

Análisis de las distintas alternativas del transporte de un crudo no newtoniano

R. Breier, G. Celma, S. Santana, J. Prudenzo, M. Argumedo Moix

Universidad Tecnológica Nacional
Facultad Regional Buenos Aires
Departamento de Ingeniería Química
Medrano 951
(C1179AAQ) Buenos Aires, República Argentina
e-mail: rbreier2000@yahoo.com.ar

Recibido el 31 de julio de 2007; aceptado el 4 de febrero de 2008

Resumen

Se presenta un nuevo enfoque al diseño de cañerías de transporte de crudo que se comporta según la Ley de la Potencia. El método se basa en la máxima presión requerida en el manejo del crudo para un flujo en estado estacionario, considerando la peor condición de diseño que se da al iniciar la circulación y la presión para romper el gel. El método, que representa una mejora del modelo de diseño convencional, es iterativo, puesto que la reología del crudo no newtoniano es altamente dependiente de la temperatura. Usando este criterio y el método convencional se dimensionó una tubería con petróleo parafínico procedente de la provincia de Chubut. Los resultados demostraron, entre otros, que el diámetro calculado por este método es más pequeño que con el método convencional. También por este método, para el mismo diámetro, la capacidad de la bomba y las presiones de reinicio son menores.

PALABRAS CLAVE: PETRÓLEO - FLUIDO NO NEWTONIANO - REOLOGÍA

Abstract

A new approach to the design of pipelines of crude oil that behave according to law of power is presented. The method is based on the maximum pressure required in the handling of the power law crude for steady state flow, considering the worst design condition, which occurs when the circulation starts and the pressure to break the gel. The method, which represents an improvement of the conventional oil pipeline design mode, is iterative, since the rheology of non-Newtonian crude oils is highly temperature dependent. Using this criterion and the conventional method, a waxy crude oil pipeline in Chubut was sized. Among others, the results show that the diameter predicted by this method is smaller than that calculated by the conventional method. Also, for the same diameter, the pump capacity and restart pressure requirements of this method are lower.

KEYWORDS: OIL -NON NEWTONIAN FLUID - RHEOLOGY

Introducción

Teniendo en cuenta que el petróleo es un recurso no renovable y muy utilizado para el desarrollo tecnológico, constantemente se están buscando nuevas alternativas para su extracción, transporte y aprovechamiento.

Las nuevas y complejas composiciones del petróleo actual llevan a la necesidad de desarrollar caminos alternativos para su transporte.

La problemática del transporte de crudo en lugares donde las condiciones climáticas (vientos, temperaturas, nieve) son desfavorables, hacen que la predicción de su comportamiento sea una tarea por demás compleja. Varios modelos han sido propuestos para describir el comportamiento reológico de mezclas (monofásicas y bifásicas), particularmente de petróleo. Los dos parámetros del modelo de plástico de Bingham (1922) o del modelo de la Ley de la Potencia (Govier y Aziz, 1972; Bourgoyne y colaboradores, 1991) son los más frecuentemente utilizados por su simplicidad y su mayor ajuste para predecir un reograma. El modelo de la Ley de la Potencia, aunque útil para una primera corrección del comportamiento newtoniano, debe considerar errores sustanciales si el fluido presenta esfuerzo de corte (t_0).

El modelo de Casson (Casson, 1959; Hanks, 1989) o el modelo de Prandl-Eyring (Govier y Aziz, 1972) presentan otros dos parámetros que no han tenido gran aceptación. Los tres parámetros constantes de los modelos han sido propuestos por Herschel y Bulkley (1926), Graves y Collins (1978), Gucuyener (1983) y Robertson y Stiff (1976). También ha sido propuesto un modelo más complejo de cuatro parámetros (Shulman, 1968; Mnatsakanov y colaboradores, 1991) al igual que un modelo de cinco parámetros (Maglione y colaboradores, 1996). Bird y colaboradores (1982) y Maglione y Romagnoli (1999) han propuesto y deducido la descripción detallada de varios modelos reológicos a partir de las ecuaciones de flujo apropiadas.

