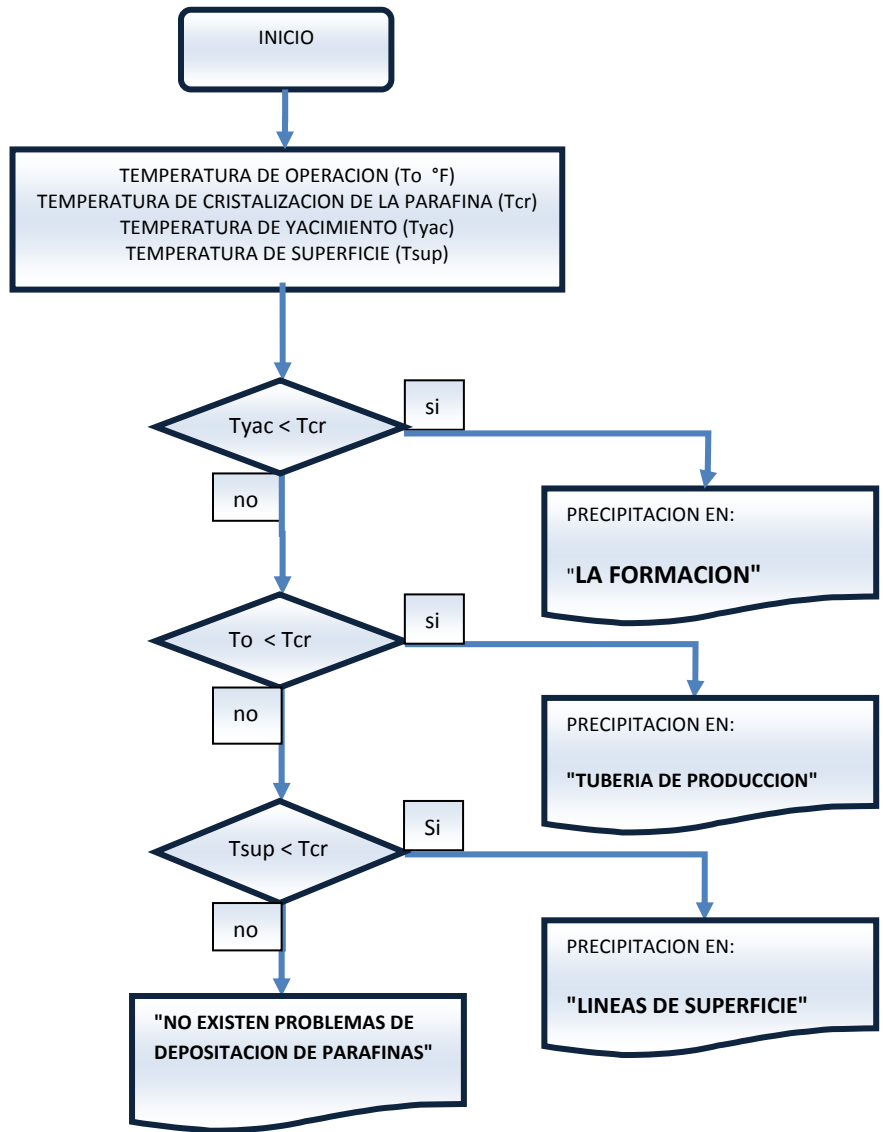
7. SOFTWARE “PARAFFIN SOLVER” PARA SELECCIONAR EL MÉTODO OPTIMO DE CONTROL DE PARAFINAS

La aplicación software es una herramienta que permite que el usuario pueda ingresar los datos de forma ágil y eficaz, permitiendo que este conozca el lugar en donde se está presentando la depositación de parafinas y con base a esto establecer el método más conveniente a implementar para contrarrestar el problema por depositación. Este software se construyó con base en el Parrafin Control de la tesis “Evaluación de métodos convencionales y no convencionales para la remediación e inhibición para la precipitación de parafinas en pozos petroleros. Sergio Pinzón, Jonathan Rojas. Uis 2006”, a la cual se le realizaron una serie de modificaciones con el objetivo de ampliar el rango de métodos de control de parafina a ser aplicados en el campo. Los parámetros de entrada que garantizaran la selección del método de control en el Paraffin Solver son los siguientes:

- Distribución de la molécula de carbono.
- Temperatura de operación
- Temperatura de fusión de la parafina
- Corte de agua
- Temperatura de cristalización de la parafina
- Temperatura de yacimiento
- Temperatura de superficie

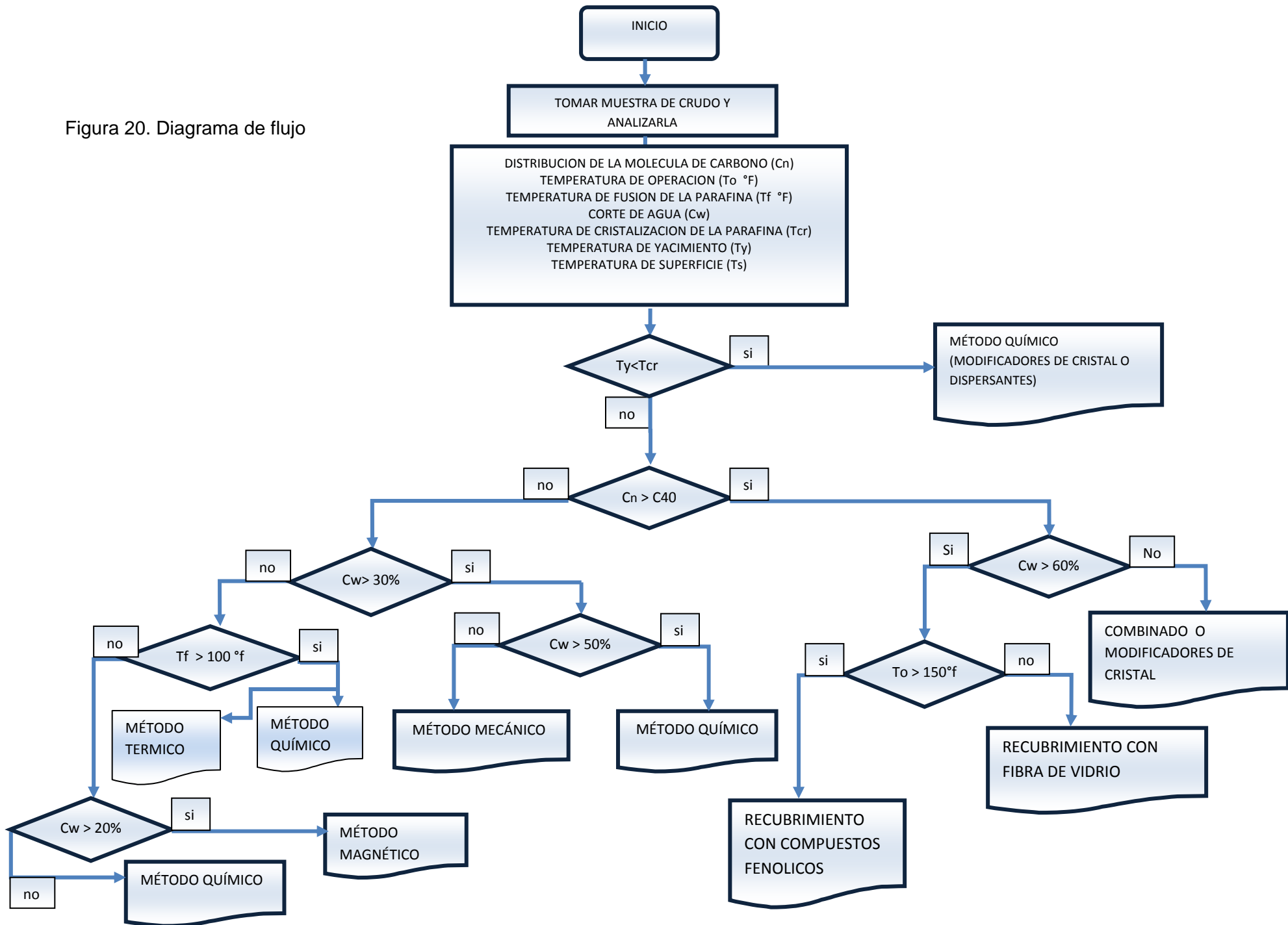
El análisis de las temperaturas es de suma importancia ya que permiten predecir la zona donde se está presentando la precipitación de sólidos, mediante una serie de comparaciones entre ellas, lo cual permite saber que tan agresivo debe ser el tratamiento a implementar, el análisis se muestra el siguiente esquema:

