

METODOLOGIA PARA EL CONTROL DE PARAFINAS

Fernando Cortez
Tomás Triviño
Petrobras Energía S.A.

ABSTRAC

El taponamiento por acumulación de parafinas es una de las problemáticas de mayor impacto en la operación de los pozos productores en el Yacimiento Medanito. Esto ocurre tanto en las instalaciones de fondo como en las líneas de conducción, con períodos de taponamiento tan bajos como 4 meses. En los casos más críticos, el taponamiento en las instalaciones de fondo deriva en largas intervenciones de pulling mientras que en las líneas de conducción obliga a un reemplazo total o parcial de la misma. Un problema adicional lo presenta la perforación de pozos nuevos, en los cuales es necesario predecir el tiempo y lugar de ocurrencia del posible taponamiento a los fines de diseñar un tratamiento preventivo.

En este trabajo se hace una recopilación histórica de los distintos tratamientos utilizados y se presenta una metodología para el control global de la deposición de parafinas en los pozos e instalaciones de producción, basada en los siguientes aspectos :

- Caracterización del petróleo de las distintas formaciones productoras (porcentaje de parafinas, punto de niebla, punto de fusión, punto de escurrimiento).
- Seguimiento de parámetros de producción (caudales de producción, datos dinamométricos de estiramiento de varillas, peso del fluido, presiones de línea).
- Datos de operaciones de desparafinación (presiones, caracterización de los depósitos encontrados, frecuencias de desparafinación, temperaturas).

Con esta combinación de datos de campo y mediciones de laboratorio se realizó el diseño de programas de tratamientos preventivos y correctivos con ahorros importantes en los costos asociados a los problemas de deposición de parafinas.

INTRODUCCION

El Yacimiento “25 de Mayo – Medanito S.E.” se encuentra a 20 km., aproximadamente, al sur de la ciudad de Catriel, Provincia de Rio Negro. Se extiende por las Provincias de Rio Negro y La Pampa, separadas por el cauce del Rio Colorado. Al sudeste y en continuidad con este campo, se encuentra el Area Jagüel de los Machos. La misma comprende la explotación de los yacimientos Jagüel de los Machos y Banderita Oeste (Pcia. de La Pampa), y Tapera Avendaño Norte y Sur, y Las Lagunas (Pcia. de Rio Negro). La producción se inició en el año 1969. Actualmente se encuentran en producción 484 pozos con 170 pozos inyectoros de agua, con una producción de petróleo total de 2626 m³/d y una producción bruta de 12.200 m³/d.

Las primeras aplicaciones realizadas para tratar problemas de parafina fueron con Hot Oil, en las cuales se utilizaba en promedio 18 m³ de petróleo caliente, el mismo era inyectado por entrecolumna. En algunos pozos se observó que el petróleo inyectado no retornaba inmediatamente y en otros se observó daños a la formación presumiblemente por la incorporación de parafinas contenidas en el petróleo utilizado.

Apartir de 1990 el tratamiento por Hot Oil fue reemplazado por Hot Water, el cual utilizaba un promedio de 27 m³ de agua dulce por tratamiento, con un dispersante de parafinas. Paralelamente, se ensayó en algunos pozos imanes permanentes los cuales se colocaban en la sarta de producción y mediante la formación de un magnetismo hidrodinámico evitaría la deposición de parafinas, en una extensión de 600 m desde el punto de ubicación del imán. En los pozos ensayados no se logró evitar la deposición de parafinas por lo que se discontinuó su uso.

A partir del año 1993 se comenzó a utilizar un tratamiento con bacterias, en los que se realizaban batcheos mensuales de una mezcla de bacterias anaeróbicas y facultativas, las que degradarían selectivamente los alcanos de C₁₆₊ a C₆₃ y una mezcla de nutrientes a base de Nitratos. El tratamiento comenzó con un piloto de 40 pozos y luego se extendió a un total de 100 pozos. Un año más tarde se ensayó un tratamiento químico con biosurfactantes, de base agua, biodegradable, el cual trabajaría separando las cadenas carbonadas en partículas de hidrocarburos, lo que permitiría una rápida degradación de la misma. En el tratamiento se realizaban aplicaciones batch utilizando una mezcla de agua y 19 litros del producto químico aplicando un recirculado de 48 horas.

Durante el año 1996, se discontinuó el uso del Hot Water extendiéndose el uso del biosurfactante en todo el campo reduciendo también el tratamiento de bacterias solo a 10 pozos. Los resultados fueron negativos en cuanto a la efectividad del tratamiento en la eliminación de los problemas de parafinas y a la cantidad de producción diferida (más de 6 m³/d) por efecto de una extendida recirculación, por lo que se dejó de usar este tratamiento hacia fines de 1997.

En función del incremento en el taponamiento de líneas y sarta de producción por la deposición de parafinas se incorporó nuevamente el tratamiento con Hot Water y se fue eliminando paulatinamente el tratamiento con bacterias, por su desventaja técnico-económica respecto al tratamiento con Hot Water. Desde entonces el tratamiento con Hot Water ha sido el esquema de tratamiento predominante.

En 1999 se inició también un trabajo intensivo con las compañías químicas más importantes a fin de poder espaciar las aplicaciones de Hot Water. Se ensayó durante un año en 12 pozos, la aplicación de un dispersante de parafinas aplicado en batch con resultado negativo. En ese mismo periodo se ensayó en otro grupo de pozos un inhibidor de parafinas dosificado en forma continua, con idéntico resultado. Sobre un total de 5 pozos con severos antecedentes de deposición de parafinas se ensayó un inhibidor de parafinas con una proporción del 5% de dispersante, lográndose espaciar la frecuencia de desparafinación con Hot Water, sin embargo la ecuación económica resultó igualmente desfavorable respecto con el tratamiento exclusivo con Hot Water.

Actualmente el tratamiento realizado es en su totalidad Hot Water, que tiene la ventaja de la efectividad en la remoción de parafinas, pero la desventaja de mayor infraestructura de control y seguimiento que los métodos anteriormente mencionados.

