

**EVALUACIÓN TÉCNICA DEL CONTROL DE PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS,  
POR MEDIO DE LA APLICACIÓN DE UN INHIBIDOR EN CRUDOS  
PARAFINICOS.**

**LIZA ROXANA CORONADO ANAYA**

**JAZER GUERRA SANDOVAL**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2016**

**EVALUACIÓN TÉCNICA DEL CONTROL DE PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS,  
POR MEDIO DE LA APLICACIÓN DE UN INHIBIDOR EN CRUDOS  
PARAFINICOS.**

**LIZA ROXANA CORONADO ANAYA**

**JAZER GUERRA SANDOVAL**

**Trabajo de grado como requisito para optar por el título de  
Ingenieros de Petróleos**

**Director:  
John León Pabón  
Ingeniero de Petróleos, MS.c**

**Codirector:  
Leonardo Arzuza  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2016**

*Este gran logro se lo quiero dedicar en primer lugar a Dios por todas las bendiciones recibidas y por permitirme llegar hasta este punto.*

*A mis padres Marta Sandoval y José Guerra por sus consejos, confianza, paciencia y la gran ayuda que me brindaron para hacer posible este sueño, todo se lo debo a ellos.*

*A mis hermanos Jessith, Jennifer y Josser quienes además de extenderme su respaldo total durante este tiempo siempre creyeron en mí y me impulsaron a seguir adelante.*

*A Marcela de la cual he recibido más que amor, mucha confianza, amistad y apoyo sincero e incondicional en cada momento que hemos compartido juntos.*

*A mis amigos y todas aquellas personas que estuvieron pendientes de mi progreso durante el desarrollo de mis estudios universitarios día a día y me dieron su apoyo inextinguible cuando más lo necesité, Aided, Badel, Elvia rosa, Chave, Rosa, Prudencia, Miguel, D. Norma, D. Julia, Jean Paul, Baycon, Mc Klein, Cocho, July, Prada, Orly, Edgarete, Daniel, Juancho, Alejandro .*

***JAZER GUERRA SANDOVAL***

*Dedico este gran logro a mi madre Clara Isabel Anaya Lizarazo  
quien con su formación, dedicación y esfuerzo ha hecho de mí una  
gran persona.*

*A mi hermana Jiri Sílvana Coronado Anaya quien con su apoyo  
incondicional me acompañó en los momentos más difíciles,  
Gracias por las palabras y energía en este camino  
Para cumplir este gran logro.*

*A mi familia y amigos, los que me apoyaron, brindándome  
Confianza y soporte cuando lo necesité.*

***LIZA ROXANA CORONADO ANAYA***

## AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander, a la Escuela de Ingeniería de petróleo por permitirnos un espacio adecuado para nuestra formación académica, personal y profesional.

A nuestro director M.Sc John Alexander León Pabón y Co-director Ing. Leonardo Arzuza por la oportunidad brindada para hacer parte en la realización de este proyecto y por su oportuna colaboración y valiosa atención durante todo este tiempo cuando más lo requeríamos.

Al Ing. Félix Arenas y en especial al Ing. Alexander Beltrán por su oportuna atención, asesorías y colaboración durante el desarrollo del proyecto en las instalaciones del laboratorio de fluidos (Sede Guatigurá).

A nuestros calificadores M.Sc Emiliano Ariza León y M.Sc Cesar Augusto Pineda Gómez por sus asesorías, consejos y acompañamiento.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	16
<b>1. MARCO TEÓRICO</b> .....	18
1.1 DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LAS PARAFINAS .....	20
1.1.1 Ceras Parafínicas o Macrocristalinas.....	20
1.1.2 Ceras Microcristalinas.....	21
1.2 FENÓMENOS DE CRISTALIZACIÓN DE LAS PARAFINAS .....	22
1.2.1 Precipitación de parafinas.....	23
1.3 FENÓMENOS DE DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS.....	27
1.4 CAUSAS DE DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS .....	28
1.5 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS .....	30

1.6 MÉTODOS CONVENCIONALES PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN POZOS DE PETRÓLEO .....	31
1.6.1 Método mecánico.....	31
1.6.2 Método Operacional.....	33
1.6.3 Método Térmico .....	33
1.6.4 Método Químico.....	36
<b>2. METODOLOGÍA .....</b>	<b>41</b>
2.1 DISEÑO DE INVESTIGACIÓN .....	41
2.2 UNIDAD DE ANÁLISIS Y DE CONTROL .....	41
2.3 IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES .....	42
2.4 DISEÑO EXPERIMENTAL.....	43
2.4.1 Tipo de diseño experimental .....	43
2.4.2 Etapas del diseño experimental.....	44
<b>3. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA Y RESULTADOS .....</b>	<b>52</b>

3.1	CARACTERIZACIÓN DEL INHIBIDOR .....	52
3.2	CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO.....	53
3.3	PRUEBAS DE VISCOSIDAD CON ADICIÓN DE INHIBIDOR.....	54
3.4	PRUEBAS PARA EL CRUDO CON INHIBIDOR. ....	56
3.5	PRUEBA DE COMPATIBILIDAD VISUAL .....	56
4.	<b>RESULTADOS Y ANÁLISIS.....</b>	<b>58</b>
4.1	PERFIL VISCOSIDAD VERSUS TEMPERATURA.....	58
4.2	COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DEL CRUDO RESPECTO A LA TEMPERATURA Y PORCENTAJE DEL INHIBIDOR. ....	62
4.3	PORCENTAJES DE REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD RESPECTO AL PORCENTAJE DE INHIBIDOR PARA CADA TEMPERATURA.....	63
4.4	COMPORTAMIENTO DEL PUNTO DE NUBE RESPECTO A LA CONCENTRACIÓN DEL INHIBIDOR.....	64
4.5	EFFECTO DEL INHIBIDOR SOBRE LA GRAVEDAD API DE LA MUESTRA DE CRUDO.....	65

<b>5. CONCLUSIONES</b> .....	<b>66</b>
<b>6. RECOMENDACIONES</b> .....	<b>67</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b> .....	<b>68</b>

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 1.</b> Etapa I. ....	49
<b>Tabla 2.</b> Pruebas etapa II. ....	50
<b>Tabla 3.</b> Dosificación de inhibidor. ....	51
<b>Tabla 4.</b> Identificación del producto químico. ....	52
<b>Tabla 5.</b> Propiedades del Inhibidor ....	53
<b>Tabla 6.</b> Tratar un barril de crudo con inhibidor. ....	53
<b>Tabla 7.</b> Obtención de un barril de crudo para la venta con inhibidor. ....	53
<b>Tabla 8.</b> Caracterización del crudo* ....	54
<b>Tabla 9.</b> Viscosidades con inhibidor a [0%] ....	54
<b>Tabla 10.</b> Viscosidades con inhibidor a [5%] ....	55
<b>Tabla 11.</b> Viscosidades con inhibidor a [10%] ....	55
<b>Tabla 12.</b> Viscosidades con inhibidor a [20%] ....	55
<b>Tabla 13.</b> Viscosidades con inhibidor a [30%] ....	55
<b>Tabla 14.</b> Pruebas para el crudo con inhibidor ....	56
<b>Tabla 15.</b> Valores de punto de nube. ....	61

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1.</b> Esquematación de Ceras Parafínicas .....	21
<b>Figura 2.</b> Aplicación y efecto de Dispersante. ....	38
<b>Figura 3.</b> Gravedad API .....	45
<b>Figura 4.</b> Prueba de contenido de agua y sedimentos. ....	46
<b>Figura 5.</b> Prueba de Salinidad.....	47
<b>Figura 6.</b> Prueba punto de fluidez .....	48
<b>Figura 7.</b> Prueba Viscosidad .....	49
<b>Figura 8.</b> Prueba de compatibilidad visual. 1 .....	57
<b>Figura 9.</b> Prueba de compatibilidad visual. 2 .....	57
<b>Figura 10.</b> Perfil viscosidad vs Temperatura sin inhibidor .....	58
<b>Figura 11.</b> Perfil viscosidad vs Temperatura a una concentración de [5%] .....	59
<b>Figura 12.</b> Perfil viscosidad vs Temperatura a una concentración de [10%].....	59
<b>Figura 13.</b> Perfil viscosidad vs Temperatura a una concentración de [20%].....	60
<b>Figura 14.</b> Perfil viscosidad vs Temperatura a una concentración de [30%].....	60
<b>Figura 15.</b> Comportamiento de la viscosidad del crudo respecto a la temperatura y porcentaje de inhibidor a) 5% de inhibidor b) 10% de inhibidor c) 20% de inhibidor d) 30% de inhibidor.....	62
<b>Figura 16.</b> Porcentajes de reducción de la viscosidad respecto al porcentaje de inhibidor para cada temperatura. a) 5% de inhibidor b) 10% de inhibidor c) 20% de inhibidor d) 30% de inhibidor.....	64
<b>Figura 17.</b> Comportamiento Punto de nube respecto a la concentración de inhibidor. ....	65

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN TÉCNICA DEL CONTROL DE PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS, POR MEDIO DE LA APLICACIÓN DE UN INHIBIDOR EN CRUDOS PARAFINICOS\*.

**AUTOR(ES):** LIZA ROXANA CORONADO ANAYA, JAZER GUERRA SANDOVAL\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Parafina, precipitación, inhibidor, punto de nube, viscosidad, tratamiento químico, diseño experimental.

En campos productores de crudos parafínicos, la precipitación de parafinas genera múltiples problemas en la mayor parte del sistema de producción (Cara de la formación, tubería de producción etc.) así como en las diferentes instalaciones de superficie utilizadas para almacenamiento y separación. Las diferentes pruebas de laboratorio y la continua intervención en campos petroleros permiten la realización de operaciones que tienen como fin evitar o solucionar problemas de precipitación y posterior depositación de parafinas.

El presente proyecto presenta la evaluación del control de precipitación de parafinas por medio del inhibidor SDM, el cual sea compatible con las características del crudo del campo en estudio, permitiendo por un lado prevenir posibles daños a la formación así como optimizar su potencial para evitar en gran medida la precipitación de cristales de parafina, problema característico en el crudo de este campo.

El análisis de datos obtenidos permite concluir que los mejores resultados en la aplicación del producto como inhibidor de parafinas y su máxima eficiencia se obtuvieron con una concentración del 30%.

La innovación en investigaciones sobre inhibidores de parafinas es una constante en la industria del petróleo, que exige un campo de aplicación que marque la pauta en los diferentes procesos de extracción, transporte, almacenamiento, entre otros. Para esto, es necesario una infraestructura, desde luego unos recursos modernos y sofisticados que este proceso exige. Esta investigación deja las puertas abiertas y se marca como un inicio para el desarrollo de nuevos estudios que permitan maximizar el control de precipitación de parafinas.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: John León Pabón. Codirector: Leonardo Arzuza

## ABSTRACT

**TITLE:** TECHNICAL EVALUATION OF CONTROL OF PARAFFINS PRECIPITATION, THROUGH THE APPLICATION OF AN INHIBITOR IN PARAFFIN CRUDE OILS.\*

**AUTHOR(S):** LIZA ROXANA CORONADO ANAYA, JAZER GUERRA SANDOVAL\*\*

**KEY WORDS:** Paraffin, precipitation, inhibitor, cloud point, viscosity, chemical treatment, experimental design.

In producing fields of paraffinic crude oils, paraffin precipitation generates multiple problems in most of the production system (face formation, tubing etc.) as well as the various surface facilities used for storage and separation. The various laboratory tests and continuous intervention oilfield allow performing operations that aim to prevent or troubleshoot precipitation and subsequent deposition of paraffins.

This project presents the evaluation of control by paraffin precipitation inhibitor SDM, which is compatible with the characteristics of the oil field under study, allowing one hand to prevent formation damage and maximize their potential for largely avoid the precipitation of paraffin crystals in crude, characteristic problem of this field. In addition to the results obtained they will show the possible solutions to problems of paraffins precipitation and necessary to obtain the best results in the application of this chemical treatment, maximizing efficiency. The data analysis leads to the conclusion that the best results in the application of the product as an inhibitor of paraffins and maximum efficiency is obtained with a concentration of 30%.

Innovation in research paraffin inhibitors is a constant in the oil industry, which requires an application field that set the tone in the different processes of extraction, transportation, storage, among others. For this, you need an infrastructure, of course modern and sophisticated resources that this process requires. This research leaves the door open and marked as a start for the development of new studies to maximize control of precipitation of paraffins.

---

\* Degree Work

\*\*Faculty of Physico-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: John León Pabón. Codirector: Leonardo Arzuza

## INTRODUCCIÓN

Actualmente, existe una gran cantidad de problemas de precipitación y depositación de parafinas, los cuales se presentan en la formación, en las tuberías de producción y facilidades de superficie bajo cambios termodinámicos de estado, que conllevan a la restricción de flujo, declinación en la tasa de producción y pérdidas económicas<sup>1</sup>. Para dar solución a estos problemas, se han desarrollado varios métodos de tratamiento los cuales generan incrementos en costos operacionales debido principalmente a interrupción de la producción y costo del tratamiento. Algunos de los métodos permiten obtener mejores resultados que otros, debido a un buen diseño del tratamiento y caracterización del crudo.<sup>2</sup>

La temperatura es el factor de mayor importancia. Al disminuir la temperatura del petróleo, la solubilidad de las fracciones pesadas disminuye y comienzan a precipitar en forma de pequeños cristales sólidos. Si se presenta una caída de la temperatura aún mayor, se tendrá un aumento importante de la cantidad de sólidos precipitados y al tener la posibilidad de adherirse a equipos e instalaciones de producción y recolección de hidrocarburos, se dará inicio a la depositación y posterior reducción en la producción hasta el cierre del pozo. La precipitación de parafina en la explotación y transporte de hidrocarburos genera pérdidas económicas de gran importancia. Aunque se tiene un mayor conocimiento de su

---

<sup>1</sup> ARIZA LEÓN, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de la parafinas en el crudo del campo colorado. Proyecto de Maestría UIS. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008

<sup>2</sup> PINZÓN, Sergio Andrés y ROJAS MARTÍNEZ, Jonattan Andrey. Evaluación de métodos convencionales y no convencionales para la remediación e inhibición de la precipitación de parafinas en pozos petroleros. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2010.

problemática no existe un método universal para atacar este problema pues cada pozo es diferente<sup>3</sup>.

El presente estudio tiene como objetivo general la evaluación técnica de la eficiencia de un tratamiento químico por medio de un inhibidor para controlar la precipitación de cristales de parafina. Para cumplir dicho objetivo se evaluó el comportamiento del inhibidor SDM realizando varias pruebas en laboratorio, determinando así la concentración óptima requerida para obtener un mejor rendimiento del producto.

---

<sup>3</sup> ACEVEDO ÁLVAREZ, Verónica. Predicción de envoltentes de precipitación de parafinas bajo la presencia de inhibidores químicos y naturales. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Ciudad Universitaria, México, D.F: Universidad Nacional Autónoma de México, 2010.

## 1. MARCO TEÓRICO

El petróleo es el resultado de una mezcla de hidrocarburos que existen en estado líquido en yacimientos naturales y permanezcan en estado líquido a presión atmosférica<sup>4</sup>. Los componentes más pesados como las ceras y los asfáltenos se disuelven en los crudos más livianos. Cuando el petróleo crudo es sometido a cambios de temperatura se obtendrá una reducción importante de la solubilidad de las fracciones pesadas haciendo que los hidrocarburos pesados comiencen a precipitarse en forma cristales de parafina<sup>5</sup>. Si la temperatura sigue disminuyendo, habrá un aumento de la cantidad de sólidos precipitados a partir del crudo. Finalmente, estos sólidos se depositaran y acumularan en el fondo de los pozos, instalaciones de producción y sistemas de tuberías de recolección, lo que conlleva a numerosas pérdidas económicas en la industria petrolera<sup>6</sup>.

Según su composición los hidrocarburos se pueden clasificar en hidrocarburos parafinicos, nafténicos, aromáticos y petróleo de base mixta. Los crudos parafinicos comprenden moléculas lineales con la formula  $C_nH_{2n+2}$ . El metano  $CH_4$ , es el miembro más simple. Los miembros superiores alrededor de  $C_{18}$ , son similares a la cera y se le llaman parafinas. Muchos aspectos composicionales como la relación n/ciclo+isoparafinas, forma de la curva de distribución de peso molecular, y concentración de componentes con más de 24 átomos de carbono ( $C_{24+}$ ) han demostrado que tienen una gran influencia en la tendencia de

---

<sup>4</sup> SELLEY Richard C. and SONNERBERG Steve. Elements of Petroleum Geology. 3ed. ELSEVIER [online] December, 2014. Chapter 2 – The Physical and Chemical Properties of Petroleum. P 13-39. Available from SCIENCE DIRECT.

<sup>5</sup> OLIVEIRA, Erika C.L. NETO, Eduardo L.B and PEREIRA Camila G. Modeling and simulation of paraffin solubility in circular pipes in laminar regime flow. ELSEVIER [online] January, 2016 Vol. 141. [cited: 20 marzo 2016] P 70-81. Available from SCIENCE DIRECT.

<sup>6</sup> CHEN, Wuhua, et al. Thermodynamic phase equilibria of Wax precipitation in crude oils. Fluid Phase Equilibria [online] July, 2007, Vol. 255 N° 1 [cited: 8 Abril 2016] P 31-36. Available from SCIENCE DIRECT.

cristalización de ceras en el crudo y en los mecanismos de inhibición de cristalización de parafinas<sup>7</sup>. Ha sido demostrado a través de estudios anteriores que hay una interacción compleja entre las fracciones de crudo (especialmente en las clases de distribución de parafina) y la tendencia del crudo a precipitar ceras<sup>8</sup>.

La depositación de ceras durante la producción de crudos parafínicos y transporte es uno de los problemas más serios que se dan en el fondo de pozo y en las operaciones de superficie. Estos depósitos están constituidos principalmente por n-parafinas (alcanos lineales) y pequeñas cantidades de parafinas ramificadas y componentes aromáticos<sup>9</sup>. El número de moléculas parafínicas presentes en los depósitos de ceras se han encontrado que son más altas que 15 átomos, técnicas de análisis avanzadas han permitido detectar hasta 160 átomos de carbono en estos depósitos<sup>10</sup>.

Hay numerosos métodos usados para manejar la depositación de las parafinas. Estos pueden ser divididos en dos categorías: remoción (mecánica, térmica y química) y prevención o inhibición (dispersantes, modificadores de cristal). El uso de un inhibidor efectivo de parafina tiene un potencial significativo de rentabilidad comparado con un procedimiento de remoción. Desde que las características y los contenidos varían drásticamente entre yacimiento y yacimiento, los problemas y las soluciones también varían. Métodos que son efectivos en un sistema no

---

<sup>7</sup> GARCÍA, M. C, et al. Paraffin Deposition in Oil Production. Oil Composition and Paraffin Inhibitors Activity. Petroleum Science and Technology [online] April, 2007 Vol. 16 N° 9-10. [Cited: 16 Febrero 2016] P 1001-1021. Available from SCIENCE DIRECT.

<sup>8</sup> ALLEN, T.O. and ROBERTS, A.P. Production operations: well completions, workover, and stimulation. Volume 1. 4ed. Tulsa: OK, E.U: Oil and Gas Consultants International, 1993.

<sup>9</sup> JORDA, R. M. Paraffin Deposition and Prevention in Oil Wells. Journal of Petroleum Technology [online] December, 1966 Vol. 18 N°12, SPE-1598-PA.

<sup>10</sup> BODUSZYNSKI, M. M; MCKAY, J. F, and LATHAM, D. R: Composition of heavy ends of a Russian petroleum. Fuel [online] August, 1981, Vol. 26 N° 4 [cited: 15 Diciembre 2015] P 864 Available from SCIENCE DIRECT.

siempre son exitosos en otros yacimientos o aun así en varios pozos dentro del mismo yacimiento<sup>11</sup>.

## 1.1 DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LAS PARAFINAS

Las parafinas son en esencia una compleja mezcla de largas cadenas lineales hidrocarbonadas compuestas principalmente por n-alcanos, Iso-alcano, y ciclo-alcanos<sup>12</sup>. Algunas de ellas se caracterizan por poseer además un conjunto de cadenas ramificadas y así mismo la presencia de alicíclicos, aromáticos y anillos condensados que actúan sobre sus propiedades de flujo modificándolos.

Son un material inerte y muy estable, es decir, ante la mayoría de agentes químicos son poco reactivas, ya que resisten al ataque de ácidos y bases. La clasificación de éstas se hace de acuerdo a la configuración de su estructura molecular y al número de carbonos que contenga. Teniendo en cuenta estos criterios se pueden diferenciar las ceras parafínicas de las ceras micro-cristalinas, las cuales presentan un mecanismo de daño diferente por el tamaño de los cristales al momento de depositarse en la formación.

**1.1.1 Ceras Parafínicas o Macrocrystalinas.** Es un depósito que se forma a partir de un crudo conformado únicamente por ceras parafínicas. Éstas se encuentran comprendidas por parafinas con un número de carbonos entre 18 a 30 en cadena lineal. La estructura molecular que se forma es llamada macro-cristales, éstos presentan forma de agujas que al conglomerarse originan grandes depósitos de

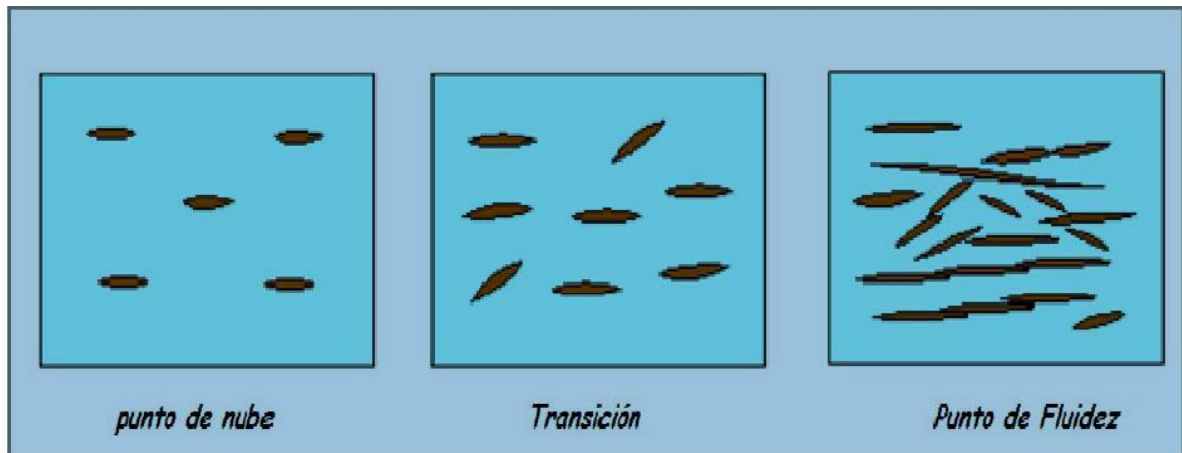
---

<sup>11</sup> BAUDILLO COTO, Carmen Martos, et al. Analysis of paraffin precipitation from petroleum mixtures by means of DSC: Iterative procedure considering solid–liquid equilibrium equations. *Fuel*. [online] May, 2010, Vol 89 N° 5 [cited: 2 Enero 2016] P1087-1094 Available from SCIENCE DIRECT.

<sup>12</sup>XIAO, Meng, et al. Effect of microbial treatment on the prevention and removal of paraffin deposits on stainless steel surfaces. *Bioresource Technology* [online] November, 2012, Vol. 124, [cited: 5 Abril 2016] P. 227—232. Available from SCIENCE DIRECT.

cera que generan distintos problemas en las líneas de producción de pozos de petróleo y en la formación<sup>13</sup>. Es por esto que debido a la aglomeración de cristales de gran tamaño, se produce un aumento de la viscosidad y como consecuencia taponamiento de los poros de la formación o en un punto específico del sistema de producción.

**Figura 1. Esquematzación de Ceras Parafínicas**



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

**1.1.2 Ceras Microcristalinas.** Encontradas en las parafinas cuyo contenido de carbonos es entre 30 a 60, con pesos moleculares entre 450 y 800. Son compuestos de cadena lineal con ramificaciones y grupos cíclicos a lo largo de la cadena principal<sup>14</sup>. Una de sus características es el tamaño de sus cristales que en comparación con las ceras parafínicas estos son pequeños e irregulares razón por la cual no tienden a aglomerarse, debido a esto permanecen dispersos y no

<sup>13</sup> ZAKY, Magdy T. MOHAMED, Nermen and FARAG, Amal S. Separation of some paraffin wax grades using solvent extraction technique. Fuel Processing Technology [online] October, 2010, Vol. 92 N° 10 [cited: Febrero 4 2016] P. 2024–2029. Available from SCIENCE DIRECT.

<sup>14</sup> MUSSER, B. J. and KILPATRICK, P. K. Molecular characterization of wax isolated from a variety of crude oils Energy Fuels. Energy and Fuel [online] November, 1997, Vol. 12 N° 4 [cited: 5 Diciembre 2015] P. 715-725. Available from SCIENCE DIRECT.

forman depósitos. No generan problemas en las líneas de producción pero pueden ser causantes de la reducción de la permeabilidad en caso tal se precipiten en la formación debido a su tendencia de adherirse a la superficie de los granos.

Al momento de diseñar algún tipo de tratamiento es de vital importancia establecer el tipo de parafinas que se encuentra en el yacimiento para identificar así el mecanismo de daño a la formación por parafinas<sup>15</sup>.

## 1.2 FENÓMENOS DE CRISTALIZACIÓN DE LAS PARAFINAS

Los factores que disminuyen la temperatura del aceite contribuyen al fenómeno de cristalización de la parafina. Las ceras de parafina permanecen solubles en el petróleo crudo en la mayoría de las condiciones del yacimiento bajo un estado de equilibrio. Cuando este estado de equilibrio se ve alterado por factores tales como cambios en la temperatura y la presión, la parafina puede cristalizar o precipitar<sup>16</sup>. Por otra parte, debido a la pérdida de livianos desde el crudo que actúan como solventes naturales del mismo se da la precipitación de la Parafina<sup>17</sup>.

Las temperaturas del yacimiento exceden las temperaturas críticas de los livianos finales (metano, etano, etc.) y los hidrocarburos no gaseosos (N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, etc.) .Sin embargo, estos livianos finales permanecen en solución en un estado supercrítico debido a las presiones del yacimiento. Como el pozo empieza a fluir, se establece un gradiente de presión a través del yacimiento, pozo, y cabeza de pozo. Debido a

---

<sup>15</sup>CANDELO AGUILAR, Andrés Felipe y CARVAJAL CIFUENTES, Benjamin Mauricio. Estudio comparativo de los métodos de control de parafinas para aplicación en el campo colorado. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2010

<sup>16</sup>BAUDILLO COTO, Carmen Martos, et al. Analysis of paraffin precipitation from petroleum mixtures by means of DSC: Iterative procedure considering solid-liquid equilibrium equations. Fuel. [online] May, 2010, Vol 89 N° 5 [cited: 2 Enero 2016] P1087-1094 Available from SCIENCE DIRECT.

<sup>17</sup>HANSEN, H Jens, SCHOU PEDERSEN, Karen and RONNINGSEN ,Hans Petter. A thermodynamic Model for Predicting Wax Formation in crude oils. Aiche Journal [online] December, 1988 Vol. 34 N°12. [cited: 20 Diciembre 2015] P 1937-1942. Available from SPE.

la disminución de presión la capacidad de la cera para disolverse disminuye por liberación de productos livianos finales. Todo esto da como resultado la cristalización de las fracciones pesadas (ceras). Una disminución simultánea en la temperatura del aceite crudo provoca un mejoramiento de La cristalización de la cera de parafina (expansión adiabática)<sup>18</sup>.

La caracterización química de los crudos tiene como objetivo el determinar los diferentes componentes que potencian la precipitación de parafinas. La cristalización y la velocidad de deposición de parafinas se ven influenciadas por la relación contenido de parafina y gas disuelto. El proceso de cristalización de parafinas se acelera debido a la pérdida de livianos o gases, modificando los procesos de nucleación, crecimiento, y aglomeración y, por consiguiente, hay un aumento del punto de nube, del punto de fluidez y modificaciones en el comportamiento reológico. Estas modificaciones aumentaran el esfuerzo de fluencia, viscosidad y la tendencia a la precipitación y cristalización de parafinas sobre oleoductos reduciendo su capacidad efectiva<sup>19</sup>.

**1.2.1 Precipitación de parafinas.** A condiciones normales del yacimiento, las parafinas se encuentran en equilibrio termodinámico en solución dentro del crudo. Cuando estas condiciones de equilibrio se rompen se genera precipitación y unas posterior depositación en el medio poroso ocasionando así daño a la formación<sup>20</sup>. Este proceso toma lugar debido a caídas en la temperatura del sistema por debajo

---

<sup>18</sup>MISRA, Sanjay. BARUAN, Simanta and SINGH, Kulwant. Paraffin Problems in crude Oil Production and transportation: A Review. SPE Production & Facilities. Vol. 10 N° 1, SPE-28181-PA. February 1995

<sup>19</sup>RODRIGUEZ, L Y CASTAÑEDA, M. Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluido dinámico de crudos parafínicos. C.T.F [online] Diciembre, 2001 Vol. 2 N° 2. Proyecto de investigación Fase I. Ecopetrol-ICP.

<sup>20</sup> GHANAEI, Ehsan. ESMAEILZADEH, Feridun and FATHIKALAJAHI, Jamshid. High pressure phase equilibrium of wax: A new thermodynamic model. Fuel [online] January, 2014 Vol. 117, Part A [cited: 3 Enero 2016] P 900-909117. Available from SCIENCE DIRECT.

del punto de nube o bien por reducción de la solubilidad del sistema que provoca que la fase líquida no pueda mantener los sólidos en solución<sup>21</sup>.

Dentro de los factores que ejercen gran influencia sobre el fenómeno de precipitación de parafinas podemos encontrar los siguientes:

- Efecto de la Temperatura

Debido a los diferentes cambios que presenta la temperatura del aceite durante su producción y transporte, es de vital importancia el conocer los efectos que producen los diferentes cambios en la solubilidad de la parafina del aceite<sup>22</sup>.

Con respecto a la temperatura del aceite podemos encontrarnos con tres situaciones diferentes de precipitación de parafinas como son: En el caso que la temperatura del aceite y de la tubería sea mayor que la temperatura de punto de nube, la precipitación de la parafina no es posible. Si la temperatura del aceite es mayor que la temperatura del punto de nube, pero la temperatura de la tubería es menor que la temperatura a la cual se inicia la generación de cristales, la precipitación será de forma ligera y por ende los cristales serán llevados con el flujo. Si por el contrario tanto la temperatura del crudo y la temperatura de la tubería son menores que la temperatura del punto de nube, se tendrá como resultado precipitación y la posibilidad de depositación severa.

- Efecto del Agua sobre la precipitación de parafinas

Antes de considerarse al agua como un factor determinante de la solubilidad de las parafinas, más bien se considera como un factor preventivo para la precipitación de las mismas, debido a que es prácticamente insoluble en la

---

<sup>21</sup>BIKRAM M. Baruah and B.TECH. Investigation of an Advanced Technique to Select an Optimal Inhibition and Removal Method of Paraffin Deposition in Oil Wells. Degree Work of Master of Science in Petroleum Engineering. Texas: Texas Tech University, Graduate Faculty of Texas Tech University, 2001.

<sup>22</sup>ELSHARKAWY, A.M; AL-SAHHAF, T.A. and FAHIM, M.A. Wax deposition from Middle East crudes. Fuel. [online] July, 2000, Vol. 79 N° 9 [cited: 2 Enero 2016] P. 1047-1055 Available from SCIENCE DIRECT.

parafina y en el aceite. El agua se considera como un factor preventivo de gran importancia en la depositación de parafinas, ya que en pozos productores de aceite en los cuales se ha encontrado problemas de este tipo, se ha observado que cuando el pozo empieza a tener una producción considerable de agua el problema disminuye o puede que se elimine completamente.

- Efecto de la Presión sobre la precipitación de parafinas

Para una determinada temperatura el incremento en el valor de presión trae como consecuencia una disminución de las fracciones pesadas del crudo y así mismo del porcentaje en el volumen de parafina depositada. Por lo cual se concluye que se tendrá menor cantidad de parafinas precipitada en la zona cercana a la presión de saturación. Por otro lado tenemos que a menor presión la liberación del gas en solución contribuye al rompimiento del equilibrio de la fase sólida de la mezcla y posterior precipitación de parafinas<sup>23</sup>.

- Efecto de la Solubilidad sobre la precipitación de parafinas

El incremento de la fracción pesada y de asfáltenos provoca una reducción en la solubilidad de la parafina en el crudo. Sin embargo, se ha observado que al aumentar la fracción pesada y asfáltenos decrece la deposición de parafinas debido a que estos actúan como depresores y modificadores de la parafina<sup>24</sup>.

- Efecto de materiales Asfálticos, Gomas y Resinas

La cera cristaliza en pequeñas partículas cuando la temperatura del crudo se disminuye lo suficiente tal que algunos cristales se separen de la solución. La tasa

---

<sup>23</sup>ACEVEDO ÁLVAREZ, Verónica. Predicción de envoltentes de precipitación de parafinas bajo la presencia de inhibidores químicos y naturales. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Ciudad Universitaria, México, D.F: Universidad Nacional Autónoma de México, 2010.

<sup>24</sup>RODRIGUEZ, L Y CASTAÑEDA, M. Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluido dinámico de crudos parafínicos. C.T.F [online] Diciembre, 2001 Vol. 2 N° 2. Proyecto de investigación Fase I. Ecopetrol-ICP.

de enfriamiento aparentemente tiene poco efecto sobre el tamaño de las partículas, y además sustancias que están presentes en el crudo como materiales asfálticos, gomas y resinas ejercen gran influencia como preventores de crecimiento de cristales de parafina. Si el aceite es agitado o si este no es enfriado lo suficiente como para extraer parafina que se solidifique, Los pequeños cristales de parafina se aglomeran en partículas de tamaño de la sal de mesa.

Si el aceite crudo es enfriado sin agitación, los pequeños cristales formaran una red entrelazada que sostiene los componentes líquidos, y se alcanza finalmente un temperatura en la cual el aceite no fluirá cuando el recipiente que lo contiene se inclina horizontalmente. Esta temperatura recibe el nombre de punto de fluidez. Si el aceite es agitado durante el enfriamiento o bien después que el punto de fluidez se alcance, vuelve a ser líquido pero más viscoso debido a la presencia de cristales de parafina suspendidos en la solución.

- Arena fina y sedimento

La cantidad de cristales separados de la solución en el aceite crudo no es afectada en absoluto por la presencia de arena fina y sedimentos. Sim embargo, estas sustancias usualmente aumentan en gran medida el problema de deposición de parafinas. Las finas partículas de arena y sedimento funcionan como núcleos para la cohesión de los pequeños cristales de parafina suspendidos en el aceite crudo. Las finas partículas se acumulan con la parafina aumentando en gran medida el problema<sup>25</sup>.

---

<sup>25</sup>REISTLE C.E Jr and BLADE O.C. Paraffin and Congealing-Oil Problems. Bulletin 348: U.S DEPARTMENT OF COMMERCE. WASHINGTON, D.C 1932.

### 1.3 FENÓMENOS DE DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS

La depositación de la parafina durante los procesos de producción y transporte de crudo es uno de los problemas de mayor seriedad afrontados en fondo de pozo y en las diferentes operaciones de superficie<sup>26</sup>. Este proceso comprende la formación de una capa de la fase sólida separada y su eventual crecimiento en una superficie en contacto con el crudo, y puede darse a partir de mecanismos como: dispersión por corte, asentamiento gravitacional, movimiento browniano o a través del mecanismo de difusión molecular<sup>27</sup>.

#### ❖ Difusión molecular

Para todas las condiciones de flujo, el petróleo permanecerá en flujo laminar a través de la tubería, Cuando la temperatura del petróleo desciende habrá un gradiente de temperaturas a través de una subcapa laminar adyacente a la pared de la tubería. Si las temperaturas favorecen la precipitación de cristales sólidos de cera, entonces partículas sólidas precipitadas estarán contenidas en los elementos que fluyen en el crudo y las fases líquida y sólida estarán en equilibrio; es decir el líquido será saturado con los cristales de cera que han sido disueltos. El perfil de temperatura próximo a la pared dará paso a un gradiente de concentración de cera disuelta, quien a su vez será transportado hacia la pared por la difusión molecular.

#### ❖ Difusión Browniana

Moléculas de aceite térmicamente agitadas bombardearán continuamente los pequeños cristales de cera sólida que están suspendidos en el crudo. Estas

---

<sup>26</sup>WOO, G.T, GARBIS, S.J and GRAYY, T.C. Long-term control of paraffin deposition. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 16-19 September, Houston, Texas, 1984. SPE paper No.13126-MS.

<sup>27</sup>HOUCHINAND, L.R and HUDSON, L.M. The prediction, evaluation and treatment of formation damage caused by organic deposition. SPE Formation Damage Control Symposium, 26-27 February, Lafayette, Louisiana. SPE-14818-MS.1986.

colisiones conducirán a las partículas en suspensión a la ejecución de pequeños movimientos brownianos al azar.

❖ Asentamiento por gravedad

Los cristales de cera precipitada presentan mayor densidad que la fase líquida de aceite circundante. Por esta razón si no hay interacción entre las partículas existentes, éstas se asentaran en un campo gravitacional y podrían depositarse en la parte inferior de las tuberías o tanques.

❖ Dispersión por corte

Las partículas de pequeño tamaño que se encuentran suspendidas en un fluido cuyo régimen de flujo es laminar, presentan un movimiento que tiende a seguir la dirección del fluido que las rodea y a su vez una velocidad media. Este movimiento ejerce una fuerza de arrastre sobre la capa próxima. La dispersión por corte se presenta cuando grandes concentraciones de partículas, generan múltiples colisiones entre sí, dando como origen un transporte lateral neto y por tanto una dispersión de las partículas. Esta se presenta cuando la temperatura del crudo es inferior a la temperatura de cristalización, luego de esto los cristales dispersos en el crudo bajo la acción de esfuerzos de corte son llevados a las paredes de la tubería en donde se agrupan con las capas de cristales ya formadas por difusión molecular<sup>28</sup>.

## 1.4 CAUSAS DE DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS

Son muchas las condiciones que favorecen el proceso de depositación de parafinas en los procesos normales de producción, entre esos tenemos:

---

<sup>28</sup>CHARRÍA GIL, Sandra del Pilar y NIÑO SANDOVAL, Angélica. Evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfáltenos en el Campo Colorado. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2010.

- Rugosidad de la tubería: la adherencia de los cristales de parafina que precipitan del crudo es favorecida por las imperfecciones en la superficie.
- La mojabilidad natural de la tubería: la existencia de mojabilidad por agua, trae consigo la formación de una película sobre la superficie de la tubería, la cual evita el contacto directo y consecuente adherencia entre la tubería y las moléculas de la cera de parafina. El uso de tratamientos de acidificación ocasiona alteraciones de la mojabilidad natural en el yacimiento y además de esto causan daño a la formación.
- La tasa de flujo: Existen opiniones encontradas con relación al efecto que provoca la tasa de flujo sobre la generación de depósitos de parafina. Los autores Hartley y Bin jadid sugieren que en flujo laminar hay un incremento de los depósitos de parafina debido a la tasa de flujo, pero además aclaran que para el caso del régimen turbulento si mantienen alta la tasa de flujo el resultado será una disminución de la acumulación. Por otro lado hay otros autores quienes apoyan el planteamiento que sugiere que los depósitos que se forman en la tubería de producción y transporte son mayores cuando el crudo se mueve lentamente por la tubería, debido a la gran transferencia de calor del crudo a la tubería, todo ello por el tiempo prolongado de residencia del aceite en algunas zonas frías del sistema.
- Reducción de la temperatura: según muchos autores la reducción de temperatura es la principal causa de migración de ceras o aglomerado de parafinas hacia las paredes de las tuberías. La tasa de acumulación en un tubería limpia es inicialmente alta, pero cada vez que más cera se deposita hay una reducción de la misma. Ahora bien la disminución de la temperatura de un crudo producido en un pozo se debe a:

- El gradiente geotérmico: por motivo de bajas temperaturas del suelo en facilidades, existe gran transferencia de calor en la medida en que el crudo fluye a superficie, dando lugar a acumulación de parafinas.
- Presencia de zonas frías: la temperatura del crudo que fluye disminuirá en el caso que la trayectoria de la tubería de un pozo atraviesa zonas de agua fría.
- Volatilización de compuestos livianos: La solubilidad de las parafinas bajo condiciones de yacimiento es lo suficientemente alta como para mantenerse disuelta en él. A medida que el crudo abandona el yacimiento su temperatura disminuye por liberación de compuestos volátiles; esto se debe a caídas de presión del fluido por debajo del punto de burbuja.
- De esta forma tanto el crudo como la tubería del pozo y los equipos de subsuelo se enfrían, ocasionando la precipitación de fracciones más pesadas.
- Inyección de fluidos: La inyección de fluidos de fractura, gases, o agua a una temperatura mucho más baja que la temperatura de la formación, así como la inyección de aceite caliente y químicos pues generar a largo plazo depósitos de parafina<sup>29</sup>.

## 1.5 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS

Son muchos los problemas causados por la precipitación de parafinas.

---

<sup>29</sup>GONZALEZ GARCIA, Diana Paola, et al. Métodos Para el Control e Inhibición de la Acumulación de depósitos Parafínicos. Revista de la Facultad de Ingeniería Fisicomecánicas [en línea] Diciembre, 2010 Vol. 9 N° 2 [citado: 15 Diciembre 2015] P 193 – 206. Facultad de Ingeniería Fisicomecánicas UIS. Disponible en <http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistausingenierias/article/viewFile/2067/2426>.

- Si la precipitación se presenta en el yacimiento, la posibilidad que pueda ocurrir depositación es alta a tal punto de causar punteo y bloqueo e incidir en el daño a la formación.
- Reducción de la producción de hidrocarburos debido a la obstrucción del área de flujo el interior de la tubería de producción y en la superficie.
- Cambios en las características reológicas del crudo.
- Se requiere de potencia extra para mantener el flujo de fluidos.
- Se presenta fallas en equipos de subsuelo y superficie.
- Cierre de pozos.
- Aumento de costos por incremento en mantenimiento de los equipos.
- Se requiere de personal especializado para la investigación y manejo del problema<sup>30</sup>.

## **1.6 MÉTODOS CONVENCIONALES PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN POZOS DE PETRÓLEO.**

**1.6.1 Método mecánico.** Consiste en la remoción de la parafina de la tubería de producción mediante el uso de raspadores y cortadores de parafina.

---

<sup>30</sup>CHAVARRÍA GIL, Sandra del Pilar y NIÑO SANDOVAL, Angélica. Evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfáltenos en el Campo Colorado. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2010.

Una de las desventajas de este método es que la parafina raspada puede llegar a taponar las secciones cañoneadas. La ventaja más importante es que se convierte en una alternativa relativamente económica, si no se requiere limpiar el pozo frecuentemente, debido a que se tiene que detener la producción para poder realizarla trayendo como consecuencia pérdidas económicas.

Algunos métodos utilizados en la remoción de parafinas exigen que el pozo sea cerrado temporalmente mientras que la unidad raspadora llega a fondo de pozo; en el momento en que el pozo reanuda su producción se da la expansión de la unidad raspadora removiendo así la parafina de las paredes de la tubería mientras sube a superficie, ayudado por la presión que ejerce el fluido que se está produciendo. La desventaja de este método es que durante el tiempo de cierre la producción se para, lo que trae consigo gastos económicos adicionales a la labor de limpieza.

La parafina puede removerse mediante el uso de raspadores solubles o insolubles, a través de las líneas. Los raspadores solubles generalmente son tapones de cera micro-cristalina u naftaleno, el cual se disuelve al cabo de un periodo de tiempo. Con respecto a los raspadores insolubles podemos encontrar esferas de caucho duro o de plástico, los cuales remueven la parafina mientras pasan por la tubería y además pueden volver a ser utilizados.

El principal enfoque mecánico que se requiere para limpiar un oleoducto y eliminar la acumulación de parafina, es un dispositivo que dentro de la tubería raspa las paredes internas de la misma y empuja a través de la parafina. Este dispositivo recibe el nombre de pig o marrano. Por lo general el marrano es impulsado a través de la tubería por un bombeo de alta presión ejercido detrás de él. Pero si la acumulación de parafina en las paredes interiores de la tubería es relativamente alta, mientras el dispositivo avanza recogerá una gran cantidad de parafina en el frente que producirá el bloqueo en el movimiento de los marranos. En otras

palabras, en la medida que más y más parafina se raspe de la pared interna de la tubería, más se acumulara en la parte frontal de los marranos dificultado su movimiento, en algún momento la presión de bombeo en la tubería será insuficiente para empujar el marrano junto con la parafina que se acumula en su paso.

**1.6.2 Método Operacional.** Consiste en regular la velocidad y el caudal de producción con el fin de disminuir la precipitación de sólidos en la sarta de producción. Una tasa de producción elevada además de evitar la precipitación de parafina también evita que ésta se adhiera a las paredes de la tubería y ocasionalmente desprende la parafina que ya se encuentra depositada en el tubing. Debido a que el esfuerzo de corte que el fluido hace sobre los depósitos no es tan fuerte como para remover parafinas duras, sólo se desprenden las ceras más blandas, esto causa la formación de depósitos de parafinas muy sólidos y difíciles de tratar<sup>31</sup>.

**1.6.3 Método Térmico.** En este método se hace uso de la propiedad que tiene el calor para fundir la parafina y resolver posteriormente la emulsión. Sin embargo, es de suma importancia la cantidad de calor que se utilizará, ya que la cantidad de calor por unidad de volumen tiene un precio, la generación del calor necesario para llevar a cabo estos procesos influye directamente en un aumento en los precios de cada barril de petróleo. Muchos estudios referentes al tema se han desarrollado y se ha determinado que la cantidad de calor que se requiere para fundir la parafina es inversamente proporcional a la distancia entre las moléculas de parafina depositada.

---

<sup>31</sup>CANDELO AGUILAR, Andrés Felipe y CARVAJAL CIFUENTES, Benjamín Mauricio. Estudio comparativo de los métodos de control de parafinas para aplicación en el campo colorado. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2010.

Entre las técnicas más utilizadas para el control de las parafinas mediante el uso de métodos térmicos tenemos:

- Inyección de aceite caliente

Esta técnica emplea calor para disolver y remover depósitos de parafina en los pozos de petróleo, este método es uno de los más populares, pero, se debe tener mucho cuidado al momento de implementarlo ya que su uso inapropiado, puede generar problemas significativos de taponamiento de los poros de la formación y así mismo de las perforaciones de producción. De igual forma, cierta cantidad del aceite inyectado por el anular fluye hacia la formación antes de que pueda ser producido nuevamente.

El aceite usado generalmente en estos métodos es tomado de tanques de almacenamiento donde el porcentaje de sólidos parafínicos que contiene el crudo es alto, este se calienta a tal punto de liberar las fracciones más volátiles y concentrando los sólidos parafínicos.

A medida que el aceite se mueve hacia abajo del anular su temperatura desciende hasta formar sólidos parafínicos, de esta forma si se da el flujo de éstos a las perforaciones de la formación, va a generar un problema de taponamiento.

Debido a que normalmente la capacidad calorífica de la formación es mayor que la del aceite, éste se enfría rápidamente transfiriendo calor a las tuberías y a la formación. La efectividad de un proceso de inyección de aceite caliente está en función de la temperatura a la cual el pozo es calentado por encima del punto de fusión de la parafina, así mismo las cantidades de aceite bombeado, la tasa de bombeo, y la temperatura varían de un trabajo a otro<sup>32</sup>.

---

<sup>32</sup>ASTHON, J.P and KIRPEL, L.J. In-Situ Heat System Stimulates Paraffinic- Crude Producers in Gulf of Mexico. SPE Production engineering [online] May, 1989 Vol.4 N° 2. SPE 15660-PA.

- Inyección de agua caliente

La inyección de aceite caliente puede llegar a generar problemas graves de taponamiento en las perforaciones y en los poros de la formación, por lo cual la inyección de agua caliente se ha implementado como un método alternativo para el tratamiento de parafinas. Como los tratamientos con agua caliente no pueden proveer la solvencia que el aceite caliente puede, frecuentemente paquetes de surfactantes son adheridos al agua caliente con el objetivo de ayudar a la dispersión de la parafina en la fase agua.

Esta combinación entre surfactantes y agua produce partículas muy grandes mojadas pro agua. Estas partículas por lo general causan problemas en las baterías agrupándose en la interface entre el agua separada y el aceite, las parafinas mojadas por agua necesitan de cantidades de desemulsificante muchos mayores que las que normalmente manejan los tratadores de calor.

Debido a que la capacidad calorífica del agua es mayor que la del aceite, la cantidad de calor que se transfiere en fondo es ligeramente mayor, sin embargo el transporte de parafina por el agua es reducido debido a la incapacidad de solvencia que el agua posee.

- Calentadores en Fondo de Pozo

El mantener la temperatura del crudo por encima del punto de nube es de vital importancia para evitar la precipitación de parafinas, por lo tanto suelen instalarse calentadores eléctricos en la boca del pozo con el fin de elevar la temperatura del crudo.

Los calentadores más usados son los de resistencia eléctrica. La temperatura del crudo se debe mantener por encima del punto de nube antes que llegue a superficie. La limitación más sobresaliente de esta técnica es el aspecto económico, debido a su mantenimiento y la disponibilidad de la potencia eléctrica,

por otro lado, el crudo puede coquearse en el caso en que la temperatura del aceite en el calentador sea muy alta provocando así taponamiento en las perforaciones<sup>33</sup>.

**1.6.4 Método Químico.** Este tipo de tratamiento está basado en la utilización de productos químicos mediante dosificación de los mismos a un pozo activo<sup>34</sup>, los cuales deben ser seleccionados de forma adecuada para prevenir, reducir o remover los depósitos de cera.

La implementación de este tipo de productos químicos requiere de los siguientes aspectos:

- a) De acuerdo al objetivo de tratamiento seleccionar el mejor tipo de productos químicos.
- b) Realizar pruebas de laboratorio y analizar los resultados obtenidos.
- c) Definir la concentración o dosificación para la cual el control será más efectivo.
- d) Definir la metodología de aplicación y las condiciones de operación que permitan asegurar la efectividad del tratamiento<sup>35</sup>.

---

<sup>33</sup>CANDELO AGUILAR, Andrés Felipe y CARVAJAL CIFUENTES, Benjamín Mauricio. Estudio comparativo de los métodos de control de parafinas para aplicación en el campo colorado. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2010.

<sup>34</sup>DOBBS B, James. A unique method of paraffin control in production operations. SPE Rocky Mountain Regional Meeting [online] May, 1999, SPE 55647-MS.

<sup>35</sup>NOLL, Leo. Treating Paraffin Deposits in Producing Oil Wells. National Institute for Petroleum and Energy Research: Bartlesville, OK .January 1992.

El control químico de los problemas de precipitación y depositación de cera está basada en el uso de cuatro categoría de productos químicos: solventes, dispersantes, surfactantes, y modificadores de cristal.

- Solventes

Son compuestos orgánicos derivados del petróleo, usados para disolver los depósitos de parafinas existentes y además para restaurar las propiedades solventes del crudo, dadas por los compuestos livianos que se liberan debido a gradientes de temperatura y presión<sup>36</sup>. Los dos tipos de solventes más usados en operaciones de campo son Alifáticos, como diésel, varsol, y condensados; Aromáticos como el xileno y el tolueno. Este tipo de químicos disuelven un peso específico de parafina basado en el peso molecular de la misma, la temperatura, y la presión antes del agotamiento del poder del solvente.

Por lo general se usan los dispersantes y/o surfactantes para aumentar la eficiencia de dispersión de la parafina. La selección de un solvente para cualquier aplicación se debe basar en la relación costo-efectividad al momento de disolver un depósito orgánico específico. La aplicación del solvente es de vital importancia que se adapte a las condiciones del pozo.

- Dispersantes

Dentro de este tipo de tratamiento los dispersantes son de los productos químico de mayor importancia debido a que reducen la agregación de ceras orgánicas producidas durante la extracción normal del crudo, estos compuestos orgánicos son el resultado de la mezcla de surfactantes, penetrantes en solventes aromáticos selectivos, los cuales pueden utilizarse para prevenir o retirar depósitos.

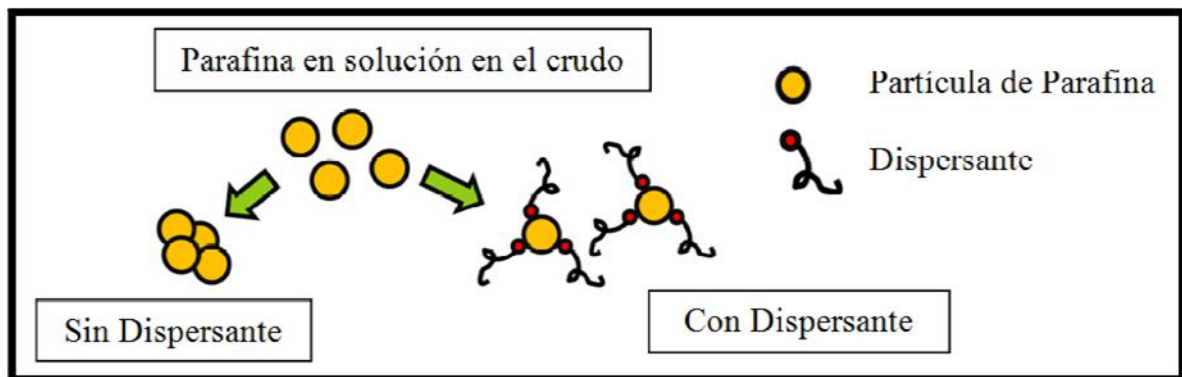
---

<sup>36</sup>ALCAZAR-VARA, Luis Alberto and BUENROSTRO-GONZALEZ, Eduardo. Characterization of the wax precipitation in Mexican crude oils. Fuel [online] December, 2011, Vol. 92 N° 12 [cited: Enero 25 2016] P. 2366–2374. Available from SCIENCE DIRECT.

Los dispersantes trabajan neutralizando las fuerzas de atracción que impulsan a las partículas de la parafina a estar juntas, es decir el tamaño de partícula de los depósitos es reducido significativamente a tal punto que éstas puedan ser reabsorbidas por la corriente del petróleo, todo esto como resultado de la afinidad natural de la partícula de parafina por su origen hidrocarburo. Químicamente están estructurados de tal forma que un extremo de la molécula es atraída por la parafina, mientras que otro extremo es soluble en cualquiera de las dos fases ya sea aceite o agua, todo depende de la fase en la que la parafina se dispersa.

Además de actuar como agente preventivo o correctivo, los dispersantes mejoran el control de la corrosión. El control de crecimiento de depósitos de parafina en la tubería de producción reduce el estrés de corrosión, la limpieza y el recubrimiento de la superficie del metal con el dispersante actúa como una lámina que inhibe y protege a la superficie interna de la tubería<sup>37</sup>.

**Figura 2. Aplicación y efecto de Dispersante.**



**Fuente:** YU SHEN. Synthesis and Characterization of Oil-Soluble Dispersants. Waterloo. Ontario, Canada, 2006.

<sup>37</sup> TOWLER, Brian F and REBBAPRAGADA, suyra. Mitigation of paraffin wax deposition in cretaceous crude oils of Wyoming. Journal of Petroleum Science and Engineering [online] 2004, Vol. 45 [cited: 7 Enero 2016] P. 11 – 19. Available from SCIENCE DIRECT.

- Surfactantes

Son una clase de agentes tensoactivos formados por dos grupos químicos, uno llamado Hidrófilo por su afinidad al agua, y otro afín al aceite llamado Lipofílico, este tipo de compuesto químico orgánico que al absorberse actúa en la interface tiene la capacidad de alterar las condiciones prevaleciente, y al mezclarse con fluido acuosos, alcoholes o solventes mutuales pueden afectar favorable o desfavorablemente el flujo de hidrocarburos hacia el pozo. Trabajan sobre los cristales de parafina evitando su agrupación y posterior depositación en la formación, tubería de producción y líneas de flujo o en el sistema como tal. El cambio de mojabilidad a la superficie de la tubería de aceite por agua es la acción más importante que realizan estos productos químicos.

Los surfactantes se clasifican de acuerdo a la naturaleza iónica del grupo soluble en agua, Se dividen en: Surfactantes aniónicos, surfactantes catiónicos, surfactantes anfotéricos, surfactantes no iónicos. Los surfactantes aniónicos y catiónicos al mezclarse con agua se ionizan y deben sus propiedades de actividad superficial a los aniones y cationes. Los anfotéricos dependiendo de la acidez de la solución actúan como aniónicos y catiónicos. Los surfactantes no iónicos se caracterizan por no ionizarse en soluciones acuosas y probablemente son los más versátiles de todos para la estimulación de pozos, además presentan la particularidad de ser estables en contacto con la mayoría de productos químicos en las concentraciones usuales de empleo<sup>38</sup>.

- Modificadores de cristal

Se caracterizan por poseer una estructura similar a la de la cera que se precipita. El modificador de cristal co-precipita o co-cristaliza con la cera cuando toma el

---

<sup>38</sup>BAUDILLO COTO, Carmen Martos, et al. Analysis of paraffin precipitation from petroleum mixtures by means of DSC: Iterative procedure considering solid-liquid equilibrium equations. Fuel. [online] May, 2010, Vol 89 N° 5 [cited: 2 Enero 2016] P1087-1094 Available from SCIENCE DIRECT.

lugar de una molécula de cera en la red cristalina. La acción de estos productos es directamente a nivel molecular con el fin de alterar la tendencia de las moléculas de parafinas a acumularse unas con otras, por consiguiente reduciendo la capacidad de formación de red cristalina dentro del petróleo<sup>39</sup>.

Estos compuestos están diseñados para interactuar con la aglomeración de parafina, no disolverán, ni dispersarán ni removerán la parafina que ha sido depositada, su finalidad es inhibir la posterior depositación. Además de reducir la formación de cristales de cera, también evitan la adherencia de la parafina sobre las paredes de la tubería. Su influencia sobre las propiedades de la matriz del cristal de parafinas, afecta el punto de fluidez y así mismo el punto de nube, por lo cual los modificadores de cristal son llamados también depresores del punto de fluidez.

Los modificadores de cristal son altamente selectivos y por lo general su efectividad recae principalmente sobre un limitado número de crudos. Usualmente requieren ser diluidas para que sean bombeados, debido a que son materiales cerosos cuyo punto de fusión es alto<sup>40</sup>.

---

<sup>39</sup>BEHBAHANI TARANEH, Jafari, et al. Effect of wax inhibitors on pour point and rheological properties of Iranian waxy crude oil. Fuel [online] October, 2008 Vol. 89 N° 10 [cited: 11 Enero 2016] P 973-977. Available from SCIENCE DIRECT.

<sup>40</sup>MARTÍNEZ GALINDO, Rosa Isabel y AMAYA BOHÓRQUEZ, Miguel Isnardo. Aplicación de un tratamiento químico para el control en la tubería de producción en el crudo del Campo Escuela Colorado. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2010.

## 2. METODOLOGÍA

El proyecto actual se define como una investigación que se basa en varias etapas principales de la definición de la unidad de análisis, la definición de la clase de estudio, se estudiarán y analizarán las variables y definición del plan de trabajo.

### 2.1 DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

El trabajo a realizar es de tipo experimental, el cual se define como una prueba o serie de pruebas en las cuales se inducen cambios deliberados en una o más de las variables de entrada de un proceso o sistema, de manera que sea posible observar e identificar las causas en la respuesta de salida<sup>41</sup>.

El desarrollo del proyecto se llevara a cabo a través de una investigación cuantitativa de tipo experimental, en la cual se medirán variables experimentales como eficiencia de inhibición, que dependerá del tipo de crudo, concentración del inhibidor de parafina utilizado y condiciones de temperatura.

### 2.2 UNIDAD DE ANÁLISIS Y DE CONTROL

Dentro del desarrollo de la investigación es fundamental que los diferentes planteamientos relacionados con el tema en cuestión sean puestos en contexto, haciendo referencia, a las fuentes bibliográficas necesarias para el proceso. Las bases de datos usadas impulsaran el éxito del planteamiento.

---

<sup>41</sup> GONZALEZ CASTELLANOS, Roberto A.; LAVÍN, Mario y CURIEL LORENZO, Lilian D. Metodología de la Investigación Científica Para las Ciencias Técnicas, 1ra. parte: Diseño teórico y formulación del diseño de investigación. Cuba, Universidad de Matanzas.2003.

Dentro del marco de diseño de investigación, se deben resaltar cierto tipo de elementos vitales para el desarrollo del proyecto, a saber:

❖ Unidad de análisis.

La unidad de análisis está limitada a dos muestras de crudo de diferentes campos, debido a los diferentes estudios hechos sobre estos pozos tales como: pruebas de presión, pruebas PVT, análisis petrofísico, entre otros estudios.

❖ Características de la unidad de análisis

Es de vital importancia para la caracterización de las parafinas, inicialmente determinar las condiciones termodinámicas en las cuales precipita y/o deposita las mismas. De la misma forma las características del crudo que afectan directamente el comportamiento de los parafinas causando un taponamiento en el yacimiento y así mismo en los diferentes sistemas de flujo como son las líneas de flujo.

### 2.3 IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES

En el proceso de la investigación experimental es importante la identificación de las variables que serán el centro de estudio. Son esencialmente importantes aquellos conceptos que tienen relaciones sistemáticas con otros y que son útiles para la explicación y la predicción. Es así como las variables se pueden especificar en variables independientes y variables dependientes.

➤ Variables dependientes

- ✓ Viscosidad de la mezcla (Crudo + Inhibidor) (cp)
- ✓ Punto de nube
- ✓ Gravedad API

- Variables independientes
  - ✓ Temperatura (F)
  - ✓ Concentración de inhibidor
  - ✓ Viscosidad del crudo (cp)

## 2.4 Diseño experimental

El término “experimento” hace referencia a la creación y preparación de pruebas necesarias para la validación de las hipótesis establecidas sobre las posibles causas de un determinado problema u objeto de estudio.

El diseño experimental debe garantizar el cumplimiento de ciertos requisitos mínimos como son:

- Debe poder comprobar la hipótesis objeto de estudio.
- Debe evidenciar la existencia de cualquier causa importante de variación.
- Debe poseer un alto grado de seguridad en cuanto a las respuestas.
- Debe ser con respecto a las variables de estudio un buen indicador de las pruebas que se obtendrían en campo.

**2.4.1 Tipo de diseño experimental.** Para el desarrollo de este proyecto de tesis se decidió trabajar con un diseño factorial debido a que manipulan dos o más variables independientes e incluyen dos o más niveles de presencia en cada una de las variables independientes.

El diseño factorial “2\*n” que se utilizó en el desarrollo de esta tesis, se utiliza cuando se tienen en cuenta n variables independientes y por cada una n niveles

posibles, para el caso de este diseño experimental se trabajó con dos variables independientes y n niveles posibles por cada variable.<sup>42</sup>

**2.4.2 Etapas del diseño experimental.** Para la realización del diseño experimental se llevaron a cabo dos etapas o fases dentro de las cuales se desarrollaron las pruebas de laboratorio necesarias para la obtención de datos y posterior análisis de resultados.

#### ❖ ETAPA I

En esta etapa se realizaron las respectivas pruebas para caracterización de la muestra de crudo. A continuación se muestran las pruebas de laboratorio ejecutadas.

##### ➤ Determinación de la gravedad API

Este método está basado en el principio de que la gravedad de un líquido varía directamente con la profundidad de inmersión de un cuerpo flotante en el mismo. El cuerpo flotante está graduado en unidades API y se denomina Hidrómetro API. La gravedad API se lee observando la graduación más cercana a la intersección aparente del plano horizontal de la superficie del líquido con la escala vertical del hidrómetro. Las gravedades se determinan a 60°F ó, se convierten a valores a 60°F por aplicación de tablas estándar.

---

<sup>42</sup> HERNÁNDEZ SAMPIERI, Roberto; FERNÁNDEZ COLLADOS, Carlos y BAPTISTA LUCIO, Pilar. Metodología de la Investigación. Naucalpan de Juárez, Edo. de México, México. MACGRAW-HILL. ISBN 968-422-931-3.1991.

**Figura 3. Gravedad API**



- Contenido de agua y sedimentos (Método de la Centrífuga) (NORMA ASTM D 96-88 – API 2542)

El método de la centrífuga es un procedimiento de campo que no siempre arroja los resultados más precisos, pero es considerado el método más práctico. Volúmenes conocidos de crudo y solvente se mezclan 1:1, se colocan en un tubo de centrífuga y se calientan a  $60^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$  ( $140^{\circ}\text{F} \pm 5^{\circ}\text{F}$ ), luego de la centrifugación se lee el volumen de la capa de agua y sedimentos en el fondo del tubo.

**Figura 4. Prueba de contenido de agua y sedimentos.**



➤ **Determinación sal en crudos (Método Aruba - Método de Mohr)**

El método consiste en mezclar el crudo con un solvente y agua destilada. Después se separa el agua por centrifuga y mediante la aplicación de un indicador y un titulador se determina la cantidad de cloruros. La sal y el agua son sustancias polares, razón por la cual la sal se diluye en el agua y no en el crudo. El NaCl contenida en el agua se titula con una solución estándar de nitrato de plata.

**Figura 5. Prueba de Salinidad.**

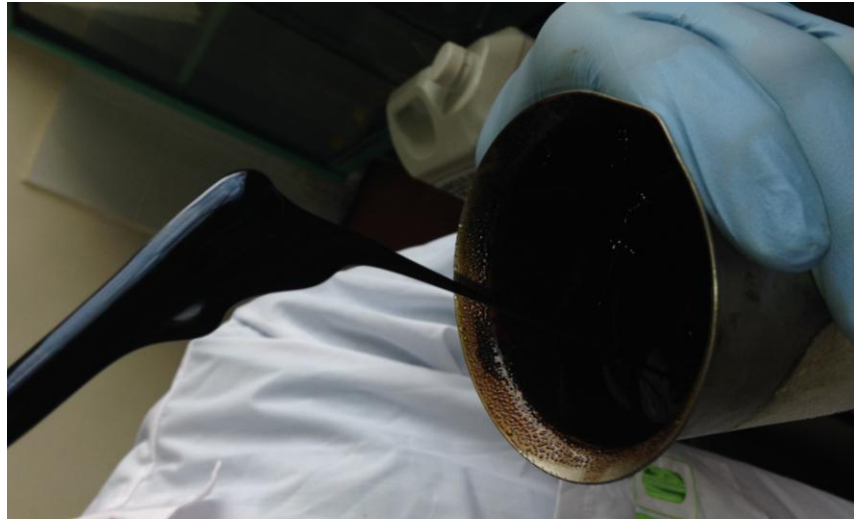


➤ Punto de fluidez (NORMA ASTM D 97)

El punto de fluidez de un crudo es un índice de la temperatura más baja a la cual todavía fluye, es decir, a partir de este punto el fluido pierde su capacidad para movilizarse. Puede determinarse bajo protocolos dispuestos en el ASTM D-97.

El método consiste de un calentamiento preliminar seguido de un enfriamiento a una tasa específica y examinando las características de flujo a intervalos de 3°C. La temperatura más baja a la cual se observa el movimiento o fluidez del aceite se toma como el punto de fluidez. Este método es apropiado para aceites negros y aceites combustibles no destilados. La muestra, debe estar libre de agua y si es el caso debe deshidratarse previamente.

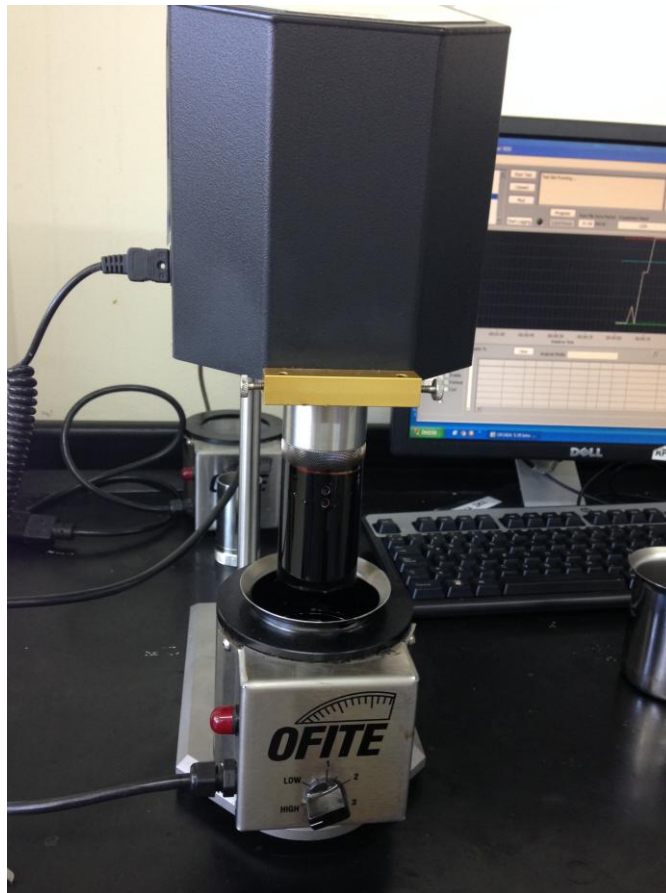
**Figura 6. Prueba punto de fluidez**



➤ Determinación de la viscosidad

En el laboratorio pueden ser tomadas con el viscosímetro OFITE modelo 900 a través del software Orcada, el cual permite tomas de viscosidad a temperatura ambiente y temperaturas más altas, pues cuenta con un calentador para el vaso. Para la toma de viscosidades en temperaturas más bajas de la ambiente y temperaturas negativas, se utiliza enfriamiento del crudo por medio de hielo seco, enfriando a través de transferencia de temperatura, enfriando las paredes del recipiente que contiene el crudo al cual se le tomarán estas medidas de viscosidad.

**Figura 7. Prueba Viscosidad**



**Tabla 1. Etapa I.**

<b>Pruebas a realizar para la etapa 1 [T1 (ambiente)]</b>	<b>Cantidad de pruebas a realizar</b>
<b>API,BSW,Salinidad</b>	1
<b>Determinación de viscosidad</b>	1
<b>Prueba de compatibilidad visual</b>	1
<b>Pruebas totales para la etapa 1</b>	3

➤ ETAPA II

En esta etapa se procedió a utilizar el inhibidor en la muestra de crudo en estudio mediante la dosificación del mismo variando la temperatura y concentración de inhibidor con el fin de realizar las pruebas de viscosidad que permitieran la generación de perfiles de viscosidad vs temperatura para obtener indirectamente las diferentes temperaturas de punto de nube y así mismo los puntos de fluidez permitidos.

✓ Concentración de Inhibidor

Se dosificó la cantidad de inhibidor para las respectivas pruebas mediante los niveles alto y bajo, teniendo en cuenta su efecto en conjunto con la temperatura y el tiempo sobre la variable de respuesta.

✓ Temperatura

Posibles cambios en la concentración del crudo al exponerlo a diferentes temperaturas identificando su efecto en cada una de las pruebas con el inhibidor.

**Tabla 2. Pruebas etapa II.**

<b>PRUEBAS A REALIZAR PARA LA ETAPA 2</b>	<b>cantidad de pruebas por muestra</b>
<b>Punto de fluidez</b>	1
<b>Determinación de viscosidad</b>	31
<b>Pruebas totales para la etapa 2</b>	32

A continuación en la tabla 3 se describe el porcentaje de inhibidor que se utilizó para la realización de las diferentes pruebas expuestas en esta experimentación.

**Tabla 3. Dosificación de inhibidor.**

MUESTRA	Solución %	CONCENTRACION DE INHIBIDOR + DIESEL(80%Diesel+ 20%Inhibidor)	TEMPERATURA	VISCOSIDAD	PUNTO DE FLUIDEZ
<b>CRUDO 150ml</b>	0%	---	T1		---
			T2		
			T3		
			T4		
			T5		
<b>CRUDO 150ml</b>	5% 7.5ml	6ml Diésel +1.5ml inhibidor	T1		---
			T2		
			T3		
			T4		
			T5		
<b>CRUDO 150ml</b>	10 % 15ml	12ml Diésel + 3ml inhibidor	T1		---
			T2		
			T3		
			T4		
			T5		
<b>CRUDO 150ml</b>	20% 30ml	24ml Diésel + 6ml inhibidor	T1		---
			T2		
			T3		
			T4		
			T5		
<b>CRUDO 150ml</b>	30% 45ml	36ml Diésel + 9ml inhibidor	T1		----
			T2		
			T3		
			T4		
			T5		

### 3. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA Y RESULTADOS

#### 3.1 CARACTERIZACIÓN DEL INHIBIDOR.

Se trata de un solvente, dispersante, modificador de cristal e inhibidor, todo en uno. El inhibidor SDM elimina significativamente más parafina / asfáltenos que los disolventes tradicionales, mantiene la parafina suspendida en solución a más largo plazo e inhibe la depositación de parafina a través de sus efectos modificadores de cristal.

La mezcla especial de disolventes aromáticos y alifáticos con aminas primarias aumenta significativamente los efectos de solvencia del producto. Sus magníficos efectos de solvencia permite al producto remover más parafina / asfáltenos, así como tener un punto de saturación más alta. Está diseñado para mantener la parafina significativamente más disuelta y asfáltenos en solución. Y cuando el producto químico está continuamente presente en el aceite, el modificador de cristal impide la precipitación y depositación de parafina y asfáltenos.

**Tabla 4. Identificación del producto químico.**

Nombre del producto	Inhibidor SDM
<b>Familia Química</b>	Hidrocarburos Aromáticos y alifáticos
<b>Contenido</b>	Nafta Aromática Pesada
	Tolueno
	Xileno
	Etilbenceno
	Cresol
	N-butyl Amina

Fuente: GOW. E&S

**Tabla 5. Propiedades del Inhibidor**

<b>Apariencia</b>	Líquido de color Ámbar-rosa
<b>Olor</b>	Aromático
<b>Solubilidad</b>	Aceite
<b>Flashpoint</b>	58 °F
<b>Temperatura de auto ignición</b>	488 °F
<b>Gravedad específica</b>	0,878 @ 75°F
<b>Gravedad API</b>	28,5 @ 60 °F
<b>Libras / Galón</b>	7,35 @ 60°F

Fuente: GOW. E&S

**Tabla 6. Tratar un barril de crudo con inhibidor**

<b>TRATAR UN BARRIL DE CRUDO</b>	
<b>1 Bbl de Crudo → [30%] inhibidor = 0.3 Bbl de solución</b>	80% Diésel = 0.24 Bbl
	20% Inhibidor = 0.06 Bbl
<b>1 Bbl de Crudo → 0.06 Bbl Inhibidor</b>	
<b>Relación = 1 – 0.06</b>	

**Tabla 7. Obtención de un barril de crudo para la venta con inhibidor**

<b>OBTENER UN BARRIL DE CRUDO PARA LA VENTA</b>	
1 Bbl → 42 Gal	
0.3X + X = 42	
1.3X = 42	
X = 32.3 Gal de crudo para tratar	
<b>[30%] inhibidor = 9.69 Gal de solución</b>	80% Diésel = 7.752 Gal
	20% Inhibidor = 1.94 Gal
<b>= 32.3 Gal de crudo + 9.60 Gal de Solución</b>	
<b>= 42 Gal → 1 Barril de crudo para venta</b>	

### 3.2 CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO

Siguiendo los lineamientos descritos en el diseño experimental, se realizaron las pruebas en laboratorio para caracterizar el crudo con el fin de tener un punto de

referencia de comparación con respecto a las pruebas con diferentes concentraciones de inhibidor. Los datos obtenidos se muestran en la siguiente tabla.

**Tabla 8. Caracterización del crudo\***

<b>Gravedad API</b>	24 °API
<b>Viscosidad</b>	62,2 [cp] @ 82°F
<b>Punto de Nube</b>	69 °F
<b>Punto de Fluidez</b>	30°F
<b>Contenido de sal</b>	43.325lb sal/1000Bbl Oil
<b>BSW</b>	6%

\*Información del campo: Confidencial, caracterizado por problemas de parafinas.  
Cantidad de muestra libre de inhibidor para la caracterización: 150ml.

### 3.3 PRUEBAS DE VISCOSIDAD CON ADICIÓN DE INHIBIDOR

Se observó el comportamiento de la viscosidad del crudo con la adición del inhibidor a diferentes concentraciones y temperaturas, los datos obtenidos se utilizaron para determinar los diferentes puntos de nube mediante perfiles de viscosidad y temperatura, que son analizados posteriormente.

**Tabla 9. Viscosidades con inhibidor a [0%]**

<b>Temperatura</b>	<b>°F</b>	<b>rpm</b>	<b>Viscosidades cp</b>
<b>T1</b>	98,6	300	42.4
<b>T2</b>	82,4	300	62.2
<b>T3</b>	68	300	79
<b>T4</b>	46,4	300	230.9
<b>T5</b>	35,6	300	300.5
<b>T6</b>	21	300	385.5

**Tabla 10. Viscosidades con inhibidor a [5%]**

Temperatura	°F	rpm	Viscosidad cp
T1	60,8	300	135
T2	50	300	237
T3	44,6	300	280
T4	39,2	300	320.5
T5	35,6	300	340.5
T6	30,2	300	370.5

**Tabla 11. Viscosidades con inhibidor a [10%]**

Temperatura	°F	Rpm	Viscosidad cp
T1	60,8	300	103.9
T2	50	300	170
T3	44,6	300	219.5
T4	39,2	300	275.5
T5	30,2	300	340.5

**Tabla 12. Viscosidades con inhibidor a [20%]**

Temperatura	°F	Rpm	Viscosidad cp
T1	66,2	300	92.4
T2	53,6	300	103.8
T3	46,4	300	170.2
T4	39,2	300	239.9
T6	30,2	300	336.5

**Tabla 13. Viscosidades con inhibidor a [30%]**

Temperatura	°F	rpm	Viscosidad cp
T1	66,2	300	72.9
T2	53,6	300	111.6
T3	44,6	300	131.2
T4	38,2	300	140.5

<b>T5</b>	32	300	171.9
<b>T6</b>	30,2	300	195.2
<b>T7</b>	28,4	300	222.9
<b>T8</b>	12,2	300	282.7
<b>T9</b>	10,4	300	367.3

### 3.4 PRUEBAS PARA EL CRUDO CON INHIBIDOR

Tabla 14. Pruebas para el crudo con inhibidor

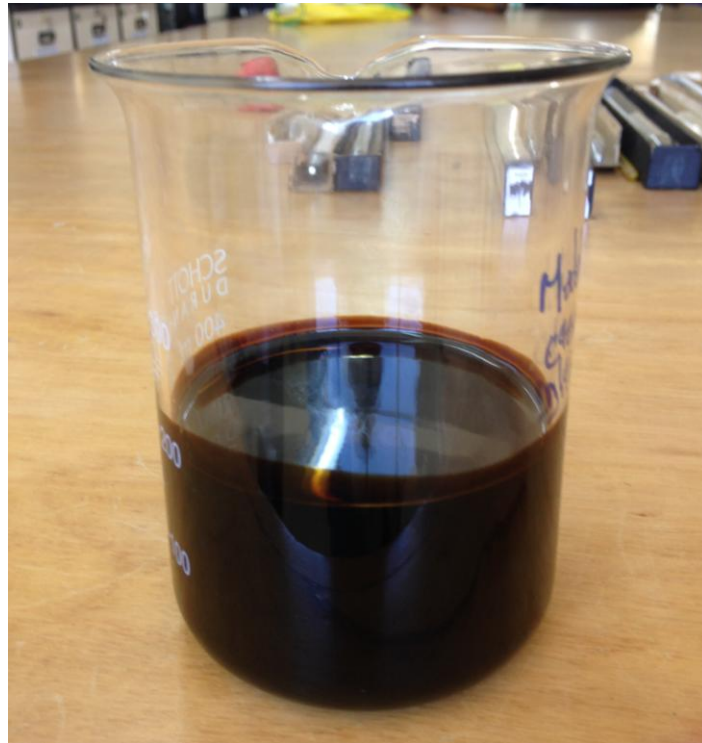
Muestra de crudo	Punto de nube (°F)	Punto de fluidez (°F)	Gravedad °API
<b>Sin inhibidor</b>	69	11	24
<b>Con inhibidor [30%]</b>	38	1	37

### 3.5 PRUEBA DE COMPATIBILIDAD VISUAL

El término compatibilidad, está relacionada con una posible reacción química entre los componentes de la muestra de crudo y el inhibidor utilizado, que por lo general trae consigo la formación de precipitados. Se determinó la concentración de inhibidor óptima que permitiera maximizar la eficiencia del mismo y se agregó a la muestra de crudo, se mezclaron y se realizó la observación de la mezcla por dos horas. La formación de precipitados en la mezcla será producto de la incompatibilidad entre el inhibidor y la muestra de crudo, finalmente debe evitarse la mezcla de los mismos.

Para el caso en estudio no se observó la formación de precipitados que indicaran la reacción entre los productos utilizados para llevar a cabo esta experiencia. Debido a esto es posible concluir que hay buena compatibilidad entre el crudo y el inhibidor.

**Figura 8. Prueba de compatibilidad visual. 1**



**Figura 9. Prueba de compatibilidad visual. 2**

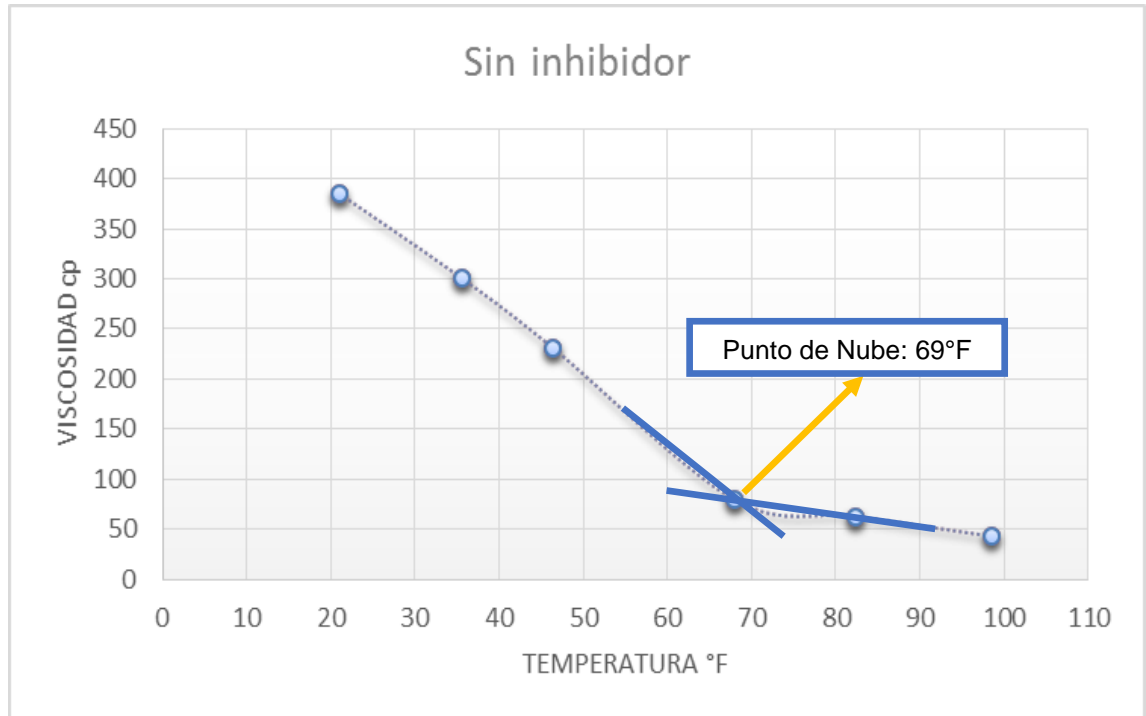


## 4. RESULTADOS Y ANÁLISIS

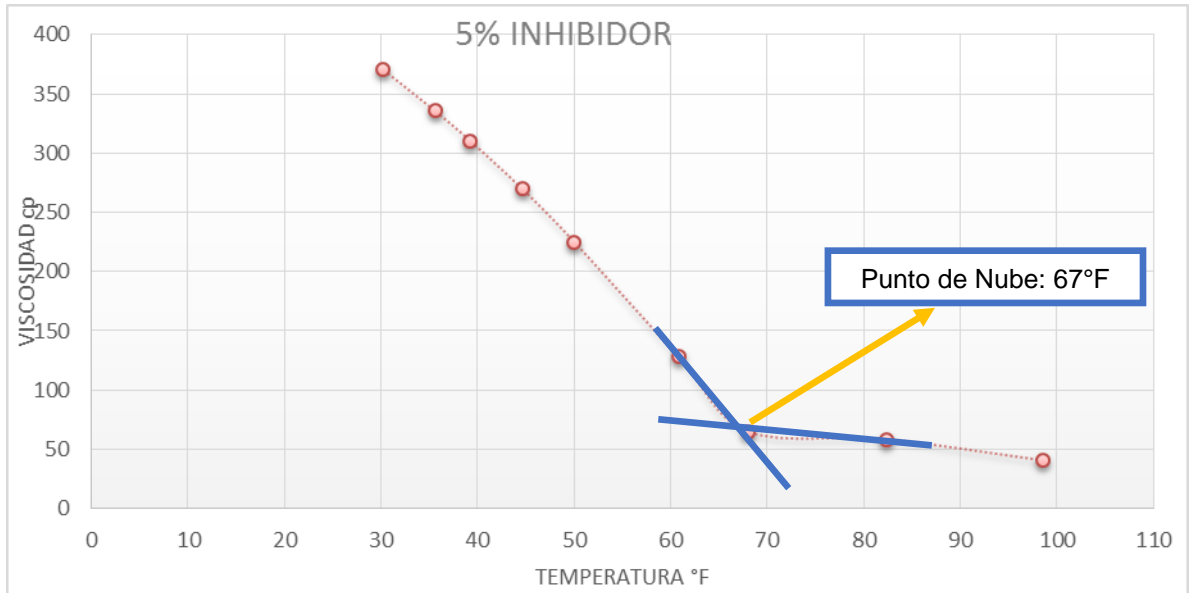
### 4.1 PERFIL VISCOSIDAD VERSUS TEMPERATURA

Las figuras 10, 11, 12, 13 y 14 representan el comportamiento de los perfiles de viscosidad respecto a la temperatura, la comparación de los diferentes perfiles de viscosidad versus temperatura que se obtuvieron al trabajar con el crudo en estudio inicialmente libre de inhibidor y posteriormente para cada una de las concentraciones empleadas en la caracterización reológica mediante pruebas de viscosidad.

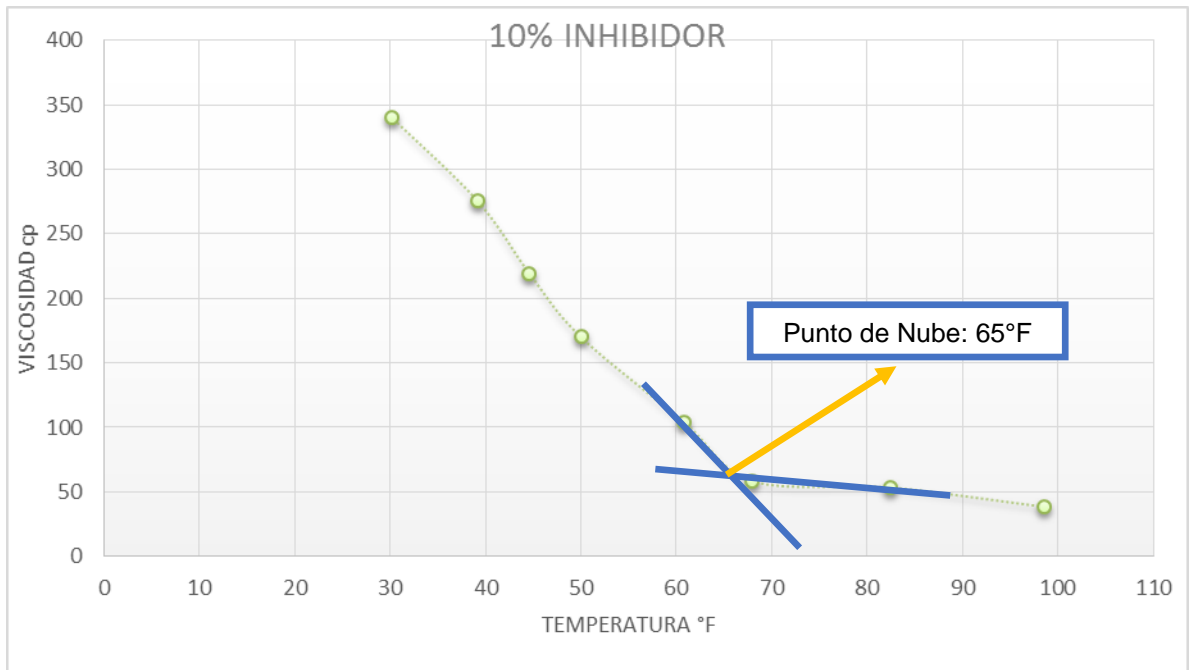
**Figura 10. Perfil viscosidad vs Temperatura sin inhibidor**