Figura 19. Diagrama de análisis de temperaturas



A continuación se describe mediante un diagrama de flujo (figura 15) la forma en la cual la herramienta realiza el análisis de las variables anteriormente descritas con el fin de conocer el método adecuado para tratar el problema de precipitación de parafinas en el campo. Es de notar que el programa se basa en una serie de condicionales enlazados lógicamente que permiten conocer el umbral en el cual estas propiedades influyen en la aplicación de uno u otro método de control de parafinas, en este análisis radica el éxito o fracaso del proyecto en un campo.

Figura 20. Diagrama de flujo



7.1 APLICACIÓN DEL SOFTWARE PARA LA SELECCIÓN DEL METODO DE CONTROL DE PARAFINAS PARA EL CAMPO COLORADO

Con base al análisis comparativo realizado en el capítulo 5 a los métodos convencionales y no convencionales para el control de parafinas, es posible desarrollar una metodología que implemente una herramienta computacional que permita seleccionar el método más idóneo para la aplicación en un pozo de petróleo, el cual opera con características físico-químicas específicas.

La metodología desarrollada a partir del screening, suministra los parámetros específicos que permiten reconocer si el crudo es apto para ser tratado por alguno de los métodos de control descritos a lo largo de este trabajo, esto reduce los riesgos que se puedan tener antes de abordar las fases siguientes de un programa de tratamiento.

El principal paso de la metodología es la toma de la muestra de crudo, donde se debe reducir al mínimo la contaminación de agentes externos para garantizar el análisis de las propiedades.³⁷ La muestra debe ser recolectada en lo posible del fondo del pozo y mantenida a las condiciones termodinámicas presentes, para que a la hora de hacerle las pruebas de caracterización a la muestra no se obtengan errores en las mediciones, esto se debe a que los parámetros hallados en una muestra en superficie varían a los de una muestra tomada en fondo, debido a que durante el trayecto del fluido desde la formación hasta superficie este ha depositado parafina, cambiándole al fluido características como punto de nube, punto de fluidez y cantidad de parafina.

Con el fin de tener muestras tomadas en superficie que representara el crudo lo más cercano a las condiciones originales (yacimiento) el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) realizó una metodología que borra la³⁸ historia térmica y mecánica del crudo.

³⁷ OCHOA, Sergio y LÓPEZ, Ismael, Evaluación de un tratamiento químico para el control en el crudo parafínico del Campo Colorado, Trabajo de grado Ingeniería Química. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Físicoquímicas. Escuela de Química. 2009

³⁸ 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. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Físicoquímicas. Escuela de Petróleos. 2006

La segunda acción que muestra la metodología es la caracterización de la muestra, la cual se debe realizar a través de una serie de pruebas que se explicaron en el capítulo 1. Los parámetros a tener en cuenta son: cantidad de parafina, tipo de parafina y punto de fluidez, el corte de agua se sacará de la información recolectada de campo. Para el parámetro tipo de parafina, mediante los resultados de la cromatografía de gases del depósito de parafina, se debe analizar la cantidad de C40+ y C40- , en donde un porcentaje de la cantidad de parafina mayor al 50% nos dirá que tipo de parafina (C40+ o C40-) esta predominando en el depósito. Otros parámetros son la (T) temperatura de operación, temperatura de yacimiento, temperatura de cristalización y el BSW, lo cual permitirá hacer un control más profundo del comportamiento del crudo y así recomendar un método que sea más efectivo a la hora de la implementación en el campo.

Los parámetros empleados para correr el programa en el Campo Colorado se presentan en la tabla 8, específicamente con muestra del pozo colorado-25, este es el único pozo que cuenta con la caracterización más completa, lo cual permite tener una mayor confiabilidad de las propiedades que se necesitan para la selección del método.

Los tratamientos más adecuados para el control de parafinas en el Campo Escuela Colorado obtenidos por el software fueron el método químico y el térmico. Como valor agregado se realizo un análisis económico para la aplicación del método químico en el campo.

Tabla 8. Propiedades del Campo Colorado. Pozo Colorado 25

Propiedades	Unidad	Valor
Gravedad	°API	36.1
BSW	%volumen	0.24
Temperatura de Yacimiento	°F	104
Temperatura de Fusión (*)	°F	212
Distribución de la molécula de carbono		C30+
Temperatura de operación	°F	95
Corte de agua	%	0.24
Temperatura de cristalización	°F	102
Temperatura de superficie	°F	90

(*) Informe de avances de investigación. En: Segundo Simposio Campo Escuela Colorado.2009

Fuente: ARIZA, Emiliano. Determinación del umbral de precipitación de las parafinas en el campo Colorado. Tesis de Posgrado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Físicoquímicas. Escuela de Petróleos. 2008

Al introducir estos datos en el sistema se obtuvo que los métodos a implementar fueron el químico y el térmico, descartando el térmico a base de aceite caliente debido a que ya se han hecho estudios, aplicado tratamientos al campo, sin embargo se recomienda realizar pruebas para la implementación del térmico con agua caliente, con calentamiento eléctrico u otras formas de calentamiento.

