

**EVALUACIÓN DE MÉTODOS CONVENCIONALES Y NO
CONVENCIONALES PARA LA REMEDIACIÓN E INHIBICIÓN DE LA
PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS EN POZOS DE PETRÓLEO**

SERGIO ANDRES PINZÓN

JONATTAN ANDREY ROJAS MARTÍNEZ

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

2006

**EVALUACIÓN DE MÉTODOS CONVENCIONALES Y NO
CONVENCIONALES PARA LA REMEDIACIÓN E INHIBICIÓN DE LA
PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS EN POZOS DE PETRÓLEO**

**SERGIO ANDRES PINZÓN
JONATTAN ANDREY ROJAS MARTÍNEZ**

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

Director

**Msc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ
Ingeniero de Petróleos**

Codirector

**CÉSAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ
Ingeniero de Petróleos**

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

2006

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos:

A **Dios**, por permitirnos estar presentes, por concedernos salud y sabiduría, y darnos la fortaleza para alcanzar nuestras metas.

A nuestros familiares y amigos por su apoyo incondicional en todo momento.

A nuestro director **Msc. Fernando Enrique Calvete González**, Profesor UIS por su dirección, por sus valiosos consejos, por la confianza depositada en nosotros y por la oportunidad que nos brindó en la realización de este proyecto.

A nuestro codirector **Ing. César Augusto Pineda Gómez**, Profesor Auxiliar UIS, por su gran aporte en la realización de este proyecto y por su colaboración en la obtención del permiso para utilizar los equipos de las instalaciones de la sede UIS – Bucarica.

A los estudiantes de Ingeniería de Sistemas, **Fabián Vargas** y **William Barbosa**, por su colaboración en la realización de la aplicación software utilizada en este trabajo.

DEDICATORIA

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

A mi Madre **Elizabeth**, que con su inmenso amor, apoyo incondicional, paciencia, esmero y gran esfuerzo me motiva siempre alcanzar mis metas.

A mi hermana **Jenny**, por su apoyo constante y cariñoso, además de ser mi gran amiga.

A mi abuela **Victoria**, por sus sabios consejos y porque me ha llenado de mucho amor, bendiciones y alegrías.

A las memorias de mi tío **Rafael** y primo **Henry**, que desde el cielo me están 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.

SERGIO ANDRES PINZÓN

DEDICATORIA

Desde lo más profundo de mi corazón deseo compartir y a su vez dedicar este triunfo con esas personas que siempre me han acompañado en todos los momentos de mi vida, especialmente:

A **Dios** por permitirme la vida y todas esas virtudes colmadas de bendiciones que me han hecho llegar al lugar donde estoy, y por darme la fuerza para seguir adelante y poder alcanzar esta meta y todos los logros por cumplir en mi vida como profesional.

A mis **padres**, sobre todo a mi **madre** por brindarme su apoyo, sus consejos, comprensión, esmero, confianza, total esfuerzo, y lo más importante: su intangible amor, que me ha motivado a cumplir mis más grandes anhelos.

A mis **hermanos, abuelos**, demás familiares, y en especial a mi **tía Nancy** por su gran apoyo y cariño que me ha ayudado a hacer las cosas de la mejor manera posible.

A la memoria de mi **gran amigo** que desde el cielo me cuida e ilumina mis momentos de ansiedad.

A todas aquellas personas que con su amistad de una forma u otra me ayudaron a crecer como persona en esta fase de mi vida.

JONATTAN ANDREY ROJAS MARTINEZ

TITULO: EVALUACIÓN DE MÉTODOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES PARA LA REMEDIACIÓN E INHIBICIÓN DE LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS EN POZOS DE PETRÓLEO*

**AUTORES: SERGIO ANDRES PINZÓN
JONATTAN ANDREY ROJAS MARTINEZ****

PALABRAS CLAVE: Parafinas, Precipitación, Screening, Metodología, Remoción, Inhibición, Mecánico, Operacional, Químico, Térmico, Magnético, Microbial, Ultrasónico.

RESUMEN

Se presenta una metodología para la selección del método de control de parafinas en pozos de petróleo a partir de la evaluación de las técnicas de inhibición y remoción, llevando a cabo un enfoque detallado de dichos métodos. Se obtiene de este modo, un conjunto de rangos óptimos o patrones específicos de reconocimiento que permiten la identificación y selección del tratamiento más adecuado bajo ciertas características o parámetros básicos de selección.

El objetivo de la metodología es permitir una evaluación analítica, ya que establece el carácter selectivo de cada control para así poder identificar una mejor opción de tratamiento en forma rápida, teniendo como referencia los análisis de laboratorio que caracterizan la muestra, los cuales permitirán eliminar las realizaciones de simulaciones de laboratorio, el desarrollo de prototipos de prueba para ser instalados en el campo y posteriormente la determinación de la viabilidad del método de control con base en monitoreos y toma de datos, procesos que no garantizan de alguna manera resultados satisfactorios de la investigación.

Se construyó una aplicación software sencilla de fácil manejo, con base en la metodología propuesta, que permite establecer de manera preliminar el método más indicado a implementar en el tratamiento de un problema por parafinas en pozos de petróleo. Esta aplicación se incluye en una página Web como soporte a la herramienta.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Ing. Fernando Enrique Calvete González.

**TITLE: EVALUATION OF CONVENTIONAL AND NON-CONVENTIONAL
METHODS FOR REMEDIATION AND INHIBITION OF THE
PARAFFIN DEPOSITION IN OILWELLS.***

**AUTHORS: SERGIO ANDRES PINZÓN
JONATTAN ANDREY ROJAS MARTINEZ****

KEYWORDS: Paraffin, Deposition, Screening, Methodology,
Removal, Inhibition, Mechanical, Operational, Chemical,
Thermal, Magnetic, Microbial, Ultrasonic.

ABSTRACT

This work presents a methodology for the selection of the paraffin control method in oilwells to leave of the evaluation of inhibition and removal techniques, carrying out a detailed approach of those methods. Of this way, a set of very good ranks or specific patterns of recognition is obtaining, which allows the identification and selection of the most suitable under certain characteristics or basic parameters of selection.

The methodology objective is allowing an analytic evaluation, since it establishes the selective character of each control so that, to can identify a better option of treatment of a quick way, having like reference the lab analysis that characterizes the sample, which will allow to eliminate the realization of lab simulations, the development of test prototypes to be installed in the oilfield and the determination of the control method viability with base of monitors and take of data, process which don't guarantee of any way satisfactory results of the investigation.

A software single application of easy handling is built, with base of the proposed methodology, which allows to establishing of preliminary way the most indicated method to implement on the problem treatment due to paraffin in oilwells. This application is including in a Web page like a support to the tool.

* Degree Project

** Physic-Chemistry Engineering, Faculty, Petroleum Engineering Department, Eng. Fernando Enrique Calvete Gonzáles.

TABLA DE CONTENIDO

pág.

INTRODUCCIÓN.....	14
1. GENERALIDADES DE LAS PARAFINAS.....	15
1.1 DEFINICIÓN DE PARAFINAS.....	15
1.2 PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS	17
1.3 PREDICCIÓN DE LAS PARAFINAS	21
1.4 CARACTERIZACIÓN DE LAS PARAFINAS	21
1.4.1 Técnicas de caracterización.....	22
1.5 PROBLEMAS INHERENTES A LAS PARAFINAS	24
1.5.1 Problemas en la formación.....	24
1.5.2 Problemas durante la producción.	25
1.6 CRUDOS PARAFINICOS DE COLOMBIA.....	26
2. MÉTODOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN POZOS DE PETRÓLEO	28
2.1 MÉTODOS CONVENCIONALES	28
2.1.1 Método Mecánico	29
2.1.2 Método Operacional	32
2.1.3 Método Químico	32
2.1.3.1 Solventes	33
2.1.3.2 Dispersantes.....	35
2.1.3.3 Surfactantes o Detergentes.....	37
2.1.3.4 Modificadores de Cristal.....	38
2.1.4 Método Térmico.....	41
2.1.4.1 Inyección de aceite caliente	42
2.1.4.2 Inyección de agua caliente	44

2.1.4.3	Calentadores en el fondo del pozo.....	45
2.1.4.4	Calentadores eléctricos de la tubería.....	45
2.1.5	Método Recubrimiento	46
2.1.6	Método Combinado	48
2.2	MÉTODOS NO CONVENCIONALES:.....	49
2.2.1	Método Magnético.....	49
2.2.1.1	Descripción y tipos de herramientas magnéticas.....	51
2.2.1.2	Herramienta magnética “MAGCOP”	53
2.2.2	Método Microbial	56
2.2.3	Método Mecánico (Coiled Tubing)	57
2.2.4	Método Ultrasónico	60
3.	SCREENING DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE PARAFINAS EN POZOS DE PETRÓLEO.....	63
3.1	MÉTODO MECÁNICO.....	63
3.2	MÉTODO QUÍMICO.....	65
3.2.1	Solventes.....	65
3.2.2	Modificadores de Cristal.....	70
3.3	MÉTODO MAGNÉTICO	77
3.4	MÉTODO RECUBRIMIENTO	79
3.5	MÉTODO MICROBIAL	80
3.6	MÉTODO TÉRMICO (Aceite Caliente).....	82
4.	METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DEL MÉTODO DE CONTROL DE PARAFINAS EN POZOS DE PETRÓLEO.....	93
4.1	APLICACIÓN SOFTWARE A LA METODOLOGÍA DESARROLLADA ...	97
5.	CONCLUSIONES	103
6.	RECOMENDACIONES.....	104
	BIBLIOGRAFÍA.....	105

LISTA DE FIGURAS

pág.

Figura 1. Esquematación del punto de nube, transición y punto de fluidez....	18
Figura 2. Crudos Parafínicos de Colombia	27
Figura 3. Herramientas Mecánicas.....	31
Figura 4. Efecto del Modificador de Cristal en la Depositación.....	41
Figura 5. Simulador Magnético de Laboratorio	54
Figura 6. Prototipo de la Herramienta Magnética “MAGCOP”	55
Figura 7. Herramienta Coiled Tubing	59
Figura 8. Sistema de mitigación de parafina usando ondas ultrasónicas.....	62
Figura 9. Solubilidad de la parafina en varios solventes.....	67
Figura 10. Efecto sobre el punto de fluidez al ajustar el modificador de cristal al petróleo crudo.....	72
Figura 11. Trabajo de Inyección de Aceite Caliente.	83
Figura 12. Trabajo de Inyección de Aceite Caliente que Introduce Cristales de Parafina a la Formación.	84
Figura 13. Inyección de Aceite Caliente Vs Agua Caliente.....	86
Figura 14. Metodología seguida para la selección del método de control de parafinas en un pozo de petróleo.....	96
Figura 15. Herramienta software	98
Figura 16. Página Web	101
Figura 17. Menús y submenús de la pagina web.....	102

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Punto de fusión de algunas parafinas	16
Tabla 2. Aplicabilidad del Método Mecánico	64
Tabla 3. Aplicabilidad del Método Químico (solventes)	70
Tabla 4. Efecto de la dilución del paquete sobre el punto de fluidez	74
Tabla 5. Efecto de la mezcla en el Punto de fluidez	75
Tabla 6. Localización del tratamiento de inhibición química	76
Tabla 7. Aplicabilidad del Método Químico (modificadores de cristal)	77
Tabla 8. Aplicabilidad del Método Magnético	79
Tabla 9. Aplicabilidad del Método Recubrimiento	80
Tabla 10. Aplicabilidad del Método Microbial	82
Tabla 11. Aplicabilidad del Método Térmico (Aceite caliente)	92

INTRODUCCIÓN

La depositación de parafina ha sido por mucho tiempo un problema para varias áreas de producción de petróleo. La precipitación de cristales de parafina es el resultado del rompimiento del equilibrio termodinámico existente entre el crudo y las moléculas de parafina, ocasionado por una disminución de la temperatura y la evaporación de productos livianos que actúan como solventes naturales. Su depositación puede estar localizada desde las gargantas de los poros de la roca hasta las facilidades de superficie incluyendo sartas de producción, líneas de flujo, estaciones y otros. Ocasionan problemas graves como la reducción del área útil de las tuberías de producción, reducción de la eficiencia en los equipos de bombeo, taponamiento y ruptura de líneas, disminución de la producción e incremento del costo / barril entre otros.

Los métodos más utilizados a nivel mundial para solucionar este problema son operaciones de limpieza utilizando químicos, raspadores mecánicos, microorganismos, fluidos calientes o calentadores eléctricos, y métodos de prevención como la inyección de químicos, herramientas magnéticas, aislamientos y otros.

Como no hay un tratamiento efectivo universal para la depositación de parafina, surge la necesidad de plantear un screening de los métodos mencionados anteriormente, desarrollados a través de los años en la industria petrolera para la inhibición y remoción de parafinas en los pozos de petróleo y en conjunto presentar una metodología que nos ayude a identificar y escoger el método más afín para un caso en particular.

1. GENERALIDADES DE LAS PARAFINAS

1.1 DEFINICIÓN DE PARAFINAS

Las parafinas son una familia de hidrocarburos también conocidos como alcanos o parafínicos que se caracterizan por tener cadenas lineales (n-alcanos) o ramificados (iso-alcanos), compuestas por carbonos saturados (indicando con ello que las cuatro valencias del carbono están satisfechas), representados por la fórmula general C_nH_{2n+2} .

Por ser hidrocarburos saturados son sustancias químicamente inertes, es decir, poco reactivas, ante la mayoría de los reactivos químicos ya que resisten al ataque de ácidos y bases.

Las parafinas con cinco o menos átomos de carbono existen normalmente como un gas (metano, etano, propano, etc.). Las parafinas con seis a quince átomos de carbono (C_6 - C_{15}), son líquidas. Cuando el tamaño molecular es de 16 a 25 carbonos (C_{16} - C_{25}), se observan ceras blandas, (el término cera usualmente se refiere a la parafina sólida, pero que en terminología de campo son frecuentemente llamadas parafinas). Las ceras cristalinas duras tienen de 25 a 60 (C_{25} - C_{60}) o más átomos de carbono en la cadena¹. Técnicas analíticas avanzadas han permitido detectar hasta 160 átomos de carbono en estos depósitos.²

¹ DOBBS, James. A unique method of paraffin control in production operations. En: SPE. No. 55647(may. 1999).

² GARCIA, Maria del Carmen. Paraffin deposition in oil production. En: SPE.No. 64992 (Feb.2001).

Las parafinas se consideran una porción significativa de la mayoría de crudos que son mayores que 20° API.

Las parafinas con carbonos comprendidos entre el C₁₈ y C₆₀ son consideradas en la industria del petróleo como las principales formadoras de depósitos en las líneas de producción y transporte de crudos.

Los puntos de fusión de algunas moléculas parafínicas se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1. Punto de fusión de algunas parafinas

Numero de átomos de carbono	Punto de fusión (°F)
16	64
17	72
18	82
20	100
23	122
25	129
32	158
42	181
49	196
60	211

Fuente: SVETGOFF, Jim. Paraffin problem can be resolved with chemical. En: oil & gas journal. (feb .1984); p.79

Las moléculas de parafina tienen punto de fusión relativamente alto comparado con los hidrocarburos líquidos.

1.2 PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS ³

Las parafinas pueden precipitar del crudo cuando se altera el equilibrio termodinámico, causando una pérdida de la solubilidad de la parafina en el crudo. El punto de depositación en un sistema de producción normalmente se determina por cuán cerca está el crudo a su punto de saturación de solubilidad y la cantidad de parafina en el crudo. La pérdida de la solubilidad de la parafina, sin embargo, necesariamente no causa depositación. Los cristales de parafina normalmente tienen forma de agujas, y si permanecen como cristales individuales, tienden a dispersarse en el crudo en vez de depositarse en la superficie. Un material nucleante usualmente presente reúne los cristales de parafina hacia el interior de una partícula espesa que es mucho más grande que los cristales individuales. Estos aglomerados pueden entonces separarse del crudo y formar depósitos en el sistema de producción. Los asfaltenos son frecuentemente el material nucleante que causa que los cristales de parafina se aglomeren. Otros materiales nucleantes son finos de formación y productos de corrosión.

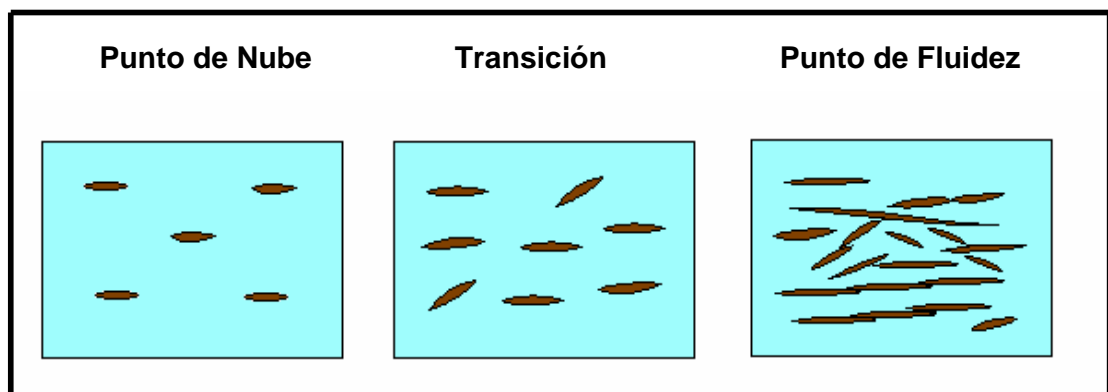
La reducción de la temperatura es probablemente la causa más importante de la depositación de parafina porque la solubilidad del crudo disminuye a medida que la temperatura desciende.

El enfriamiento del crudo ocurre en numerosos lugares en el sistema del pozo. La expansión del aceite y gas asociado en la cara de la formación, a través de las perforaciones del casing, o a través de un liner ranurado causan enfriamiento. Un enfriamiento adicional ocurre a medida que el crudo asciende a través del tubing, a través de los reguladores de flujo en superficie, a través de la línea de flujo y a través del separador gas-aceite. En algún punto en el sistema, la temperatura cae por debajo del **punto de nube (cloud point)** del

³ Allen, T.O. and ROBERTS, A.P. Production Operation: well completions, workover, and stimulation. Fourth edition. 1997. p. 1-10.

crudo (temperatura a la cual se forma el primer cristal de cera o parafina), y al seguir disminuyendo la temperatura, llegará un momento en el que los cristales de parafina formarán una red cristalina capaz de atrapar y detener el movimiento del crudo, denominándose ese valor de temperatura como **punto de fluidez (pour point)** figura 1. El punto de fusión y el punto de nube de una sustancia pura son iguales mientras que para una mezcla el punto de fusión es típicamente 10 –20°F más alto que el punto de nube.⁴

Figura 1. Esquemmatización del punto de nube, transición y punto de fluidez



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.

La pérdida de gas e hidrocarburos livianos del crudo también disminuyen la solubilidad de la parafina. Este efecto contribuye a la deposición de parafina en líneas de superficie y tanques. Altas relaciones gas-aceite (GOR), magnifican los problemas de deposición de parafina.

⁴ 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).

