

Mejora en la productividad de pozos afectados por deposición de Parafinas en Vaca Muerta

Savoy E.; elisabet.savoy@ypf.com Ucan, S.; ucan.sezai@ypf.com Martinez J.F.; juan.martinez@ypf.com Gonzalez Day, L.; lucas.gonzalez@ypf.com Moll, G.; maria.g.moll@ypf.com Monti, L.; luciano.monti@ypf.com, YPF S.A. Ramirez, J.; joaquin.ramirezmartinez@ypftecnologia.com; Palmerio, D.; diego.palmerio@ypftecnologia.com; Cano N.; nery.cano@set.ypf.com; YPF Tecnología S.A.

Sinopsis

El depósito de parafinas sólidas en el tubing y en las líneas de conducción es una de las causas de pérdida de productividad en los pozos del reservorio no convencional Vaca Muerta. El análisis de las características del fluido y los perfiles de producción muestran que el comportamiento a largo plazo a bajos caudales es ineficaz y costoso debido a las reiteradas intervenciones para remover la parafina depositada.

Se han implementado en campo distintas técnicas para reducir el impacto de las parafinas en la productividad de pozos (cinta calefactora, aislación con N₂, plunger lift, productos químicos). Si bien algunas de ellas son eficaces frente al problema planteado, ninguna resultó suficientemente satisfactoria ya sea por cuestiones técnicas, económicas u operativas.

La temperatura de aparición de parafinas (WAT), puntos de fusión, tipo y contenido, se determinan a través de varios experimentos de laboratorio (SARA, Thermogravimetric Analysis, Differential Scanning Calorimetry analysis, High-Temperature Gas Chromatography)⁽¹⁾⁽²⁾. En base a estudios de modelización, se estima la profundidad de deposición de parafinas, así como el espesor y el volumen de las mismas en la tubería. Se generó un modelo de simulación con el objetivo de determinar la profundidad a la cual comienzan a depositarse las parafinas en el tubing, tener una idea del proceso de reducción del diámetro interno de la línea y frecuencia de intervenciones.

Una de las técnicas que YPF está evaluando es el tratamiento químico en pozos, con el objetivo de mejorar la productividad mediante la selección de un producto químico efectivo, capaz de evitar o reducir de manera perdurable y económica la deposición de parafinas en el tubing y cañerías de conducción.

Se presentan dos tipos de químicos, dispersantes y modificadores de cristales "crystal modifier", como una solución potencialmente eficaz en la mitigación de la deposición de parafinas. La temperatura de aparición de parafinas de las muestras de crudo se reduce 4-5 °C utilizando estos aditivos. La viscosidad también se reduce hasta un 76% a 5 °C. Su eficacia se evaluó también en ensayos de flujo capilar en función del tiempo de bloqueo. El producto químico modificador del cristal puede reducir el tamaño partículas a sub-micrones y cambiar la morfología de los cristales, reduciendo así la tendencia de la parafina a la agregación. También se ha estudiado el impacto de las diferentes condiciones de operación en la eficiencia de productos químicos. Adicionalmente, se están ensayando en laboratorio inhibidores sólidos de parafina contenidos dentro del agente de sostén que son inyectados durante la fractura. Después de comparaciones rigurosas y un proceso de selección de los productos químicos en el laboratorio, se evaluará una prueba piloto en el campo.

Introducción

Debido a las características del shale (nano-permeabilidad, baja porosidad y maduración), el impacto del fenómeno de deposición de parafinas en estos yacimientos es más importante que en yacimientos convencionales.

El objetivo de este trabajo es proveer una guía para optimizar las condiciones de operación y las técnicas de terminación de pozos, así como explorar las mejores prácticas de remediación basadas en las características del fluido y en las configuraciones de pozo.

La determinación del contenido de parafinas es dependiente de los procedimientos de muestreo, del tiempo en el que se realice el muestreo y de las condiciones de operación del pozo. Se realizaron ensayos de laboratorio sobre diferentes tipos de muestras.

La precipitación de asfaltenos en la cara de la fractura y de parafinas en el tubing y líneas de conducción son dos factores importantes que afectan la productividad de pozos. El análisis de los datos de producción, color de los fluidos, estudios PVT y ensayos de laboratorio han demostrado la variación del contenido de asfaltenos y parafinas en función de la presión y temperatura de operación.

Se estudiaron distintos escenarios de deposición de parafinas mediante modelos de simulación con ecuaciones de estado.

Una de las técnicas que YPF está evaluando es el tratamiento con productos químicos en pozos, con el objetivo de mejorar la productividad afectada por la deposición de parafinas en el tubing y cañerías de conducción. Se está estudiando en laboratorio el comportamiento de estos productos. En forma paralela, se han realizado algunas pruebas en campo inyectando químicos por capilares.

Desarrollo

- Muestreo y Ensayos de Laboratorio

En la formación No Convencional Vaca Muerta se ha detectado la precipitación tanto de parafinas como de asfaltenos. Ambos afectan la productividad de pozos.

Se realizaron análisis de muestras de petróleo muerto, muestras petróleo de boca de pozo, muestras de petróleo de fondo de pozo y muestras del depósito sólido recuperado del tubing. La Figura 1 ilustra la muestra sólida y el fluido resultante de someterla a centrifugación. El análisis del fluido mostró un contenido de un 44 % en peso de asfaltenos.

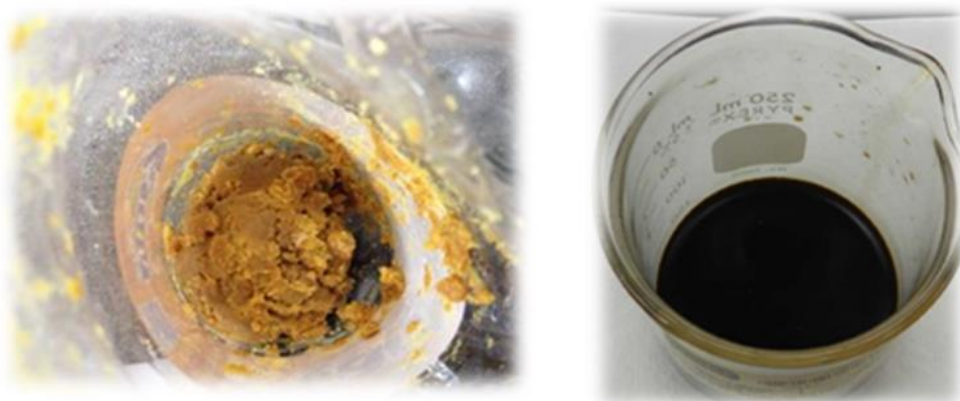


Figura 1- Muestra Sólida

Sobre las muestras de petróleo muerto se determinó contenido de parafinas, cloud point y viscosidad. Un simple análisis visual de muestras tomadas a distintos tiempos y a distintas condiciones de operación a medida que el pozo es producido, revela cambios asociados a deposición de parafinas y asfaltenos. La Figura 2 muestra los cambios observados en un fluido del mismo pozo para distintos tiempos de producción.

Si bien las condiciones de precipitación de parafinas y asfaltenos son únicas para cada pozo, dependiendo de la composición, temperatura, presión y condiciones de operación, se ha determinado mediante un ensayo de viscosidad de petróleo tomado en boca de pozo, a 70 Kg/cm² y 44 °C, realizado a diferentes temperaturas, que la precipitación de parafinas comienza alrededor de los 40-50 °C (cambio de pendiente de la curva). La Figura 3 ilustra esta determinación para el petróleo vivo a presión de boca de pozo (70 Kg/cm² y distintas temperaturas).



Figura 2- Deposición de Parafinas y Asfaltenos
Muestras del mismo pozo

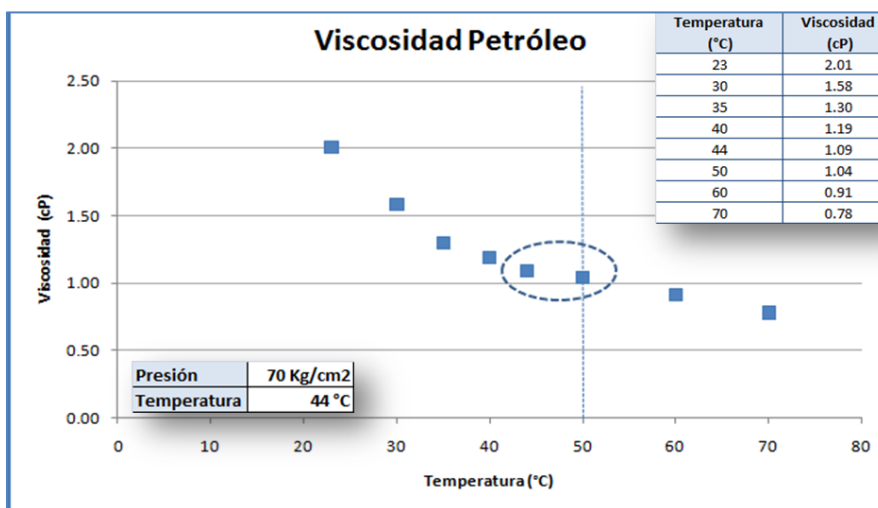


Figura 3- Viscosidad de Petróleo vs Temperatura

- Caracterización de Parafinas y Condiciones de Deposición

Mediante el cálculo composicional del gradiente dinámico se determinó que estas temperaturas se alcanzan en el tubing aproximadamente a una profundidad de 1000 m. Ver Figura 4. Posteriormente, se verificó este valor calculado realizando un gradiente dinámico de presión y temperatura en el pozo. El mismo puede verse en la Figura 5. Esto significa que por encima de esta profundidad, en el tubing, en las instalaciones de superficie y en plantas de tratamiento se depositarán parafinas.

Se determinaron también las temperaturas de aparición y disolución de parafinas sobre muestras de fondo. Los valores obtenidos están alrededor de los 40 °C.

A modo de ejemplo, en la Figuras 6 se presenta la envolvente de parafinas generada para un pozo mediante un modelo con ecuaciones de estado ajustado a partir de un ensayo PVT experimental. La misma ilustra las posibles condiciones de precipitación de parafinas, mientras que la Figura 7 muestra el ajuste de las variables PVT y viscosidad a distintas temperaturas.

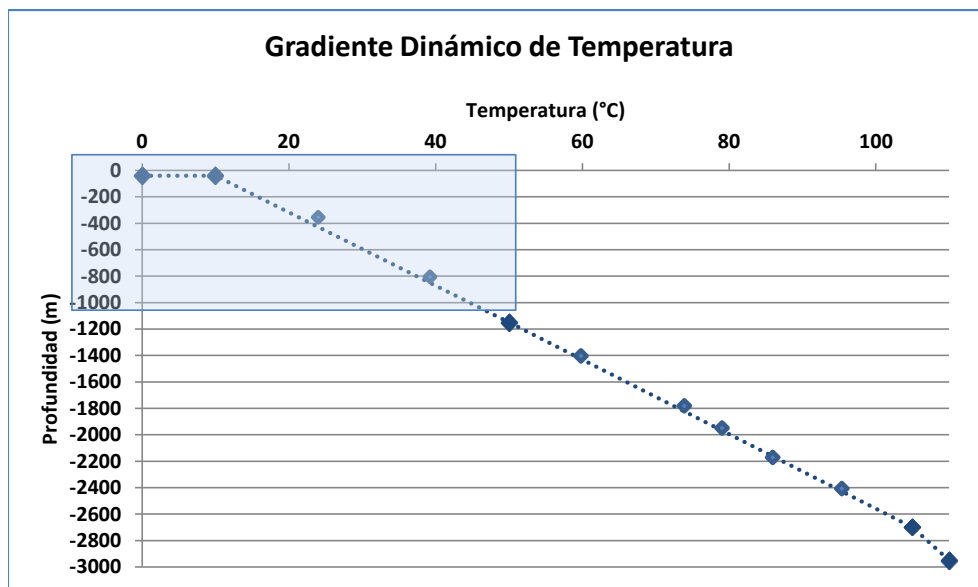


Figura 4- Gradiente Dinámico calculado

En cuanto a la determinación de contenido de parafinas y temperatura de aparición de parafinas, se mencionan a continuación los métodos reconocidos siendo los últimos de cada uno los recomendados como más apropiados:

Paraffin content determination method⁽³⁾⁽⁴⁾

- acetone DEPOSITION (modified Universal Oil Products (UOP) 46-64 method)
- n-C20+ content from HTGC
- micro-DSC method
- centrifuge method (required HTGC)

Cloud point (WAT) determination method⁽⁵⁾

- micro-DSC method
- extrapolation from the precipitation curve obtained from the centrifuge method
- cross-polarize microscope (CPM) with a temperature control flow cell (oil trapped in a small glass tube)

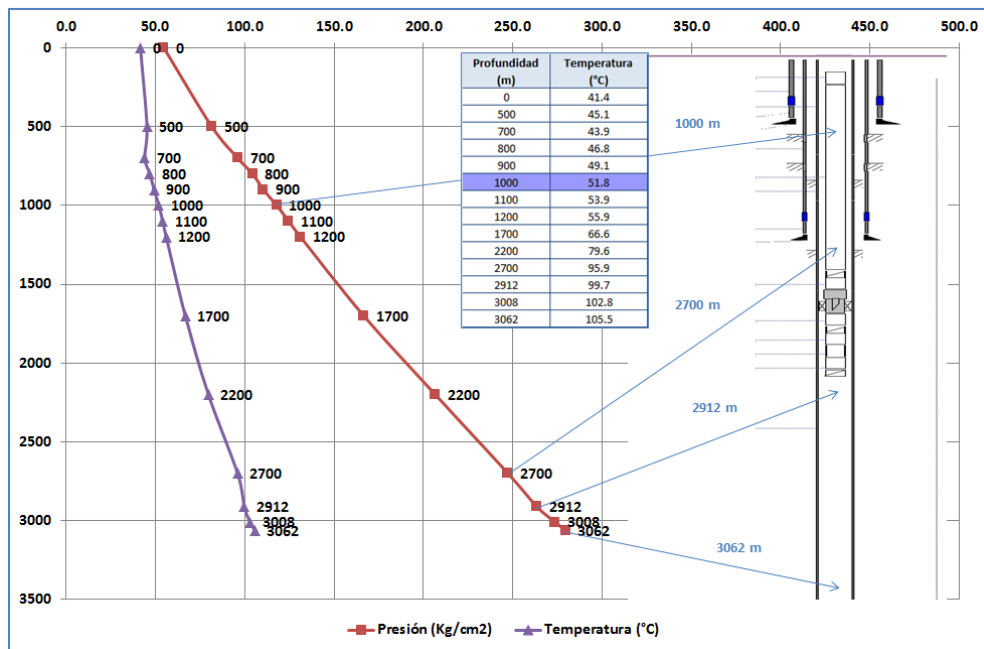


Figura 5- Gradiente Dinámico medido

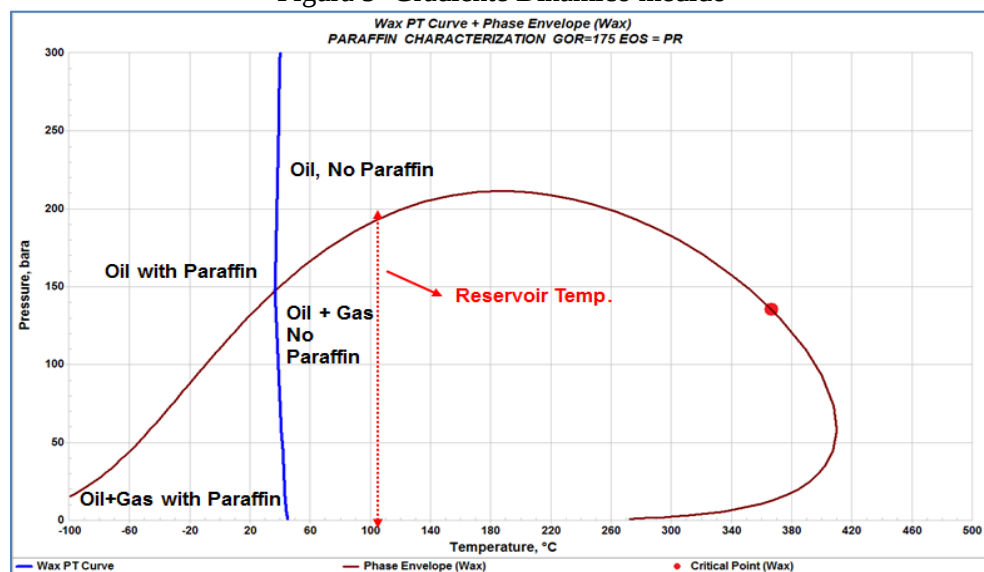


Figura 6- Envoltorio de Parafinas

- Métodos preventivos y de remediación

Actualmente se están aplicando diferentes métodos de remediación y prevención de precipitación de parafinas. Si no se aplicaran, los pozos deberían intervenir frecuentemente con equipo de slickline (cada 15 o 30 días) para prevenir la deposición en tubing y asegurar el flujo por surgencia natural. La Figura 8(a) muestra la distribución de las técnicas aplicadas para todo el campo de Loma Campana, mientras que en La Figura 8(b) se muestra la distribución de métodos utilizados sólo en la Zona Este de Loma Campana. Al comparar la Zona Este con todo el campo puede apreciarse que los métodos preventivos aumentan de 25 a 60 %. Esta variación es consistente con los problemas evidenciados en el campo e indica que el problema de parafinas es más severo en la Zona Este.