En la figura 21 se muestra los resultados para Campo Escuela Colorado.

La tabla 9 muestra el resultado comparando este con los otros métodos para el control de parafinas los cuales no se pueden aplicar.

Figura 21. Paraffin Solver con datos de entrada y resultados para el Campo Colorado

SELECCIÓN DE METODO PARA CONTROL DE PARAFINAS EN POZOS DE PETROLEO

PARAFFIN SOLVER



DATOS DEL ANALISIS DE LA MUESTRA DE CRUDO

DISTRIBUCION DE LA MOLECULA DE CARBONO (C_n)	30
TEMPERATURA DE OPERACION ($T_o(T^{\circ}F)$)	95
TEMPERATURA DE FUSIÓN DE LA PARAFINA ($T_f(T^{\circ}F)$)	212
CORTE DE AGUA (C_w (%))	0.24
TEMPERATURA DE CRISTALIZACION DE LA PARAFINA ($T_{cr}(T^{\circ}F)$)	102
TEMPERATURA DE YACIMIENTO ($T_y(T^{\circ}F)$)	104
TEMPERATURA DE SUPERFICIE ($T_s(T^{\circ}F)$)	90

ANALIZAR

EL METODO MAS APROPIADOS ES: **METODO QUIMICO O METODO TERMICO**

EL LUGAR DONDE SE PRESENTA LA PRECIPITACION ES: **LA TUBERIA DE PRODUCCION**

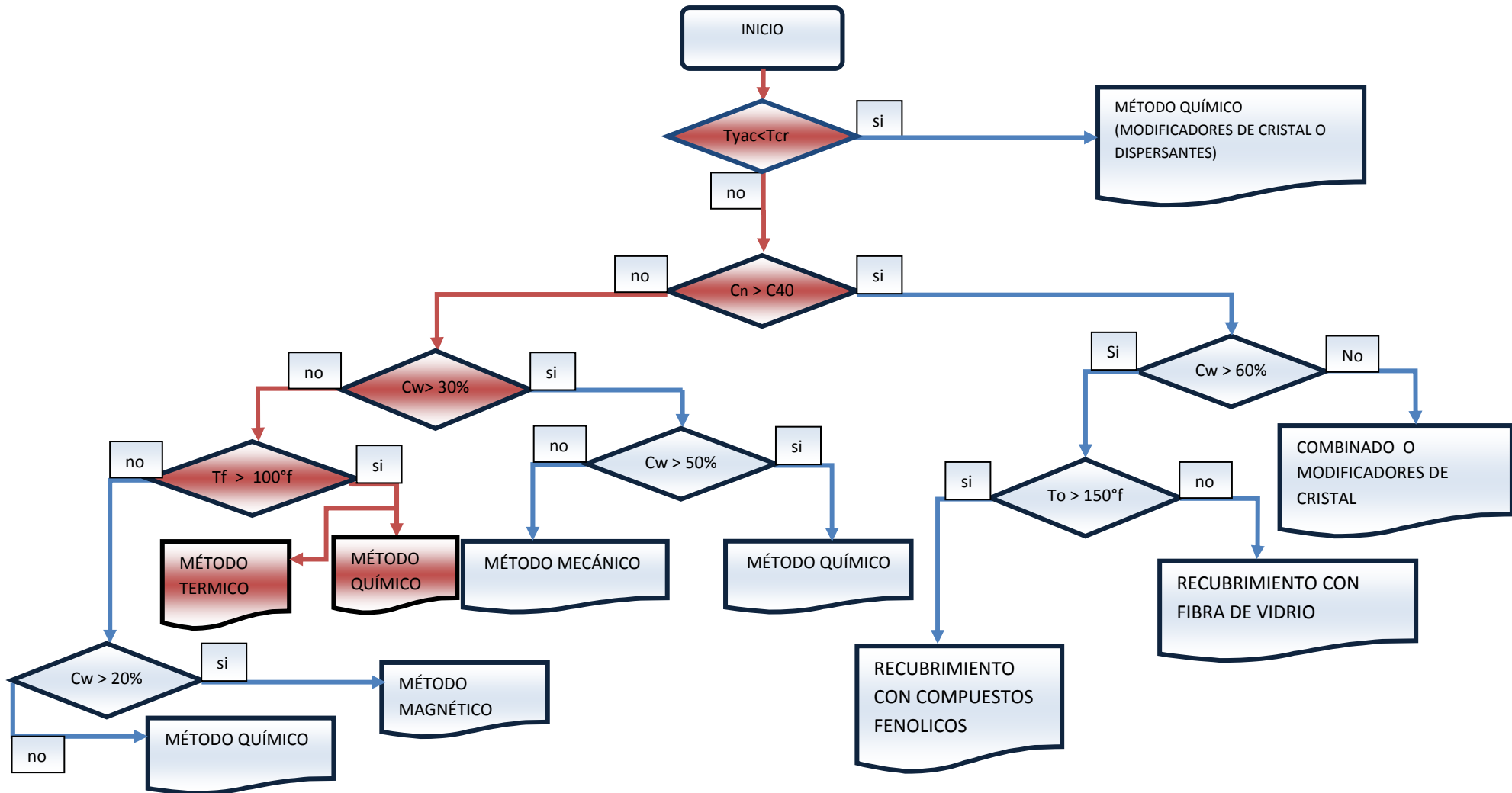
RESET

Tabla 9. Resultado de la aplicación del “PARAFFIN SOLVER” al Campo Escuela Colorado

Método	Aplicable	No Aplicable	Observación
Modificadores de Cristal o dispersantes		X	Se recomienda para daños severos, Ejemplo: daño en la Formación
Combinado o Modificadores de Cristal		X	Se aplica cuando la distribución de la molécula de carbono es superior a 40 y el corte de agua es menor de 60%.
Recubrimiento con Fibra de Vidrio o compuestos Fenólicos		X	Se recomienda para daño en tubería cuando la temperatura de operación son mayores a 200 °F
Mecánico		X	Se aplica en tubería cuando el corte de agua es menor de 50%.
Método Químico o Térmico	X		Su aplicabilidad se debe a que el campo cumple con los requerimientos del método
Magnético		X	Se aplica cuando la temperatura de fusión es menor a 104 °F y el corte de agua superior a 20%.