Ciertos signos pueden indicar el comienzo de la depositación de parafina. La parafina congelada puede separarse del aceite por centrifugación. Un cambio en la apariencia del crudo, tal como nubosidad, indica que la parafina está saliendo de la solución. La acumulación de parafina en los tanques de almacenamiento usualmente indica que la depositación de parafina puede esperarse pronto en la línea de flujo, tubing, y posiblemente más tarde en el fondo del pozo. El aumento de parafina en el tubing puede llevar a sobrecargas de las varillas de la bomba y pueden causar rompimiento de éstas. Finalmente, la disminución de la producción en pozos productores de aceite parafínico puede ser causada por la depositación de parafina.

La depositación de parafina puede efectuarse por cambios en la relación agua-aceite. Sin embargo, el efecto primario está relacionado a cambios en la tasa de producción de fluido con cambios en el corte de agua. Tasas de producción de fluido incrementadas significan temperaturas de cabeza de pozo más altas y menos depositación de parafinas, mientras que al disminuir la producción de fluido se obtiene el efecto opuesto.

El agua puede incrementar la mojabilidad por agua de las superficies metálicas, reduciendo de este modo la probabilidad que la parafina y el crudo tengan contacto directo con las superficies metálicas. Las superficies metálicas mojadas por agua señalan el comienzo de la corrosión, así que el beneficio de prevenir la depositación de parafina puede ser más que la compensación por costos de corrosión. Si el incremento en el porcentaje de agua no causa que la superficie metálica llegue a ser mojada por agua, la depositación de parafina puede continuar. Si los pozos que producen apreciable agua son tratados con inhibidores de corrosión mojados por aceite, la acumulación de parafina en el tubing puede incrementarse. También, pueden formarse emulsiones y ser estabilizadas por la parafina a medida que se enfría durante el movimiento a través del sistema de producción.

La inyección de fluidos fríos de fracturamiento o de acidificación hacia el interior de un yacimiento de petróleo puede causar un enfriamiento significativo del crudo y de la formación. Si el crudo es enfriado por debajo de su punto de nube, la parafina puede precipitar en los canales de flujo. Si toda la parafina no se redisuelve después que la temperatura de la formación es restaurada, la producción de aceite puede limitarse o aún, ser bloqueada. Si la temperatura de la formación es significativamente mayor que el punto de fusión de la parafina, ningún efecto duradero resultará. El calentamiento del fluido de fracturamiento o de acidificación por encima de la temperatura de la formación prevendrá la depositación de parafina durante el fracturamiento hidráulico.

La parafina en el tubing o casing puede ser limpiada de estas superficies metálicas y forzada hacia las perforaciones o hacia la formación durante el fracturamiento, acidificación, limpiezas de pozo, u operaciones de remoción de parafina. Muchos pozos han sido dañados severamente o totalmente taponados de esta manera. Una vez el daño ha ocurrido, la restauración de un pozo a tasas plenas frecuentemente es difícil de alcanzar.

La inyección de limpieza en el tubing o casing es esencial donde se ejecuta un procedimiento de estimulación de pozo o de inyección de fluidos.

En resumen, la precipitación de los cristales de parafina es un fenómeno termodinámico de saturación molecular, en donde las moléculas de parafina inicialmente están disueltas en el crudo bajo un estado molecular caótico, al ocurrir cambios termodinámicos de estado, ya sea liberación de livianos desde el crudo o cambios de presión y temperatura, la fase líquida comenzará a saturarse de los cristales y precipitará el exceso de moléculas de la solución.

1.3 PREDICCIÓN DE LAS PARAFINAS

Los problemas de cera o parafina son usualmente evidentes con facilidad cuando ellos ocurren. Sin embargo, hay programas y métodos de predicción de los problemas de depositación. Estos son especialmente útiles en la planificación de nuevas instalaciones. La instalación de equipos es normalmente más económica si es planeada por adelantado e instalado en la construcción inicial. Hansen, J.H., Galange, S., y otros han estudiado métodos de predicción de la depositación de parafina del petróleo crudo. Estos dan una razonable descripción de los problemas a ser esperados. Los modelos de computadora comerciales están disponibles en el mercado. Estos modelos predicen cuándo, dónde y cuánto depósito ocurrirá. Predicen también efectos de las variables en la depositación.

1.4 CARACTERIZACIÓN DE LAS PARAFINAS

Se han reconocido un conjunto de propiedades físicas y químicas de las parafinas, siendo las más importantes: el carácter coloidal, la nucleación, floculación, punto de nube, punto de fluidez, peso molecular, viscosidad, solubilidad, dureza, resistencia, tendencia al pegado y fluorescencia.

Con base en el peso molecular las parafinas son los componentes más pesados del petróleo (sin incluir los asfaltenos) y desde el punto de vista de su comportamiento de solubilidad se encuentran disueltas en éste. En un sistema molecular, todas las moléculas están disueltas o mezcladas caóticamente hasta que un pequeño número comienza a precipitar reversiblemente de la solución debido a la saturación del estado termodinámico prevaleciente (Prausnitz, 1969). Por lo tanto el punto de floculación es un fenómeno coloidal, mientras que el punto de precipitación es molecular.

La temperatura es la mayor fuerza que altera el equilibrio de las fases sólido-liquido de las parafinas y la consecuente separación de las fases. Los tres parámetros más importantes que afectan la solubilidad de las parafinas en el crudo son la temperatura, la presión y la composición del crudo.

Cuando se altera el equilibrio termodinámico los cambios de presión no influyen en la capacidad del aceite para disolver la parafina, pero la variabilidad en la composición del crudo debido a la volatilización de los carbonos más livianos como el metano, etano, propano y butano, disminuyen sustancialmente la solubilidad de la parafina en el aceite (Barrer, K.M y Newberry, M.E, 1982). Obviamente el factor que mayor influencia tiene en la precipitación de las parafinas es la caída de la temperatura por debajo de la temperatura del punto de nube. El criterio de equilibrio de fases termodinámico puede ser utilizado para predecir la formación de parafinas. El único problema es cómo tratar la fase cera (parafina).

Una característica importante de los precipitados de parafinas en los yacimientos es que no presentan fluorescencia al ser sometidos a la luz ultravioleta.

La dureza y resistencia de este conglomerado sólido depende de la composición y estructura de los cristales de parafina y de la cantidad de aceite crudo y otros materiales que están atrapados dentro de la parafina.

1.4.1 Técnicas de caracterización. La secuencia típica de pruebas de caracterización incluye: Punto de Nube (ASTM D2500-66), Punto de Nube {Perfil de viscosidad-temperatura (Howell, 1956)}, Punto de fluidez (ASTM D97-66), Contenido de parafina (método UOP 46-85), Distribución del número de carbono de la parafina (Cromatografía de gases).

- **Punto de Nube (ASTM D2500-66).** En este método La muestra es enfriada a una tasa específica y examinada periódicamente. La temperatura a la cual una nube es primero observada en el fondo de la jarra de prueba es reconocida como punto de nube. El método de prueba ASTM-D2500 cubre solo los crudos los cuales son transparentes, y con un punto de nube por debajo de 49 °C
- **Perfil de Viscosidad / Temperatura (Howell, 1956).** 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 445 está basada en este método. Esta norma 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.
- **Punto de fluidez.** El punto de fluidez es obtenido según la norma ASTM D 97-66, el cual es una medida cualitativa de las propiedades gelificantes del crudo.
- **Contenido de parafina (método UOP 46-85).** Este método es útil para estimar el contenido de parafina de aceites y asfaltos. El contenido de parafina es un valor empírico dependiente de las condiciones bajo las cuales la misma es separada del material original. El contenido de parafina está definido como el % en peso de material precipitado cuando una solución de muestra libre de asfaltos en Metil-Etil-Cetona (MEC) es enfriada a -30°C. El límite más bajo de detección en peso es de 5%.
- **Cromatografía de gases.** Es otra herramienta valiosa para la evaluación de los productos de parafina. Puede ser usada para caracterizar el

aceite y la composición del depósito de parafina, lo que puede ayudar a definir el posible tipo y severidad del problema. El análisis cromatográfico indica la distribución del número de carbonos de parafina contenidos en el crudo o en el depósito de parafina, la variación en el tipo de parafina y la relativa cantidad que puede requerir tratamiento.

1.5 PROBLEMAS INHERENTES A LAS 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 reduce el área transversal efectiva de las tuberías. Este problema potencial requiere procedimientos preventivos y correctivos, que puede ser tratamientos químicos, térmicos, mecánicos y electromagnéticos entre otros, que pueden conducir a frecuentes paradas y problemas que afectan severamente la eficiencia operacional.

1.5.1 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 la permeabilidad cuando el petróleo es enfriado por debajo de su punto de nube y la magnitud del daño depende de la permeabilidad de la formación, la cantidad de parafina precipitada y la temperatura del yacimiento.

El enfriamiento del yacimiento puede ser ocasionado por operaciones corrientes en los pozos petroleros, como la adición de grandes volúmenes de fluido frío durante procedimientos de acidificación y fracturamiento de pozos con bajas temperaturas de fondo donde se pueden generar un problema irreversible de depositación y posterior daño de la formación.

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 ya que 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. Este 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.

1.5.2 Problemas durante la producción. Existen dos clases de problemas asociados con la depositación de parafinas en la producción de petróleo como son los cambios de temperatura en la tubería de producción y cambios de temperatura y presión en las facilidades de superficie, sistemas de recolección y líneas de transporte.

La depositación de parafinas obstruye las perforaciones, causa daño en el equipo de subsuelo como bombas y varillas, reduce el diámetro de la tubería de producción, líneas de flujo, oleoductos, en la interfase del gunbarrel o separador, y en las paredes de los tanques de almacenamiento.

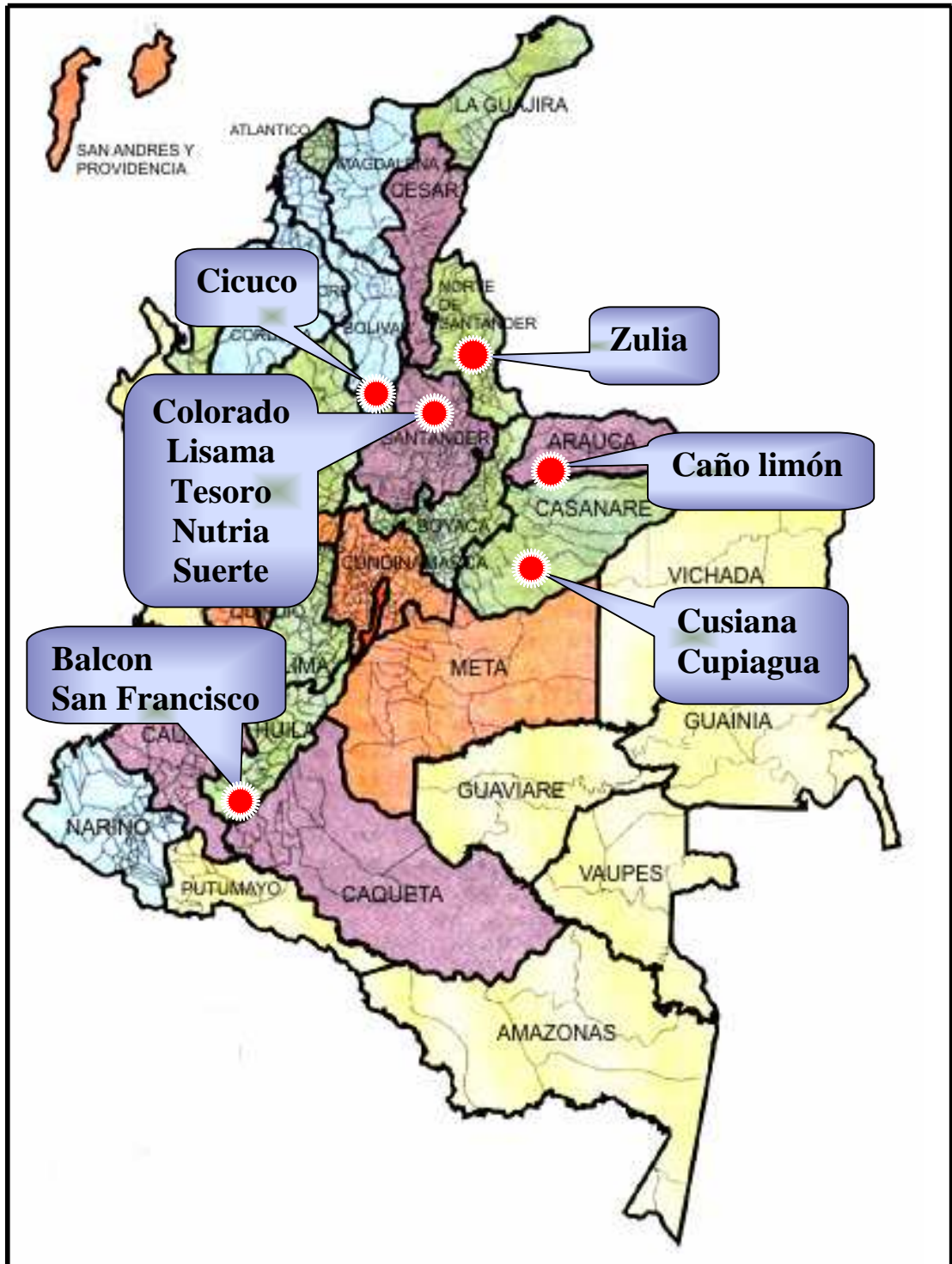
La severidad del problema varía con el sistema y puede ser cualquier cosa desde una pequeña molestia a un mayor taponamiento del sistema que ocasione el cierre de las operaciones.

1.6. CRUDOS PARAFINICOS DE COLOMBIA

En Colombia, los pozos productores de petróleo con presencia de parafinas están localizados en su mayor parte en la región nororiental, pie de monte llanero y sur occidente del país.

En el mapa de la [figura 2](#). se muestra la distribución de los campos productores de crudos con base parafínica en Colombia, presentando mayor contenido de saturados los crudos del pie de monte llanero. Esta distribución se realizó con base en información recolectada de pruebas de cromatografía, análisis SARA, y factores de caracterización K , obtenidos para diferentes muestras de crudo de los campos de Colombia.

Figura 2. Crudos Parafínicos de Colombia



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

2. MÉTODOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN POZOS DE PETRÓLEO

Desde 1900, variedades de métodos han sido propuestos y aplicados para solucionar el problema de la precipitación de parafinas en los pozos de petróleo, la mayoría de estos métodos son remediales y están enfocados principalmente hacia la remoción de depósitos en lugar de la inhibición de los mismos.

Los métodos convencionales y no convencionales para el control de parafinas que son efectivos en un sistema de producción no son siempre aplicables en otro yacimiento o incluso en varios pozos dentro del mismo yacimiento.

Es indispensable para facilitar la selección de algún método de control disponer de los parámetros específicos de reconocimiento de un crudo apto para ser tratado por cualquier método así como la caracterización del crudo para poder inhibir y remover el tipo de parafina que se pueda presentar.

2.1 METODOS CONVENCIONALES

Los depósitos de parafinas varían grandemente de un yacimiento a otro, y las diferencias aún han sido notadas en pozos del mismo yacimiento. Para solucionar este problema hay métodos convencionales para controlar la parafina en pozos de petróleo. A través de la historia han logrado excelentes

resultados, en todos los casos, los métodos de control aumentan significativamente el costo de la producción de petróleo. Estos métodos convencionales son:

- Mecánico
- Operacional
- Químico
- Térmico
- Recubrimiento
- Combinado

2.1.1 Método Mecánico.³ El método mecánico es el más viejo de los métodos de control de parafinas, donde raspadores y cortadores son usados extensivamente para remover la parafina del tubing (tubería de producción).

Estas técnicas son relativamente económicas y usualmente resultan en un daño a la formación mínimo. Sin embargo, la parafina raspada puede causar taponamiento a las perforaciones; cuando se circula la parafina raspada hacia abajo del tubing y fuera del casing. Si la limpieza es requerida frecuentemente, la limpieza mecánica llega a ser más costosa, especialmente cuando el valor de la producción perdida es agregado a los costos de limpieza.

Un método de remoción de parafina ampliamente usado en pozos fluyendo naturalmente o con gas lift, emplea un raspador adherido a un cable (wireline). Aunque la mayoría de unidades de wireline son operadas manualmente, algunas unidades raspadoras son controladas automáticamente por un aparato regulador. Otros sistemas requieren cerrar el pozo un tiempo suficiente para que el raspador caiga al fondo del tubing; cuando la producción es restaurada, el raspador se abre o se expande y así raspa la parafina del tubing a medida

que el raspador se mueve hacia la superficie. Para operar esta herramienta, los pozos pueden cerrarse y abrirse manualmente o ser controlados con un aparato regulador.

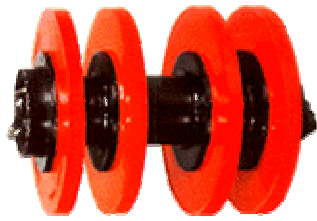
La parafina puede ser removida del tubing de pozos con gas lift con pistones libres (esto se conoce normalmente como plunger lift), instalados para mejorar la eficiencia del gas lift. También los raspadores pueden ser adheridos a las varillas del bombeo mecánico para remover la parafina una vez el pozo está bombeando, así como también se pueden adherir en vez de a una wireline, a una tubería que le proporcionará una mayor fuerza a la hora de raspar la parafina.

Los depósitos en las líneas de flujo (tubería en superficie y oleoductos) pueden ser mecánicamente raspados por forzar tapones solubles o insolubles a través de las líneas. Los tapones solubles son hechos de cera microcristalina (ceras duras) o naftaleno, el cual se disuelve sobre un periodo de tiempo. Los tapones raspadores insolubles son usualmente esferas de cauchos duros o de plástico ásperas afiladas. Dispensadores automáticos son algunas veces usados para inyectar periódicamente estas esferas dentro de la línea de flujo; los raspadores son atrapados al final de la línea y reusados.

Los marranos (pigs) son las herramientas más usadas para remover la parafina en los oleoductos, hay tres diferentes tipos de marranos comerciales convencionales, estos son: marrano de disco, marrano de copa y el marrano polly. Los marranos de disco y de copa son hechos del mismo material pero ellos tienen diferentes diseños y formas. El marrano polly es hecho de un material diferente (espuma) al de los marranos de disco y copa.

En la [figura 3](#). se muestran algunas herramientas que se nombraron anteriormente.

Figura 3. Herramientas Mecánicas



Marrano de Disco



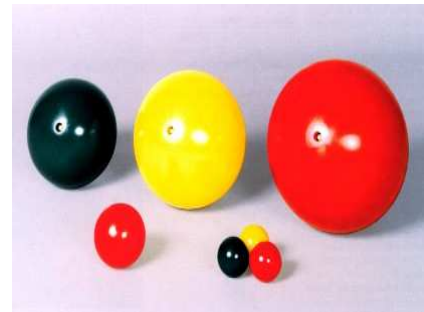
Marrano de Copa



Raspador



Marrano Polly



Esferas Limpiadoras

Fuente: Internet

2.1.2 Método Operacional. Si la tasa de producción es lo suficientemente alta para mantener la temperatura fluyendo por encima del punto de nube del crudo, la depositación de parafina no ocurrirá. En adición, las tasas de flujo más altas ayudan a prevenir a la parafina precipitada que se adhiera a una superficie metálica por la acción de corte en las partículas de parafina en la superficie de depositación. Las tasas de flujo altas pueden también selectivamente remover las fracciones de parafinas más blandas de puntos de fusión más bajos del depósito en crecimiento. El depósito restante se puede acumular más despacio, pero puede ser más difícil para remover debido a que el depósito tendrá parafinas duras de puntos de fusión altos. Ciertos crudos han mostrado aumentos en las tasas de depositación cuando el flujo estaba en el régimen laminar. El flujo turbulento reduce la tasa de depositación en la mayoría de los casos.

