

Предиктивное управление пусковым давлением магистрального нефтепровода

**А. У. Якупов*, Д. А. Черенцов, С. Ю. Торопов, М. Ю. Земенкова,
А. Б. Шабаров, Е. Л. Чижевская, Т. Г. Пономарева**

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

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

Аннотация. В работе выполнен расчет пусковых давлений и времени безопасной остановки нефтепровода при транспортировке высоковязких и высокозастывающих нефтей, реологические свойства которых зависят от температуры. При понижении температуры нефти увеличивается ее вязкость, и выделяются парафины, образующие прочную структуру, для сдвига которой необходимо дополнительное напряжение. Для пуска остановленного нефтепровода, транспортирующего нефть с такими характеристиками, может не хватить давления, развиваемого насосами. В связи с этим необходимо определять безопасное время остановки нефтепровода. Актуальность возрастает с увеличением доли высоковязкой и высокозастывающей нефти в общем объеме добычи. Предиктивное (прогнозное) управление, основанное на анализе данных об особенностях транспортируемого продукта и прогнозировании характера их изменения, является интеллектуальным инструментом управления эффективностью работы предприятий технологического транспорта. Предиктивное управление позволяет выбрать оптимальный способ обеспечения надежной и бесперебойной работы основного оборудования систем транспорта углеводородов.

Проведен численный эксперимент по исследованию влияния сезоннодействующих охлаждающих устройств защиты многолетнемерзлых грунтов от растепления на безопасное время остановки нефтепровода. Определены значения пусковых давлений. Установлена зависимость давлений от продолжительности остановки. Выявлено, что из-за работы сезоннодействующих охлаждающих устройств увеличивается разность температур грунта и нефти при остывании, и темп охлаждения увеличивается. Для запуска такого нефтепровода потребуется больше давления.

Ключевые слова: пусковое давление; предиктивное управление; безопасное время остановки; высоковязкая и высокозастывающая нефть

Predictive control of the starting pressure of the main oil pipeline

**Azamat U. Yakupov*, Dmitry A. Cherentsov, Sergey Yu. Toropov,
Maria Yu. Zemenkova, Alexandr B. Shabarov, Elena L. Chizhevskaya,
Tatyana G. Ponomareva**

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

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

Abstract. The article calculates the starting pressures and the time of safe shut-down of the pipeline during the transportation of high-viscosity and high pour point oils, the rheological properties of which depend on temperature. When the oil

temperature decreases, its viscosity increases and paraffins are released, forming a strong structure, for which additional stress is necessary to shift. To start a stopped oil pipeline transporting oil with such characteristics, the pressure developed by the pumps may not be enough. In this regard, it is necessary to determine the safe time of stopping the oil pipeline. The relevance increases with an increase in the share of high-viscosity and high pour point oil in the total production volume. Predictive control, based on the analysis of data on the characteristics of the transported product and forecasting the nature of their changes, is an intelligent tool for managing the efficiency of technological transport enterprises. Predictive control allows you to choose the optimal way to ensure reliable and trouble-free operation of the main equipment of hydrocarbon transport systems.

A numerical experiment was carried out for the effect of seasonal cooling devices to protect permafrost soils from thawing, at the time of a safe shutdown of the oil pipeline. The values of starting pressures have been determined. Dependence of the pressures on the duration of the safe shutdown of the pipeline has been established. It was revealed that due to the operation of seasonally operating cooling devices, the difference between the temperature soil and oil increases during cooling, and the cooling rate increases. More pressure will be required to launch such an oil pipeline.

Key words: starting pressure; predictive control; safe stop time; high-viscosity and high pour point oil

Введение

Неотъемлемой частью стратегии развития топливно-энергетического комплекса России является обеспечение годовых объемов добычи и транспорта нефти и газа. Актуальной задачей поддержания запланированных объемов является освоение новых месторождений, основным направлением которого выступает шельф Арктической зоны. Распространение в этой зоне многолетнемерзлых грунтов (ММГ) осложняет освоение и транспорт нефти и газа.

Согласно строительным нормам и правилам, при прокладке магистральных нефтепроводов на ММГ должны предусматриваться мероприятия для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации. С учетом влияния температуры на несущую способность ММГ предусматривают либо оттаивание грунта, либо мероприятия по его охлаждению. Так, при решении задач по оценке надежности магистрального нефтепровода необходимо учитывать температуру грунта на глубине заложения [1, 2]. Кроме того, требуется проводить мониторинг температурных полей в грунте вокруг нефтепровода в течение всего срока эксплуатации [3, 4]. Для поддержания отрицательных температур грунта используют сезоннодействующие охлаждающие устройства (СОУ). В этой связи предиктивное (прогнозное) управление, основанное на анализе данных об особенностях транспортируемого продукта и прогнозировании характера их изменения, является интеллектуальным инструментом управления эффективностью работы предприятий технологического транспорта.

Большую часть запасов Российской Федерации составляют трудноизвлекаемые нефти. В связи с этим увеличивается добыча высоковязких и высокозастывающих нефтей, транспортировка которых по трубопроводам требует повышенной ответственности. Они могут терять подвижность из-за увеличения вязкости в процессе охлаждения и кристаллизации парафина [5, 6]. Один из методов улучшения реологических свойств нефтей при перекачке — использование присадок [7]. Проблемы возникают и при остановке транспорта.

Охлаждение нефти и выпадение парафина способствуют образованию прочной структуры, для сдвига которой необходимо дополнительное начальное напряжение [8–10]. В этой связи особую актуальность обретает задача определения безопасного времени остановки нефтепровода [11–13].

Для определения указанного времени существует два способа [14, 15]. В первом случае рассчитывают скорость охлаждения нефти до минимального значения, которое должно быть выше температуры застывания на несколько градусов. Второй способ предполагает определение значения пускового давления, необходимого для сдвига нефти. Максимально допустимое значение давления ограничено механической прочностью нефтепровода или развиваемым напором насосной станции.

В статье [16] рассмотрено влияние установленных СОУ на время остывания нефти в остановленном нефтепроводе. Определены темпы изменения температуры нефти в зависимости от продолжительности остановки. Результаты исследования показали необходимость учета СОУ при определении безопасного времени остановки перекачки нефти по трубам. Так, авторами была поставлена задача — изучить влияние установленных СОУ на значения пусковых давлений. Определению пусковых давлений нефтепровода от продолжительности остановки и посвящена данная работа.

Объект и методы исследования

Для решения поставленной задачи используем уравнение движения (1), уравнение неразрывности (2)

$$-\frac{1}{\rho} \vec{\nabla} p + \nu \nabla^2 v + \vec{F} = 0, \quad (1)$$

где ρ — плотность нефти, кг/м³; p — давление, Па; ν — кинематическая вязкость, м²/с; v — скорость, м/с; F — сила, Н; t — время, с; ∇ — дифференциальный оператор.

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \rho \vec{v} = 0. \quad (2)$$

Для описания реологического состояния среды при нестационарном режиме деформирования¹ воспользуемся моделью из [17]:

$$\tau = \tau_0 + \theta \dot{\gamma} + \mu \gamma, \quad (3)$$

где τ_0 — предельное напряжение сдвига, н/м²; θ — время запаздывания, м; μ — динамический коэффициент вязкости, Па·с; $\dot{\gamma}$ — скорость сдвига, с⁻¹.

Используя уравнения (1) и (3), запишем дифференциальное уравнение движения

$$\rho \theta \frac{\partial^2 v}{\partial t^2} + \rho \frac{\partial v}{\partial t} = \left(\theta \frac{\partial}{\partial t} + 1 \right) \frac{\partial p}{\partial x} + \mu \left(\frac{\partial^2 v}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial v}{\partial r} \right) - \frac{\tau_0}{r}, \quad (4)$$

где x — расстояние по оси вдоль нефтепровода, м.

¹ РД 39-3-80-78. Временное методическое руководство по гидравлическому расчету транспорта неньютоновских нефтей. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1978. — 103 с.

Граничные условия для рассмотрения нестационарных процессов распространения давления при запуске нефтепровода:

$$v(0, x) = 0, p(0, x) = 0. \quad (5)$$

Уравнения (2) и (4) решены методом конечных разностей по [18].

Экспериментальная часть

Для расчета давления, необходимого для возобновления перекачки, требуются значения температуры нефти в трубопроводе в момент пуска. Методика определения температур в зависимости от продолжительности остановки, основанная на решении уравнений теплопроводности и работы СОУ, предложена авторами и описана в работах [16, 19, 20].

Согласно нормам технологического обслуживания и ремонта линейной части магистральных нефтепроводов, предусматривается максимальное время остановки. Для обычных условий оно составляет 80 часов, для сложных участков возможно увеличение на 50 %. Таким образом, необходимо определить температуру нефти на 3 и 5 сутки остановки. Для надежной и безопасной эксплуатации магистрального нефтепровода в режиме, предусматривающем остановку, необходимо обеспечить условия для запуска.

Численные эксперименты проведем для нефтепровода диаметром 820 мм; длина — 80 км; толщина тепловой изоляции — 100 и 75 мм; плотность изоляции — 45 кг/м³; теплопроводность изоляции — 0,035 Вт/(м²·К); теплоемкость материала изоляции — 1 340 Дж/(кг·К).

Грунт со следующими характеристиками: теплоемкость талого грунта — 1 476 Дж/(кг·К); теплоемкость мерзлого грунта — 1 125 Дж/(кг·К); теплопроводность талого грунта 1,57 Вт/(м·К); теплопроводность мерзлого грунта — 2,09 Вт/(м·К); плотность грунта — 1 680 кг/м³.

Параметры СОУ: длина испарительной части — 6 м; диаметр испарительной части — 0,0337 м; длина конденсаторной части — 1 м; диаметр оребрения — 0,067 м.

Характеристики нефти при 20 °С: плотность — 912,2 кг/м³; вязкость — 0,1478 Па·с; теплопроводность — 0,16 Вт/(м·К).

Результаты расчетов температуры нефти в трубопроводе в зависимости от продолжительности остановки представлены в таблице 1, а с учетом влияния СОУ — в таблице 2.

Таблица 1

Значения температур нефти

Толщина изоляции, мм	Продолжительность остановки, час					
	0	24	48	72	96	120
100	30	21,3	17,9	15,5	13,5	11,8
	25	17,5	14,5	12,4	10,7	9,2
	20	13,6	11	9,3	7,8	6,5
75	30	19,6	16,2	13,9	12	10,3
	25	15,9	13	11	9,8	7,9
	20	12,3	9,8	8,1	6,6	5,4

Таблица 2

Значения температур нефти с учетом СОУ

Толщина изоляции, мм	Продолжительность остановки, час					
	0	24	48	72	96	120
100	30	18,7	14,7	11,8	9,4	7,4
	25	14,9	11,3	8,8	6,7	4,8
	20	11,2	8	5,8	3,9	2,3
75	30	17	12,8	10	7,6	5,6
	25	13,4	9,7	7,1	5	3,2
	20	9,8	6,6	4,3	2,5	0,9

Анализируя полученные значения температур нефти, можно сделать вывод, что при толщине изоляции 75 мм нефтепровод плохо удерживает тепло в процессе остывания. Необходимо использовать тепловую изоляцию с большой толщиной.

Результаты эксперимента

Результаты численного эксперимента по определению значений пусковых давлений в зависимости от продолжительности остановки представлены в таблице 3. Получены результаты для подземного нефтепровода с использованием СОУ и без них.

Таблица 3

Значения пусковых давлений

Наличие СОУ	Начальная температура, °С	Продолжительность остановки, ч				
		24	48	72	96	120
Да	30	5,61	5,92	6,25	6,45	6,64
	25	5,9	6,22	6,47	6,69	6,91
	20	6,18	6,51	6,75	6,97	7,2
Нет	30	5,44	5,68	5,88	6,05	6,16
	25	5,68	5,92	6,11	6,3	6,42
	20	5,96	6,2	6,38	6,53	6,67

Обсуждение

Из результатов анализа полученных значений можно сделать вывод о влиянии установленных СОУ на величины температур нефти в процессе охлаждения. Охлаждение нефти сопровождается выпадением парафина и образованием гелеобразного состояния, для сдвига в этих условиях требуется больше давления. Для запуска нефтепровода с СОУ требуется на 8 % больше давления, чем без них для рассматриваемого типа нефти. При увеличении продолжительности остановки с 3 до 5 суток потребуется в среднем на 7 и 4 % больше давления для нефтепровода с СОУ и без них соответственно.

Максимально допустимым давлением для рассматриваемого нефтепровода является величина в 7 МПа. Для нефтепровода с СОУ при остановке на 4 и 5 сутки при начальной температуре перекачки 25 и 20 °С может не хватить давления для запуска. Из-за сложности описания реологических свойств нефти в переходных процессах, которые зависят от механических и температурных воздействий при подготовке ее к транспорту, точно спрогнозировать процесс запуска нефтепровода и потребности в давлении проблематично. Поэтому необходимо предусматривать запас по давлению для

недопущения застывания нефтепровода. При транспортировке в зимние периоды для предотвращения проблем используют присадки [7]. От количества вводимого компонента зависят величина вязкости нефти и начальное напряжение сдвига. Расчет величины безопасного времени остановки нефтепровода необходимо выполнять с учетом всех особенностей.

Выводы

В работе представлен численный эксперимент по определению величин пускового давления для подземных нефтепроводов с установленными СОУ. Анализ полученных значений показал необходимость учета дополнительного источника холода в грунте в виде СОУ при расчете безопасного времени остановки. Получены величины пусковых давлений в зависимости от времени остановки. Предиктивное управление пусковым давлением магистрального нефтепровода позволяет выбрать оптимальный способ обеспечения надежной и бесперебойной работы основного оборудования систем транспорта углеводородов.

Авторы статьи благодарят за поддержку данного исследования национальный проект «Наука и университеты» Министерства науки и высшего образования Российской Федерации.

Библиографический список

1. Голофаст, С. Л. Влияние температурного поля трассы магистрального нефтепровода на прочностную надежность линейных участков / С. Л. Голофаст, А. Ю. Владова. – DOI 10.24000/0409-2961-2019-11-24-33. – Текст : непосредственный // Безопасность труда в промышленности. – 2019. – № 11. – С. 24–33.
2. Гаррис, Н. А. Эксплуатация нефтепродуктопроводов в различных температурных режимах и нагрузках при условии сохранности экологической среды : специальность 05.15.13 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Гаррис Нина Александровна. – Уфа, 1998. – 385 с. – Текст : непосредственный.
3. Физико-математическое моделирование полей температуры и льдистости в мерзлых грунтах вокруг заглубленного трубопровода / А. Б. Шабаров, П. Ю. Михайлов, Л. А. Пульдас, А. А. Вакулин. – Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2010. – № 6. – С. 14–19.
4. Экспериментальное исследование полей температуры вблизи заглубленных трубопроводов / А. Б. Шабаров, П. Ю. Михайлов, М. Н. Вилков [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефть и газ Западной Сибири. Материалы международной научно-технической конференции, посвященной 55-летию Тюменского государственного нефтегазового университета. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2011. – Том II. – С. 108–111.
5. Numerical simulation of a buried hot crude oil pipeline during shutdown / Ch. Xu, B. Yu, Z. Zhang [et al.]. – DOI 10.1007/s12182-010-0008-x. – Direct text // Petroleum Science. – 2010. – Vol. 7. – P. 73–82.
6. Yang, M. Simulation Testing on the Shutdown and Safe Restart of Crude Oil Pipelines / M. Yang, J. Jing, L. Lei [et al.]. – DOI 10.1061/41202(423)154. – Direct text // International Conference on Pipelines and Trenchless Technology 2011. – Beijing, China, 2011. – P. 1453–1464.
7. Исследование причин снижения эффективности депрессорной присадки при перекачке парафинистых нефтей / А. Ю. Ляпин, В. О. Некучаев, С. К. Овчинников, М. М. Михеев. – DOI 10.28999/2541-9595-2020-10-2-157-163. – Текст : непосредственный // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – Т. 10, № 2. – С. 157–163.

8. Oldroyd, J. G. On the formulation of rheological equations of state / J. G. Oldroyd. – DOI 10.1098/rspa.1950.0035. – Direct text // The Royal Society Publishing. – 1950. – Vol. 200, Issue 1063. – P. 523–541.
9. Tanner, K. J. Progress in experimental rheology. Theoretical Rheology / K. J. Tanner. – London, 1975. – 377 p. – Direct text.
10. Joseph, D. D. Potential flows of viscous and viscoelastic fluids / D. D. Joseph, T. Y. Liao. – DOI 10.1017/S0022112094000741. – Direct text // Journal of Fluid Mechanics. – 1994. – Vol. 265. – P. 1–23.
11. Дегтярев, В. Н. Вопросы пуска нефтепровода с парафинистой нефтью после его остановки / В. Н. Дегтярев. – Текст : непосредственный // Обзорная информация. Серия «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов». – Москва, 1982. – Вып. 17. – 61 с.
12. Кырнышева, П. А. Оценка времени безопасной остановки и пускового давления для магистрального нефтепровода «Уса-Ухта» / П. А. Карнышева, В. О. Некучаев, П. В. Федоров. – Текст : непосредственный // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Материалы межрегиональной научно-технической конференции. – Ухта : УГТУ, 2016. – С. 157–163.
13. Черников, В. И. Перекачка вязких и застывающих нефтей / В. И. Черников. – Москва : Гостехиздат, 1958. – 163 с. – Текст : непосредственный.
14. Лурье, М. В. Метод расчета времени безопасной остановки «горячего» нефтепровода / М. В. Лурье, Н. П. Чупракова – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – № 7–8. – 2019. – С. 68–74.
15. Ширяев, А. М. Определение времени безопасной остановки «горячего» нефтепровода, транспортирующего смеси высоковязких нефтей, на примере МН «Уса-Ухта», МН «Ухта-Ярославль» / А. М. Ширяев, П. В. Федоров. – Текст : непосредственный // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Материалы межрегиональной научно-технической конференции. – Ухта : УГТУ, 2016. – С. 122–124.
16. Влияние особенностей конструкций термостабилизаторов на время остывания нефти в остановленном нефтепроводе / А. У. Якупов, Д. А. Черенцов, К. С. Воронин, Ю. Д. Земенков. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-6-140-148. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 6. – С. 140–148.
17. Мукук, К. В. Элементы гидравлики релаксирующих аномальных систем / К. В. Мукук. – Ташкент : Фан, 1980. – 115 с. – Текст : непосредственный.
18. Роуч, П. Дж. Вычислительная гидродинамика / П. Роуч ; перевод с английского В. А. Гущина, В. Я. Митницкого ; под редакцией П. И. Чушкина. – Москва : Мир, 1980. – 616 с. – Текст : непосредственный.
19. Оценка влияния сезонно-действующих охлаждающих устройств на время безопасной остановки нефтепровода / А. У. Якупов, Д. А. Черенцов, К. С. Воронин, Ю. Д. Земенков. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-3-120-126. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 3. – С. 120–126.
20. Имитационное моделирование нестационарных теплофизических процессов при мониторинге надежности магистральных нефтепроводов Арктики / В. В. Голик, Ю. Д. Земенков, М. Ю. Земенкова [и др.]. – DOI: 10.31660/0445-0108-2021-2-89-103. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 2. – С. 89–103.

References

1. Golofast, S. L., & Vladova, A. Yu. (2019). Influence of temperature field route of the oil-trunk pipeline on linear section strength reliability. Occupational safety in industry, (11), pp. 24-33. (In Russian). DOI: 10.24000/0409-2961-2019-11-24-33
2. Garris, N. A. (1998). Ekspluatatsiya nefteproduktoprovodov v razlichnykh temperaturnykh rezhimakh i zagruzkakh pri uslovii sokhrannosti ekologicheskoy sredy. Diss. ... dokt. tekhn. nauk. Ufa, 385 p. (In Russian).
3. Shabarov, A. B., Mikhailov, P. Yu., Puldas, L. A., & Vakulin, A. A. (2010). Physical-mathematical modelling of temperature and ice content fields in the frozen soil around the buried pipeline. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, (6), pp. 14-19. (In Russian).

4. Shabarov, A. B., Mikhailov, P. Yu., Vilkov, M. N., Vakulin, A. A., & Suvorovtsev, I. A. (2011). Eksperimental'noe issledovanie poley temperatury vblizi zaglublennykh truboprovodov. *Neft' i gaz Zapadnoy Sibiri. Materialy mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii, posvyashchennoy 55-letiyu Tyumenskogo gosudarstvennogo neftegazovogo universiteta. Tom II. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ.*, pp. 108-111. (In Russian).
5. Xu, C., Yu, B., Zhang, Z., Zhang, J., Wei, J., & Sun, Sh. (2010). Numerical simulation of a buried hot crude oil pipeline during shutdown. *Petroleum Science*, (7), pp. 73-82. (In English). DOI: 10.1007/s12182-010-0008-x
6. Yang, M., Jing, J., Lei, L., Tan, J., & Chen, J. (2011). Simulation Testing on the Shutdown and Safe Restart of Crude Oil Pipelines. *International Conference on Pipelines and Trenchless Technology 2011. Beijing, China*, pp. 1453-1464. (In English). DOI: 10.1061/41202(423)154
7. Lyapin, A. Y., Nekuchaev, V. O., Ovchinnikov, S. K., & Mikheev, M. M. (2020). Investigation of the reasons for decreased efficiency of depressant additives during the pumping of paraffinic oils. *Science and technologies: oil and oil products pipeline transportation*, 10(2), pp. 157-163. (In Russian). DOI: 10.28999/2541-9595-2020-10-2-157-163
8. Oldroyd, J. G. (1950). On the formulation of rheological equations of state. *The Royal Society Publishing*, 200(1063), pp. 523-541. (In English). DOI: 10.1098/rspa.1950.0035
9. Tanner, K. J. (1975). *Progress in experimental rheology. Theoretical Rheology*. London, 377 p. (In English).
10. Joseph, D. D., & Liao, T. Y. (1994). Potential flows of viscous and viscoelastic fluids. *Journal of Fluid Mechanics*, 265, pp. 1-23. (In English). DOI: 10.1017/S0022112094000741
11. Degtiarev, V. N. (1982). *Voprosy puska nefteprovoda s parafinistoy neft'yu posle ego ostanovki. Obzornaya informatsiya. Seriya "Transport i khranenie nefti i nefteproduktov"*. Moscow, Vyp. 17, 61 p. (In Russian).
12. Kyrnysheva, P. A., Nekuchaev, V. O., & Fedorov, P. V. (2016). Otsenka vremeni bezopasnoy ostanovki i puskovogo davleniya dlya magistral'nogo nefteprovoda "Usa-Ukhta". *Problemy geologii, razrabotki i ekspluatatsii mestorozhdenii i transporta trud-noizvlekaemykh zapasov ugdevodorodov: materialy mezhregional'noi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii. Ukhta, Ukhta State University Publ.*, pp. 157-163. (In Russian).
13. Chernikin, V. I. (1958). *Perekachka vyazkikh i zastyvayushchikh neftey*. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 163 p. (In Russian).
14. Lurie, M. V., & Chuprakova, N. P. (2019). Calculation method of the safety shutdown time of a "heated" oil pipeline. *Oil and Gas Territory*, (7-8), pp. 68-74. (In Russian).
15. Shiryaev, A. M., & Fedorov, P. V. (2016). Opredelenie vremeni bezopasnoy ostanovki «goryachego» neftepro-voda, transportiruyushchego smesi vysokovyazkikh neftey, na primere MN "Usa-Ukhta", MN "Ukhta-YArosavl". *Problemy geologii, razrabotki i ekspluatatsii mestorozhdeniy i transporta trudnoizvlekaemykh zapasov uglevodorodov. Materialy mezhregional'noy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii. Ukhta, Ukhta State University Publ.*, pp. 122-124. (In Russian).
16. Yakupov, A. U., Cherentsov, D. A., Voronin, K. S., Zemenkov, Yu. D. (2019). The effect of structural features of heat stabilizers during the cooling time of oil in a stopped oil pipeline. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 140-148. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-6-140-148
17. Mukuk, K. V. (1980). *Elementy gidravliki relaksiruyushchikh anomal'nykh sistem*. Tashkent, Fan Publ., 115 p. (In Russian).
18. Rouch, P. D. (1980). *Vychislitel'naya gidrodinamika*. Moscow, Mir Publ., 618 p. (In Russian).
19. Yakupov, A. U., Cherentsov, D. A., Voronin, K. S., & Zemenkov, Iu. D. (2019). Estimating the effect of seasonally-operating cooling devices during a safe stop of the oil pipeline a. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 120-126. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-120-126
20. Golik, V. V., Zemenkov, Yu. D., Zemenkova, M. Yu. Chizhevskaya, E. L., & Voronin, K. S. (2021). Simulation modeling of non-stationary thermophysical processes when monitoring the reliability of main oil pipelines in the arctic. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 89-103. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2021-2-89-103

Сведения об авторах

Якупов Азамат Ульфатович, ассистент 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

Торопов Сергей Юрьевич, д. т. н., профессор кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Земенкова Мария Юрьевна, к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Шабаров Александр Борисович, д. т. н., профессор кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Чижевская Елена Леонидовна, к. э. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Пономарева Татьяна Георгиевна, к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Azamat U. Yakupov, Assistant 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

Sergey Yu. Toropov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

Maria Yu. Zemenkova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

Alexandr B. Shabarov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

Elena L. Chizhevskaya, Candidate of Economics, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

Tatyana G. Ponomareva, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen