

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

Miguel I. Amaya Bohórquez¹, Rosa I. Martínez Galindo², Emiliano Ariza Leon³,
Crisóstomo Baraja Ferreira⁴

RESUMEN

Este estudio muestra la aplicación de un tratamiento químico en un pozo piloto del Campo Colorado con el fin de controlar la precipitación y prevenir la deposición de parafinas en la tubería de producción. Dicho tratamiento fue previamente desarrollado a nivel de laboratorio, donde demostró ser efectivo, logrando reducir el punto de cristalización. El pozo piloto seleccionado fue el Col-75, porque cumplió con una serie de criterios necesarios para un desarrollo exitoso del proyecto. Con base en un diseño experimental, se determinó el número de pruebas que se debían realizar y la influencia del volumen de tratamiento químico y del tiempo de recirculación sobre el punto de cristalización del crudo. Las distintas aplicaciones del tratamiento se realizaron cada 8 días, tomando muestra de crudo antes y después de cada una para realizar pruebas de laboratorio a fin de evaluar su efectividad. Con los resultados se identificó que el mejor tratamiento para prevenir la deposición de parafinas dentro de la tubería de producción es el que presenta los niveles más bajos de volumen de tratamiento y tiempo de recirculación, el cual es viable económicamente comparado con los trabajos de limpieza de pozo como método correctivo. Se concluye que el tratamiento se puede hacer extensivo a otros pozos del Campo Colorado, pero se recomienda hacer seguimiento y control para evaluar su efectividad.

Palabras claves: Campo Escuela Colorado, parafinas, precipitación, deposición, punto de cristalización, punto de fluidez, tratamiento químico.

ABSTRACT

This paper presents the implementation of a chemical treatment in a pilot well of the Colorado Field to prevent the precipitation and deposition of paraffins in the production tubing. Such treatment was previously developed in the laboratory, which proved to be effective, thus reducing the crystallization point. Was selected the Col-75 as pilot well, because he met a number of criteria needed for successful development of the project. Based on experimental design, it was determined the number of tests was performed, and the influence of chemical treatment volume and the recirculation time on the point of crystallization of the crude oil. The different treatment applications were made every eight days, taking crude samples before and after. Those samples were testing in the laboratory in order to evaluate the effectiveness of the chemical treatment. With the results it was found that the best treatment to prevent paraffin deposition inside the production tubing is having the lowest volume of treatment and recirculation time, which is economically viable compared with workover of the well as corrective method. We conclude that treatment can be extended to other wells of the Colorado Field, but it is recommended to monitor and control in order to evaluate its effectiveness.

Keywords: Oil Colorado school field, wax, precipitation, deposition, cloud point, pour point, chemical treatment.

1 Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, Colombia.

2 Ingeniera Química. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, Colombia.

3 Magister en Ingeniería de Hidrocarburos. Profesor Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, Colombia. earizal@uis.edu.co (contacto)

4 Magister en Ingeniería Química. Profesor Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, Colombia. E-mail: cbarajas@uis.edu.co

1. INTRODUCCIÓN

El crudo del Campo Colorado es parafínico y presenta problemas de precipitación y depositación dentro de la tubería de subsuelo, causando pérdidas de producción y altos costos operacionales debidos a los trabajos de limpieza que se deben realizar. Por tanto, es necesario implementar métodos de control que permitan mantener la producción y evitar daños mecánicos de los equipos de levantamiento y posteriores cierres de pozos que representan un mayor costo.

En la búsqueda de la solución de este problema se han planteado diferentes métodos preventivos y correctivos para el control de parafinas en este campo, dentro de los que se encuentra un tratamiento químico cuya formulación fue el producto de una investigación previa a nivel de laboratorio, la cual mostró buenos resultados en cuanto a la disminución del punto de cristalización para el crudo de las arenas B del Campo Colorado [1].

A partir de este trabajo, se implementó el primer piloto en el Campo Colorado, realizando un tratamiento químico para prevenir la precipitación de parafina en la tubería de producción.

La metodología que se llevó a cabo para desarrollar esta investigación consistió en: a) Selección del pozo piloto b) diseño experimental c) aplicación del tratamiento químico en el pozo a diferentes dosificaciones d) monitoreo al comportamiento de producción y e) toma de muestras de crudo para evaluar mediante pruebas de laboratorio la efectividad del tratamiento. También, se realizó un análisis económico para determinar la viabilidad del proyecto con el fin de hacer extensivo el tratamiento a otros pozos del Campo Colorado.

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

2. PROBLEMAS DE DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS EN OPERACIONES DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE DE CRUDO

2.1. CERAS PARAFÍNICAS

Las ceras parafínicas están compuestas principalmente de parafinas normales acompañadas de isoparafinas y en menor cantidad por ciclo parafinas (naftenos) [2].

Las parafinas y asfaltenos se encuentran en equilibrio termodinámico en solución dentro del crudo a condiciones normales en el yacimiento. Cuando este equilibrio se rompe se genera precipitación y si ocurre depositación en el medio poroso ocasiona daño a la formación.

2.2. PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS

Durante el proceso de producción, los hidrocarburos experimentan una serie de fenómenos fisicoquímicos y termodinámicos complejos, debido a los cambios en las condiciones de operación. Estas alteraciones generan cambios de fase, con la correspondiente precipitación de sus partículas orgánicas (parafinas y asfaltenos) causando obstrucción del flujo con las consiguientes pérdidas de producción.

Cuando la temperatura disminuye por debajo del límite de solubilidad y varían otros factores como la presión, la velocidad del fluido, la composición fisicoquímica del crudo, entre otros, se presenta el fenómeno de cristalización también denominado precipitación, el cual ocurre debido a la formación de cristales sólidos que se separan de la fase líquida de crudo [3] (Ver Figura 1.)

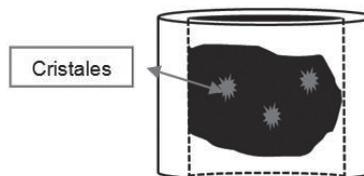


Figura 1. Formación de cristales.

2.3. FENÓMENO DE DEPOSITACIÓN

Este fenómeno se produce por la formación de una capa de la fase sólida separada (parafina) y al eventual crecimiento de los cristales sobre una superficie en contacto con el crudo, tal como los poros de la roca o la tubería de producción; este depósito se puede formar a partir de mecanismos como: dispersión por corte, asentamiento gravitacional, movimiento browniano o a través del mecanismo de difusión molecular (Ver Figura 2) [3].

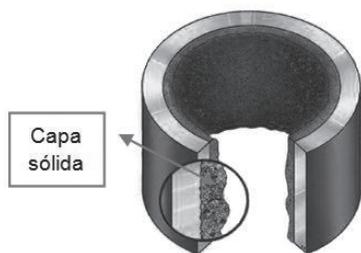


Figura 2. Formación de la capa sólida.

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

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

2.4. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRECIPITACIÓN Y DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS.

La precipitación y depositación de parafinas en pozos se debe a varios factores [4], entre los cuales se tiene:

- *Temperatura.* Esta es una variable predominante y crítica en la precipitación y depositación de parafinas debido a su relación directa con la solubilidad. Una vez aparece el primer cristal (temperatura de cristalización), a medida que la temperatura disminuye los cristales crecen hasta posiblemente depositarse o causar que el crudo no fluya (temperatura de punto de fluidez).
- *Composición físico-química del crudo.* Experimentos desarrollados, revelan que si la composición físico-química de la solución tiende a ser más liviana (disminución del peso molecular), disminuye el punto de cristalización, lo cual es favorable para asegurar el flujo de los hidrocarburos.
- *Presión.* Los cambios de presión, inferiores al punto de burbuja conllevan a la volatilización y liberación de los hidrocarburos más livianos

disminuyendo la solubilidad de la parafina en el crudo, lo cual favorece el inicio de la precipitación de las parafinas presentes. Disminución de presión (mayor al punto de burbuja) el efecto es favorable por que el gas se expande actuando como solvente natural de la parafina en el crudo.