2.1.3 Método Químico. El tratamiento químico usualmente es deseado como una alternativa para el aceite caliente (método termodinámico). Después de tener repetidas reincidencias usando procesos de aceite caliente, es sabio probar un método químico de radicación del problema. De hecho los aditivos alteran las propiedades de flujo del crudo ceroso y por eso la depositación de la parafina a las temperaturas frías.⁵

Ambos métodos continuo y a baches 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 es un método en que una bomba especial de inyección es 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 para impactar el pistón de la bomba de inyección, entonces el químico caerá dentro del pozo. El método por baches es

⁵ 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.

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.⁶

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.

2.1.3.1 Solventes. Los solventes generalmente son usados para disolver los depósitos de parafina existentes y usualmente contienen un volumen alto de aromáticos. Los solventes pueden ser usados para inhibir los depósitos de parafina pero esto conllevaría a tener que ser inyectado continuamente e inyectar grandes cantidades de solvente, lo cual sería antieconómico para el usuario. Estos químicos disuelven un peso específico de parafina basado en el peso molecular de la parafina, temperatura, y la presión antes de que el poder del solvente se agote.⁷

Los hidrocarburos clorados, tal como tetracloruro de carbono son excelentes solventes de parafina. Sin embargo, no son generalmente usados porque pueden tener efectos adversos en los catalizadores de la refinería. El disulfuro 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. No debiesen ser usados en operaciones de campo.

⁶ 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).

⁷ NEWBERRY, M.E. and BARRER, K.M. Formation damage prevention through the control of paraffin and asphaltene deposition. En: SPE. No. 13796 (mar. 1985).

Existen dos clases generales de los solventes usados en el campo petrolero para disolver la parafina que 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.⁸

Condensado, keroseno, y diesel son comúnmente usados para disolver la parafina en pozos en los cuales el contenido de asfaltenos del depósito es muy bajo. Los asfaltenos no son solubles en hidrocarburos de cadena lineal (hidrocarburos parafínicos o alcanos) tal como el keroseno, diesel y la mayoría de condensados. El diesel y el keroseno no debiesen ser usados si el petróleo crudo contiene significativo asfalteno, los hidrocarburos no aromáticos pueden causar más precipitación de los asfaltenos 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 los depósitos de asfaltenos. El potencial de solvencia de estos químicos puede ser aumentado tanto como diez veces por la adición de más o menos el 5% por volumen de una amina primaria o secundaria específica, tal como el Targon II de Halliburton, al solvente. Estos solventes ayudan también a disolver la parafina que puede estar depositada con los asfaltenos. 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.

Lo concerniente al medio ambiente tiene que ser reconocido. 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.

⁸ 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 remplazarlos.

La selección de un solvente para cualquier aplicación debiese ser basada en su costo-efectividad en 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 habilitara la selección del mejor solvente en minutos.³

2.1.3.2 Dispersantes.^{1 3 7} Los Dispersantes no disuelven los depósitos de parafina sino que trabajan neutralizando las fuerzas atractivas que ligan a las partículas de parafina a estar juntas, es decir los depósitos son partidos a tamaños de partículas mucho más pequeños donde ellos pueden ser

reabsorbidos por la corriente de petróleo, como un resultado de la afinidad natural de la partícula de parafina por su origen hidrocarburo.

Los dispersantes están químicamente estructurados así que un fin de la molécula es ser atraída a la parafina, mientras que el otro fin es ser soluble en el aceite o agua, dependiendo de la fase en que la parafina se encuentre para ser dispersada.

Los dispersantes son formulados de tales materiales como: los sulfonatos, derivados de alquil fenol, ketonas, terpenos, poliamidas y naftaleno.

Una pequeña concentración de asfaltenos en el petróleo crudo también pueden actuar como un dispersante para los depósitos de parafina.

Los Dispersantes pueden ser usados para la remoción de algunos depósitos tan bien como en un modo preventivo. La aplicación puede hacerse en un tratamiento por baches, continuo y algunas veces como un squeeze a la formación. El tratamiento continuo es usado para prevenir la depositación de parafina pero esto conllevaría más gastos.

Los Dispersantes pueden difundir varias veces su propio peso la parafina pero no tienen la aplicación general de los solventes. Generalmente, dadas las técnicas de pruebas apropiadas un dispersante elegido demostrará ser más costoso y efectivo que los solventes.

Las pruebas de laboratorio ayudan a determinar el químico de mejor desempeño, la concentración apropiada y proporcionar el tiempo de contacto adecuado que es crucial.

El dispersante, es usado en concentraciones de 2% a 10% dependiendo de la cantidad de parafina a ser removida. El dispersante 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), y no constituye un peligro de incendio. Las pruebas de laboratorio han indicado que 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 fluida o bombeada bajo el anular y entonces bombeada fuera con la producción de petróleo; 30 a 50 barriles es un tratamiento típico. Donde la parafina es muy dura y densa, un periodo de remojo de 2 a 4 horas es sugerido antes de retornar el pozo a producción. Las líneas de superficie también pueden ser limpiadas de parafina circulando dispersante a través del sistema.^{9 10}

2.1.3.3 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.

Los surfactantes o detergentes se usan para reducir la depositación de parafina y han sido limitados para unas pocas áreas. El principal uso de un surfactante es ser empleado para cambiarle la mojabilidad a la superficie de la tubería de mojada por aceite a mojada por agua. La película de agua, la cual tiene que ser continuamente mantenida por la adición de surfactantes, 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.

⁹ BARKER, Ken. Understanding paraffin and asphaltene problems in oil and gas wells. [online]. Jul. 2003. Available from web: <www.pttc.org.>.

¹⁰ WOO, G.T.; GARBIS, S.J. and GRAY, T.C. Long-term control of paraffin deposition. En: SPE. No. 13126 (sep. 1984).

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. Las pruebas de laboratorio pueden ser conducidas para seleccionar al mejor surfactante para los pozos en producción de un yacimiento específico para inhibir la depositación de parafina y también para prevenir emulsiones.

2.1.3.4 Modificadores de Cristal.^{11 3} Los modificadores de cristal no disolverán, ni dispersarán o removerán la parafina que ya ha sido depositada, lo que harán es inhibir la depositación de parafina (alterando el cristal de parafina).

Los modificadores de cristal son estructuras químicas especiales producidas sintéticamente para interactuar con la formación de aglomerados de parafina.

Los modificadores normalmente consisten de estructuras que tienen cadenas colgantes incorporadas que interactúan con la formación de los cristales de parafina. Estos productos actúan al nivel molecular para alterar la tendencia de las moléculas de parafina a acumularse una con otra, por consiguiente reduciendo la capacidad de la parafina de formar una red cristalina dentro del petróleo. Esta habilidad para actuar al nivel molecular los hacen verdaderamente efectivos en concentraciones de partes por millón. Mientras que el aceite caliente, agua caliente y los solventes son requeridos a concentraciones que son múltiples de la concentración de parafina. Cualquier cosa que interrumpa la formación, o las 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.

¹¹ BECKER, JR. Oilfield paraffin treatments: hot oil and hot water compared to crystal modifiers. En: SPE. No. 63123 (Oct. 2000).

Los modificadores de cristal tienen la estructura molecular similar a la parafina que esta precipitando, por consiguiente co-precipita o co-cristaliza con la parafina por tomar el lugar de una molécula de parafina en la malla cristalina. Sin embargo, también coloca un impedimento sobre el cristal de parafina que interferirá con el correcto alineamiento de las nuevas moléculas entrantes de parafina y terminará con el crecimiento de la red cristalina.

Los modificadores de cristal tienen que ser inyectados continuamente y tienen que estar en el petróleo antes de que la depositación empiece.

En la [figura 4](#). se muestra una idea de la modificación del cristal.

La depositación de parafina es reducida o eliminada y frecuentemente tienden a alterar las propiedades reológicas del crudo por cuanto reducen la viscosidad y el punto de fluidez.

Los polímeros y copolímeros son los modificadores de cristal más comunes para reducir la depositación de parafina en los pozos de petróleo. Estos productos químicos son: polietileno, copolimero esters, copolímeros etileno-vinil acetato, copolímeros olefina-ester, copolímeros ester-vinil acetato, y resinas alquil fenol. Polímeros adicionales están siendo desarrollados para aumentar la habilidad del manejo de los problemas de parafinas. Los modificadores de cristal son altamente selectivos y frecuentemente son sólo efectivos sobre un limitado número de crudos.

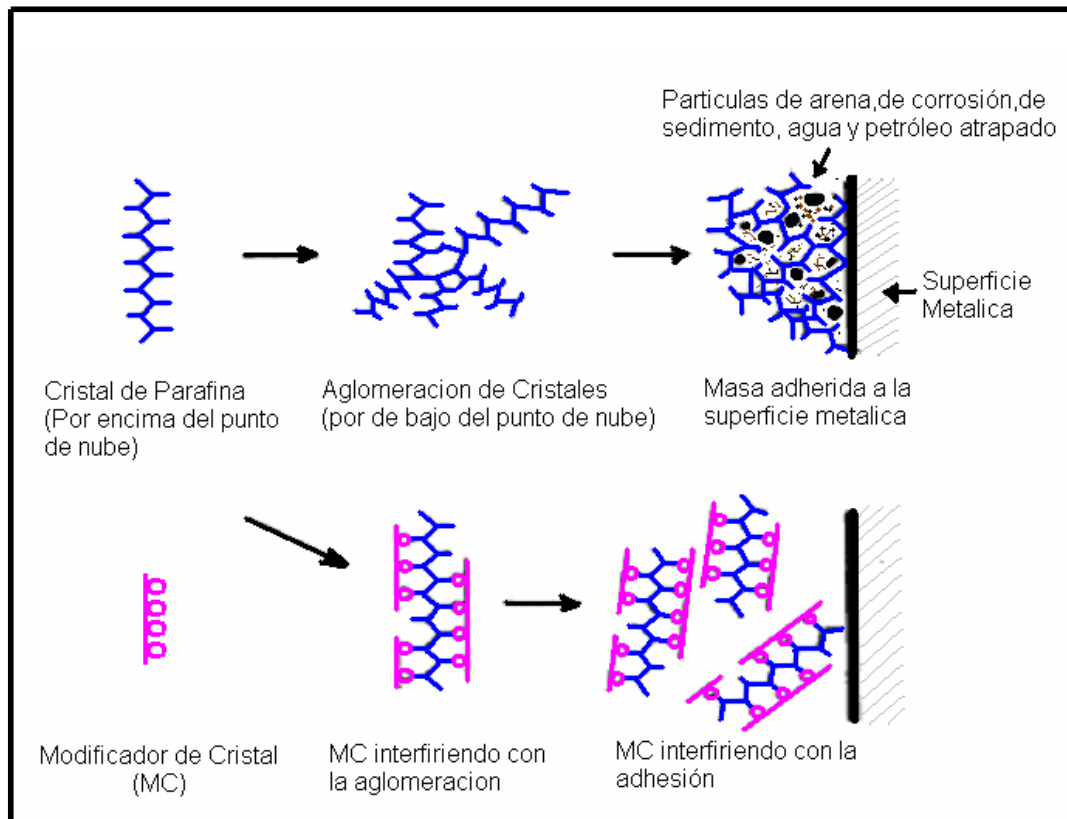
Desafortunadamente, los modificadores de cristal son materiales cerosos que exhiben puntos de fusión altos, que normalmente son sólidos a temperatura ambiente del lugar de producción. Para que sean bombeados estos productos de control de parafinas en el pozo, usualmente necesitan ser drásticamente diluidos con solventes.

Las pruebas de laboratorio y de campo ayudarán a elegir el producto químico de mejor desempeño.

Los inhibidores rara vez eliminan el requerimiento de aceite caliente o raspadores.^{1 12}

¹² BILDERBACK, C.A and MCDOUGALL, L.A. Complete paraffin control in petroleum production. EN: SPE. No. 2175 (sep. 1969).

Figura 4. Efecto del Modificador de Cristal en la Deposición



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

2.1.4 Método Térmico. En muchos procesos de campos petroleros el calor es esencial para la efectividad de un tratamiento; la parafina es fundida por calor, y la resolución de la emulsión es ayudada por calor. Sin embargo, la cantidad de calor suministrado por unidad de volumen es también importante aún crucial para la realización de estos efectos. Cuando se vuelven cristales de parafina, la distancia que una molécula de parafina está separada de otra determina la cantidad de calor requerido para fundir una parafina de peso molecular específico.¹¹

Existen varias técnicas para remover parafinas térmicamente:

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

2.1.4.1 Inyección de aceite caliente. La técnica de remoción térmica más común y bien documentada es la inyección de aceite caliente.¹³

La inyección de aceite caliente es un proceso que utiliza calor para disolución y remoción de los depósitos de parafina de un pozo.

Un camión recoge una carga de aceite, lo calienta de 150°F a 300°F y lo bombea dentro del pozo. La inyección es hecha por el tubing o directamente por el espacio anular. Cuando el aceite caliente es bombeado por el anular, éste rodea el tubing calentándolo lo suficiente para fundir la parafina depositada en él.

Cuando se presenta un incremento en la profundidad de depositación de la parafina la cantidad de aceite inyectado o su temperatura deben incrementarse debido a las pérdidas de calor fuera de las paredes del casing y al aceite que está siendo producido.¹⁴

El aceite caliente ha sido un método popular de remoción de parafina, pero, hecho impropriamente, puede causar taponamiento significativo en las perforaciones o sistema poroso de la formación.³

¹³ KEATING, J. F. and WATTENBARGER, R. A. The simulation of paraffin deposition and removal in wellbores. En: SPE. No. 27871 (Mar. 1994).

¹⁴ BARKER, K. M. Formation damage related to hot oiling. En: SPE. No. 16230 (Nov. 1989).

La mayoría de fluido que es inyectado por el anular fluye hacia la formación antes de que este sea producido de regreso. El fluido normalmente no permanece en el anular esperando a ser producido de regreso.¹⁵

En un tratamiento típico de aceite caliente, el crudo (usualmente del fondo de los tanques de almacenamiento que contienen un porcentaje más alto de sólidos parafínicos) es calentado, liberando las fracciones más volátiles y más adelante concentrando los sólidos parafínicos.

El aceite caliente que se mueve hacia abajo por el anular se enfría y se forman sólidos parafínicos a medida que la temperatura es reducida. Si este aceite se mueve hacia las perforaciones debido al nivel de fluido incrementado resultante del tratamiento, entonces resulta en taponamiento.

De esta forma es como el fluido usado en la inyección de aceite caliente puede dañar la formación, y aún más si es saturado con parafina o contiene otros contaminantes adquiridos del tanque surtidor o a lo largo del recorrido.

Usualmente el trabajo de aceite caliente es hecho sobre una base de rutina y resulta en una historia de producción cíclica. Después de cada tratamiento de aceite caliente resulta en incrementos de la producción, pero gradualmente más y más perforaciones son taponadas y la producción cae más rápidamente y a niveles cada vez más bajos.

Esto puede parecer una situación normal en la curva de declinación, pero de hecho puede ser una situación corregible.³

Cuando se inyecta aceite caliente en un pozo este se enfría rápidamente, porque generalmente la capacidad calorífica del pozo excede a la capacidad

¹⁵ RODRIGUEZ APARICIO, Sandra Leticia. Pautas para una buena práctica del proceso de inyección de aceite caliente. Bucaramanga, 1997. Trabajo de grado. UIS. Facultad de Ing. Físicoquímicas. Escuela de Petróleos.

calorífica del fluido inyectado y calor significativo se pierde hacia la formación. La efectividad de la inyección de aceite caliente en la remoción de parafina de un pozo depende de la profundidad a la cual el pozo es calentado por encima del punto de fusión de la parafina comparado con la profundidad a la cual ocurre la depositación de parafina. La cantidad de fluido bombeado, tasa de bombeo y temperatura varía de un trabajo a otro.

2.1.4.2 Inyección de agua caliente. El agua caliente se introduce para proveer una alternativa a la inyección de aceite caliente.

Los tratamientos plenos de agua caliente no pueden proveer la solvencia que el aceite caliente puede; consecuentemente paquetes de surfactantes se adhieren frecuentemente para ayudar en la dispersión de la parafina en la fase agua.

Las combinaciones de surfactante y agua caliente producen partículas de parafina mojadas por agua muy grandes. Estas partículas a menudo causan perturbaciones en las baterías reuniéndose en la interfase entre el agua separada y el aceite.

La resolución de parafinas mojadas por agua requiere sustancialmente cantidades más grandes de desemulsificante que las dos fases aceite y agua normalmente manejadas por los tratadores de calor.

Debido a la capacidad calorífica mayor del agua, la cantidad de calor que alcanza el fondo del pozo puede ser ligeramente mayor que el que se obtiene por la inyección de aceite caliente. Sin embargo, la no existencia de solvencia que posee el agua reduce ampliamente la capacidad de transporte de parafina del agua.

Aunque la adición de surfactantes o dispersantes al agua ayudan en la remoción de parafina, la reducida distancia de separación de las moléculas actúa opuesta a cualquier beneficio de temperatura.¹¹

Muchos operadores creen que la inyección de agua caliente es más efectiva térmicamente que la inyección de aceite caliente por la alta capacidad calorífica del agua. Estos ignoran el factor que el proceso está usualmente limitado por los BTUs producidos por el camión calentador, pero a causa de las limitaciones de la caldera esto toma más tiempo y entonces el beneficio no es tan grande como se presume.¹⁵

2.1.4.3 Calentadores en el fondo del pozo. Los calentadores eléctricos pueden ser empleados para elevar la temperatura del crudo a medida que entra a la boca del pozo.

Comúnmente, el calentador es un calentador de resistencia eléctrica. La cantidad de energía que es suministrada al resistor puede ser controlada por el operador. Idealmente, la temperatura del aceite deberá ser lo suficientemente alta para que no se enfríe hasta su punto de nube antes de alcanzar la superficie.

Esta técnica está limitada por aspectos económicos, costos de mantenimiento del sistema de calentamiento, y disponibilidad de potencia eléctrica. Más allá, si la temperatura del aceite en el calentador es muy alta, el crudo puede coquearse y taponar las perforaciones.^{3 13}

2.1.4.4 Calentadores eléctricos de la tubería. El calentamiento eléctrico del tubing para remover y eliminar la depositación de parafina también no es un tópico común en nuestra industria.

Para esta técnica, la energía eléctrica es alimentada hacia el tope del tubing. Por seguridad, la cabeza de pozo está eléctricamente aislada del tubing. Esta corriente eléctrica fluye hacia abajo por el tubing hasta el fondo de la zona de parafina depositada donde un contactor del casing completa el circuito.

El uso de calentamiento eléctrico en líneas de superficie y recipientes tiene alguna popularidad. Sin embargo, el uso de esta tecnología para remover parafina del tubing es aún emergente en nuestra industria. Se debe especificar una tasa de energía.

Esta potencia eléctrica se adiciona al tubing y al casing. Aproximadamente 70 a 75 % de la potencia eléctrica agregada al tubing se disipa en el tubing. El resto de la potencia va por el contactor y se disipa en el casing. Las fracciones de la potencia total que se disipa por el tubing y el casing, se especifican por el operador.

Estas dos fracciones de potencia eléctrica están distribuidas igualmente a lo largo del tubing y el casing a la profundidad designada (la profundidad del contactor).¹³

2.1.5 Método Recubrimiento.^{3 6} Las tuberías recubiertas de plástico, las tuberías recubiertas con compuestos químicos, las tuberías con fibra de vidrio y las tuberías plásticas lisas, son usadas en algunas áreas para reducir la tasa de depositación de parafina. Sin embargo, Las tuberías plásticas lisas, las tuberías recubiertas de plástico, las tuberías recubiertas con compuestos químicos y las tuberías con fibra de vidrio son usualmente seleccionadas para prevenir la corrosión.

Aunque la depositación de parafina sobre superficies plásticas o de vidrio es mucho más lenta que sobre superficies metálicas, la acumulación continuará a la misma tasa como sobre la tubería de acero después de que la tubería

plástica ha sido cubierta con una capa de parafina. Por el cual la parafina eventualmente debe ser limpiada de la tuberías plástica lisa, la tubería recubierta de plástico, la tuberías recubierta con compuestos químicos o de la tubería con fibra de vidrio, los problemas de limpieza tienen que ser considerados. Por ejemplo, los solventes o el aceite caliente dañarán la tubería de PVC.

El trabajo de aceite caliente en tuberías plásticas reforzadas con fibra de vidrio puede reventar la tubería plástica en las juntas. Por eso, se debe ejercer considerable cuidado con las tuberías plásticas reforzadas con fibra de vidrio para mantener la presión de bombeo por debajo de la presión de trabajo del grado de tubería durante el calentamiento con aceite. También, la temperatura del aceite caliente debe ser considerada en la determinación de la presión de trabajo permisible de la tubería plástica. En general, el rango de presión de trabajo debe disminuirse a temperatura por encima de 150°F.

El tubing recubierto con compuestos químicos, es cubrir el tubing 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, una capa fenólica más delgada que 5 milímetros no es recomendada debido a la probabilidad más grande de espacios sin recubrir. Las capas fenólicas pueden ser calentadas hasta 300°F sin que se dañen. La temperatura del aceite caliente de líneas cubiertas con epoxi no deberán exceder los 150°F.

La técnica del tubing con fibra de vidrio es colocar una capa de 0.8-1.0 milímetro de vidrio con alta firmeza sobre la pared interior del tubing. 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, tal como para hacerle a la parafina difícil de

adherirse firmemente a la superficie de la pared de la tubería, así como también reducen la rugosidad de la tubería, disminuyendo con esto la tasa de depositación de la parafina. Por consiguiente la precipitación de parafina se inhibe.

El mecanismo básico de funcionalidad del tubing recubierto o de plástico es el mismo que el del tubing con fibra de vidrio, pero la eficacia de inhibición de parafina del tubing con fibra de vidrio que es mayor no podría igualarse con el del tubing recubierto con fenólicos o de plástico. El transporte y la instalación del tubing recubierto son más convenientes que el del tubing con fibra de vidrio.^{16 17}

2.1.6 Método Combinado. En muchos casos se utiliza la combinación de dos o más métodos para contrarrestar el problema de la depositación de parafinas. Uno de los métodos combinados más comunes para el tratamiento de los bancos de parafinas es el termoquímico debido a su efectividad, aunque es relativamente costoso. Consiste en tratar térmicamente los cristales de parafinas formados, disolverlos y mediante el agregado químico evitar su regeneración. El problema aquí es mirar la afinidad que tengan los métodos a ser combinados y que el costo-efectividad sea mejor que el método individual.

¹⁶ 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)

¹⁷ JORDA, R.M. Paraffin depositon and prevention in oil wells. En: SPE. No. 1598 (dic. 1966).

2.2 MÉTODOS NO CONVENCIONALES:

Debido a que no existe un tratamiento efectivo universal para la depositación de parafinas, en los últimos años se han desarrollado tratamientos alternativos para controlar la depositación de parafinas en los pozos de petróleo. Los métodos no convencionales para el control de parafinas son:

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

2.2.1 Método Magnético.¹⁸ La inhibición magnética es la técnica más reciente aplicada en diferentes sistemas de producción para establecer un control continuo en la precipitación de parafina. Este método utiliza el carácter diamagnético de las sustancias orgánicas como el petróleo, que al ser tratadas magnéticamente sus moléculas se polarizan y se repelen entre si, manteniéndose dispersas en el fluido suprimiendo de esta manera la formación de depósitos de parafina en las paredes internas de la tubería.

Esta técnica desarrollada e implementada en más de 14000 pozos de petróleo en la china, es de gran efectividad, no requiere la aplicación de químicos adicionales y los costos de aplicación del método de inhibición son relativamente bajos.

¹⁸ CENTENO CARDONA, Edgar. Desarrollo de un modelo para evaluar la aplicabilidad de la herramienta magnética.2001.Tesis de Postgrado.UIS. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

El carácter selectivo de este método se convierte en una de sus mayores desventajas, ya que es aplicable sólo a crudos de características específicas.

Son diversos los autores que han expuesto sus puntos de vista acerca del tratamiento magnético como método revolucionario en el control de parafinas entre ellos se encuentran:

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.

ZHAN 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.

En las pruebas se acentuaron el estudio de las variables: intensidad y configuración del campo magnético, viscosidad y tasa de flujo del crudo, tiempo de tratamiento y contenido de parafina en el crudo. Los resultados mostraron que las propiedades 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.

WANG 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 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.

2.2.1.1 Descripción y tipos de herramientas magnéticas. La herramienta magnética presenta dos prototipos:

- De imanes permanentes
- Electromagnética

La herramienta de imanes permanentes consta de tres cuerpos: carcasa, portaimanes e imanes permanentes. Su fabricación es de acero revestido de cromo duro resistente a la corrosión. La cantidad, intensidad y ubicación de los imanes dependen de las pruebas magnéticas de laboratorio y temperatura de tratamiento.

Esta herramienta puede ser instalada en la tubería de producción o en las facilidades de superficie donde se requiera el tratamiento magnético, no presenta problemas en su instalación ya que tiene el mismo diámetro de la tubería y puede ser instalada mediante flange o junta y roscada.

La herramienta de imanes permanentes no requiere de energía eléctrica ya que los imanes permanentes suministran en forma natural el campo magnético requerido para inhibir la precipitación de depósitos orgánicos.

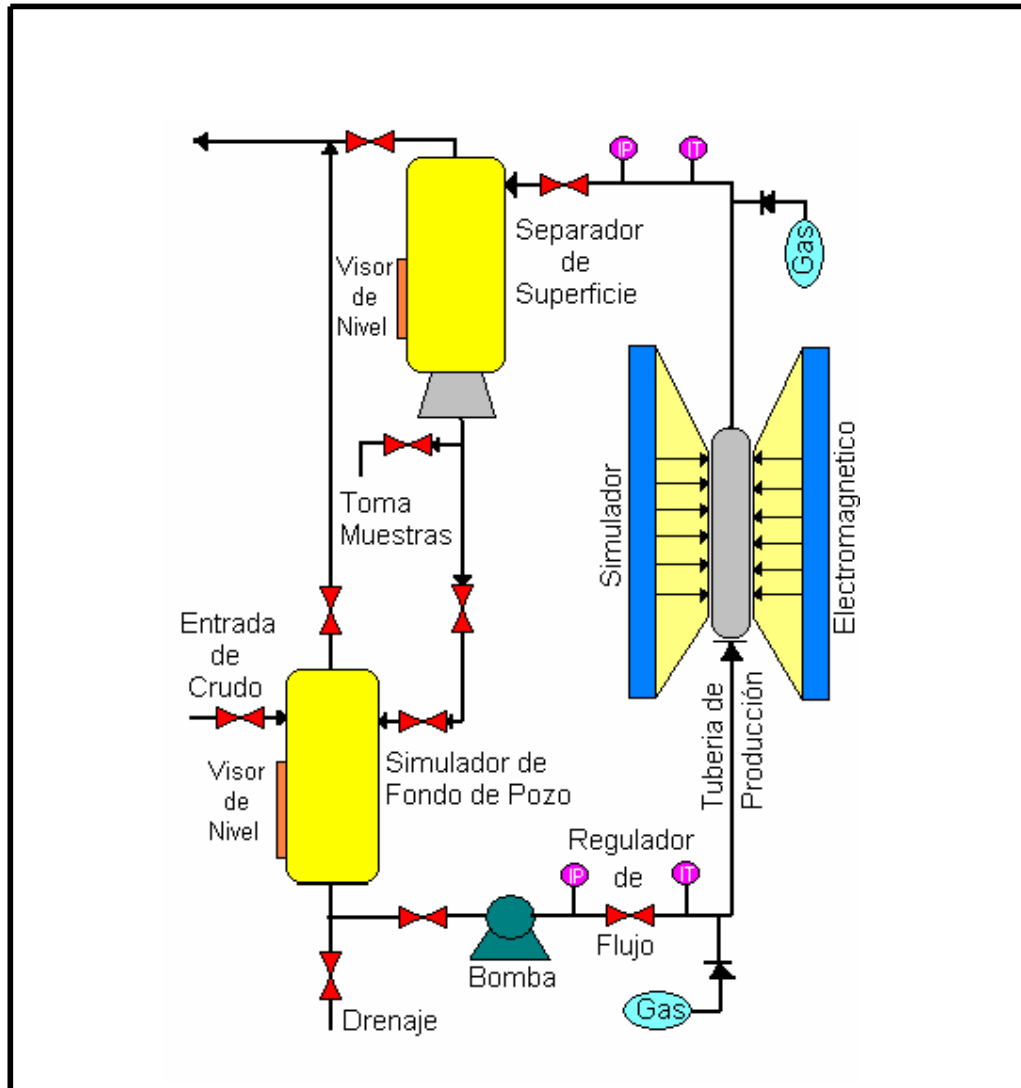
La herramienta electromagnética consta de un acelerador de electrones, un electroimán de potencia y una caja de control que permite regular la intensidad del campo magnético requerido para el tratamiento.

Su consumo de energía es menor de 300 watts en promedio, y generalmente se ubica en superficie donde la temperatura sea igual a la temperatura de tratamiento dado por las pruebas de laboratorio.

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.

2.2.1.2 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), es una herramienta de imanes permanentes para ser instalada como un accesorio de fondo o superficie. Diseñada para inhibir magnéticamente los depósitos de parafina. MAGCOP, no requiere de energía eléctrica, permite cualquier tipo de operación y se especifica con base en los resultados obtenidos en el simulador del laboratorio ([figura 5.](#)), escalando las condiciones de producción del fluido a tratar.

Figura 5. Simulador Magnético de Laboratorio

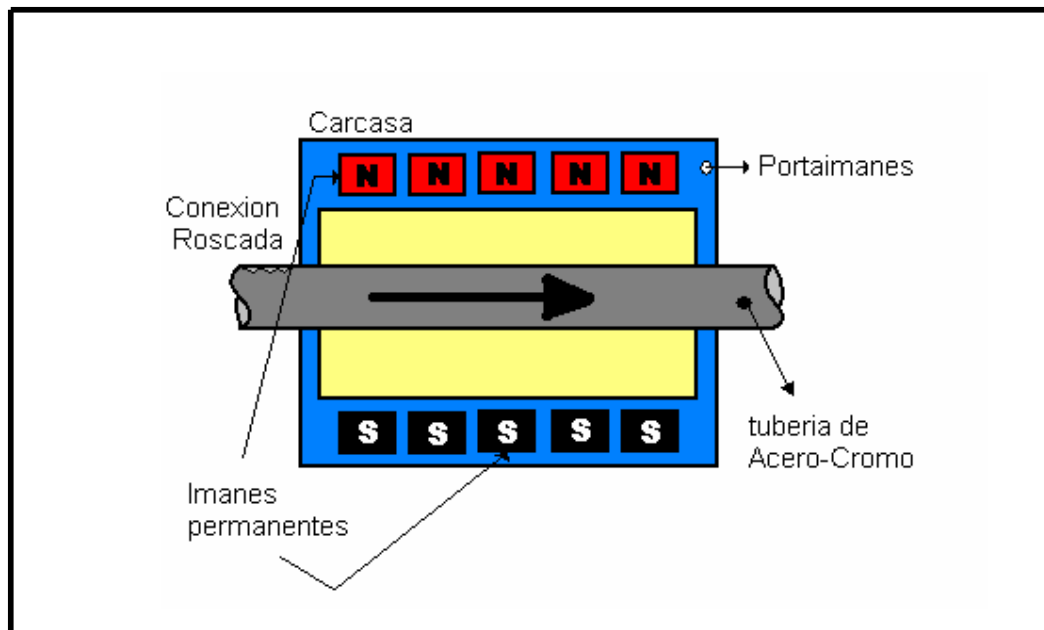


Fuente: MEDINA Zarate, Carlos. Aplicación de herramientas magnéticas diseñadas por ECOPETROL para inhibir parafina en los sistemas de producción. En: CONGRESO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. (1995:Bogotá). p. 258-262.

Una vez establecidas las condiciones de producción del fluido (caudal y temperatura) en el simulador, se aplica el campo magnético en diferentes magnitudes y configuraciones (axial, transversal, longitudinal y radial), manteniendo monitoreo constante de las características de la muestra

mediante pruebas de laboratorio hasta alcanzar las condiciones más apropiadas que permitirán el desarrollo del prototipo (figura 6.), su posterior instalación y pruebas de evaluación respectivas de campo.

Figura 6. Prototipo de la Herramienta Magnética “MAGCOP”



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

La orientación del campo magnético, permite direccionar la reorientación del momento dipolar de las moléculas expuestas al campo magnético. Experimentalmente se ha determinado que el campo transversal tiene mayores efectos en el tratamiento magnético de un crudo, pero igualmente, las otras disposiciones deben ser analizadas.

2.2.2 Método Microbial.^{19 20} Durante la última década, el método de remediación microbiana ha sido seleccionado 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, pero sus mecanismos y productos no han sido todavía identificados totalmente. Aunque es un método relativamente nuevo para el control de parafinas, muchos operadores están aún inseguros acerca de sus beneficios técnicos y económicos.

Pruebas de campo recientes indican que los microorganismos, vivos, de ocurrencia natural en el medio marino, seleccionados y adaptados para digerir la parafina en una situación particular del pozo, pueden remover, o reducir la severidad de la depositación de parafina sobre un período de tiempo.

Los microorganismos tienen las siguientes características:

- No tóxicos
- No cancerígenos
- No patogénicos
- No combustibles
- Anaeróbicos
- 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.

¹⁹ SADEGHZAD, Ayoub. And GHAEMI, Nasser. Microbial prevention of wax precipitation in crude oil by biodegradation mechanism. En: SPE. No. 80529 (apr. 2003).

²⁰ 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).

El principal metabolismo del tratamiento microbioal puede ser clasificado como biodegradación y producción de químicos como el ácido orgánico (graso), biosurfactantes, 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 de las bacterias tales como ácidos orgánicos (grasos), biosurfactantes, alcohol, acetonas, éteres, y gases, actúan deshaciendo los depósitos de parafinas.^{3 21}

2.2.3 Método Mecánico (Coiled Tubing). La tecnología del coiled tubing es otra técnica de procedimientos de limpieza del pozo o de las líneas de flujo. Un camión grande se usa 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). En la [figura 7](#). se muestra la herramienta coiled tubing.

El pozo es entonces inundado con los fluidos de los carrotanques que contienen solventes, bombeados a alta presión para limpiar el tubing cuando el coiled tubing es bajado al pozo.

²¹ GIANGIACOMO, Leo. Stripper field performance comparison of chemical and microbial paraffin control systems. En: SPE. No. 52131 (mar. 1999).

Esta técnica combina los tratamientos químico, mecánico y frecuentemente el térmico que son empleados para remover las restricciones y obstáculos presentes en la tubería. Esto es bastante eficaz para las compañías de producción integradas que mantienen su propia flota de camiones de coiled tubing.

El coiled tubing puede ser usado para remediar varios tipos de obstáculos:

- **Sólidos orgánicos:** Parafinas, asfaltenos 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 7. Herramienta Coiled Tubing



Coiled tubing



Carrete de Coiled Tubing

Fuente: www.halliburton.com

2.2.4 Método Ultrasónico.²² La presente invención es un método para mitigar la depositación de parafina sobre las paredes del tubing. El método consta de colocar de al menos un aparato generador de frecuencia ultrasónica adyacente a las paredes del tubing y produciendo al menos una frecuencia ultrasónica en consecuencia de esto desintegrando la parafina e inhibiendo la parafina de adherirse 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. Mientras tres frecuencias particulares han sido identificadas como las frecuencias óptimas de operación. Estas frecuencias son sólo una guía para la selección de la frecuencia deseable 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.

