

С.Ю.ТРАПЕЗНИКОВ, аспирант, sytrapeznikov@gmail.com
Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет)

S.Y.TRAPEZNIKOV, post-graduate student, sytrapeznikov@gmail.com
Saint Petersburg State Mining Institute (Technical University)

РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ НАДЗЕМНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Недостаточная изученность процесса теплообмена высоковязких нефтей вызывает необходимость проведения дополнительных теоретических и экспериментальных исследований температурных режимов их транспортирования с целью повышения эффективности работы трубопроводного транспорта. Предложены зависимости для определения коэффициента гидравлического сопротивления и безразмерного коэффициента теплоотдачи Нуссельта.

Ключевые слова: надземный нефтепровод, коэффициент гидравлического сопротивления, температурный режим работы нефтепровода, ламинарное течение, коэффициент теплоотдачи.

THE ABOVEGROUND OIL PIPELINE TEMPERATURE REGIMES CALCULATION

The theoretical and experimental investigations of the highviscosity oil transportation temperature regimes to improve the pipeline efficiency are caused by the insufficient knowledge of its heat transfer process. The dependencies for the hydraulic resistance coefficient and the dimensionless heat transfer coefficient of Nusselt are proposed.

Key words: aboveground oil pipeline, hydraulic resistance coefficient, oil pipeline temperature regime, laminar flow, heat transfer coefficient.

В настоящее время на многих месторождениях России добываемая нефть имеет сложные физико-химические свойства. К этим свойствам относятся повышенная вязкость, повышенное статическое и динамическое напряжение сдвига. Нефти, обладающие такими свойствами, являются, с точки зрения реологии, сложными и отличаются высокой температурой застывания, которая может, быть выше температуры окружающей среды [3, 4].

Анализ климатических условий районов, в которых расположены месторождения нефти, показывает, что большая их часть расположена в зонах с резкопеременными температурами окружающей среды. В связи с этим возникают сложные задачи проекти-

рования, строительства и эксплуатации трубопроводных линий, транспортирующих высоковязкую нефть.

В России и за рубежом до сих пор не создано достаточно строгой теории движения высоковязких потоков, имеющей общепризнанное физическое и математическое обоснование. Несовершенство теоретических решений приводит к тому, что для практических целей приходится пользоваться исключительно эмпирическими зависимостями, в частности, для определения коэффициента гидравлического сопротивления, безразмерного коэффициента теплоотдачи, которые с той или иной степенью точности позволяют определять для заданных конкретных условий основные параметры транспортирования

нефти. Нефть на каждом месторождении имеет свой состав и свои реологические характеристики. Соответственно, для каждого типа нефти необходимо исследовать ее реологические свойства и эмпирически получить зависимости, которые позволяют выполнить необходимые расчеты для определения режимов транспортирования.

Большой вклад в исследование вопросов, связанных с трубопроводным транспортом высоковязких и высокозастывающих нефтей, внесли Л.С.Абрамзон, В.М.Агапкин, Р.А.Алиев, В.Е.Губин, В.Ф.Новоселов, П.И.Тугунов, В.И.Черникин, В.А.Юфин, В.С.Яблонский, В.Л.Нельсон, С.М.Коли, А.А.Аронс, М.И.Поляк, Ф.Карг, Ф.Джил, Р.Рассел и другие ученые [2, 7].

Анализ результатов этих исследований, показывает, что на эффективность транспорта большее влияние оказывает температурный режим транспортируемой нефти.

Существующие методы расчета нефтепроводов, основанные на использовании опытных данных в виде таблиц, номограмм и эмпирических формул, достоверны в определенном диапазоне конкретных измерений и не могут быть распространены на все возможные варианты транспортирования. Для определения коэффициента гидравлического сопротивления при движении высоковязкой нефти Южно-Шапкинского месторождения автором были проведены исследования реологических свойств этой нефти [5, 6]. С учетом полученных реологических характеристик нефти коэффициент гидравлического сопротивления для ламинарного режима течения определяется по формуле

$$\lambda = \frac{64}{Re} \left(1 + \frac{I}{N} \right), \quad (1)$$

где Re – критерий Рейнольдса; I – критерий Ильюшина; N – число, определяемое экспериментально ($N = 9,52$).

Для зоны гидравлически гладких труб турбулентного режима течения нефти коэффициент гидравлического сопротивления определяется по известной формуле

$$\lambda = a^* \left(\frac{8Re}{I + 2(1 + \sqrt{9 + I})} \right)^{b^*}, \quad (2)$$

где a^* и b^* – коэффициенты, определяемые экспериментально для каждого типа нефти ($a^* = 2,98He^{-0,403}$; $b^* = 1,26He^{-0,265}$); He – критерий Хедстрема.

Погрешность, получаемая при вычислении коэффициента гидравлического сопротивления по вышеприведенным формулам, составляет не более 5 %.

Как было установлено в работе [1], неоднородность течения нефти, вследствие различной вязкости по сечению трубы, вызывает изменение профиля скоростей, что приводит к неравномерному распределению температуры по этому сечению. Математическая модель процесса теплообмена потока высоковязкой нефти в трубопроводе с окружающей средой с учетом смещения динамической оси потока жидкости и неравномерного распределения температуры по сечению трубы в безразмерном виде будет представлять нелинейное дифференциальное уравнение теплопроводности:

$$\begin{aligned} a(1 - R^2)K \frac{(T_0 - T_c)}{r_0^2} \frac{\partial \Theta}{\partial Z^*} = \\ = a \left(\frac{(T_0 - T_c)}{r_0^2 R} \frac{\partial}{\partial R} \left(R \frac{\partial \Theta}{\partial R} \right) + \frac{(T_0 - T_c)}{r_0^2 R^2} \frac{\partial^2 \Theta}{\partial \varphi^2} \right) + \\ + \frac{\mu_0 e^{AT}}{\rho c_p} \frac{w_{cp}^2}{r_0^2} \left(\frac{\partial W}{\partial R} \right)^2, \end{aligned} \quad (3)$$

где $a = \frac{\lambda}{\rho c_p}$ – коэффициент температуропроводности нефти, $\text{м}^2/\text{с}$; λ – теплопроводность нефти, $\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$; ρ – плотность нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$; c_p – изобарная теплоемкость нефти, $\text{Дж}/\text{К}$; $\Theta = \frac{T - T_c}{T_0 - T_c}$ – безразмерная температура; T_0 – начальная температура нефти, К ; T_c – температура окружающей среды, К ; T – температура нефти в трубопроводе, К ; $Z^* = \frac{1}{2Pe} \frac{z}{r_0}$ – безразмерная координата вдоль оси нефтепровода; z – координата вдоль оси нефтепровода, м ; r_0 – радиус

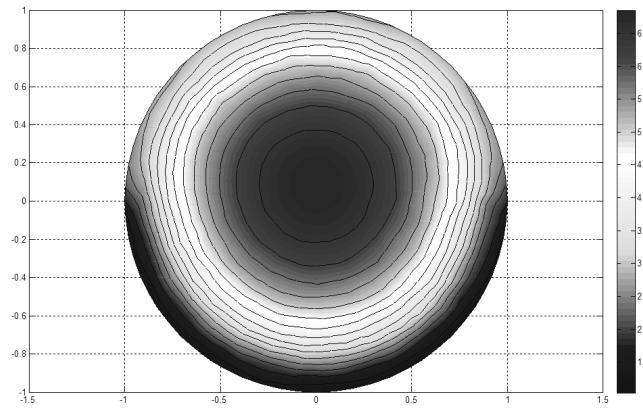


Рис.1. Результаты численного решения математической модели процесса

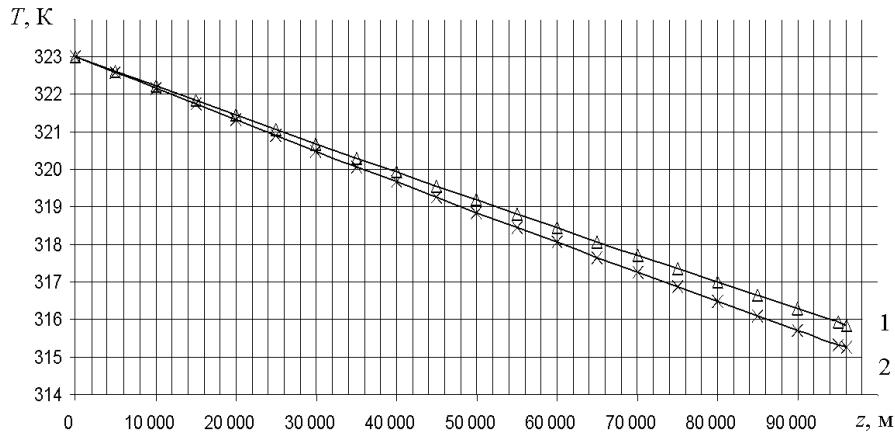


Рис.2. График изменения температуры нефти по длине трубопровода
1 – по предложенной автором методике; 2 – по методике В.И.Черникова

нефтепровода, м; $Pe = \frac{2w_{cp}r_0}{a}$ – число Пекле;

w_{cp} – средняя скорость потока нефти, м/с;

$R = \frac{r}{r_0}$ – безразмерный радиус нефтепровода;

r – координата вдоль радиуса нефтепровода, м; $W = \frac{w_z}{w_{cp}}$ – безразмерная скорость нефти;

w_z – скорость нефти вдоль оси нефтепровода, м/с; $\mu = \mu_0 e^{AT}$ – вязкость нефти в зависимости от температуры, Па·с; μ_0 , A – эмпирические коэффициенты; K – коэффициент, учитывающий смещение динамической оси потока.

На рис.1 представлены результаты численного решения уравнения (3).

Автором предложена зависимость для определения безразмерного коэффициента теплоотдачи Нуссельта Nu для зоны гидравлически гладких труб турбулентного режима течения нефти, что вносит поправки при определении температуры нефти по длине трубопровода:

$$Nu = 0,0082 Re^{0,8} Pr_f^{0,43} \left(\frac{Pr_f}{Pr_w} \right)^{0,62}, \quad (4)$$

где Pr_f – число Прандтля потока нефти; Pr_w – число Прандтля нефти у стенки трубопровода.

Определение коэффициента Nu по классической формуле М.А. Михеева значительно завышает его значения в случае с высоковязкой нефтью. В конечном итоге, это приводит к большему изменению температуры нефти по длине трубопровода. Результаты расчета представлены на рис.2.

Проведенные теоретические и экспериментальные исследования позволили разработать методику расчета температурных режимов работы надземных трубопроводов, перекачивающих высоковязкую нефть.

ЛИТЕРАТУРА

1. Губин В.Е. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов / В.Е.Губин, В.В.Губин. М.: Недра, 1982. 296 с.
2. Коршак А.А. Специальные методы перекачки. Уфа: Дизайнполиграфсервис, 2001. 208 с.
3. Рейнер М. Деформация и течение. Введение в реологию. М.: Гостоптехиздат, 1963. 382 с.
4. Рейнер М. Реология. М.: Наука, 1965. 224 с.
5. Трапезников С.Ю. Исследование реологических зависимостей неильтоновских нефей // Севергеокотех – 2009: Материалы конференции. УГТУ. Ухта, 2009. Ч. 4. С. 197-200.

6. Трапезников С.Ю. Неньютоновские жидкости: исследование реологических зависимостей нефей северных месторождений / С.Ю.Трапезников, А.В Колонских// Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефей и битумов. УГТУ. Ухта, 2009. С.197-202.

7. Черникин В.И. Перекачка вязких и застывающих нефей. М.: Гостоптехиздат, 1958. 164 с.

REFERENCES

1. Gubin V.E The pipeline transportation of crude oil and petroleum products / V.E.Gubin, V.V.Gubin. Mmoscow: Nedra, 1982. 296 p.
2. Korshak A.A. Transfer special methods. Ufa: DesignPoligrafService, 2001. 164 p.
3. Reiner M. Deformation and flow. Introduction to rheology. Moscow: Gosoptekhizdat, 1963. 382 p.
4. Reiner M. Rheology. Moscow: Nauka, 1965. 224 p.
5. Trapeznikov S.Y. The non-Newtonian oil rheological curves investigation // severgeokotek – 2009: Proceedings of the conference. USTU. Ukhta, 2009. P.4. P.197-200.
6. Trapeznikov S.Y., Kolonskikh A.V. Non-Newtonian fluids: the rheological curves investigation of the northern field oil / S.Y.Trapeznikov, A.V.Kolonskikh // Problems of development and exploitation of high viscous oil and bitumen. USTU. Ukhta, 2009. P.197-202.
7. Chernikin V.I. Viscous and solidifying oil pumping. Moscow: Gosoptekhizdat, 1958. 164 p.