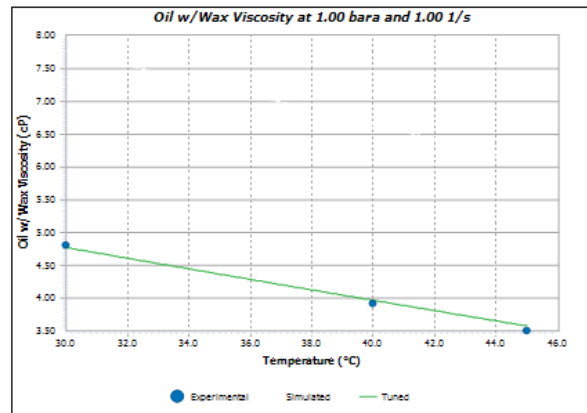
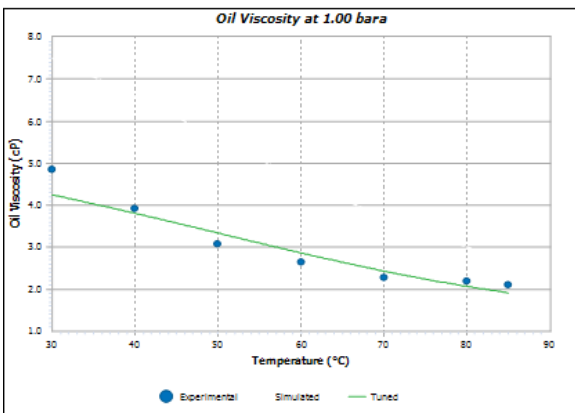
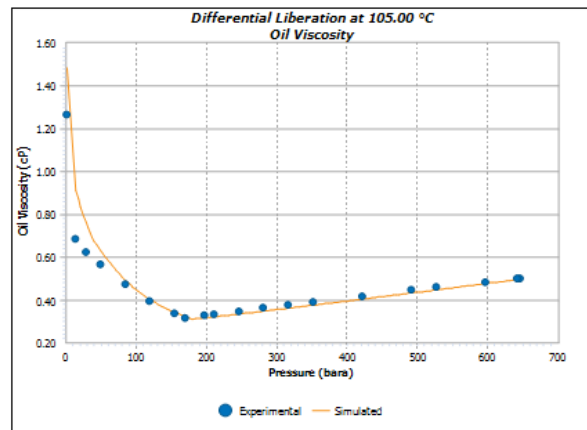
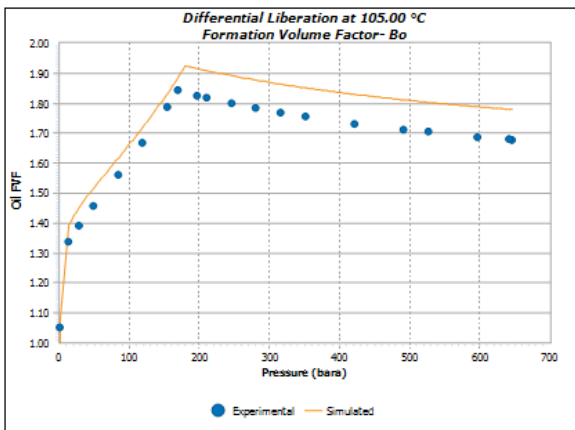
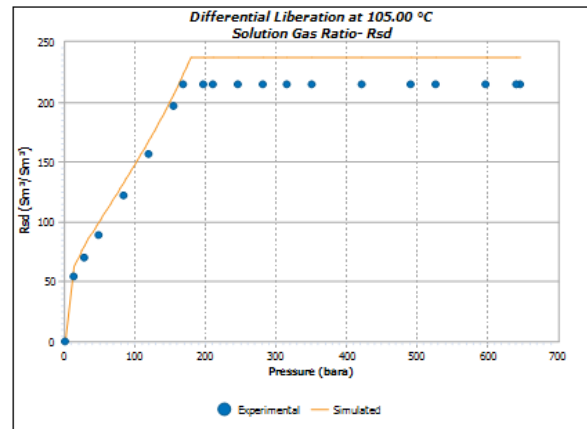
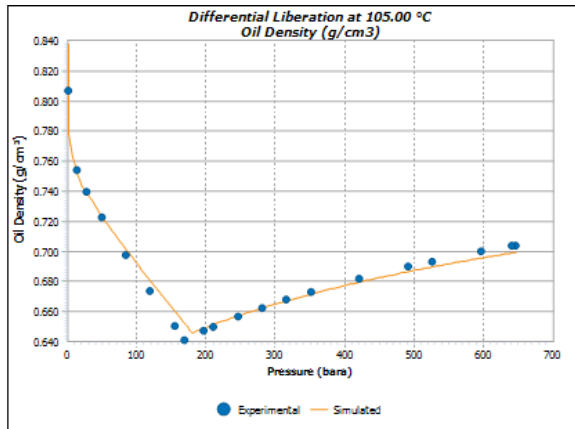


Figura 7- Ajuste de propiedades PVT

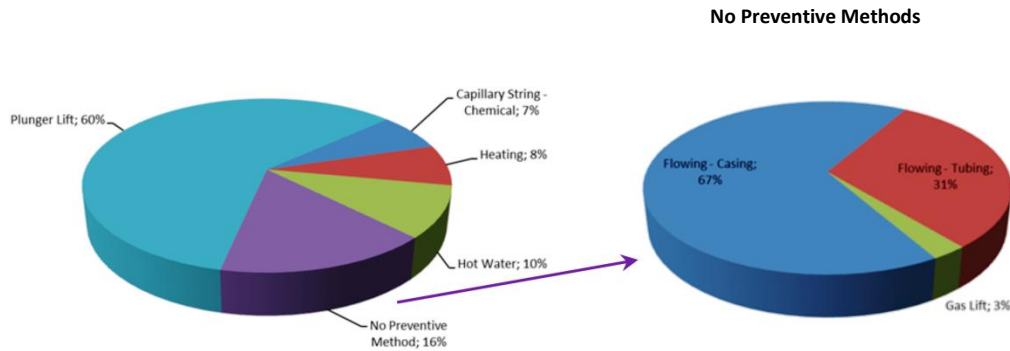


Figura 8(a)- Distribución de Métodos de Remediación para Loma Campana

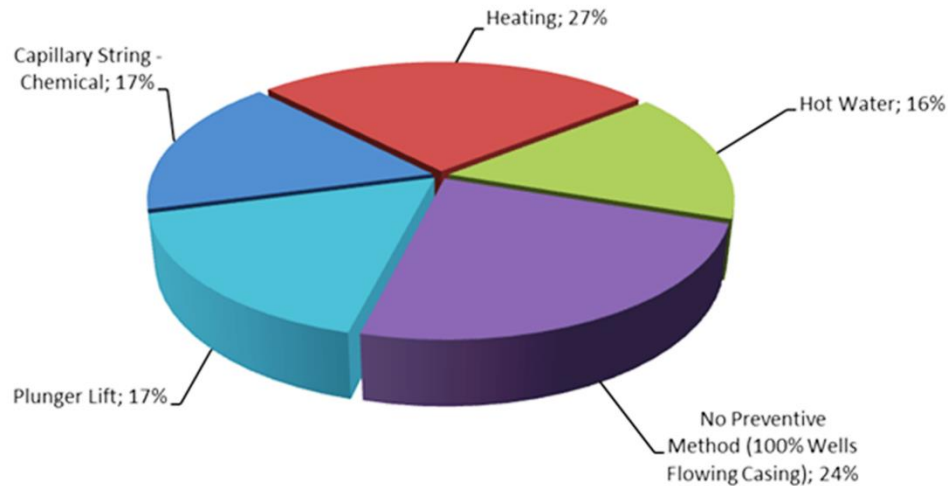


Figura 8(b)- Distribución de Métodos de Remediación para la Zona Este de Loma Campana

La Tabla 1 resume los períodos de intervención necesarios de acuerdo al método de remediación aplicado. Cuanto más espaciadas en tiempo se realicen las intervenciones, se reducirán los costos asociados a las mismas y se incrementará la producción.

Adicionalmente, se están investigando nuevas alternativas efectivas y económicas para minimizar la precipitación de parafinas y de este modo, la frecuencia de las intervenciones.

METODO REMEDIACIÓN	PERÍODO INTERVENCIÓN
Sin método preventivo	< 30 días
Hot Water	2 a 3 meses
Plunger Lift	4 a 6 meses
Cinta Calefactora	> 1 año

Tabla 1- Períodos de Intervención vs. Método de Remediación

Inicialmente se utilizó también aislación con N2 como método de remediación. Actualmente se dejó de usar porque no resultó efectivo para bajos caudales de producción.

Modelo de simulación de deposición de parafinas

Se construyó un modelo de simulación de deposición de parafinas empleando un simulador comercial⁽⁷⁾. Se ajustaron los datos experimentales PVT, la Temperatura de Aparición de Parafinas (WAT) y Viscosidad vs. Temperatura.

El objetivo de este modelo de simulación fue analizar la factibilidad de determinar la profundidad a la cual comienzan a depositarse las parafinas en el tubing, tener una idea del proceso de reducción del diámetro interno de la línea debida al espesor de la capa de parafina depositada y estimar el intervalo de tiempo de intervención debido al taponamiento de parafinas.

En este modelo de simulación, se utilizaron condiciones de flujo estacionario:

- condiciones de contorno de entrada y salida constantes
- velocidad de flujo y caídas de presión constantes
- gradientes de temperatura constantes
- propiedades térmicas del material, fluido y roca constantes

Las condiciones de contorno de entrada y salida y las propiedades promedio de conductividad térmica se muestran en la Tabla 2.

Condiciones de contorno de entrada: T=105 °C Caudal de Flujo Másico Q= 156 Kg/hr P= 197 Bar Condiciones de contorno de salida: T=21.8 °C Caudal de Flujo Másico Q= 156 Kg/hr P= 19.6 Bar Tub In D= 0.06 m (2.32") Conductividad Térmica Promedio: K=23842 mW/(m °C)
--

Tabla 2- Condiciones de contorno y propiedades promedio

Como muestra la Figura. 9, el diámetro interno del tubo en condiciones iniciales es de 0,06 m, (2,32"). El mismo, se reduce de desde 0,06 m hasta un mínimo de 0,01 m con el tiempo de simulación. Después de 401 horas, (16,8 días), el diámetro de la tubería se reduce significativamente y después de 561 horas, (23,4 días), la tubería se verá limitada para fluir y se requerirá una limpieza. A partir de la profundidad de 1.000 m hasta 2.989 m, no hay deposición de parafinas, ya que la temperatura interna del tubo está por encima de la temperatura de aparición de parafinas de 42 ° C. Estos resultados de la simulación son muy similares a los verificados en campo, tanto en el tiempo de intervención como en la profundidad de deposición de cera.

Como se muestra en la Figura 10, los perfiles de espesor de la capa de cera sólida depositados pueden llegar a un máximo de 0,03 m con reducción de casi el 50% del diámetro del tubo.

En la Figura 11 puede verse que el valor del peso molecular promedio de la fase parafina que fluye en la sección de cera depositada es de alrededor de 120 g/gmol. Por otro lado, la parafina sólida atrapada en la cera depositada en la sección es de alrededor de 450 g/gmol. La Figura 11 ilustra esta situación.

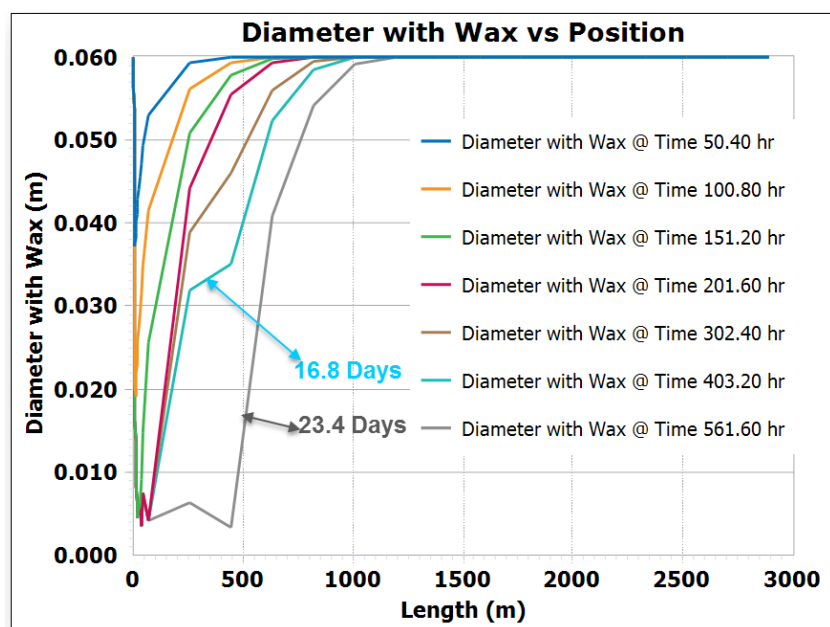


Figura 9- Variación del diámetro del tubing con el tiempo

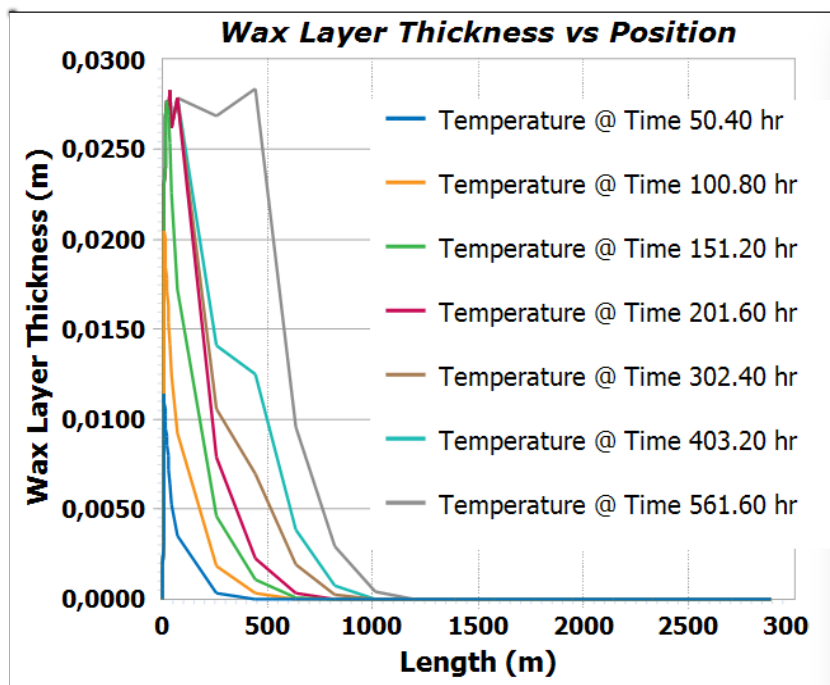


Figura 10- Espesor de la capa de parafinas vs. Posición

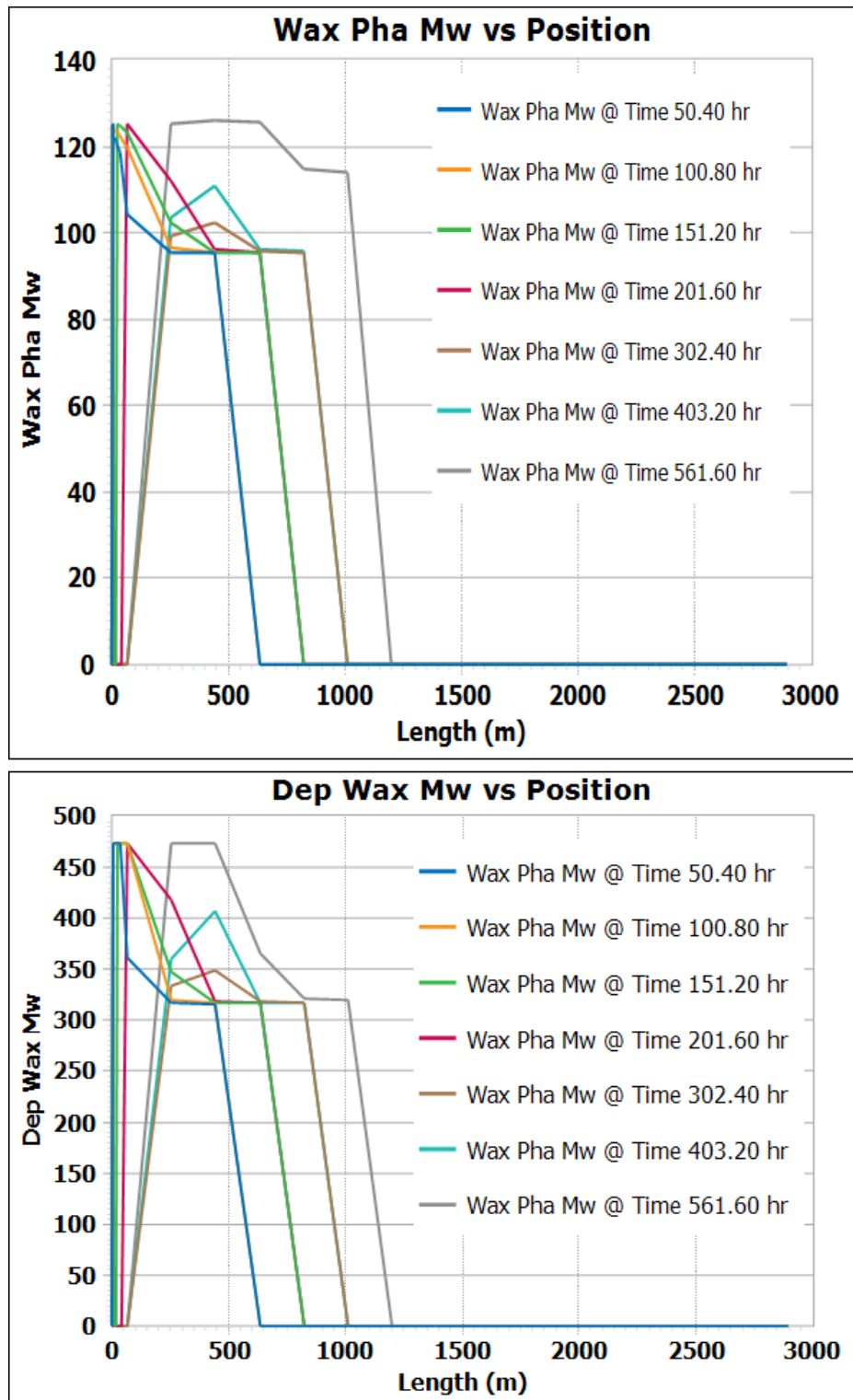


Figura 11- Peso Molecular y Profundidad de la parafina vs. Posición

- **Tratamientos Químicos: dispersantes y modificadores de cristal**

Los aditivos químicos suelen ser efectivos debido a su influencia en la reducción del tamaño de cristales de parafina, el cambio de la morfología de los cristales y/o la reducción de la viscosidad. Esta efectividad de los modificadores de cristales y dispersantes se produce a través de diferentes mecanismos. En la Figura 12, el modificador de cristal es un polímero, similar a un peine. La cadena principal puede co-cristalizar con las ceras de la parafina nativa en el crudo. Las cadenas laterales son alcanos que no participan en la cristalización ramificada. Estas cadenas permanecen sobre la superficie de los cristales de parafina, suspendidas en la fase petróleo y proporcionan efectos estéricos o de orientación entre partículas. De esta manera, el crecimiento de los cristales en cualquier dirección es restringido y el tamaño sigue siendo pequeño. El dispersante de la Figura 12 es un polímero con grupos fenólicos. La cadena principal puede absorberse sobre los cristales de cera y la superficie de la tubería. Los grupos de fenol hidrófilos pueden mantener la superficie húmeda con agua, minimizando así la tendencia de la cera a crecer o adherirse a la superficie de la tubería⁽⁸⁾.

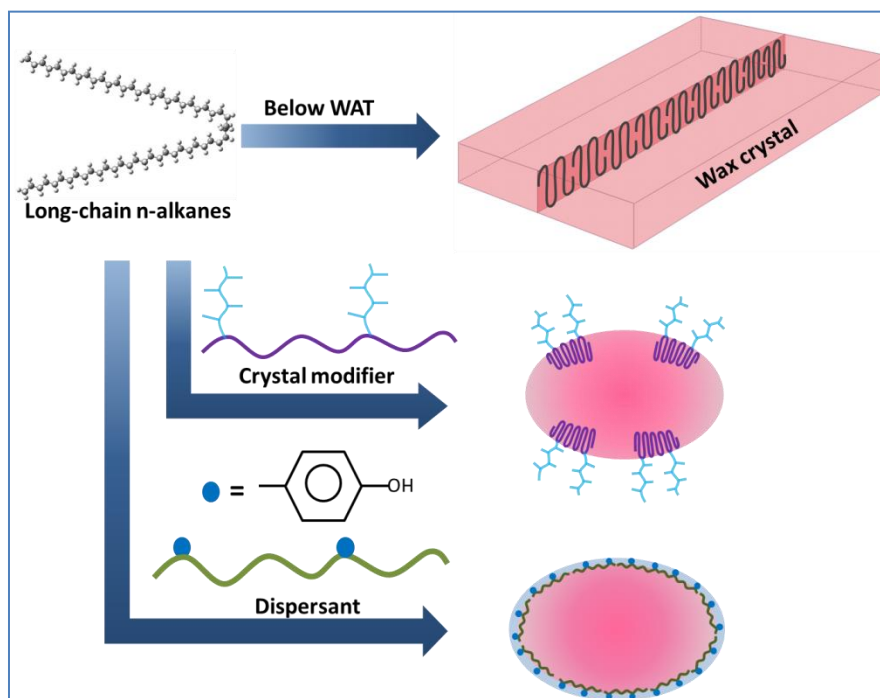


Figura 12- Mecanismos propuestos de Mitigación de Parafinas, modificador de cristales y dispersante (RERI)⁽⁸⁾

Se utiliza también el microscopio de luz polarizada para observar las partículas de cera. Las imágenes microscópicas de la Figura 13(a)(b) revelan una forma tipo plato de la parafina formada a partir de mezclas de petróleo AG-1 y heptano sin aditivos en fondo brillante y luz polarizada. La medida de los cristales es de alrededor de 50 micrones. El microscopio de luz polarizada proporciona mejor resolución para este tipo de estructuras cristalinas, el mismo es utilizado en la Figura 13(b) a (f). La adición de dispersante A04 puede prevenir la formación de cristales grandes. La Figura 13(b) ilustra los sedimentos de parafina de AG-1 y mezclas de heptano con 100 y 500 ppm del dispersante A04, que consisten en partículas pequeñas de cristal. El tamaño de partícula de (d) es menor que (c), ilustrando la dependencia de la concentración de A04. Mediante la adición de

modificador de cristal B04, se observan cristales más pequeños; Figuras 13(e) y 13(f). Con mayor concentración de B04, se observan cristales de parafina aún más pequeños. También se observa que no hay cristales de cera en forma de placa mediante la adición de A04 o B04.

Otro parámetro de medición a considerar en presencia de agua es el ángulo de contacto. El mismo se mide mediante la adición de A04 y B04 al petróleo. La gotita de aceite se coloca sobre la superficie del acero inmerso en 5% de salmuera, NaCl. La reducción del ángulo de contacto depende de la concentración de A04 en el petróleo. Mediante la adición de 1.000 ppm, el ángulo se reduce desde 102° a 66°. La reducción no es significativa mediante la adición de B04.

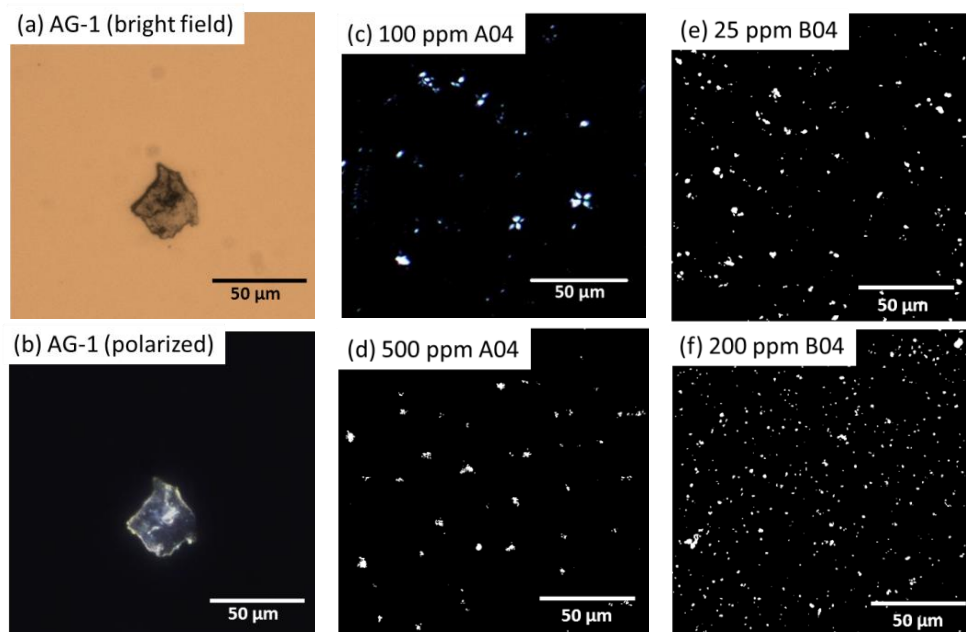


Figura 13-Imágenes microscópicas de cristales de parafinas de AG-1 (a) en campo brillante; (b) con luz polarizada; con (c) 100 ppm A04; (d) 500 ppm A04; (e) 25 ppm B04; (f) 200 ppm B04 a 15 °C (RERI)⁽⁸⁾

La medición de viscosidades es otro enfoque de la eficacia de los dispersantes y modificadores de cristales por debajo de la temperatura de aparición de parafinas (WAT). La Figura 14(a) presenta una comparación de las propiedades reológicas del petróleo AG1 sólo (blanco) y mezclas de AG1 con el modificador de cristales B04 a distintas concentraciones. Los valores de viscosidad iniciales son similares para las tres muestras, 2.97 cP para AG-1, 2.95 cP para AG-1 con 25 ppm de B04 y 3 cP para AG-1 con 100 ppm. Cuando se adicionan 25 ppm de B04, la WAT se reduce de 44.5 °C (blanco) a 40.5 °C. Aunque se incrementa la dosificación, la WAT se mantiene en un estrecho rango entre 38 y 40 °C.

A medida que la temperatura disminuye, la viscosidad de AG-1 con B04 aumenta a un ritmo más lento para llegar a 18,3 cP (25 ppm), 17,2 cP (50 ppm), 16,3 cP (100 ppm), 14,7 cP (200 ppm), 15,4 cP (300 ppm) o 15,7 cP (500 ppm) a 5 °C. Como comparación, AG-1 tiene una viscosidad mucho mayor de 24,6 cP a 5 °C. Es interesante observar la tendencia inversa de 200 a 500 ppm. El aumento de la viscosidad puede ser aportado por el alto peso molecular de B04. La alta eficacia hace de B04 un candidato atractivo para las pruebas de campo.

El reómetro utilizado para estas determinaciones es un Anton Paar MCR 302, con P-PTD 200, H-PTD-200 y CP 50-2, usando configuración plato-plato. Se garantiza la homogeneidad de la muestra eliminando las pérdidas de calor; se utilizó una velocidad de rotación de 100 rpm para reducir los calentamientos por fricción.

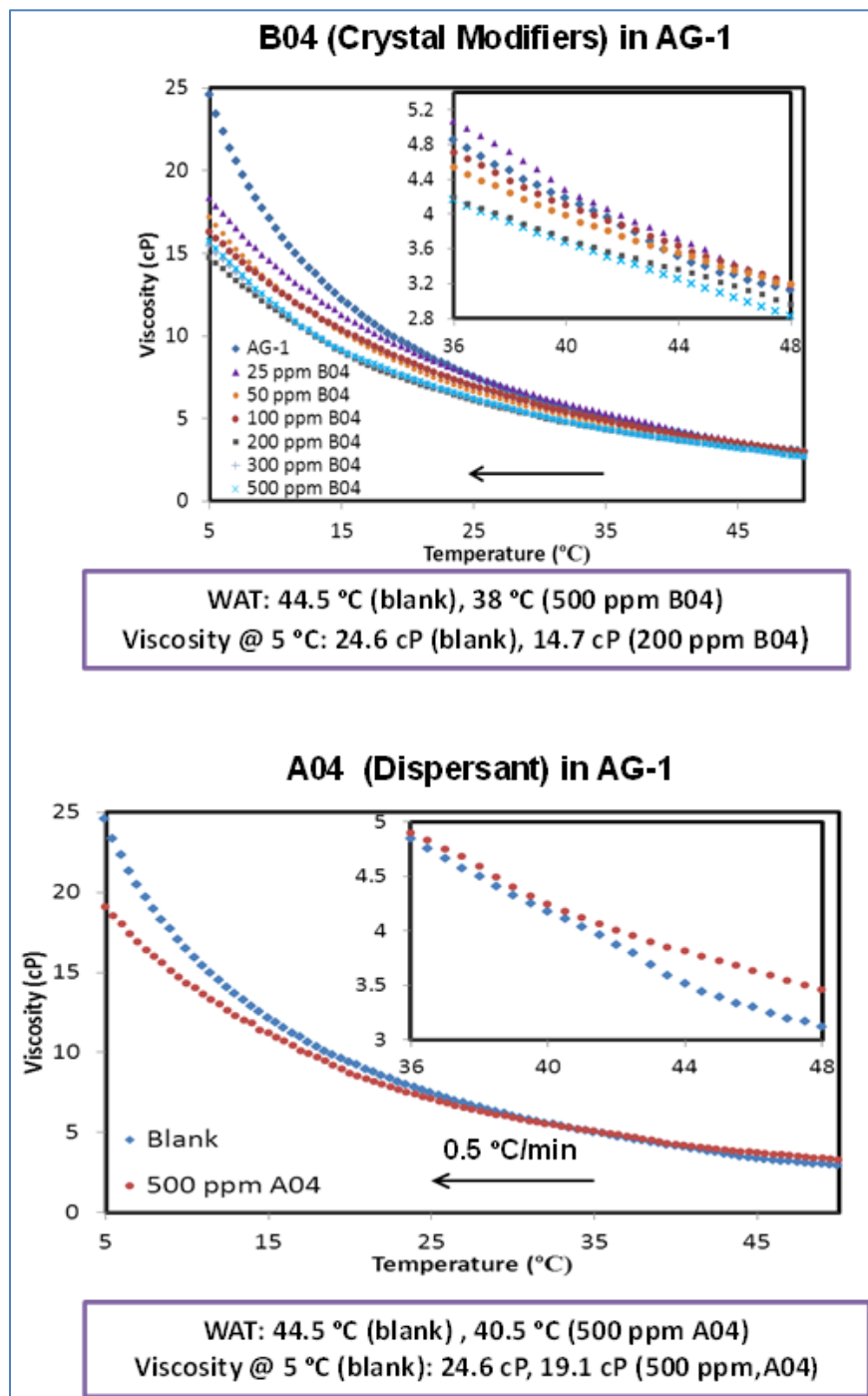


Figura 14(a)(b)- Dependencia de la viscosidad del crudo con aditivos y con temperatura (RERI)⁽⁸⁾

La comparación de viscosidad entre crudo AG-1 (blanco) y AG-1 con 500 ppm A04 se presenta en la Figura 14(b). Las mediciones comienzan a partir de 50 °C, temperatura a la cual las muestras son homogéneas sin deposición de parafinas. La viscosidad del petróleo AG-1 es de 2,97 cP. Con la adición de 500 ppm A04, la viscosidad inicial es de 3,30 cP, 11% mayor, debido al alto peso molecular y a la estructura del aditivo polímero. La temperatura luego disminuye a razón de -0,5 °C/min. La viscosidad aumenta a medida que baja la temperatura. La temperatura a la que cambia la pendiente de la viscosidad proporciona la temperatura de aparición de parafinas (WAT). Como se ve en la Figura 14(b), la WAT de AG-1 es de 44,5 °C. Con A04, la WAT disminuye a 40,5 °C, 4 °C por debajo de la prueba en blanco. Después, la viscosidad de AG-1 con A04 aumenta a un ritmo más lento para llegar a 19,1 cP a 5 °C. Como comparación, la AG-1 tiene una viscosidad de 24,6 cP a 5 °C, 29% más alto. Los resultados demuestran que el dispersante A04 no sólo reduce la WAT, sino que también mejora el flujo del crudo.

Con el fin de evaluar la deposición de los cristales de parafina en las superficies de las líneas de conducción, se llevaron a cabo pruebas de flujo en tubos capilares. Estas pruebas de flujo para la deposición de parafinas, representan de manera más cercana las aplicaciones reales que las pruebas descriptas previamente.

El montaje experimental para el flujo de una sola fase consistió en calentar una muestra de crudo homogénea (55 °C, con o sin aditivos); se carga en una jeringa de 60 ml (BD®) y se utiliza una bomba de jeringa (KD Scientific) para la inyección de crudo en un capilar de acero inoxidable (1' de largo, 1/8" OD, 0,84 mm ID, volumen de 0.167 ml) a velocidad constante. Se coloca un transductor de presión (Omega, 0 ~ 5 psig, o 0 ~ 30 psig) en la entrada del capilar para controlar la presión de inyección. La bomba y el transductor de presión se colocan en un baño de aire de 55 °C, como se muestra en la Figura 15. El capilar se coloca horizontalmente fuera del baño de aire (25 °C) con la salida a presión atmosférica.

Para las pruebas de flujo de dos fases, se utiliza otra bomba de jeringa para inyectar salmuera (5% en peso de NaCl). La velocidad de inyección se fija para que sea 4% de tasa de inyección de crudo. Los fluidos se mezclan en una unión en T antes del transductor de presión. La mezcla de salmuera y el crudo no forma emulsiones a 55 °C en las botellas de prueba; permanecen completamente separadas.

El efecto del aditivo B04 se prueba en dosis de 300 y 500 ppm. Los perfiles de presión de inyección se presentan en la Figura 16. Se ha encontrado que hay menos fluctuaciones de presión cuando se añade B04. Más importante aún, el bloqueo se retrasa a 60 PV (pore/pipe volumen) y 78 PV, respectivamente, cuando se añade 300 y 500 ppm B04.



Figura 15- Montaje equipo experimental para pruebas de flujo (RERI)⁽⁸⁾

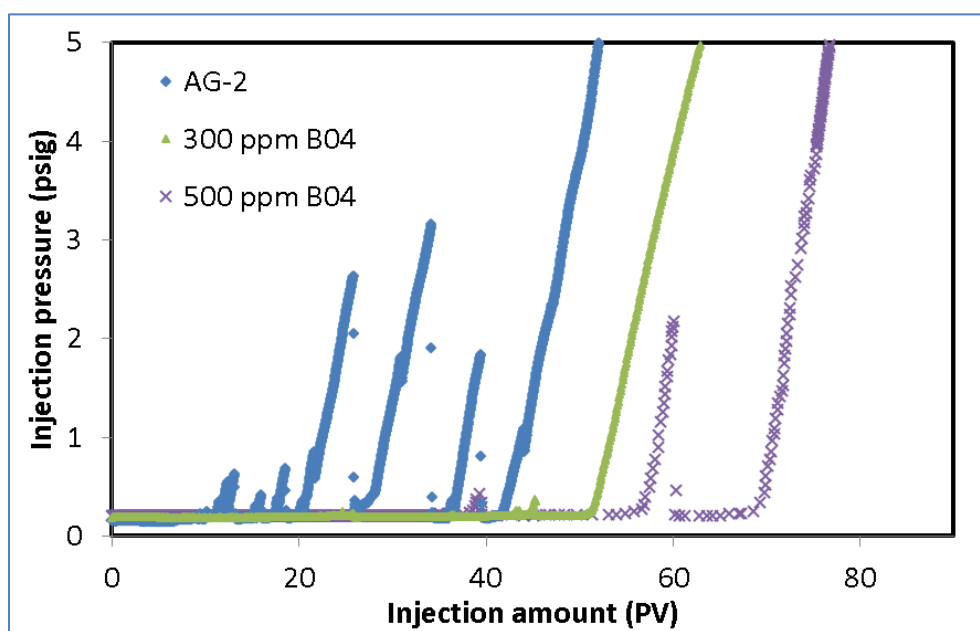


Figura 16- Perfiles de presión de inyección (RERI)⁽⁸⁾

En este trabajo, se ha evaluado el efecto de aditivos químicos en las pruebas de flujo laminar. Esto proporciona un severo examen de la eficacia de aditivo químico. Los resultados preliminares de la prueba de flujo, con adición de B04 (modificador de cristales) muestran eficacia en la mejora del flujo con y sin presencia de salmuera. La prueba con adición de A04 (dispersante) sólo muestra eficacia cuando hay salmuera en el sistema. Esto se resume en la Figura 17. La diferencia se puede explicar en términos de sus estructuras moleculares. Ambos aditivos se desempeñan mejor en la dosis más alta en nuestro rango de ensayo: hasta 500 ppm.

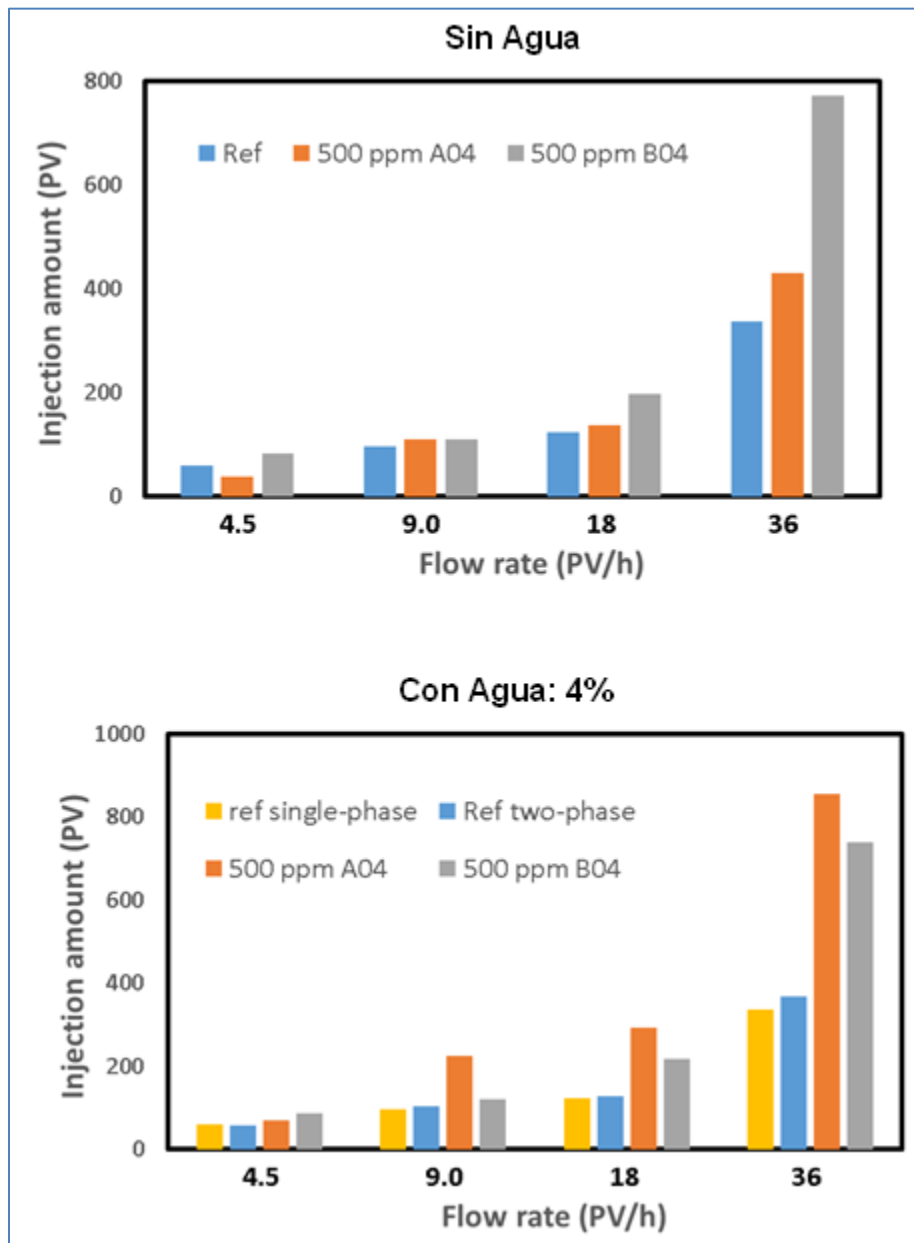


Figura 17- Efecto de aditivos químicos en pruebas de flujo laminar (RERI)⁽⁸⁾

En forma paralela, se está realizando también la evaluación de inhibidores químicos sólidos. Son productos de alta resistencia que se inyectan en forma conjunta con el agente de sostén durante la fractura y poseen un efecto de liberación retardada. Existen distintas compañías que ofrecen el producto.

A modo de ejemplo, ilustramos lo que sucedió con el producto ofrecido por una de las compañías. El producto sólido contiene en realidad un líquido que es el químico a evaluar (Figura 18). Se mostraron pruebas sencillas de comportamiento del producto con parafina y agua. Se vio un muy buen comportamiento del producto que "diluía" las parafinas evitando que se adhirieran al frasco. Ver Figura 19.



Figura 18- Producto líquido (izquierda) contenido en el sólido (derecha)

Para asegurar la eficacia del producto, YPF recomendó acondicionar el producto a condiciones de presión y temperatura de reservorio de Vaca Muerta (600 Kg/cm^2 y $100 \text{ }^\circ\text{C}$) en una celda durante una semana y luego repetir nuevamente la prueba anterior con el producto original y acondicionado a P y T durante una semana. Estos ensayos se realizaron en Y-TEC, YPF Tecnología. Se utilizó un blanco de parafinas (1). Luego, el producto en las tres condiciones mencionadas (producto tratado a P y T (2), producto original sin tratar (3) y producto sólido (4), todos con agua destilada. Las muestras fueron sometidas a agitación y temperatura hasta superar el punto de fusión de la parafina ($90 \text{ }^\circ\text{C}$). Una vez superado el punto de fusión de la parafina se interrumpió la calefacción; se dejó enfriar, siempre con agitación y se observaron los resultados. La Figura 20 muestra los resultados obtenidos.

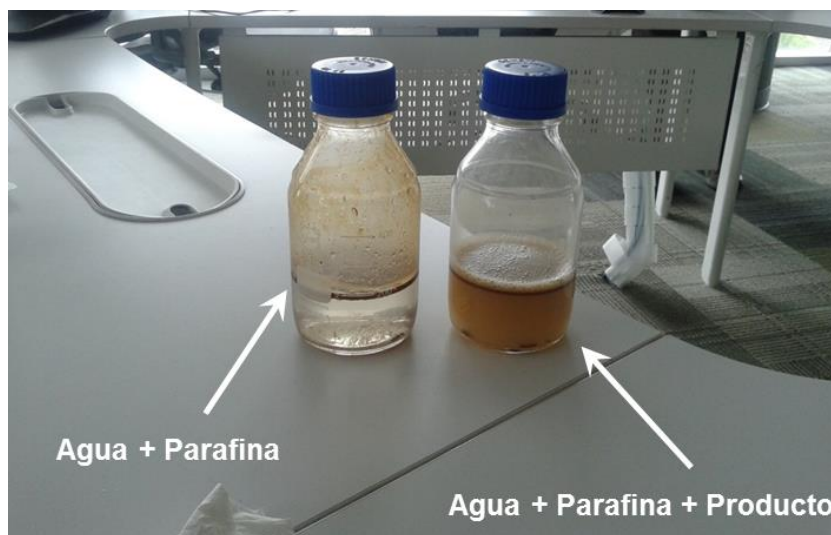


Figura 19- Efecto de aditivo químico en agua y parafina



Figura 20- Pruebas de aditivo químico contenido en el sólido

De los resultados de los ensayos pueden inferirse las siguientes observaciones:

- 1- Blanco: parafinas + a.d.: *Deposición de parafinas en frasco y buzo.*
- 2- Parafinas+a.d.+“Producto” líquido tratado a P&T reservorio: *Deposición de parafinas en frasco y buzo.*
- 3- Parafinas + a.d. + “Producto” líquido (Original): *Poca deposición de parafinas en frasco, y buzo.*
- 4- Parafinas + a.d. + “Producto” Sólido: *Poca deposición de parafinas en frasco, mucha en el buzo con partículas de "NoWax" sólidas encapsuladas.*

En función de los resultados, que mostraron muy baja efectividad cuando el producto es tratado a presión y temperatura de reservorio, se decidió suspender el piloto en campo evitando así posibles cierres de la fractura, además de salvar los gastos, estimados en alrededor de u\$s 300000.

Ensayos Piloto

Se han realizado algunas pruebas con productos químicos de distintas empresas y en diferentes zonas.

Uno de ellos se ensayó con un dispersante de parafinas en dos pozos. La duración fue de tres meses, sin intervenciones correctivas (Hot-Oil/Pulling), con incremento del porcentaje de parafinas en el fluido de superficie y con estabilidad de cargas y presión.

Otro piloto con dispersante de parafinas fue efectuado en tres pozos. La duración fue también de tres meses, sin intervenciones correctivas.

Otros varios pilotos realizados resultaron inconcluyentes.

Ninguno hasta ahora resultó económicamente efectivo por la dosificación de producto utilizada.

Se seleccionaron nuevos pozos candidatos en la Zona Este de Loma Campana. Se trata de pozos horizontales que navegan por diferentes profundidades (niveles: la cocina, orgánico y zona de transición). Los mismos se están ensayando y no existen aún conclusiones con respecto a la efectividad, concentración, preparación de pozos y condiciones de operación.

No se ha evaluado aún la prueba piloto en campo con estos productos químicos descriptos en el trabajo. El objetivo es encontrar un producto químico eficaz en bajas concentraciones de modo que su utilización resulte factible tanto técnica como económicamente.

Conclusiones

- La precipitación de parafinas ocurre en el tubing y en las instalaciones de superficie. Se están implementando actualmente diferentes métodos de prevención y remediación.
- La temperatura de precipitación de parafinas es diferente para cada pozo. Depende del nivel de producción, de la composición del fluido y de las condiciones de operación del pozo.
- El color de los fluidos es dependiente de variación de la composición con tiempo y puede ser un indicador de los procesos que tienen lugar en el reservorio y en el tubing
- Se necesitan claramente pruebas de métodos de remediación alternativos, eficaces y económicos, a fin de evitar o minimizar la deposición de parafinas y reducir de esta manera la frecuencia de intervenciones
- Las condiciones de operación, las condiciones del pozo y los sistemas de extracción deben ser optimizados para la aplicación de tratamientos químicos.
- Los modificadores de cristales y dispersantes pueden utilizarse alternativamente en función del contenido de agua, caudales y estado de limpieza inicial.
- En cuanto a los resultados de las pruebas de laboratorio con productos químicos, podemos concluir que:
 - El producto modificador de cristal B04 resulta poco afectado por el agua.
 - El dispersante de parafinas A04 es más eficaz cuando hay presencia de agua en el sistema.
 - El dispersante de parafinas A04 es más sensible a la velocidad de flujo.
 - La efectividad química es más pronunciada a velocidades de flujo más altas.

Bibliografía

1. Kruka, V.R., Cadena, E.R., Shell E&P Technology Co.; Long, T.E., Shell Development Co. "Cloud-Point Determination for Crude Oils"; Journal of Petroleum Technology, Vol. 47, N 8.; August 1995
2. Sadeghazad, Ayoub /NIOC-Research Institute of Petroleum Industry; Christiansen, Richard L. /Colorado school of Mines; Sobhi, G. Ali /NIOC-Research Institute of Petroleum Industry; Edalat, M. /Chemical Eng. Dept., Faculty of Eng., University of Tehran "©The Prediction of Cloud Point Temperature: In Wax Deposition"; SPE 64519; October 2000.
3. Kosta J. Leontaritis, SPE, AsphWax Inc. and John D. Leontaritis Kosta Oil Field Technologies Inc. "Cloud-Point and Wax deposition measurement Techniques"; SPE 80267; February 2003.
4. Kunal Karan and John Ratulowski, SPE, DB Robinson Research Ltd., and Philip German, North Atlantic Pipeline Partners, L.P. "Measurement of Waxy Crude Properties Using Novel Laboratory Techniques"; SPE 62945, October 2000.
5. C. Lira-Galeana, A. Hammami "Wax Precipitation from Petroleum Fluids: A Review"; © 2000 Elsevier Science B. V., Chapter 21.
6. Zhenyu Huang, Sheng Zheng, H. Scott Fogler " Wax Deposition: Experimental Characterizations, Theoretical Modeling, and Field Practices"; © 2015 by Taylor & Francis Group, LLC; International Standard Book Number-13: 978-1-4665-6767-2.
7. Calsep, PvtSim Nova 1.3.103 version, Depowax, www.calsep.com www.pvtsimnova.com
8. Reservoir Engineering Research Institute (RERI) 2015 Q4 Report and 1016 Q1 Report.

CV de los Autores

Elisabet Savoy

Estudios: Ingeniera Química. Ingeniera Posgrado en Explotación de Yacimientos, UBA.

Más de 25 años en YPF.

Cargo actual: Gerente de Caracterización Dinámica.

Sezai Ucan

Estudios: Doctorado en Ingeniería de Petróleo, Univ. Oklahoma.

Más de 25 años en la industria.

Cargo actual: Ingeniero de Reservorios Advisor.

Juan Francisco Martínez

Estudios: Ingeniero de Petróleos de la Universidad Nacional de Cuyo. Máster YPF E&P, Ingeniería de Reservorios

5 años en YPF.

Cargo actual: Jefe Ingeniería de Producción.

María Guadalupe Moll

Estudios: Ingeniera Química, Universidad Nacional del Comahue, Neuquén.

Tres años de antigüedad en la industria.

Cargo actual: Ingeniera de Producción, yacimiento Loma Campana.

Lucas Gonzalez Day

Estudios: Ingeniero en Petróleo. ITBA. 2010

Experiencia: 5 años de ingeniero de reservorios.

Cargo actual: Ingeniero de reservorios Operativo Yacimiento Loma Campana.

Luciano Monti

Estudios: Ingeniero Industrial de la UBA y Posgrado en E&P de Hidrocarburos del ISE/Herriot Watt University.

Más de 10 años en YPF.

Cargo actual: Jefe de Reservorios, Negocio Loma Campana.

Joaquín Ramirez

Estudios: Ingeniero de Reservorio egresado de la Universidad Central de Venezuela, 1989.

Más de 25 años en la industria.

Cargo actual en la empresa: Product Champion No Convencional en Y-TEC, YPF Tecnología.

Diego Palmerio

Estudios: Ingeniero Químico. Especialización en Petróleo, UBA.

Más de 11 años en YPF/Y-TEC.

Cargo actual: Jefe I-D Ing. de Yacimientos de Y-TEC.

Nery Cano

Estudios: Ingeniero Químico. Ingeniero Postgrado en Petróleo, UBA.

Más de 25 años en la industria.

Cargo actual: Consultor en Y-TEC, YPF Tecnología.