ОЦЕНКА ГИДРАВЛИЧЕСКИХ И ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ В МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ В УСЛОВИЯХ ХОЛОДНОГО КЛИМАТА

EVALUATION OF HYDRAULIC AND THERMAL LOSSES IN OIL PIPELINES IN COLD AREAS

Ю. А. Антипов
Yuri A. Antipov

Российский университет
дружбы народов,
г. Москва, Российская Федерация

Peoples' Friendship University
of Russia,
Moscow, Russian Federation

Халифе Хассан (Ливан)
Khalife Hassan (Lebanon)

Российский университет
дружбы народов,
г. Москва, Российская Федерация

Peoples' Friendship University
of Russia,
Moscow, Russian Federation

И. А. Жариков
Ilya A. Zharikov

Российский университет
дружбы народов,
г. Москва, Российская Федерация

Peoples' Friendship University
of Russia,
Moscow, Russian Federation

В работе рассмотрена проблема снижения энергозатрат на транспортировку нефти с высоким содержанием парафина в условиях холодного климата.

Проведена расчётно-теоретическая оценка тепловых потерь магистрального нефтепровода в зависимости от скорости движения нефти, материала и толщины теплоизоляции и температуры окружающей среды. Выполнены исследования влияния температуры и скорости движения нефти на падение давления по длине нефтепровода. Рассмотрены варианты поддержания температуры нефти по длине трубопровода путём установки тепловыделяющего элемента на поверхности трубопровода под теплоизоляцией с целью создания условия запираания теплового потока от нефти к теплоизоляции магистрального трубопровода встречным тепловым потоком от дополнительного источника теплоты, расположенного с внутренней стороны теплоизоляции. Хотя такое решение исключает снижение тепловых потерь от теплоизоляции в окружающую среду, однако при этом температура и вязкость нефти вдоль магистрали нефтепровода не изменятся, что приведёт, в конечном счёте, к снижению гидравлических потерь и энергозатрат на транспортировку нефти.

Предложенное решение позволяет снизить потери гидравлического сопротивления потока и увеличить расстояние между нефтеперекачивающими станциями.

Ключевые слова

гидравлические
потери,
нефтепровод,
энергозатраты,
тяжелая нефть,
теплоотдачи,
конвективный
теплообмен

This article considers the problem of reducing energy costs for transportation of oil with high paraffin content in cold areas.

A theoretical calculation of the thermal losses in the oil pipeline was carried out, depending on the speed of the oil movement through the pipe, the material and the thickness of the thermal insulation, and the ambient temperature.

Theoretical research of the temperature influence and the speed of oil movement on the pressure drop along the length of the pipeline was carried out.

The options for maintaining the oil temperature along the length of the pipeline by installing a fuel element on the surface of the pipeline under thermal insulation in order to create a condition for blocking the heat flow from oil to the thermal insulation of the main pipeline by counter heat flow from an additional source of heat located on the inside of the thermal insulation. Although such a solution eliminates the reduction of thermal losses from thermal insulation to the environment, however, the temperature and viscosity of oil along the pipeline will not change, which ultimately leads to a reduction in hydraulic losses and energy costs for oil transportation.

This caused a reduce in pressure losses in the oil pipeline, which lead to an increase in the distance between the oil pumping stations.

Key words

hydraulic loss,
oil pipeline,
energy
consumption,
heavy oil,
heat transfer,
convective
heat transfer

Транспортировка нефти с высоким содержанием парафина в условиях холодного климата создаёт большие проблемы из-за высокой вязкости нефти. Одним из способов снижения вязкости является нагрев нефти до 50 °С. Однако при транспортировке по нефтепроводу, вследствие тепловых потерь в окружающую среду, температура нефти снизится, её вязкость возрастет, что может привести к увеличению гидравлических потерь по длине нефтепровода.

Целью данной работы является снижение энергозатрат, связанных с поддержанием температуры нефти в процессе её транспортировки. Решением является создание условия запираания теплового потока от нефти к теплоизоляции магистрального трубопровода встречным тепловым потоком от дополнительного источника тепла, расположенного с внутренней стороны теплоизоляции. Хотя такое решение исключает снижение тепловых потерь от теплоизоляции в окружающую среду, однако при этом температура и вязкость нефти вдоль нефтепровода не изменяются, что, в конечном счёте, приводит к снижению гидравлических потерь и энергозатрат на транспортировку нефти.

При проектировании нефтепровода основное внимание уделяется проблеме снижения гидравлических потерь нефти на внутренней поверхности стенки трубы.

Величина этих потерь определяется по формуле Дарси:

$$\Delta P = \xi \frac{l}{d} \frac{w^2}{2} \rho, \text{ МПа}, \quad (1)$$

где ξ — коэффициент гидравлического трения;

l — длина трубы, м;

w — средняя скорость движения нефти в трубе, м/с;

d — диаметр трубы, м;

ρ — плотность нефти, кг/м³.

Формула Дарси справедлива как для турбулентного, так и для ламинарного режимов. Для ламинарного режима коэффициент гидравлических потерь находим по формуле:

$$\xi = \frac{64}{Re}. \quad (2)$$

Для турбулентного режима (зона гидравлически гладких труб) коэффициент гидравлических потерь определяется по формуле ВТИ, подтвержденной экспериментами для чисел Рейнольдса в интервале от 2320 до 800000:

$$\xi = \frac{1,01}{(lg Re)^{2,5}}, \quad (3)$$

где Re — число Рейнольдса:

$$Re = \frac{w \cdot d}{\nu} = \frac{w \cdot d \cdot \rho}{\mu}, \quad (4)$$

где ν — кинематическая вязкость нефти, м²/с;

μ — динамическая вязкость нефти, Па·с;

w — средняя скорость движения нефти в трубе, м/с;

d — диаметр трубы, м;

ρ — плотность нефти, кг/м³.

Динамическая вязкость смеси нефтей с парафином сильно зависит от её температуры. Как видно из рисунка 1 [1], с увеличением температуры от 7 °С до 50 °С динамическая вязкость падает от 150 до 8 мПа·с.

Рисунок 1. Изменение эффективной вязкости смеси нефтей от температуры [1]

Таким образом, гидравлические потери нефтепровода зависят от температуры и скорости движения нефти, диаметра трубопровода, его длины, шероховатости, режима движения (ламинарный или турбулентный). В качестве примера, используя (1)–(4), а также значения динамической вязкости из рисунка 1, был проведён расчёт гидравлических потерь нефтепровода на длине 10 км при различных диаметрах трубы (от 0,3 до 0,7 м), постоянной

скорости движения нефти ($w = 3$ м/с) и различных температурах нефти (от 7 °С до 50 °С).

Результаты расчётов представлены на рисунке 2. Мы видим, что с увеличением диаметра трубы от 0,3 до 0,7 м при температуре нефти 7 °С гидравлические потери уменьшаются в 5 раз, а при температуре 20 °С — соответственно в 2,7 раза. Дальнейшее повышение температуры практически не приводит к снижению гидравлических потерь.

Рисунок 2. Зависимость потери напора на трение на участке нефтепровода длиной 10 км при разных диаметрах от температуры нефти

С другой стороны, с увеличением диаметра линейно возрастает площадь наружной поверхности трубопровода, что приводит к возрастанию утечки тепла от нефтепровода в окружающую среду, к снижению температуры нефти и, как следствие, к возрастанию гидравлических потерь магистрали. Удельные тепловые потери на единицу длины нефтепровода можно определить по известной формуле:

$$Q_l = K_l \cdot (T_{\text{неф}} - T_{\text{ос}}) \pi, \text{ Вт/м}, \quad (5)$$

где K_l — коэффициент теплопередачи, Вт/м²·К;

$T_{\text{неф}}$ — температура нефти, °С;

$T_{\text{ос}}$ — температура окружающей среды, °С.

Коэффициент теплопередачи отнесен к единице длины нефтепровода по формуле [2]:

$$K_l = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_{\text{вн}} \cdot d_{\text{вн}}} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_{\text{мет}}} \ln \frac{d_{\text{вн}} + 2 \delta_{\text{ст}}}{d_{\text{вн}}} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_{\text{изо}}} \ln \frac{d_{\text{нар}}}{d_{\text{вн}} + 2 \delta_{\text{ст}}} + \frac{1}{\alpha_{\text{нар}} \cdot d_{\text{нар}}}}, \quad (6)$$

где $\alpha_{\text{вн}}$ — коэффициент теплоотдачи от нефти к внутренней стенке, Вт/м²·К;

$\alpha_{\text{нар}}$ — коэффициент теплоотдачи от наружной стенки к воздуху, Вт/м²·К;

$d_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр нефтепровода, м;

$d_{\text{нар}}$ — наружный диаметр нефтепровода с учетом теплоизоляции ($\delta_{\text{изо}} = 0,1$ м), м;

$\lambda_{\text{мет}}$ — коэффициент теплопроводности металла трубопровода, Вт/м·К;

$\lambda_{\text{изо}}$ — коэффициент теплопроводности теплоизоляционного материала, Вт/м·К;

$\delta_{\text{ст}}$ — толщина стенки нефтепровода, м.

Коэффициент теплоотдачи нефти к внутренней стенке определяется по формуле:

$$\alpha_{\text{вн}} = \frac{Nu \cdot \lambda_{\text{неф}}}{d_{\text{вн}}}, \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}, \quad (7)$$

где Nu — критерий Нуссельта;

$\lambda_{\text{неф}}$ — коэффициент теплопроводности нефти, Вт/м·К;

$d_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр нефтепровода, м.

Для определения числа Нуссельта при вынужденном движении потока в нефтепроводах используется приближенная формула:

$$Nu = 0,008 \cdot Re^{0.9} \cdot Pr^{0.43}, \quad (8)$$

где Pr — число Прандтля.

Коэффициент теплоотдачи от наружной стенки к воздуху рассчитывается по формуле (7), число Нуссельта для воздуха определяется по формуле:

$$Nu = \frac{2}{\ln\left(1 + \frac{2}{0.399Ra^{\frac{1}{4}}}\right)}, \quad (9)$$

где Ra — число Рэлея.

Число Рэлея определяется по формуле:

$$Ra = \frac{g \cdot \beta \cdot \Delta T \cdot d^3}{\nu} \cdot Pr, \quad (10)$$

где g — ускорение свободного падения, m/s^2 ;
 β — коэффициент теплового расширения жидкости ($\beta = \frac{1}{273 + T_{cp}}$);

ΔT — разность температур между стенками и нефтью, $^{\circ}C$;

d — диаметр трубопровода, m ;

Pr — число Прандтля (для воздуха $Pr = 0,7$).

Результаты расчёта тепловых потерь на единицу длины нефтепровода диаметром 0,5 м в зависимости от температуры нефти при постоянной температуре окружающей среды ($T_{oc} = -40^{\circ}C$) показаны на рисунке 3.

Из рисунка 3 видно, что с уменьшением температуры нефти от $50^{\circ}C$ до $30^{\circ}C$ тепловые потери уменьшаются в 3 раза. Эти расчёты были проведены с учётом теплоизоляции нефтепровода, выполненного из пено-

стекла [3] толщиной 0,1 м и коэффициентом теплопроводности $\lambda_{изо} = 0.05 \frac{Вт}{м^2 \cdot K}$.

На рисунке 4 показаны результаты расчёта гидравлических потерь и падения температуры нефти по длине трубопровода на участке длиной 300 км при различном температурном напоре $\Delta T = T_{нефт\ o} - T_{нефт\ i}$.

Теоретически, если подводить тепло от постороннего источника к области между наружной поверхностью трубопровода и внутренней поверхностью теплоизоляции, расположенной со стороны трубы, то происходит «тепловое запираение» потока от нефти в окружающую среду, и температура нефти остаётся постоянной по длине нефтепровода.

Из рисунка 4 видно, что благодаря подключению постороннего источника тепла гидравлические потери нефтепровода для режима ΔT_4 на длине 300 км уменьшаются на величину 1,1 МПа по сравнению с ΔT_1 , что позволяет увеличить расстояние между соседними нефтеперекачивающими станциями (НПС) примерно на 50 км.

В качестве постороннего источника теплоты на практике может быть применён «теплоспутник» [4], показанный на рисунке 5.

Авторами предложен второй вариант исполнения постороннего теплового источника, выполненный в виде токопроводящей ткани (плёночный нагреватель), уложенной на электроизолированную поверхность трубы. Схема под-

Рисунок 3. Тепловые потери на единицу длины нефтепровода в зависимости от температуры нефти при постоянной температуре окружающей среды ($T_{oc} = -40^{\circ}C$)

$T_{неф 0}$ — температура нефти на начальном участке трубопровода, °C;

$T_{неф i}$ — температура нефти на i -ом участке трубопровода, °C;

ΔT_1 — разность температур без подогрева, °C

ΔT_2 — разность температур с подогревом с 30 °C

ΔT_3 — разность температур с подогревом с 40 °C

ΔT_4 — разность температур с подогревом с 50 °C

Рисунок 4. Гидравлические потери и падение температуры нефти по длине трубопровода при различном температурном напоре ΔT

Рисунок 5. Схема переноса теплоты от теплоспутников к трубопроводу

ключения плёночного нагревателя к регулируемому источнику питания показана на рисунке 6.

Алгоритм, заложенный в блок управления, позволяет регулировать мощность тепловыделения плёночного нагревателя в зависимости от разности температур нефти и окружающей среды.

Сравнивая два изложенных варианта, можно заключить, что первый вариант менее

пригодный для магистрального нефтепровода в условиях холодного климата, так как это требует размещения вдоль трассы специальных ТП с расстоянием 2–5 км между ними. Капиталовложения по первому варианту в этом случае относительно второго варианта возрастут примерно на порядок. Кроме того, потребуются дополнительные эксплуатационные издержки на обслуживание «теплоспутника».

Рисунок 6. Схема подключения плёночного нагревателя к регулируемому источнику питания

Выводы

В результате проведённого исследования было выявлено влияние геометрических и теплофизических параметров магистрали нефтепровода на тепловые и гидравлические потери при транспортировке смеси нефтей с парафином в условиях холодного климата. Так, при уменьшении теплоотдачи от нефти в окружающую среду в режиме ΔT_4 гидравли-

ческие потери нефтепровода на расстоянии 300 км снизились на величину 1,1 МПа по сравнению с ΔT_1 , что позволяет увеличить расстояние между соседними нефтеперекачивающими станциями примерно на 50 км. Наиболее экономичным способом блокировки теплового потока от нефти в окружающую среду является использование в конструкции нефтепровода плёночного нагревателя.

СПИСОК ИСПОЛЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федоров П.В. Совершенствование методов планирования технологических режимов и контроля процесса транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам: дис. ... канд. техн. наук. Ухта, 2011. 130 с.
2. Клименко А.В., Зорин В.М. Теоретические основы теплотехники. Теплотехнический эксперимент: справочник. М.: Издательство МЭИ, 2001. 564 с.
3. ГОСТ Р 57385-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Строительство магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Тепловая изоляция труб и соединительных деталей трубопроводов. М.: Стандартинформ, 2017. 27 с.
4. Колесник И.Ю. Расход теплоты при обогреве труб теплоспутниками [Электронный ресурс]. URL: <https://www.abok.ru/pages.php?block=gold27>.

REFERENCES

1. Fedorov P.V. *Sovershenstvovanie metodov planirovaniya tekhnologicheskikh rezhimov i kontrolya*

protsesta transportirovki nefi po magistral'nykh nefteprovodam: dis. kand. tekhn. nauk [Improving the Methods of Technological Regimes Planning and Control of Oil Transportation through Main Oil Pipelines: Cand. Tekhn. Sci. Diss.]. Ukhta, 2011. 130 p. [in Russian].

2. Klimenko A.V., Zorin V.M. *Teoreticheskie osnovy teplotekhniki. Teplotekhnicheskii eksperiment: spravochnik* [Theoretical Foundations of Heat Engineering. Thermo-technical Experiment: Reference Book]. Moscow, MEI Publ., 2001. 564 p. [in Russian].

3. *GOST R 57385-2017. Magistral'nyi truboprovodnyi transport nefi i nefteproduktov. Stroitel'stvo magistral'nykh nefteprovodov i nefteproduktoprovodov. Teplovaya izolyatsiya trub i soedinitel'nykh detalei truboprovodov* [State Standard R 57385-2017. Trunk Pipeline Transport of Oil and Oil Products. Construction of Oil and Oil Products Trunk Pipelines. Thermal Insulation of Pipes and Fittings]. Moscow, Standartinform Publ., 2017. 27 p. [in Russian].

4. Kolesnik I.Yu. *Raskhod teploty pri obogreve trub teplosputnikami* [Heat Consumption during Heating of Pipes by Heat Sinks]. [Electronic Resource]. URL: <https://www.abok.ru/pages.php?block=gold27>. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Антипов Юрий Александрович, кандидат технических наук, доцент департамента машиностроения и приборостроения Инженерной академии, Российский университет дружбы народов, г. Москва, Российская Федерация

Yuri A. Antipov, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Mechanical and Instrument Engineering Department, Engineering Academy, Peoples' Friendship University of Russia, Moscow, Russian Federation

e-mail: rudn-tit@yandex.ru

Халифе Хассан (Ливан), магистрант департамента машиностроения и приборостроения Инженерной академии, Российский университет дружбы народов, г. Москва, Российская Федерация

Khalife Hassan (Lebanon), Undergraduate Student of Mechanical and Instrument Engineering Department, Engineering Academy, Peoples' Friendship University of Russia, Moscow, Russian Federation

e-mail: hassan.khalife.rudn@gmail.com

Жариков Илья Андреевич, магистрант департамента машиностроения и приборостроения Инженерной академии, Российский университет дружбы народов, г. Москва, Российская Федерация

Ilya A. Zharikov, Undergraduate Student of Mechanical and Instrument Engineering Department, Engineering Academy, Peoples' Friendship University of Russia, Moscow, Russian Federation

e-mail: rudn-tit@yandex.ru