

*Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. Вып. 3 (143). С. 94-102.
ISSN 1998-8443 (print)*

*Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2023. Issue 3 (143). P. 94-102.
ISSN 1998-8443 (print)*

Научная статья

УДК 622.692.4

doi: 10.17122/ntj-oil-2023-3-94-102

EDN: NQLPJM

ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ ПОД ТЕПЛОВОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ

Денис Владимирович Бурков^{1, 2}, Марсель Галиуллович Губайдуллин³

^{1, 3}Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова,
Архангельск, Россия

³ООО «Варандейский терминал», Нарьян-Мар, Россия

¹burkov-d@mail.ru

³m.gubaidulin@narfu.ru

Автор, ответственный за переписку: **Марсель Галиуллович Губайдуллин**,
m.gubaidulin@narfu.ru

Аннотация. Нефть в северных районах имеет положительную температуру застывания, поэтому для обеспечения перекачки ее необходимо подогревать. Нефть должна иметь высокую положительную температуру по всей протяженности нефтепровода, что приводит к ряду вопросов, связанных с поддержанием положительной температуры нефти в нефтепроводе по всей его протяженности. Учитывая все геологические и климатические особенности Крайнего Севера, для надежной и безопасной работы нефтепровода необходимо обеспечивать требуемую температуру транспортируемого продукта, предотвращая остановку перекачки и не допуская перерасхода энергопотребления.

В процессе эксплуатации трубопроводов с тепловой изоляцией по ряду причин происходит образование влаги в теплоизо-

ляционном слое. Вода попадает под тепловую изоляцию двумя способами: в результате конденсации или поступает извне. Кроме того, сама тепловая изоляция может поглощать и удерживать в себе воду, которая впоследствии оказывается под изоляцией. Образование конденсата может происходить при изменении рабочей температуры поверхности.

Длительное воздействие просочившейся или сконденсировавшейся влаги на внешнюю стенку трубопровода является причиной коррозии под тепловой изоляцией. Развитие процесса довольно сложное и имеет ряд особенностей, которые отличают ее от обычной коррозии. На характер, скорость и степень поражения поверхности выраженное влияние оказывают не только особенности водной среды (водородный показатель, состав и концентрация растворенных электролитов и т.д.), но и способность

изоляционного слоя выделять под воздействием воды коррозионные агенты - хлориды и сульфаты. Хлориды и сульфаты являются водорастворимыми веществами, их водные растворы имеют высокую электропроводность, что повышает интенсивность коррозии. Также имеют значение и особенности влагонакопления тепловой изоляции, которая прямо зависит от микроструктуры материала.

В процессе эксплуатации внешняя поверхность теплоизолированных трубопроводов недоступна для визуального осмотра без вскрытия изоляции, и начало коррозии в таком случае трудно определить, вследствие чего может возникнуть сильная коррозия

с последующей потерей целостности стенки трубопровода. Агрессивность среды под тепловой изоляцией обусловлена несколькими факторами: высокой температурой, присутствием влаги и химических веществ.

Проблема, связанная с коррозией металлов, рассматривается как одна из наиболее значимых в области обеспечения безопасной эксплуатации промышленных объектов, а также снижения наносимого ущерба экономике и экологии. Защита от коррозии под тепловой изоляцией является ответственной задачей, требующей особого внимания.

Ключевые слова: трубопровод, влагонасыщение, хлориды, коррозия металла, теплоизоляционный материал трубопроводов

Для цитирования: Бурков Д. В., Губайдуллин М. Г. Защита трубопроводов от коррозии под тепловой изоляцией // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. Вып. 3 (143). С. 94-102. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2023-3-94-102>.

Original article

PIPE PROTECTION FROM CORROSION UNDER THERMAL INSULATION

Denis V. Burkov^{1, 2}, Marsel G. Gubaidullin³

^{1, 3}Northern (Arctic) Federal University named after M.V. Lomonosov, Arkhangelsk, Russia

²Varandeysky Terminal, Naryan-Mar, Russia

¹burkov-d@mail.ru

³m.gubaidulin@narfu.ru

Corresponding author: **Marsel G. Gubaidullin**, m.gubaidulin@narfu.ru

Abstract. Oil in the northern regions has a positive solidification temperature, so it needs to be heated to ensure pumping. Oil must have a high positive temperature along the entire pipeline length, which leads to a number of issues related to maintaining a positive temperature of oil in the pipeline along its entire length. Taking into account all the geological and climatic features of the Far North, for reliable and safe operation of the oil pipeline it is necessary to ensure the required temperature of the transported product, preventing pumping stops and preventing energy consumption overruns.

During the operation of pipelines with thermal insulation, moisture is formed in the thermal insulation layer for a number of reasons. Water gets under thermal insulation in two ways: as a result of condensation or comes from the outside. In addition, the thermal insulation itself can absorb and retain water, which subsequently turns out to be under insulation. Condensation may occur when the operating temperature of the surface changes.