TRATAMIENTO CON HOT WATER

En el tratamiento con Hot Water se utiliza agua dulce a una temperatura de 90 ° C con la adición de un dispersante de parafinas a una concentración del 1 a 3 por mil dependiendo de la severidad del pozo tratado.

Los parámetros característicos de la aplicación son :

Volumen promedio de Agua utilizado	27	m ³ /tratamiento.
Volumen de químico	1	lt/m ³ de agua
Horas promedio de aplicación	3.4	horas/tratamiento

Costo promedio de la aplicación
Frecuencia de aplicación

619 \$/ tratamiento
1 – 4 trat./por pozo. por año.

La **desparafinación de tubing** se hace con el pozo produciendo a contenedor a los efectos de evitar que la parafina desprendida continúe en el sistema, afectando aguas arriba, el proceso de deshidratación. Esta metodología proporciona también información de la efectividad del tratamiento y del tipo de parafina encontrado, lo que permite ir ajustando la frecuencia de desparafinación en cada pozo.

Para la **desparafinación de líneas** se colocan válvulas cada 1000 m de línea con el objetivo de hacer más efectiva la desparafinación en líneas de gran longitud. En las observaciones de campo, se ha constatado deposición de parafinas tanto en líneas de acero como de ERFV (epoxi reforzado con fibra de vidrio).

El programa de desparafinación con Hot Water se establece y actualiza de acuerdo al análisis de los siguientes aspectos:

- **Historia de operaciones de desparafinación:** Los datos de las operaciones de desparafinación para cada pozo se almacenan en una base de datos y constituyen la base para el análisis de los tratamientos futuros. Se carga la observación del tipo de parafina encontrada, las presiones mínimas, máximas y finales después de la operación, el volumen de agua y químico utilizados y los costos relacionados a la operación.
- **Intervenciones de Pulling y Workover:** Constituyen una fuente de información del tipo de parafina y el grado de dificultad observado en la intervención, permiten ajustar la frecuencia de desparafinación en la sarta de producción.
- **Caudales de producción, temperatura y formaciones productoras:** Como se observará en los puntos siguientes de este informe, los caudales de producción y las formaciones productoras permiten predecir la posibilidad y la ubicación de la zona de deposición de parafinas. El seguimiento de temperatura en boca de pozo y extremo de líneas de conducción es importante para el seguimiento del programa de desparafinación de líneas, el cual es afectado por el periodo estival.
- **Historia de presiones de línea y presiones detectadas en operaciones de Hot Water:** El seguimiento estadístico de las presiones de línea y de las presiones máximas alcanzadas en la operación de desparafinación permiten ajustar la frecuencia de desparafinación de líneas.
- **Dinamometría : - Historia de estiramiento de v/b:** En algunos pozos es posible determinar la necesidad de desparafinación de la sarta de producción mediante el seguimiento de la evolución del estiramiento de varillas obtenido al realizar mediciones dinamométricas.

PARAMETROS QUE GOBIERNAN LA DEPOSICION

En el Anexo I se adjunta un mapa del Yacimiento en donde se indican, de acuerdo a las observaciones de campo, los pozos con antecedentes de parafina dura y blanda, según los siguientes conceptos :

Parafina dura: Depósitos de consistencia sólida a temperatura ambiente, deformables con presión y de baja adherencia luego de ser removida de su condición original y con ausencia de petróleo

(seca). Desde el punto de vista operativo requieren una operación de desparafinación con Hot Water con mayor frecuencia (2 o más veces por año) caso contrario se produce aprisionamiento de la sarta de v/b en parafinas o bien el taponamiento de la línea de conducción.

Parafina blanda: Depósitos con el aspecto de una grasa liviana, los cuales escurren por gravedad a temperatura ambiente e impregnados en petróleo. No suelen originar problemas operativos de gravedad.

Los problemas de deposición de parafinas son esencialmente dinámicos y el programa de desparafinación debe adecuarse a estos cambios. Algunos pozos presentan problemas de taponamiento en la sarta de producción y líneas de conducción simultáneamente, otros solo en las líneas de conducción y en muchos pozos la severidad cambia a lo largo de la vida productiva del mismo. Un problema adicional lo presenta la perforación de pozos nuevos, en los cuales es necesario predecir dónde y cuándo se producirá la deposición de parafina a los fines de diseñar un programa de tratamiento preventivo.

Con el objetivo de caracterizar los problemas de deposición de parafinas se realizaron las siguientes mediciones en pozos con y sin problemas de parafinas :

➤ Contenido de parafinas en el petróleo

El contenido de parafinas se define como el porcentaje en peso de parafina dentro de una muestra de petróleo, se realiza un análisis composicional del petróleo y se determina el porcentaje en peso de las parafinas normales con una longitud de cadena de C_{17} o mayor. **Las determinaciones realizadas en Medanito sobre pozos con problemas severos de deposición de parafinas indican concentraciones del 2 % o mayores, por otro lado, pozos en los cuales no se observó problemas de parafinas las mediciones del contenido de parafinas son menores al 1%. Esto nos permite inferir en pozos nuevos la posibilidad de precipitación de parafinas.**

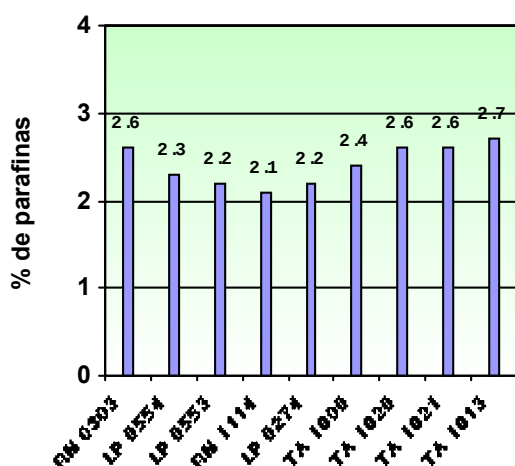


Fig 1: Pozos con deposición severa

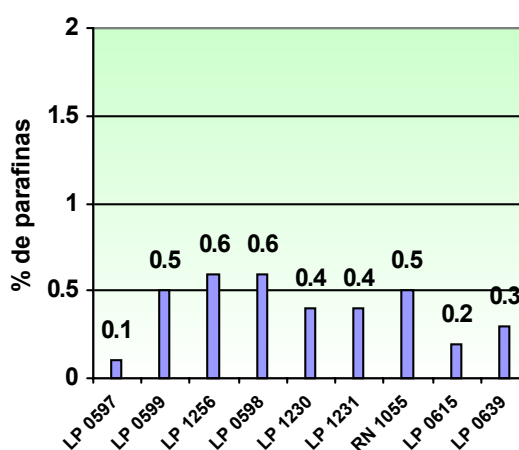
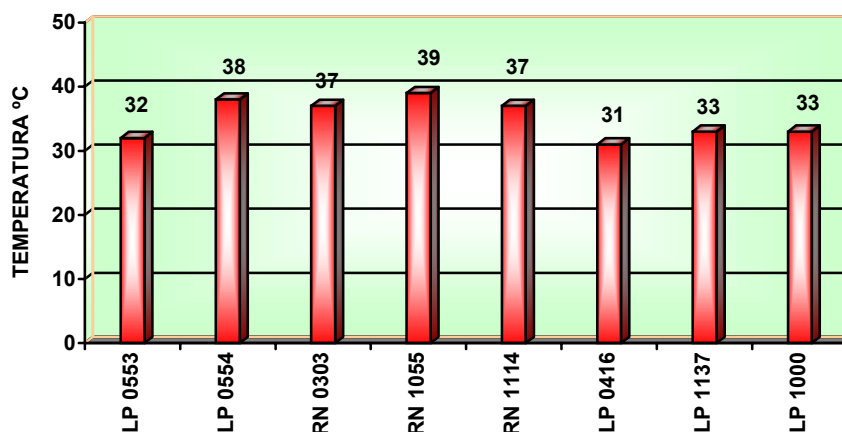


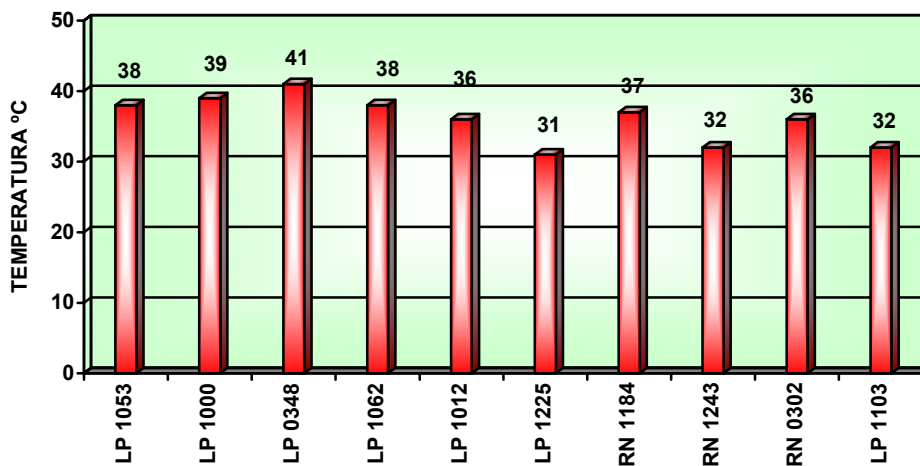
Fig 2 : Pozos sin problemas de parafinas

➤ Punto de niebla (cloud point)

Es la temperatura a la cual se comienzan a formar los primeros cristales de parafinas en el petróleo. El cloud point es probablemente el parámetro más importante de información, de las mediciones simples, para evaluar el potencial de deposición de la parafina. Si es medido adecuadamente puede ser usado para **determinar cuándo y dónde se puede esperar la deposición de parafinas**. Las mediciones se realizaron en Laboratorios de EEUU, a través de la técnica de microscopía de polarización transversal, asumiendo el error que la determinación del cloud point de una muestra estabilizada es probablemente más alto que un “fluido vivo” por unos pocos grados. Los resultados fueron los siguientes :



A los fines de verificar estos resultados en campo, se realizaron mediciones en boca de pozo en pozos con severos problemas de deposición de parafinas en líneas de conducción pero no en tubing, con los siguientes resultados:



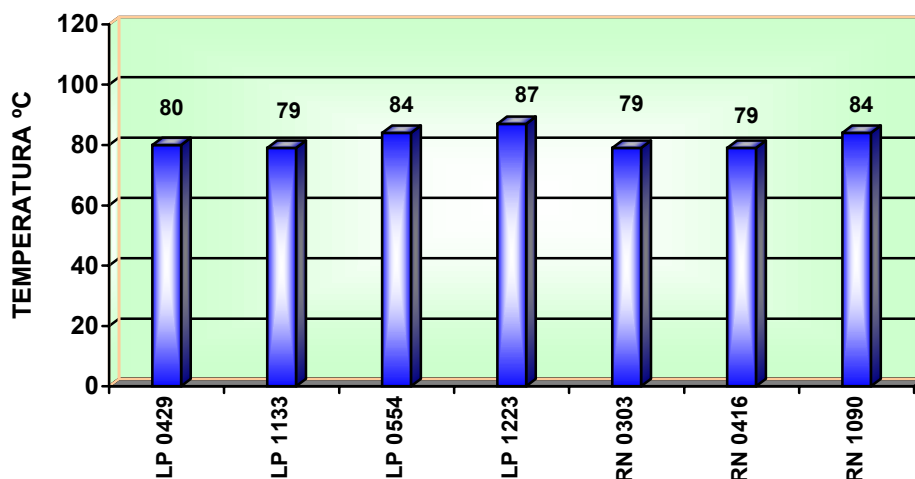
Por lo que se tomó como temperatura mínima de deposición de parafinas **32 °C**. Este valor es muy importante para determinar si la deposición de parafinas se producirá en el tubing o en la línea de conducción o en ninguno de los dos. Aquellos pozos cuya temperatura en boca es mayor a 32 °C no deberían presentar problemas de deposición de parafinas en la sarta de producción y los pozos cuya temperatura en el extremo de la línea es superior a este valor no deberían presentar problemas de deposición tampoco en la línea de conducción.