- *Caudal de producción y tiempo de residencia.* Caudales bajos ofrecen a la corriente de crudo en movimiento, largos tiempos de residencia en el canal de flujo. Esto ocasiona mayor pérdida de calor hacia los alrededores, ocasionando que la temperatura del crudo descienda posiblemente hasta valores inferiores al punto de cristalización, con lo cual se favorece la precipitación y depositación de cera parafínica.
- *Tipo y rugosidad de la tubería.* Los centros de crecimiento para la formación de los cristales de parafina pueden ser provistos por una superficie rugosa y porosa tal como se presenta en las tuberías de acero usadas en la producción de petróleo.
- *Velocidad de fluido.* La velocidad de la acumulación de parafina en una tubería de acero varía con la velocidad del fluido, alcanzando un máximo durante su comportamiento como fluido viscoso, en donde el fluido presenta bajas velocidades.
- *Relación gas/aceite.* La presencia de gas actúa como un solvente en el crudo disminuyendo el punto de cristalización, esto es debido a que las burbujas de gas distribuidas en el crudo tienen una energía de presión adicional que ayuda al flujo; las moléculas de gas en solución ocupan un espacio entre las moléculas de parafina evitando su unión, cuando disminuye la presión (por encima del punto de burbuja) o el flujo es restaurado.

2.5. MÉTODOS DE CONTROL DE PARAFINA

En la industria petrolera son diversos los tratamientos y tecnologías que se emplean para el control de parafina en los pozos productores. Estos pueden dividirse en términos generales en dos categorías, tratamientos de remoción o limpieza y tratamientos de inhibición [5][6] [10].

El tratamiento químico, tiene como función prevenir o remover la formación de depósitos parafínicos. Los tratamientos químicos para el control de parafinas están

compuestos básicamente por dispersantes, solventes y surfactantes; el enfoque en el presente trabajo de investigación es de carácter preventivo.

2.6. PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS EN EL CAMPO COLORADO

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

En un estudio previo, se determinó la envolvente de precipitación de parafinas para el crudo de las arenas B de la formación Mugrosa, y se encontró que el problema posiblemente se inicia en la tubería de producción a una temperatura de 90 °F (32°C) y una profundidad de 1550 pies (473 metros) [2]. El crudo de las arenas C de la formación Mugrosa, aún no cuenta con la envolvente de precipitación de parafinas, pero se espera que el comportamiento sea similar al de las arenas B, partiendo de la base que los crudos del Campo Colorado son muy homogéneos y de origen común [7].

3. APLICACIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO

El tratamiento químico para el control de parafina está basado en la dosificación de productos químicos a un pozo activo, con el objeto de inhibir la precipitación de parafinas.

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

- Seleccionar el mejor tipo de productos químicos de acuerdo al objetivo del tratamiento.
- Definir la concentración o dosificación a la cual el control será más efectivo.
- Realizar pruebas en laboratorio y analizar los resultados obtenidos.
- Definir detalladamente la metodología de aplicación y las condiciones de operación en el pozo seleccionado que asegure la efectividad del tratamiento.
- Realizar seguimiento y evaluación de resultados, mediante pruebas de laboratorio al crudo tratado tomado en pozo.

La metodología aplicada se resume en la figura 3.



Figura 3. Metodología de aplicación y evaluación del tratamiento químico para el control de parafinas.

3.1. ETAPA 1. CARACTERIZACIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO.

En esta etapa se realizó un análisis de las propiedades del tratamiento químico a aplicar, tales como: punto de ebullición, pH, densidad y solubilidad. Esta caracterización permite conocer los límites de aplicación, es decir hasta qué punto el tratamiento puede funcionar.

En esta aplicación el tratamiento estuvo compuesto por una mezcla de cuatro aditivos con los siguientes porcentajes en volumen: Un dispersante (4%), solvente (86%), solvente mutual (8%) y un surfactante (2%).

En la Tabla 1 se presentan los resultados de la caracterización del tratamiento.

Tabla 1. Características del tratamiento químico.

Propiedades físicas y químicas	Resultado
Punto de ebullición	162 °C (323,6 °F)
pH	6,49
Densidad a 24,4 °C	0,812 g/cm ³
Estado físico	Líquido
Solubilidad	Soluble en hidrocarburos

3.2 ETAPA 2. SELECCIÓN DEL POZO PILOTO.

La selección del pozo para la inyección del tratamiento se basó en los criterios de: actividad y estado del pozo, estado de facilidades de superficie para la inyección, arena productora, bajo corte de agua, estado de la bomba y válvulas en fondo de pozo y severidad del problema de parafinas.

Bajo un análisis riguroso de cada uno de los criterios mencionados, se seleccionó el pozo Col-75. Este pozo, había sido recientemente reacondicionado por el problema de depósito de parafinas, es decir la tubería de producción estaba limpia.

3.3 ETAPA 3. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD.

Una vez fue seleccionado el pozo se realizaron pruebas para establecer la compatibilidad entre el tratamiento y la arena productora. Dichas pruebas dieron como resultado que el tratamiento no altera la mojabilidad original del yacimiento y tiene buena detergencia, es decir, que ayuda a limpiar el crudo de la arena en caso que tenga contacto con esta.

3.4. ETAPA 4. DISEÑO EXPERIMENTAL.

Partiendo del estudio realizado por Ariza, 2009 [2] sobre las propiedades que caracterizan la precipitación, se identificó que la propiedad más significativa que influye

sobre la precipitación y depositación de parafina en un crudo es el punto de cristalización (°C), motivo por el cual se definió como la variable de respuesta. Se determinaron la cantidad de químico a aplicar y el tiempo de recirculación del mismo (duración de la sustancia química en contacto con el crudo) como los factores que influyen sobre dicha variable.

Para realizar una adecuada aplicación del tratamiento, se diseñó un experimento factorial 2², esto es, dos factores y dos niveles por cada factor [9]. Para determinar los dos niveles para el factor volumen de químico a aplicar, se tomó como referencia la investigación desarrollada por Ochoa y López (2009) [1], en el mismo Campo. Como primer nivel del factor volumen se empleó 2,5 galones (9.45 l), debido a que es la cantidad mensual normalmente empleada de tratamiento de parafinas con solo dispersante en los pozos del Campo Colorado. Para definir los niveles siguientes, en el estudio Ochoa y López (2009), se propone incrementar en 2,5 galones (9.45 l) cada nivel para el análisis respectivo.

Para la definición de los niveles del factor tiempo de recirculación (tiempo total en el que el químico combinado con el crudo fluye a través del equipo de subsuelo) se consideraron los resultados de pruebas de disolución realizadas en laboratorio. Las pruebas que se realizaron demostraron que el químico logra un mayor porcentaje de disolución de cera parafínica a mayores tiempos de contacto (parafina-químico), motivo por el cual se decidió que se recirculará el químico a 3 y 5 horas.

3.5 ETAPA 5. INYECCIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO.

Previo a la aplicación de los tratamientos, se realizó la medición del punto de cristalización de la Parafina con el fin de tener un punto de referencia para verificar si se presentaban o no mejoras significativas con la aplicación de los tratamientos en el pozo de producción; obteniendo como resultado un Punto de Cristalización de 71°F (21.7 °C). El proceso de aplicación se llevó a cabo cada 8 días hasta completar los experimentos establecidos.

Para el caso específico del Campo Colorado la aplicación del tratamiento químico dentro del pozo se llevó a cabo mediante un sistema de recirculación conocido como "Carevaca". Este sistema circula el químico durante un tiempo previamente determinado (figura 4).

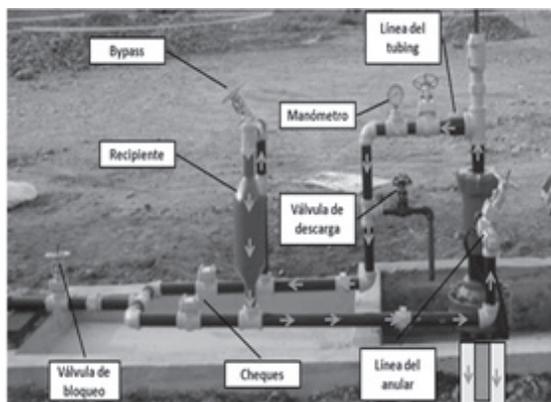


Figura 4. Sistema de recirculación de químicos.

3.6. ETAPA 6. SEGUIMIENTO Y EVALUACIÓN.

De las aplicaciones del tratamiento químico realizadas en el pozo Col-75, se tomaron muestras de crudo en superficie antes y después de cada una de las aplicaciones, con el fin de analizar la efectividad del tratamiento para el control de parafinas. De las muestras se analizó: el punto de cristalización, punto de fluidez, viscosidad, contenido de ceras, comportamiento reológico y gravedad API.

En la figura 5 se aprecia el cambio en el valor de punto de cristalización al aplicar por primera vez el tratamiento químico; para el resto de las aplicaciones se observa un comportamiento constante en el valor del punto de cristalización.

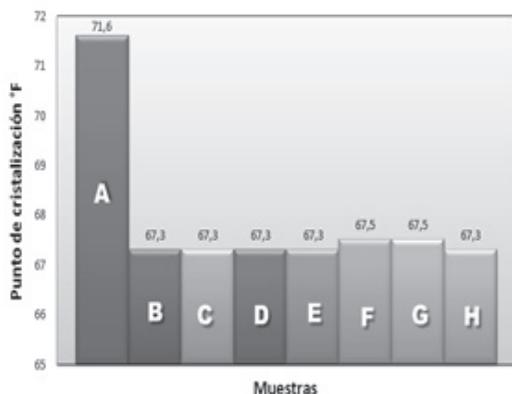


Figura 5. Comportamiento del punto de cristalización

- A: muestra antes de la 1ra aplicación
- B: muestra después de 1ra aplicación
- C: muestra antes de la 2da aplicación
- D: muestra después de la 2da aplicación
- E: muestra antes de la 3ra aplicación
- F: muestra después de 3ra aplicación
- G: muestra antes de la 4ta aplicación
- H: muestra después de la 4ta aplicación

Desde la primera aplicación hasta la última, el valor del punto de cristalización disminuye desde 71,6 °F (22 °C) hasta 67,3 °F (19,6 °C), por lo tanto, se concluye que el tratamiento es efectivo ya que logra retardar la cristalización de las parafinas. Además, si el tratamiento se aplica periódicamente el efecto se mantiene independientemente del volumen y del tiempo de recirculación.

En lo que respecta a la variación del punto de fluidez, después de la primera aplicación del tratamiento, el valor se reduce en un 22%, de 41 °F (5 °C) a 32 °F (0 °C).

Se puede inferir que el tratamiento químico tiene un efecto de limpieza en la tubería logrando arrastrar partículas de parafina hasta la superficie; este comportamiento se evidenció debido a que la muestra de crudo tomada después de aplicar el tratamiento químico contenía mayor cantidad de ceras que la muestra tomada antes de aplicarlo (22,2% y 19% en peso respectivamente).

La viscosidad y comportamiento reológico se analizaron en un viscosímetro Brookfield. Se observó un comportamiento pseudoplástico para valores por debajo del punto de cristalización y un comportamiento newtoniano para valores por encima al punto de cristalización. La viscosidad aumentó en las muestras donde el tratamiento había disminuido su efecto (pérdida de la acción del dispersante), y disminuyó para las muestras en las que la acción del tratamiento estaba reciente.

El comportamiento de la gravedad API no mostró una tendencia constante a lo largo de las 4 aplicaciones, los valores para esta propiedad variaron entre los 39 y 41 °API.

La producción del pozo se mantuvo prácticamente constante en 25 BPD durante las 4 aplicaciones del tratamiento, esto se debe a que el tratamiento no estuvo enfocado en estimular la formación sino en limpiar y evitar la depositación de la parafina en la tubería de producción.

4. ANÁLISIS ECONÓMICO

La viabilidad económica del tratamiento químico fue evaluada mediante el análisis de los costos generados por las distintas aplicaciones de dicho tratamiento. El análisis de los costos se presenta en la Tabla 2.

Dentro de los costos evaluados se involucra la mano de obra, productos químicos y transporte de los productos. los costos referentes a pérdidas por cierre de pozo se debe al crudo que se deja de producir durante la recirculación del tratamiento químico.

Tabla 2. Costos correspondientes a las distintas aplicaciones de tratamiento.

	A Galones (Litros)	TC (hrs)	PC USD	CTQ USD	Total USD
1	7,5 (28,41)	5	239,5	107,62	347,12
2	7,5 (28,41)	3	143,7	107,62	251,37
3	2,5 (9,45)	5	239,5	43,87	283,37
4	2,5 (9,45)	3	143,7	43,87	187,62

A: aplicación
TC: tiempo de cierre
PC: pérdidas por cierre
CTQ: costos de tratamiento químico

Teniendo en cuenta el análisis, realizado en la tabla 2, se concluye que la aplicación de 2,5 galones (9,45 l) y 3 horas de recirculación es el tratamiento más económico; adicionalmente el porcentaje de reducción en el punto de cristalización es similar al de las demás aplicaciones.

Sumado a esto, la disminución en costo se evidencia en la reducción de los trabajos de limpieza que se deben realizar como mínimo cada año y cuyo valor se aproxima a 42000 USD, dependiendo de los problemas del pozo y de la profundidad del mismo.

La tabla 3 muestra un resumen de los costos y las pérdidas anuales por cierre, para la aplicación del tratamiento químico comparado con los trabajos de limpieza de parafina implementados en el campo.

Tabla 3. Costos y pérdidas anuales para cada método.

M	P	CA (USD)	PCA (USD)	TA (USD)
Tratamiento químico[2,5 gal (7,57L), 3 horas]	Cada 8 días	2100	6900	9000
Trabajo de limpieza	Cada año	42000	6000	48000

M: método
P: periodicidad
PCA: pérdidas por cierres anuales
TA: total anuales

5. TRATAMIENTO RECOMENDADO

Basado en los resultados de los análisis realizados en esta investigación, para los pozos del Campo Colorado, es recomendable aplicar el tratamiento químico dependiendo de la severidad del problema de parafina que se presente.

Pozos con bajos problemas de parafina:

$$T (\text{galones}) = 0,00005 \times (D_{ic})^2 \times h. (1)$$

Pozos con problemas de precipitación de parafinas más severos:

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

Donde:

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

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

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

6. CONCLUSIONES

El tratamiento químico aplicado en el pozo Col-75 mostró buenos resultados logrando disminuir el punto de cristalización en un 6 %. Esta reducción se obtuvo para las diferentes combinaciones de volumen de tratamiento y tiempo de recirculación.

El punto de fluidez se redujo en 22%, de la muestra sin tratamiento y después del primer tratamiento, lo cual demuestra su efectividad.

El tratamiento demostró un efecto de limpieza sobre los depósitos de parafina, este comportamiento se observó porque la muestra tomada después de aplicar el tratamiento químico contenía mayor cantidad de ceras que la muestra tomada antes de aplicar.

El tratamiento químico propuesto representa una alternativa económica viable, que se debe implementar en el campo para lograr mantener la producción y evitar el cierre de pozos debido a la deposición de parafina, logrando disminuir los costos anuales hasta en un 81,2 %.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Universidad Industrial de Santander, al Campo Escuela Colorado, a las escuelas de Ingeniería de Petróleos e Ingeniería Química y al grupo de investigación en Campos Maduros (GCM), por su apoyo para realizar el presente trabajo de investigación. Especial agradecimiento a la Ingeniera Dimelsa Salazar, por su aporte en la estructuración y organización del artículo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. OCHOA LARA, Sergio y LÓPEZ ARTEAGA, Ismael. Evaluación de un tratamiento químico para el control de parafina en el crudo del Campo Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga 2009.
2. ARIZALEÓN, Emiliano. Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el Crudo del Campo Colorado. Tesis de Maestría. Bucaramanga 2008.
3. ZHU, Tao. Evaluation of Wax Deposition and Its Control During Production of Alaskan North Slope Oils. University of Alaska Fairbanks. December 2008.
4. SADEGHAZAD, Ayoub; CHRISTIANSEN, Richard. The prediction of cloud point Temperature: In Wax Deposition. SPE 64519. October 2000.
5. AGUIRRE P, Ricardo G. Optimización de la Limpieza de Parafina en Pozos del Noreste Peruano Utilizando Unidad a Cable. Lima, Perú. 2004.
6. NOLL, Leo. Treating Paraffin Deposits in Producing Oil Wells. January 1992.
7. TOLOZA, HORMIGA. Silvia. Identificación de los factores geológicos que afectan las características geoquímicas de los crudos del Campo Colorado. Tesis de Grado. Bucaramanga 2009.
8. GPA, ESTUDIOS Y SERVICIOS PETROLEROS, Las parafinas y los asfaltenos: (parte 1) ¿que son y cuáles son sus propiedades más importantes?, Buenos Aires, Argentina.
9. GUTIERREZ, PULIDO. Humberto. (2001). *Análisis y diseño de experimentos*. México: Mc Graw Hill. Capítulo 4, p. 159.
10. DOBBS B, James. SPE, UNICHEM. A unique method of paraffin control in production operations. SPE 55647 (Mayo 1999).

Recepción: 17 de mayo de 2011

Aceptación: 29 de junio de 2012