

Propuesta De La Implementación De Un Método Para Disminuir La Formación De Parafinas
En El Pozo Andina-3 (Tame-Arauca).

Carlos Humberto Villamizar Cedeño

Trabajo de grado para optar el título de
Especialista En Producción De Hidrocarburos

Director
Emiliano Ariza León
PhD en Ingeniería Química

Universidad Industrial De Santander
Facultad De Ingeniería Fisicoquímicas
Escuela De Ingeniería De Petróleos
Especialista En Producción De Hidrocarburos
Bucaramanga

2019

Dedicatoria

A mi hija que es el motor de mi vida y mi motivo para salir adelante.

*A mis padres por brindarme su apoyo incondicional en todos los planes que me propongo en
mi vida y en mi formación profesional.*

A mi esposa por estar a mi lado y brindarme su apoyo.

Agradecimientos

A Dios por brindarme la sabiduría para seguir adelante en mi formación profesional.

A Parex Resources Inc por brindarme la información y ayuda en este proyecto.

A mi padrino Marcos A. Zorro por el acompañamiento en este proceso.

*A mi director PhD Emiliano Ariza León por el apoyo en la formación educativa durante el
proceso de formación profesional.*

Tabla de Contenido

Introducción	12
1. Fundamentos de parafinas y métodos de control	13
1.1 Marco teórico conceptual	15
1.1.1 Parafinas	15
1.1.2 Principales parafinas	16
1.2 Métodos para controlar la deposición de parafinas	17
1.2.1 Métodos físicos	17
1.2.1.1 Calor	17
1.2.1.2 Raspadores mecánicos	17
1.2.1.3 Disolventes	17
1.2.1.4 Humectación de las superficies metálicas	17
1.2.2 Tratamiento químico	17
1.2.2.1 Dispersantes	17
1.2.2.2 Surfactantes	18
1.2.2.3 Inhibidores.....	18
2. Fundamentos en problemas de aseguramiento de flujo por precipitación de parafinas	18
2.1 Parafinas	18
2.2 Problemas de precipitación y formación de depósitos de parafinas.....	18
2.3 Causas y consecuencias de la precipitación de parafinas.....	19
2.3.1 Temperatura	19
2.3.2 Solubilidad	21

2.3.3 Agua	22
2.3.4 Presión.....	23
2.3.5 Componentes orgánicos	24
2.3.6 Arena fina y sedimento	24
2.4 Métodos de remoción y control de parafinas.....	25
2.4.1 Métodos preventivos	25
2.4.1.1 Método térmico	25
2.4.1.2 Método químico	26
2.4.2 Métodos remediales.....	28
2.4.1 Método mecánico	28
2.4.2 Método magnético.....	29
2.4.3 Método de recubrimiento	30
2.4.4 Método microbial	31
3. Generalidades del Campo Andina	31
3.1 Problemas de parafinas en el pozo andina-3	36
4. Comparación técnico económica de los métodos candidatos a implementar en el pozo Andina-3	38
4.1 Selección del método de control de parafinas para el pozo Andina-3	40
5. Conclusiones	41
6. Recomendaciones.....	42
Referencias Bibliográficas	43

Lista de Tablas

Tabla 1. Principales n-parafinas	16
Tabla 2 Características del crudo de ANDINA-3	34
Tabla 3 Análisis SARA al crudo de ANDINA-3	36
Tabla 4 Comparación técnico económica de los métodos de control de parafinas.....	39

Lista de Figuras

Figura 1. Clasificación de los Hidrocarburos.....	15
Figura 2 Influencia de la temperatura de la mezcla en la precipitación de parafinas	20
Figura 3 Efecto de la relación de solubilidad en la precipitación de parafinas	22
Figura 4 Influencia de la presión en la precipitación de parafina	23
Figura 5 Efecto sobre el punto de fluidez con el modificador de cristal.....	27
Figura 6. Localización del campo Andina.	32
Figura 7. Pozos de petróleo perforados por Parex Resources en Tame-Arauca	33
Figura 8. Campo ANDINA	35
Figura 9. Facilidades de producción	35
Figura 10 Perfil de Temperatura	37

Resumen

Título: Propuesta de la implementación de un método para disminuir la formación de parafinas en el pozo Andina-3 (Tame-Arauca)¹

Autor: Carlos Humberto Villamizar Cedeño²

Palabras claves: Screening, Análisis SARA, Parafinas, Métodos Preventivos, Métodos Remediales, Inhibidor de Parafinas Universal.

Descripción:

En este proyecto se realizó un screening de los métodos de control de formación de parafinas y su aplicación, con ayuda de la caracterización del crudo del pozo ANDINA-3 ubicado en Tame-Arauca y los datos suministrados por la compañía Parex Resources Inc se realizó el análisis de costos de los diferentes métodos de control de parafinas teniendo en cuentas aspectos técnicos y alcance de los mismos.

Se determinó que con unas nuevas pruebas de producción y evaluación del inhibidor de parafinas que se está utilizando actualmente, se puede ajustar la concentración del inhibidor a fin de mejorar la eficiencia. Al realizar el análisis de costos según licitaciones presentadas a Parex Resources, dio como resultado que el método que mejor se ajusta es el método químico (Inhibidor de Parafinas Universal). El método químico podría recuperar cerca de 500 BOPD con una eficiencia del 85 % siempre y cuando se implemente en condiciones óptimas.

La implementación de otros métodos de control de parafinas como el mecánico y de recubrimiento no sería óptimo aplicarlos porque la deposición de las parafinas se presenta en facilidades de producción (tanques) y no en tubing, además que tienen los mayores costos operacionales. El método eléctrico podría implementarse, pero no es confiable por posibles cortes de energía debido a diferentes factores y altos costos operacionales.

¹ Monografía en Especialización en Producción de Hidrocarburos

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: PhD. Emiliano Ariza León

Abstract

Title: Proposal for the implementation of a method to decrease the formation of paraffines in the Andina well-3 (Tame-Arauca)³

Author: Carlos Humberto Villamizar Cedeño⁴

Keywords: Screening, SARA Analysis, Paraffin's, Preventive Methods, Remedial Methods, Universal Paraffin Inhibitor.

Description:

In this project a screening of the paraffin formation control methods and their application was carried out, with the help of the characterization of the ANDINA-3 well oil located in Tame-Arauca and the data provided by the company Parex Resources Inc the Cost analysis of the different methods of paraffin control taking into account technical aspects and their scope.

It was determined that with new production tests and evaluation of the paraffin inhibitor currently being used, the concentration of the inhibitor can be adjusted in order to improve efficiency. When performing the cost analysis according to tenders submitted to Parex Resources, it resulted in the method that best fits the chemical method (Universal Paraffin Inhibitor). The chemical method could recover about 500 BOPD with an efficiency of 85% as long as it is implemented under optimal conditions.

The implementation of other methods of paraffin control such as mechanical and coating would not be optimal to apply because the deposition of paraffins occurs in production facilities (tanks) and not in tubing, in addition to having the highest operational costs. The electrical method could be implemented, but it is not reliable due to possible power outages due to different factors and high operational costs.

³ Specialization Project

⁴ Physicochemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School. Director: Emiliano Ariza León.

Introducción

En el proceso de extracción de recursos energéticos del pozo ANDINA-3, se está presentando un alto grado de formación de parafinas ocasionando una disminución en la producción del mismo y una baja rentabilidad. El inhibidor de parafinas que se está utilizando no tiene la suficiente afinidad química con el crudo o el método de inhibir la formación de parafinas no es el indicado.

Se debe hacer un análisis detallado para proponer el método que brinde los mejores resultados con base a las características del crudo del pozo, las temperaturas y presiones entre fondo y superficie. Esta situación se debe controlar ya que puede llegar al cierre total de pozo debido a su baja rentabilidad por el aumento en la obstrucción lo cual conlleva a la disminución en la producción, con y sobrecostos en la remoción de los depósitos de parafina.

Al hacer una evaluación adecuado con el inhibidor se podrá lograr un mejor control de parafina porque se seleccionará el método adecuado para disminuir la formación de parafinas obteniendo el mayor porcentaje de rendimiento del producto, la rentabilidad del pozo aumentará en un alto grado por ende se genera más espacio a la explotación de hidrocarburos en esta zona rica en hidrocarburos.

Para mejorar la capacidad de producción del pozo Andina-3 y sea rentable, se requiere del uso de métodos eficientes para disminuir la formación de parafinas con posibles aumentos en la producción, a menores costos de operación. Se proyecta hacer un análisis que permita seleccionar

el método del control de parafinas que mejor se ajuste a las características del crudo y del pozo en estudio.

En este estudio se infiere que el método que mejor se ajusta al problema anteriormente mencionado es el método químico debido a que es económicamente viable y podría brindar control de las parafinas, pero se requiere un estudio más detallado de ingeniería y laboratorio para estudiar las propiedades del crudo como el punto de cristalización, punto de fluidez y reología del crudo.