➤ Punto de fusión (melting point)

Es la temperatura a la cual una muestra de parafina en estado sólido funde, pasando al estado líquido. El punto de fusión de la parafina puede ser usado para definir la temperatura a la cual la pared de la cañería o facilidades de almacenaje deberían ser calentadas en orden a remover depósitos sólidos.

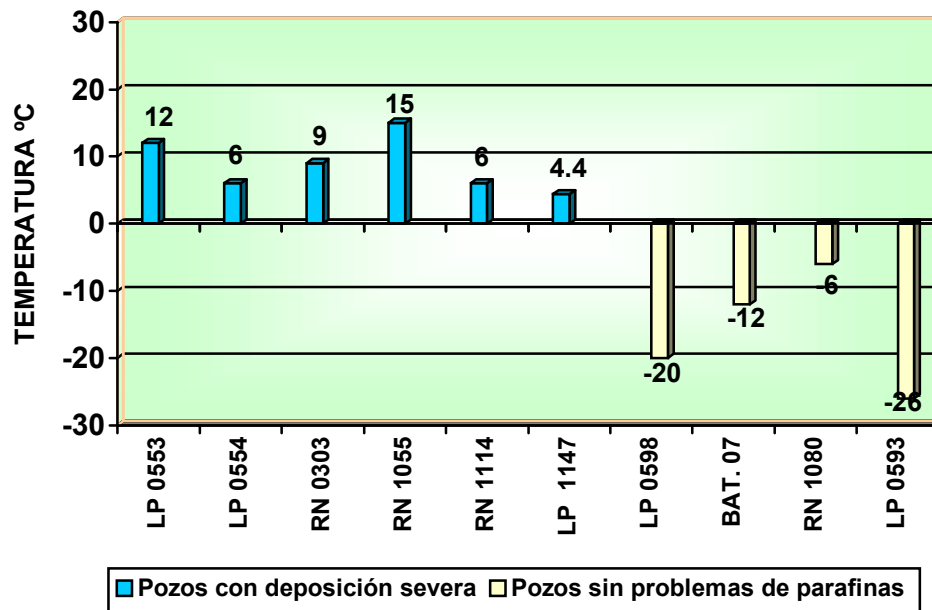
En el gráfico adjunto se indican las mediciones realizadas sobre depósitos de parafinas. Las consideraciones bibliográficas ubican a las parafinas con ese rango de temperatura de fusión como de características de deposición severas. Un punto importante surgido a partir de estas mediciones fue la necesidad de desparafinar las líneas de conducción de ERFV, a temperaturas mayores a los puntos de fusión. En estas líneas se indica como temperaturas máximas de trabajo 80 ° C para un fluido. Sin embargo, en consultas realizadas con el proveedor se aclaró que ese valor es indicado como máximo para un fluido caliente circulando continuamente a esa temperatura. Para desparafinaciones, que son aplicaciones spot, la temperatura máxima permitida es de 93 °C, dentro del rango de las presiones admisibles de operación. La temperatura de desparafinación en esta líneas se cambió de 80 ° C, utilizada históricamente, a 90 °C a partir del año 2000.

Los análisis de los depósitos de parafinas en estos pozos indicaron contenidos de parafinas C17+ variables entre un 54 y 82 %, lo que indica que el concepto general de tratamiento debe estar basado en la deposición de parafina y no la deposición de asfaltenos. La deposición de asfaltenos podría ser un problema a nivel formación donde la alta temperatura limitaría la deposición de parafinas.



➤ Punto de escurrimiento (pour point)

Cuando la temperatura del petróleo disminuye significativamente por debajo del cloud point muchos cristales pueden interactuar para formar una estructura matricial. Bajo condiciones estáticas, la estructura puede eventualmente extenderse sobre la porción de petróleo causando la **gelificación** del mismo. En este caso se dice que todo el crudo está por debajo del **pour point** (punto de escurrimiento). El **pour point** (punto de escurrimiento) *es definido como la temperatura más baja a la cual el petróleo puede fluir bajo la acción de la fuerza de la gravedad*. Si la cañería se saca de servicio y el fluido estanco comienza a enfriarse a una temperatura por debajo del pour point, se formará un gel semi-sólido el cual requerirá que se aplique una fuerza inicial considerable para romper la estructura del gel y comenzar a fluir nuevamente. En el gráfico adjunto se indican las mediciones efectuadas en Medanito según la técnica ASTM D97.



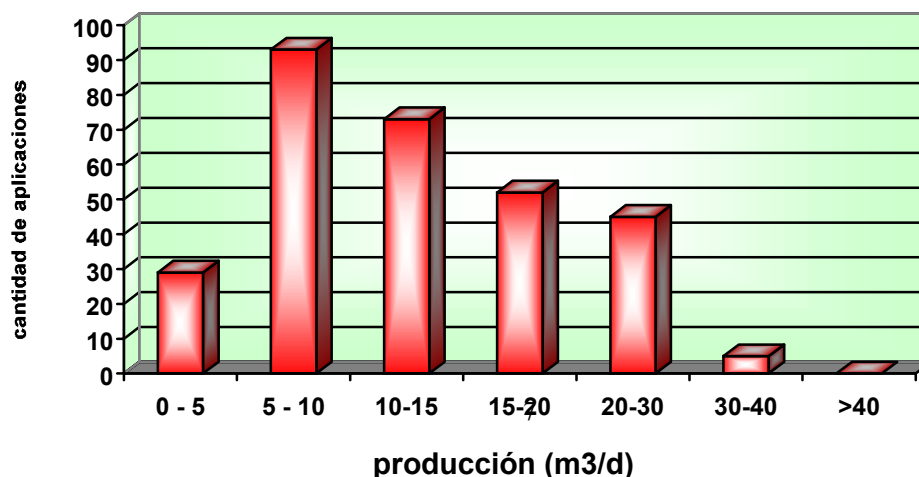
De acuerdo a las mediciones efectuadas, se definió la importancia de no interrumpir temporalmente la producción de pozos con antecedentes severos de parafinas durante los meses de invierno, especialmente en aquellos pozos cuyas líneas no están enterradas, en las cuales se pueden alcanzar estas temperaturas.