El siguiente diagrama describe la secuencia lógica que siguió el software para obtener el resultado.

Figura 22. Aplicación del Software al Campo Escuela Colorado



7.2 PROPUESTA PARA LA APLICACIÓN DEL TRATAMIENTO QUIMICO EN CAMPO

En la actualidad el Campo Colorado está por debajo de su presión de burbuja, haciendo remota la posibilidad de que se presente precipitación en la formación. Esto certifica un poco el resultado arrojado, el cual sitúa la depositación en las líneas de producción. Recientemente se realizó una investigación a nivel de laboratorio, la cual buscaba la concentración de químicos más adecuada para solucionar el problema de precipitación de parafinas que se presenta en el Campo Escuela Colorado³⁹, dentro de sus hallazgos encontraron las siguientes condiciones y recomendaciones para la aplicación de este método:

Tabla 10. Cantidades de aditivos del tratamiento

ADITIVO	CANTIDAD INICIAL(gal)	PORCENTAJE (%)
Dispersante	0,1	4
Surfactante	0,049	2
Solvente	2,15	86
Solvente Mutua	0,2	8
TOTAL	2,5	100

Fuente: OCHOA, Sergio y LÓPEZ, Ismael, Evaluación de un tratamiento químico para el control en el crudo parafínico del Campo Colorado, Trabajo de grado Ingeniería Química. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Fisicoquímicas. Escuela de Química. 2009.

El estudio recomienda 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, en este caso el tratamiento se aplicara por 12 meses.

³⁹ OCHOA, Sergio y LÓPEZ, Ismael, Evaluación de un tratamiento químico para el control en el crudo parafínico del Campo Colorado, Trabajo de grado Ingeniería Química. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Fisicoquímicas. Escuela de Química. 2009

Tabla 11. Cantidad de tratamiento a inyectar con el tiempo

TIEMPO (mes)	CANTIDAD (gal)
1	2.5
2	5
3	7.5
4	10
5	12.5
6	15
7	17.5
8	20
9	22.5
10	25
11	27.5
12	30

Fuente: OCHOA, Sergio y LÓPEZ, Ismael, Evaluación de un tratamiento químico para el control en el crudo parafínico del Campo Colorado, Trabajo de grado Ingeniería Química. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Físicoquímicas. Escuela de Química. 2009

7.2.1. Costos de aplicación del tratamiento

En la actualidad son pocos los pozos en el campo que cuentan con sistema de recirculación química. Para este análisis económico, se tomó uno de los pozos activos del campo que actualmente dispone de este tipo de arreglo, en el cual se aplica el tratamiento 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 12. Costo para el tratamiento de 1 año

CONCEPTO	COSTO(US\$/Gal)	Cantidad (gal)	Valor Total(US\$)
Dispersante	30.35	7.8	236.73
Surfactante	40.94	3.76	153.80
Solvente	1.2	167.72	206.26
Solvente Mutual	32.02	15.60	499.58
TOTAL			1097.37

Fuente: Evaluación OCHOA, Sergio y LÓPEZ, Ismael, Evaluación de un tratamiento químico para el control en el crudo parafínico del Campo Colorado, Trabajo de grado Ingeniería Química. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Fisicoquímicas. Escuela de Química. 2009

7.2.2 Análisis de la producción del Campo Colorado

En el caso del Campo Colorado se observa que su declinación puede ser representada por una declinación hiperbólica gradual, donde el comportamiento de la tasa de producción con respecto al tiempo es estimado de mejor forma por una solución analítica, cuya expresión matemática es:

$$-b = \frac{q}{(dq/dt) dt}$$

Donde b representa la constante de declinación o ritmo de declinación (constante positiva)

$$0 < b < 1$$

Al integrar en dos ocasiones la ecuación anterior se obtiene:

$$q = q_i (1 + D_i * b * t)^{-\frac{1}{b}}$$

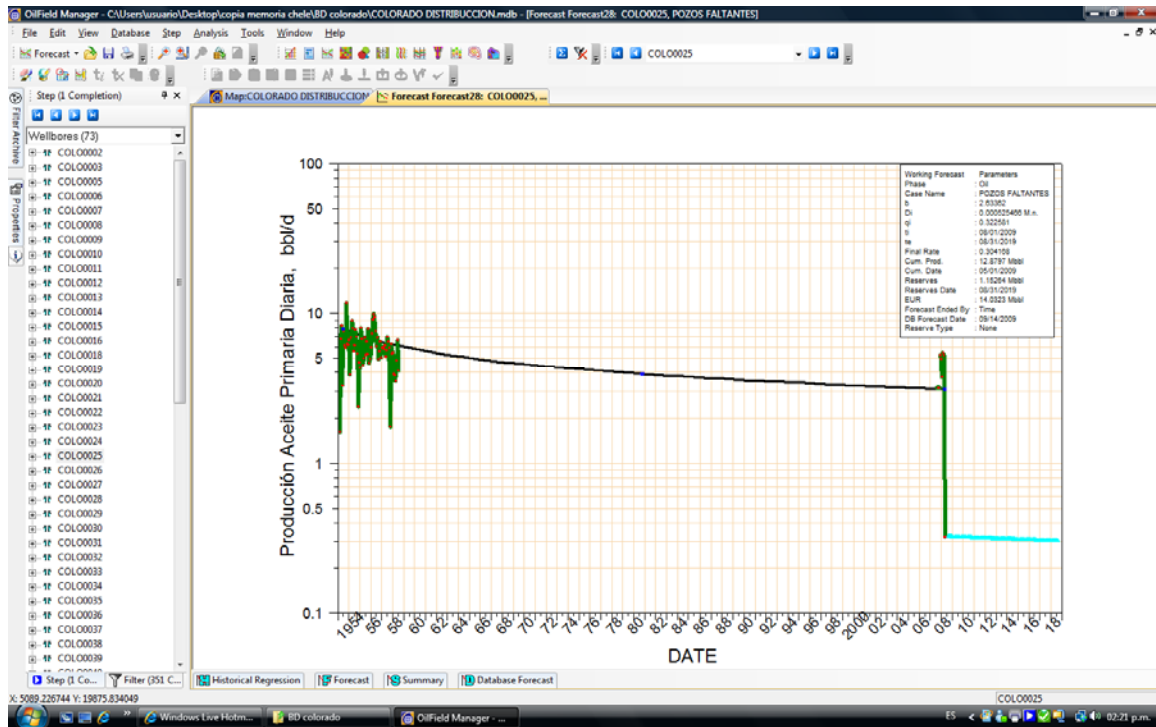
Donde D_i es la rapidez de declinación cuando el gasto q_i prevalece, y t es el tiempo que tarda en declinar el gasto de q_i a q.

