

Aislaciones térmicas en tuberías



de ERFV y acero para el control de parafinas, hidratos y crudos pesados

Por **Miguel Ariagno** (Patagonia Shale Services)

La industria desarrolla soluciones para mantener el flujo de transporte de hidrocarburos seguro, en ocasión de bajas temperaturas.

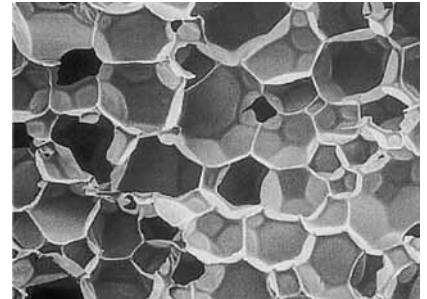
La industria hidrocarburífera conoce los problemas derivados de las bajas las temperaturas en las tuberías de ERFV o acero, que están instaladas de forma aérea y/o soterradas cuando transportan hidrocarburos de alta viscosidad o cuando los hidrocarburos transportados forman hidratos y parafinas. En estos casos se utilizan distintas soluciones para mantener un flujo seguro: las activas y las pasivas.

Soluciones activas. Son aquellas que requieren la intervención constante para su efectividad y tienen un costo operativo asociado perma-



te no tiene un alto costo de inversión inicial, pero si altos a lo largo del tiempo.

Soluciones pasivas: son aquellas que no requieren intervención para mantener en operación los ductos o la minimizan. La solución pasiva más utilizada es la aislación térmica de la tubería con poliuretano expandido rígido (PURF, por sus siglas en inglés).



En este caso se busca sostener la energía del fluido, mediante la aislación con un material de muy baja conducción térmica. El PURF posee un gas inerte de baja transmisión térmica atrapado en su interior en forma de celdas o burbujas cerradas. La aplicación de esta técnica solo implica el costo inicial de la inversión, que será amortizado durante la operación. No requiere costos de mantenimiento.

El sistema funciona sin la intervención de un agente externo y trabaja dentro de los parámetros operativos bajo los cuales se diseñó la aislación.

La ventaja de la aislación térmica de tuberías respecto de otras soluciones es el ahorro y/o reducción de la pérdida de energía (calor) del fluido al ser transportado.

Ventajas técnicas y económicas de las aislaciones térmicas

- Ahorro de energía de bombeo.
- Ahorro de energía de aporte de calor.
- Aumento de producción por eliminación de pérdidas de producción, en el caso de las líneas pozo/batería y oleoductos.
- Reducción de la contrapresión en boca de pozos por mejora de flujo en las líneas pozo/batería.

nente. A su vez, las soluciones activas pueden clasificarse según el procedimiento en químicas, mecánicas o térmicas.

- **Químicas:** aplicación de desparafinadores, alcoholes, reductores de viscosidad, diluyentes, solventes y mezcla con hidrocarburos menos viscosos, entre otros.
- **Mecánicas:** pasaje de “chanchos rascadores”, cuando se detecta que comienza a “cerrarse” la sección aumentando la presión en el ducto.
- **Térmicas:** por aporte de energía externa al sistema; cinta calefac-

tora, traceado de vapor, aumento de temperatura en cabecera de bombeo, *hot oil* o *hot water*, etc.

En todos los casos, siempre hay que evitar que se obture por completo la tubería.

Estas soluciones activas tienen un programa preventivo de mantenimiento que consiste en entregar energía eléctrica, gas, líquidos para calefacción y bombeo para el mantenimiento de instalaciones y equipos (calderines, cintas calefactoras, etc.) o productos químicos y horas hombre, entre otros costos asociados. El costo de las soluciones activas generalmen-

- Eliminación y/o reducción de la formación y la precipitación de cristales de parafina.
- Eliminación y/o reducción de obstrucciones de tuberías de conducción por bajas temperaturas.
- Ahorro o reducción de instalaciones de calefacción y/o mantenimiento de temperatura.
- Mejoras en la seguridad de las instalaciones del yacimiento.
- Eliminación de la posibilidad de formación de hidratos de metano y la corrosión asociada al precipitar agua en presencia de componentes corrosivos solubles en agua (CO_2 , H_2S , etc.).
- Eliminación y/o reducción del mantenimiento e inspección requeridos de las instalaciones asociadas.
- Eliminación de los productos químicos necesarios para la disminución de la viscosidad y o antiparafínicos y su complicada operación.
- Reducción de la fricción por reducción de la viscosidad del fluido que será transportado.
- Eliminación de las intervenciones con *Hot Oil / Hot Water* y las pérdidas por paradas.
- Alta resistencia durante la manipulación y el transporte de los tubos.
- Alta resistencia mecánica para la instalación.
- Combinación con otras tecnologías, cinta calefactora, revestimientos internos para parafina, etc.
- Permite que las líneas sean sote-rizadas o aéreas.
- Sistema amigable con el medio ambiente.

Los cambios de presión, temperatura o composición del crudo a menudo inducen la precipitación de parafinas e hidratos, que dificultan mantener dentro de los parámetros de flujo seguro a los hidrocarburos en las líneas de producción o troncales antes de las plantas de tratamiento. Por ese motivo, el diseño de los sistemas de producción y las estrategias de funcionamiento se deben tener en cuenta en los casos que las bajas temperatura generen problemas de flujos.

Parafina

Los hidrocarburos de muchos yacimientos se tornan inestables tan pronto salen de la formación. Los cambios en las condiciones, entre las que se incluyen las bajas de temperatura y presión, pueden resultar en deposiciones sólidas sobre las paredes internas de las tuberías. Estos depósitos, generalmente, están formados por hidrocarburos de cadena larga, recta y ramificada, conocidos como parafina.



Las parafinas también afectan la reología del crudo al aumentar su viscosidad, incluso al punto de gelificar el petróleo. Dependiendo de la temperatura, el punto de turbidez del petróleo, el contenido de parafina y la tasa de deposición, estas pueden llegar a bloquear completamente el paso del flujo o reducirlo en forma progresiva.

Es de suma importancia mantener la temperatura por encima del *cold point* (CP, *pto. niebla*), punto donde comienza a formarse un núcleo de parafina. El núcleo crece a expensas de las partículas sólidas de parafina adyacentes. Por encima del CP, el crudo parafinoso generalmente se comporta como fluido newtoniano; por debajo del CP y en el entorno del punto de escurrimiento (*or point*, pp) se comporta como no newtoniano, es decir con anomalías de viscosidad.

La pérdida de temperatura origina la precipitación y el crecimiento de componentes del crudo que pierden su solubilidad, provocando la reducción de la sección de la tubería de producción.