Por esto se analizan las distintas alternativas de transporte de crudo considerado como monofásico (situación ideal) con el fin de llegar a un modelo matemático capaz de cubrir las alternativas posibles de composición que se encuentre en distintas condiciones climáticas.

El estudio se realiza sobre la base de un petróleo no newtoniano extraído de un pozo ubicado en la provincia de Chubut.

El crudo es transportado a través de una cañería de 50 kilómetros desde la zona de acumulación hasta la zona de abastecimiento. Debido a esto se decide

desarrollar un análisis de sensibilidad a las principales variables operativas (presión, temperatura, caudal) y de diseño (dimensionamiento de cañería, selección de espesor y material de aislación).

La optimización de un método incluye el establecimiento de su alcance y los límites que permitan obviar el problema de presentar un resultado adverso. Para demostrar la robustez y la confiabilidad del método se aplican pruebas estadísticas a los resultados de las muestras analizadas.

El petróleo con el cual se trabajó es de origen parafinado y con la particularidad de poseer un comportamiento no newtoniano a temperaturas por debajo del punto de nube o cloud point (temperatura a la cual las partículas de parafina comienzan a precipitar) por cristalización de la parafina; esto ocurre por debajo del punto de vertido crítico (pour point), que es de 5 a 10 °C más alto que el punto de nube.

La precipitación de la parafina provoca restricción del flujo, aumento de la presión en la línea y reducción en el tiempo de detención, a la vez que aumenta el costo de bombeo.

El problema que se presenta cuando se debe reiniciar la circulación del oleoducto, por la gelificación del crudo, es porque el flujo toma carácter laminar.

La reología de estos petróleos es altamente dependiente de la temperatura; por lo tanto, la transferencia de calor debe ser considerada en distintas operaciones, como las de interrupción y reiniciación del flujo después de una detención. La transferencia de calor es problemática, pues el enfriamiento estático genera más inconvenientes que el enfriamiento dinámico.

La peor condición de diseño se da cuando, al iniciar la circulación, el crudo está como flujo laminar no newtoniano a causa de las temperaturas ambientales bajas y el caudal por debajo del flujo de operación. En estas condiciones se requiere de máximas presiones para la rotura de la gelificación formada. El punto de vertido puede considerarse otro punto de diseño crítico, si se encuentra por debajo de la temperatura ambiente.

En un diseño convencional, el diámetro de la tubería es elegido sobre la base del caudal y la longitud de tubería, considerando flujo turbulento newtoniano en lugar de no newtoniano, para simplificar los modelos.

Sin embargo, puede ocurrir que, dependiendo de la temperatura del flujo y del punto nube, un petróleo parafinado se comporte en su transporte a lo largo de la tubería como newtoniano y no newtoniano.

Desarrollo teórico

El planteo se efectuó bajo las siguientes suposiciones:

1. El flujo es monofásico estacionario.
2. Se conoce la temperatura ambiente a la entrada y a la salida de la tubería.
3. Los estudios reológicos, la naturaleza del petróleo parafínico y los problemas del manejo han sido determinados.
4. Se ha determinado el efecto de la temperatura sobre los parámetros reológicos y ha sido ignorada la tixotropía.
5. El diámetro es constante en toda la longitud de la cañería.
6. El flujo mínimo para reiniciar es del 50 % del flujo de operación.
7. Se ha estimado la dependencia con la temperatura de la densidad, el calor específico y la conductividad térmica.

Para una tubería en flujo estacionario, y despreciando las pérdidas de carga en los accesorios:

$$\Delta P_t = \Delta P_f + \Delta P_{elev.} + \Delta P_{aceleración} \quad (1)$$

Siendo:

ΔP_t = Variación de presión total [Pa]

ΔP_f = Variación de presión por fricción [Pa]

$\Delta P_{elev.}$ = Variación de presión originado por la inclinación de la tubería respecto al plano horizontal [Pa]

$\Delta P_{aceleración}$ = Variación de presión por aceleración convectiva [Pa]

Donde la caída de presión por fricción es:

$$\Delta P_f = 32 f_f \cdot \rho \cdot L \cdot Q^2 / (\pi^2 \cdot D^5 \cdot g_c) \quad (2)$$

Siendo:

f_f = factor de fricción de Fanning

ρ = densidad del crudo [kg/m^3]

L = longitud de la cañería [m]

Q = caudal de crudo [m^3/seg]

D = diámetro de la tubería [m]

g_c = factor de conversión de unidades en sistema internacional = $1 \text{ N}/\text{m} \cdot \text{seg}^2$

La caída de presión por la elevación del terreno es:

$$\Delta P_{elev.} = g \cdot \rho \cdot L \cdot \text{seno}(\theta) / g_c \quad (3)$$

Siendo:

θ = ángulo de inclinación de la tubería respecto a la horizontal

Para un tubo horizontal, $\Delta P_{elev.}$ es cero.

Para flujo monofásico incompresible y diámetro de tubería constante, la caída de presión por aceleración convectiva ($\Delta P_{aceleración}$) es despreciable.

Entonces la ecuación se reduce a:

$$\Delta P_t = \Delta P_f \quad (4)$$

Usando el modelo de la ley de la potencia, el número de Reynolds es:

$$Re = \frac{\langle v \rangle^{2-n} \cdot D^n \cdot \rho}{8^{n-1} m \left(\frac{3n+1}{4n} \right)^n} = \quad (5)$$

$$= \frac{Q^{2-n} \cdot \rho \cdot D^{3n-4}}{\pi^{2-n} \cdot m \left(\frac{3n+1}{4n} \right)^n \cdot 2^{5n-7}} \quad (6)$$

Siendo:

Re = número de Reynolds

$\langle v \rangle$ = velocidad media

n = índice de la Ley de la Potencia

m = índice de consistencia del fluido

El factor de fricción para flujo laminar no newtoniano puede calcularse por la ecuación:

$$f = 16/Re \quad (7)$$

Reemplazando las expresiones (5) y (7) en la ecuación (2), se obtiene:

$$\Delta P_f = X_1 \cdot Q^n \cdot L / D^{(3n+1)}$$

Donde X es:

$$X_1 = \frac{4^{n+1} \cdot m \left(\frac{6n+2}{n} \right)^n}{\pi^n}$$

Darby y Chang (1984) desarrollaron una ecuación para todo número de Reynolds y los resultados son los siguientes:

$$f = \left[(1 - \alpha) f_{LAMINAR} \right] + \frac{\alpha}{\left(f_{TURBL}^{-8} + f_{TRANSC}^{-8} \right)^{1/8}}$$

$$f_{LAMIN} = \frac{16}{Re^*}$$

$$f_{TURB} = \frac{0,0682n^{-0,5}}{Re^* \left(\frac{1}{1,87+2,39*n} \right)}$$

$$f_{TRANS} = \left[1,79 \cdot 10^{-4} \cdot (Re^*)^{0,414+0,757n} \right] e^{-5,24*n}$$

Donde:

$f_{LÁMINAR}$ = factor de fricción en régimen de flujo laminar

f_{TURBL} = factor de fricción en régimen de flujo turbulento

f_{TRANSC} = factor de fricción en régimen de flujo de transición

Re^* = número de Reynolds para un fluido no newtoniano que sigue la Ley de la Potencia

Siendo el número de Reynolds de transición de flujo laminar a turbulento:

$$(Re^*)_{TRANSC} = 2100 + 875(1 - n)$$

$$\Delta = Re^* - (Re^*)_{TRANSC}$$

$$\alpha = \frac{1}{1 + (4)^{-\Delta}}$$

Los parámetros de la Ley de la Potencia n , m y τ_0 son una función de la temperatura.

Para flujo laminar no newtoniano se encontró que la ecuación del número de Hedstrom para un fluido que se comporta como un plástico de Bingham es más exacta. Pero en esta ecuación aparecen factores empíricos difíciles de evaluar en los cálculos iterativos; por lo tanto se usará la ecuación anterior, es decir la ecuación del modelo de la Ley de la Potencia.

La presión requerida para romper el gel al reiniciar la circulación del oleoducto, en caso de una detención, con la temperatura del petróleo por debajo de la temperatura de vertido es:

$$\Delta P_g = 4 \cdot \tau_0 \cdot L / D$$

Siendo:

τ_0 = tensión de fluencia

La tensión de fluencia τ_0 es muy sensible a las

variaciones de temperatura.

Algunos autores consideran peligrosas las detenciones mayores de 36 horas. Sin embargo, es posible determinar el tiempo de detención crítico para cada petróleo parafínico. La ecuación anterior puede usarse suponiendo que toda la tubería está a la temperatura del punto de vertido.

Desarrollo experimental

El método de estudio consiste en predecir la temperatura a lo largo de la tubería, para determinar aquellos segmentos donde ésta indica flujo newtoniano o no newtoniano, para evaluar la caída de presión total y diseñar la tubería sobre la base de la máxima presión requerida.

Procedimiento:

1. Se determinaron las propiedades reológicas y otras propiedades bajo condiciones de flujo dinámico y estático.
2. Se determinaron las propiedades del fluido: punto de vertido, correlaciones de τ_0 , m , n y μ en función de la temperatura, y el rango de temperatura a la cual la tixotropía era notable.

Las determinaciones se realizaron con un equipo Brookfield DV-II con termostizador incorporado. Se realizaron 30 corridas con 10 temperaturas distintas en un rango de trabajo de 5 °C a 50 °C. En cada corrida fueron registrados 1200 datos en forma electrónica cada 0.5 segundos con el software Wingather v 2.1.

Análisis de resultados

Se obtuvieron datos de la dependencia de la viscosidad con la temperatura (Figura 1) para luego graficar $\tau = f(\gamma)$ y $\mu = f(\gamma)$ para distintas temperaturas (Figura 2) y a través del software Table Curve se obtuvieron las correlaciones.

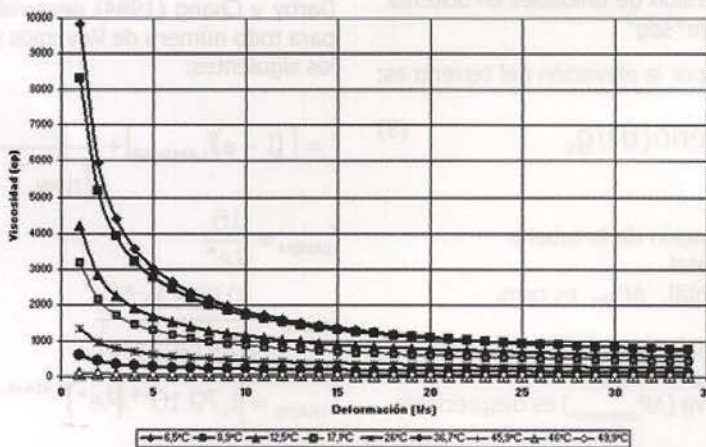


Figura 1. Variación de la viscosidad en función de la temperatura

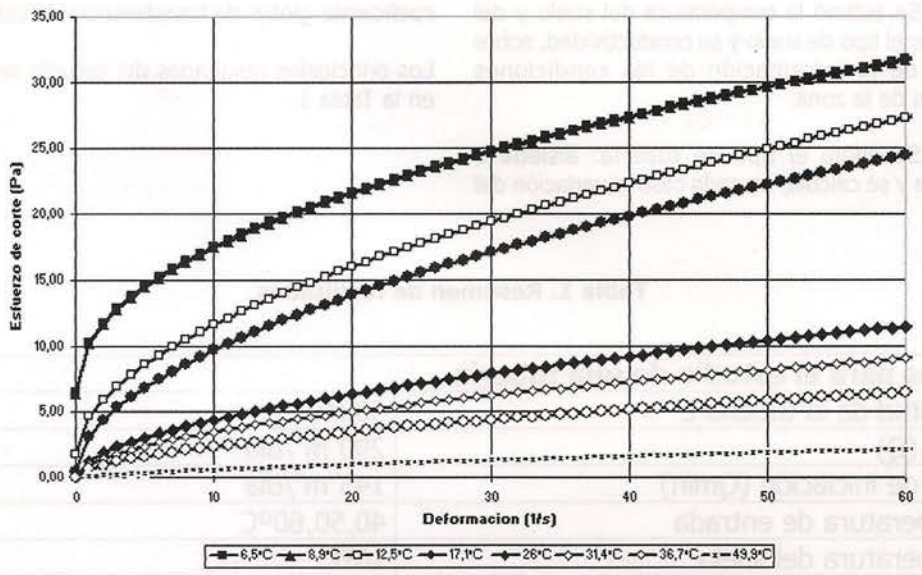


Figura 2. Variación del esfuerzo de corte en función de deformación a diferentes temperaturas

También se buscó la tasa de cambio de la viscosidad para tuberías de 3, 4, 6 y 8 pulgadas a $Q = 290 \text{ m}^3/\text{día}$ y se graficó $\mu = f(T)$ para diferentes diámetros (Figura 3).

Se midió la viscosidad en función de la deformación a 10 grados centígrados luego de un período de reposo de 24 horas.

Se determinó la dependencia de los valores de viscosidad con la velocidad en condiciones de flujo estacionario y se evaluó el efecto tixotrópico. Además se calcularon, por métodos de simulación, los valores de la presión requerida para romper el gel y las presiones para reiniciar el bombeo.

1. Se estimó la variación de la densidad, el calor específico y la conductividad térmica sobre la base de datos experimentales.

2. Se estimó la temperatura del suelo y del ambiente; el tipo de suelo y su conductividad, sobre la base de la información de las condiciones climáticas de la zona.

3. Se eligió el tipo de tubería: aislada o enterrada y se calculó, en cada caso la variación del coeficiente global de transferencia de calor.

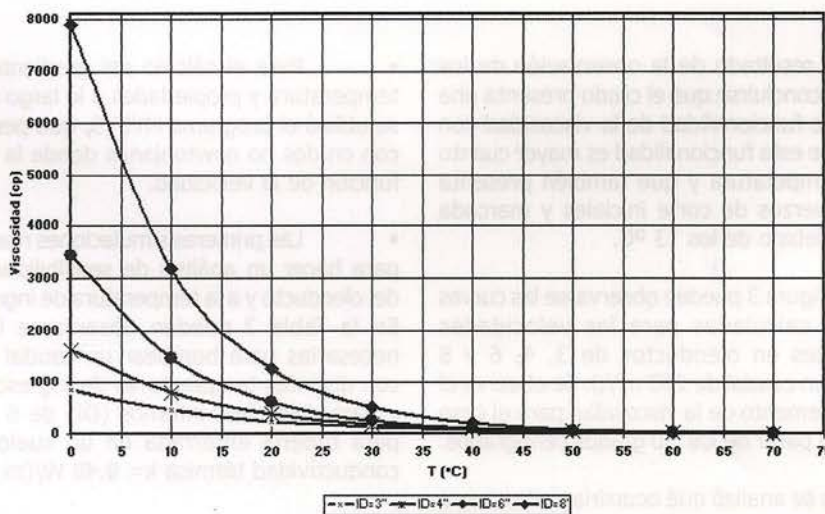


Figura 3. Variación de la viscosidad con el diámetro del oleoducto

4. Se estimó la temperatura del suelo y del ambiente; el tipo de suelo y su conductividad, sobre la base de la información de las condiciones climáticas de la zona.

coeficiente global de transferencia de calor.

Los principales resultados del estudio se muestran en la Tabla 1.

5. Se eligió el tipo de tubería: aislada o enterrada y se calculó, en cada caso la variación del

Tabla 1. Resumen de resultados

Datos para el estudio de una tubería	
Longitud de la tubería L	50km
Flujo (Q)	290 m ³ /día
Flujo de iniciación (Q _{min})	145 m ³ /día
Temperatura de entrada	40,50,60°C
Temperatura del suelo	10°C
Tiempo máximo de detención	24 horas
Características del crudo:	
Temperatura de vertido (T _p)	15°C
Densidad promedio	860 kg/m ³
Rango de la conductividad térmica (k)	0,148 / 0,152 Watt/m*°K
Rango del calor específico (c _p)	1,78 / 1,87 kJoule/ Kg*°K
Rango del coeficiente global (U)	1,234 / 1,241 Watt/m ² *°K
Correlaciones reológicas:	
n (r ² = 0,92)	0,3591+1,9723*10 ⁻⁶ *exp ^(T/26,174)
m (r ² = 0,99)	-1,2059 + 4,1712*exp ^{(T_p-T) / 28,8615}
τ _o (r ² = 0,998)	0,08311+9,951*exp ^{-T/ 4,82}
μ (mPa.s)(DI = 3") (r ² = 0,96)	2*10 ¹¹ *exp ^{-0,0696 * T} , T (°K)
μ (mPa.s) (DI = 4") (r ² = 0,97)	3*10 ¹² *exp ^{-0,0777 * T} , T (°K)
μ (mPa.s) (DI = 6") (r ² = 0,98)	2*10 ¹⁴ *exp ^{-0,0902 * T} , T (°K)
μ (mPa.s) (DI = 8") (r ² = 0,98)	6*10 ¹⁵ *exp ^{-0,1001 * T} , T (°K)

Como resultado de la observación de los gráficos puede concluirse que el crudo presenta una muy importante funcionalidad de la viscosidad con la velocidad, que esta funcionalidad es mayor cuanto menor es la temperatura y que también presenta valores de esfuerzos de corte iniciales y marcada tixotropía por debajo de los 13 °C.

En la Figura 3 pueden observarse las curvas de viscosidad calculadas para las velocidades correspondientes en oleoductos de 3, 4, 6 y 8 pulgadas para un caudal de 290 m³/d. Se observa el importante incremento de la viscosidad para el caso de 8 pulgadas a partir de los 30 grados centígrados.

Luego se analizó qué ocurriría si el sistema fuera isotérmico en el intervalo 10 – 60 °C con el dato de la caída de presión de cabecera (Figura 4).

Para el cálculo del gradiente de presión, temperatura y propiedades a lo largo del oleoducto se utilizó el programa HYSYS, que permite trabajar con crudos no newtonianos donde la viscosidad es función de la velocidad.

Las primeras simulaciones realizadas fueron para hacer un análisis de sensibilidad al diámetro del oleoducto y a la temperatura de ingreso al mismo. En la Tabla 2 pueden observarse las presiones necesarias para bombear un caudal de 290 m³/d con distintas temperaturas de ingreso al oleoducto y para diámetros internos (DI) de 6 y 8 pulgadas para tubería enterrada en un suelo arcilloso de conductividad térmica k= 0,48 W/(m °K).