Para el caso del pozo colorad-25, después de analizar los datos de producción y con la ayuda de un software OilField Manager (ver figura 23) se encontró que los valores de D_i y b son respectivamente:

$$D_i = 0,0005254$$

$$b = 2,63362$$

Figura 23. Curva de declinación para Col-25



La precipitación y posible depositación de parafina en la tubería causa disminución en la producción debido a la resistencia al flujo, la cual se puede recuperar con un tratamiento químico. A nivel de laboratorio se ha probado que se puede prevenir la precipitación de parafina hasta en más del 90% utilizando tratamiento químico (OILWELL PARAFFIN PREVENTION CHEMICALS- SPE 5611).

Suponiendo que en el Pozo Colorado-25 por problemas de depositación de parafinas se haya perdido un 5% en producción y con el tratamiento químico se puede recuperar, procedemos a hacer el pronóstico de producción.

Teniendo en cuenta la tasa de declinación del campo, a partir de la efectividad del tratamiento de químico con el cual se pronostica lograr una recuperación en la producción, se plantea un análisis de sensibilidad para diferentes porcentajes de recuperación (0,1.5, 3 y 5%) y se hace la proyección.

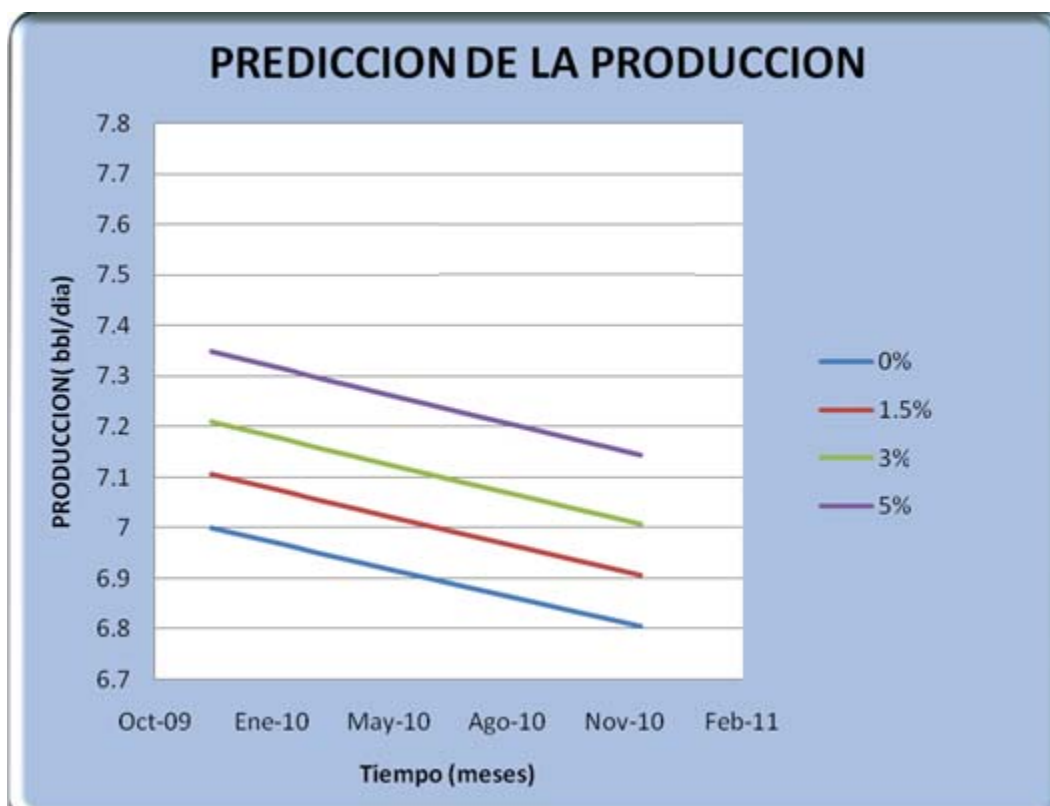
Para la tasa base se tomo la reportada el 8 de noviembre del 2009 para col-25 que es de 7 barriles por día y así obtener una nueva q_i . Los resultados fueron los siguientes:

Tabla 13. Predicción de la producción de Col-25 una vez aplicado el tratamiento químico.

PREDICCIÓN DE LA PRODUCCION COL-25 (Bls)												
% RECUPERACION PRODUCCIÓN	Dec-09	Jan-10	Feb-10	Mar-10	Apr-10	May-10	Jun-10	Jul-10	Aug-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10
0	7	6.98	6.96	6.95	6.93	6.97	6.9	6.88	6.86	6.85	6.83	6.82
1.5	7.1	7.08	7.07	7.05	7.03	7.02	7	6.98	6.97	6.95	6.93	6.92
3	7.21	7.19	7.17	7.15	7.14	7.12	7.1	7.09	7.07	7.05	7.04	7.02
5	7.35	7.33	7.31	7.29	7.28	7.26	7.24	7.22	7.21	7.19	7.17	7.16

Los resultados del pronóstico de producción (teniendo en cuenta la declinación del pozo Col-25) para los diferentes porcentajes de recuperación en la producción al implementar el tratamiento químico se muestran en la figura 24.

Figura 24. Curva de predicción de la producción de Col-25 después del tratamiento químico



El beneficio de implementar un método para el control de la precipitación de parafina mediante la aplicación del tratamiento químico es que se garantiza la producción mensual de crudo y evitar el taponamiento de tubería del pozo, con el objetivo de aumentar la producción una vez se reduzca el daño que este ocasiona.

Para el análisis económico, el punto de referencia para el cálculo del precio del crudo fue el crudo Caño Limón, tomando un precio promedio del crudo en el mercado pronosticado por la Chapman Petroleum Engineering el primero de enero del 2010. Esto se puede ver en la tabla 14.