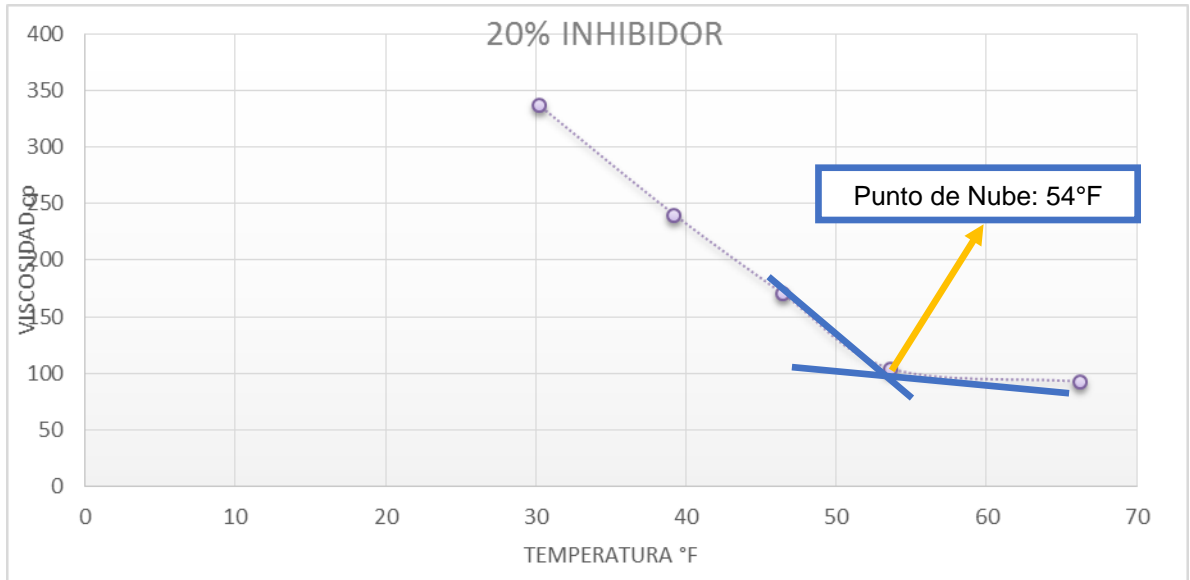
**Figura 11. Perfil viscosidad vs Temperatura a una concentración de [5%]**



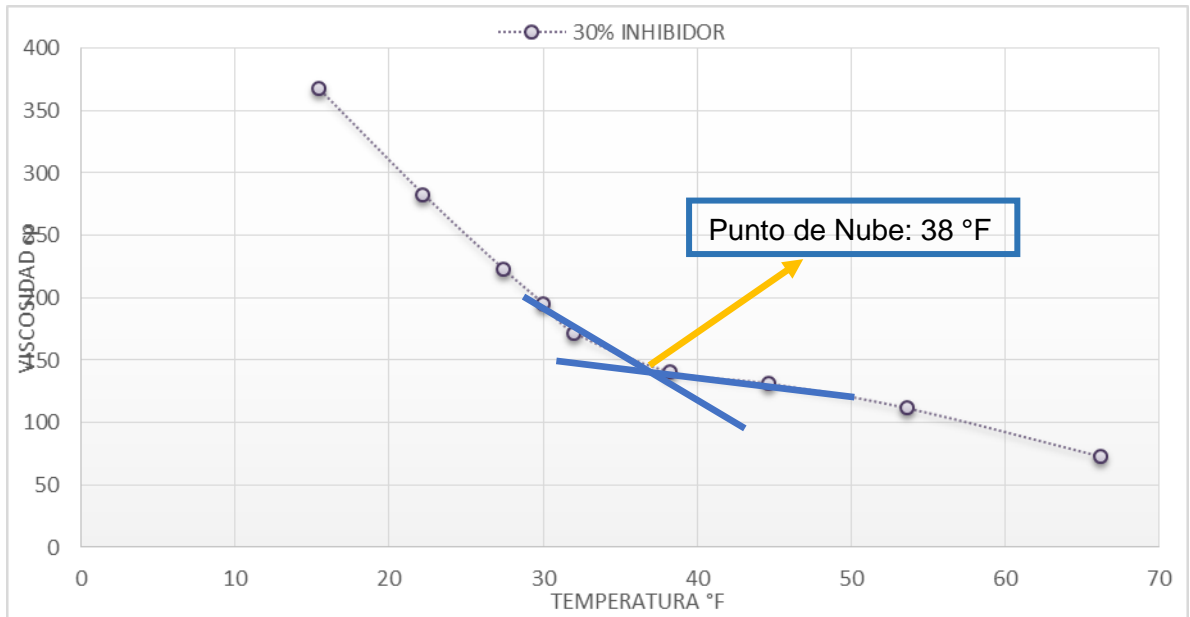
**Figura 12. Perfil viscosidad vs Temperatura a una concentración de [10%]**



**Figura 13. Perfil viscosidad vs Temperatura a una concentración de [20%]**



**Figura 14. Perfil viscosidad vs Temperatura a una concentración de [30%]**



Se observa que con una concentración de 30% de inhibidor (Ver Figura 14) además de obtener valores de viscosidad significativamente menores comparados con los valores originales como consecuencia de un menor tamaño y una menor formación de núcleos de parafina, este tiene un efecto positivo sobre el punto de nube de la muestra de crudo, debido a que permitió la reducción importante de la temperatura a la cual comienza el problema de precipitación, de tal forma que al mantener la parafina suspendida en solución por más tiempo, retarda el proceso de cristalización modificando los procesos de nucleación, crecimiento y aglomeración responsables de la producción de estructuras sólidas ordenadas a partir de una solución diluida, por consiguiente tendremos una disminución en el punto de nube, reducción del punto de fluidez de la muestra, una disminución en el comportamiento reológico teniendo en cuenta una menor viscosidad.

A continuación se muestran los valores para los diferentes puntos de nube obtenidos por los perfiles de viscosidad vs temperatura de la muestra de crudo.

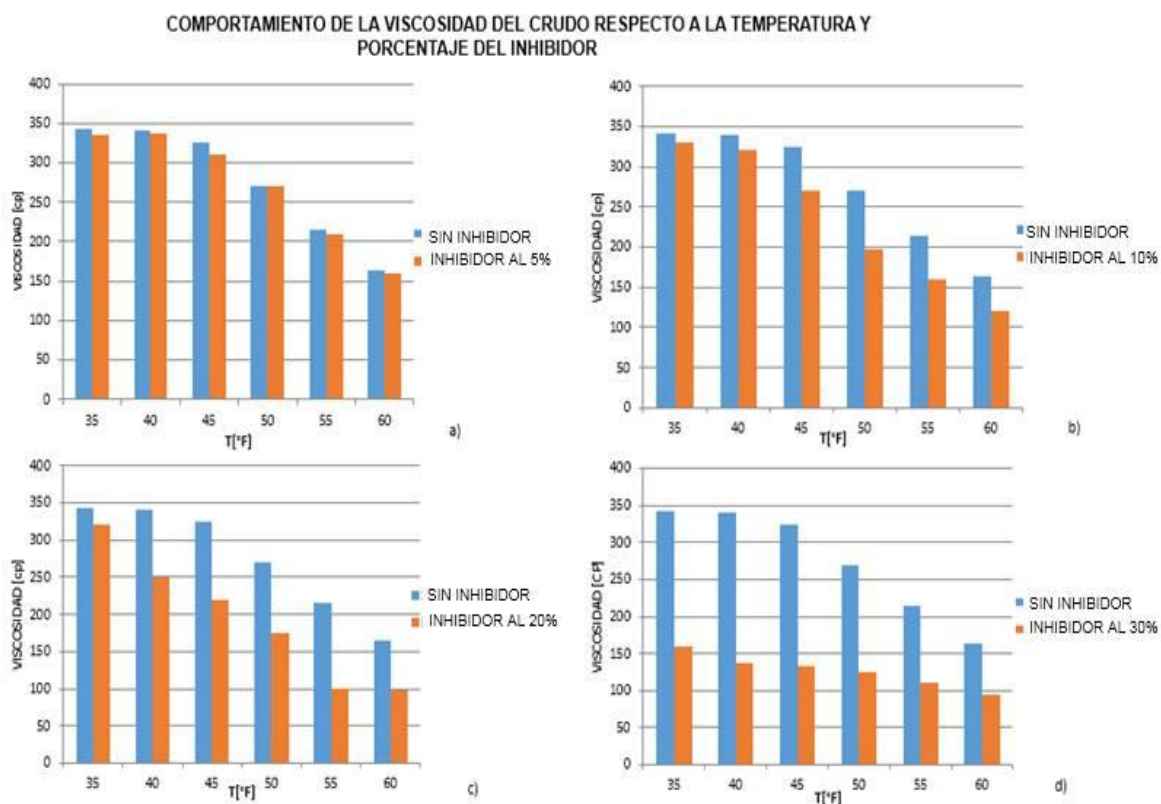
**Tabla 15. Valores de punto de nube**

Concentración (%)	Punto de Nube (F)
0	69
5	67
10	65
20	54
30	38

## 4.2 COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DEL CRUDO RESPECTO A LA TEMPERATURA Y PORCENTAJE DEL INHIBIDOR.

A continuación se muestran gráficas comparativas (Ver Figura 15) de cambios experimentados en la viscosidad del crudo en estudio inicialmente libre de inhibidor con los datos obtenidos para las diferentes concentraciones de inhibidor.

**Figura 15. Comportamiento de la viscosidad del crudo respecto a la temperatura y porcentaje de inhibidor a) 5% de inhibidor b) 10% de inhibidor c) 20% de inhibidor d) 30% de inhibidor.**



Gracias a los efectos de modificador de cristal del inhibidor y a que este permite que la parafina permanezca más tiempo suspendida en solución, se retarda el desarrollo de estructuras cristalinas a través de alteraciones en los procesos de nucleación, crecimiento y aglomeración retardando el proceso de cristalización, permitiendo así obtener valores más bajos de viscosidad al tratar el crudo con

diferentes concentraciones de inhibidor, por otro lado, a partir de los resultados se puede establecer que la concentración de inhibidor que presentó mejores resultados con respecto a reducción de la temperatura del punto de nube y disminución de viscosidad fue del 30% del producto.

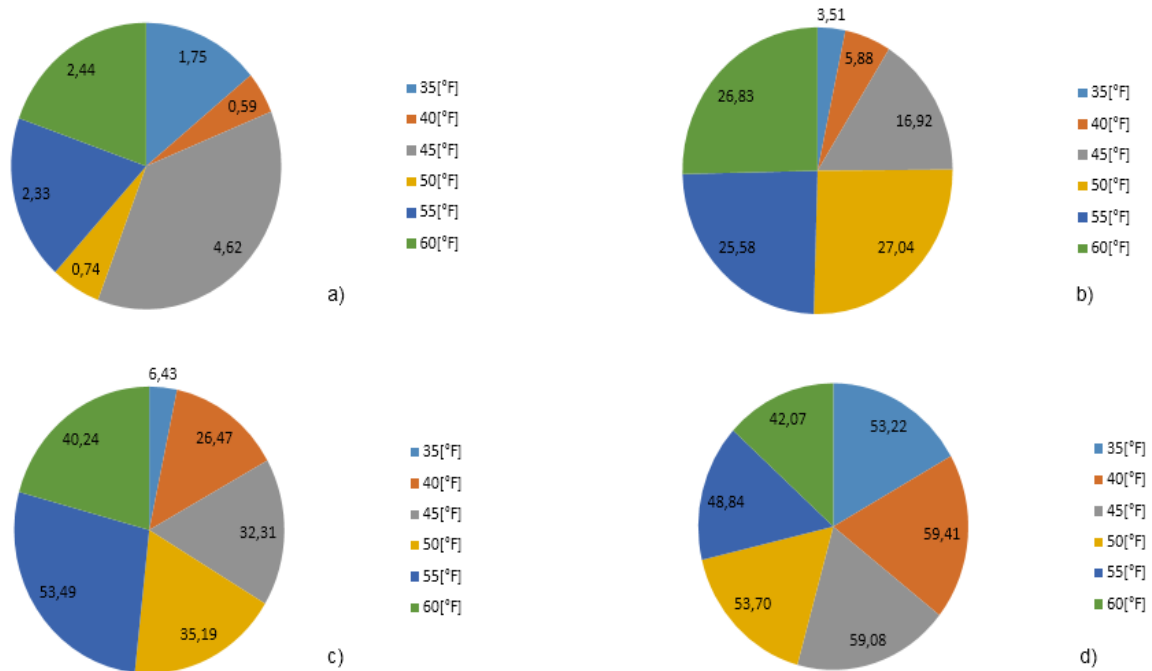
#### **4.3 PORCENTAJES DE REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD RESPECTO AL PORCENTAJE DE INHIBIDOR PARA CADA TEMPERATURA.**

Claramente es de notar que la disminución en los valores de viscosidad para el crudo en estudio está ligado con la disminución de la temperatura del punto de nube, debido principalmente a que la acción retardante del químico sobre los procesos que dan paso a la precipitación de los cristales de parafina, retardan de igual forma la generación de aglomerados de cristales causados por la disminución de temperatura y pérdida de solubilidad de la parafina en el crudo lo que conlleva a que la viscosidad del crudo se mantenga sin cambios drásticos por más tiempo, todo esto debido a las características de mejorador de flujo que brinda el producto químico. En la figura 16 se muestran los porcentajes de reducción de viscosidad para cada uno de los porcentajes de inhibidor con los cuales se llevó a cabo esta experimentación.

De la Figura 16 se puede observar que para la concentración de 30% de solución de inhibidor se obtuvieron los valores más altos de reducción de viscosidad comparados con las demás concentraciones trabajadas y consecuentemente una disminución significativa de la temperatura del punto de nube, lo que permite establecer que bajo estas condiciones se logra maximizar eficiencia del producto al actuar sobre el crudo en estudio, es importante resaltar que la concentración del 30% de solución inhibidora permitió además de obtener resultados más favorables en la reducción de temperatura de inicio de formación del cristales, también actuó como mejorador de flujo para el crudo mostrando porcentajes de reducción significativos aún a temperaturas cercanas a los 35°F.

**Figura 16. Porcentajes de reducción de la viscosidad respecto al porcentaje de inhibidor para cada temperatura. a) 5% de inhibidor b) 10% de inhibidor c) 20% de inhibidor d) 30% de inhibidor.**

PORCENTAJES DE REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD RESPECTO AL PORCENTAJE DE INHIBIDOR PARA CADA TEMPERATURA



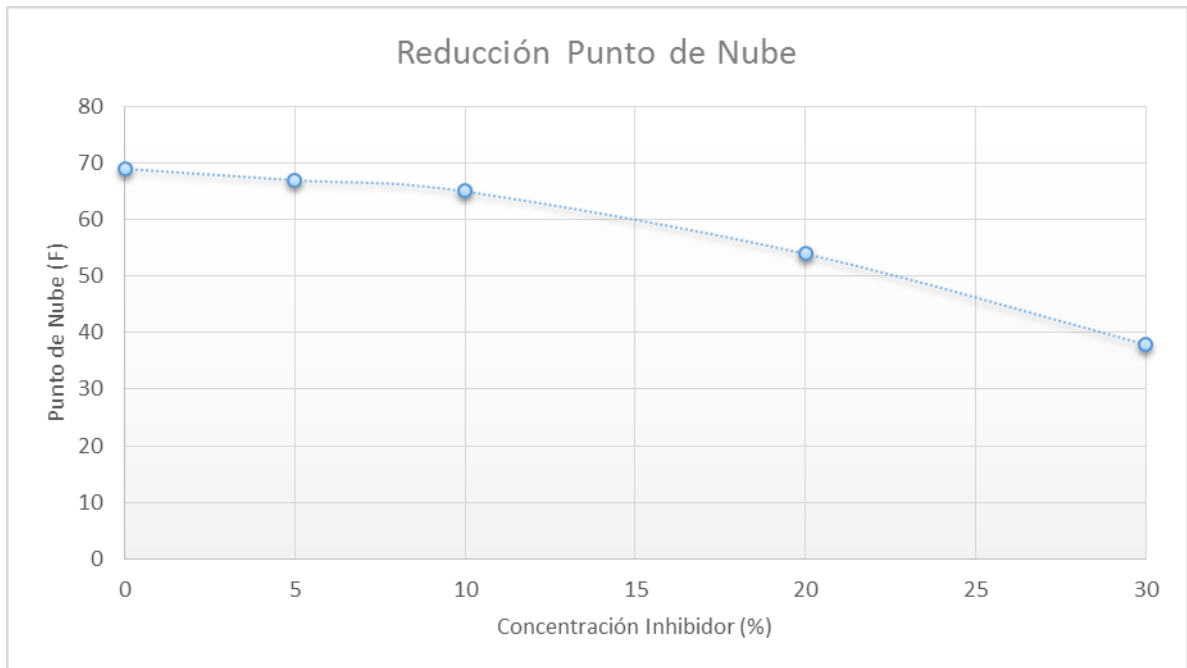
#### 4.4 COMPORTAMIENTO DEL PUNTO DE NUBE RESPECTO A LA CONCENTRACIÓN DEL INHIBIDOR.

De acuerdo al perfil viscosidad versus temperatura se obtuvieron los puntos de nube para cada una de las concentraciones de inhibidor manejadas como se muestra en la figura 17. Los resultados arrojaron un descenso en el punto de nube en función de la concentración de inhibidor utilizado permitiendo así ratificar los resultados anteriormente mencionados.

Teniendo en cuenta que la concentración de 30% de inhibidor presentó la eficiencia más óptima al reducir significativamente la temperatura del punto de nube, se utilizó este valor para determinar la temperatura a la cual el crudo deja de

fluir por acción de una red cristalina producto del fenómeno de cristalización, obteniéndose un descenso de 11°F para el punto de fluidez comparado con el valor original de 1°F tomado a la muestra sin acción del inhibidor. Lo anterior implica que se amplía el rango de temperaturas operacionales.

**Figura 17. Comportamiento Punto de nube respecto a la concentración de inhibidor.**



#### 4.5 EFECTO DEL INHIBIDOR SOBRE LA GRAVEDAD API DE LA MUESTRA DE CRUDO

La presencia del inhibidor en el crudo produjo resultados positivos con respecto a la gravedad API debido a las características solventes que mantiene por más tiempo la parafina disuelta en la solución y por otro lado es de resaltar que se trabajó con un crudo mediano y adicionalmente con una relación de volumen solvente-crudo bastante significativa, todo esto permitió un aumento de la gravedad API de 24° a 37°. De esta forma se obtiene un crudo de mejor calidad y consecuentemente de mejor precio.

## 5. CONCLUSIONES

1. La evaluación de la eficiencia del inhibidor SDM por medio de pruebas de laboratorio en un crudo parafínico, nos permitió determinar que la concentración más óptima y adecuada para disminuir significativamente el punto de nube, fue la de 30%, concluyendo así que este es un buen método de control y prevención.
2. Se determinó que el tratamiento no sólo tiene un efecto positivo en la disminución del punto de cristalización y viscosidades sino que también por sus características de solvente, por el tipo de crudo y la alta relación volumen crudo-solvente tiene un efecto positivo en el aumento de la Gravedad API dependiendo del tipo de crudo.
3. La aplicación del inhibidor a su concentración mas óptima permitió obtener un porcentaje de reducción del punto de fluidez del 90% pasado de una temperatura de 11°F a 1°F, ampliando así el trango de temperaturas operacionales para el crudo.
4. El tratamiento definitivamente tiene un efecto positivo como mejorador de flujo debido a que permitió obtener porcentajes de reducción de la viscosidad de mas del 50% en temperaturas de hasta los 35°F.

## 6. RECOMENDACIONES

1. Utilizar equipo especializado para la realización de pruebas que permitan un análisis más detallado de las propiedades fluido-fluido con el propósito de maximizar el efecto del tratamiento químico sobre el crudo.
2. Implementar el tratamiento a nivel de campo, inicialmente en el campo donde se tomó la muestra con la cual se desarrolló este estudio y posteriormente en un campo diferente, con el fin de evaluar la efectividad del inhibidor y realizar análisis económico que permita una comparación más completa con respecto a otros tratamientos.

## BIBLIOGRAFIA

ACEVEDO ÁLVAREZ, Verónica. Predicción de envoltentes de precipitación de parafinas bajo la presencia de inhibidores químicos y naturales. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Ciudad Universitaria, México, D.F: Universidad Nacional Autónoma de México, 2010.

ALAYON, Mario. Asfáltenos: Ocurrencia y floculación. Universidad de los andes, Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química. Mérida-Venezuela. Marzo 2004.

ALCAZAR-VARA, Luis Alberto and BUENROSTRO-GONZALEZ, Eduardo. Characterization of the wax precipitation in Mexican crude oils. Fuel [online] December, 2011, Vol. 92 N° 12 [cited: Enero 25 2016] P. 2366–2374. Available from SCIENCE DIRECT.

ALLEN, T.O. and ROBERTS, A.P. Production operations: well completions, workover, and stimulation. Volume 1. 4ed. Tulsa: OK, E.U: Oil and Gas Consultants International, 1993.

ARIZA LEÓN, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de la parafinas en el crudo del campo colorado. Proyecto de Maestría UIS. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008.

ASTHON, J.P and KIRPEL, L.J. In-Situ Heat System Stimulates Paraffinic- Crude Producers in Gulf of Mexico. SPE Production engineering [online] May, 1989 Vol.4 N° 2. SPE 15660-PA.

BAUDILLO COTO, Carmen Martos, et al. Analysis of paraffin precipitation from petroleum mixtures by means of DSC: Iterative procedure considering solid–liquid equilibrium equations. Fuel. [Online] May, 2010, Vol 89 N° 5 [cited: 2 Enero 2016] P1087-1094 Available from SCIENCE DIRECT.

BEHBAHANI TARANEH, Jafari, et al. Effect of wax inhibitors on pour point and rheological properties of Iranian waxy crude oil. Fuel [online] October, 2008 Vol. 89 N° 10 [cited: 11 Enero 2016] P 973-977. Available from SCIENCE DIRECT.

BIKRAM M. Baruah and B.Tech. Investigation of an Advanced Technique to Select an Optimal Inhibition and Removal Method of Paraffin Deposition in Oil Wells. Degree Work of Master of Science in Petroleum Engineering. Texas: Texas Tech University, Graduate Faculty of Texas Tech University, 2001.

BODUSZYNSKI, M. M; MCKAY, J. F, and LATHAM, D. R: Composition of heavy ends of a Russian petroleum. Fuel [online] August, 1981, Vol 26 N° 4 [cited: 15 Diciembre 2015] P 864 Available from SCIENCE DIRECT.

CANDELO AGUILAR, Andrés Felipe y CARVAJAL CIFUENTES, Benjamin Mauricio. Estudio comparativo de los métodos de control de parafinas para aplicación en el campo colorado. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2010.

CHAVARRÍA GIL, Sandra del Pilar y NIÑO SANDOVAL, Angélica. Evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfáltenos en el Campo

Colorado. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2010.

CHEN, Wuhua, et al. Thermodynamic phase equilibria of Wax precipitation in crude oils. Fluid Phase Equilibria [online] July, 2007, Vol. 255 N° 1 [cited: 8 Abril 2016] P 31-36. Available from SCIENCE DIRECT.

DOBBS B, James. A unique method of paraffin control in production operations. SPE Rocky Mountain Regional Meeting [online] May, 1999, SPE 55647-MS.

ELSHARKAWY, A.M; AL-SAHHAF, T.A. and FAHIM, M.A. Wax deposition from Middle East crudes. Fuel. [Online] July, 2000, Vol. 79 N° 9 [cited: 2 Enero 2016] P. 1047-1055 Available from SCIENCE DIRECT.

ESLAVA G. Análisis de la Fractalidad de Agregados Asfálticos Vía Simulación por Computador en Ambientes Paralelos. Tesis de maestría no publicada. México: Instituto Politécnico Nacional, pp. 10 – 20, México, 2000.

GARCÍA, M. C, et al. Paraffin Deposition in Oil Production. Oil Composition and Paraffin Inhibitors Activity. Petroleum Science and Technology [online] April, 2007 Vol. 16 N° 9-10. [Cited: 16 febrero 2016] P 1001-1021. Available from SCIENCE DIRECT.

GARCIA, María del Carmen. Paraffin Deposition in Oil Production. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 13-16 February, Houston, Texas 2001. SPE 64992-MS.

GHANAEI, Ehsan. ESMAEILZADEH, Feridun and FATHIKALAJAHI, Jamshid. High pressure phase equilibrium of wax: A new thermodynamic model. Fuel

[online] January, 2014 Vol. 117, Part A [cited: 3 Enero 2016] P 900-909117. Available from SCIENCE DIRECT.

GONZALEZ GARCIA, Diana Paola, et al. Métodos Para el Control e Inhibición de la Acumulación de depósitos Parafínicos. Revista de la Facultad de Ingeniería Fisicomecánicas [en línea] Diciembre, 2010 Vol. 9 N° 2 [citado: 15 Diciembre 2015] P 193 – 206. Facultad de Ingeniería Fisicomecánicas UIS. Disponible en <http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistausingenierias/article/viewFile/2067/2426>

HANSEN, H Jens, SCHOU PEDERSEN, Karen and RONNINGSEN ,Hans Petter. A thermodynamic Model for Predicting Wax Formation in crude oils. Aiche Journal [online] December, 1988 Vol. 34 N°12. [Cited: 20 Diciembre 2015] P 1937-1942. Available from SPE.

HOUCHINAND, L.R and HUDSON, L.M. The prediction, evaluation and treatment of formation damage caused by organic deposition. SPE Formation Damage Control Symposium, 26-27 February, Lafayette, Louisiana. SPE-14818-MS.1986.

JORDA, R. M, Paraffin Deposition and Prevention in Oil Wells. Journal of Petroleum Technology [online] December, 1966 Vol. 18 N°12, SPE-1598-PA.

MARTÍNEZ GALINDO, Rosa Isabel y AMAYA BOHÓRQUEZ, Miguel Isnardo. Aplicación de un tratamiento químico para el control en la tubería de producción en el crudo del Campo Escuela Colorado. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2010.

MISRA, Sanjay. BARUAN, Simanta and SINGH, Kulwant. Paraffin Problems in crude Oil Production and transportation: A Review. SPE Production & Facilities. Vol. 10 N° 1, SPE-28181-PA. February 1995.

MUSSER, B. J. and KILPATRICK, P. K. Molecular characterization of wax isolated from a variety of crude oils Energy Fuels. Energy and Fuel [online] November, 1997, Vol. 12 N° 4 [cited: 5 Diciembre 2015] P. 715-725. Available from SCIENCE DIRECT.

NOLL, Leo. Treating Paraffin Deposits in Producing Oil Wells. National Institute for Petroleum and Energy Research: Bartlesville, OK .January 1992.

OCHOA LARA, Ismael Orlando y LOPEZ ARTEAGA, Sergio. Evaluación de un tratamiento químico para el control de parafina en el crudo del campo colorado. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009.

OLIVEIRA, Erika C.L. NETO, Eduardo L.B and PEREIRA Camila G. Modeling and simulation of paraffin solubility in circular pipes in laminar regime flow. ELSEVIER [online] January, 2016 Vol. 141. [Cited: 20 marzo 2016] P 70-81. Available from SCIENCE DIRECT.

PEÑARANDA ARENAS,Ivan Darío y RINCÓN MURILLO, Yoiryn. Aplicación de compuestos poliméricos como inhibidores de parafinas en el campo escuela Colorado. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2007.

PINZÓN, Sergio Andrés y ROJAS MARTÍNEZ, Jonattan Andrey. Evaluación de métodos convencionales y no convencionales para la remediación e inhibición de la precipitación de parafinas en pozos petroleros. Trabajo de grado Ingeniero de

Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2010.

REISTLE C.E Jr and BLADE O.C. Paraffin and Congealing-Oil Problems. Bulletin 348: U.S DEPARTMENT OF COMMERCE. WASHINGTON, D.C 1932.

RESTREPO GOMEZ, Karin Lorena y GARZA SANTAMARÍA, Carlos Hernán. Daño a la formación por precipitación de parafinas: Estado del Arte. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2006.

Rodríguez, L y Castañeda, M. Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluido dinámico de crudos parafínicos. C.T.F [online] Diciembre, 2001 Vol. 2 N° 2. Proyecto de investigación Fase I. Ecopetrol-ICP.

SALAGER, J. et al, Properties of resins extracted from Boscan crude oil and their effect on the stability of asphaltenes in Boscan and Hamaca crude oils. Energy & Fuels [online] 1999, Vol. 13 N° 2 [cited : 10 Enero de 2016] P. 309-314. Available from SCIENCE DIRECT.

SELLEY Richard C. and SONNERBERG Steve. Elements of Petroleum Geology. 3ed. ELSEVIER [online] December, 2014. Chapter 2 – The Physical and Chemical Properties of Petroleum. P 13-39. Available from SCIENCE DIRECT.

WOO, G.T, GARBIS, S.J and GRAYY, T.C. Long-term control of paraffin deposition. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 16-19 September, Houston, Texas, 1984. SPE paper No.13126-MS.

XIAO, Meng, et al. Effect of microbial treatment on the prevention and removal of paraffin deposits on stainless steel surfaces. *Bioresource Technology* [online] November, 2012, Vol. 124, [cited: 5 Abril 2016] P. 227—232. Available from SCIENCE DIRECT.

ZAKY, Magdy T. MOHAMED, Nermen and FARAG, Amal S. Separation of some paraffin wax grades using solvent extraction technique. *Fuel Processing Technology* [online] October, 2010, Vol. 92 N° 10 [cited: Febrero 4 2016] P. 2024–2029. Available from SCIENCE DIRECT.