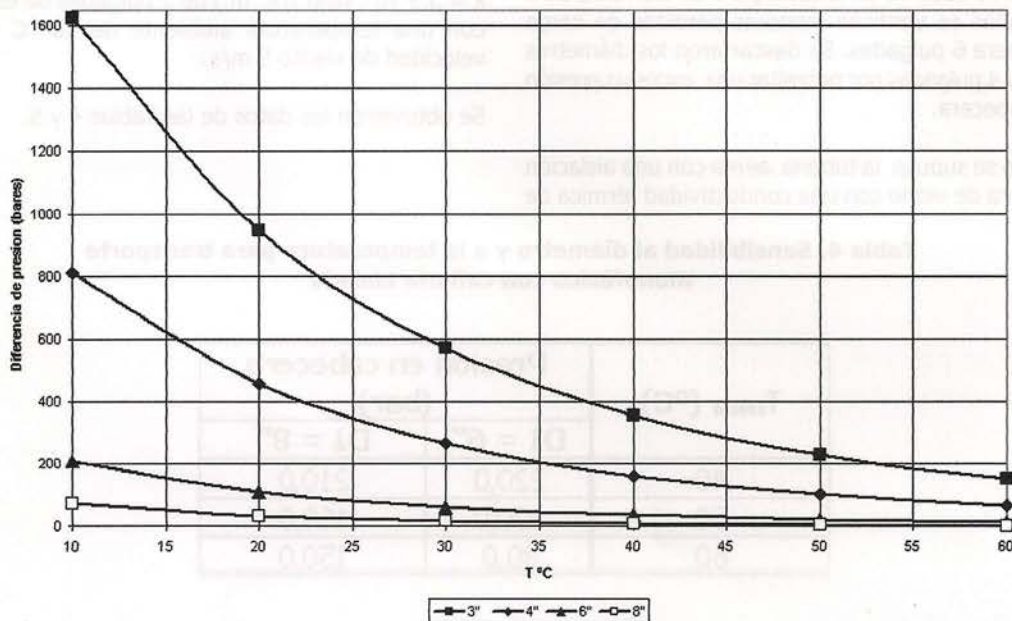


Figura 4. Presión de cabecera para flujo monofásico isotérmico

Tabla 2. Sensibilidad al diámetro y a la temperatura en transporte monofásico

T _{inicio} (°C)	Presión en cabecera (bar)	
	DI = 6"	DI = 8"
40	280,0	200,0
50	270,0	200,0
60	260,0	190,0

Tabla 3. Sensibilidad al diámetro y a la temperatura para transporte monofásico

T _{inicio} (°C)	Diferencia de presión (bar)	
	DI = 6"	DI = 8"
40	124,7	91,0
50	118,3	87,6
60	113,1	80,0

Como se observa en la tabla para un diámetro de 8 pulgadas se verifican menores pérdidas de carga que para 6 pulgadas. Se descartaron los diámetros de 3 y 4 pulgadas por necesitar una excesiva presión en cabecera.

$k = 3.5 \cdot 10^{-2} \text{ Watt / (K. m)}$ de 2 pulgadas de espesor con una temperatura ambiente de 10° C y una velocidad de viento 5 m/s .

Se obtuvieron los datos de las Tablas 4 y 5.

Luego se supuso la tubería aérea con una aislación de fibra de vidrio con una conductividad térmica de

Tabla 4. Sensibilidad al diámetro y a la temperatura para transporte monofásico con cañería aislada

$T_{\text{inicio}} \text{ (}^\circ\text{C)}$	Presión en cabecera (bar)	
	DI = 6"	DI = 8"
40	220,0	210,0
50	200,0	160,0
60	80,0	150,0

Tabla 5. Sensibilidad al diámetro y a la temperatura para transporte monofásico con cañería aislada

$T_{\text{inicio}} \text{ (}^\circ\text{C)}$	Diferencia de presión (bar)	
	DI = 6"	DI = 8"
40	86,0	99
50	76,0	62
60	27,0	51

Se observó un leve descenso en la presión de cabecera y en la caída de presión para un aumento de la temperatura, que es más marcado en DI = 6" que en DI = 8".

se realizó para la longitud total del oleoducto, pero se debe destacar que las presiones requeridas para romper el gel son directamente proporcionales a la longitud de la cañería.