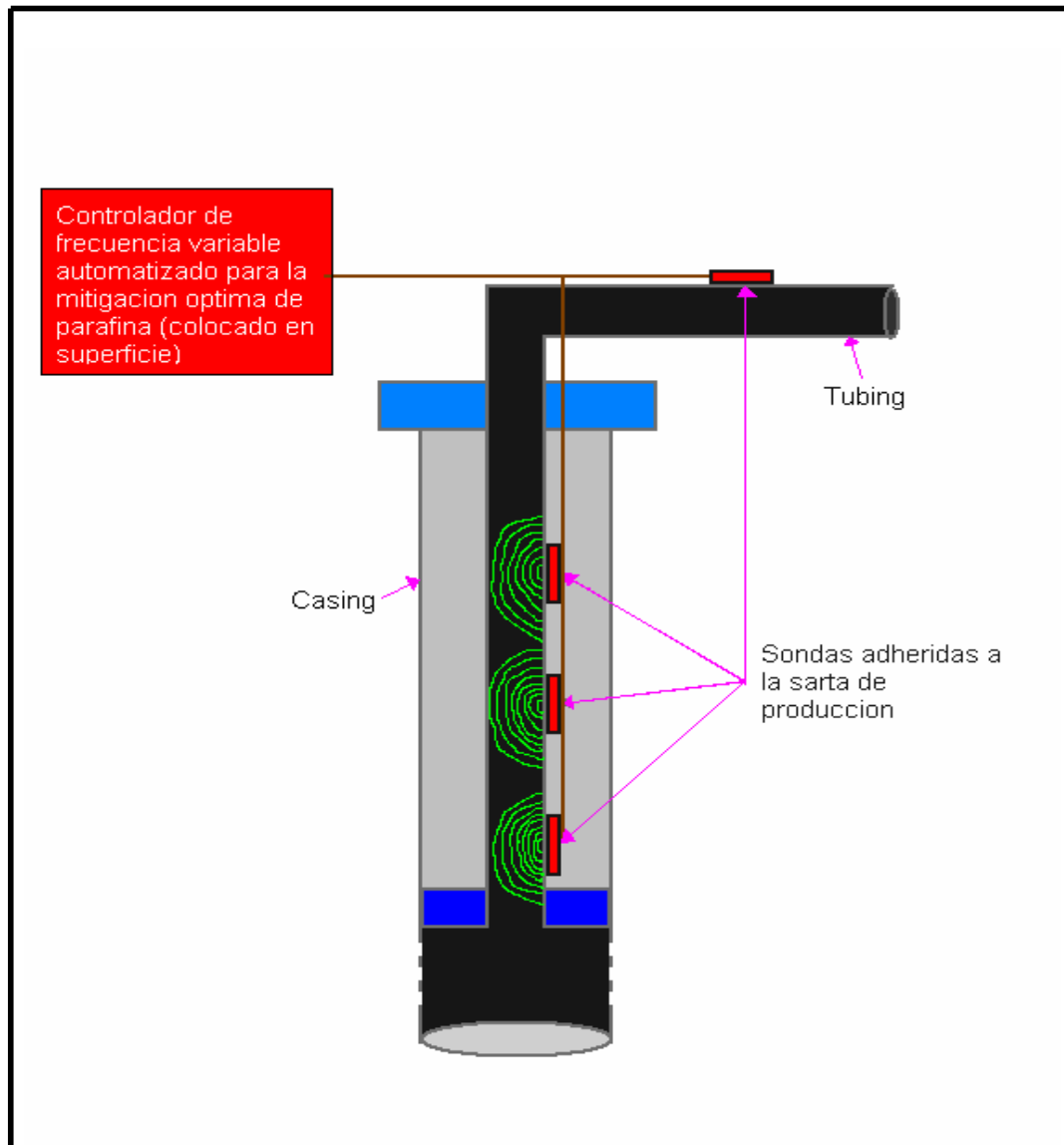
La primera frecuencia es la frecuencia característica del tubing. Usando la primera frecuencia, las ondas ultrasónicas ponen al tubing a vibrar en consecuencia de esto inhibiendo la parafina de la depositación en la pared. La segunda frecuencia es la frecuencia que rompe la parafina en partículas más pequeñas por romper los enlaces los cuales causan que las moléculas de parafina se unan unas con otras. La tercera frecuencia realmente rompe los enlaces de las moléculas de parafina así que los alcanos de cadena larga son partidos a moléculas más pequeñas. Estas moléculas mas pequeñas serán más solubles en el crudo y así no precipitarán como cera. Consecuentemente el generador de ondas ultrasónicas emitirá todas o cualquiera de las tres frecuencias, dependiendo de las frecuencias que no están teniendo el efecto deseado.

²²TOWLER, 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.

La combinación de estas tres frecuencias grandemente reduce la depositación de parafina así que es más manejable y la remoción es requerida con menos frecuencia.

La [figura 8.](#) es una ilustración esquemática del sistema para mitigar la precipitación de parafina del petróleo crudo usando ondas ultrasónicas.

Figura 8. Sistema de mitigación de parafina usando ondas ultrasónicas



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

3. SCREENING DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE PARAFINAS EN POZOS DE PETRÓLEO

Con la variabilidad en la composición del petróleo crudo, la investigación en esta área ha fracasado en conseguir un tratamiento efectivo universal para la depositación de parafinas, por eso los métodos de control presentan un carácter selectivo, es decir no son aplicables en toda clase de crudos. Estas características de los métodos estableció la necesidad de realizar un screening que evalué su aplicabilidad en crudos con características físico-químicas conocidas, ya que con esto nos permitirá sugerir la metodología que seleccione el método de control más óptimo en pozos de petróleo con problemas de parafinas. Todo esto nos ayudará a eliminar simulaciones de laboratorio y pruebas de campo innecesarias y además costosas.

3.1 MÉTODO MECÁNICO

El método mecánico no presenta factores determinantes que le afecten su desempeño con respecto a las características físico-químicas del crudo, pero conllevan una serie de desventajas y ventajas a la hora de su aplicación.

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 conllevara a una remediación más difícil.

Al método mecánico su aplicabilidad no se le vera afectada por las características físico-químicas del crudo (tabla 2.).

Tabla 2. Aplicabilidad del Método Mecánico

MÉTODO MECÁNICO	
PARÁMETRO	Aplicabilidad
Punto de fluidez (°C)	*
Tipo de parafina	*
Cantidad de parafina (%W)	*
Corte de agua (%)	*
* Cualquiera	

Fuente: autores

Los parámetros de la tabla 2. son los cuatro parámetros básicos que definen la aplicabilidad de la gran mayoría de los métodos de control de parafinas en pozos de petróleo.

3.2 MÉTODO QUÍMICO

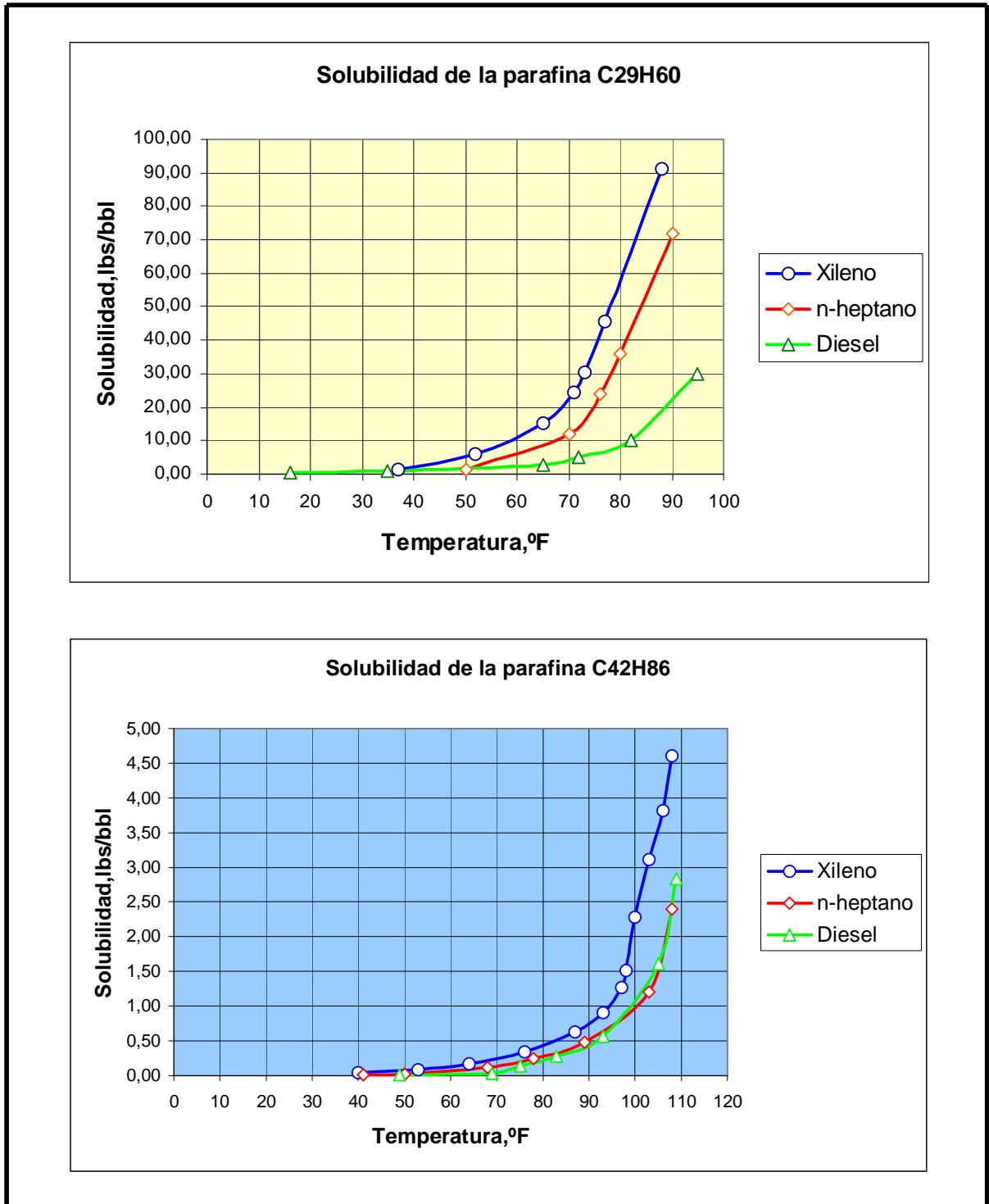
3.2.1 Solventes.⁸ Barker y Newberry encontraron una serie de factores que afectan la remoción de la parafina usando solventes. Algunos de los más importantes de estos son los siguientes: solvente usado, tipo de parafina, cantidad de parafina, temperatura y tiempo de contacto. Cualquiera o todas estas 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.

- **Solvente usado.** Diferentes solventes tienen diferentes habilidades para disolver la parafina. Si mantienes el tipo de parafina, temperatura y tiempo de contacto constante y tratas diferentes solventes veras grandes diferencias en el desempeño entre solventes. Dos clases generales de solventes usados en el campo petrolero para disolver parafina son alifáticos y aromáticos. Los solventes son frecuentemente elegidos en base en el precio por galón o precio por barril en vez de la efectividad. Los solventes patentados o de especialidad son vendidos por numerosas compañías, pero la falta de técnicas de pruebas estandarizadas hacen las comparaciones difíciles. El xileno es conocido para formar la base estructural de muchos solventes químicos comerciales y es prácticamente el que mayor solvencia presenta. En la [figura 9](#). se muestra la solubilidad de la parafina en varios solventes, dando por hecho la superioridad del xileno a la hora de disolver parafina.

- **Tipo de parafina.** los depósitos de parafinas pueden variar en longitud de cadena de $C_{20}H_{42}$ a $C_{103}H_{208}$ en un sistema, y por eso tienen una variedad amplia de características de solubilidad. Un alcano de cadena más corta en la superficie puede disolverse fácilmente en una temperatura mas baja mientras que un alcano de cadena más larga no se disolverá todo con el mismo

solvente en el tubing. Barker y Newberry hicieron las pruebas en tres tipos de parafina 100% refinada: $C_{29}H_{60}$ parafina de longitud de cadena promedio (shellwax 200), $C_{37}H_{76}$ promedio (shellwax 300) y $C_{42}H_{86}$ promedio (shellwax 700). Estos depósitos cubren un alto porcentaje de los depósitos observados en el campo. Las shellwaxes son parafina pura y son tres a cinco veces más concentradas que los depósitos de campo el cual normalmente contienen más petróleo entrampado en su estructura. Analizando el comportamiento del solvente con el tipo de parafina se llegó a la conclusión que la cantidad de parafina disuelta por cualquier solvente disminuye cuando la longitud de cadena del carbono aumenta, esto lo podemos notar en la figura 9.

Figura 9. Solubilidad de la parafina en varios solventes



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

De la figura anterior podemos notar que para el tipo de parafina mayor o igual a $C_{42}H_{86}$ el desempeño de los solventes es muy bajo, es decir remueven menos del 2 % de su peso, con esto y más las experiencias de campo con crudos en la china, con más de 9000 pozos probados se sugiere que la aplicación del solvente respecto al tipo de parafina se haga con parafinas menores o igual a $C_{40}H_{82}$.

- **Cantidad de parafina.** La cantidad de parafina que necesita ser disuelta en un sistema en el campo petrolero es casi siempre una incógnita. El único lugar que provee una posibilidad razonable de calculación sería una interfase o fondo de tanque que es aislado y medible a unos grados. Cuando el tratamiento a la formación para parafina de longitud de cadena muy alta que esta reduciendo la permeabilidad de la roca o un deposito en el tubing de longitud desconocida, la cantidad de parafina es desconocida. Usualmente, la cantidad de parafina presente es subestimada, y esto causa un fracaso para remover toda la parafina. Un deposito de $\frac{1}{4}$ pulg. de parafina en una varilla de $\frac{3}{4}$ pulg. y un tubing de $2 \frac{7}{8}$ pulg. es más o menos una libra por pie y toma el 47% del volumen disponible del tubing entre las varillas y la pared del tubing. La cantidad de parafina realmente disuelta por un solvente diferirá de una cantidad de parafina realmente removida de un punto en el sistema porque una de las parafinas serán movilizadas sin disolución realmente. Si solo removemos o movilizamos esta parafina podría causar problema corriente abajo del punto de remoción. Es la experiencia de Barker y Newberry que la mayoría de los operadores creen que la parafina ha sido disuelta cuando realmente la mayoría del depósito realmente ha sido removido por movilización.

- **Temperatura.** 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, esto lo podemos notar en la figura 9. El problema es en mantener el solvente

caliente después de la aplicación. La temperatura es una variable que no puede ser controlada en el sistema. La temperatura varía desde la formación hasta la refinería. Calor puede ser aplicado, pero es pronto perdido. El calentamiento no hace que la parafina se quede en solución indefinidamente. Solo disuelve la parafina dentro de la solución mientras la temperatura esta alta.

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 nos aumentará sus propiedades de solvencia pero se puede correr el riesgo de perder producto si esta sobre pasa el punto de ebullición del solvente.

El trayecto del solvente desde que disuelve la parafina hasta que llega a superficie va perdiendo temperatura naturalmente debido a esto la cantidad de parafina disuelta por el solvente puede que se redeposite, entonces para evitar este problema se aconseja enviar el solvente con algún dispersante o modificador de cristal para evitar que la parafina se redeposite, o también podría ser aumentando la dosis del solvente para que pueda mantener más parafina en solución.

- **Tiempo de contacto.** El tiempo de contacto es muy importante en temperaturas por de bajo de 100°F y para parafina de longitud de cadena más alta. Los tiempos de contactos para estas condiciones son normalmente más largos que lo deseable para aplicaciones de campo. El tiempo de contacto necesario para una efectiva aplicación de solvente es altamente dependiente de la temperatura, mezcla, solvente, cantidad de parafina y longitud de cadena.

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

Recomendándose 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 (weight) (tabla 3.), ya que el método magnético aquí no es eficiente y los demás métodos (mecánico, térmico y modificadores de cristal) son más costosos y más perjudiciales.

La tabla 3. se realizó en base al análisis del desempeño que tiene el xileno a la hora de remover la parafina, ya que es el solvente más usado y es uno de los mejores solventes.

Tabla 3. Aplicabilidad del Método Químico (solventes)

MÉTODO REMOCIÓN QUÍMICA	
PARAMETRO	Aplicabilidad
Punto de fluidez (°C)	*
Tipo de parafina	C₁₃ - C₄₀
Cantidad de parafina (%W)	*
Corte de agua (%)	*
la mejor opción cuando:	
Cantidad de parafina (%W)	> 30
Punto de fluidez (°C)	> 40
* Cualquiera	

Fuente: autores

3.2.2 Modificadores de Cristal.²³ Los modificadores de cristal son altamente selectivos y frecuentemente son solo efectivos sobre un limitado número de crudos. Esto se exhibe cuando un modificador de cristal solo trabajará para un crudo específico, aún cuando en un escaso cambio en la composición de la parafina del petróleo crudo lo llevará a reducir o causar una total pérdida del desempeño del tratamiento. La especificidad se origina de la interacción entre las cadenas colgantes del modificador y las parafinas presentes en el crudo.

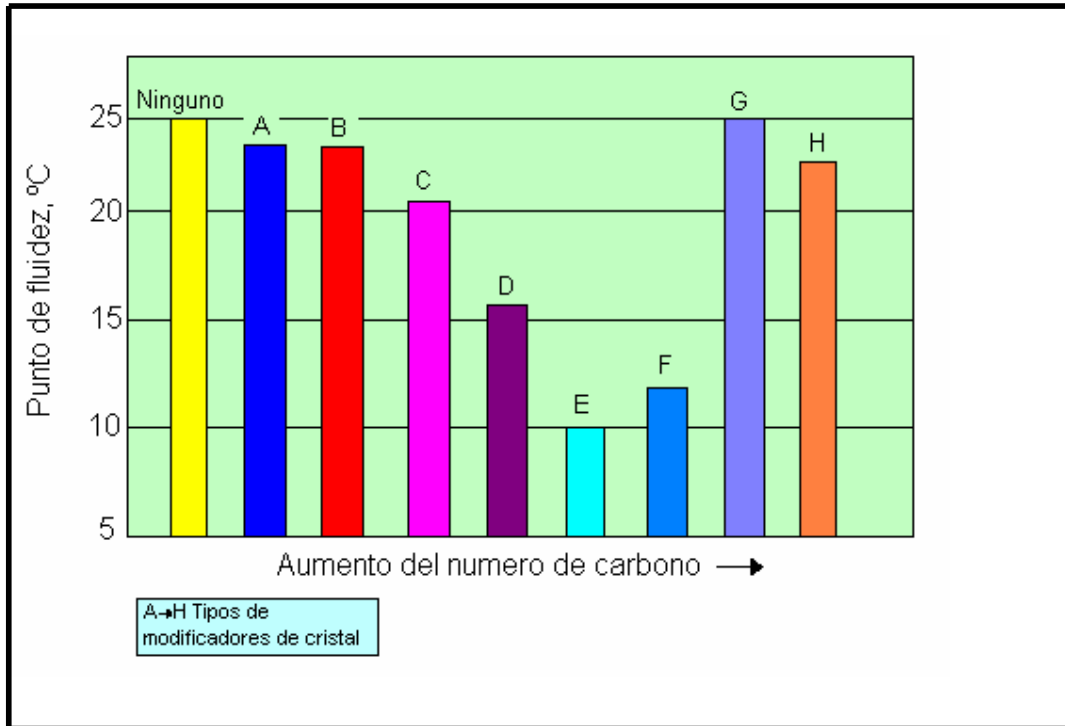
²³ MANKA, John. S. and ZIEGLER, Kim. L. Factors affecting performance of crude oil wax-control additives. En: World oil. (jun. 2001).p. 75-81.

Las parafinas en el crudo son específicas para el crudo pero pueden, y lo hacen, cambiar sobre el tiempo. Si las características del crudo cambian la distribución de la parafina cambia, entonces el modificador de cristal puede que no se ajuste bien al cristal de parafina, y el desempeño del tratamiento se dañará. Si el cambio en la composición del crudo es leve, un aumento en la tasa del tratamiento frecuentemente restaura el desempeño. Pero si el cambio del crudo es más significativo, cambiar a un nuevo paquete de modificador de cristal puede ser necesario para restaurar el desempeño.

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, la dilución del modificador y la mezcla.

- **Efecto de la longitud de la cadena colgante.** Esta variable es la más importante para el desempeño del control de parafina, 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 10](#). muestra el efecto del desempeño que cualitativamente ajustando la longitud de la cadena colgante del modificador de cristal a la parafina del crudo tiene sobre el punto de fluidez del crudo tratado.

Figura 10. Efecto sobre el punto de fluidez al ajustar el modificador de cristal al petróleo crudo.



