

УДК 622.691.4

Влияние особенностей конструкций термостабилизаторов на время остывания нефти в остановленном нефтепроводе

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. По данным годовых отчетов нефтедобывающих компаний прослеживается рост добычи высоковязкой и сверхвысоковязкой нефти. При этом усиливается ответственность к транспортировке продукта, которая может происходить при нестационарных режимах и привести к аварийным ситуациям. Так, вынужденная остановка нефтепровода при транспорте высоковязкой нефти может привести к остыванию продукта ниже критических температур, и дальнейший запуск нефтепровода будет невозможен. В связи с этим особую актуальность приобретает задача расчета времени безопасной остановки нефтепровода.

В работе проведено численное исследование по определению влияния конструктивных особенностей термостабилизатора на время остывания нефти в остановленном нефтепроводе. Установлены значения времени остывания нефти от действия термостабилизаторов различных производителей. Исследовано влияние длины испарительной части и расстояния установки термостабилизатора от нефтепровода на время остывания.

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

The effect of structural features of heat stabilizers during the cooling time of oil in a stopped 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. According to the annual reports of oil companies, there is an increase in the production of high-viscosity and ultra-high-viscosity oil. At the same time, responsibility for the transportation of the product, which can occur under unsteady conditions and lead to emergency situations, is intensified. Thus, a forced shutdown of an oil pipeline during transportation of high-viscosity oil can cause the product to cool below critical temperatures, and further launch of the oil pipeline will be impossible. In this regard, the task of calculating the safe shutdown time of the oil pipeline has particular relevance.

We have carried out a numerical study to determine the effect of the structural features of the heat stabilizer during the cooling time of oil in a stopped oil pipeline. The values of the cooling time of oil from the action of heat stabilizers, made by various manufacturers, were established. In addition, the effect of the length of the evaporation part and the installation distance of the heat stabilizer from the oil pipeline during the cooling time was studied.

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

Введение

По данным годовых отчетов нефтяных компаний (НК) за 2018 год наблюдается значительный рост добычи высоковязких нефтей (ВВН). ПАО НК «Роснефть» начало разработку залежи сверхвысоковязкой нефти Карабикуловского месторождения^{1,2,3}, ПАО «Лукойл» увеличило добычу ВВН Ярегского и Усинского месторождений на 25 % и т. д.

В соответствии с текущим прогнозом НК основной объем льготлируемой добычи из залежей трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) и ВВН планируется только увеличивать.

Увеличение добычи ВВН влечет за собой как рост нагрузки на транспортную систему, так и повышение ответственности самого процесса перекачки. Нестационарные процессы, вызванные аварийными ситуациями, могут привести к непоправимым последствиям. Одним из таких нестационарных процессов является аварийная остановка перекачки нефти, при остывании перекачиваемых ВВН ниже критических температур запуск трубопровода будет невозможен.

Особую актуальность приобретает задача определения времени безопасной остановки трубопровода⁴, вопросами в этой области занимались А. Л. Ястребов, Р. М. Каменский, В. И. Черников, Р. А. Алиев и др. [1–4].

Преимущественно месторождения ВВН расположены в зонах с преобладанием многолетнемерзлых грунтов (ММГ), наиболее распространенным методом строительства на ММГ является использование его по принципу I. Сохранение грунтов в мерзлом состоянии обеспечивается комплексом мероприятий по термостабилизации грунтов [5, 6], наиболее предпочтительным является применение сезонно-действующих охлаждающих устройств жидкостных или парожидкостных типов — термостабилизаторов (ТС) [7, 8].

Анализ научных источников и нормативной литературы показал отсутствие методик и рекомендаций по определению времени безопасной остановки трубопровода, учитывающих влияние установленных ТС. Ранее нами было проведено исследование по определению степени влияния установленных ТС на время безопасной остановки трубопровода [9, 10]. Однако актуальным остается вопрос оценки влияния конструктивных особенностей на время безопасной остановки трубопровода, транспортирующего ВВН.

Моделирование процесса

Используемая математическая модель позволяет учесть влияние конструктивных особенностей ТС при остывании нефти в аварийно остановленном нефтепроводе, расчетная схема представлена на рисунке 1.

В работе [9] получена система уравнений, моделирующая процесс остывания трубопровода с учетом ТС (1), здесь первое уравнение — дифференциальное уравнение теплопроводности [11], второе — работа ТС [12]:

¹ Годовой отчет ПАО «НК «Роснефть» за 2018 год [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2018.pdf.

² Годовой отчет ПАО «НК «Роснефть» за 2017 год [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2017.pdf.

³ Годовой отчет ПАО «НК «Роснефть» за 2016 год [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2016.pdf.

⁴ РД 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 [Электронный ресурс]. – Введ. 1979-04-25. – Режим доступа: <https://pdf.standartgost.ru/catalog/Data2/1/4293831/4293831373.pdf>.

$$\frac{\partial T}{\partial \tau} = \frac{\lambda}{c\rho} \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right) + \frac{q_v}{c\rho}, \quad (1)$$

где λ — теплопроводность грунта; c — теплоемкость грунта; ρ — плотность грунта; q_v — количество теплоты от внутренних источников; τ — время; T — температура; x, y, z — координатные оси.

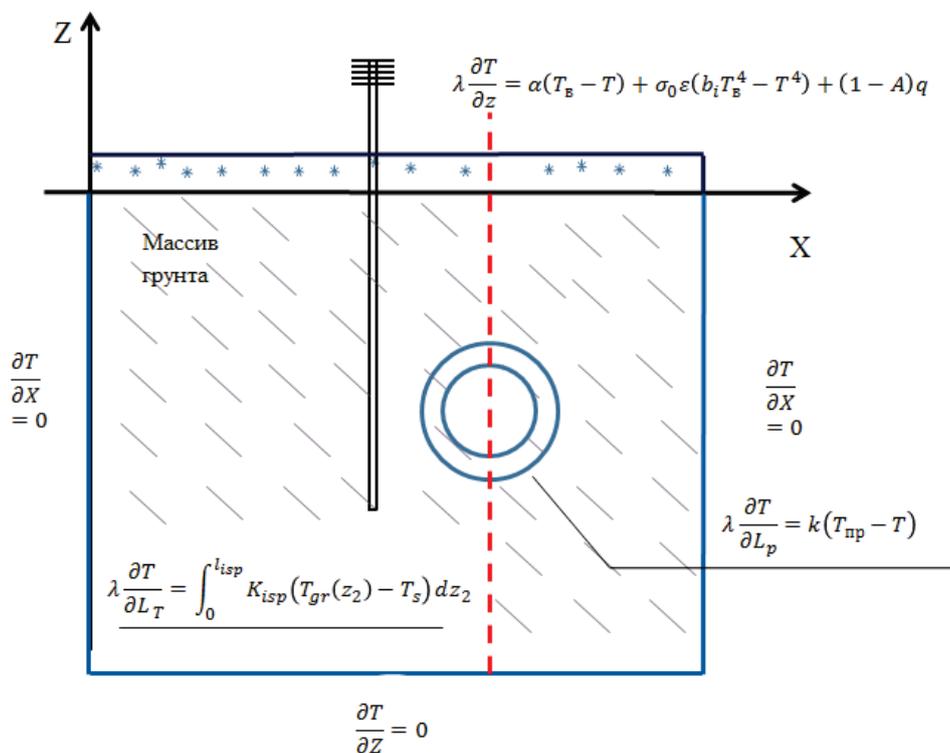


Рис. 1. Расчетная схема

На данную систему уравнений накладываются следующие граничные условия:

- на границах грунта (слева, справа и внизу) — граничные условия первого рода, (сверху) — граничное условие 3-го рода;
- по внешней образующей трубы — граничное условие 4-го рода;
- на внешней стенке испарительной части ТС морозильная мощность определяется как

$$\frac{a_k \cdot S_k}{S_{isp}} \cdot (T_a - T_g) = -\lambda_f \cdot \left(\frac{\partial T}{\partial r} \right)_{R1}, \quad (2)$$

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 .

Экспериментальная часть

С помощью разработанной математической модели производились численные эксперименты.

Основные характеристики, принятые для расчета:

- температура воздуха и скорость ветра приняты согласно источнику⁵ и приведены в таблице 1;
- грунт был принят незасоленный с плотностью 950 кг/м³, температурой начала замерзания $-0,13^{\circ}\text{C}$; теплоемкость мерзлого грунта — 2 042 Дж/(кг·К); теплоемкость талого грунта 3 095 Дж/(кг·К); теплопроводность талого грунта — 0,52 Вт/(м·К); теплопроводность мерзлого грунта — 0,93 Вт/(м·К);
- нефтепровод диаметром 820 мм; толщина тепловой изоляции — 200 мм; плотность изоляции — 130 кг/м³; теплопроводность изоляции — 0,047 Вт/(м²·К); теплоемкость материала изоляции — 1 340 Дж/(кг·К);
- определялось время остывания нефти с 30 до 10 °С.

Таблица 1

Значения температуры и скорости ветра

		Месяц											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Температура воздуха, С		-20,5	-19,6	-16,6	-9,7	-3,1	5,9	12,0	9,6	3,8	-4,5	-13,5	-17,9
Скорость ветра, м/с		6,2	5,9	6,2	5,9	6,0	5,4	4,7	4,5	5,0	5,7	5,8	6,4

Для расчетов были приняты ТС различных производителей⁶. Конструктивные особенности для первой серии экспериментов представлены в таблице 2.

Таблица 2

Термостабилизаторы различных производителей

Основной показатель	ООО «Ньюфрост»	ООО НПФ «Проект-стабилизатор»	ООО НПО «Фундамент-стройаркос»	ЗАО «Инж'го Сервис-Норд»	ООО НПО «Полнос»	ОАО «Фундамент-проект»	ООО НПО «Север»
Размер оребрения, мм	71	61	67	68	65	140	120
Шаг ребер, мм	3,2	5	2,5	4,5	2,5	15	
Толщина ребра, мм	1		0,5	1	0,5	2	
Материал оребрения	Алюминий					Сталь	
Длина оребрения конденсатора, мм	900	750	784	880	900		
Диаметр корпуса испарителя, мм	38	32	33,7	32	33,7	38	

⁵ СП 131.1333.0.2012. Строительная климатология [Электронный ресурс]. – Введ. 2013-01-01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095546>.

⁶ Сравнение эффективности замораживания грунтов термостабилизаторами различных производителей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.npo-fsa.ru/sites/default/files/termostable-compare.pdf>.

Для второй серии численных экспериментов был выбран ТС производства ООО НПО «Фундаментстройаркос», и при неизменной конденсаторной части изменялись значения длин испарительной части ТС от 3,5 до 7,5 м. Значения времени остывания нефти при остановках находились в диапазоне 10 лет эксплуатации нефтепровода.

Для третьей серии экспериментов изменению подвергались расстояния от трубопровода до установленного ТС. Значения в диапазоне от 0,5 до 4 м.

Для четвертой серии экспериментов определялось время остывания нефти в остановленном нефтепроводе без действия ТС. Также был рассмотрен случай установки ТС под углом. Данный вопрос установки был рассмотрен в работах [13, 14] как перспективный метод повышения эффективности работы ТС.

Результаты эксперимента

На рисунке 2 представлены результаты расчетов времени остывания нефти в незапланированно остановленном нефтепроводе с учетом влияния конструктивных особенностей ТС разных производителей.

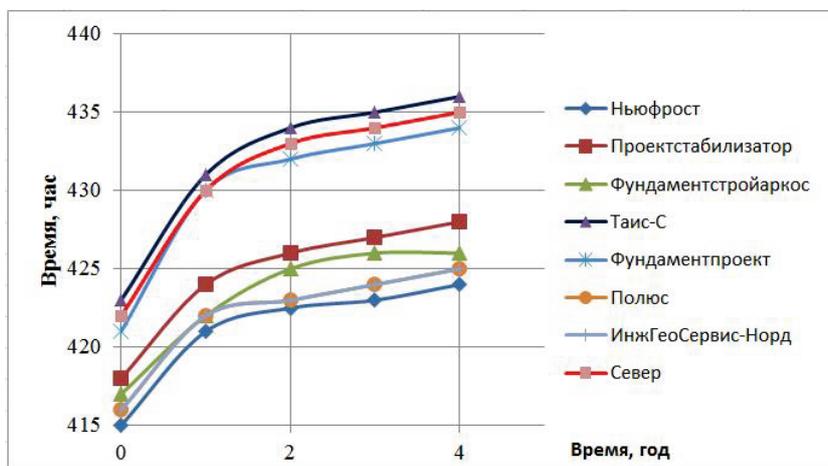


Рис. 2. Время остывания нефти в нефтепроводе с различными термостабилизаторами

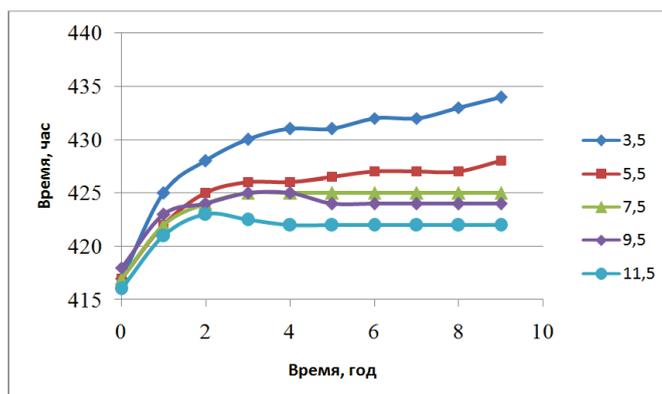


Рис. 3. Время остывания нефти в нефтепроводе в зависимости от длины испарительной части

По результатам численного эксперимента были получены значения времени остывания нефти в остановленном нефтепроводе в зависимости от длины испарительных частей. Установлены значения изменение времени остывания от продолжительности эксплуатации нефтепровода. На основании полученных результатов построен график зависимости (рис. 3).

На рисунке 4 представлены результаты расчетов времени остывания нефти с учетом влияния расстояния от ТС до нефтепровода.

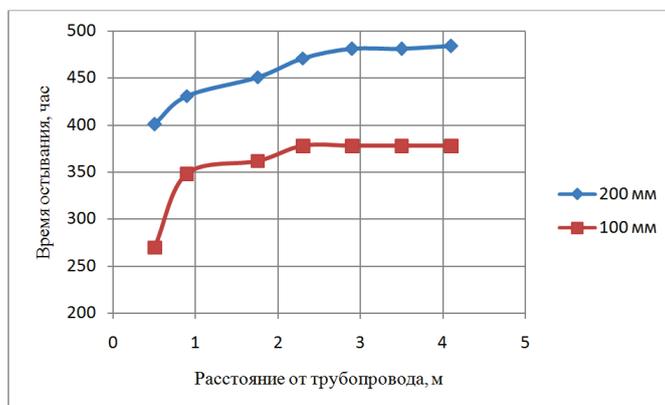


Рис. 4. *Время остывания нефти в нефтепроводе*

На рисунке 5 представлены результаты исследования по определению времени остывания нефти без установленного ТС. И проведено сравнение с временем остывания с учетом влияния установленного ТС.

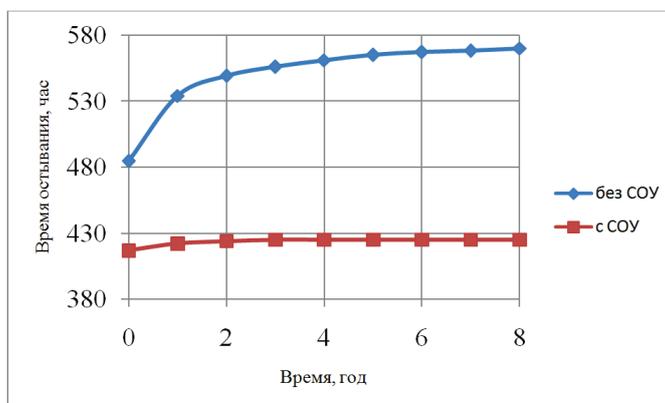


Рис. 5. *Время остывания нефти в нефтепроводе без термостабилизатора*

Обсуждение

Проведенные численные эксперименты по определению влияния конструктивных особенностей ТС различных производителей на время остывания нефти в остановленном нефтепроводе показали, что по времени остывания ТС разбились на две группы. На рисунке 2 видно, что внутри групп полученные значения отличаются незначительно. Материал изготовления конденсаторной

части ТС оказался существенным параметром, разделившим полученные результаты на две группы.

Исследования времени остывания нефти с влиянием разных длин испарительных частей ТС показали (см. рис. 3), что при остановке нефтепровода в первый год эксплуатации после запуска размер испарительной части ТС оказывает меньшее влияние на время остывания нефти в нефтепроводе. Размер испарительной части ТС с каждым годом эксплуатации начинает оказывать большее влияние на время остывания. На девятом году эксплуатации разница во времени между испарительной частью в 3,5 и 7,5 м составила 9 часов. ТС с большей длиной испарительной части за 9 лет эксплуатации проморозил грунт больше, по этой причине увеличение времени остывания нефти за 9 лет оказалось наименьшим.

Были проведены расчеты по исследованию времени остывания нефти в остановленном нефтепроводе при удалении одиночного ТС от подземного нефтепровода для двух толщин тепловой изоляции трубы. Исследование показало, что при удалении ТС от трубопровода наблюдаются два резких скачка по времени остывания. На расстоянии от 0,5 до 1 м и от 1,8 до 2,3 м наблюдается наибольшее увеличение времени, это при первом скачке объясняется тем, что ореол промораживания грунта термостабилизатором находится вблизи и оказывает сильное влияние на формирование зоны протаивания грунта от положительного температурного воздействия подземного нефтепровода. При удалении ТС на 4 м от трубопровода с тепловой изоляцией 100 мм время остывания нефти увеличилось на 108 ч, а при толщине тепловой изоляции 200 мм — только на 83 часа. При расположении ТС от нефтепровода на расстоянии 2,3 м увеличение тепловой изоляции — со 100 до 200 мм — увеличит время остывания на 93 часа, что может оказаться одним из основных мероприятий, которое позволит увеличить безопасное время незапланированной остановки нефтепровода и обезопасить его от «замораживания».

Численный расчет времени остывания нефти без влияния ТС показал, что в первые два года эксплуатации время остывания растет значительно, это объясняется тем, что работающий нефтепровод начинает растеплять грунт вокруг себя, и при остановке этот грунт оказывает влияние на время остывания. Поэтому разница во времени остывания нефти с учетом установленного ТС и без его влияния в первые два года эксплуатации составила 65 часов, а на девятом году эксплуатации нефтепровода данное значение — 145 часов.

Мы также провели исследование на определение времени остывания нефти в остановленном нефтепроводе при установке термостабилизатора перпендикулярно относительно земной поверхности и под углом к горизонту. Проведенное исследование показало, что при установке термостабилизатора под углом к горизонту время остывания нефти сократилось на 12 часов.

Выводы

По проведенным численным экспериментам определено влияние конструктивных особенностей термостабилизатора на время охлаждения нефти в остановленном нефтепроводе. Установлены значения времени остывания нефти при влиянии термостабилизаторов различных производителей. Установлены значения времени остывания нефти при различных величинах испарительной части и расстояния от нефтепровода до термостабилизатора. Выявлено, что установка термостабилизатора под углом к горизонту вместо вертикального положения сократила время остывания нефти.

Библиографический список

1. Ястребов А. Л. Инженерные коммуникации в вечномёрзлых грунтах. – М.: Издательство литературы по строительству, 1972. – 175 с.
2. Черников В. И. Перекачка вязких и застывающих нефтей. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – 164 с.
3. Трубопроводный транспорт нефти и газа: учебник для вузов / Р. А. Алиев [и др.] – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
4. Каменский Р. М. Исследование теплового взаимодействия периодически работающих трубопроводов с мерзлыми грунтами // Материалы совещания-семинара по строительству в районах распространения вечномёрзлых грунтов. Т. 3. – Красноярск, 1964.
5. McFadden T. T., Bennett F. L. Construction in Cold Regions: A Guide for Planners, Engineers, Contractors, and Managers. – 1st edition. – Hoboken, New Jersey: Wiley-Interscience, 1991. – 640 p. – (Wiley Series of Practical Construction Guides).
6. CAN/CSA-S500-14 Thermosyphon foundations for buildings in permafrost regions. National Standard of Canada. – 2014. – 44 p.
7. Выбор оптимальных технических решений по прокладке нефтепровода для обеспечения надежной эксплуатации трубопроводной системы «Заполярье-НПС Пурпе» на основе прогнозных теплотехнических расчетов / Ю. В. Лисин [и др.] // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2014. – № 1. – С. 3–7.
8. Технические решения по температурной стабилизации многолетнемерзлых грунтов оснований объектов трубопроводной системы «Заполярье — НПС «Пур-Пе» / Ю. В. Лисин [и др.] // Промышленное и гражданское строительство. – 2014. – № 1. – С. 65–68.
9. Оценка влияния сезонно-действующих охлаждающих устройств на время безопасной остановки нефтепровода / А. У. Якупов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 3. – С. 120–126. DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-120-126
10. 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. – Available at: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/445/1/012011>.
11. Исаченко В. П., Осипова В. А., Сукомел А. С. Теплопередача. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1975. – 488 с.
12. Горелик Я. Б., Селезнев А. А. Об эффективности оребрения вертикальных двухфазных естественно-конвективных охлаждающих устройств для строительства на мерзлых грунтах // Криосфера Земли. – 2016. – Т. 20, № 2. – С. 78–89.
13. Пути совершенствования термостабилизации подземных трубопроводов / Г. М. Долгих [и др.] // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2018. – № 3 (67). – С. 27–33.
14. Окунев С. Н., Сизиков Л. В., Захарова В. Н. Опыт проектирования систем температурной стабилизации грунтов при прокладке нефтепроводов «ВСТО» и «Ванкорское месторождение — НПС «Пурпе» // Системы температурной стабилизации грунтов оснований в криолитозоне: Актуальные вопросы исследований, расчетов, проектирования, производства, строительства, авторского надзора и мониторинга / Науч. ред. Г. М. Долгих; НПО «Фундаментстройаркос». – Новосибирск: Академ. изд-во «Гео», 2014. – С. 54–61.

References

1. Iastrebov, A. L. (1972). Inzhenernyye kommunikatsii na vechnomerzlykh gruntakh. Moscow, Izdatel'stvo literatury po stroitel'stvu, 175 p. (In Russian).
2. Chernikin, V. I. (1958). Perekachka vyazkikh i zastyvayushchikh neftey. Moscow, Gostoptekhizdat, 164 p. (In Russian).
3. Aliyev, R. A., Belousov, V. D., Nemudrov, A. G., Yufin, V. A., & Yakovlev, Ye. I. (1988). Truboprovodnyy transport nefi i gaza. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, Nedra Publ., 368 p. (In Russian).
4. Kamenskiy, R. M. (1964). Issledovaniye teplovogo vzaimodeystviya periodicheski rabotayushchikh truboprovodov s merzlymi gruntami. Materialy soveshchaniya-seminara po stroitel'stvu v rayonakh rasprostraneniya vechnomerzlykh gruntov. Tom 3. Krasnoyarsk. (In Russian).
5. McFadden, T. T., & Bennett, F. L. (1991). Construction in Cold Regions: A Guide for Planners, Engineers, Contractors, and Managers. 1st edition. Hoboken, New Jersey, Wiley-Interscience, 640 p. (In English).

6. CAN/CSA-S500-14 Thermosyphon foundations for buildings in permafrost regions. National Standard of Canada. (2014). 44 p. (In English).
7. Lisin, Yu. V., Sapsay, A. N., Pavlov, V. V., Zotov, M. Yu., & Kaurkin, V. D. (2014). Selecting optimal technical solutions for the laying of the oil pipeline to ensure reliable operation of the pipeline system "Zapolyarye - Purpe" on the basis of forecasting thermotechnical calculations. *Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons*, (1), pp. 3-7. (In Russian).
8. Lisin, Yu. V., Soshenko, A. E., Pavlov, V. V., Korgin, A. V., & Surikov, V. I. (2014). Technical solutions for temperature stabilization of eternally frozen grounds of foundations of objects of "the Zapolyarye – NPS Pur-Pe" pipeline system. *Industrial and Civil Engineering*, (1), 65-68 p. (In Russian).
9. Yakupov, A. U., Cherentsov, D. A., Voronin, K. S., & Zemenkov, Yu. D. (2019). Estimating the effect of seasonally-operating cooling devices during a safe stop of the oil pipeline. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 120-126. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-120-126
10. Voronin, K. S., Cherentsov, D. A., Yakupov, A. U., & Zemenkov, Yu. D. (2018). Modernization of the individual device for temperature stabilization of the soil. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 445. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/445/1/012011>
11. Isachenko, V. P., Osipova, V. A., & Sukomel, A. S. (1975). *Teploperedacha*. 3rd edition, revised and expanded. Moscow, Energiya Publ., 488 p. (In Russian).
12. Gorelik, Ya. B., & Seleznev, A. A. (2016). About efficiency of the condenser finning of the short vertical thermostabilizer for building on permafrost. *Earth's Cryosphere*, 20(2), pp. 78-89. (In Russian).
13. Dolgikh, G. M., Okunev, S. N., Skorbilin, N. A., & Fedoseyev, S. M. (2018). Puti sovershenstvovaniya termostabilizatsii podzemnykh truboprovodov, (3(67)), pp. 27-33. (In Russian).
14. Okunev, S. N., Sizikov, L. V., & Zakharova, V. N. (2014). Opyt proyektirovaniya sistem temperaturnoy stabilizatsii gruntov pri prokladke nefteprovodov "VSTO" i "Vankorskoye mestorozhdeniye - NPS "Purpe". *Sistemy temperaturnoy stabilizatsii gruntov osnovaniy v kriolitozone: Aktual'nyye voprosy issledovaniy, raschetov, proyektirovaniya, proizvodstva, stroitel'stva, avtorskogo nadzora i monitoring*. Novosibirsk, Geo Publ., pp. 54-61. (In Russian).

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

Земеников 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