1. Fundamentos de Parafinas y métodos de control

Estudios de investigación por Pinzón y Rojas Martínez (2006) presentan una evaluación de métodos convencionales y no convencionales para la remediación e inhibición de la precipitación de parafinas en pozos petróleo, construyendo una metodología para la selección del método de control de parafinas en pozos de petróleo a partir de la evaluación de las técnicas y remoción, llevando a cabo un enfoque detallado de dichos métodos, desarrollaron una aplicación software sencilla de fácil manejo, con base en la metodología propuesta (Pinzon & Rojas Martinez, 2006)

Posteriormente en estudios realizados por Cándelo Aguilar y Carvajal Cifuentes (2010) proponen un screening de los métodos convencionales y no convencionales para el control de las parafinas, construyeron una metodología que permite encontrar el procedimiento más indicado para enfrentar el problema de deposición de sólidos; así, se analizan las variables de yacimiento, de fluido y desempeño. Para esto construyeron, con base en el software (PARAFFIN CONTROL), el PARAFFIN SOLVER. Esta herramienta permite al usuario, por medio de un análisis detallado de temperatura, una secuencia lógica de condicionales que analizan el método más adecuado,

según las características del fluido. Obteniendo como resultado los tratamientos químico y térmico como opciones para solución del problema de deposición (Candelo Aguilar & Carvajal Cifuentes, 2010)

Por otra parte, se realizó una campaña experimental en el banco de pruebas de deposición de cera en el Centro de Investigación Porsgrunn de Statoil: se usó una muestra fluida de un condensado de gas del Mar del Norte (obtenido durante la limpieza del pozo) para las pruebas de deposición de cera con concentraciones crecientes de un inhibidor de cera comercial. Se simularon dos condiciones de producción diferentes (con diferentes caudales). Se observó un cambio significativo en las características del depósito: con el inhibidor, el depósito de cera se hizo no solo más delgado, sino que también fue significativamente más duro. Esto resulta de un aumento en el contenido de cera del depósito. Estos hallazgos demuestran la utilidad del inhibidor elegido, pero también desafían el modelo de deposición de cera utilizado actualmente: agregar el inhibidor no cambió los parámetros de entrada utilizados para la predicción de cera (WAT, contenido de cera, curva de solubilidad). Además, el parámetro de porosidad que obviamente fue afectado por el inhibidor no se predice actualmente, sino que solo se usa como un parámetro de ajuste (Hoffmann & Amundsen, 2013).

Recientemente se presentó el software de fuente abierta (SP-Wax) para el cálculo de parafina en equilibrio sólido-líquido (SLE). El modelado de parafina es importante para muchas industrias y aplicaciones de ingeniería. SP-Wax proporciona predicciones confiables para el comportamiento de fase de las soluciones parafínicas, lo cual es crucial para la industria petrolera. The Coutinho et es el modelo termodinámico que se usó y codificó principalmente en SP-Wax. La simulación desarrollada fue validada por datos experimentales de sistemas binarios y multicomponentes. Las composiciones en fase sólida se calcularon con éxito y se analizó el

proceso de envejecimiento del problema de deposición de cera. Dentro del software, los cálculos del núcleo se codificaron en C++ y se incorporó la técnica de programación paralela OpenMP para mejorar el rendimiento (Shahdi & Panacharoensawad, 2019)

1.1. Marco Teórico Conceptual.

1.1.1 Parafinas. Las parafinas son productos cerosos derivados del petróleo; este término proviene del latín “parum affinis” que significa que tiene poca afinidad, pues éstas son un material inerte y muy estable, es decir, poco reactivas ante la mayoría de los agentes químicos, debido a que resisten al ataque de ácidos y bases. A su vez constituyen una familia de hidrocarburos también conocidos como alcanos o parafínicos (ver ilustración 1). Están caracterizadas por tener longitudes de C18 hasta C60. Su peso molecular oscila entre 320 y 800, presentan consistencia sólida a temperatura ambiente, poseen cadenas lineales (n-alcanos) o ramificados (iso-alcanos), compuestas por carbonos saturados, representados por la fórmula general C_nH_{2n+2} (Candelo Aguilar & Carvajal Cifuentes, 2010)

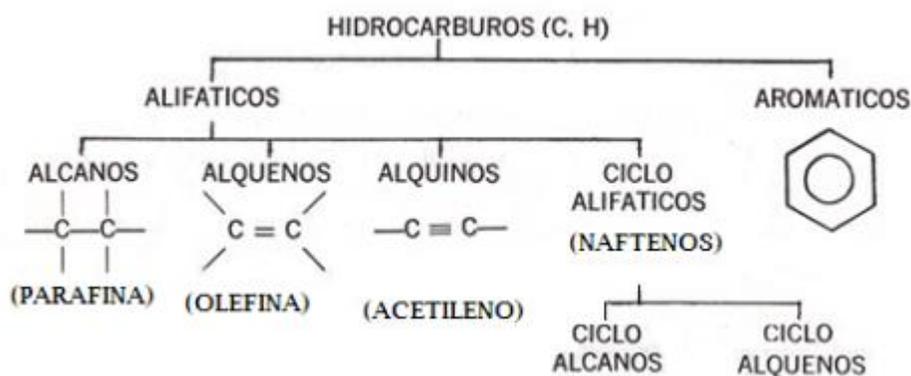


Figura 1. Clasificación de los Hidrocarburos

Adaptado de Alvarez 2010. <http://oilproduction.net/files/precipitaci%C3%B3n%20de%20parafinas-unam-oilproduction.pdf>

1.1.2 Principales Parafinas. Wauquier caracterizo las principales parafinas (ver tabla 1), de acuerdo a esto se relaciona los cuatro principales compuestos saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos (SARA) (Wauquier, 1995). Seguidamente en otra investigación se evaluó el efecto de la composición SARA de residuales de vacío obtenido la posibilidad de craqueo y formación de coque del residual está directamente relacionada con la presencia de estos dos últimos grupos de hidrocarburos en el crudo. (Alejandra, Andreina, Ernesto, Narciso, & Gladys, 2016)

Tabla 1.
Principales n-parafinas

Material	Number carbon atoms Nc	Boiling point(k)	Standar Specific Gravity	Molecular wight (kg/kmol)	Liquid viscosity at 100°F (mm ² /s)	Liquid viscosity at 210°F (mm ² /s)	Critical Temperature (k)	Critical Pressure (bar)
n- pentane	5	309.2	0.6311	72.151	0.3397	0,2647	469,7	33,7
n- Hexane	6	341.9	0.6638	86.178	0.4095	0,3023	507,5	30,13
n- Hexane	7	371.6	0.6882	100.205	0.5050	0,3521	540,2	27,37
n-Octane	8	398.8	0.7070	114.232	0.6372	0.3995	568,8	24,88
n-Nonane	9	424.0	0.7219	128.259	0.8070	0,4697	594,7	22,88
n-Decane	10	447.3	0.7342	142.286	1,0130	0,5525	617,6	21,05
n-Undecane	11	469.0	0.7445	156.313	1,2580	0,6394	638,8	19,66
n-Dodecane	12	489.5	0.7527	170.340	1,5446	0,7467	658,2	18,24
n-Tridecane	13	508.6	0.7617	184.367	1,7546	0,8299	675,8	17,23
n-Tetradecane	14	526.7	0.7633	198.394	2,2511	0,9930	692,4	16,21
n-Pentadecane	15	543.8	0.7722	212.421	2,4916	1,0950	706,8	15,2
n-Hexadecane	16	560.0	0.7772	226.448	2,9193	1,2460	720,6	14,19
n-Heptadecane	17	575.2	0.7797	240.475	3,5813	1,4462	733,4	13,17
n-Octadecane	18	589.5	0.7820	254.502	4,1314	1,5974	745,3	12,14
n-Nonadecane	19	603.1	0.7869	268.529	4,6990	1,7939	755,9	11,17
n-Eicosane	20	617.0	0.7924	282.556	5,3926	1,9846	767,0	10,40

Adaptado de Petroleum Refining, Volume 1 - Crude Oil, Petroleum Products, Process Flowsheets (1995)

1.2 Métodos para controlar la deposición de Parafinas

1.2.1 Métodos físicos. A continuación, se enlistan los principales métodos.

1.2.1.1 Calor. En la mayoría de las soluciones, a medida que se disminuye la temperatura, el material disuelto en fluido comienza a separarse de la solución, esto también sucede en las parafinas. A medida que se produce petróleo, su temperatura puede disminuir por varias razones (León Quintana & Bohada Correa, 2009). Tenemos el calentamiento continuo, recirculación con aceite caliente, agua caliente o glicol caliente (Alva Perez, 1991).

1.2.1.2 Raspadores mecánicos. Este tipo de herramientas son las más empleadas para la remoción de las deposiciones de parafina que se encuentran en la tubería de producción. Estas se bajan con cables de acero periódicamente, la frecuencia depende de la severidad del problema (Alva Perez, 1991).

1.2.1.3 Disolventes. Es un método sencillo y no consume energía. Como una desventaja podríamos mencionar que, si se requieren grandes volúmenes de disolventes, entonces la aplicación se torna poco económica (Alva Perez, 1991).

1.2.1.4 Humectación de las superficies metálicas. Cuando las superficies metálicas están humectadas con agua no hay adherencia de cera a ellas, pero si pueden presentarse problemas de corrosión localizada (Alva Perez, 1991).

1.2.2 Tratamiento Químico. A continuación, se enlistan los principales métodos.

1.2.2.1 Dispersantes. Estos compuestos tienen la capacidad de cubrir químicamente pequeñas partículas de cera y cambiar su capacidad para adherirse a otras o la superficie de la tubería. El dispersante está estructurado químicamente para que sea bastante denso, la cabeza esférica en un extremo y una cola de baja densidad en el otro extremo (Alva Perez, 1991).

1.2.2.2 Surfactantes. El uso de surfactantes o detergentes químicos es la actividad superficial y la reducción de la tensión y la reducción de la tensión superficial. La tensión superficial del agua es mayor que la del aceite, y este a su vez lo es respecto a la parafina, por tanto, es hidrofóbica y oleofóbica (Alva Perez, 1991)

1.2.2.3 Inhibidores. Los inhibidores actúan modificando la precipitación de los cristales de cera del crudo o condensado, además de tener efectos sobre la deposición de parafina, también tienen efectos sobre la viscosidad del crudo, el punto de enturbiamiento y la bombeabilidad (Alva Perez, 1991).

2. Fundamentos en problemas de aseguramiento de flujo por Precipitación de Parafinas

2.1 Parafinas

Las parafinas son mezclas de hidrocarburos de cadena larga (con algunas ramificaciones), constituidas únicamente por átomos de hidrogeno y carbono; las parafinas que pueden precipitar bajo ciertas condiciones termodinámicas están comprendidas por cadenas entre C18 hasta C60, son moléculas apolares cuya interacción entre ellas se debe a las fuerzas de Vander Waals. (Sanjay, Simanta, & Kulwant, 1995).

2.2 Problemas de precipitación y formación de depósitos de parafinas

El comportamiento ideal en la producción de un crudo con contenido de parafinas debería ser aquel en que el fluido de pozo llegara a las facilidades de superficie a una temperatura superior al punto de cristalización; sin embargo, muchos factores impiden que esto suceda, por lo cual se

requiere hacer el estudio para caracterizar el fluido con el fin de determinar e implementar los métodos de prevención y control de deposición de parafinas para asegurar el flujo hasta superficie.

Se han identificado diferentes problemas causados por la precipitación de las parafinas, el primero es el incremento de la viscosidad del fluido de yacimiento por la formación de emulsiones de agua en petróleo siempre y cuando el pozo produzca estos fluidos en forma simultánea. Otra problemática es el cambio de la humectabilidad de la formación pasando de humectable al agua a humectable al aceite. Otro problema es durante la recuperación y el transporte del petróleo donde se pueden precipitar las parafinas y los asfaltenos por la estabilidad termodinámica de la solución que se ve alterada por presión, temperatura y composición del crudo, ocasionando obstrucción en tuberías y disminución en el flujo de crudo. (Bohórquez Toledo, 2015)

Chanda et. al. estudiaron un crudo con un contenido de 3.5 % p/p de asfaltenos y 11.7 % p/p de parafinas, observando que la velocidad de crecimiento de las parafinas es mas lenta sin presencia de asfaltenos. Encontraron que los asfaltenos incrementan la viscosidad, el punto de fluidez del crudo y el punto de cristalización de las parafinas. (Chanda, y otros, 1998)

2.3 Causas y consecuencias de la precipitación de parafinas

2.3.1 Temperatura. Debido a que la temperatura del aceite cambia considerablemente durante su producción y su transporte, es muy importante conocer los efectos de dicho cambio en la solubilidad de la parafina en el aceite. Respecto a la temperatura del aceite crudo se pueden presentar tres diferentes situaciones de precipitación de parafinas. Si la temperatura del aceite y de la tubería son mayores que la temperatura de punto de nube, no es posible la precipitación (la temperatura del punto de nube del aceite crudo, es aquella a la que se inicia la generación de cristales de parafina).

Si la temperatura del aceite es mayor que la temperatura del punto nube, pero la temperatura de la tubería es menor a la temperatura del punto de nube, la precipitación será ligera por lo que los cristales van a ser llevados con el flujo. Si la temperatura del crudo y la temperatura de la tubería son menores que la temperatura del punto nube, se va a presentar la precipitación y puede presentarse una deposición severa. (Alvarez Acevedo, 2010)

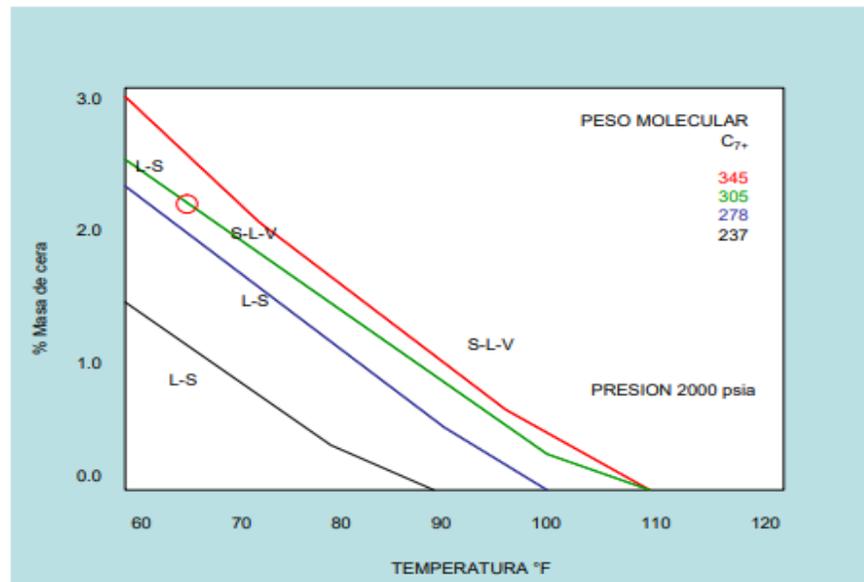


Figura 2 Influencia de la temperatura de la mezcla en la precipitación de parafinas . Adaptado de Álvarez Acevedo 2010

En la figura 2 el círculo rojo en la curva indica la transición de un estado de equilibrio sólido líquido-vapor de la mezcla, a un estado de equilibrio líquido-sólido. Se puede observar, por ejemplo, que a 100 °F para esta curva con peso molecular de 305, y a una presión de 2,000 psi, prácticamente no hay precipitación de parafina debido al equilibrio entre las tres fases, mientras que en el intervalo comprendido entre las curvas cuyo peso molecular fluctúa entre 237 a 278, se observa mayor volumen de precipitación a una temperatura considerada. (Alvarez Acevedo, 2010)

2.3.2 Solubilidad. Para que exista una solución en equilibrio, es necesario un balance en la proporción solvente-soluto. En los pozos petroleros, cuando el aceite fluye de la formación al pozo, hay una pérdida continua de los componentes ligeros del aceite debido a cambios de presión y temperatura

Esto se debe a dos causas:

1. Por la reducción del volumen del aceite, resultando una menor cantidad de solvente que el necesario para disolver la misma cantidad de parafina (soluto).
2. Por disminuir la solubilidad de la parafina en el aceite, ya que ésta es más soluble en los componentes más ligeros del aceite que en los más pesados.

Con lo anterior se puede decir que la pérdida de los componentes volátiles es un factor que genera la separación de las parafinas del aceite, bajo ciertas condiciones, como es el caso del bombeo neumático, un factor para la precipitación de parafina, éste removerá una gran cantidad de componentes volátiles del aceite que permanece en la formación, resultando la cristalización de la parafina del aceite que queda en la misma. En la ilustración 3, se muestra el efecto que tiene la relación de solubilidad gas-aceite, R_s , en la precipitación de parafina para una mezcla de hidrocarburos considerando pesos moleculares diferentes. Si el peso molecular es mayor, la solubilidad disminuye y como se mencionó anteriormente, la mayor deposición ocurre después de llegar a la presión de saturación, debido a que la solubilidad de la parafina decrece conforme se libera gas, los cristales comienzan a unirse y dejan de viajar libres en el flujo (Alvarez Acevedo, 2010)

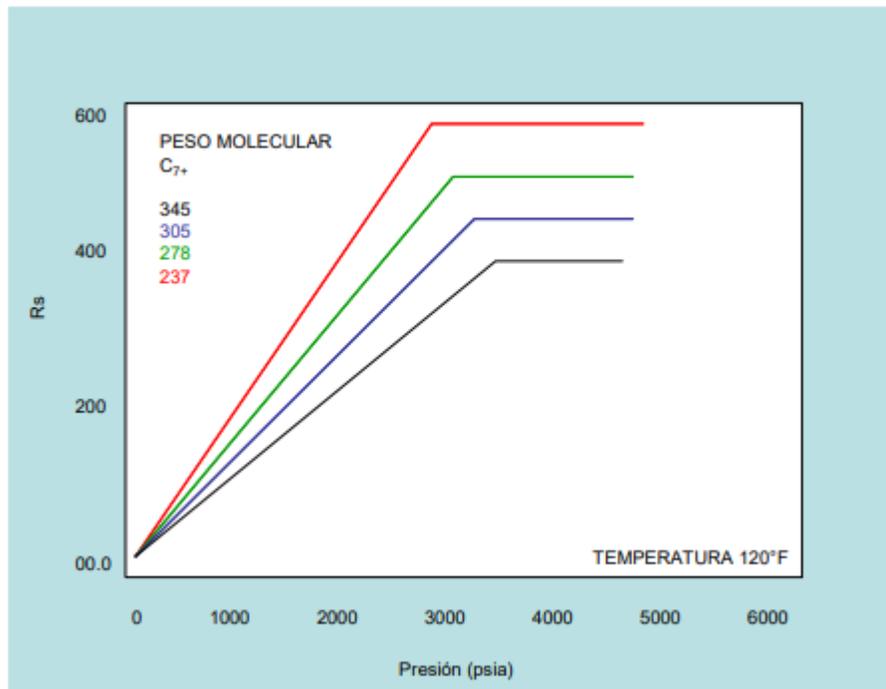


Figura 3 Efecto de la relación de solubilidad en la precipitación de parafinas
Adaptado de Acevedo Álvarez 2010

2.3.3 Agua. El agua se considera más como un factor preventivo para la precipitación de parafinas que como un factor determinante en la solubilidad de las mismas, ya que es prácticamente insoluble en la parafina y en el aceite. Se considera que el agua es un factor preventivo importante en la deposición de la parafina, porque se ha observado que en un pozo productor de aceite donde se han encontrado problemas considerables de este tipo, es común que el problema disminuya o se elimine prácticamente cuando el pozo comienza a tener una producción considerable de agua. Esto se debe a que el agua tiene aproximadamente el doble del calor específico del aceite, y por lo tanto contiene suficiente calor para prevenir el enfriamiento del agua y del aceite a un punto donde una cantidad apreciable de parafina puede separarse de la solución. Adicionalmente proporciona un volumen extra de líquidos y aumenta la velocidad de flujo del aceite a través de la tubería de

producción, además disminuye la posibilidad de que los cristales se adhieran a las paredes de la misma (Álvarez Acevedo, 2010)

2.3.4 Presión. La ilustración 4 muestra la influencia de la presión. Como se puede observar, a una temperatura fija, por ejemplo, de 90 °F, se tiene una disminución de las fracciones pesadas al incrementar el valor de la presión con el porcentaje en el volumen de parafina precipitada. Se puede concluir que habrá menor cantidad de parafina precipitada en la zona cercana a la presión de saturación, en este caso a 3,000 psia. A menor presión, la liberación del gas en solución coadyuva al rompimiento del equilibrio de la fase sólida en la mezcla.

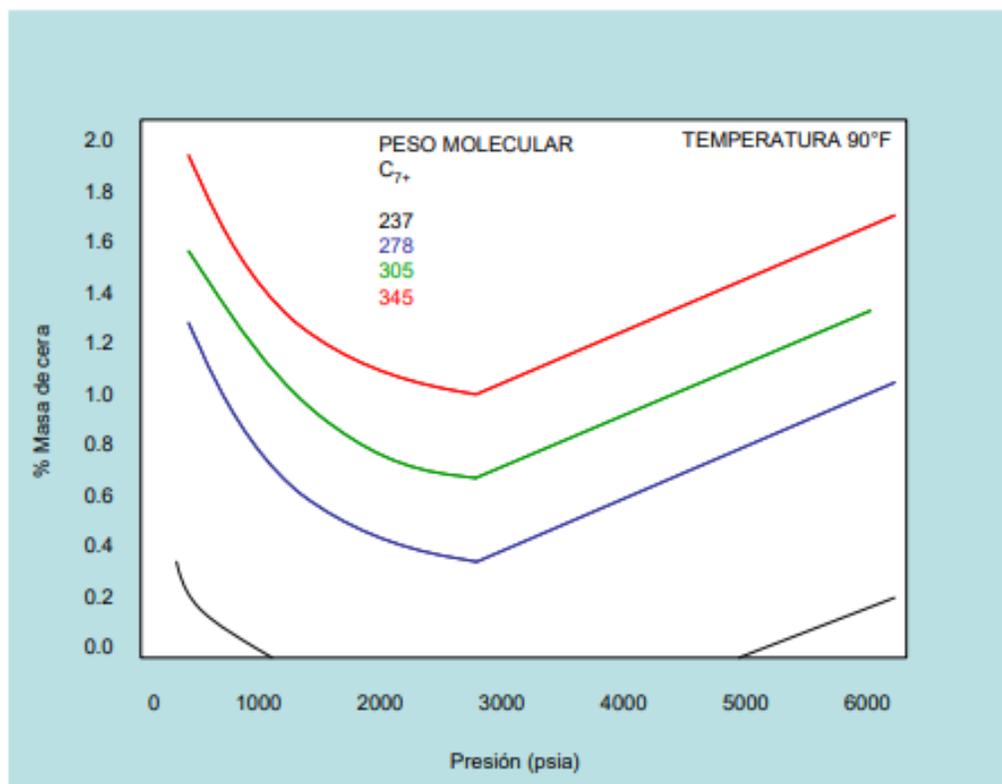


Figura 4 Influencia de la presión en la precipitación de parafina

Adaptado de Álvarez Acevedo 2010

2.3.5 Componentes Orgánicos. La proporción de enfriamiento tiene efecto sobre el tamaño de las partículas, además de que otras sustancias presentes en el aceite como el material asfáltico, gomas y resinas evitan el crecimiento de los cristales de parafina. Experimentalmente se ha demostrado que si el aceite es agitado o si no es enfriado lo suficiente para que se pueda excluir parafina que se solidifique, los pequeños cristales de parafina forman una red entrelazada que sostiene a los componentes líquidos, por lo que se alcanza una temperatura relativamente estable. Lo anterior ocasiona que el aceite no fluya cuando el recipiente que contiene la solución es inclinado en posición horizontal. A esta temperatura se le conoce como temperatura de punto de fusión. Si el aceite es agitado durante el enfriamiento o después de alcanzar el punto de fusión, este aceite se convertirá nuevamente en líquido, sólo que muy viscoso, debido a la presencia de cristales de parafina que se encuentran en suspensión. El aceite aumenta rápidamente su viscosidad a la temperatura en que la parafina comienza a depositarse. Al calentar el aceite a temperatura por encima de su temperatura de pozo, de tal manera que toda la parafina, material asfáltico, goma y resina sean completamente solubles en éste, la temperatura generalmente es inferior al punto de fusión (Alvarez Acevedo, 2010).

2.3.6 Arena fina y sedimento. Ni la arena fina ni el sedimento afectan la cantidad de precipitación de parafina, forman incrustaciones inorgánicas de gran adherencia también obstruye las tuberías, donde los granos de parafina se adhieren formando granos mayores, ocasionando que se separen más rápidamente del aceite. Se han encontrado que en algunos pozos los depósitos de las parafinas consisten en un 50% y en ocasiones de hasta el 70% de arena fina o sedimento (Alvarez Acevedo, 2010).

2.4 Métodos de remoción y control de parafinas

Existen diversos métodos y tecnologías desarrolladas para el control de parafinas. En términos generales se distinguen dos clases: métodos preventivos y métodos remediales.

2.4.1 Métodos preventivos. El propósito de estos métodos es impedir la formación y deposición de material parafínico; los principales son el químico, térmico y mecánico.

2.4.1.1 Método Térmico. La deposición de parafinas está caracterizada por cuatro temperaturas: Punto de cristalización, punto de gel, punto de fluidez y temperatura de fusión (temperatura de congelamiento). (Ariza León, 2008)

Los cambios de temperatura se pueden dar por:

- Liberación de gas en el yacimiento, es decir disminución de la solubilidad.
- Radiación de calor del yacimiento a las formaciones vecinas.
- Liberación del gas y los compuestos livianos del crudo en su viaje de yacimiento a superficie.
- Cambio en la temperatura por intrusión de agua u otro líquido o por temperaturas externas bajas (en cabeza de pozo)

A partir de las investigaciones hechas y con base a pruebas de campo aplicada a campos con características similares donde el porcentaje de parafina es mayor al 30% en peso y el punto de fluidez superior a 40 °C (104°F) Se puede inferir que el método térmico (inyección de aceite caliente) para remover la parafina puede tener altas probabilidades de éxito. Para remover depósitos de parafina, la temperatura a aplicar en el sitio del problema debe ser mínimo 10 °C por

encima de la temperatura de fusión de la parafina; cuando se utiliza el método térmico como preventivo, la temperatura debe estar 10 ° C por encima del punto de cristalización esto significa grandes costos operacionales y consumo energético. (Candelo Aguilar & Carvajal Cifuentes, 2010)

2.4.1.2 Método químico. La deposición química viene caracterizada por:

2.4.1.2.1 Solventes: Al emplear un solvente para remover la deposición de parafinas es de suma importancia analizar los factores que influyen, entre los que se encuentran los siguientes: solvente usado, tipo de parafina, temperatura y tiempo de contacto. El comportamiento del solvente en relación al tipo de parafina se resume en que la cantidad de parafina disuelta por cualquier solvente disminuye cuando la longitud de cadena del carbono aumenta. Cualquiera o todas estas pueden ayudar a determinar el éxito o fracaso de un tratamiento de remoción de parafina con solventes. El mejor solvente aplicado a una parafina de cadena larga a temperatura baja para un tiempo muy corto fallará en dar un sistema limpio. Un solvente pobre aplicado a una parafina de cadena corta a temperatura alta en cantidades grandes limpiara el sistema. (Manka & Ziegler, 2001)

Entre más cerca este la temperatura del solvente al punto de fusión de la parafina, más parafina un solvente puede disolver o mantener en solución, es decir entre más alta la temperatura el solvente disuelve más. (Candelo Aguilar & Carvajal Cifuentes, 2010)

2.4.1.2.2 Modificadores de cristal: Los modificadores de cristal presentan una serie de factores que afectan la inhibición de la parafina, algunos de los más importantes de estos son los siguientes: la longitud de la cadena colgante del modificador, el solvente usado sobre el modificador. El efecto de la longitud de la cadena es la variable más importante para el desempeño del método de control de parafina, ya que la interacción entre el modificador y la parafina en el crudo es crucial. Los modificadores trabajan mejor cuando ellos son ajustados a la distribución de la parafina del crudo.

La figura 5 muestra la variación del punto de fluidez con el aumento del número de carbono en la cadena de la parafina.

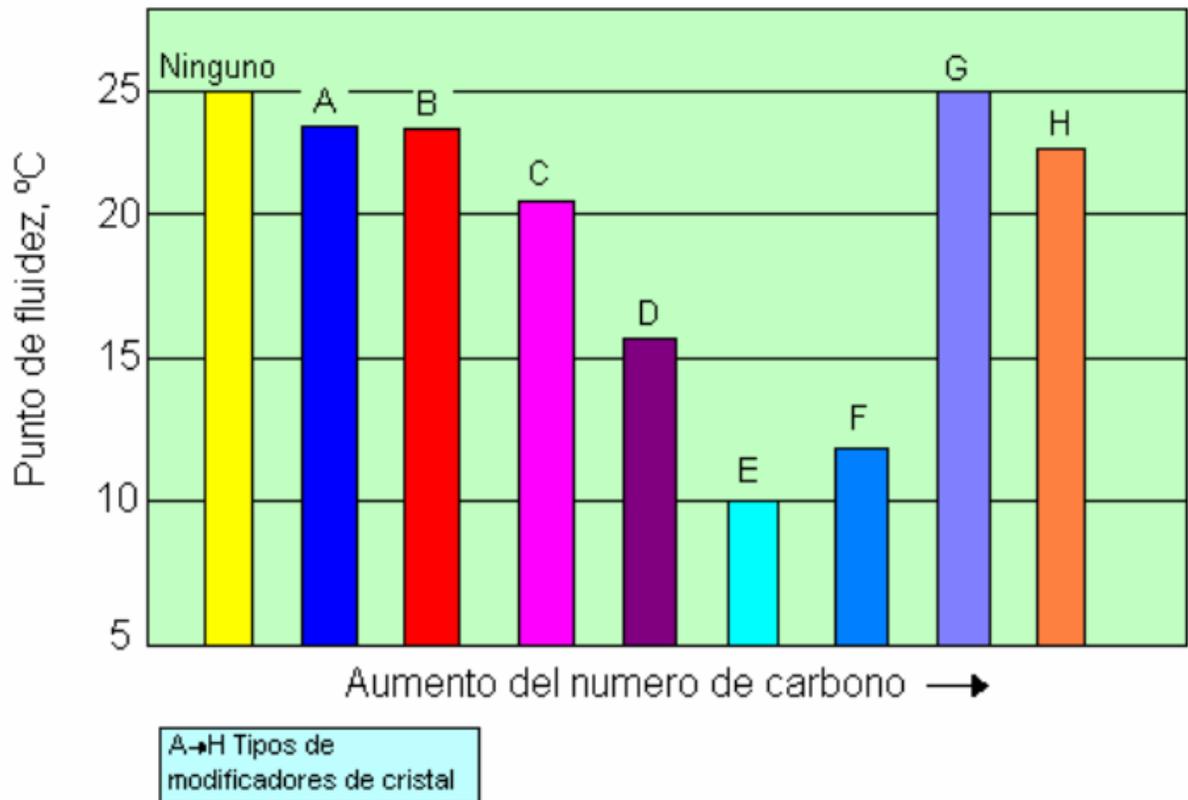


Figura 5 Efecto sobre el punto de fluidez con el modificador de cristal

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

Una limitante que presenta el modificador de cristal es debido a que los puntos de fusión altos que los modificadores exhiben dificultado el uso de estos productos en áreas donde las temperaturas invernales caen por debajo de los 40°F. Se recomienda este método cuando el crudo presenta parafinas mayores a C₄₀, ya que la remoción química aquí es muy deficiente.

La temperatura de yacimiento no juega un papel importante para la aplicación de un método químico, pero es de aclarar que no debe exceder el punto de ebullición del químico. Los cortes de agua por encima de un 50% son perjudiciales ya que pueden diluir el químico y habría que emplear una cantidad mayor. El tratamiento químico es limitado para ceras muy duras si se emplea solo, por eso se debe acompañar de otro método para que sea efectivo, ejemplo de esto es el método combinado, en el cual se emplea aceite caliente para derretir o ablandar un poco la parafina y seguidamente inyectando químicos en esta corriente. (Manka & Ziegler, 2001) (Candelo Aguilar & Carvajal Cifuentes, 2010)

2.4.2 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 etc. (Ring, Wattenbarger, Keating, & Peddibhotla, 1994)

2.4.2.1 Método mecánico. El método mecánico es un método correctivo que no presenta factores determinantes que les afecten su desempeño con respecto a las características físico-químicas del crudo. Cuando la temperatura de operación es menor a la de fluidez es mejor aplicar otro tratamiento, debido a que la acumulación es más sólida y puede ocasionar que la herramienta no pasa a través de la tubería. Si la temperatura de superficie es menor a la de fluidez, las parafinas comenzarían a precipitarse en el tanque de almacenamiento dificultando su remoción ya que se tendrían que emplear otras tecnologías (bacterias, solventes, etc.) para extraerlas de este, elevando los costos del proyecto. El tipo de parafinas es una propiedad de mucho cuidado ya que el éxito de la aplicación depende en gran parte de ella, cuando es mayor a C_{50} la cera es muy dura para que

se remueva mecánicamente, entre C₃₅-C₅₀ puede ocasionar problemas con la herramienta y del C₃₄ hacia abajo su desempeño mejora, por esta razón hay que caracterizar adecuadamente el crudo.

La ventaja de la remoción mecánica de depósitos de parafina en tuberías de producción (tubing), líneas de flujo y oleoductos mediante marranos (pigs) o cortadores, es que aseguran una limpieza efectiva, y las desventajas que presenta son:

- La aplicación es limitada debido al tiempo y equipo requerido.
- El tratamiento puede ser más costoso que otros métodos debido al personal, tiempo y equipo especial requeridos.
- Riesgo de pérdida de herramienta durante la operación de limpieza, generando labores de pesca adicionales.
- Genera grandes acumulaciones de parafina en los tanques de almacenamiento debido a que toda la parafina removida terminara allí y esto conlleva a una remediación más difícil.
- Al método mecánico su aplicabilidad no se le verá afectada por las características físico-químicas del crudo. (Candelo Aguilar & Carvajal Cifuentes, 2010).

2.4.2 Método magnético. A partir de las investigaciones y de las experiencias de campo con crudos en la China, con más de 14000 herramientas magnéticas instaladas, y en Colombia, con 41 herramientas instaladas, el método de inhibición magnética de depósitos de parafinas presenta una serie de factores determinantes en su aplicabilidad, los cuales son: tipo de parafina, cantidad de parafina, punto de fluidez y corte de agua. Los crudos que presentan parafinas con alto número de carbonos en su cadena (C₄₀-C₇₀), no responden efectivamente al tratamiento y se denominan parafinas con características especiales. Las parafinas con cadenas carbonadas comprendidas entre

C₁₃ – C₄₀, responden con gran eficiencia al ser tratadas magnéticamente. Se debe garantizar que la cantidad de parafinas sea inferior al 30% en peso, crudos con cantidades superiores de parafina no responden efectivamente al ser tratados magnéticamente. (Centeno Cardona & Vanegas Angarita, 2001)

Se puede presentar casos de crudos cuya cantidad total de parafinas sea del 30%, pero con un tipo de parafina comprendido entre C₄₀–C₇₀, que tampoco son óptimos de tratar magnéticamente. La temperatura de punto de fluidez de crudos óptimos para ser tratados magnéticamente no debe ser superior a 40°C (104 °F). Aunque este parámetro no supedita la aplicación de la herramienta magnética, es importante para obtener una mayor eficiencia. Crudos con cortes de agua por encima del 50% presentan una mejor disposición a ser tratados magnéticamente (Candelo Aguilar & Carvajal Cifuentes, 2010)

2.4.3 Método de recubrimiento. El método de recubrimiento para el tubing con fibra de vidrio no presenta una serie de factores determinantes que le afecten su desempeño con respecto a las características físico-químicas del crudo. La única característica física del crudo que lo rige para que se desempeñe bien es el corte de agua que debe estar por encima del 60%, ya que por debajo de este valor la deposición de parafina será igual o mayor que en una tubería de acero. La gran limitante que presenta el tubing con fibra de vidrio es que es muy propenso a que se quiebre y otra limitante es que no previene la corrosión por ácidos. (Mokhatab & Giangiacomo, 2006)

A partir de las investigaciones y de las experiencias de campo con crudos en la China, con más de 321 pozos probados, se llega a la conclusión que el método de recubrimiento del tubing con fibra de vidrio para inhibir la deposición de parafina su aplicabilidad solo se verá afectada por el corte de agua. (Li, Wu, Ji, Su, & Yang, 1997)

Se recomienda este método cuando el crudo presenta parafinas mayores a C₄₀, ya que la remoción química aquí es muy deficiente y los métodos mecánico y térmico son más costosos y perjudiciales para la formación. (Pinzon & Rojas Martinez, 2006)