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

En la figura 10. se puede notar que el modificador que más reduce el punto de fluidez es el E el cual es el que más se ajusta a la distribución de la parafina del crudo.(Estos tipos de modificadores son aditivos comerciales y experimentales que fueron usados por John S. Manka).

Para romper con esta especificidad del crudo de que el modificador de cristal sólo sea efectivo en cierto tipo de crudo se ha aconseja que se haga una mezcla de los diferentes modificadores para que puedan tratar un rango más amplio de distribuciones de parafina del crudo.

- **Efecto del solvente sobre el modificador de cristal.** Los modificadores de cristal son materiales cerosos que son frecuentemente sólidos a temperatura ambiente. Para bombear estos productos en el campo, usualmente se necesitan ser drásticamente diluidos con un solvente. El solvente usado no tiene ningún efecto sobre el desempeño del modificador de cristal a la hora de inhibir las parafinas del crudo, porque su solvencia es inmediatamente perdida una vez es adicionado el paquete (modificador + solvente) al crudo. Después de que el paquete ingrese al crudo, el modificador de control de parafina es disuelto exclusivamente por el crudo. Un efecto negativo que presenta el solvente sin referirse al desempeño del tratamiento es debido a que el solvente agrega al gasto costos de materia prima, manejo, transporte y almacenamiento, y además incrementa los riesgos por inflamabilidad, salud y seguridad por usar estos productos muy diluidos.

- **Efecto de la dilución del modificador de cristal.** La dilución del modificador de cristal no tiene ningún efecto sobre el desempeño de la inhibición de la parafina, como lo demostró John S. Manka en una prueba de laboratorio donde tomo 2 tipos de modificadores los diluyó, le registro los datos de punto de fluidez para cada dilución (tabla 4.), y concluyó con esto que la dilución no afectaba el punto de fluidez y por ende el desempeño del tratamiento.

Tabla 4. Efecto de la dilución del paquete sobre el punto de fluidez

Modificador de Cristal	% Activo	Tasa de tratamiento, ppm	Punto de fluidez, °C
Ninguno	-----	-----	35
G	100	300	-8
	50	600	-8
	5	6000	-6
Ninguno	-----	-----	35
H	100	300	1
	50	600	1
	10	3000	0
Ninguno	-----	-----	35
Xileno	0	300	32
	0	600	32
	0	6000	33

Fuente: MANKA, John. S. and ZIEGLER, Kim. L. Factors affecting performance of crude oil wax-control additives. En: World oil. (jun. 2001).p. 78.

- Efecto de la mezcla.** La gente ha reportado que la dilución tiene mejor desempeño que los paquetes concentrados, aun cuando se agregaba al crudo en igual porcentaje activo del modificador. Estos resultados condujeron algunos a creer que la dilución era beneficiosa, pero lo anteriormente dicho de la dilución se mostró que la dilución no tiene ningún efecto sobre el desempeño. Para explicar porque algunos laboratorios han visto este aparente beneficio de la dilución, Jonh S. Manka estudió la mezcla del modificador dentro del crudo para ver si la mezcla más eficiente fue la causa del aumento del desempeño del tratamiento. Se tomaron 6 muestras de un crudo donde las 3 primeras se le analizó el efecto de la forma de mezclar el modificador con el crudo; en la muestra 1 el modificador se le agregó al crudo vía micropipeta, en la segunda se le agregó de la misma forma pero se agitó lentamente a mano durante 5 segundos y la tercera se agregó igual que las anteriores pero se agitó mecánicamente durante 5 minutos, luego de esto los puntos de fluidez fueron tomados para cada muestra. Las 3 muestras siguientes se le analizó el efecto de la forma de mezclar y dilución del modificador, en la preparación de la

muestra 4 el modificador diluido fue agregado al crudo vía micropipeta, la quinta muestra se agregó de la misma forma pero se agitó lentamente a mano durante 5 segundos y para la sexta se agregó igual que las anteriores pero se agitó mecánicamente durante 5 minutos, luego de esto los puntos de fluidez fueron tomados para cada muestra (tabla 5.). la tabla 5. muestra el efecto que la forma de mezclar y la dilución del modificador tiene sobre el desempeño de la inhibición de parafinas, es decir si se logra reducir el punto de fluidez por ende se logrará reducir el punto de nube dando por resultados una inhibición de las parafinas en el crudo. Los datos de la tabla muestran que la forma de mezclar tiene un gran efecto sobre el desempeño del modificador de cristal, en cambio la dilución se reafirma que no presenta ningún efecto sobre el desempeño del modificador.

Tabla 5. Efecto de la mezcla en el Punto de fluidez

Muestra No.	Modificador de Cristal	Tasa de tratamiento, ppm	Forma de Mezclar	Punto de fluidez, °C
-----	Ninguno	-----	-----	13
1	C	200	Ninguna	12
2		200	5 segundos(manual)	10
3		200	5 minutos(mecánica)	0
-----	Ninguno	-----	-----	13
4	1:3 C/heptano	800	Ninguna*	11
5		800	5 segundos(manual)*	10
6		800	5 minutos(mecánica)*	1

* Mezclado y Diluido

Fuente: MANKA, John. S. and ZIEGLER, Kim. L. Factors affecting performance of crude oil wax-control additives. En: World oil. (jun. 2001).p. 78.

Una limitante que presenta el modificador de cristal es debido a que los puntos de fusión altos que los modificadores exhiben han hecho el uso de estos productos difícil o imposible en áreas dónde las temperaturas invernales caen por debajo de los 40°F. Desde 1998 las características físicas de estos químicos han sido alteradas para que estos productos se han capaces de ser bombeados hasta temperaturas de -22 °F, por usar un proceso de

emulsificación patentado donde el solvente y el modificador son la fase dispersa, los beneficios de usar esta tecnología de emulsificación son: reducción de costos de transporte y almacenamiento, mejoramiento del manejo a bajas temperaturas y aumento en la seguridad del operador. Esto había limitado su uso durante los meses más fríos del año. Así los métodos tradicionales de aceite caliente y agua caliente habían continuado como los métodos de opción para los operadores del campo.

En la [tabla 6](#). se muestran los puntos de inyección recomendados para el tratamiento con inhibición química dependiendo de la localización del depósito de parafina.

Tabla 6. Localización del tratamiento de inhibición química

Localización del problema de parafina	Tratamiento por Squeeze	Inyección continua bajo el anular	Inyección continua dentro de las líneas de superficie	Inyección continua antes del recipiente de superficie
Perforaciones	*			
Bomba de fondo	*	*		
Tubing	*	*		
Varillas	*	*		
Cabeza de pozo	*	*		
Líneas de superficie	0	*	*	
Recipientes de tratamientos	0	0	*	*
Tanques de almacenamiento	0	0	*	*
*--preferido 0--opcional				

Fuente: SVETGOFF, Jim. Paraffin problem can be resolved with chemical. En: oil & gas journal. (feb .1984);p.79

A partir del análisis de los factores mencionados anteriormente, de las investigaciones y de las experiencias de campo se llega a la conclusión que el método de inhibición química de depósitos de parafinas por medio de modificadores de cristal su aplicabilidad no se le vera afectada por algunas de

las características físico-químicas del crudo (tabla 7.). Recomendándose este método cuando el crudo presenta parafinas mayores a C₄₀, ya que la remoción química aquí es muy deficiente, de igual forma para el magnético que también no es muy eficiente, y los métodos mecánico y térmico que son más costosos y perjudiciales para la formación.

Tabla 7. Aplicabilidad del Método Químico (modificadores de cristal)

MÉTODO INHIBICIÓN QUÍMICA	
PARAMETRO	Aplicabilidad
Punto de fluidez (°C)	*
Tipo de parafina	*
Cantidad de parafina (%W)	*
Corte de agua (%)	*
la mejor opción cuando:	
Tipo de parafina	> C ₄₀
* Cualquiera	

Fuente: autores

3.3 MÉTODO MAGNÉTICO

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,^{6 18} 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.

- **Tipo de parafina.** Los crudos que presentan parafinas con alto número de carbonos (C₄₀ – C₇₀), no responden efectivamente al tratamiento y se denominan parafinas con características especiales. Las parafinas con

cadena carbonada comprendidas entre $C_{13} - C_{40}$, responden con gran eficiencia al ser tratadas magnéticamente.

- **Cantidad de parafina.** 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 $C_{40} - C_{70}$, que tampoco son óptimos de tratar magnéticamente.
- **Temperatura de punto de fluidez.** La temperatura de punto de fluidez de crudos óptimos para ser tratados magnéticamente no debe ser superior a 40°C .
- **Corte de agua.** Aunque este parámetro no supedita la aplicación de la herramienta magnética, es importante para obtener la mayor eficiencia de la herramienta. Crudos con cortes de agua por encima del 50% presentan una mejor disposición a ser tratados magnéticamente.

Casos de crudos que cumplían con los requisitos anteriores, como el crudo del campo Daging, Dagan en la China y Lisama 19 en Colombia, que fueron tratados magnéticamente, sus resultados fueron satisfactorios, de igual forma fueron tratados crudos que no conservaban los lineamientos anteriores como el crudo del campo Tuha en la China y Cupiagua en Colombia que presentaron parafinas mayores a C_{40} y bajos cortes de agua, los resultados fueron negativos.

Existen casos especiales donde la caracterización de la muestra de crudo cumple con los requisitos de cantidad de parafina, punto de fluidez y corte de agua, pero su análisis composicional presenta parafinas de alto peso molecular, por encima del pseudocomponente C_{40} , que no son aptos para ser tratados magnéticamente.

Se recomienda el método magnético cuando el crudo presenta cortes de agua mayores a 50%, ya que será la opción más económica de los métodos de control de parafinas y además eficiente. La [tabla 8](#). muestra los rangos de aplicabilidad del método magnético.

Tabla 8. Aplicabilidad del Método Magnético

MÉTODO MAGNÉTICO	
PARAMETRO	Aplicabilidad
Punto de fluidez (°C)	< 40
Tipo de parafina	C₁₃ - C₄₀
Cantidad de parafina (%W)	< 30
Corte de agua (%)	*
la mejor opción cuando:	
Corte de agua (%)	> 50
* Cualquiera	

Fuente: autores

3.4 MÉTODO 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.²⁴ 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.

A partir de las investigaciones y de las experiencias de campo con crudos en la China, con más de 321 pozos probados, se llega a la conclusión que el

²⁴ MINGYUAN, Li. et al. Study of the mechanisms of wax prevention in a pipeline with glass inner layer. En: Colloids and surfaces (jul. 1996).

método de recubrimiento del tubing con fibra de vidrio para inhibir la depositación de parafina su aplicabilidad solo se vera afectada por el corte de agua (tabla 9.). Se recomienda este método cuando el crudo presenta parafinas mayores a C₄₀, ya que la remoción química aquí es muy deficiente, de igual forma para el magnético que también no es muy eficiente, y los métodos mecánico y térmico que son más costosos y perjudiciales para la formación.^{6 16}

**Tabla 9. Aplicabilidad del Método Recubrimiento
(Tubing con fibra de vidrio)**

MÉTODO RECUBRIMIENTO	
PARAMETRO	Aplicabilidad
Punto de fluidez (°C)	*
Tipo de parafina	*
Cantidad de parafina (%W)	*
Corte de agua (%)	>60
la mejor opción cuando:	
Tipo de parafina	> C₄₀
* Cualquiera	

Fuente: autores

3.5 MÉTODO MICROBIAL³

A los microorganismos se le han visto que los mejores resultados parecen presentarse en pozos con nivel de fluido bajo, con cortes de agua superiores al 1%. Para que funcionen los 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.

El método microbial como los otros métodos también tiene sus propias ventajas las cuales son:

- No habrá algún problema de depositación o precipitación de parafinas a lo largo de las líneas de flujo.
- La viscosidad del petróleo crudo será reducida y su grado de API subirá respectivamente.
- La cantidad de parafina será reducida.
- La temperatura de punto de fluidez del crudo disminuye porque su contenido de parafina disminuye.
- La temperatura de punto de nube del crudo disminuye porque su contenido de parafina disminuye.

La aplicabilidad del método microbial casi no se vera afectado por los parámetros que se han venido hablando con los otros métodos de control de parafinas (tabla 10.). 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 aceite caliente el 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.²¹

Tabla 10. Aplicabilidad del Método Microbial

MÉTODO MICROBIAL	
PARAMETRO	Aplicabilidad
Corte de agua (%)	> 1
Temperatura (°F)	< 200
Cloruros (ppm)	< 180000
PH	> = 5
H₂S (ppm)	< 1000

Fuente: autores

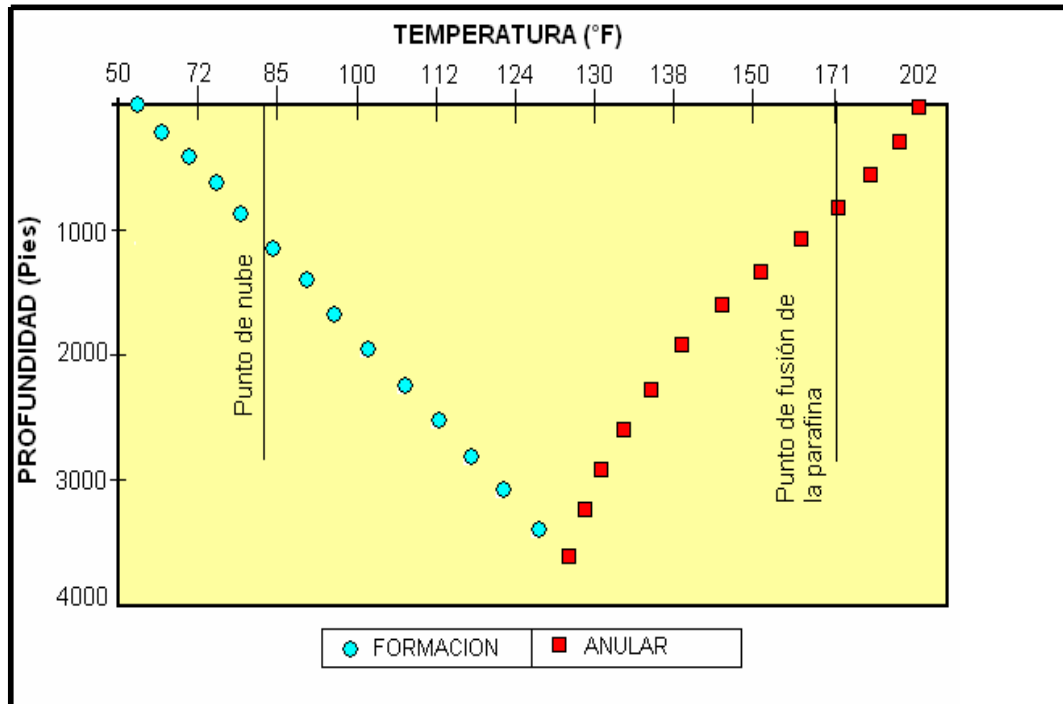
3.6 MÉTODO TÉRMICO (Aceite Caliente)

El tema de daño a la formación en tratamientos con aceite caliente ha sido discutido en la literatura petrolera, sin embargo, los procesos químicos y físicos que ocurren durante la inyección de aceite caliente no han sido adecuadamente cuantificados.

La profundidad de calentamiento del aceite en el pozo, por encima del punto de fusión de la parafina, raramente alcanza la profundidad a la cual puede ocurrir la depositación de parafinas.

La [figura 11](#). muestra la temperatura de fondo de pozo para el aceite caliente de un pozo en los Estados Unidos. Aquí se muestra que por encima de los 1000 pies la temperatura de la formación está por debajo del punto de nube y la parafina podría ser depositada en la tubería. La temperatura de inyección de aceite caliente en el anular excede el punto de fusión de la parafina hasta una profundidad de 650 pies. Entonces entre 650 pies y 1000 pies hay parafina dentro del tubing que el aceite no calienta hasta fundir. En teoría, algunas de estas parafinas pueden ser disueltas por el petróleo debido al incremento en solubilidad de la parafina con la temperatura, sin embargo este es un lento proceso de difusión que normalmente no remueve una cantidad significativa de parafina del pozo.

Figura 11. Trabajo de Inyección de Aceite Caliente.



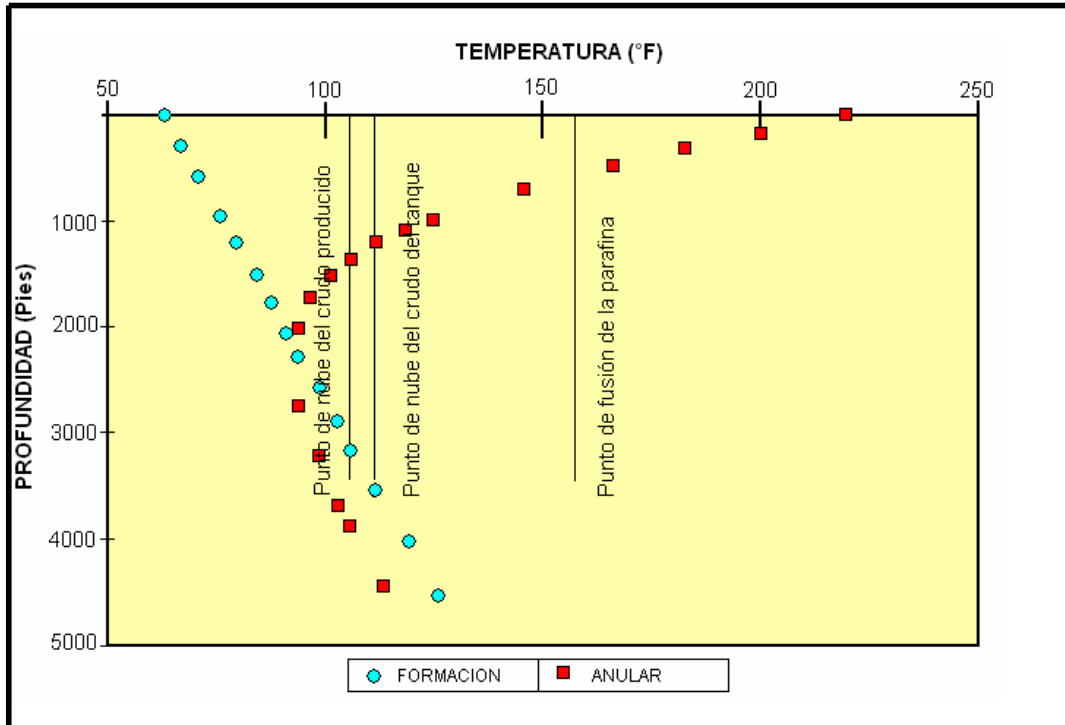
Fuente: MANSURE, A. J. Insights into good hot oiling practices. En: SPE. No. 25484 (Mar. 1993).

La figura 12. muestra la temperatura de fondo de pozo del pozo para un tratamiento con aceite caliente en un campo en los Estados Unidos. Aquí se muestra que por encima de 3200 pies la temperatura de la formación está por debajo del punto de nube y por consiguiente la parafina será depositada dentro de la tubería. La temperatura del aceite inyectado en el anular excede el punto de fusión de la parafina sólo hasta una profundidad de 500 pies, es decir, entre los 500 y 3200 pies la temperatura no calienta lo suficiente para fundir la parafina.

El aceite inyectado en el anular cae por debajo de su punto de nube a 1400 pies. En efecto, este aceite no se calienta por encima del punto de nube antes

de alcanzar el fondo del pozo. Esto quiere decir, que cristales de parafina contenidos en el aceite son inyectados en la formación.²⁵

Figura 12. Trabajo de Inyección de Aceite Caliente que Introduce Cristales de Parafina a la Formación.



Fuente: MANSURE, A. J. Insights into good hot oiling practices. En: SPE. No. 25484 (Mar. 1993).

Está bastante bien reconocer que las unidades de bombeo necesitan estar funcionando durante los trabajos de inyección de aceite caliente. No obstante, aún si bien la parafina es fundida, no es vaciada fuera del pozo. Si la parafina no es removida del pozo durante la inyección de aceite caliente, esta podrá ser refinada como depósitos duros pudiendo caer al fondo del pozo, y adherirse a las varillas.

²⁵ MANSURE, A. J. Insights into good hot oiling practices. En: SPE. No. 25484 (Mar. 1993).

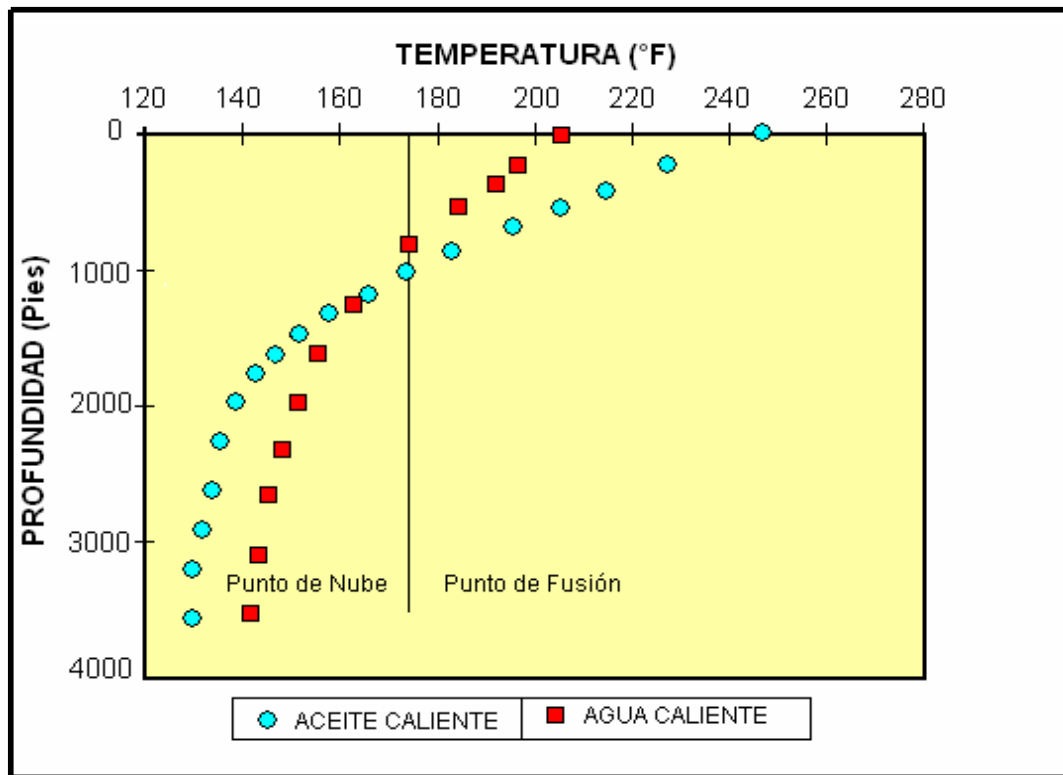
La cantidad de fluido a inyectar no debe exceder por ningún motivo, un volumen de tubing , es decir que la presión hidrostática del fluido inyectado no exceda la presión del yacimiento, ya que existe mayor probabilidad de daño a la formación.

La mayor eficiencia térmica en un trabajo de inyección de aceite caliente es entregar el máximo BTU en el menor tiempo usando la menor cantidad de fluido. La habilidad del operador del camión calentador afecta los BTUs proporcionados como también lo hacen las condiciones del equipo mecánico del camión. El rendimiento de un camión calentador puede estar limitado tanto por los BTUs como por la tasa de flujo, pero usualmente está limitado por los BTUs si el equipo está en buenas condiciones.¹⁵

Si petróleo o agua con la misma capacidad calorífica es inyectado a la misma tasa, la temperatura en el fondo del pozo estará dentro del mismo rango.

La [figura 13](#). compara la inyección de agua caliente con la inyección de aceite caliente para dos pozos en Estados Unidos. Los pozos tienen el mismo perfil de casing. Se asumió una vaporización del crudo del 8 %. Consideraciones químicas o el potencial para daño de formación más no la eficiencia térmica deben ser considerados en la decisión de la escogencia de inyectar aceite o agua.²⁵

Figura 13. Inyección de Aceite Caliente Vs Agua Caliente



Fuente: MANSURE, A. J. Insights into good hot oiling practices. En: SPE. No. 25484 (Mar. 1993).

Durante el proceso de inyección de aceite caliente, el crudo introduce al anular tres agentes potencialmente taponantes que pueden producir daño a la formación. Estos son: parafinas de alto peso molecular (mayores que C₂₀), asfaltenos y sólidos inorgánicos (sulfuro de hierro, arcilla, escamas, arena).

Estos agentes son introducidos debido a ciertos factores que son:

- **Fuente del crudo.** En cualquier sistema de producción durante cualquier fase el mejor crudo (menor punto de nube, menor punto de fluidez y más alta gravedad API) en un momento dado es el crudo de la formación. Este es el crudo que tiene más baja temperatura de cristalización de parafinas. Debido a las altas condiciones de presión y temperatura, el crudo en la

formación tiene la capacidad de mantener más parafina en solución. El peor aceite desde este punto de vista es aquel que llega al tanque de almacenamiento. Este crudo debido a la pérdida de hidrocarburos de bajo peso molecular y a la baja temperatura del medio, pierde mucha de su capacidad para mantener las parafinas en solución.

La fuente del crudo para la inyección del aceite caliente es el tanque de almacenamiento. Al aumentar los problemas de producción con parafina también aumenta el contenido de parafina en los tanques de almacenamiento, debido a que cualquier parafina removida en el sistema terminará en estos. Cuando la producción es más baja o el tanque es más grande, una mayor cantidad de cristales de parafina precipitados tienden a ir al fondo del tanque. Debido a que casi todos los tanques tienen las líneas de extracción en el fondo, el crudo recogido por el camión calentador es el peor aceite del sistema.

Todo sistema de crudo varía; aún en el mismo tanque variará considerablemente de un periodo de tiempo a otro. Los fondos de los tanques también pueden contener asfaltenos, agua, sólidos y cualquier químico usado en el sistema. Se ha determinado que el crudo que es calentado en los camiones para inyectar puede llegar a contener hasta diez veces más que la cantidad de parafina del crudo producido en la cabeza de un pozo del mismo sistema. La utilización del crudo del fondo de los tanques es la mayor causa de daño de formación por inyección de aceite caliente.

- **Proceso de Calentamiento.** En este punto el próximo paso hacia un daño potencial de la formación es dado: calentando el crudo del fondo del tanque para elevarle la temperatura. El petróleo crudo es un líquido volátil. Aún el peor aceite contiene grandes cantidades de hidrocarburos volátiles. Entre más alta sea la temperatura con la que el aceite sale del fogón del calentador, es mayor el volumen perdido cuando el aceite entra al casing. La cantidad de volátiles perdidos es determinada por el aceite usado, la temperatura a la cual es calentado, y la presión en el casing. Este volumen perdido tiene efectos

perjudiciales. Primero, la pérdida de aceite sumado al costo de un trabajo de aceite caliente. La pérdida de hidrocarburos livianos debido a su más bajo punto de ebullición, los cuales son los mejores solventes en el aceite para las parafinas de alto peso molecular. Segundo, la concentración de las parafinas en el crudo restante aumenta el punto de nube y el punto de fluidez de este en el casing. Los primeros barriles de crudo usado para la inyección tienden a perder la mayoría de los volátiles y sufren un gran incremento en el punto de nube y en el punto de fluidez. Tercero, el incremento en presión en el casing causado por la adición del aceite caliente puede comenzar un flujo en reversa de los fluidos del fondo del pozo a la formación. Esto es particularmente cierto en pozos con baja presión y temperatura de formación.

En este punto en el proceso de calentar el aceite el peor crudo en el sistema está cayendo al fondo del pozo. El calor del crudo está siendo radiado hacia las paredes del casing y hacia el crudo frío. Esta pérdida de calor casi siempre causa que el aceite caliente alcance el fondo del pozo a una temperatura cercana a la de la formación.

Debido a que el crudo usado en la inyección de aceite caliente es el peor del sistema (fondo del tanque), este tiene un punto de nube extremadamente alto comparado con el del crudo que está siendo producido a partir del yacimiento. Este resultado está basado en el hecho que el porcentaje de parafina fue incrementado en los tanques de almacenamiento por asentamiento e incrementado en el casing por pérdida de volátiles. El punto de nube de un crudo puede ser incrementado por mucho hasta 45°F (25°C). Este incremento en el punto de nube del aceite es la principal causa de daño a la formación. Si el nuevo punto de nube elevado está por encima de la temperatura de formación el daño ocurrirá. Indicaciones que el daño está ocurriendo pueden ser: pérdida de producción, taponamiento de la bomba después del proceso de inyección de aceite caliente o depositación de la parafina en el exterior del tubing vista cuando el tubing es sacado.

- **Squeezing de la Formación.** Como el aceite caliente alcanza el fondo del pozo el nivel de fluido comienza a crecer en el casing. Si el punto de nube del crudo está por encima de la temperatura de formación, las parafinas de alto peso molecular del petróleo comenzarán a salir de la solución como cristales sólidos. Como el nivel de fluido es incrementado aún más con el petróleo que alcanza el fondo; el crudo frío es empujado hacia las perforaciones por las fuerzas hidrostáticas de la columna del aceite caliente la cual excede la presión de formación. Este movimiento de crudo hacia la formación lleva la parafina como un agente taponante de esta. Si el yacimiento es estrecho la mayoría de la parafina será filtrada en la superficie de las perforaciones.

Dependiendo de la cantidad de parafina fuera de la solución, la temperatura de la formación, el tipo de completamiento y la presión de formación, cada trabajo causará una cantidad variada de daño. Aun años después del trabajo de inyección, pequeñas cantidades de parafina dejadas en el área cercana a la cara de la formación pueden causar daño sustancial. Este taponamiento gradual de la formación puede ser confundido con la depleción natural de la formación. Desafortunadamente poder hacer limpieza del área cercana a la cara de la formación para determinar el taponamiento orgánico es un problema. El daño a la formación es un efecto secundario de la inyección de aceite caliente. Ocurre después que el aceite caliente ha limpiado el tubing por transferencia de calor y no puede ser fácilmente observado o detectado a menos que se vea una súbita caída en la producción. Es un proceso lento que puede requerir un número de meses o años para ser visto.

Para minimizar el daño a la formación causado por el aceite caliente, se hacen las siguientes sugerencias:

- **Usar el mejor aceite disponible.** Usar el aceite de los tanques donde no se experimentan problemas de parafina, asfaltenos, o de sólidos. En campos grandes, algunos pozos no tienen problemas de fondo de tanques. El aceite de estos sistemas sería el mejor para la inyección de aceite caliente.

- **Usar el aceite del tope.** Si todos los tanques tienen problemas de fondos, usar el aceite del tope del tanque. Esto minimizará los sólidos y la parafina en el aceite caliente pero puede incrementar el tamaño y frecuencia con la que se desarrollan los fondos del tanque.
- **Tratar el aceite con químicos o solventes.** El aceite usado para la inyección de aceite caliente puede mezclarse con solventes para mantener más parafina en solución. Los solventes, sin embargo, pueden ser flameados fuera a medida que el aceite es calentado y bombeado hacia el espacio anular. Solo solventes de alto punto de ebullición (tales como xileno, diesel, y keroseno) deberán ser usados. Volúmenes grandes (> 25 %) pueden ser necesarios para mantener la parafina en solución a medida que el aceite se enfría durante el descenso sobre el pozo. Las pruebas de depositación en el aceite usado pueden identificar químicos (modificadores de cristal) que pueden reducir o eliminar la depositación de parafina en el casing, formación, y tubing. Estos químicos pueden ser usados a tasas más económicas (500 a 1000 ppm) que los solventes.
- **Cambio de fluidos.** Usando otro fluido que pueda ser calentado y no contenga grandes cantidades de parafina es posible también. Condensados, diesel, kerosene, solventes aromáticos de alto punto de ebullición, y agua son usados en varios lugares. El costo y la disponibilidad son problema para condensado, diesel, kerosene, o solventes. El uso de condensados puede también llevar a precipitación de asfaltenos.
- **Usar squeezes modificadores de cristal.** En muchos pozos, ha sido posible seleccionar un modificador de cristal que eliminará la necesidad de calentar 6 a 12 meses a la vez. Los modificadores de cristal (1 a 5 toneles) pueden mezclarse y derramados con 100 a 500 barriles de aceite o agua. Este tipo de tratamiento ha detenido la depositación de parafina, la cual previamente requería inyección de aceite caliente cada 3 días, por un período de 5 meses en un caso.¹⁴

Los factores primarios que un ingeniero puede controlar durante un programa de inyección de aceite caliente o de agua caliente son frecuencia, fluido (tipo, calidad, procesamiento del fluido, aditivos, etc.), punto de inyección (hacia el casing o hacia el tubing), cantidad de fluido, temperatura, tasa de flujo, condiciones iniciales del pozo, y operaciones de bombeo. Las buenas prácticas en la inyección de aceite caliente o agua caliente constituyen el control de los factores mencionados anteriormente para maximizar la remoción de parafina y minimizar el potencial de daño a la formación.

Estas prácticas son:²⁵

- El tratamiento de parafina debe ser específico del pozo
- La frecuencia del tratamiento debe minimizarse
- Debe usarse fluido de buena calidad
- El fluido debe ser inyectado por el anular
- El pozo debe producir aceite
- Los BTUs por hora inyectados deben ser maximizados
- El volumen a inyectarse debe ser limitado
- Saber escoger entre aceite caliente y agua caliente

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 remediar más bien que 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 (weight) y un valor de punto de fluidez superior a 40°C ([tabla 11.](#)).

Tabla 11. Aplicabilidad del Método Térmico (Aceite caliente)

MÉTODO TÉRMICO (HOT OIL)	
PARAMETRO	Aplicabilidad
Punto de fluidez (°C)	*
Tipo de parafina	*
Cantidad de parafina (%W)	*
Corte de agua (%)	*
la mejor opción cuando:	
Cantidad de parafina (%W)	> 30
Punto de fluidez (°C)	> 40
* Cualquiera	

Fuente: autores

4. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DEL MÉTODO DE CONTROL DE PARAFINAS EN POZOS DE PETRÓLEO.

Con base en el screening realizado en el capítulo anterior es posible sugerir una metodología que seleccione el método de control de parafinas en un pozo de petróleo, que dadas ciertas características físico-químicas del crudo resultarán más idóneas para tratar el pozo con algún método de control.

El objetivo de la metodología es permitir una evaluación analítica, teniendo como referencia los análisis de laboratorio que caracterizan la muestra, que nos permitirá eliminar las realizaciones de simulaciones de laboratorio, desarrollo de prototipos de prueba para ser instalados en el campo y posteriormente la determinación de la viabilidad del método de control con base en monitoreos y toma de datos, procesos que no garantizan de alguna manera resultados satisfactorios de la investigación.

La metodología desarrollada a partir del screening, el cual nos suministró patrones específicos de reconocimiento de un crudo apto para ser tratado por alguno de los métodos de control, ayuda a seleccionar el método de control más óptimo en ciertas características físico-químicas del crudo antes de abordar las fases siguientes de un programa de tratamiento.

La [figura 14](#). presenta una secuencia de acciones que se deben realizar para seleccionar el método de control más óptimo para ciertas características físico-químicas del crudo, como se mostró en el capítulo anterior esta selección esta basada más que todo en el desempeño de los métodos de control en determinadas características físico-químicas del crudo, pero también hubo una parte económica implícita basada en las experiencias de algunos investigadores.

La primera acción que muestra la metodología es tomar una muestra de crudo, en donde lo posible debe ser recolectada 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 sus características tales como punto de nube, punto de fluidez, tipo de parafina 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 la historia térmica y mecánica del crudo.²⁶

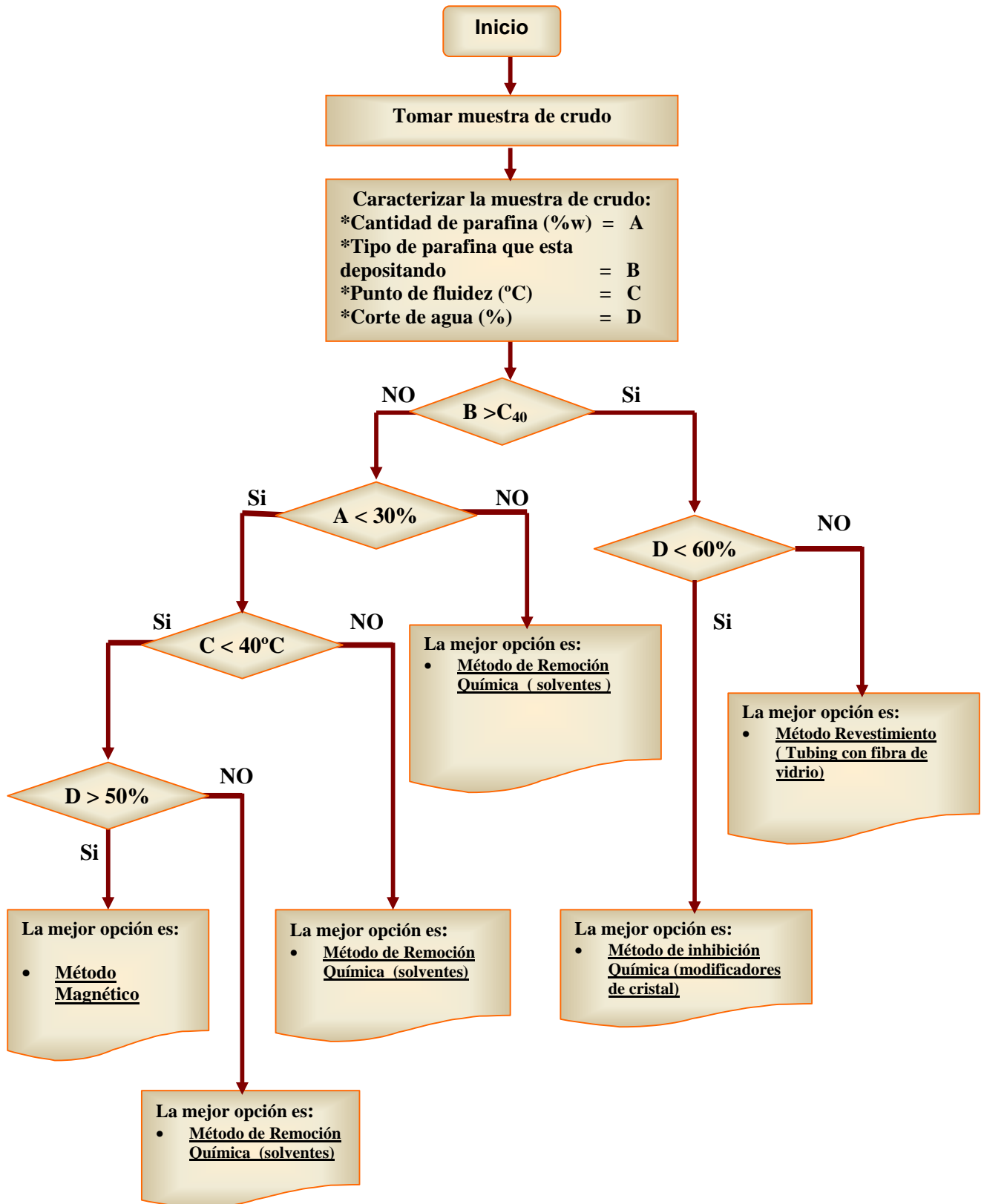
La segunda acción que muestra la metodología es la caracterización de la muestra de crudo, el cual se debe realizar por una serie de pruebas que se explicaron en el capítulo 1, los parámetros a tener en cuenta son: cantidad de parafina, tipo de parafina y punto de fluidez, el corte de agua se sacará de la información recolectada del 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 C_{40+} y C_{40-} , en donde un porcentaje de la cantidad de parafina mayor al 50% nos dirá que tipo de parafina (C_{40+} o C_{40-}) está predominando en el depósito.

Y por último, de acuerdo con el resultado obtenido, lo siguiente a proceder es la implementación y manejo del método de tratamiento según la descripción de éstos mismos. Este manejo posee algunos aspectos importantes que sería hacer el seguimiento o monitoreo del método de control:

²⁶ 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.

- Evaluar el comportamiento de la producción del pozo y las condiciones del sistema.
- Control de calidad a los productos empleados para mantener la eficiencia del método.

Figura 14. Metodología seguida para la selección del método de control de parafinas en un pozo de petróleo



4.1 APLICACIÓN SOFTWARE A LA METODOLOGÍA DESARROLLADA

A partir de la metodología propuesta en la búsqueda del método de control para contrarrestar el problema de depositación de parafinas en pozos de petróleo, se obtiene el esquema general que permite relacionar dichos métodos mediante los parámetros básicos de selección, los cuales demuestran la importancia de caracterizar muestras representativas del crudo a analizar, ya que dan lugar a diferentes formas de depositación, en lo que se refiere a la magnitud del problema.

La aplicación software 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 14, las cuales son:

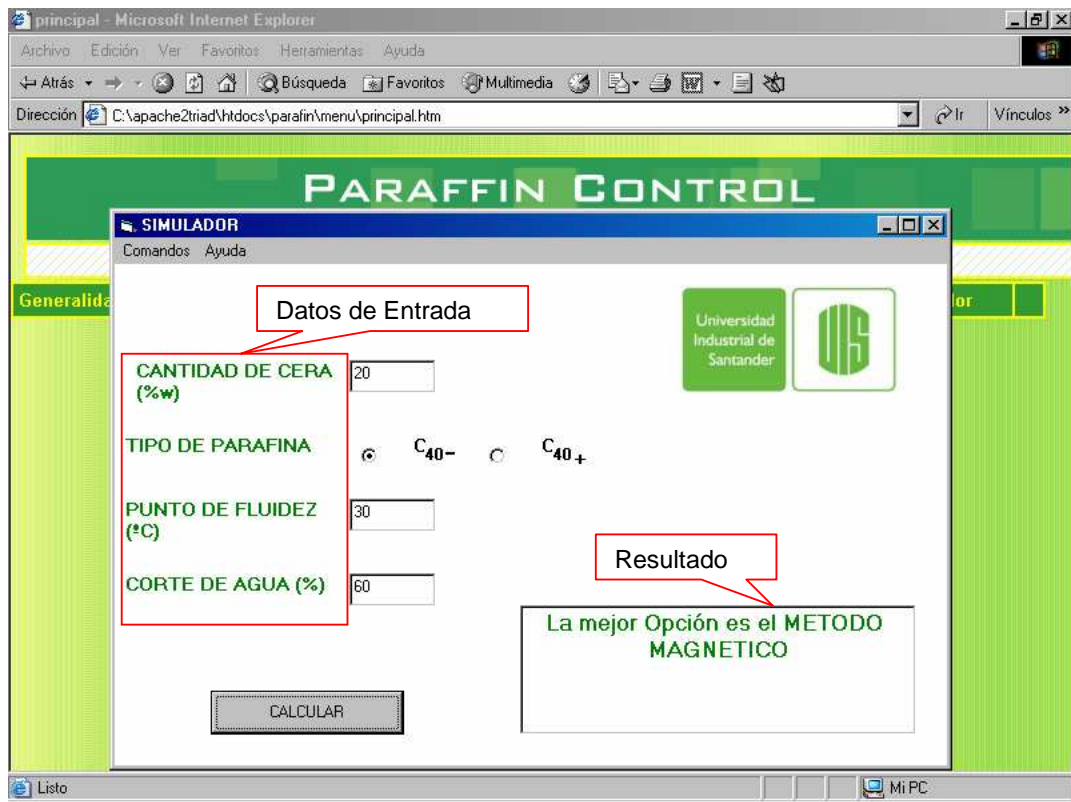
- **Cantidad de parafina.** Se determina a partir del método UOP 46-85 para estimar el contenido de parafina de aceites. El contenido de parafina es un valor empírico dependiente de las condiciones bajo las cuales la misma es separada del material original. El contenido de parafina está definido como el % en peso de material precipitado.
- **Tipo de parafina que está depositando.** Para el parámetro tipo de parafina, mediante los resultados de la cromatografía de gases del depósito de parafina, se debe analizar la cantidad de C_{40+} y C_{40-} , en donde un porcentaje de la cantidad de parafina mayor al 50% nos dirá que tipo de parafina (C_{40+} o C_{40-}) está predominando en el depósito.
- **Punto de fluidez.** El punto de fluidez se determina según la norma ASTM D 97-66.

- **Corte de agua.** Se obtiene a través de la información del campo.

Y como resultado arroja la mejor opción de tratamiento en base al esquema de la metodología propuesta.

A continuación se muestra la herramienta software, indicando los parámetros de entrada y de salida:

Figura 15. Herramienta software



Esta herramienta está incluida en una página web (que no está en red), que también fue desarrollada para mostrar en forma clara y de manera didáctica, la

teoría de los métodos de control de parafinas en pozos de petróleo, como soporte a la aplicación software.

Para ejecutar la página web, y a su vez la herramienta software, es necesario instalar la aplicación apache2triad1.5.2 para poder correr los programas bajo los cuales funciona dicha página.

Una vez instalada la aplicación apache en el disco (C:), se procede a pegar la carpeta paraffin control en la ruta c: \apache2triad\htdocs\. Seguidamente, se abre el documento HTML nombrado index que se encuentra dentro de la carpeta paraffin control para dar inicio a la página Web.

Los programas y lenguajes de programación utilizados para elaborar la página y la aplicación software son:

- **Java y JavaScript.** Java es un lenguaje de programación (como el Pascal, el Basic o el C y C++) que fue desarrollado fundamentalmente para crear aplicaciones para Internet. El lenguaje Java es completo, es decir permite realizar cualquier operación sobre el ordenador (como por ejemplo borrar un archivo).

Javascript es lo que se conoce como lenguaje script, es decir: se trata de código de programación que se inserta dentro de un documento. Javascript fue desarrollado con la idea de potenciar la creación de páginas Web dinámicas.

Javascript (en contra de lo que se podría suponer) es totalmente distinto de Java.

Java crea programas totalmente independientes y operativos; Javascript es más sencillo porque lo único que permite es insertar código especial dentro del HTML de una página, su función es ampliar las posibilidades de HTML. Javascript no crea programas independientes, dependen por completo del código HTML de la página.

El código en Java se debe compilar (convertir en instrucciones del ordenador) y entonces podrá ser utilizado por los navegadores. Sin embargo Javascript es interpretado directamente por el navegador; de hecho el código Javascript se incrusta dentro del código HTML de la página.

Java no puede acceder a los elementos HTML de una página (ya que su funcionalidad es mucho mayor) sin embargo Javascript necesita acceder a ellos, de otro modo no tendría sentido su uso.

- **Flash.** Se refiere tanto al programa de edición multimedia como a Macromedia Flash Player, que utiliza gráficos vectoriales e imágenes de mapa de bits, sonido y código de programa y flujo de vídeo y audio bidireccional (el flujo de subida sólo está disponible si se usa conjuntamente con Macromedia Flash Communication Server). En sentido estricto, Macromedia Flash es el entorno y Flash Player es el programa de máquina virtual utilizado para ejecutar los archivos Flash, pero el término se ha mezclado: “Flash” puede significar el entorno, el reproductor o los archivos de la aplicación.

Los archivos de Flash, que tienen generalmente la extensión de archivo SWF, pueden aparecer en una página Web para ser vista en un navegador, o pueden ser reproducidos independientemente por un reproductor Flash. Los archivos de Flash aparecen muy a menudo como animaciones en páginas Web y sitios Web multimedia, y más recientemente Aplicaciones de Internet Ricas.

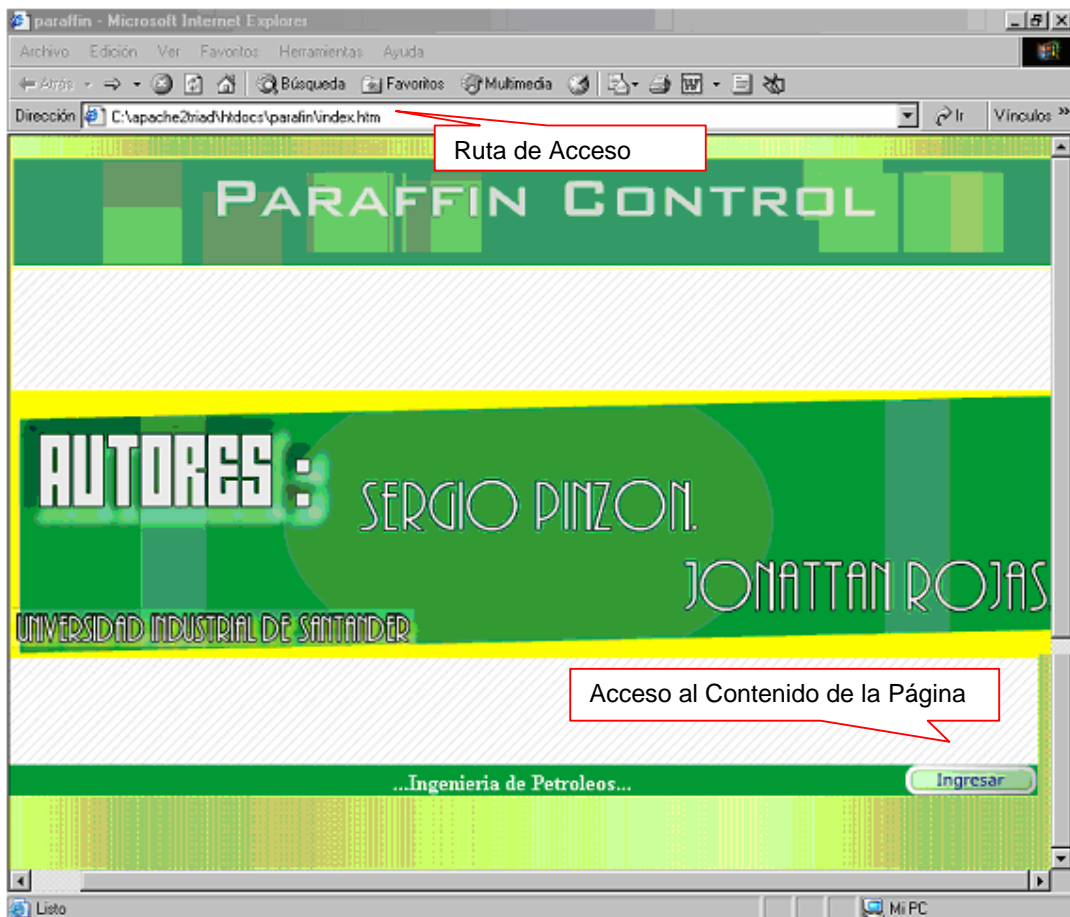
- **DreamWeaver.** Es un editor de páginas Web. Es el programa de este tipo más utilizado en el sector del diseño y la programación Web, por sus funcionalidades, su integración con otras herramientas como Macromedia Flash y, recientemente, por su soporte de los estándares del World Wide Web Consortium. Su principal competidor es Microsoft Frontpage.

Hasta la versión MX, fue duramente criticado por su escaso soporte de los estándares de la Web, ya que el código que generaba era con frecuencia sólo

válido para Internet Explorer, y no validaba como HTML estándar. Esto se ha ido corrigiendo en las versiones recientes.

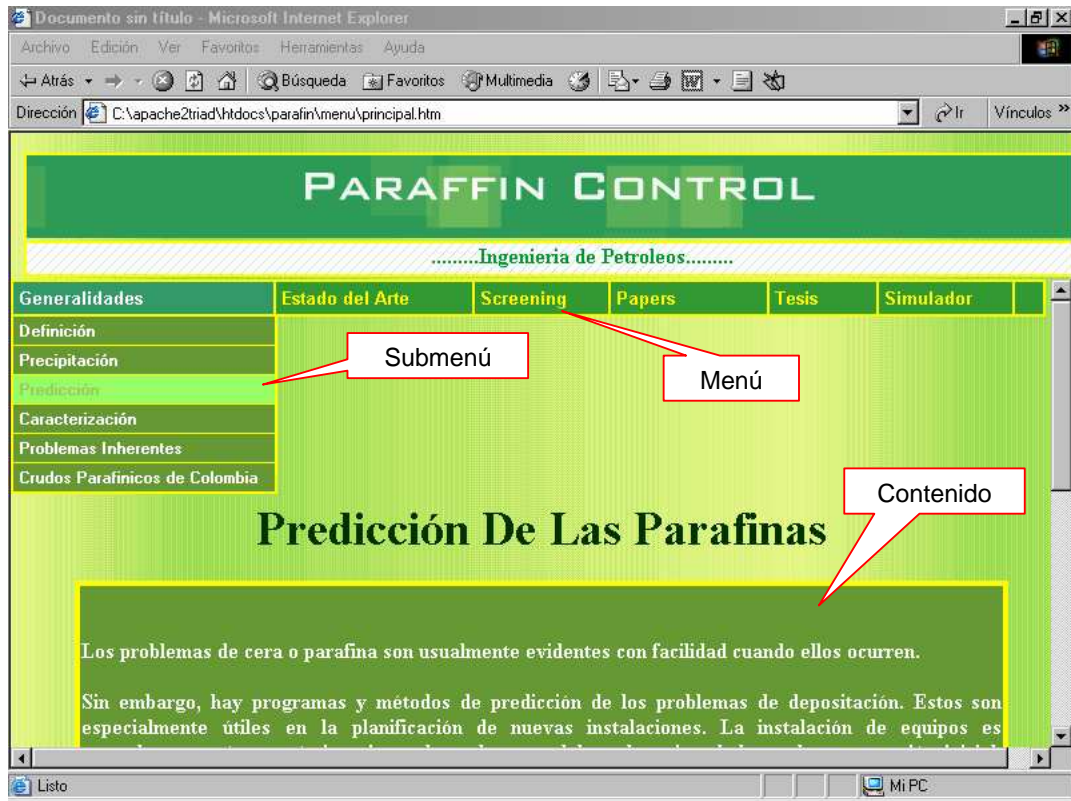
A continuación se muestra una ilustración de la presentación de la página Web.

Figura 16. Página Web



En la [figura 17](#). se muestran las ventanas de los menús y submenús, además de su respectivo contenido de la página web.

Figura 17. Menús y submenús de la página web.



5. CONCLUSIONES

- La remoción de parafina y los métodos de prevención pueden ser efectivos en un sistema de producción más no siempre son aplicables en otros yacimientos o en varios pozos dentro del mismo yacimiento. Se debe tener cuidado al generalizar resultados.
- La severidad del problema de depositación de parafina varía ampliamente, dependiendo de la composición del crudo, profundidad del pozo, temperatura de formación, caída de presión, y procedimientos de producción.
- Los tratamientos mecánico, modificador de cristal, y térmico no se ven afectados por algunas de las características físico-químicas del crudo.
- Debido a que los métodos de control para la precipitación de parafinas presentan un carácter selectivo en una amplia gama de posibilidades, se puede concluir que no hay un método de tratamiento universal totalmente efectivo para la depositación de parafinas.
- Para la selección de un método de control de parafinas en un pozo de petróleo es de vital importancia tener caracterizada una muestra de crudo.
- La metodología propuesta en el presente trabajo para la selección del método de control de parafinas en pozos de petróleo unida al desarrollo de la herramienta software, permite la obtención rápida del método más apropiado para ciertas características físico-químicas del crudo, mostrando la aplicación en forma didáctica a manera de página Web.
- Los métodos de control de parafinas no eliminan en un 100% el requerimiento de aceite caliente o herramientas mecánicas.

6. RECOMENDACIONES

- Para profundizar la metodología presente, se aconseja adicionar un minucioso análisis económico de los métodos de control de parafinas en pozos de petróleo, para lograr un mayor éxito en la selección.
- Con el propósito de ampliar aún más la información de la página web se sugiere incluir la información acerca de las técnicas usadas para remediar el daño a la formación ocasionado por la depositación de parafinas.

BIBLIOGRAFÍA

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

GARCIA, Maria del Carmen. Paraffin deposition in oil production. En: SPE.No. 64992 (feb.2001).

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

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).

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.

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).

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

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.>.

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

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

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

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

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

RODRIGUEZ APARICIO, Sandra Leticia. Pautas para una buena práctica del proceso de inyección de aceite caliente. Bucaramanga, 1997. Trabajo de grado. UIS. Facultad de Ing. Físicoquímicas. Escuela de Petróleos.

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)

JORDA, R.M. Paraffin depositon and prevention in oil wells. En: SPE. No. 1598 (dic. 1966).

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

MEDINA Zarate, Carlos. Aplicación de herramientas magnéticas diseñadas por ECOPETROL para inhibir parafina en los sistemas de producción. En: CONGRESO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. (1995: Bogotá). p. 258-262.

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

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).

GIANGIACOMO, Leo. Stripper field performance comparison of chemical and microbial paraffin control systems. En: SPE. No. 52131 (mar. 1999).

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.

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

MINGYUAN, Li. et al. Study of the mechanisms of wax prevention in a pipeline with glass inner layer. En: Colloids and surfaces (jul. 1996).

MANSURE, A. J. Insights into good hot oiling practices. En: SPE. No. 25484 (Mar. 1993).

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.