Tabla 14. Calculo del precio del crudo para el Campo Escuela Colorado

FACTORES DE VALORACION	US\$/Bls
Precio Promedio WTI (US\$/B)	80.00
Precio Promedio Crudo Caño Limón (US\$/B)	76.80
Ajuste por Calidad	1.16
Tarifa de Transporte	
Galán – Ayacucho	-0.64
Ayacucho – Coveñas	-1.73
Impuesto de Transporte	
Galán – Ayacucho	-0.03
Ayacucho – Coveñas	-0.09
Tarifa por Tratamiento	-0.60
Tarifa por Exportación	-1.50
Precio de venta Crudo Colorado (US\$/B)	73.37
Lifting Cost*	38.84
Utilidas neta (US\$/B)	34.53

**Costos de personal, energía, materiales, combustible, lubricantes, servicios, seguros y otros*

Fuente: Informe económico. En: Campo Escuela Colorado. 2010.

En la Tabla 15 se presentan los ingresos obtenidos por la recuperación de la producción al aplicar el tratamiento químico.

Tabla 15. Ingresos por recuperación de crudo en el pozo Col-25

INGRESOS POR RECUPERACION EN PRODUCCION US\$/MES													
% RECUPERACION PRODUCCIÓN	Jan-10	Feb-10	Mar-10	Apr-10	May-10	Jun-10	Jul-10	Aug-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dec-10	TOTAL AÑO
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	230.56	230.02	229.48	228.94	228.4	227.86	227.32	226.78	226.25	225.718	225.18	224.65	2731.2
3	461.13	460.05	458.96	457.88	456.8	455.72	454.64	453.57	452.5	451.43	450.37	449.3	5462.4
5	768.56	766.75	764.94	763.13	761.33	759.53	757.74	755.95	754.17	752.39	750.61	748.84	9104

* Ingresos: producción recuperada (bb) *30 días*precio del crudo del Campo Colorado (US\$/bb)

En la tabla 16 se presentan los egresos para recuperar la producción del crudo.

Tabla 16. Egresos del Pozo Col-25.

EGRESOS PARA RECUPERACION EN PRODUCCION US\$/MES													
% RECUPERACION PRODUCCIÓN	Jan-10	Feb-10	Mar-10	Apr-10	May-10	Jun-10	Jul-10	Aug-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dec-10	TOTAL AÑO
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	122.06	121.77	121.48	121.19	120.91	120.62	120.34	120.05	119.77	119.49	119.21	118.93	1445.82
3	244.11	243.54	242.96	242.39	241.82	241.25	240.68	240.11	239.54	238.98	238.41	237.85	2891.64
5	406.86	405.90	404.94	403.98	403.03	402.08	401.13	400.18	399.24	398.30	397.36	396.42	4819.40

En la tabla 17 se muestra la utilidad neta una vez aplicado el tratamiento químico al pozo Col-25.

Tabla 17. Flujo de caja neto por recuperación de crudo en el pozo Col-25

FLUJO DE CAJA NETO POR RECUPERACION EN PRODUCCION US\$/MES													
% RECUPERACION PRODUCCIÓN	Jan-10	Feb-10	Mar-10	Apr-10	May-10	Jun-10	Jul-10	Aug-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dec-10	TOTAL AÑO
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	108.51	108.25	108	107.74	107.49	107.23	106.98	106.73	106.48	106.22	105.97	105.73	1285.38
3	217.02	216.51	216	215.49	214.98	214.47	213.96	213.46	212.96	212.45	211.95	211.46	2570.76
5	361.7	360.85	360	359.15	358.3	357.46	356.61	355.77	354.93	354.09	353.26	352.42	4284.60

Ganancia: recuperación en producción (bb) *30 días*precio neto (US\$/bb)

7.2.3 Análisis de la Rentabilidad del Proyecto

Tomando como base la producción promedio mensual de Colorado 25 de 7 Bb/día para realizar un ejercicio académico, en el cual se supone la recuperación de producción que se espera obtener una vez aplicado el tratamiento y teniendo en cuenta que el costo del mismo es de US\$ 1097 anuales, se calculó la rentabilidad del proyecto implementando la siguiente fórmula:

$$VPN = 0 = \left(\frac{FE_1}{(1+K)^1} \right) + \left(\frac{FE_2}{(1+K)^2} \right) \dots + \left(\frac{FE_N}{(1+K)^N} \right) - Inversión$$

Donde:

VPN: Valor presente neto es una medida del beneficio que rinde un proyecto de inversión a través de toda su vida útil; se define como el valor presente de su flujo de ingresos futuros menos el valor presente de su flujo de costos. Es un monto de dinero equivalente a la suma de los flujos de ingresos netos que generará el proyecto en el futuro.

N: Es el número de periodos.

K: Tasa de oportunidad del inversionista, esta es netamente personal o individual, depende exclusivamente de la persona o entidad inversionista y no del flujo de caja de la inversión. (Tasa de oportunidad para el proyecto 12%, empleada en el campo Escuela Colorado)

FE: Representan el flujo de caja en cada periodo.

Tiempo de recuperación de la inversión: consiste en traer los valores de cada periodo al presente sumándolos hasta recuperar la inversión.

La tasa interna de retorno es utilizada con frecuencia en la evaluación de alternativas de inversión. El criterio para la aplicación del TIR en la selección de la alternativa es: si el TIR es mayor a que la tasa de oportunidad el proyecto es viable, si el TIR es menor que la tasa de oportunidad el proyecto no es viable y si el TIR es igual a la tasa de oportunidad queda a decisión del inversionista ejecutarlo.

Los siguientes diagramas muestran los flujos de caja para cada uno de los porcentajes de recuperación de crudo en el pozo Col-25.

Figura 25. Flujo de Caja Neto para recuperación de producción del 1.5%.