➤ Caudal de producción

Para evaluar la influencia del caudal de producción en la ubicación y la severidad de la deposición de la parafina se utilizó la estadística de operaciones de desparafinación con Hot Water.

Sarta de producción

En el gráfico adjunto se observa la distribución de tratamiento con Hot Water en los dos últimos años para pozos donde se corroboró la presencia de parafina dura en la sarta de producción, en función de los caudales de producción, en la que podemos ver que a caudales superiores a 40 m³/d no fue necesario realizar tratamiento de desparafinación, con lo que podemos concluir que **pozos con 40 m³/d o más de producción no presentaron problemas operativos de deposición de parafinas en la sarta de producción.**

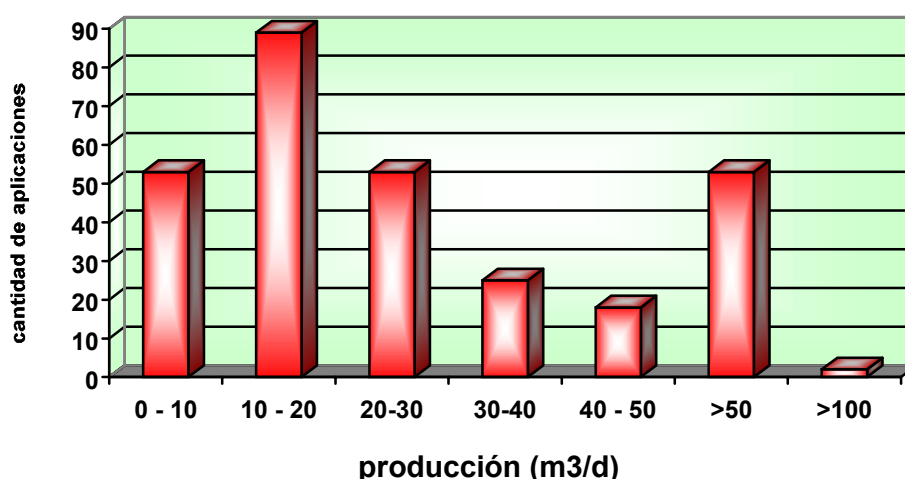


Líneas de conducción

Las frecuencias de desparafinación de líneas varía entre 1 a 4 veces por año, en el cuadro adjunto se describen los pozos con frecuencias de tratamiento 4, 3 y 2 respectivamente y los costos asociados al tratamiento :

Frecuencia anual (veces/año)	Producción prom. (m3/d)	Cantidad de pozos	Costo anual por pozo
Cuatro	45	20	\$ 3.775
Tres	21	33	\$ 1.386
Dos	22	53	\$ 869

En el gráfico adjunto se observa la distribución de tratamiento con Hot Water, en función de los caudales de producción, en la que podemos ver que **pozos con altos caudales de producción presentan igualmente problemas de deposición de parafinas en líneas.**



Los pozos de mayor criticidad en línea de conducción tienen una producción promedio de 45 m3/d, coincidente con el hecho de que cuando la producción supera los 40 m3/d el problema de deposición de parafinas se traslada de la sarta a la línea de producción, la temperatura promedio de este cambio es de 32 ° C.

CARACTERIZACION DE LAS FORMACIONES PRODUCTORAS

Se realizaron ensayos de caracterización de cada formación productiva a los fines de definir las formaciones con potencial de formación de depósitos de parafinas en comparación a las determinaciones realizadas para pozos con y sin problemas de deposición de parafinas.

En el mapa adjunto se describe la extensión de cada formación, indicando con línea azul la formación "quintuco superior", con línea violeta la formación "petrolífera", con color verde la formación "quintuco basal". La formación "quintuco medio", no delimitada en el mapa, se extiende principalmente en la franja central del Yacimiento.

➤ **Quintuco superior**

Indicada en el mapa por una línea azul, se observa claramente que en la zona de influencia no se registraron problemas de parafina dura en operaciones de Hot Water a pesar de que aproximadamente el 65 % de los pozos de esta zona tienen caudales inferiores a 35 m³/d, en los cuales debería esperarse problemas de deposición en la sarta de producción.

El análisis del petróleo de esta zona, presentó las siguientes características:

DETERMINACIÓN	ZONA DE INFLUENCIA DE QUINTUCO SUPERIOR
Densidad (g/ml)	0.90
Gravedad API	25,7
% de parafinas en oil	< 0.5
Pour point (°C)	- 26

La comparación con los pozos indicados como sin problemas de parafinas indican claramente que esta formación puede considerarse como **"sin problemas operativos de deposición de parafinas"**.

➤ **Petrolífera**

Indicada en el mapa con color violeta, se observa una alta densidad de pozos con severos problemas de parafinas, los pozos restantes no señalados con antecedentes de parafinas, corresponden fundamentalmente a pozos de alto caudal de producción, en los cuales el fluido llega hasta batería con temperaturas superiores a los 32 ° C. En menor medida aparecen también pozos nuevos, recientemente perforados.

Las determinaciones en esta zona indicaron:

DETERMINACIÓN	ZONA DE INFLUENCIA DE PETROLIFERA
Densidad (g/ml)	0.85
Gravedad API	34.9
% de parafinas en oil	2.5
Pour point (°C)	12

La comparación con los pozos indicados como con problemas severos de parafinas indican que esta formación puede considerarse potencialmente como **" con problemas severos de deposición de parafinas"**. De acuerdo a los perfiles de temperaturas observados en los pozos con esta formación productiva, se prevé problemas severos de deposición en la sarta de producción y/o en la línea de conducción.

➤ **Quintuco basal**

Indicada en el mapa con color verde, presenta una cantidad de pozos con severos antecedentes de parafina dura, los pozos indicados con parafina blanda en esta zona no producen de quintuco basal (sólo quintuco medio).

Los pozos que no están indicados como con problemas de parafinas son principalmente pozos con elevada producción, en los cuales el fluido llega hasta batería con temperaturas superiores al cloud point, y en menor medida a pozos de muy bajo caudal (< 4 m³/d) que por su baja producción no están incluidos en el programa de desparafinación. Además se puede observar una zona cercana a batería 12 con gran cantidad de pozos nuevos para los cuales todavía no hay historia.

Las determinaciones en esta zona indicaron:

DETERMINACIÓN	ZONA DE INFLUENCIA QUINTUCO BASAL
Densidad (g/ml)	0.85
Gravedad API	34
% de parafinas en oil	2.67
Pour point (°C)	9

Nuevamente, la comparación con los pozos indicados como con problemas severos de parafinas indican que esta formación puede considerarse potencialmente como “ **con problemas severos de deposición de parafinas**”.

➤ Quintuco medio

Los pozos cuya producción provienen de esta formación tienen una frecuencia de desparafinación anual, muchos de ellos indicados como de parafina blanda.

los análisis de esta zonas indican :

DETERMINACIÓN	ZONA DE INFLUENCIA QUINTUCO MEDIO
Densidad (g/ml)	0.84
Gravedad API	35.8
% de parafinas en oil	1
Pour point (°C)	-1

Esta zona es caracterizada como de "**problemas operativos por deposición de parafinas moderado**". Con frecuencias de desparafinación de sarta de producción y/o líneas de conducción menores a las correspondiente a pozos de deposición severa.

➤ **CONCLUSIONES PARA POZOS NUEVOS**

De acuerdo a toda la información disponible del sistema se puede concluir:

♦ **Pozos nuevos, en los cuales esté presente la formación productiva quintuco inferior y/o petrolífera son pozos con potenciales problemas de deposición de parafina dura y se deberán incluir en un programa preventivo de desparafinación, según las siguientes consideraciones :**

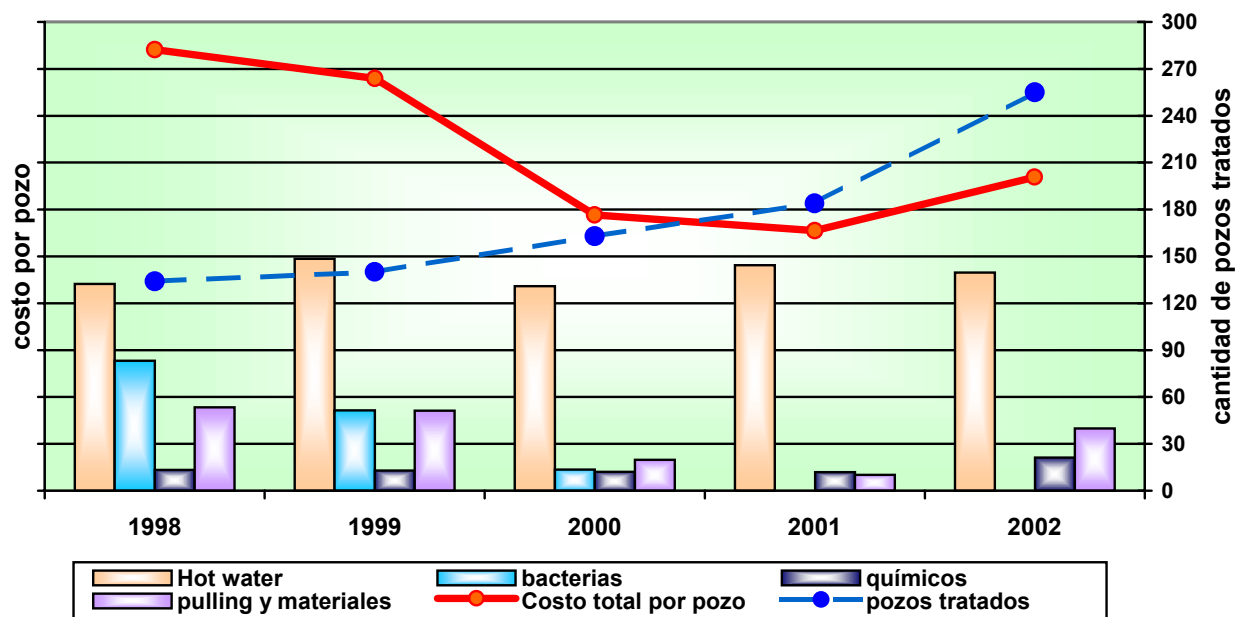
- En pozos cuya producción es menor a 40 m³/d, es probable la deposición de parafinas en TBG, con mayor severidad en pozos con menos de 20 m³/d. Se recomienda realizar una desparafinación preventiva de Tubings en un periodo de 4 a 7 meses, contando desde que se registren los valores de producción indicados anteriormente, de acuerdo a los valores de estiramiento de varillas y a los resultados de la inspección de puente para el pozo en cuestión.
- En el caso de las líneas de conducción, se medirá en estos pozos, la temperatura de boca de pozo y de extremo de línea, si alguna o ambas son menores de 32 ° C, se recomienda realizar una desparafinación preventiva de la línea en un periodo de 4 a 7 meses de acuerdo a los valores de presiones de línea y observaciones de puente en el pozo en cuestión.

♦ **En pozos nuevos, en los cuales la formación productiva sea únicamente quintuco superior, no se realizará operaciones de desparafinación preventivas.**

En el Anexo II se muestran diagramas de flujo que incluyen estos criterios para el tratamiento preventivo, los mismo fueron volcados a un programa de computación que automáticamente determina los pozos y la fecha a ejecutar la operación de desparafinación preventiva.

EVOLUCION DE COSTOS

La evolución de los costos asociados a problema de parafinas ha sido la siguiente:



Hot Water : se consideraron los costos asociados al tratamiento, equipo desparafinador, camiones recuperadores y servicio de contenedores.

Bacterias : Incluye el costo del servicio e insumo de materiales.

Químicos : Se considera el costo de dispersantes e inhibidores de parafinas.

Pulling y materiales : Se consideraron los costos asociados a intervenciones por problemas de parafinas y los materiales de reemplazo para restaurar la producción del pozo.

La eliminación del tratamiento con bacterias fue la causa más importante en la disminución de costos en el periodo de 1999, posteriormente, las mejoras introducidas en el programa de desparafinación y el tratamiento preventivo en pozos nuevos se tradujeron en una disminución en las fallas por intervenciones de pulling por aprisionamiento de parafinas, con la consecuente disminución de los costos totales asociados. Durante el 2002 se observa un incremento en el costo por pozo originado por el efecto del cambio en la relación del peso con el dólar, originando incrementos en el costo de tratamiento con Hot Water, químicos, materiales y servicio de pulling.

TRATAMIENTOS ALTERNATIVOS

➤ Tratamientos químicos

A los fines de determinar el mejor tratamiento químico se realizaron ensayos con las tres Compañías más importantes de tratamiento químico en la zona.

En el primer ensayo de campo se seleccionó como estrategia de tratamiento la aplicación de **dispersantes de parafinas** ya que los inhibidores de parafinas que resultaron ser efectivos tenían

punto de escurrimiento de 18 °C, lo que imposibilita su uso en la zona y el uso de productos más diluidos, con puntos de escurrimiento de -10 ° C resultan imposibles de usar debido a la dramática reducción de su performance que se traduce en costos de tratamiento impracticables. Se realizó un ensayo de campo por el término de un año en 12 pozos con periodos de desparafinación de 6 meses o menor, aplicando el dispersante de parafinas, con resultado negativo.

Durante el año 2000 se realizaron estudios y ensayos en campo seleccionando como estrategia de tratamiento, el uso de un **inhibidor de parafinas**, aplicado en forma continua en 3 pozos, mediante el uso de recipientes calefaccionados. El resultado del ensayo fue negativo, no se logró extender la frecuencia de desparafinación con Hot Water.

Durante el año 2001, se inició un ensayo, luego de realizar estudios sobre muestras sólidas y líquidas de algunos de los pozos más representativos de la problemática de parafinas, se seleccionó un **inhibidor de parafinas** mejorado con el agregado de 5% de un **dispersante**. El tratamiento se realizó inyectando el producto por entrecolumna en forma continua. Para solucionar el problema de congelamiento, debido al bajo pour point que tienen los inhibidores de parafinas, se preparó una dilución del producto con 30% de gas oil. El ensayo se extendió por el término de un año, logrando espaciar las operaciones con Hot Water pero con un costo asociado mayor a la desparafinación con equipo de Hot Water exclusivamente.

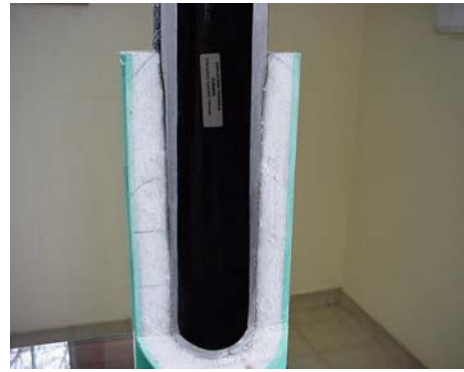
➤ Revestimientos térmicos

Se realizó una evaluación de alternativas de revestimientos térmicos para tubing y para líneas de conducción a los fines de, mediante la aplicación de revestimientos térmicos, mantener la temperatura del fluido por encima del cloud point, evitando así la deposición de parafinas. Los estudios fueron realizados con una Empresa local, quienes tienen experiencia en la aplicación de este tipo de revestimientos en aplicaciones en plataformas de petróleo.

Sarta de Tubing

El objetivo fue mantener la temperatura de boca de pozo en un mínimo de 32 ° C, partiendo con una temperatura de fondo de pozo promedio de 58 ° C.

En la figura siguiente se muestra el esquema de revestimiento seleccionado, se optó por aislarlo con polipropileno expandido, tecnología utilizada en tuberías off shore de aguas profundas y ultraprofundas, este material es ideal para la aislación térmica de tubings, en particular por la alta resistencia a la compresión y a esfuerzos mecánicos. Una limitación importante en la aplicación de revestimientos externos en tubing es el espesor máximo de revestimiento, el cual se eligió de forma tal de dejar un espacio anular de 10 mm entre la cara interna del casing y el diámetro externo del tubing aislado.



El sistema de revestimiento está formado de la siguiente forma:

CAPA	APLICACION	FUNCIÓN
Resina epoxi	80 -120 um	Buena adherencia, excelentes prop. interfasiales
Adhesivo copolímero	250-400 um	Soporta la tensión del revestimiento
Espuma de polipropileno	18.5 mm	Aislante térmico, resistente a la presión
Polipropileno sólido	0.7-0.72 gr/cm3	Resistencia a la abrasión, envejecimiento térmico estable, resistente a la absorción de agua.

El uso de este material fue desestimado en los estudios de prefactibilidad porque presentó las siguientes desventajas :

- **Para una profundidad promedio de 1200 m, 58 °C de temperatura de fondo de pozo, y 80 % de agua, se necesita un caudal de producción mínimo de 30 m3/d, para lograr una temperatura en boca de al menos 35 °C, que asegure que no va a haber deposición de parafinas en la sarta de tubings. Como se comentó anteriormente, los pozos con severos problemas de parafinas se agrupan en caudales promedios de 10 m3/d.**
- **El elevado costo de aplicación del revestimiento respecto al tratamiento con Hot Water.**

Líneas de conducción

En las líneas de conducción la efectividad de un revestimiento es más factible porque las líneas que consideramos críticas, con frecuencia de desparafinación de 3 o más por año, corresponden en muchos casos a pozos con caudales de producción importantes que aseguran temperaturas de boca de pozo de al menos 40 ° C. Por otro lado, en líneas de conducción no hay limitaciones en cuanto al espesor de revestimiento a utilizar.

En la figura siguiente se puede observar el esquema propuesto, el cual está formado por una camisa



externa de polietileno de alta densidad y la aislación térmica es provista por poliuretano expandido rígido con densidad de núcleo 60 Kg/m³, global de 80 kg/m³.

En la tabla siguiente se detallan los resultados de laboratorio para distintas condiciones de campo :
Longitud de línea: 1000 m

Diámetro (pulg.)	Caudal (m ³ /d)	Espesor de aislante térmico(mm)	Temperatura final obtenida (° C)
2 7/8	30	40.5	34.6
	40	30.5	35.1
3 1/2	30	52.5	34.7
	40	32.5	34.6

Este tipo de revestimiento térmico puede aplicarse sin inconvenientes en líneas de ERFV, de uso mayoritario actualmente en el Yacimiento, la limitación operativa es que se debe hacer sobre tubería nueva ya que la aplicación del revestimiento sólo puede realizarse en fábrica.

Nuevamente, debido al alto costo, no es de aplicación general para el Yacimiento, pero si puede evaluarse como alternativa en pozos cuya criticidad es tal que aún con un programa estricto de desparafinación con Hot Water se han producido roturas de líneas.

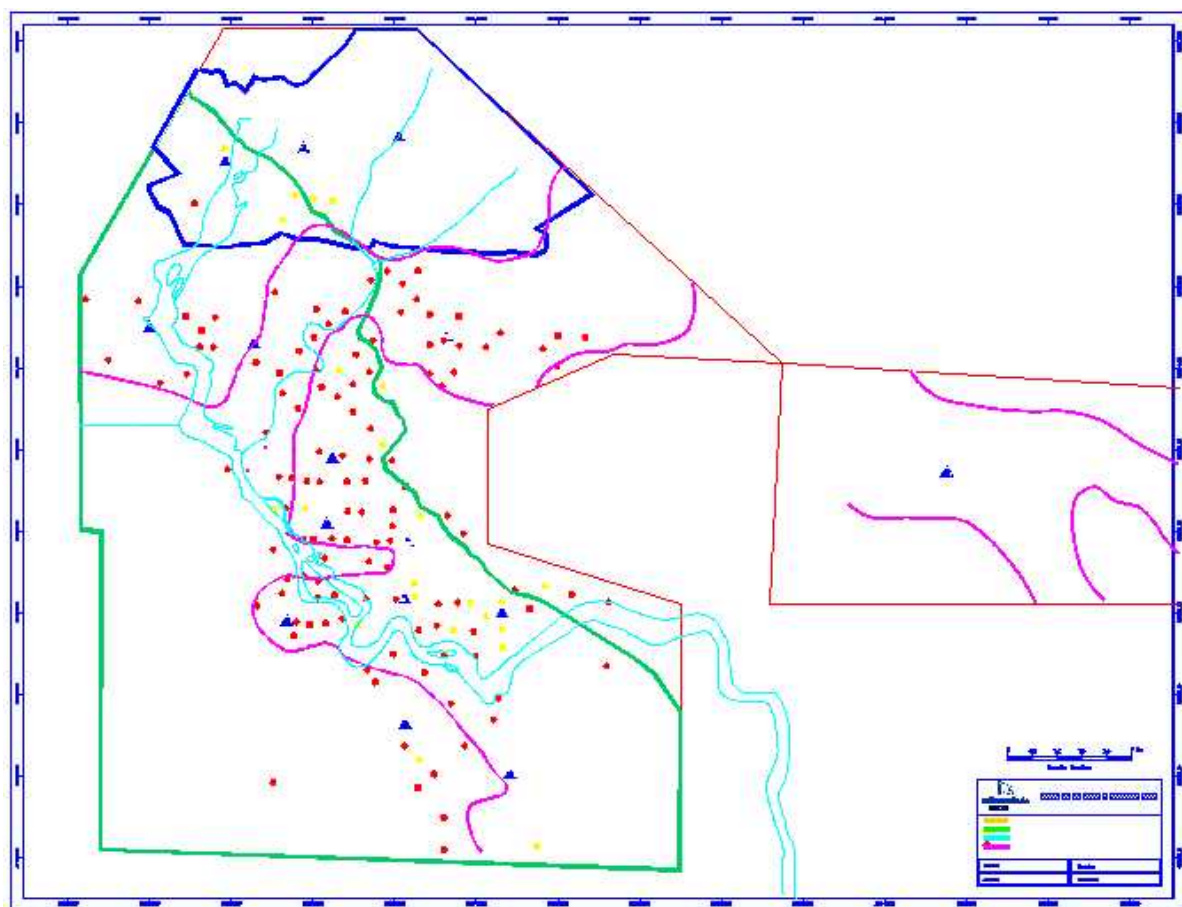
CONCLUSIONES

- Mediante la combinación de datos de campo y mediciones de laboratorio se pudo caracterizar el problema de deposición de parafinas, incorporando el diseño de programas de tratamientos preventivos, con ahorros importantes en los costos asociados a los problemas de deposición de parafinas.
- El esquema de tratamiento con mejor resultado técnico-económico ha sido la aplicación de Hot Water.

BIBLIOGRAFIA

- **Elton B. Hunt: “Laboratory Study of Paraffin Deposition”**. Journal of Petroleum Technology. Año 1962.
- **T.G.Monger: “Deepstar comparisons of cloud point measurement & Paraffin prediction methods”** . SPE 38774.
- **D.D. Erickson: “Thermodynamic Measurement and Prediction of Paraffin Precipitation in Crude Oil”**. SPE 26604.

ANEXO I



ANEXO II

