УДК 622.691.4

**Оценка влияния сезонно-действующих охлаждающих устройств
на время безопасной остановки нефтепровода**

А. У. Якупов*, Д. А. Черенцов, К. С. Воронин, Ю. Д. Земенков

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: ya.yakupov-azamat@yandex.ru*

Аннотация. При транспорте высоковязких и высокостыкующих нефтей по нефтепроводам тепловой расчет является одним из основных. Определение скорости остывания нефти в остановленном нефтепроводе имеет важное практическое значение. По скорости остывания вычисляют время безопасной остановки «горячего» нефтепровода: время, при котором не произойдет заморозка «горячего» нефтепровода, и давления станции хватит для преодоления сдвиговых напряжений, возникающих при остывании высоковязких и высокостыкующих нефтей. Охлаждение нефти в подземных остановленных трубопроводах зависит от температуры грунта вокруг него. Установленные термостабилизаторы, предназначенные для охлаждения грунта, могут повлиять на скорость остывания «горячего» нефтепровода.

В работе проведен численный эксперимент с применением современных средств математического моделирования. Проведенный эксперимент показал, что установленные термостабилизаторы рядом с подземным «горячим» нефтепроводом оказывают влияние на процесс остывания нефти. Термостабилизаторы грунта сократили время безопасной остановки нефтепровода.

Ключевые слова: высоковязкая нефть; «горячий» нефтепровод; термостабилизатор грунта

**Estimating the effect of seasonally-operating cooling devices during
a safe stop of the oil pipeline**

**Azamat U. Yakupov*, Dmitry A. Cherentsov, Konstantin S. Voronin,
Yuri D. Zemenkov**

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: ya.yakupov-azamat@yandex.ru*

Abstract. Conducting thermal calculations of "hot" oil pipelines through which high-viscosity and high-sticking oils are transported is one of the main ones. Determining the rate of cooling of oil in a stopped pipeline is of practical importance. According to the cooling rate, the time to safely stop the "hot" pipeline is calculated. This is the time at which the "hot" oil pipeline doesn't freeze and the station's pressure is enough to overcome the shear stresses arising during the cooling of high-viscosity and high-sticking oil. Oil cooling in underground stopped pipelines depends on the temperature of the soil around it. Installed heat stabilizers designed to cool the soil can affect the cooling rate of the "hot" pipeline.

We have carried out a numerical experiment using modern tools of mathematical modelling. The experiment showed that the installed soil heat stabilizers near the underground "hot" pipeline have an impact on the process of cooling oil. These stabilizers have reduced the time to safely stop the pipeline.

Key words: high-viscosity oil; "hot" oil pipeline; soil heat stabilizer

Введение

При строительстве магистральных нефтепроводов на территории распространения многолетнемерзлых грунтов используют средства термостабилизации грунтов для предотвращения растепления [1] и возникновения аварийных ситуаций. На протяженных объектах наиболее часто используют индивидуальные сезонно-действующие охлаждающие устройства — термостабилизаторы, которые поддерживают отрицательную температуру грунтов¹. Однако установленные термостабилизаторы, охлаждая грунт вокруг подземного нефтепровода, могут значительно сократить время его безопасной остановки.

Определение времени безопасной остановки «горячего» нефтепровода является важным вопросом, так как длительная остановка трубопровода может привести к его полному «замораживанию». А для ответственной операции по запуску «горячего» нефтепровода с заполненной нефтью может не хватить давления станции для преодоления сил трения, которые зависят от вязкости нефти. При остывании и достижении температур, близких к температуре застывания, тяжелые и битуминозные виды нефти не подчиняются закону Ньютона. При температурах, близких к застыванию и ниже, нефти могут быть отнесены к пластичным и псевдопластичным жидкостям, а при высоких температурах — к ньютоновским жидкостям. Напряжение сдвига зависит от прочности парафиновой структуры, которая образуется за время остановки нефтепровода. Реологическое уравнение для нахождения напряжения сдвига пластической жидкости имеет вид

$$\tau = \tau_0 + \eta_{nl} \frac{du}{dr}, \quad (1)$$

где τ_0 — предел текучести; η_{nl} — пластическая вязкость; $\frac{du}{dr}$ — скорость сдвига.

Нужно учитывать, что напряжение сдвига может возрастать в процессе остановки и остывания нефтепровода и достигнуть такой величины, при которой давления станции может не хватить. Из-за большого количества факторов, влияющих на значение начального напряжения сдвига тяжелой и высоковязкой нефти, не существует точной формулы для его определения [2]. Начальное напряжение сдвига определяется экспериментальным путем. Из-за этого возникают сложности в определении времени безопасной остановки «горячего» нефтепровода.

Рис. 1. Время безопасной остановки нефтепровода

¹CAN/CSA-S500-14 Thermosyphon foundations for buildings in permafrost regions. National Standard of Canada. – 2014. – 44 p.

В соответствии с предложенной в РД 39-30-139-79² методикой по расчету времени безопасной остановки нефтепровода необходимо построить график изменения потерь напора на трение в трубопроводе в зависимости от времени простоя нефтепровода (рис. 1, красная линия на графике). Также на графике откладывается линия максимально возможного напора, развиваемого на станции, либо максимально допустимого напора, если максимально возможный напор станции превышает допустимый напор нефтепровода, который ограничен механической прочностью трубопровода (см. рис. 1, синяя линия на графике). Точка пересечения линии максимально возможного напора, либо максимально допустимого напора с линией потерь напора на трение в трубопроводе от времени остановки будет соответствовать времени безопасной остановки «горячего» нефтепровода.

Определение потерь напора на трение при запуске остановленного нефтепровода производится по формулам стационарного режима с учетом изменения температуры нефти и ее свойств в результате остывания.

$$H = \beta_* \frac{Q^{2-2e+en}}{D_1^{5-4e+3en}} \left(\frac{K_\phi}{p} \right)^e \cdot L \cdot \Delta e \cdot \Delta r, \quad (2)$$

где D_1 — внутренний диаметр трубопровода; Q — производительность трубопровода; β_* — коэффициент для определения потерь напора при движении неньютоновской нефти; Δe — поправка на неизотермичность по длине трубы; Δr — поправка на неизотермичность по радиусу трубы; L — длина трубопровода; n — показатель поведения жидкости; e — основание натурального логарифма; p — плотность; K_ϕ — коэффициент теплопередачи.

В расчете участвует и приведена формула для определения предельного напряжения сдвига в зависимости от температуры

$$\tau_0 = \tau_0^{ii} \cdot (e^{-Bt} - e^{-Bt_*}), \quad (3)$$

где τ_0^{ii} — величина, определяемая опытным путем; B — постоянный для данной жидкости коэффициент; t_* — температура появления предельного напряжения сдвига.

С учетом многообразия применения различных видов присадок различной концентрации для облегчения транспортировки тяжелой высоковязкой нефти возникают сложности в определении значения τ_0^{ii} .

Для облегчения расчета по определению времени безопасной остановки горячего нефтепровода (РД 39-30-139-79³) предложена формула

$$\theta = 1 - \frac{E_i \cdot (-h_0^2/R_2^2 \cdot F_0) - E_i \cdot (-1/4 \cdot F_0)}{2Ln(2h_0/R_2)}, \quad (4)$$

где F_0 — параметр Фурье, определяющий зависимость динамики охлаждения углеводородной жидкости в трубопроводе от времени; h_0 — глубина заложения трубопровода; E_i — интегральная показательная функция с отрицательно вещественным аргументом; R_2 — внешний радиус трубы с учетом всех покрытий.

²РД 39-30-139-79. Методика теплового и гидравлического расчета магистральных трубопроводов при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях. — Введ. 1979-04-25. — Уфа, 1979. — 57 с.

³РД 39-30-139-79. — С. 39.

В статье [3] автор оценивал время безопасной остановки нефтепровода, сравнивал расчеты по аналитической формуле (4), предложенной в работе [4], с численным моделированием динамики охлаждения нефти. Сам автор работы [4] по результатам проведенных лабораторных исследований пришел к результату, что погрешность определения времени остывания нефти в «горячем» трубопроводе по формуле (4) составляет 17 %.

Охлаждение нефтепродукта в подземных трубопроводах зависит от температуры грунта вокруг него. «Горячий» остановленный нефтепровод обменивается теплом с окружающим его грунтом, который имеет не лучшие теплопроводящие свойства, по коэффициенту теплопроводности близок к изоляторам [5]. Процесс остывания будет проходить из-за разности температур грунта и нефтепровода.