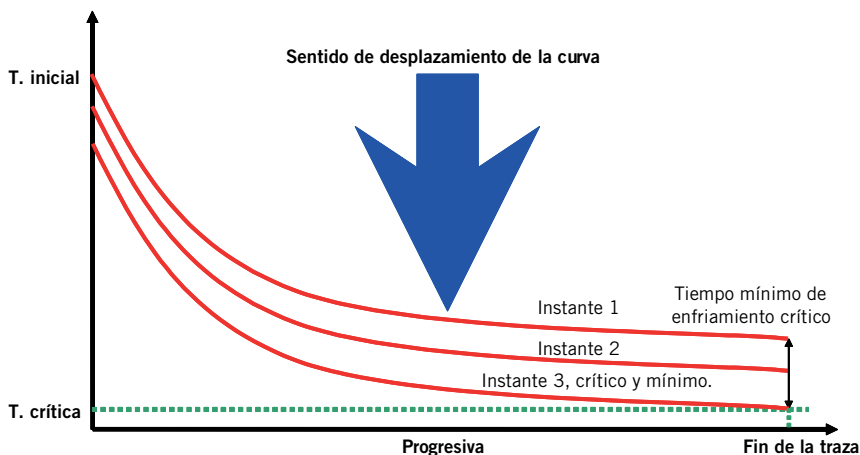
Hidratos de metano

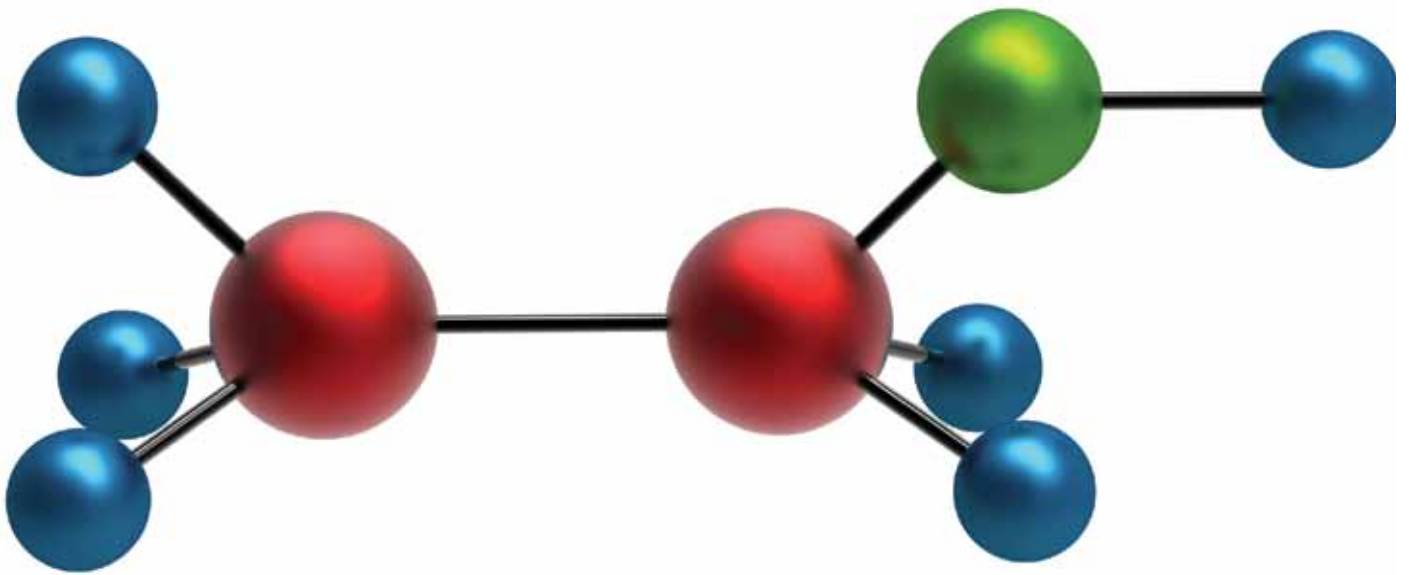
El gas natural, al combinarse con el agua, forma tapones de hidratos por la combinación de baja temperatura y alta presión. Los hidratos pueden formarse y bloquear la tubería de producción (sin aviso previo y en forma inesperada) La probabilidad de formación de hidratos es mayor durante el cierre del pozo, cuando el sistema de producción está frío y las presiones son altas. Dependiendo de las presiones y las temperaturas de

Control de parafina e hidratos

Las temperaturas bajas y las altas presiones presentes en las instalaciones y líneas de flujo pueden causar la formación de hidratos, parafinas y asfaltos que se acumulan hasta bloquear el flujo en los ductos.

Estos bloqueos son costosos, interrumpen la producción y generan operaciones complejas para poner en funcionamiento nuevamente las líneas.





flujo, los tapones de hidratos también pueden formarse en condiciones de régimen.

Para prevenir y controlar la formación de hidratos puede usarse una combinación de tratamientos químicos y aislamiento térmico.

Cuando la producción de agua es muy alta, la inyección continua de inhibidor de hidratos resulta prohibitiva desde el punto de vista económico; en esos casos, la aislación térmica sirve para evitar el enfriamiento rápido durante un cierre del pozo u operación brusca.

Tiempo mínimo de enfriamiento crítico (inercia térmica del sistema)

El tiempo mínimo de enfriamiento (*cool down time*) es la "inercia térmica" del sistema, tubería + aislación térmica + hidrocarburo, y conceptualmente es el tiempo que tarda en llegar a la temperatura mínima admisible o punto crítico (el punto más frío de la traza del ducto, cuando el caudal es "0" y partiendo del régimen permanente o de diseño).

Al analizarlo desde otra forma, podemos decir que es el tiempo máximo de maniobra que se posee (en una línea en particular) para "solucionar" el problema y volver a poner en marcha

el ducto, antes de que se obture de forma total la sección interna.

Para conseguir este tiempo extra de maniobra se le adiciona un sobreespesor al original de cálculo en estado de régimen. Este extra espesor de aislación le otorga al sistema un margen de seguridad muy valioso que se deberá evaluar económicamente contra otras alternativas, como colocar un canal interno a la aislación térmica en contacto con el tubo para la posterior instalación de cinta calefactora, que permitirá una entrega de calor en casos muy críticos sin costo de operación durante el resto del tiempo.



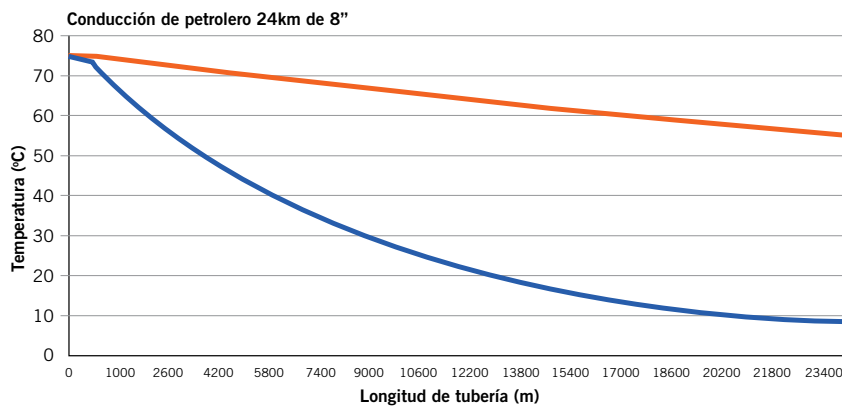
Aislación térmica combinada con cinta calefactora

Las aislaciones térmicas se pueden combinar para ser utilizadas de forma continua o spot con cintas calefactoras, o bien para reducir el espesor de aislación térmica a priori necesaria, pero muy costosa o factiblemente no factible, o para que el aporte de calor por la cinta se realice cuando el ducto lo requiera en casos particulares, por ejemplo, cuando el caudal se detiene por alguna razón, de forma automática la cinta calefactora se pondría en marcha a fin de garantizar la fluidez del hidrocarburo mientras se repone el flujo en estado de régimen.

La aislación térmica ya se despacha desde fábrica con un canal instalado en contacto con el tubo con el objeto de completar la instalación *in situ*. De cinta propiamente dicha, como muestra la figura.

Comparación de pérdida de calor de oleoducto de entrega de 8" aislado versus desnudo

8" (219,10 mm), Q: 1.200 m³/día, Longitud: 24.000 m, crudo pesado: API 11, espesor del poliuretano: 43 mm, temperatura a la entrada: 75 °C, a la salida: 55,16 °C.



Temperatura mínima admisible:
54 pc.

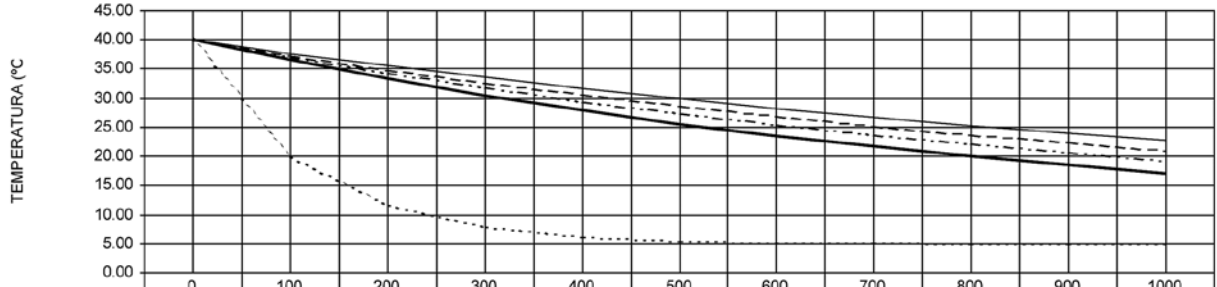
Ejemplo real de líneas pozo batería de producción de petróleo

Condiciones muy desfavorables,
bajos caudales y bajo contenido de
agua (10%), 4", 3" y 2 7/8", 1000 m,
10 m³/d.

Variables

- Espesor de la aislación, diámetro

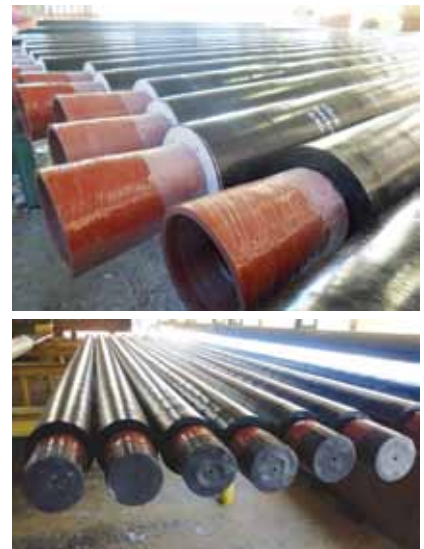
3", 1000 m, 10 m³/d, 10 % agua, T. boca de pozo 40 °C



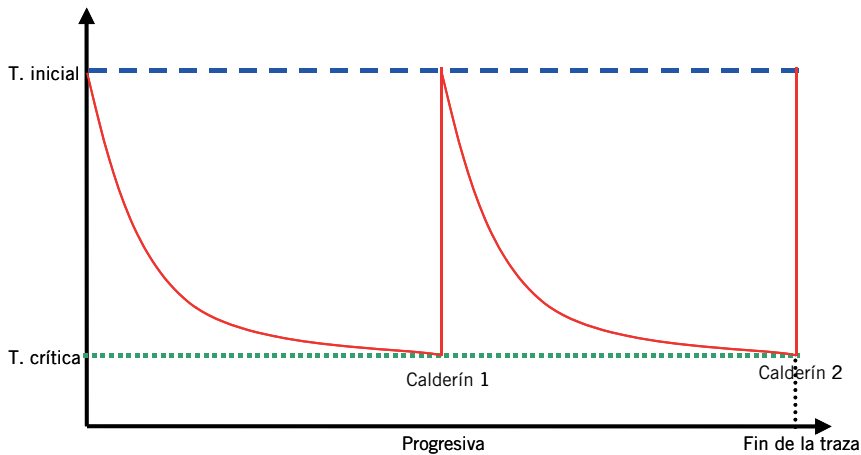
	0	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
— tf (C), e Pu: 33 mm	40.00	36.47	33.30	30.45	27.88	25.58	23.51	21.64	19.96	18.46	17.10
- - - tf (C), e Pu: 43 mm	40.00	37.02	34.29	31.80	29.52	27.43	25.52	23.77	22.17	20.71	19.37
- - - tf (C), e Pu: 52 mm	40.00	37.38	34.96	32.72	30.64	28.72	26.95	25.30	23.79	22.38	21.08
— tf (C), e Pu: 65 mm	40.00	37.69	35.54	33.52	31.64	29.89	28.25	26.71	25.28	23.95	22.70
- - - - - tf (C), e Pu: 0 mm	40.00	20.11	11.52	7.81	6.21	5.52	5.23	5.10	5.04	5.02	5.01

- y caudal.
- Temperatura de entrada en boca de pozo (40 °C), profundidad de soterramiento: 0,8 m.

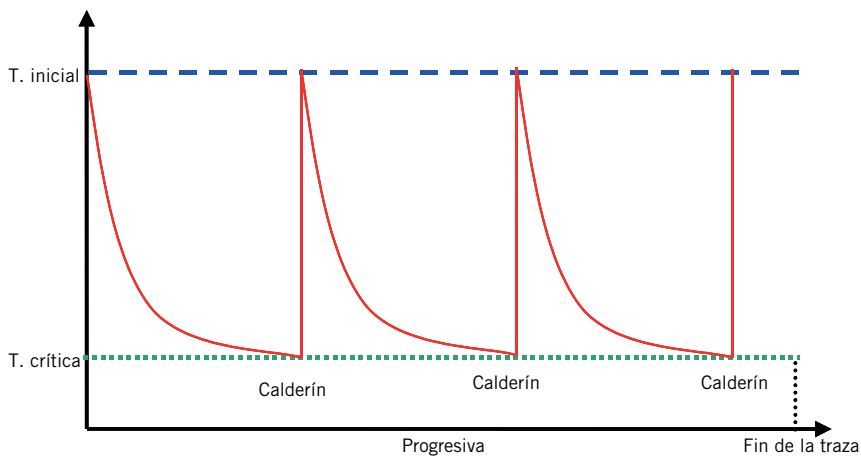
- Comparación de distintos diámetros y espesores de aislación térmica.
- En la siguiente tabla, se observa,



Aislación térmica de tubería de ERFV (epoxy reforzado en fibra de vidrio).



Caída de temperatura, sin aislación térmica



Caída de temperatura, tubo con aislación térmica

para el ejemplo descrito, las temperaturas obtenidas de distintos espesores de aislación en las mismas condiciones de flujo.

Combinación de la aislación térmica con calderines

Existen casos en los que la aislación térmica por sí sola no alcanza o habría que colocar un espesor de aislación tan elevado que no sería rentable o practicable; además, la cinta calefactora requeriría de una potencia eléctrica tal vez no disponible, por eso se puede combinar la aislación térmica del PURF con la instalación de calderines en forma más espaciadas.