Se calcularon las presiones requeridas para romper el gel a distintas temperaturas. El cálculo

Los resultados pueden observarse en la Tabla 6.

Tabla 6. Presiones para romper el gel

Temperatura ($^\circ\text{C}$)	Presión (bar)
5	87
10	32
15	11
10 (Después de 24 horas)	245

Conclusiones

Del trabajo realizado se concluye que el crudo estudiado presenta un comportamiento marcadamente no-newtoniano en el intervalo de 5 a 50 °C, lo que significa que su viscosidad presenta una importante funcionalidad con la velocidad del flujo. También presenta valores de tensión de fluencia por debajo de los 13° C, por lo que se calcularon las presiones requeridas para romper el gel a distintas temperaturas; se observó que a 10°C

y luego de 24 hs de detención a la misma temperatura, la presión para romper el gel varió de 11 a 245 bar.

Respecto de la tixotropía, aparece a los 13°C y se hace más notoria por debajo de los 10°C.

Dentro de los rangos de presión y temperatura analizados, la mejor opción para transportar este crudo en flujo monofásico es una tubería de 6" de diámetro interno con aislación térmica.

Referencias

- BINGHAM, E. C. (1922) *Fluidity and Plasticity*. Mc Graw Hill, New York.
- BIRD, R. B.; DAI, G. C.; YARUSSO, B. Y. (1982) *Rev.Chem.Eng.*1(1),1-70.
- BOURGOYNE, A. T.; CHENERVERT, M. E.; MILLHEIN, K. K.; YOUNG JR., F. S. (1991), en *Applied Drilling engineering*; Evers, J.F.; Pye, D. S.(editores), SPE Text Book Series, Vol. 2, Richardson, TX.
- CASSON, N. (1959) *Flow equation for pigment oil suspensions of the printing ink type*, en Mills, C. C. (editor) *Rheology of Disperse Systems*. Pergamon Press, Oxford.
- DARBY, R.; CHANG, H. D. (1984) *AIChE J.* 30, 274.
- GOVIER, G. W.; AZIZ, K. (1972). *The flow of complex mixtures in pipes*. Von Nostrand Reinhold Company, New York, N.Y. pp, 1 90; 166.
- GRAVES, W. G.; COLLINS, R. E. (1978) *A new rheological model for non Newtonian fluids*. SPE , vol. 7654.
- GUCUYENER, I. H. (1983). *A rheological model for drilling fluids and cementing slurries*. Paper SPE 11487.
- HANKS, R. W. (1989) *J. Rheol.* 27,1-6.
- HERSCHEL, W. H.; BULKLEY, R. (1926) *Kolloid-Z.*39,291-300.
- MAGLIONE, R.; FERRARIO, G. (1996) *Oil Gas J* 94, 63-66.
- MAGLIONE, R.; ROMAGNOLI, R. (1999). *Idraulica dei Fluidi di Perforazione*. Edizioni Cusl, Torino.
- MNATSAKANOV, A. V.; LITVINOV, A. I.; ZADVORNYKH, V. N. (1991) *Hydrodynamics of the drilling in deep,thick,abnormal pressure reservoirs*. Paper SPE/IADC 21919.
- NEWBERRY, M. E. (1984) *J. Pet. Technol.* (May): 779 786.
- ROBERTSON, R. E.; STIFF JR., H. A. (1976) *SPE J.* 16, 31-36.
- SHULMAN, Z. P. (1968) *A Phenomenological Generalization of Viscoplastic Rheostable Disperse System Flow Curves*, Vol 10. Teplo Massoperenos, Minsk.