2.4.4 Método Microbial. Los mejores resultados para este método se presentan en pozos con nivel de fluido bajo, con cortes de agua superiores al 1%. Para que funcionen los microorganismos deben estar a temperaturas inferiores a los 200°F, y para que tengan un metabolismo óptimo el rango de temperatura debe estar entre 90°F – 150°F. Pueden sobrevivir a concentraciones de cloruro menores a 180,000 ppm, condiciones de pH mayores o iguales a 5, y concentraciones de H₂S inferiores a 1,000 ppm en una solución líquida. (Lazar, y otros, 1999)

La aplicabilidad del método microbial casi no se verá afectado por los parámetros que se han venido discutiendo con los otros métodos de control de parafinas. Se han realizado pruebas de campo donde se ha comparado el desempeño entre los microorganismos y el solvente, concluyéndose que en costos de tratamiento y alargue del tiempo de aplicación del método microbial ha sido mejor que el solvente pero a la hora de ver el aumento y la estabilización de la producción el solvente sobrepasa al método microbial, llegando a ser el solvente la mejor opción a la hora de elegir entre estos dos métodos de control de parafinas, debido a los precios altísimos del barril de crudo en la actualidad. (Luo, Wang, Zhang, Yu, & Wang, 2019)

3. Generalidades del Campo Andina

A inicios de 2017 Parex Resources inició la operación en el bloque Andina (ver ilustración 6), encontrando cuatro pozos productores ANDINA-1, ANDINA-2, ANDINA-3 y ANDINA-4. El

área de Pozos ANDINA en el sector central se ubicará el área de Pozos ANDINA Centro que corresponde a la actual locación del pozo Andina-1, localizada en el valle de la quebrada Macaguana, en la cual ya se perforó un pozo y cuenta con unas facilidades donde se llevan a cabo las labores de separación, tratamiento, almacenamiento y despacho de crudo en carro tanques, así como la separación y evaporación, separación y quema de gas.



Figura 6. Localización del campo Andina.

El área norte está la locación sobre la terraza de Caño Grande, donde se encuentra el pozo ANDINA-2 y el área sur están los pozos ANDINA-3 y ANDINA-4. (MINISTERIO DE AMBIENTE, 2005)

La compañía inicialmente perforo tres pozos (ver ilustración 7) con los cuales inicio su operación en el 2015, el otro bloque correspondiente a Capachos perforo cuatro pozos de los cuales solo esta en producción Capachos 1. A mitad de 2018 la multinacional Parex Resources anuncio

un nuevo hallazgo de petróleo en el complejo Andina a fines de perforar un nuevo pozo “ANDINA-4”.

El pozo ANDINA-3 se encuentra en las siguientes coordenadas Norte 1.219.223,8 - Este 1.256.720,73, produce 2500 BPD y 8.7 MMCFD de gas natural, se encuentra a una profundidad de 14000 pies con un GOR de 442 sfc/stb y una densidad de 34.8 °API con un contenido de sal 2.36 PTB y una presión en cabeza de 125 psi (Ver Tabla 2).

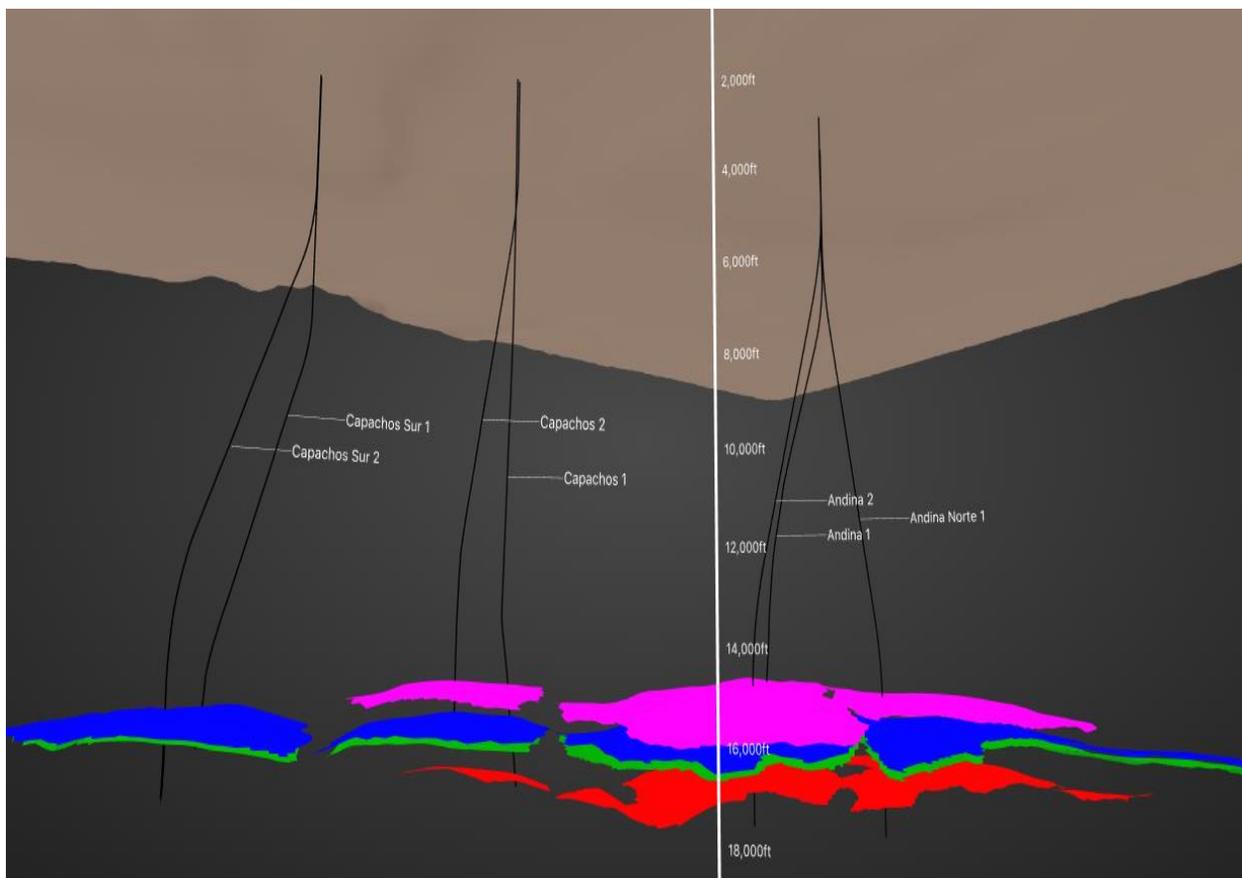


Figura 7. Pozos de petróleo perforados por Parex Resources en Tame-Arauca

Tabla 2
Características del crudo de ANDINA-3

NAME	METHOD	UNIT	RESULT
API Gravity at 60 °F	ASTM D 1298	°API	34,8
Water and Sediment	ASTM D 4007	vol %	0,05
Flash Point (PM) - Procedure A	ASTM D 93	°C	<40,0
Pour Point	ASTM D 97	°C	-12
Total Sulfur Content	ASTM D 4294	mass %	0,222
Vanadium (V) - Procedure B	ASTM D 5863	mg/kg	8,3
Nickel (Ni) - Procedure B	ASTM D 5864	mg/kg	8,3
Salt Content	ASTM D 3230	lb/1000 bbl (PTB)	2,36
Asphaltenes	IP 143	mass %	1,6
Wax Content	UOP 46 obs	mass %	31,3
Ash Content	ASTM D 482	mass %	0,004
Total Acid Number - Procedure A	ASTM D 664	mg KOH/g	<0,100
Viscosity at 86 °F	ASTM D 445	cP	3,273
Viscosity at 100 °F	ASTM D 445	cP	2,529
Viscosity at 122 °F	ASTM D 445	cP	1,177
Destillation			
Initial Boiling Point (IBP)		°F	244
5 % Recovered		°F	266
10 % Recovered		°F	304
20 % Recovered	ASTM D 86	°F	370
30 % Recovered		°F	450
40 % Recovered		°F	526
50 % Recovered		°F	598
60 % Recovered		°F	678

En la tabla 2 podemos observar las características fisicoquímicas del crudo producido en ANDINA-3, obteniendo un crudo bajo contenido en sal, un crudo liviano de 34.8 °API, con un contenido de agua de 0.05 % vol, con contenidos de asfaltenos y parafinas (ceras) de 1.6 y 31.3 % en masa respectivamente. En la ilustración 8 se muestra el bloque petrolero correspondiente a Campo ANDINA.



Figura 8. Campo ANDINA

A continuación, se muestra las facilidades de producción correspondientes a Campo Andina (Ver figura 9), el diagrama de facilidades esta para todo el Campo, por tanto, se está construyendo otras facilidades de acuerdo al nuevo hallazgo de petróleo presentado por Parex Resources Inc. Al pozo ANDINA-2 y ANDINA-3 se les está inyectando inhibidor de parafinas (universal) 7 GPD a cada pozo. El complejo ANDINA posee reservas probadas de 85 MMbpe.

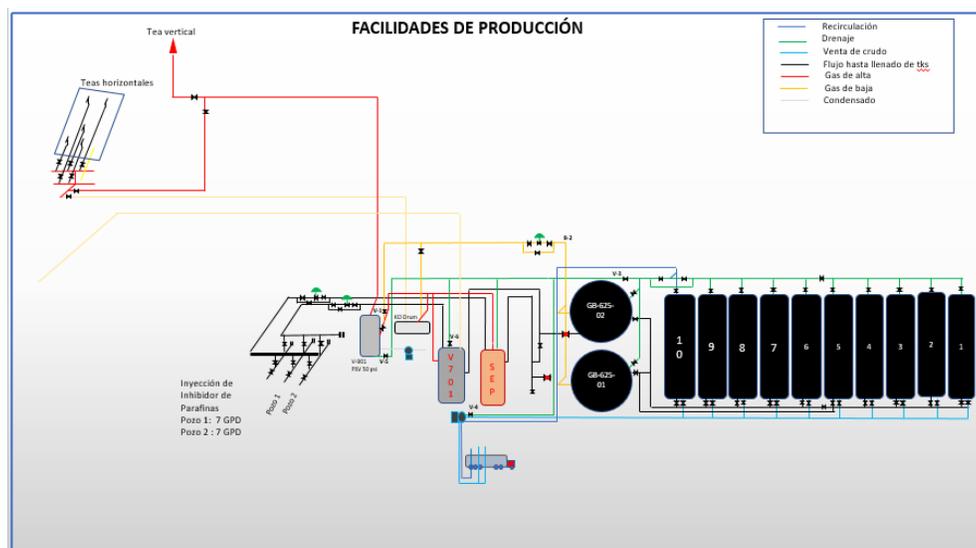


Figura 9. Facilidades de producción

3.1 Problemas de parafinas en el pozo Andina-3

A inicios de 2017 se evidenció el problema de la precipitación de las parafinas en tanques, donde solo se ha encontrado la precipitación de esta fracción del crudo. La compañía hizo su respectiva investigación y realizó un análisis SARA. (ver tabla 3).

Tabla 3
Análisis SARA al crudo de ANDINA-3

Parámetro	Unidad	Método de Análisis	Resultado de análisis	Especificaciones	
				Mínimo	Máximo
Aromáticos	% masa	PTL-075 SARA Rv 1 (1)	19,8	Reportar	Reportar
Saturados	% masa	PTL-075 SARA Rv 1 (1)	40,5	Reportar	Reportar
Resinas	% masa	PTL-075 SARA Rv 1 (1)	38,5	Reportar	Reportar
Asfáltenos	% masa	PTL-075 SARA Rv 1 (1)	1,2	Reportar	Reportar
Contenido de asfáltenos	% masa	ASTM D6560 - 17	1,46	Reportar	Reportar

Del análisis SARA se determinó el índice de inestabilidad coloidal por medio de la siguiente fórmula.

$$\text{Índice de inestabilidad coloidal} = \frac{\% \text{ Saturados} + \% \text{ Asfaltenos}}{\% \text{ Resinas} + \% \text{ Aromaticos}}$$

$$\text{Índice de inestabilidad coloidal} = 0.72$$

Este es un índice propuesto por Yen y col. (2001) que involucra las fracciones que favorecen y desfavorecen la precipitación de los asfáltenos en el crudo. A medida que decrece al valor CII, el sistema se hace más estable debido a la preponderancia de las fracciones peptizantes

en la mezcla (las que hacen que las partículas permanezcan dispersas en el crudo). Se han establecido algunos valores umbrales para este índice, a saber: $CII > 0.9$, crudos inestables; $CII < 0.7$, crudos estables; $0.7 < CII < 0.9$, intervalo de estabilidad no definido.

Con el cálculo del índice de inestabilidad coloidal podemos inferir que el crudo de ANDINA-3 es moderadamente estable y con baja tendencia a precipitar asfáltenos que el problema está relacionado con la precipitación de parafinas. El análisis SARA nos indica las fracciones que se precipiten corresponden principalmente a saturados de alto peso molecular (Parafinas). El 40.5 % p/p del crudo de ANDINA-3 son saturados o parafinas las cuales pueden precipitarse en cualquier etapa durante el proceso de extracción de hidrocarburos. En la ilustración 10 encontramos el comportamiento de la temperatura desde fondo de pozo hasta llegar a facilidades encontrando que hay una variación de la temperatura de 245 °F a 110 °F, el punto de fluidez del crudo reportado oscila entre -24°C a 9°C. No se cuenta con otros resultados de laboratorio como el punto de cristalización y la reología del crudo que permitan su caracterización.

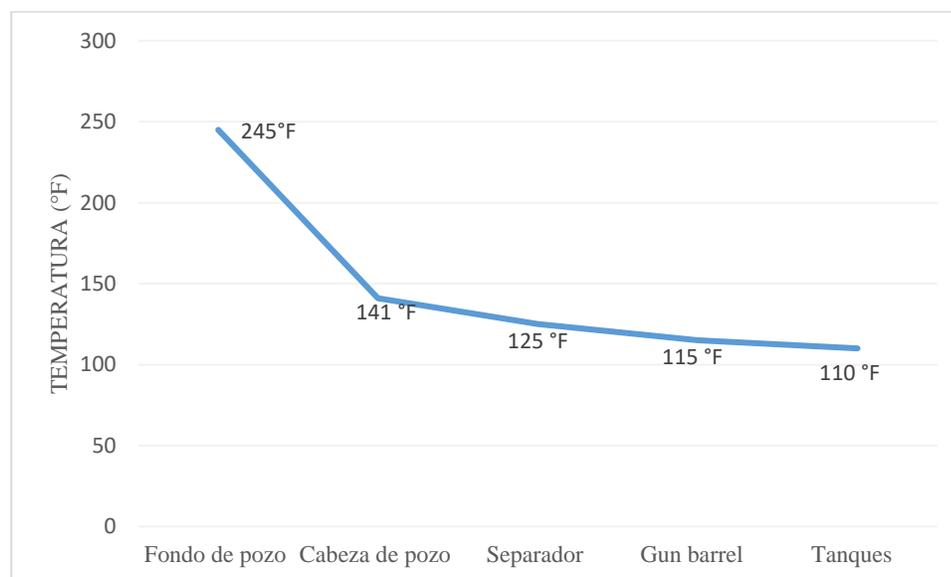


Figura 10 Perfil de Temperatura

Parex Resources Inc no ha hecho un comunicado oficial de las bajas de producción a causa de la precipitación de parafinas, pero se evidenció en los reportes de producción que se tienen pérdidas diarias de alrededor de 270 BPD probablemente por esta causa.

Como solución se inyectó inhibidor de parafinas (universal) a una tasa de 7 GPD en superficie mediante un dosificador, con lo cual se recuperaron cerca de 70 BPD llegando a obtener una producción diaria de 2300 BPD. Las pérdidas por la precipitación de las parafinas son de gran magnitud por lo cual se quiere aumentar la eficiencia del inhibidor o utilizar otro método de control para buscar aumentar la producción.

4. Comparación técnico económica de los métodos candidatos a implementar en el pozo

Andina-3

Para la comparación técnico económica de los métodos de control de parafinas (ver tabla 4) se tomó como base de cálculo un tiempo de 1 año, un volumen de tratamiento de 3100 BOPD. Los costos mencionados fueron presentados a Parex Resources e incluyen todas las herramientas, equipos, insumos y mano de obra para su respectiva implementación.

Tabla 4 Comparación técnico económica de los métodos de control de parafinas

Método	Ventajas	Desventajas	Limitaciones	Frecuencia del tratamiento	Costo USD
Método Térmico	Alta eficiencia Remoción de cristales de parafina	Alto consumo energético Altas pérdidas de calor	Accesibilidad	Cada 8 hrs	67000
Método Mecánico	Limpieza efectiva Su aplicabilidad no se verá afectada por las características físico-químicas del crudo	El tratamiento puede ser más costoso que otros métodos debido al personal, tiempo y equipo especial requeridos Riesgo de pérdida de herramienta durante la operación de limpieza,	No presenta	Cada 15 días	72000
Método magnético	Alta eficiencia	Aplica para parafinas mayores a las C40 Alto costo y perjudicial a la formación	Tipo de parafina, cantidad de parafina, punto de fluidez Aplica para cortes de agua mayores al 50%	Mantenimiento anual a las diferentes herramientas	65000
Método de Recubrimiento	Alta eficiencia	Corte de agua por encima del 60 % El tubing con fibra de vidrio es que es muy propenso a que se quiebre Corrosión por ácidos	Aplica para cortes de agua mayores al 60%	Anual	64000
Método Microbial	No habrá algún problema de deposición o precipitación de parafinas a lo largo de las líneas de flujo. La temperatura de punto de nube del crudo disminuye porque su contenido de parafina disminuye	Temperaturas entre 90 a 150 °F Concentraciones de cloruro menores a 180,000 ppm	Cortes de agua superiores al 1%	Dependiendo el ambiente de los microorganismos	68000
Método químico	La temperatura de punto de fluidez del crudo disminuye porque su contenido de parafina disminuye La viscosidad del petróleo crudo será reducida y su grado de API subirá respectivamente	Condiciones de pH mayores o iguales a 5. Método que todavía está en investigación a nivel de laboratorio. Concentraciones de H ₂ S inferiores a 1,000 ppm en una solución líquida.	Parafina mayor o igual a C ₄₂ H ₈₆ Temperatura 40°F	La longitud de la cadena colgante del modificador, el solvente usado sobre el	Anual 62000

Alta selectividad	Sobrecostos de materia prima, transporte y almacenamiento	modificador, la dilución del modificador y la mezcla
-------------------	---	--

5. Selección del método de control de parafinas para el pozo Andina-3

De la tabla 4 podemos decir que el método térmico mediante calentamiento eléctrico es el método técnicamente más confiable a pesar de que no es el más económico, sin embargo, las condiciones de ubicación de Campo Andina son remotas por tanto el acceso a la energía eléctrica es complicado y se dificulta la operación, además por cuestiones de orden público y atentados a estaciones eléctricas el servicio de energía eléctrica no es confiable.

El tratamiento con el inhibidor de parafinas universal es el más económico y es el mecanismo de control de parafinas que en el momento se está implementado. Las condiciones a las que se evaluó el inhibidor de parafinas inicialmente han cambiado como otras variables del pozo, esto hace que no se le dé el uso correcto al inhibidor de parafinas o que se esté utilizando en concentraciones a las cuales no aportan la mejor eficiencia. Por tanto, evaluando el inhibidor de parafinas universal con concentraciones diferentes a las que manejan actualmente, realizando nuevos análisis fisicoquímicos y de caracterización de fluidos se podría implementar un tratamiento químico adecuado para dar la solución a este problema en el campo.

6. Conclusiones

La revisión bibliográfica a los métodos para el control de formación de parafinas apunta al uso y evaluación de nuevas tecnologías como el tratamiento microbial con porcentajes de eficiencias hasta del 98%, bajo condiciones o parámetros donde el metabolismo de los microorganismos es óptimo. Este método es ecológico con el medio ambiente y no deja huella en los diferentes ecosistemas.

Bajo las circunstancias actuales del campo, el método a implementar en el campo Andina es el químico porque es viable económicamente y ejerce control a la formación de parafinas, pero se requiere un estudio detallado de ingeniería, laboratorio, pruebas piloto y pruebas en campo para evaluar el desempeño del inhibidor que permita darle el uso adecuado y aumente su eficiencia.

Los métodos de control de parafinas mecánico y de recubrimiento no serían óptimos aplicarlos porque la formación de las parafinas se presenta en facilidades de producción (tanques) y no en tubing, además que tienen los mayores costos operacionales. El método eléctrico podría implementarse, pero no es confiable por posibles cortes de energía debido a diferentes factores.

7. Recomendaciones

Hacer un estudio que incluya la caracterización del crudo y los depósitos formados, las variables y demás condiciones fisicoquímicas y termodinámicas bajo las cuales se presenta el problema; esto permitirá ubicar el sitio donde se presenta el problema y recomendar el método adecuado para el control de parafinas o de otro tipo de sólidos orgánico o inorgánico que este precipitando.

Realizar nuevas pruebas de laboratorio con diferentes concentraciones de inhibidor de parafinas, para observar el comportamiento de la formación de parafinas y evaluar su eficiencia, teniendo en cuenta las características del crudo y condiciones bajo las cuales se presenta el problema encontradas en el estudio

Evaluar a nivel experimental implementación del método microbial ya que tiene eficiencias teóricas del 98%, además de que es una tecnología verde

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alejandra, M.-Á., Andreina, D.-R., Ernesto, R.-H., Narciso, P.-S., & Gladys, R.-P. (1 De 10 De 2016). Efecto De La Distribución De Hidrocarburos Sara Sobre Las Propiedades De Residuales De Vacío. *Ingeniería, Investigación Y Tecnología*, 17(4), 437-443.
- Alva Perez, A. (1991). Tratamiento Químico Para El Control De Deposición De Parafina En Noreste. Universidad Nacional De Ingeniería.
- Alvarez Acevedo, V. (2010). Universidad Nacional Autónoma De México "Predicción De Envoltentes De Precipitación De Parafinas Bajo La Presencia De Inhibidores Químicos Y Naturales." Tesis Que Para Obtener El Grado De: Ingeniero Petrolero P R E S E N T A. Universidad Nacional Autónoma De México.
- Alvarez, V. (2010). Universidad Nacional Autónoma De México "Predicción De Envoltentes De Precipitación De Parafinas Bajo La Presencia De Inhibidores Químicos Y Naturales." Tesis Que Para Obtener El Grado De: Ingeniero Petrolero P R E S E N T A. Universidad Nacional Autónoma De México.
- Ariza León, E. (2008). Determiación Del Umbral De Cristalización De Las Parafinas En El Crudo Del Campo Colorado. Universidad Industrial De Santander.
- Bohórquez Toledo, N. (2015). Influencia De La Estructura De Los Asfaltenos En La Precipitación De Parafinas En Los Depósitos Del Campo Colorado. Universidad Industrial De Santander.
- Candelo Aguilar, A., & Carvajal Cifuentes, B. (2010). Estudio Comparativo De Los Métodos De Control De Parafinas Para Aplicación En El Campo Colorado. Universidad Industrial De Santander.

- Centeno Cardona, E., & Vanegas Angarita. (2001). Desarrollo De Un Modelo Para Evaluar La Aplicabilidad De La Herramienta Magnetica “Magcop” Como Nueva Tecnologia De Upstream. Universidad Industrial De Santander.
- Centeno Cardona, E., & Vanegas Angarita, O. Dir, &. (2001). Desarrollo De Un Modelo Para Evaluar La Aplicabilidad De La Herramienta Magnetica “Magcop” Como Nueva Tecnologia De Upstream. Universidad Industrial De Santander.
- Chanda, D., Sarmah, A., Borthakur, A., Rao, K., Subrahmanyam, B., & Das, H. (1998). Combined Effect Of Asphaltenes And Flow Improvers On The Rheological Behaviour Of Indian Waxy Crude Oil. *Fuel*, 77(11), 1163-1167.
- Emiliano Ariza León. (2012). De La Caracterización De Crudos Qué Es Clave Para Diagnosticar La Precipitación De Parafinas. *Revista Fuentes*, 9(1).
- Hoffmann, R., & Amundsen, L. (2013). Influence Of Wax Inhibitor On Fluid And Deposit Properties. *Journal Of Petroleum Science And Engineering*, 107, 12-17.
- Lazar, I., Voicu, A., Nicolescu, C., Mucenica, D., Dobrota, S., Petrisor, I., . . . Sandulescu, L. (1999). The Use Of Naturally Occurring Selectively Isolated Bacteria For Inhibiting Paraffin Deposition. *Journal Of Petroleum Science And Engineering*, 22(1), 161-169.
- León Quintana, C., & Bohada Correa, M. (2009). Metodología Para La Selección, Diseño Y Ejecución Del Reacondicionamiento De Pozos Inactivos. Aplicación Al Campo Colorado Camilo Andrés León Quintana. Universidad Industrial De Santander.
- Li, M., Wu, Z., Ji, S., Su, J., & Yang, Y. (1997). Study Of The Mechanisms Of Wax Prevention In A Pipeline With Glass Inner Layer. *Colloids And Surfaces A: Physicochemical And Engineering Aspects*, 123-124, 635-649.

- Luo, C., Wang, W., Zhang, H., Yu, X., & Wang, G. (15 De 2 De 2019). Microbial Treatment Of Waxy Crude Oil For Mitigating Wax Precipitation And Improving Liquidity. *Petroleum Science & Technology*, 37(4), 471-478.
- Manka, J., & Ziegler, K. (2001). Factors Affecting Performance Of Crude Oil Wax-Control Additives: Lab Studies Define Application Procedures That Can Reduce Effectiveness Of Pour-Point Depressant Chemicals On Crude Oils And What Can Be Done About It. *World Oil*, 222(6), 75-X.
- Manka, J., & Ziegler, K. (S.F.). Factors Affecting Performance Of Crude Oil Wax-Control Additives: Lab Studies Define Application Procedures That Can Reduce Effectiveness Of Pour-Point Depressant Chemicals On Crude Oils And What Can Be Done About It. *World Oil*, 222(6), 75-X.
- Ministerio De Ambiente, V. (2005). Resolución Número 1814. “Por Medio De La Cual Se Otorga Una Licencia Ambiental Global Y Se Toman Otras Determinaciones”, (Págs. 5-15). Bogotá.
- Mokhatab, S., & Giangiacomo, L. (10 De 2006). Microbial Enhanced Oil Recovery Techniques Improve Production. *World Oil*, 227(10), 6.
- Ochoa Lara, I., Arteaga, S., León, E., Ferreira, C., & Bottía, H. (12 De 2011). Evaluación De Un Tratamiento Químico Para El Control De Parafinas Del Crudo Campo Colorado. *Revista Ion*, 24(2), 51-56.
- Pinzon, S., & Rojas Martinez, J. (2006). Evaluación De Métodos Convencionales Y No Convencionales Para La Remediación E Inhibición De La Precipitación De Parafinas En Pozos Petróleo. Universidad Industrial De Santander.

- Ring, J., Wattenbarger, R., Keating, J., & Peddibhotla, S. (1994). Simulation Of Paraffin Deposition In Reservoirs. *Spe Production & Facilities*, 9(01), 36-42.
- Sanjay, M., Simanta, B., & Kulwant, S. (1995). Paraffin Problems In Crude Oil Production And Transportation: A Review. *Spe Production & Facilities*, 10(01), 50-54.
- Shahdi, A., & Panacharoensawad, E. (2019). Sp-Wax: Solid-Liquid Equilibrium Thermodynamic Modeling Software For Paraffinic Systems. *Softwarex*, 9, 145-153.
- Wauquier, J.-P. (1995). *Petroleum Refining, Volumen 1 - Crude Oil, Petroleum Products, Process Flowsheets*.