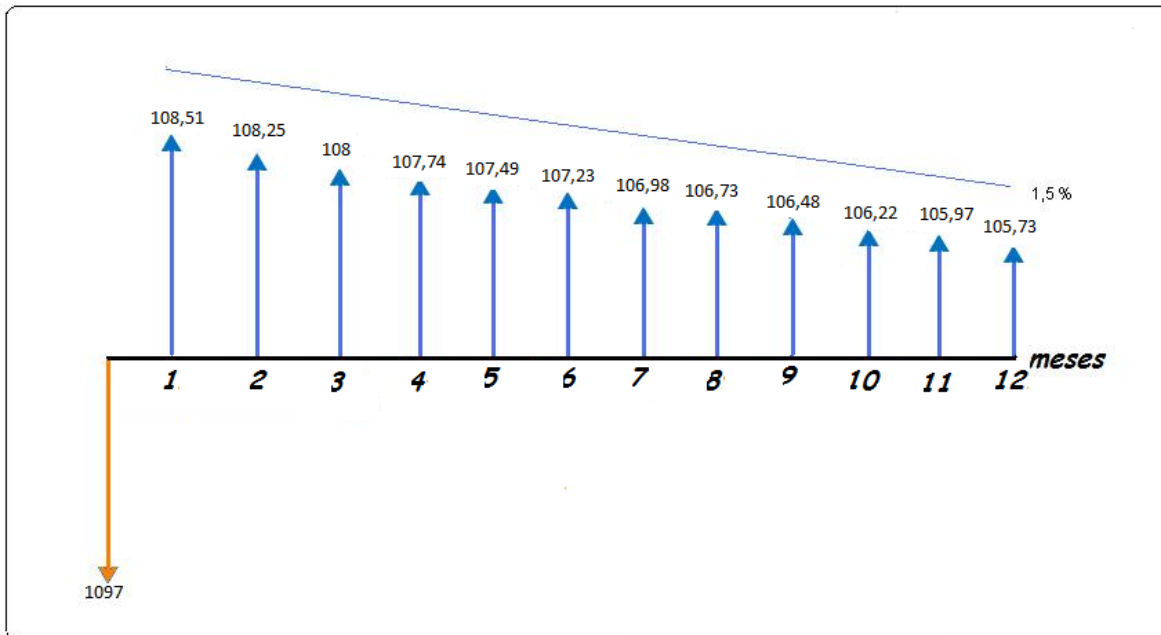


Figura 26. Flujo de Caja Neto para recuperación de producción del 3%.

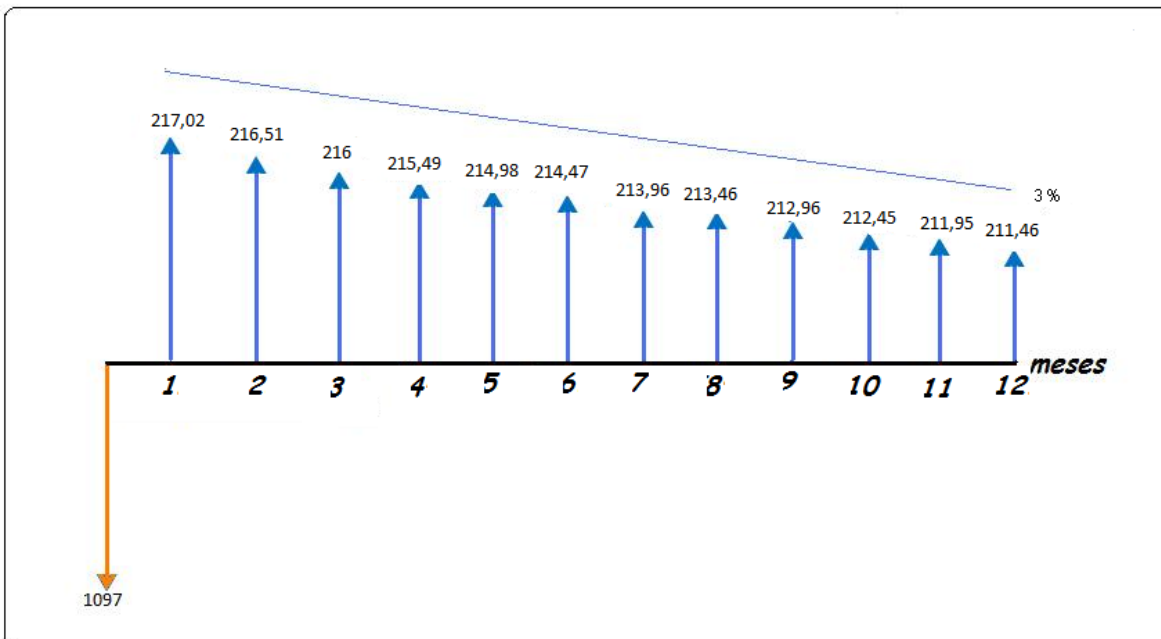
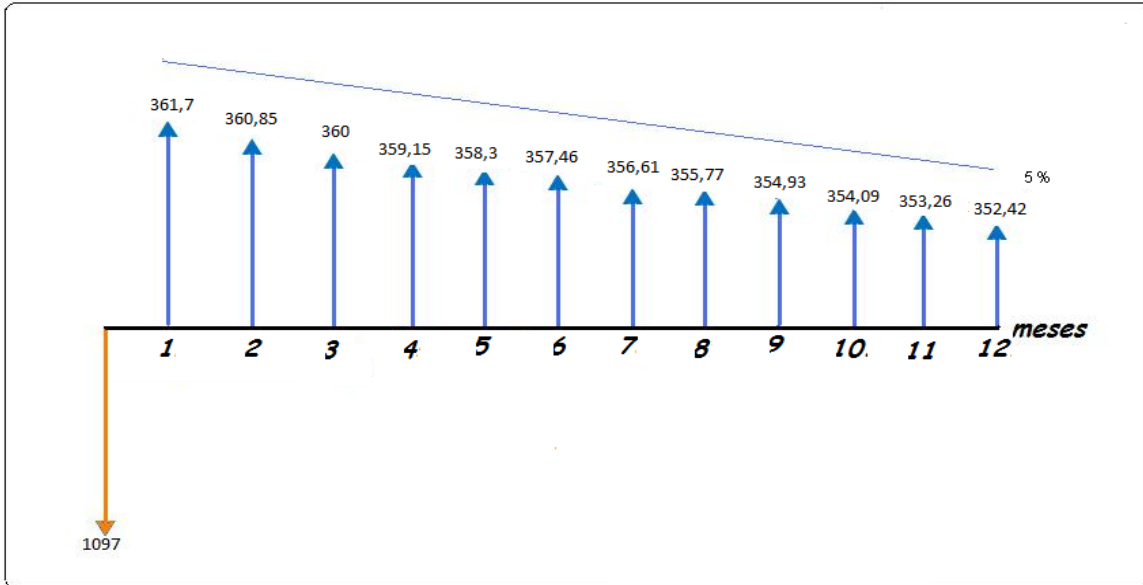


Figura 27. Flujo de Caja Neto para recuperación de producción del 5%.



La siguiente tabla muestra la viabilidad del proyecto aplicando el concepto de Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y tiempo de recuperación de la inversión.

Tabla 18. Rentabilidad del Tratamiento

% RECUPERACION DE PRODUCCIÓN	VPN	TIR %	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	CONCEPTO
0	0	0	0	-
1,5	-431.433	2,55	0	No viable
3	234.133	16,5	9 meses	Viable
5	1121.555	31,5	4.5 meses	Viable

La TIR muestra el porcentaje en el cual se van a incrementar las ganancias cada mes, como el valor de este es superior a la tasa de oportunidad cuando la producción de crudo recuperada al implementar el tratamiento químico es superior al 3% el proyecto es viable.