Установленные термостабилизаторы, предназначенные для охлаждения грунта до проектного значения [6] и поддержания этого состояния в течение всего срока эксплуатации, должны повлиять на скорость остывания нефти в трубопроводе, потому как используемые для этих целей термостабилизаторы способствуют дополнительному охлаждению, которое получает грунт в активный период времени работы — зимой [7]. Скорость гидродинамических процессов внутри устройства значительно выше скорости перераспределения температур в грунте. Поэтому при отрицательной атмосферной температуре термостабилизатор будет интенсивно охлаждать грунт под трубопроводом, что повлияет на процесс и скорость остывания нефти.

Объект и методы исследования

В данной работе проведен численный эксперимент с применением современных средств математического моделирования. Численное моделирование процесса остывания нефти в подземном нефтепроводе выполнено в программном комплексе ANSYS.

Нами предложена и реализована расчетная схема: модель остановленного нефтепровода с разогретой нефтью внутри и установленным термостабилизатором рядом с нефтепроводом в двумерной постановке. Грунт по условию задачи был задан однородным, поэтому для оптимизации расчетов модель разбили на две симметричные части, и на границе задали условие Symmetry во вкладке Model. Модель представлена на рисунке 2.

Рис. 2. Модель остывания нефтепровода

В программном комплексе ANSYS была создана конечно-элементная модель согласно предложенной расчетной схеме.

Геометрическая модель сечения трубопровода была построена в модуле SpaceClaim. После построения геометрической модели трубопровода была выполнена настройка решателя Transient Thermal, выбран тип контактирующих поверхностей bonded на границах раздела грунт — изоляция нефтепровода, изоляция нефтепровода — стенка, стенка — нефтепродукт.

Было выполнено разбиение модели на конечно-элементную сетку. С помощью общих и частных настроек сетки для таких элементов, как грунт, изоляция, стенка трубопровода и нефтепродукт, улучшали качество сетки.

Свойства и характеристики грунта, изоляции, нефтепровода, нефтепродукта были указаны в модуле Engineering Data во вкладке Property.

Во вкладке Analysis Settings настраивалось решение задачи: были заданы начальная температура грунта и температура нефтепродукта в трубопроводе.

На границах моделируемого массива грунта снизу и сбоку были заданы граничные условия Неймана (нулевой тепловой поток) командой Heat Flow.

$$-\lambda \left(\frac{\partial T}{\partial \bar{n}} \right)_w = q_w(x, y, z, t) = 0, \quad (5)$$

где $\bar{n}$ — нормаль к поверхности тела; $\frac{\partial T}{\partial \bar{n}}$ — производная температуры вдоль нормали; λ — коэффициент теплопроводности; q_w — плотность теплового потока.

На верхней границе поверхности массива грунта задается граничное условие командой Heat Flow, которая будет учитывать тепловой поток из атмосферы,

$$-\lambda \left(\frac{\partial T}{\partial \bar{n}} \right)_w = q_w(x, y, z, t). \quad (6)$$

Также будет принята во внимание морозильная мощность термостабилизатора, учитывающая колебания температуры окружающей среды. Зададим граничное условие на внешней стенке испарителя, который находится в контакте с грунтом по формуле из [8].

$$\frac{a_k \cdot S_k}{S_{isp}} \cdot (t_a - t_g) = -\lambda_f \cdot \left(\frac{\partial t}{\partial r} \right)_{R1}, \quad (7)$$

где a_k — коэффициент теплопередачи от конденсаторной части; S_k — площадь конденсаторной части; S_{isp} — площадь испарительной части; t_a — температура воздуха; t_g — температура на внешней стенке испарителя; λ_f — теплопроводность грунта; t — температура грунта, зависящая от радиальной координаты r и времени τ .

Начальная температура остывания нефти будет граничным условием Дирихле, в программном комплексе ANSYS — задается командой Temperature.

$$T = T_w(x, y, z, t). \quad (8)$$

Расчет проводился для следующих характеристик грунта, нефтепровода и термостабилизатора:

- диаметр — 530, 630, 720 мм;
- толщина стенки — 8 мм;
- глубина укладки — 0,8 м;
- толщина пенополиуретанового покрытия — 80 мм;
- плотность нефти — 800 кг/м³;
- удельная теплоемкость нефти — 2,042 кДж/(кг · К);

- минимально допустимая температура нефти — 10°C ;
- плотность пенополиуретанового покрытия — 130 кг/м^3 ;
- теплопроводность пенополиуретанового покрытия — $0,041 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{K)}$;
- плотность грунта — $1\,520 \text{ кг/м}^3$;
- теплоемкость грунта — $2\,042 \text{ Дж/(м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C)}$;
- температуропроводность грунта — $0,93 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{K)}$;
- диаметр корпуса испарителя термостабилизатора — $33,7 \text{ мм}$;
- площадь оребрения конденсатора — $1,57 \text{ м}^2$.

Результаты расчета времени остывания «горячего» нефтепровода

Диаметр нефтепровода, мм	Время, сут	
	без термостабилизатора	с термостабилизатором
530	5,01	2,35
630	6,56	3,45
720	7,54	4,60

Результаты

Расчеты проводились для двух случаев. В первом случае рассматривалось время остывания «горячего» нефтепровода без установленного термостабилизатора грунта (рис. 3); во втором — с установленным термостабилизатором грунта (рис. 4). Результаты расчета представлены в таблице.

Рис. 3. Остывание нефти в нефтепроводе без термостабилизаторов

Рис. 4. Остывание нефти в нефтепроводе с термостабилизаторами

Выводы

Проведенный численный эксперимент показал (см. таблицу), что установленные рядом с подземным нефтепроводом термостабилизаторы, предназначенные для предотвращения растепления многолетнемерзлого грунта, оказывают влияние на процесс охлаждения горячей нефти в трубопроводе при его остывании. Так, с учетом влияния термостабилизатора, время остывания нефти в рассматриваемых трубопроводах существенно уменьшилось. При расчете времени остывания нефти в остановленном подземном нефтепроводе необходимо учитывать влияние установленных термостабилизаторов.

Библиографический список

1. Математическое моделирование растепления многолетнемерзлых грунтов при взаимодействии с нефтепроводом / Я. С. Байдакова, А. П. Шабашов; науч. рук. К. С. Воронин, Д. А. Черенцов // Проблемы геологии и освоения недр: тр. XXI Междунар. симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М. И. Кучина (3–7 апреля Томск, 2017): в 2 т. — Томск: Изд-во ТПУ, 2017. — Т. 2. — С. 686–688.
2. Трубопроводный транспорт нефти и газа: учеб. для вузов / Р. А. Алиев [и др.]. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1988. — 368 с.
3. Сулейманов В. А. Оценка времени безопасной остановки нефтепровода, по которому перекачивается высокостыгающая нефть // Вести газовой науки. — 2018. — № 2. — С. 36–43.
4. Черников В. И. Перекачка вязких и застывающих нефтей. — М.: Гостоптехиздат, 1958. — 164 с.
5. Modernization of the individual device for temperature stabilization of the soil / K. S. Voronin [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. — 2018. — Vol. 445, Issue 1. — 012011. DOI: 10.1088/1757-899X/445/1/012011
6. Numerical simulation of a buried hot crude oil pipeline during shutdown / X. Cheng [et al.]. // Petroleum Science. — 2010. — Vol. 7, Issue 1. — P. 73-82. DOI: 10.1007/s12182-010-0008-x
7. Holubec I., Eng P. Flat Loop Thermosyphon Foundations in Warm Permafrost // Adapting to Climate Change Canada's First National Engineering (April 2008).
8. Горелик Я. Б., Селезнев А. А. Об эффективности обребрения вертикальных двухфазных естественно-конвективных охлаждающих устройств для строительства на мерзлых грунтах // Криосфера Земли. — 2016. — Т. XX, № 2. — С. 78–89.

Сведения об авторах

Якупов Азамат Ульфатович, аспирант кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: ya.yakupov-azamat@yandex.ru

Черенцов Дмитрий Андреевич, к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Воронин Константин Сергеевич, к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Земенков Юрий Дмитриевич, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Azamat U. Yakupov, Postgraduate at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, e-mail: ya.yakupov-azamat@yandex.ru

Dmitry A. Cherentsov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

Konstantin S. Voronin, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

Yuri D. Zemenkov, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen