

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE CONTROL DE PRECIPITACIÓN DE
PARAFINAS POR MEDIO DE LA APLICACIÓN DE UN INHIBIDOR EN EL
CAMPO RIO ZULIA**

**JUAN DAVID CARREÑO MENESES
DEYANIRA SANDOVAL MORANTES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2019

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE CONTROL DE PRECIPITACIÓN DE
PARAFINAS POR MEDIO DE LA APLICACIÓN DE UN INHIBIDOR EN EL
CAMPO RIO ZULIA**

**JUAN DAVID CARREÑO MENESES
DEYANIRA SANDOVAL MORANTES**

Trabajo realizado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director

JOHN ALEXANDER LEON PABON
Magister en Ingeniería de Hidrocarburos

Co-Director

LEONARDO ARZUZA
Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2019

DEDICATORIA

*Principalmente a Dios por darme las fuerzas, la salud y la sabiduría para
culminar esta meta.*

*A mis padres Juan de Jesús Carreño y Ana Victoria Meneses por guiarme
en cada momento de mi vida, por ser los pilares de lo que soy, por su apoyo
incondicional, y lo más importante por su amor.*

*A mi hijo David Alejandro por ser la luz de mi vida, mi inspiración y mi
fortaleza para cumplir esta y cada una de las metas que me proponga en la
vida.*

*A mis hermanos Jorge Iván, Sebastián y Juan Fernando por su ejemplo
de perseverancia, por sus consejos y por poder contar con ustedes siempre.*

*A Fernanda por estar siempre junto a mi en los momentos difíciles y darme
siempre palabras de aliento.*

*A mis amigos que tuve el privilegio de conocer que hicieron de mi paso en la
universidad mas enriquecedor en muchos aspectos de mi vida.*

JUAN DAVID CARREÑO MENESES

DEDICATORIA

*A DIOS por guiar mi camino, por brindarme la sabiduría y la fortaleza de
avanzar cada día y a su vez por permitir culminar de manera satisfactoria
mis estudios.*

*A mis padres Marco Antonio y Olga quienes con su sacrificio hicieron que
esto fuese una realidad, por su apoyo incondicional y sobre todo el amor que
me han brindado toda mi vida.*

*A mi hermano Marco Antonio quien con su apoyo y consejos me hicieron
entender la importancia de terminar la carrera universitaria.*

A mis prim@s y ti@s por su cariño.

*A mis amig@s (Yudid, Daniela, Juan Pablo) por su lealtad, apoyo
brindado y en especial por los momentos vividos.*

*A mis compañeros de universidad que hicieron que el paso por el Alma
Mater fuese más sencillo.*

DEYANIRA SANDOVAL MORANTES

AGRADECIMIENTOS

A la universidad Industrial de Santander por darnos el espacio para nuestra formación profesional y personal.

A nuestro director Ms.C John Alexander León Pabón y codirector Ing. Leonardo Arzuza por su colaboración, consejos y apoyo para culminar este trabajo de investigación.

A nuestros calificadores Ms.C Hernando Buendía y Ing. José Cárdenas por las recomendaciones y orientación para el desarrollo de nuestro proyecto.

A Mauricio Álvarez técnico de laboratorio de fluidos por el tiempo y la ayuda brindada en la ejecución de las pruebas.

A todos los maestros que hicieron parte de nuestra formación profesional, que nos orientaron paso a paso para poder culminar un nuevo logro en nuestras vidas.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	16
1. MARCO TEORICO	18
1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO	18
1.2 PARAFINAS.....	19
1.2.1 Ceras parafínicas.....	20
1.2.2 Ceras microcristalinas.....	20
1.3 PROPIEDADES DE LAS PARAFINAS	21
1.3.1 Punto de fluidez (pour point).	21
1.3.2 Punto de nube (cloud point).....	22
1.3.3 Punto de cristalización.	22
1.3.4 Punto de fusión.	22
1.4 FACTORES QUE CAUSAN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS	23
1.4.1 Temperatura.	23
1.4.2. Tasa de flujo.	23
1.4.3 Presión.....	24
1.4.4 Naturaleza de la solución.....	24
1.4.5 Agua de formación.....	25
1.4.6 Evaporación de los componentes ligeros o volátiles.....	25
1.5 MECANISMOS DE DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS	26
1.5.1 Difusión Molecular.	26
1.5.2 Difusión Browniana.	26
1.5.3 Difusión por esfuerzos de corte.	27
1.6 CRISTALIZACIÓN DE LAS PARAFINAS	27
1.7 CONSECUENCIAS DE LA DEPOSITACION DE PARAFINAS	28

1.8 METODOS DE PREVENCION Y CONTROL DE DEPOSITACION DE PARAFINAS.....	29
1.8.1 Métodos de remoción.	29
1.8.2 Métodos de prevención.....	30
1.8.3 Métodos remediales.....	32
2. METODOLOGIA	33
2.1 DISEÑO DE INVESTIGACIÓN	33
2.2 UNIDAD DE ANALISIS	33
2.3 IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES	33
2.4 DISEÑO EXPERIMENTAL.....	34
3. APLICACIÓN DE DISEÑO EXPERIMENTAL Y RESULTADOS	36
3.1 DETERMINACIÓN DE LA GRAVEDAD API (NORMA ASTM D 287).....	36
3.2 CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS (NORMA ASTM D 96-88)	37
3.3 DETERMINACIÓN DE LA SALINIDAD EN EL CRUDO (METODO DE MOHR).....	37
3.4 PUNTO DE FLUIDEZ (NORMA ASTM D 97)	38
3.5 PRUEBA DE VISCOSIDAD (NORMA ASTM D445)	39
3.6 CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO.....	39
3.7 CARACTERIZACION DEL INHIBIDOR	40
3.8 PRUEBAS DE VISCOSIDAD CON ADICIÓN DE INHIBIDOR.....	41
3.9 VARIACION DEL PUNTO DE FLUIDEZ CON RESPECTO AL PORCENTAJE DE INHIBIDOR	42
3.10 PRUEBA DE COMPATIBILIDAD VISUAL	43
4. ANALISIS DE RESULTADOS.....	44
4.1 PERFIL VISCOSIDAD VERSUS TEMPERATURA.....	44
4.2 COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DEL CRUDO RESPECTO A LA TEMPERATURA Y PORCENTAJE DEL INHIBIDOR	47

4.3 COMPORTAMIENTO DEL PUNTO DE NUBE CON RESPECTO A LA CONCENTRACION DE INHIBIDOR.....	49
5. CONCLUSIONES	51
6. RECOMENDACIONES.....	52
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	53

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Variables dependientes e independientes	34
Tabla 2. Pruebas diseño experimental fase 1	35
Tabla 3. Pruebas diseño experimental fase 2	35
Tabla 4. Caracterización del crudo	40
Tabla 5. Descripción del inhibidor	40
Tabla 6. Propiedades del inhibidor.....	40
Tabla 7. Viscosidad sin aplicación del inhibidor	41
Tabla 8. Viscosidad con inhibidor [5%]	41
Tabla 9. Viscosidad con inhibidor [10%]	41
Tabla 10. Viscosidad con inhibidor [20%]	42
Tabla 11. Viscosidad con inhibidor [30%]	42
Tabla 12. Variación del punto de fluidez	42
Tabla 13. Puntos de nube respecto a la concentración de inhibidor	47

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación del campo Rio Zulia	18
Figura 2. Estructura de una parafina de cadena lineal.....	19
Figura 3. Estructura de una parafina ramificada	19
Figura 4. Estructura de una parafina de cadena cíclica	19
Figura 5. Ceras parafínicas y microcristalinas	21
Figura 6. Representación del punto de nube y fluidez	22
Figura 7. Determinación gravedad API	36
Figura 8. Prueba BSW	37
Figura 9. Prueba de Salinidad.....	38
Figura 10. Prueba punto de fluidez	38
Figura 11. Prueba de viscosidad.....	39
Figura 12. Prueba de compatibilidad visual (vista frontal).....	43
Figura 13. Prueba de compatibilidad visual (vista superior).....	43
Figura 14. Perfil de viscosidad vs temperatura sin inhibidor	44
Figura 15. Perfil de viscosidad vs temperatura con 5% de inhibidor	45
Figura 16. Perfil de viscosidad de vs temperatura con 10% de inhibidor	45
Figura 17. Perfil de viscosidad vs temperatura con 20% de inhibidor	46
Figura 18. Perfil de viscosidad vs temperatura con 30% de inhibidor	46
Figura 19. Comportamiento de la viscosidad con respecto a la temperatura con 5% de inhibidor	47
Figura 20. Comportamiento de la viscosidad con respecto a la temperatura con 10% de inhibidor	48
Figura 21. Comportamiento de la viscosidad con respecto a la temperatura con 20% de inhibidor	48
Figura 22. Comportamiento de la viscosidad con respecto a la temperatura con 30% de inhibidor	49
Figura 23. comportamiento del punto de nube respecto a la concentración de inhibidor	50

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICA DE CONTROL DE PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS POR MEDIO DE LA APLICACIÓN DE UN INHIBIDOR EN EL CAMPO RÍO ZULIA.*

AUTOR(ES): JUAN DAVID CARREÑO MENESES, DEYANIRA SANDOVAL MORANTES**

PALABRAS CLAVES: Parafina, Punto de nube, Punto de fluidez, Precipitación, Inhibidor químico, Viscosidad.

DESCRIPCIÓN:

En la industria de los hidrocarburos la calidad del tipo de crudo se puede valorar por medio del porcentaje de parafinas presentes en él, las cuales son cadenas lineales de hidrocarburos comprendidas del C18 al C60. Por lo tanto, un crudo parafínico es atractivo para el mercado. EL problema de este tipo de crudo se presenta en su producción y transporte debido a la precipitación de parafinas la cual puede presentar taponamiento en las líneas de flujo y en las diferentes instalaciones utilizadas en almacenamiento y separación.

Este trabajo de investigación está enfocado en el campo Río Zulia, donde se presentó un problema de precipitación de parafinas en los tanques de almacenamiento, por lo tanto, se realizó una evaluación técnica de control de precipitación de parafinas mediante el uso del inhibidor químico PAR 3115, con el cual se ejecutó una serie de pruebas en el laboratorio de fluidos de la universidad industrial de Santander, con el fin de evitar la formación, crecimiento y aglomeración de cristales de parafina.

Se analizó mediante las pruebas de laboratorio que la concentración optima del inhibidor PAR 3115 fue del 30 % debido a que con esta dosificación se obtuvo mejores resultados en la reducción de punto de fluidez, punto de nube y viscosidad.

El uso de inhibidores químicos en la industria es una práctica que día a día es más común, sin embargo, la eficiencia de cada producto químico varia para cada crudo e incluso para diferentes pozos del mismo campo. Esta investigación deja las puertas abiertas para posteriores pruebas aplicando otros tipos de inhibidores o variando mecanismos de inhibición para maximizar el control de precipitación de parafinas.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. Ms.C John Alexander León Pabón Co-Director. Leonardo Arzuza, Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL EVALUATION OF CONTROL OF PRECIPITATION OF PARAFFINS THROUGH THE APPLICATION OF AN INHIBITOR IN THE FIELD RÍO ZULIA.*

AUTHOR(S): JUAN DAVID CARREÑO MENESES, DEYANIRA SANDOVAL MORANTES**

KEY WORDS: Paraffin, Cloud point, Pour point, Precipitation, Chemical inhibitor, Viscosity.

DESCRIPTION:

In the hydrocarbon industry, the quality of the type of crude oil can be assessed by means of the percentage of paraffins present in it, which are linear hydrocarbon chains from c18 to c60. therefore, a paraffinic crude is attractive to the market. the problem of this type of crude oil is presented in its production and transport due to the precipitation of paraffins which can present clogging in the flow lines and in the different facilities used in storage and separation.

This research work is focused on the Río Zulia field, where there was a problem of precipitation of paraffins in storage tanks, therefore, a technical evaluation of precipitation control of paraffins was carried out through the use of the chemical inhibitor PAR 3115 , with which a series of tests were carried out in the fluid laboratory of the industrial university of Santander, in order to avoid the formation, growth and agglomeration of paraffin crystals.

It was analyzed by laboratory tests that the optimal concentration of the PAR 3115 inhibitor was 30% because with this dosage better results were obtained in the reduction of pour point, cloud point and viscosity.

The use of chemical inhibitors in the industry is a practice that day by day is more common, however, the efficiency of each chemical varies for each crude oil and even for different wells in the same field. This investigation leaves the doors open for further testing by applying other types of inhibitors or varying inhibition mechanisms to maximize paraffin precipitation control.

* Degree Work

** Faculty of Physical-Chemical engineering. School of Engineering of Petroleum. Director. Ms.C John Alexander León Pabón

INTRODUCCIÓN

Durante el transcurso de la perforación y producción de pozos en la industria petrolera siempre se ha tratado de que los métodos con los cuales se establezcan las operaciones y la ejecución de estos sean lo más eficientes tanto en tiempo como en costos. A pesar de esto se presentan algunos inconvenientes como lo es la depositación de parafinas que ha sido por mucho tiempo un problema para varias áreas de producción de petróleo. La precipitación de cristales de parafina es resultado del rompimiento del equilibrio termodinámico existente entre el crudo y las moléculas de parafina, ocasionado por una disminución de la temperatura y la evaporación de productos livianos que actúan como solventes naturales.¹

Las variaciones en factores tales como presión, temperatura y composición de los fluidos del yacimiento durante la producción, pueden originar precipitación de parafinas; que no solo pueden presentarse dentro del yacimiento, sino también, en la cara del pozo, en las facilidades de producción o durante el transporte del crudo mediante oleoductos.

Las precipitaciones de parafinas pueden generar inconvenientes en la producción, transporte y almacenamiento de crudo; incidiendo en el daño a la formación, en la reducción de la permeabilidad de la roca y obstruyendo el paso del crudo en la cara del pozo. A fin de prevenir la precipitación de cristales de parafina, se usan en general tres clases de químicos inhibidores: dispersantes, solventes y modificadores de cristal.

El objetivo de esta investigación es evaluar la eficiencia de un tratamiento químico utilizando un inhibidor en una muestra de crudo proveniente del campo

[†] PINZON sergio, ROJAS jonattan, evaluación de métodos convencionales para la remediación e inhibición de la precipitación de parafinas en pozos de petróleo 2006

Río Zulia, El inhibidor utilizado para el desarrollo de nuestro proyecto fue el PAR 3115 con el cual se realizaron las pruebas de laboratorio establecidas en el transcurso del diseño experimental seleccionado, para establecer las condiciones óptimas de operación y la concentración de inhibidor requeridas de tal forma que se reduzca la formación de cristales de parafinas.

1. MARCO TEORICO

1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO

El campo Rio Zulia está ubicado en el departamento de Norte de Santander a aproximadamente 40 km del noroccidente de la ciudad de Cúcuta. Siendo operado por Chevron Petroleum Company en agosto de 1962 se completó el pozo descubridor RZ-01. La explotación del campo inicio en agosto de 1964 a una tasa de 8910 BOPD; en 1996 alcanzo la máxima producción de 36600 BOPD. Desde entonces se ha observado una declinación hasta un valor de 1200 BOPD con un corte de agua del 90%.³

Este campo cuenta con una estación principal y dos subestaciones las cuales están denominadas como GS-1 y GS-2; a estas llegan las líneas de producción de los pozos. Tanto en la estación principal como para cada una de las subestaciones se realizan procesos de extracción, recolección y separación; en la estación principal se realizan procesos de tratamiento, almacenamiento y fiscalización para finalizar con el transporte del crudo.⁴

Figura 1. Ubicación del campo Rio Zulia.



Fuente: SÁENZ VELAZCO, Dayana Lizeth; PORTELA ARAGÓN, Bryan Mauricio. Selección y diseño de los sistemas de levantamiento artificial que aplican para el campo rio Zulia. Pregrado UIS. 2019

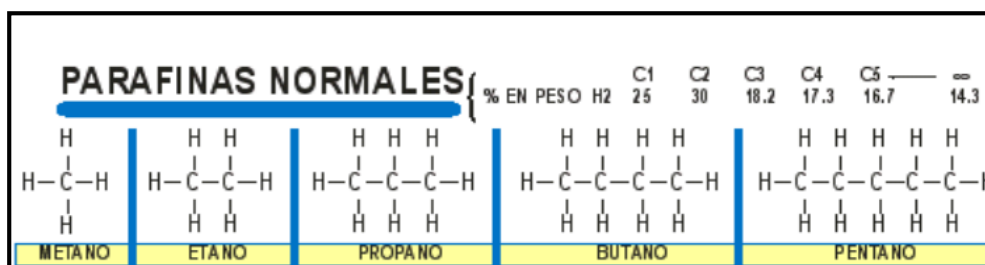
³ MURILLO ESTUPIÑAN, José Antonio; PARRA, Carmen. Optimización del sistema de bombeo hidráulico en el campo Rio Zulia. Proyecto pregrado UIS. 1993

⁴ ZARATE GARCIA, Noraima Nayarith; VARGAS GARCIA, Hermes Fabian. Desarrollo de herramientas para implementación de metodologías integridad operativa y disciplina operativa en el campo Rio Zulia. Proyecto pregrado UIS. 2014

1.2 PARAFINAS

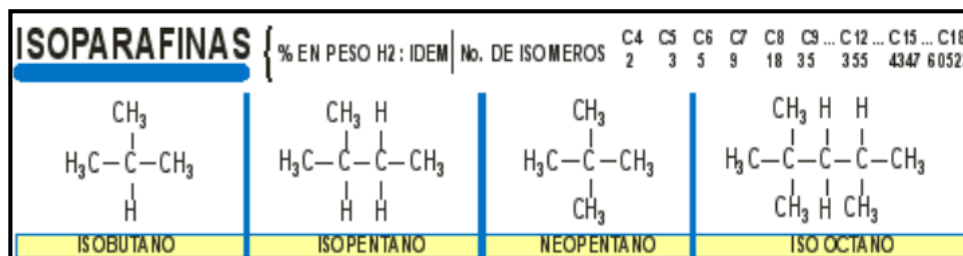
Las parafinas constituyen la clase más simple de los compuestos orgánicos. Son una mezcla de hidrocarburos alifáticos saturados (alcanos de fórmula C_nH_{2n+2}) que pueden ser de cadena lineal (parafina normal), ramificada (iso-parafina) o de cadena cíclica (cicloalcanos o naftenos). Los componentes entre C_1 - C_{15} son líquidos. Aquellas parafinas que no pueden precipitar de la solución bajo ciertas condiciones termodinámicas, que comúnmente se les conoce como “ceras” comprenden el rango del C_{18} hasta el C_{60} .⁵

Figura 2. Estructura de una parafina de cadena lineal.



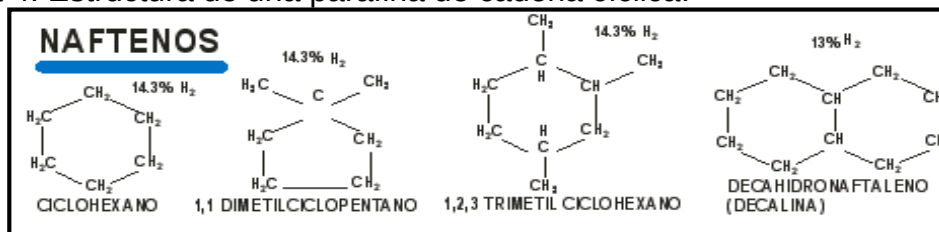
Fuente: Modificado de: tratamiento químico de parafinas. Msc. Rigoberto Santaella I.

Figura 3. Estructura de una parafina ramificada.



Fuente: Modificado de: tratamiento químico de parafinas. Msc. Rigoberto Santaella I.

Figura 4. Estructura de una parafina de cadena cíclica.



Fuente: Modificado de: tratamiento químico de parafinas. Msc. Rigoberto Santaella I.

⁵ RESTREPO GOMEZ Karin Lorena, GARZA SANTAMARIA Carlos Hernan, Daño a la formación por precipitación de parafinas: estado del arte. Proyecto de pregrado UIS 2006. 26

Las parafinas se pueden clasificar en ceras parafínicas y ceras microcristalinas, las cuales presentan un mecanismo de daño diferente si llegan a depositarse, debido al tamaño de sus cristales.

1.2.1 Ceras parafínicas. Las ceras parafínicas constituyen entre el 40 y el 60% de los depósitos parafínicos procedentes del crudo. Se consideran compuestos de cadena lineal entre el C₁₈ y C₃₆. Los cristales formados son conocidos como macro cristales, los cuales presentan forma de agujas, que al aglomerarse constituyen grandes depósitos de cera que ocasionan diversos problemas en las líneas de producción de pozos petroleros y en la formación. Esto produce un aumento de la viscosidad debido a la aglomeración de grandes cristales, que serán la causa del taponamiento de los poros de la formación o en un punto determinado del sistema de producción.

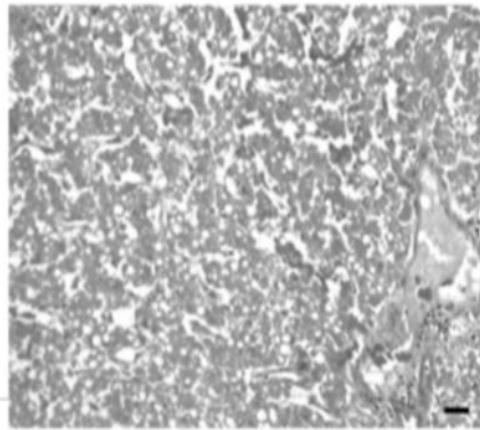
1.2.2 Ceras microcristalinas. Las ceras microcristalinas constituyen menos del 15% del depósito, en el que se encuentran las parafinas que contienen entre 30 a 60 carbonos, con pesos moleculares entre 450 y 800 uma. Están formadas por compuestos de cadena lineal con ramificaciones y grupos cíclicos de forma aleatoria a lo largo de la cadena principal. La estructura cristalina es pequeña e irregular por lo que tienden a permanecer dispersos en el fluido, presentando poca tendencia a aglomerarse. Cuando este tipo de cristales se deposita en el yacimiento genera daño a la formación principalmente por reducción de la permeabilidad debido a la tendencia que tienen los pequeños cristales a adherirse a la superficie del poro.⁶

El punto de ebullición y el de fusión de las parafinas y en general de los alcanos, aumenta con su peso molecular. Otras de las propiedades más importantes que se debe tener en cuenta a la hora de seleccionar un tratamiento de parafinas,

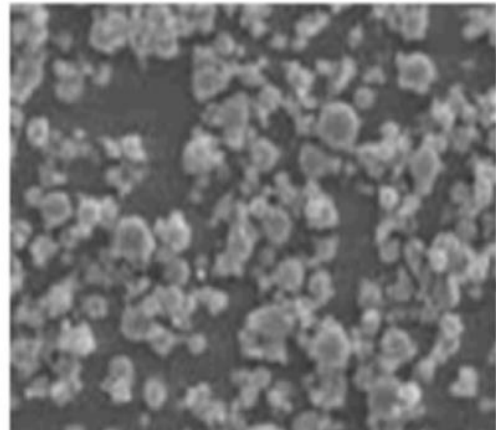
⁶ RESTREPO GOMEZ Karin Lorena, GARZA SANTAMARIA Carlos Hernan, Daño a la formación por precipitación de parafinas: estado del arte. Proyecto de pregrado UIS 2006.

son el punto de fluidez, de cristalización y de nube, los cuales dependen de la temperatura de saturación de los componentes y la tasa de enfriamiento.⁷

Figura 5. Ceras parafínicas y microcristalinas



Ceras macrocristalinas



Ceras microcristalinas

Fuente: Modificada de Manejo de Petróleo y Gas en superficie.
<http://manejodepetroleoygas.blogspot.com/2014/04/parafinas.html>

1.3 PROPIEDADES DE LAS PARAFINAS

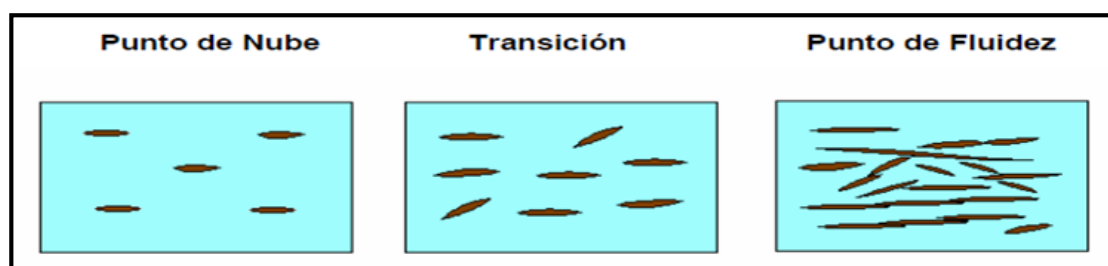
1.3.1 Punto de fluidez (pour point). Se define como la temperatura más baja a la cual el crudo deja de fluir, debido al aumento de la viscosidad producto de la parafina precipitada a medida que se enfría la muestra.

El punto de fluidez de un crudo refleja la capacidad de la parafina dentro del crudo para desarrollar una red cristalina lo suficientemente resistente para retener e inmovilizar la fase aceite.

⁷ ARRIOLA MENDOZA EDUARDO. La precipitación de parafinas y asfáltenos en la producción de crudo usualmente ocasiona diversos problemas, como reducción de diámetros en líneas de producción y descarga

1.3.2 Punto de nube (cloud point). También denominado temperatura de aparición de cera o WAT (wax appearance temperature), es la temperatura a la cual aparecen los primeros cristales de parafina en el crudo a presión atmosférica, es decir se determina en el crudo muerto. El punto de cristalización es función del peso molecular de los hidrocarburos elevándose por los componentes parafínicos en el petróleo crudo. Así que a mayor peso molecular se eleva el punto de cristalización y hace que las parafinas se depositen más fácilmente.⁸

Figura 6. Representación del punto de nube y fluidez



Fuente: Modificada de Manejo de Petróleo y Gas en superficie.
<http://manejodepetroleoygas.blogspot.com/2014/04/parafinas.html>

1.3.3 Punto de cristalización. Temperatura a una presión dada en donde precipita el primer cristal de parafinas en un crudo con gas en solución, depende principalmente de la concentración o contenido de ceras parafínicas, de la presión y la temperatura.⁹

1.3.4 Punto de fusión. Se define como la temperatura a la cual una sustancia sólida se funde o se convierte en líquido. Para una sustancia pura, las temperaturas de punto de nube y punto de fusión son iguales y son ligeramente diferentes para una mezcla. Por lo tanto, la temperatura de punto de nube se debe usar en los problemas de precipitación de parafinas.¹⁰

⁸ BURGOS MORA Andres Fernando, PABA MARTINEZ Carlos Mario, Efectos de los métodos de recobro sobre la precipitación de orgánicos. Aplicación campo colorado. Proyecto de pregrado UIS 2014

⁹ ARIZA LEON Emiliano, Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo de campo colorado. Proyecto de postgrado UIS 2008

¹⁰ RESTREPO GOMEZ Karin Lorena, GARZA SANTAMARIA Carlos Hernan, Daño a la formación por precipitación de parafinas: estado del arte. Proyecto de pregrado UIS 2006

1.4 FACTORES QUE CAUSAN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS

La formación de depósitos orgánicos que originalmente se encuentran disueltos en el crudo, se debe al desequilibrio de la solubilidad entre los componentes parafínicos del crudo. Los factores que podrían considerarse como los más importantes para lograr el desequilibrio y consecuentemente la formación de depósitos parafínicos son:

1.4.1 Temperatura. La principal causa de la formación y posterior precipitación de cristales es el gradiente térmico del crudo. El enfriamiento se da a medida que el crudo se acerca a la superficie y en sistemas de transporte; en cualquier parte del sistema de producción o yacimiento donde sea posible una disminución de la temperatura por debajo del punto de nube, dando inicio a la precipitación y formación de depósitos. La diferencia ocurre cuando se liberan los componentes más livianos, provocando el aumento de la acumulación de depósitos orgánicos. La precipitación de parafinas está caracterizada por cuatro temperaturas: temperatura de cristalización, temperatura de gel y temperatura de fluidez y temperatura de fusión.¹¹

1.4.2. Tasa de flujo. En flujo laminar se incrementa la precipitación de parafinas debido al tiempo de residencia prolongado del crudo en la tubería. En flujo turbulento disminuye gradualmente la precipitación debido a la velocidad de dispersión. Pero aquellas parafinas que precipitan bajo este régimen son más duras y compactas, es decir, los cristales son más difíciles de remover de las tuberías.¹²

¹¹ CONTRERAS MATEUS María Daniela, CARREÑO MOYANO Diana Catherine, Evaluación del efecto de la concentración de asfáltenos en el comportamiento reológico y precipitación de parafinas del crudo colorado 33. Proyecto de pregrado UIS 2015

¹² L. Rodríguez and M. Castañeda, "ESTUDIO DE LOS FENOMENOS DE CRISTALIZACION DE PARAFIANAS EN EL COMPORTAMIENTO FLUIDO DINAMICO DE CRUDOS PARAFINICOS-FASE1" CT&F- Ciencia, Tecnología y futuro, Vol. 2. No 2,2001

1.4.3 Presión. La precipitación de parafinas es a menudo estudiada para crudos muertos, pero el efecto de la presión y la composición del crudo no es muy clara. La solubilidad de la parafina disminuye con el incremento de presión en la solución (parafina-crudo muerto), debido a que las fuerzas intermoleculares entre moléculas del mismo tipo son mayores que entre moléculas no similares, causando incremento en el punto de cristalización. Benavides, Barrufet y Saint Marcoux¹³ concluyen de un estudio (usando el software PVTsim) que para crudos con bajo contenido de gas en solución (menor al 50% en mol) sometidos a bajas presiones, generalmente se logra una disminución en el punto de cristalización, pero al aumentar la presión por encima del punto de burbuja, luego esta temperatura se incrementa. Sin embargo, aclaran que el comportamiento del punto de cristalización con la presión es específico para cada fluido; por lo cual se debe hacer una evaluación individual.¹⁴

1.4.4 Naturaleza de la solución. Hace referencia a la composición física y química de la misma, en este caso del crudo. La composición física indica la presencia y cantidad de materiales como: agua, resinas, metales, productos de corrosión, material asfáltico coloidal, arena y arcilla entre otros que actúan como centros de nucleación de las parafinas. Los experimentos revelan que si la composición físico-química de la solución tiende a ser más liviana (disminución del peso molecular), disminuye el punto de cristalización, lo cual es favorable para asegurar el flujo de los hidrocarburos. Se cree que la presencia de asfaltenos que son sólidos de naturaleza amorfa que ayudan a remediar la depositación de parafinas, es decir actúan como inhibidores.¹⁵

¹³ BENAVIDES, María, SAINT MARCOUX Jean Francois and BARRUFET Maria. Dilution Strategies for Wax and Control for Deepwater Development from a Flow Assurance Perspective: Part I-Current Practice and Perspective. SPE 90688, Sept 2004

¹⁴ ARIZA LEON Emiliano, Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo de campo colorado. Proyecto de postgrado UIS 2008

¹⁵ ARIZA LEON Emiliano, Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo de campo colorado. Proyecto de postgrado UIS 2008

1.4.5 Agua de formación. Por ser inmisible en el crudo, el agua no afecta la solubilidad de la parafina. Sin embargo, se ha comprobado que, en casos muy problemáticos con respecto a la depositación de parafina, es bastante común lograr la eliminación del problema, cuando el pozo comienza a producir una cantidad apreciable de agua. Es posible que la razón para ello sea que, por lo general, las superficies de acero tienden a humectarse con agua, reduciendo así la tendencia de depositación de la parafina. Aunque el agua ayuda a prevenir la acumulación de parafina en algunos pozos, otras dificultades presentes en la producción de agua con petróleo compensan las ventajas que podrían obtenerse al utilizar agua como medida correctiva para prevenir las depositaciones de parafina.¹⁶

1.4.6 Evaporación de los componentes ligeros o volátiles. En campos petroleros a medida que el aceite es llevado de la formación a superficie se ocasiona una pérdida de los componentes livianos asociado a cambios de presión y temperatura.¹⁷

Las posibles causas de pérdida de componentes livianos pueden ser a:

- El volumen de aceite es reducido debido a aquellos componentes livianos en los cuales era más soluble la parafina, quedando menos proporción para disolverla.
- Al disminuir la solubilidad de la parafina en el petróleo, ya que esta se disuelve mejor en crudos livianos que en los pesados ya que estos últimos tienen menor proporción de componentes livianos.

Se puede decir que la liberación de componentes livianos genera una liberación de parafinas del petróleo. En el caso de producción utilizando bombeo neumático, este remueve una gran cantidad de componentes livianos del

¹⁶ RESTREPO GOMEZ Karín Lorena, GARZA SANTAMARIA Carlos Hernan, Daño a la formación por precipitación de parafinas: estado del arte. Proyecto de pregrado UIS 2006

¹⁷ BARRUFET. Influencia de la temperatura de la mezcla en la precipitación de parafinas. 1998

petróleo que se encuentra en yacimiento, obteniendo la cristalización de la parafina que queda en el aceite.

1.5 MECANISMOS DE DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS

Cuando aparecen los primeros cristales de parafina en la solución, estos no necesariamente se depositan en los poros de la formación o en las paredes de la tubería. La depositación de estos cristales ocurre debido a fuerzas o mecanismos entre los cuales se encuentran la difusión molecular, difusión browniana y esfuerzos de corte. A medida que el crudo se enfría, un gradiente de concentración conlleva al transporte y depositación de las parafinas sobre la superficie por difusión molecular. Los cristales de parafina precipitados previamente son transportados lateralmente por difusión browniana y dispersión por corte.¹⁸

1.5.1 Difusión Molecular. Es el mecanismo que prevalece para depositaciones en tubería, en pozos que mantienen la temperatura del crudo por encima de su punto de nube hasta que esta se alcanza mientras el crudo llega a la superficie, Se presenta en la región de flujo laminar donde el crudo está sometido a un enfriamiento natural, existiendo un gradiente de temperatura, cuando la temperatura disminuye y alcanza la temperatura de equilibrio entre la fase sólida y líquida, comienzan a precipitarse los cristales de parafina formando partículas sólidas.

1.5.2 Difusión Browniana. Cuando comienzan a precipitarse los cristales de parafina, se genera un transporte lateral de estas partículas. Dependiendo de la velocidad de enfriamiento y la velocidad de flujo, se forman pequeños cristales de determinada forma, que se desplazan de forma aleatoria y forman depósitos que presentan un grado de consistencia específico.

¹⁸ L.R. Houchinand L.M, Hudson. The prediction, evaluation and treatment of formation damage caused by organic deposition. SPE 13976

1.5.3 Difusión por esfuerzos de corte. El movimiento de pequeñas partículas suspendidas en un fluido en flujo laminar tiende a seguir la dirección del fluido que la rodea y a una velocidad media. Este movimiento ejerce una fuerza de arrastre sobre la capa próxima, debido a la viscosidad del fluido. La dispersión por esfuerzos de corte se presenta cuando grandes concentraciones de partículas, producen múltiples colisiones entre sí, originando un transporte lateral neto y por consiguiente una dispersión de partículas.

La depositación total de parafina en tubería es el resultado de la combinación de los anteriores mecanismos. A altas temperaturas, el mecanismo de difusión molecular es el dominante, mientras que a temperaturas y flujo de calor bajas actúa la dispersión por esfuerzos cortantes.

En el yacimiento el depósito se produce por la disminución natural de la presión y la pérdida de solubilidad de los componentes livianos en el crudo. Dependiendo del tamaño de los cristales formados, se depositará sobre la superficie del poro, o continuarán suspendidas en el crudo, con un aumento en la viscosidad.¹⁹

1.6 CRISTALIZACIÓN DE LAS PARAFINAS

Cuando se presentan las condiciones para la precipitación de las parafinas, el proceso de cristalización comienza a partir de una estructura desordenada o solución diluida, seguida de tres procesos conocidos como: nucleación, crecimiento y aglomeración.²⁰ Cuando la energía del movimiento molecular se incrementa, se generan aproximaciones entre los cristales que han iniciado su formación, agregándose posteriormente cadenas adyacentes alineadas. Las moléculas de parafina continúan adhiriéndose hasta formar cristales ordenados. Estos cristales forman núcleos que alcanzan un tamaño crítico y llegan a ser estables, dando inicio a la fase de nucleación. Una vez se forman los núcleos, y la temperatura se mantiene cercana al punto de nube, las moléculas cercanas

¹⁹ . RESTREPO GOMEZ Karin Lorena, GARZA SANTAMARIA Carlos Hernan, Daño a la formación por precipitación de parafinas: estado del arte. Proyecto de pregrado UIS 2006

²⁰ L. Rodríguez, M. Castañeda. "Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluidodinámico de crudos parafínicos- fase 1"

precipitan sucesivamente sobre los sitios nucleados, formando parte de las estructuras laminares crecientes. Este mecanismo es llamado proceso de crecimiento. Los cristales generados se pueden depositar en forma de placas, agujas, esférulas o mezcla de estas, determinando fuerzas de absorción y propiedades de adhesión que mantienen el depósito de parafina fijo sobre superficie.

Estos procesos se ven influenciados por la composición del crudo. La caracterización química tiene como propósito determinar los componentes que potencian la precipitación de parafinas. La relación del contenido de parafina y gas disuelto en el crudo tienen un marcado efecto en la cristalización y velocidad de depositación de parafinas (Walton A.G., 1995; Warth A.H., 1956). La pérdida de livianos o gases en el crudo acelera el proceso de cristalización, modificando los procesos de nucleación, crecimiento y aglomeración; por consiguiente, aumenta el punto de nube, el punto de fluidez y altera el comportamiento reológico.

Como consecuencia de este últimos, se tiene un aumento en el esfuerzo de fluencia, mayor viscosidad y tendencia a la precipitación y cristalización de parafinas sobre superficies de oleoductos, reduciendo su capacidad efectiva (Ruíz M. y otros, 1999)

1.7 CONSECUENCIAS DE LA DEPOSITACION DE PARAFINAS

Son muchos los problemas que causa la precipitación de parafinas²¹, entre ellos se encuentran:

- Si se presenta precipitación en el yacimiento, posiblemente puede ocurrir depositación causando puenteo y bloqueo e incidir en el daño a la formación.
- Cambios en las características reológicas del crudo
- Requerimiento de potencia extra para asegurar el flujo de los fluidos.

²¹ MISRA Sanjay, BURUAN Simanta and SINGh Kulwant. Paraffin Problems in crude Oil Production and transportation: A review. SPE, February 1995

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

1.8 METODOS DE PREVENCIÓN Y CONTROL DE DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS

Existen diversos métodos y tecnologías desarrolladas para el control de parafinas.

1.8.1 Métodos de remoción. La aplicación de estos procesos tiene como objetivo remover el depósito ya consolidado, empleando herramientas o agentes externos. Entre los más comunes se encuentran:

- **Método mecánico:** es el más usado comúnmente, donde se remueve la parafina de la tubería de producción usando raspadores y cortadores. Su principal ventaja es que es una alternativa económica y usualmente efectiva en cuanto al daño a la formación. Sin embargo, si la limpieza es periódica, llega a ser más costosa, debido a que es necesario detener la producción, lo que genera pérdidas económicas. La desventaja de este método es que la parafina raspada puede llegar a ocasionar taponamiento a las perforaciones.
- **Tratamiento con microorganismos:** existen bacterias que tienen la habilidad de descomponer fracciones pesadas de hidrocarburos y han sido utilizadas en la recolección de derrames de crudo, estos microorganismos no deben ser patogénicos, no combustibles, que no representen un riesgo para el medio ambiente deben ser anaeróbicas, no tóxicas y no cancerígenas.

- **Métodos térmicos:** son procesos en los que se aplica energía en forma de calor al sistema de producción, con el objetivo de fundir las ceras parafínicas, manteniendo la temperatura por encima del punto de fusión. El calor se puede adicionar por medio de un fluido caliente o por medio de una fuente externa sobre las líneas de flujo. Entre los métodos térmicos más conocidos y utilizados para el control de parafinas se encuentran:
 - Inyección de aceite caliente.
 - Inyección de agua caliente
 - Calentadores en el fondo del pozo
 - Calentadores eléctricos de la tubería

1.8.2 Métodos de prevención. Son los procedimientos o tratamientos, que cumplen con el propósito de impedir la formación y posterior deposición de ceras parafínicas, tratando de atacar el problema antes de que suceda.

- **Método químico:** se basa en inhibidores (dispersantes, surfactantes, modificadores de cristal, depresores del punto de fluidez) cuya función es mantener las partículas de parafina en suspensión dentro del líquido y evitar que se presente la nucleación y aglomeración²². Los tipos de químicos disponibles para los tratamientos correctivos difieren en el tipo de acción, se mencionarán a continuación los más comunes:

Los solventes funcionan al devolverle al crudo la capacidad de mantener las moléculas de parafina en solución.

Los dispersantes actúan neutralizando las fuerzas de atracción que mantienen unidas las partículas de parafina, es decir en lugar de disolver los depósitos los fragmenta a tamaños de partículas mucho más pequeñas.

Los dispersantes actúan neutralizando las fuerzas de atracción que mantienen unidas las partículas de parafina, es decir en lugar de disolver los depósitos los fragmenta a tamaños de partículas mucho más pequeñas. Los surfactantes son una clase de agentes tensoactivos cuya

²² FERWORN kevin A. Control of Wax deposition: An Experimental Investigation of Crystal Morpfolgy and an Evaluation of Verious Chemical Solvents SPE 37340. February 1997

función principal es cambiarle la mojabilidad a la superficie de la tubería por agua, actuando como una barrera.

Los modificadores de cristal son compuestos químicos que tiene estructura similar a la parafina²³, actúan a nivel molecular disminuyendo la tendencia que tienen las moléculas de parafina a acumularse una con otra, inyectándose continuamente antes de que la deposición comience.

- **Método operacional:** Consiste en la regulación de la tasa de producción de manera que se pueda mantener las condiciones de flujo por encima del punto de cristalización, reduciendo la deposición de sólidos en la sarta de producción. Al elevar la tasa de producción se puede disminuir la predisposición que tienen las parafinas para adherirse a las paredes de la tubería, y se ayuda a que las fracciones más blandas de parafina con puntos bajos de fusión bajos se logren desprender debido al esfuerzo de corte. El flujo turbulento a altas tasas reduce el problema.
- **Método por Recubrimiento:** Este método utiliza el recubrimiento de la tubería con un material o químico. En algunos casos la tubería se fabrica de un material distinto al acero, como lo es el recubrimiento con fibra de vidrio, plástico, y compuestos químicos. Estos materiales afectan la deposición de parafinas debido a la dificultad que enfrentan los cristales al toparse con la superficie de estos.
- **Método Magnético:** El método magnético o tratamiento por inhibición magnética se realiza por medio de una herramienta diseñada específicamente para el sistema de producción de estudio, en el cual las moléculas son polarizadas al ponerse en contacto con un Campo magnético, provocando que se repelan entre sí, ayudando a que se mantengan dispersas y evitando la aglomeración de parafinas.²⁴

²³ PATIÑO MESA, Juan. Op. Citñ, p52

²⁴ . Hidrocal: Herramientas Magnéticas para el control de parafinas

- **Método ultrasónico:** Este método consta de accionar un dispositivo con la capacidad de generar frecuencia ultrasónica sobre las paredes del tubing generando la perturbación de la parafina, dificultando la capacidad de adherirse en las paredes de la tubería y su aglomeración.
- **Método térmico:** su aplicación tiene el objetivo de mantener la temperatura del crudo por encima del punto de cristalización, lo cual se puede lograr mediante la acción permanente de una fuente de calor, aguas abajo en donde se determina que se inicia la cristalización. La fuente de calor se puede lograr mediante la inyección de un fluido caliente dentro del crudo o por una fuente externa como calentamiento eléctrico sobre la tubería de producción o sobre las líneas de flujo en superficie.

Se puede decir, que ninguno de los métodos empleados es totalmente efectivo, por lo cual para asegurar el flujo del petróleo se debe hacer uso de los métodos preventivos y correctivos. Para seleccionar el método a implementar se deben hacer estudios de laboratorio e investigaciones específicas con el crudo objeto de tratamiento.

1.8.3 Métodos remediales. La aplicación de estos métodos tiene como objetivo remover el depósito, lo cual se logra de diversas formas, entre otras, empleando raspadores de tubería, solventes, tratamientos con fluidos calientes, microorganismos y calentamiento eléctrico.

- **Método mecánico:** Consiste en la remoción de la parafina de la tubería de producción mediante el uso de raspadores y cortadores de parafina. Una de las desventajas de este método es que la parafina raspada puede llegar a ocasionar taponamiento a las perforaciones.²⁵

²⁵ CORDERO LEÓN Andres Maurico, HERNANDEZ ESCOBAR Jorge Mario, Optimización de inyección de aceite caliente para el tratamiento de parafinas en el campo Lisama usando aceite liviano de ciclo como fluido de inyección e implementando una válvula by-pass, Proyecto de pregrado UIS 2018

2. METODOLOGIA

El proyecto es definido como una investigación debido a que se hará un planteamiento para el estudio de la unidad de análisis, las variables dependientes e independientes y el diseño experimental para el desarrollo del plan.

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.

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

2.2 UNIDAD DE ANALISIS

La muestra de crudo que se usara para la investigación proviene del pozo productor RZ-14 del campo Rio Zulia, el cual aporta los fluidos de la formación BARCO, operando aproximadamente hace 55 años. Es una muestra de crudo, el cual será caracterizado para determinar las condiciones iniciales a las cuales se presentan la precipitación de parafinas; conocer estos datos es de gran importancia para evitar que se genere taponamientos en las diferentes líneas de flujo por las cuales será transportado el crudo.

2.3 IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES

Las variables que se tendrán en cuenta para la evaluación técnica de control de precipitación de parafinas serán esencialmente las que estén relacionadas de forma directa con las propiedades de la muestra de crudo y los parámetros de operación del campo. Dado a que se van a realizar pruebas de laboratorio se

asumen valores a escala del yacimiento tales como la presión y temperatura para determinar bajo qué condiciones se empieza a generar la precipitación de parafinas. Con la determinación del tipo de crudo, se hará uso del inhibidor sometiéndolo a las condiciones en las cuales se evidencia problemas de precipitación para conocer su efectividad, calculando además la cantidad y concentración para que de esta manera sea optimo su uso, tanto en eficiencia como en costos.

En la siguiente tabla se encuentran las variables dependientes e independientes que se identificaron para el caso de estudio.

Tabla 1. Variables dependientes e independientes

Variables dependientes	Variables independientes
Gravedad API	Temperatura
Viscosidad de la mezcla	Viscosidad del crudo
Punto de nube	Concentración del inhibidor

2.4 DISEÑO EXPERIMENTAL

En el diseño experimental se realizará las pruebas que sean necesarias para comprobar la hipótesis que se estableció en el inicio de nuestro proyecto, con el fin de observar y analizar los resultados para dar solución al determinado problema.

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

- Comprobar la hipótesis objeto de estudio.
- Evidenciar los parámetros de que causen variación en los resultados.
- Obtener un grado de seguridad alto en cuanto a las respuestas.

Conociendo las variables dependientes e independientes en el caso de estudio, el paso a seguir es determinar las pruebas de laboratorio con el fin de obtener

los datos necesarios para llevar a cabo los respectivos análisis de resultados, se dividirán estas pruebas en dos fases, en la primera fase se va a realizar las pruebas para caracterizar el crudo, las cuales se evidencian en la tabla 2.

Tabla 2. Pruebas diseño experimental fase 1

Tipo de prueba	Cantidad de pruebas
API	1
BSW	1
Salinidad	1
Punto de fluidez	1
Viscosidad	1

En la fase dos del diseño experimental se procederá a añadir una dosificación de inhibidor cambiando su concentración y temperatura, de tal forma que se pueda determinar los cambios que ocurren en las demás variables con respecto a estos parámetros. Las pruebas a realizar se observan en la tabla 3.

Tabla 3. Pruebas diseño experimental fase 2

Tipo de prueba	Cantidad de pruebas
Viscosidad	25
Punto de fluidez	1
Prueba de compatibilidad visual	1

3. APLICACIÓN DE DISEÑO EXPERIMENTAL Y RESULTADOS

Como se había establecido en el diseño experimental las pruebas realizadas en la primera fase se pueden observar a continuación.

3.1 DETERMINACIÓN DE LA GRAVEDAD API (NORMA ASTM D 287)

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.

Figura 7. Determinación gravedad API.



3.2 CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS (NORMA ASTM D 96-88)

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.

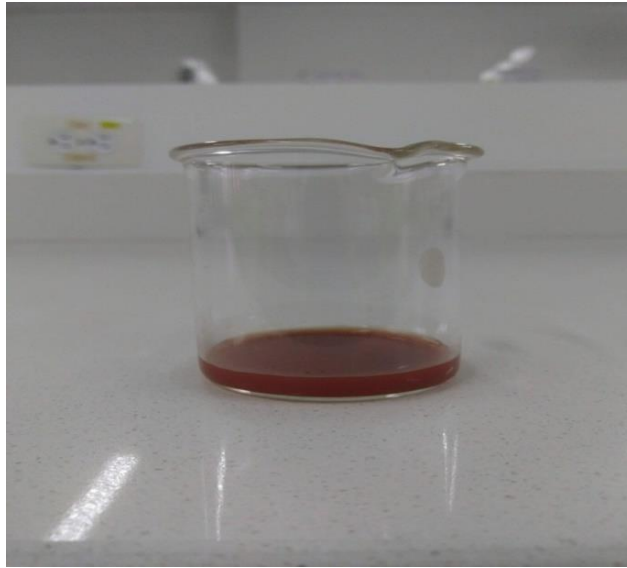
Figura 8. Prueba BSW.



3.3 DETERMINACIÓN DE LA SALINIDAD EN EL CRUDO (METODO 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 9. Prueba de Salinidad



3.4 PUNTO DE FLUIDEZ (NORMA 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.

Figura 10. Prueba punto de fluidez.



3.5 PRUEBA DE VISCOSIDAD (NORMA ASTM D445)

El método consiste en medir el tiempo de flujo para el paso de 60 ml. de muestra fluyendo a través de un cilindro con un orificio calibrado en la parte inferior, bajo condiciones controladas de temperatura. El tiempo se multiplica por el factor de corrección del orificio y se toma como la viscosidad saybolt de la muestra a esa temperatura. La prueba se hace para temperaturas específicas entre 70 y 210°F.

Figura 11. Prueba de viscosidad



3.6 CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO

Al ejecutar las pruebas establecidas en la primera fase del diseño experimental con el crudo libre de inhibidor se obtuvo un punto de referencia con el fin de compararlo posteriormente con el crudo al cual se le va a aplicar el inhibidor variando su concentración, los resultados de las pruebas de caracterización se pueden evidenciar en la siguiente tabla.

Tabla 4. Caracterización del crudo

Gravedad API	22,3
BSW	10%
Contenido de sal	12,99lbs de sal/1000 Bls de Oil
Viscosidad	18,614 [cP] @ 60°F
Punto de fluidez	80,6°F
Punto de nube	104°F

3.7 CARACTERIZACION DEL INHIBIDOR

El inhibidor de parafina PAR 3115 es un copolimero de alto peso molecular que mantiene la parafina suspendida en solución e inhibe la deposición de parafina, reduce el punto de fluidez y reduce la viscosidad del petróleo.

Tabla 5. Descripción del inhibidor

Nombre del producto		PAR 3115
Descripción		Inhibidor de parafina
Compuestos		Oleofinas
		Ester maleico
		Etilbenceno
		Solventes

A continuación, en la tabla 6 se puede observar algunas de las propiedades del inhibidor PAR 3115 con el cual se han desarrollado las pruebas para el caso de estudio.

Tabla 6. Propiedades del inhibidor

Apariencia/olor	Líquido café, olor a hidrocarburo
Punto de ebullición	>288°F
Solubilidad en agua	insoluble
Gravedad específica (H ₂ O=1)	0.85-0.87
Densidad a 77°F	7.08-7.18 lb/gal

3.8 PRUEBAS DE VISCOSIDAD CON ADICIÓN DE INHIBIDOR

Al aplicar el inhibidor en concentraciones de 5, 10, 20 y 30% se realizó un análisis del comportamiento de la viscosidad variando la temperatura, los datos obtenidos serán usados para determinar el punto de nube mediante los perfiles de viscosidad vs temperatura.

Tabla 7. Viscosidad sin aplicación del inhibidor.

Temperatura [°F]	Viscosidad [cst]	Viscosidad [cP]
104	40,977	37,699
113	32,754	30,133
122	27,492	25,293
131	24,721	22,743
140	20,233	18,614

Tabla 8. Viscosidad con inhibidor [5%].

Temperatura [°F]	Viscosidad [cst]	Viscosidad [cP]
104	33,597	30,909
113	27,703	25,487
122	23,807	21,903
131	20,363	18,734
140	17,883	16,452

Tabla 9. Viscosidad con inhibidor [10%].

Temperatura [°F]	Viscosidad [cst]	Viscosidad [cP]
104	30,354	27,926
113	25,866	23,796
122	22,542	20,739
131	18,917	17,404
140	15,252	14,032

Tabla 10. Viscosidad con inhibidor [20%].

Temperatura [°F]	Viscosidad [cst]	Viscosidad [cP]
104	28,657	26,364
113	24,420	22,466
122	21,729	19,990
131	17,451	16,055
140	13,144	12,092

Tabla 11. Viscosidad con inhibidor [30%].

Temperatura [°F]	Viscosidad [cst]	Viscosidad [cP]
104	25,815	23,750
113	22,492	20,692
122	19,901	18,309
131	16,337	15,030
140	12,541	11,538

3.9 VARIACION DEL PUNTO DE FLUIDEZ CON RESPECTO AL PORCENTAJE DE INHIBIDOR

Al aplicar el inhibidor a la muestra de crudo se evidencio una reducci3n del punto de fluidez, que representa la temperatura a la cual un fluido deja de fluir. Lo que indica que el inhibidor actu3 de forma positiva, ya que se logra disminuir la temperatura en 21.6°F. En la tabla 12 se han reportado los valores obtenidos de la variaci3n del punto de fluidez.

Tabla 12. Variaci3n del punto de fluidez

Concentraci3n de inhibidor [%]	Punto de fluidez [°F]
5	75,2
10	69,8
20	59
30	53,6

3.10 PRUEBA DE COMPATIBILIDAD VISUAL

La prueba de compatibilidad visual se aplicará para comprobar si se presenta alguna reacción química entre la muestra de crudo y el inhibidor, ya que si se genera la formación de precipitados se podría concluir que existe una incompatibilidad entre esta mezcla de fluidos. Se procederá a realizar la mezcla entre los componentes por un periodo de tiempo de 2 horas para establecer si hay presencia de precipitados.

Al ejecutar la prueba no hubo presencia de la formación de precipitados que indiquen la reacción entre los productos utilizados, con lo cual se concluye que hay una alta compatibilidad entre el crudo y el inhibidor.

Figura 12. Prueba de compatibilidad visual (vista frontal).

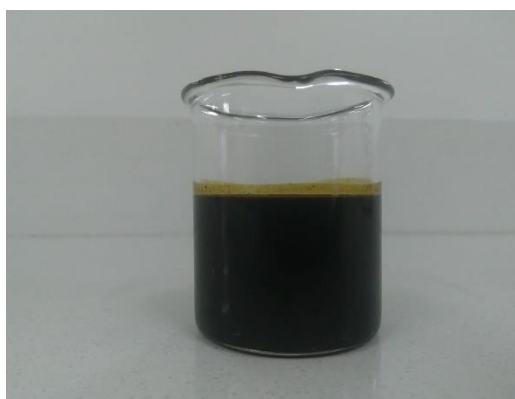
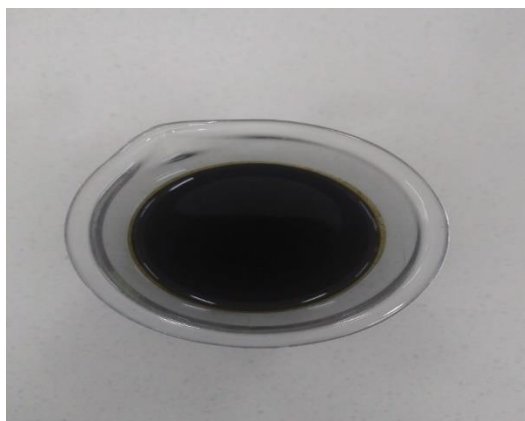


Figura 13. Prueba de compatibilidad visual (vista superior).



4. ANALISIS DE RESULTADOS

4.1 PERFIL VISCOSIDAD VERSUS TEMPERATURA

En las siguientes figuras se observan los perfiles de viscosidad con respecto a la temperatura, los cuales se han obtenido al comparar la muestra de crudo libre de inhibidor posteriormente con las muestras dosificadas variando su concentración para determinar sus viscosidades.

Figura 14. Perfil de viscosidad vs temperatura sin inhibidor.

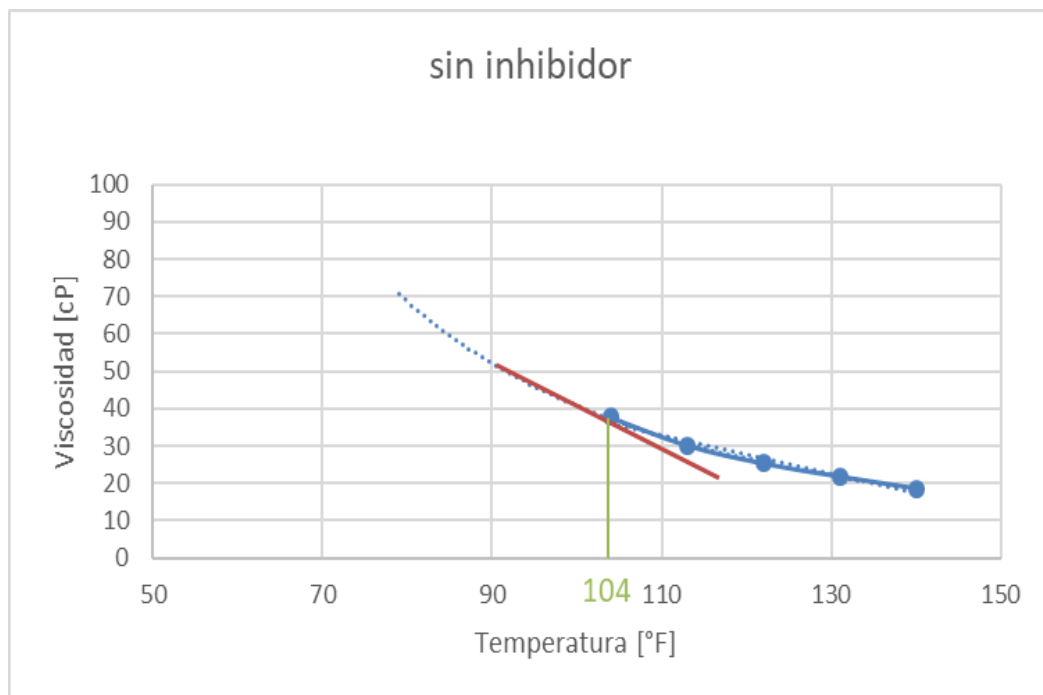


Figura 15. Perfil de viscosidad vs temperatura con 5% de inhibidor.

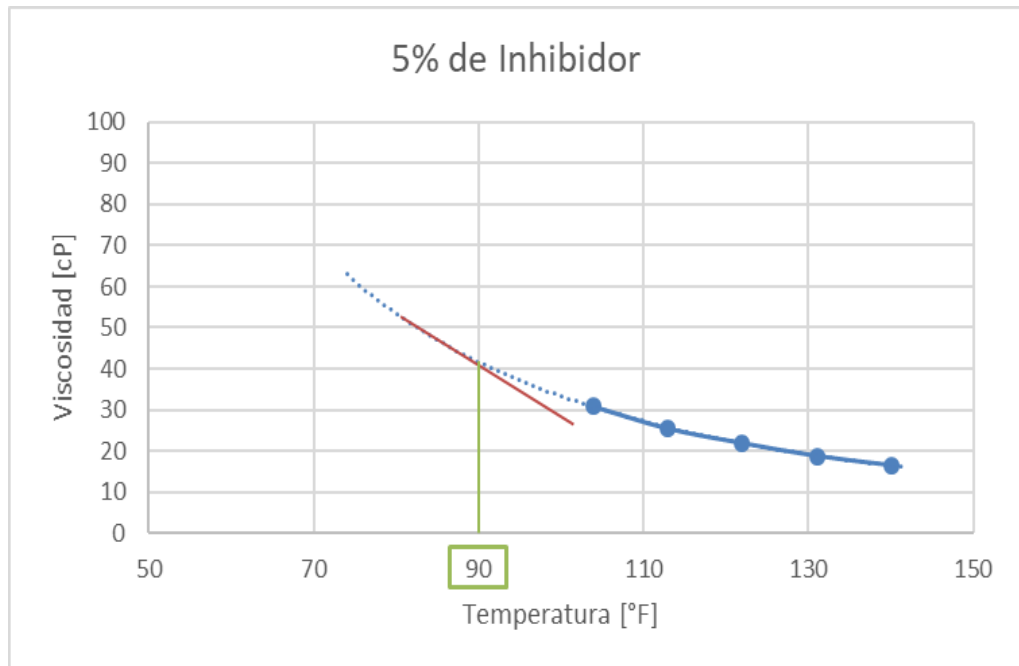


Figura 16. Perfil de viscosidad de vs temperatura con 10% de inhibidor.

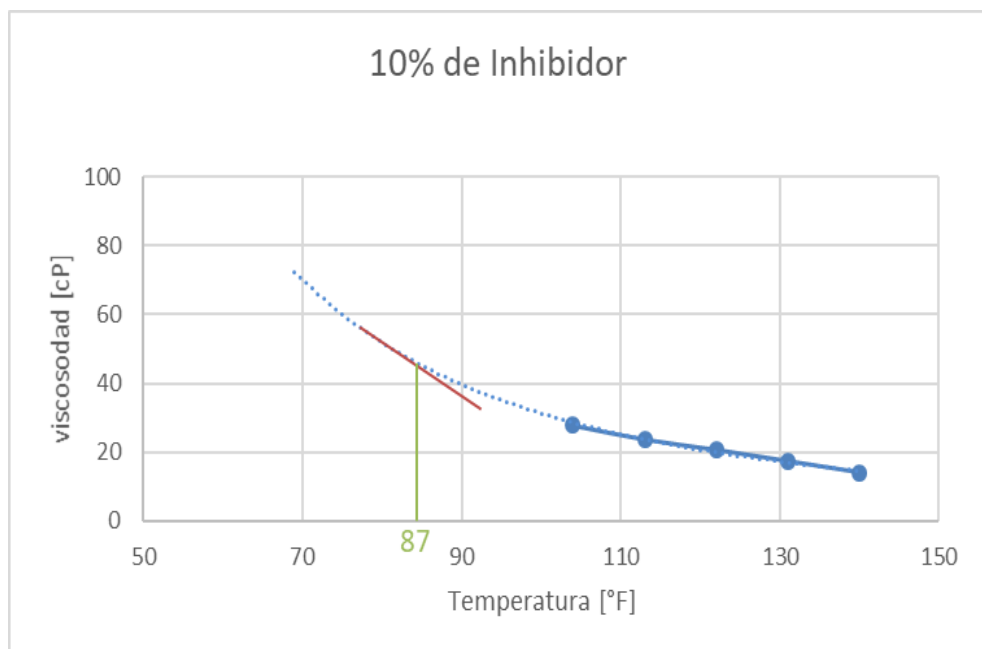


Figura 17. Perfil de viscosidad vs temperatura con 20% de inhibidor.

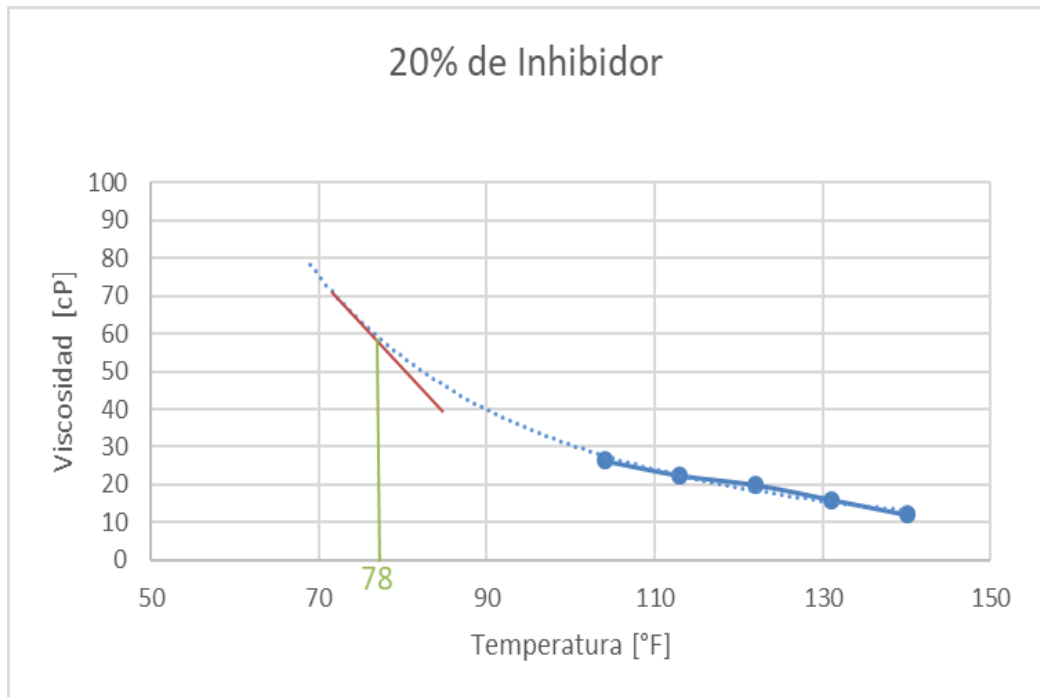
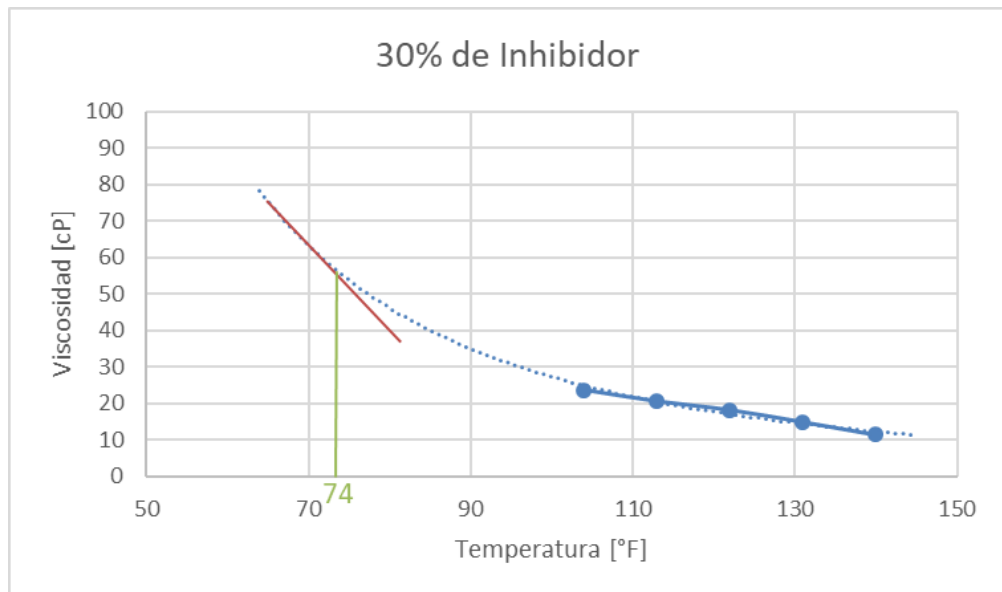


Figura 18. Perfil de viscosidad vs temperatura con 30% de inhibidor.



Se puede observar en la figura 18, que al aplicar una concentración de 30% de inhibidor se obtiene una eficiencia muy alta en la reducción de la viscosidad comparándola con los valores de la muestra de crudo inicial, debido a la dosificación del inhibidor de parafinas PAR 3115, el cual mantiene la parafina

suspendida en solución evitando que se formen los cristales, siendo un indicador de efecto positivo sobre el punto de nube de la muestra de crudo, debido a que permite una reducción importante de la temperatura a la cual comienzan a presentarse los problema de precipitación.

En la tabla 13. Se reportan los valores del punto de nube que se han obtenido a partir de las gráficas de perfil de viscosidad vs temperatura que se han hallado en las figuras 14-18.

Tabla 13. Puntos de nube respecto a la concentración de inhibidor

Concentración de inhibidor [%]	Punto de nube [°F]
0	104
5	90
10	87
20	78
30	74

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

En las siguientes graficas se ha hecho una comparación de la muestra de crudo inicial con respecto a las muestras a las cuales se le aplico el inhibidor en concentraciones de 5, 10, 20 y 30%.

Figura 19. Comportamiento de la viscosidad con respecto a la temperatura con 5% de inhibidor.

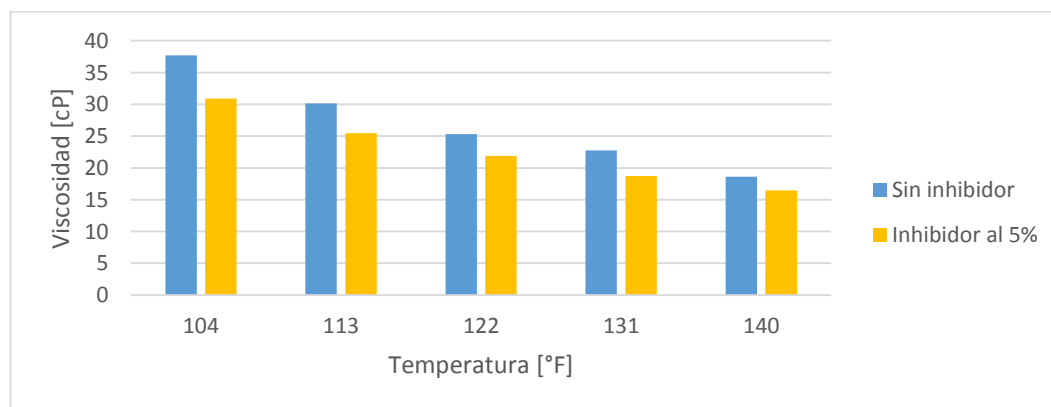


Figura 20. Comportamiento de la viscosidad con respecto a la temperatura con 10% de inhibidor.

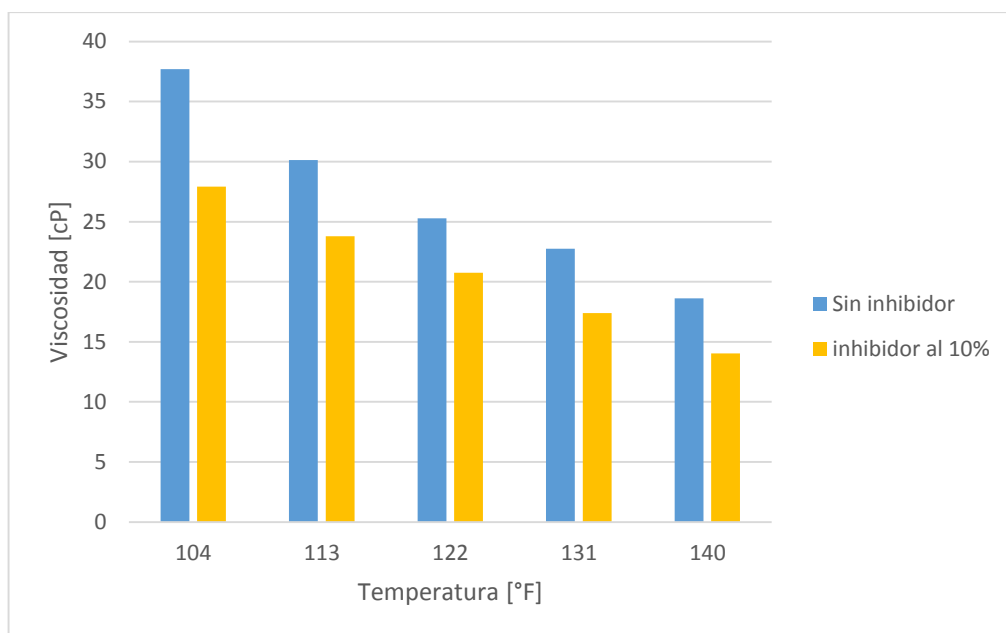


Figura 21. Comportamiento de la viscosidad con respecto a la temperatura con 20% de inhibidor.

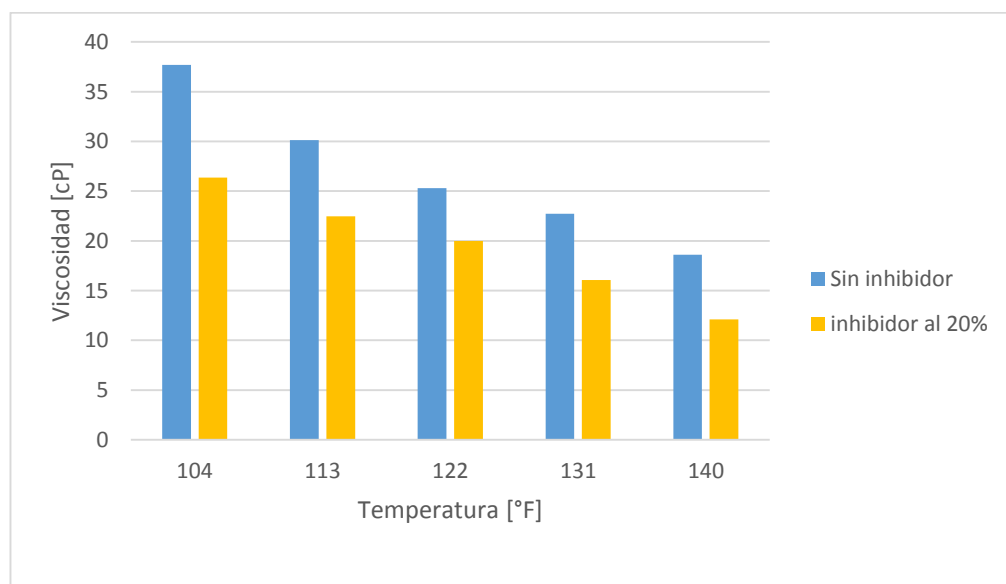
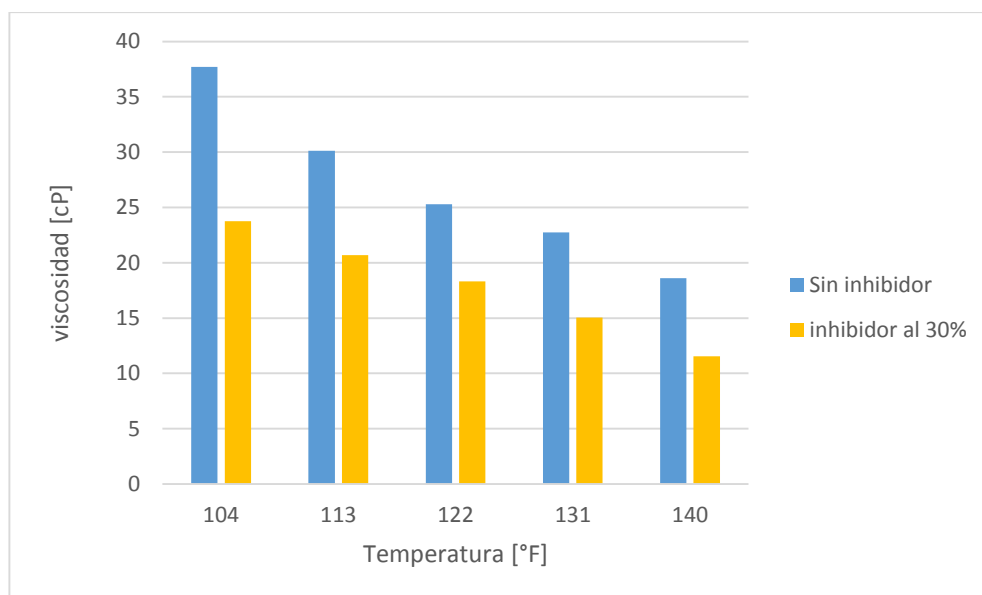


Figura 22. Comportamiento de la viscosidad con respecto a la temperatura con 30% de inhibidor

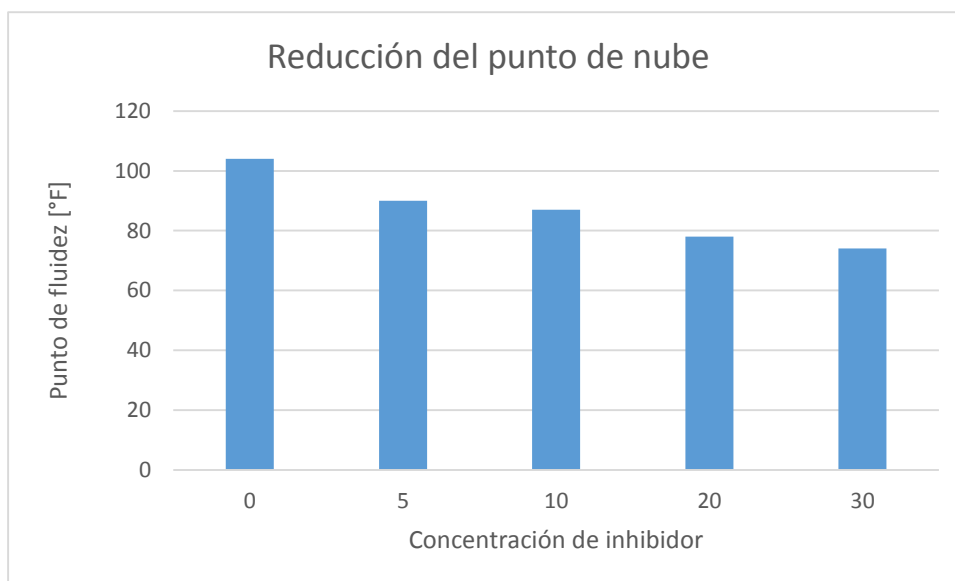


En las figuras 19-22 se puede observar un comportamiento descendente en la viscosidad en cada una de las concentraciones a la cuales se aplicó el inhibidor sobre la muestra de crudo inicial, lo cual indica que el resultado que ocasiona el producto sobre el crudo es altamente efectivo evitando la formación de cristales e inhibiendo la precipitación de parafinas, lo cual se evidencia en los valores de viscosidad de cada una de las pruebas con sus diferentes porcentajes de concentración, en cuanto a las figuras mencionadas anteriormente se puede concluir que se presentó un mejor resultado en la figura 22, ya que se evidencia la mayor reducción de la viscosidad y también la reducción en cuanto a su temperatura de punto de nube.

4.3 COMPORTAMIENTO DEL PUNTO DE NUBE CON RESPECTO A LA CONCENTRACION DE INHIBIDOR

En la figura 23 se muestra el comportamiento que presenta la temperatura del punto de nube con respecto a la concentración de inhibidor para cada una de las pruebas realizadas.

Figura 23. comportamiento del punto de nube respecto a la concentración de inhibidor.



De acuerdo a la figura 23 se concluye que a una concentración del 30% se produce un mayor efecto positivo sobre la temperatura del punto de nube, los valores que presenta la gráfica se han obtenido a partir de los perfiles de viscosidad versus temperatura que anteriormente se habían hallado en las figuras 14-18.

La reducción de la temperatura del punto de nube fue de 30°F con respecto a la temperatura de la muestra de crudo inicial, conocer estos valores son de gran importancia ya que son un índice de los rangos de operación con los cuales tendran que trabajar en el campo para evitar la formación de cristales y precipitación de parafinas

5. CONCLUSIONES

- Se comprobó por medio de la ejecución de las pruebas de laboratorio que el inhibidor PAR 3115 posee un alto grado de eficiencia, debido a que presenta buena compatibilidad con la muestra de crudo y una reducción en las variables dependientes a medida que aumentaba su concentración, lo cual indica que es un buen método de control y prevención en la formación de cristales de parafinas
- En el desarrollo experimental de las pruebas se determinó que el porcentaje de concentración de inhibidor óptimo sobre la muestra de crudo inicial es del 30%, debido a que con esta dosificación se obtiene una mayor eficiencia en la reducción de la temperatura en el punto de nube y el punto de fluidez
- Al dosificar la muestra de crudo con 30 % de concentración de inhibidor se logró obtener una disminución del punto de nube de 104°F a 74°F y del punto de fluidez de 80.6 °F a 53.6 °F, al conocer estos datos se puede estimar los rangos de operación a condiciones de campo para evitar la depositación de parafinas.
- Se determinó que el inhibidor además de ser un excelente método en la inhibición de parafinas también presentó un buen comportamiento en la reducción de viscosidad de la muestra de crudo, la cual obtuvo una disminución de 18,614 [cP] a 11,538 [cP] a una temperatura de 140°F lo que representa aproximadamente un 40 % de reducción.

6. RECOMENDACIONES

- Realizar las pruebas usando varios tipos de inhibidor aplicándolo sobre una muestra de crudo del campo de estudio, con el fin de comparar su efectividad y determinar qué tan viable es económicamente.
- Al ejecutar las pruebas contar con equipos tecnológicos más avanzados que permitan obtener mejores resultados, de tal forma que garantice una mayor confiabilidad al implementarla en condiciones de campo.
- Hacer un estudio del estado del arte de los métodos de inhibición de parafinas que se aplican actualmente en el campo rio Zulia comparándolos con los distintos tratamientos de inhibidores químicos que se puedan llegar a aplicar posteriormente.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

ACEVEDO ALVAREZ Verónica, Predicción de envolventes de precipitación de parafinas bajo la presencia de inhibidores químicos y naturales. Proyecto pregrado UNAM 2010.

AMIN A, RIDING M. Desarrollo submarino desde el espacio poroso hasta el proceso. OILFIELD REVIEW 17. 2005

ARIZA LEON, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado. Proyecto de maestría UIS 2008

ARRIOLA MENDOZA Eduardo. La precipitación de parafinas y asfáltenos en la producción de crudo usualmente ocasiona diversos problemas, como reducción de diámetros en líneas de producción y descarga

BARRUFET. Influencia de la temperatura de la mezcla en la precipitación de parafinas. 1998

BUCARAM, S. M. An improved paraffin inhibitor. Journal of petroleum technology.

BURGOS MORA Andrés Fernando, PABA MARTINEZ Carlos Mario, Efectos de los métodos de recobro sobre la precipitación de orgánicos. aplicación campo colorado. Proyecto de pregrado UIS 2014.

CHAVARRIA GIL Sandra del Pilar, NIÑO SANDOVAL Angélica, Evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfáltenos en el campo colorado. Proyecto de pregrado UIS 2010

CONTRERAS MATEUS María Daniela, CARREÑO MOYANO Diana Catherine
Evaluación del efecto de la concentración de asfáltenos en el comportamiento reológico y precipitación de parafinas del crudo colorado 33. Proyecto de pregrado UIS 2015.

CORDERO LEÓN Andrés Mauricio, HERNÁNDEZ ESCOBAR Jorge Mario.
Optimización de inyección de aceite caliente para tratamiento de parafinas en el campo lisama usando aceite liviano de ciclo como fluido de inyección e implementando una válvula by-pass. Proyecto de pregrado UIS 2018.

CORONADO ANAYA Liza Roxana, GUERRA SANDOVAL Jazer, Evaluación técnica del control de precipitación de parafinas, por medio de la aplicación de un inhibidor en crudos parafínicos. Proyecto de pregrado UIS 2016

ESCOBAR REMOLINA J.C department of R&D, MaresOil Ltd. Colombia (Floridablanca). Prediction of characteristics of wax precipitation in synthetic mixtures and fluids of petroleum: Anew model, ELSERVIER. FLUID PHASE EQUILIBRIA 240,2006.

GONZÁLEZ GARCIA Diana Paola, VILLABONA CARVAJAL Cesar Augusto, VARGAS TORRES Hermann Raúl, ARIZA LEÓN Emiliano, ROA DUARTE Carlos Efraín, BARAJAS FERREIRA Crisóstomo. Métodos para el control e inhibición de la acumulación de depósitos parafínicos. Revista UIS Ingenierías, vol 9, núm 2, julio-diciembre, 2010. Pp. 193-206.

PADILLA GREY Dina Luz, Watt Ayola Katherine Elena. Precipitación de asfáltenos: técnicas de predicción y control. Proyecto de pregrado USB Cartagena.

PINEDA, Cesar Augusto. Practica # 1 gravedad API, BSW Y Salinidad. Guía de laboratorios de fluidos. UIS 2009

PINEDA, Cesar Augusto. Practica # 2 Determinación de la viscosidad. Guía de laboratorios de fluidos. UIS 2009

PINEDA, Cesar Augusto. Practica #5 punto de fluidez. Guía de laboratorios de fluidos. UIS 2009

PINZON Sergio, ROJAS Jonattan. evaluación de métodos convencionales para la remediación e inhibición de la precipitación de parafinas en pozos de petróleo. Proyecto de pregrado UIS 2006.

RESTREPO GOMEZ Karin Lorena, GARZA SANTAMARIA Carlos Hernan. Daño a la formación por precipitación de parafinas: estado del arte. Proyecto pregrado UIS 2006.

SÁENZ VELASCO Dayana Lizeth, PORTELA ARAGÓN Bryan Mauricio. Selección y diseño de los sistemas de levantamiento artificial que aplican para el campo rio Zulia. Proyecto de pregrado UIS 2019.

ZARATE GARCIA Noraima Nayarith, VARGAS GARCIA Hermes Fabian. Desarrollo de herramientas para implementación de metodologías integridad operativa y disciplina operativa en el campo Río Zulia. Proyecto de pregrado UIS 2014.