CONCLUSIONES

- Existen diferentes parámetros que influyen en la depositación de las parafinas tales como la presión, temperatura y composición, pero los más determinantes son las temperaturas (debido a que el sistema es más sensible a cambios pequeños) y la composición (los livianos ayudan a mantener la parafina disuelta en el crudo).
- El tratamiento que se hace como método de corrección y prevención de la depositación de parafina varía principalmente según las propiedades del fluido y las condiciones de operación, debido a esto no existe un método universal para tratar problemas de parafinas en los pozos de petróleo.
- De acuerdo a la metodología planteada en este trabajo y con el uso de la herramienta desarrollada se toma como mejor opción para implementar en el campo colorado para el control de parafinas, el método químico o térmico.
- Aplicar el tratamiento químico es rentable cuando la recuperación de la producción es superior al 3%.
- Con datos del fluido y del yacimiento se puede aplicar el “Paraffin Solver” para evaluar el método apropiado a implementar en un campo determinado.

RECOMENDACIONES

- Teniendo en cuenta que se trabajo con datos del pozo colorado 25, se recomienda caracterizar el fluido de los pozos dispuestos a tratamiento, para un posterior análisis siguiendo esta metodología y con ayuda de la herramienta, ya que el tratamiento puede variar en los pozos de un mismo yacimiento
- Hacer un análisis de los otros métodos no considerados en el análisis de esta tesis.
- Realizar un proyecto que permita conocer las características técnicas y de costos para la implementación del método térmico (Inyección de agua caliente, calentamiento resistivo, otro) en el campo Colorado.

BIBLIOGRAFÍA

Allen, T.O. and ROBERTS, A.P. Production Operation: well completions, workover, and stimulation. Fourth edition.1997. p. 1-10.

ARIZA, Emiliano. Determinación del umbral de precipitación de las parafinas en el campo Colorado. Tesis de Posgrado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Fisicoquímicas. Escuela de Petróleos. 2008

BARKER, K.M. and NEWBERRY, M.E. Paraffin solvation in the oilfield. En: SPE. No. 64995 (Feb. 2001).

BARKER, Ken. Understanding paraffin and asphaltene problems in oil and gas wells. [Online]. Jul. 2003. Available from web: <www.pttc.org.>.

BECKER, JR. Oilfield paraffin treatments: hot oil and hot water compared to crystal modifiers. En: SPE. No. 63123 (Oct. 2000).

BIAO, Wan and LIJIAN, Dong. Paraffin characteristics of waxy crude oils in china and the methods of paraffin removal and inhibition. En: SPE.No.29954 (Nov. 1995).

BILDERBACK, C.A and MCDUGALL, L.A. Complete paraffin control in petroleum production. EN: SPE. No. 2175 (sep. 1969).

BARKER, K. M. Formation damage related to hot oiling. En: SPE. No. 16230(Nov. 1989).

DOBBS, James. A unique method of paraffin control in production operations. En: SPE. No. 55647(may. 1999).

FERWORN, K.A.; HAMMAMI, A. and ELLIS, H. Control of Wax Deposition: An Experimental Investigation of Crystal Morphology and an Evaluation of Various Chemicals Solvents. En: SPE. No. 37240 (1997).

KEATING, J. F. and WATTENBARGER, R. A. The simulation of paraffin deposition and removal in wellbores. En: SPE. No. 27871 (Mar. 1994).

NEWBERRY, M.E. and BARRER, K.M. Formation damage prevention through the control of paraffin and asphaltene deposition. En: SPE. No. 13796 (mar. 1985).

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. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Fisicoquímicas. Escuela de Petróleos. 2006

Proyecto Icue: sistemas de análisis, analizadores de procesos.

RESTREPO, Lorena y GARZA, Hernán. Daño a la formación por precipitación de parafinas: Estado del arte. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Fisicoquímicas. Escuela de Petróleos. 2006

UI HAQ, Furqan. A study on paraffin deposition and removal characteristics of jacksonsburg-stringtown oil. Morgantown.1999. 113p. Thesis of Master of Science. West Virginia University. Department of petroleum & natural gas engineering.

WAUQUIER, J. P. En: el refino del petróleo. 2005

WOO, G.T.; GARBIS, S.J. and GRAY, T.C. Long –term control of paraffin deposition. En: SPE. No. 13126 (sep. 1984).

ANEXOS

Anexo A.

MANUAL HERRAMIENTA SOFTWARE “PARAFFIN SOLVER”

La aplicación de la herramienta “PARAFFIN SOLVER” es una herramienta sencilla de fácil manejo que permite establecer de manera preliminar el método más conveniente a implementar en el tratamiento de problemas por depositación de parafinas, puesto que requiere como datos de entrada aquellas variables que aparecen en la figura las cuales son:

- Distribución de la molécula de carbono
- Agua en emulsión
- Temperatura de operación
- Corte de agua
- Temperatura de cristalización de la parafina
- Temperatura de yacimiento
- Temperatura de superficie



Para acceder al programa y posteriormente ejecutarlo se debe seguir el siguiente procedimiento:

- En primer lugar se debe abrir la carpeta que contiene el programa, junto con los archivos necesarios para su buen funcionamiento, esta carpeta se llama "PARAFFIN SOLVER".
- Dentro la carpeta "PARAFFIN SOLVER" se encuentra una carpeta llamada "Bin" acceda a esta.
- Dentro de la carpeta "Bin" se encuentra una carpeta llamada "Debug" entre a esta carpeta.

- Posteriormente y ya estando dentro de la carpeta “Debug”, damos doble click al archivo llamado “parafinsolver.exe”, con esto se ejecuta el software y está listo para ser utilizado.
- Resumen: Paraffin Solver/Bin/Debug/paraffinsolver.exe

El primer paso para obtener la ayuda que brinda esta herramienta es llenar los espacios en blanco con todos los datos de entrada anteriormente mencionados, es importante tener cierta confiabilidad en los datos utilizados ya que el así mismo el resultado arrojado por el “PARAFFIN SOLVER” será confiable.

La herramienta es de fácil uso ya que consta únicamente de dos botones de mando, uno es el botón “ANALIZAR”, el cual al ser oprimido ejecuta el algoritmo que se encarga del análisis de los datos de entrada y la selección del método de control de parafina que es más conveniente usar, arrojando los resultados del método y el lugar en donde se está presentando la depositación; el otro botón es el “RESET”, este al ser oprimido lo que hace es limpiar las casillas de los datos de entrada y los resultados arrojados por el “PARAFFIN SOLVER” dejándolo listo para volver a usarlo.