Prolonged exposure to leaked or condensed moisture on the outer wall of the pipeline is the cause of corrosion under thermal insulation. The development of the process is quite complex, and has a number of features that distinguish it from conventional corrosion. The nature, speed and degree of damage to the surface are strongly influenced not only by the

characteristics of the aquatic environment (hydrogen index, composition and concentration of dissolved electrolytes, etc.), but also by the ability of the insulating layer to release corrosive agents - chlorides and sulfates under the influence of water.

Chlorides and sulfates are water-soluble substances, their aqueous solutions have high electrical conductivity, which increases the corrosion intensity. Also the features of moisture accumulation of thermal insulation, which directly depends on the microstructure of the material are important.

During operation, the outer surface of the insulated pipelines is inaccessible for visual inspection without opening the insulation, and the beginning of corrosion in this case is difficult to determine, as a result, severe corrosion may occur with subsequent loss of integrity of the pipeline wall. The aggressiveness of the environment under thermal insulation is due to several factors: high temperature, the presence of moisture and chemicals.

The problem of metal corrosion is considered to be one of the most significant in safe operation of industrial facilities, as well as reducing the damage to the economics and the environment. Corrosion protection under thermal insulation is a serious problem requiring special attention.

Keywords: pipeline, metal corrosion, thermal insulation material of pipelines, chlorides, moisture saturation

For citation: Burkov D. V., Gubaidullin M. G. Zashchita truboprovodov ot korrozii pod teplovoi izolyatsiei [Pipe Protection from Corrosion under Thermal Insulation]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2023, Issue 3 (143), pp. 94-102. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2023-3-94-102>.

Введение

Значительная часть территории России располагается в природных зонах с весьма

жесткими, неблагоприятными климатическими условиями. В связи с этим остро встает вопрос энергосбережения. Одно из важнейших условий эффективности энергосбереже-

ния - качественная теплоизоляция трубопроводов. Задача теплоизоляционных материалов состоит в том, чтобы надежно защитить поверхность труб и трубопроводов в различных условиях эксплуатации и в соответствии с их функциями. При этом необходимо понимать, что, учитывая свойства теплоизоляции и ряд сопутствующих факторов, можно получить обратный эффект от применения тепловой изоляции - коррозия под изоляцией [1-5]. Коррозия под изоляцией возникает даже с учетом того, что внешняя стенка трубопровода подвергается обработке лакокрасочными материалами.

Проблема, связанная с коррозией металлов, рассматривается как одна из наиболее значимых в области обеспечения безопасности промышленных объектов, а также снижения наносимого ущерба экономике и экологии. Коррозия под тепловой изоляцией обусловлена попаданием воды и приводит к разрушению внешней части стальных трубопроводов. На ремонт повреждений, связанных с коррозией под изоляцией, уходит около 10 % от общего бюджета на обслуживание трубопроводов. Всемирная антикоррозионная организация приводит следующие данные [6-8]:

- на коррозию под тепловой изоляцией в нефтегазовой, химической, энергетической отраслях приходится до 92 % случаев преждевременной остановки оборудования от общего числа отказов, связанных с коррозией;
- на выявление коррозии под тепловой изоляцией приходится до 60 % затрат, связанных с техническим обслуживанием теплоизолированных трубопроводов.

Основная часть

При строительстве и эксплуатации нефтепроводов в условиях Крайнего Севера сохранение отрицательных температур в грунтах является важным аспектом. Также важно учитывать и реологические свойства перекачиваемой нефти. Нефть в северных районах имеет положительную температуру застывания, поэтому для обеспечения пере-

качки ее необходимо подогревать. Нефть должна иметь высокую положительную температуру по всей протяженности нефтепровода, что приводит к ряду вопросов, связанных с поддержанием положительной температуры нефти в нефтепроводе по всей протяженности.

Учитывая все геологические и климатические особенности Крайнего Севера, для надежной и безопасной работы нефтепровода необходимо обеспечивать требуемую температуру транспортируемого продукта, предотвращая остановку перекачки и не допуская перерасхода энергопотребления.

Тепловая изоляция обеспечивает возможность проведения технологических процессов при заданных параметрах, позволяет создать безопасные условия труда на производстве, снижает потери легко испаряющихся нефтепродуктов в резервуарах, дает возможность хранить сжиженные и природные газы в изотермических хранилищах. Большинство трубопроводов изолируется с целью максимального снижения теплопотерь.

Основные факторы, вызывающих коррозию под изоляцией:

1. Намокание изоляционных материалов по причине плохого качества стыков кожуха, нарушения его целостности, возникновения конденсата при резком перепаде температур;
2. Длительное удержание влаги в конструкции после ее попадания в изоляцию и не выведение из-за особенностей изоляции или температурного режима;
3. Химический состав изоляции, из-за которого может создаваться агрессивная среда.

Вода попадает под тепловую изоляцию двумя способами: в результате конденсации или поступает извне. Последнее возможно вследствие неправильного монтажа или неверно выбранной марки изоляции, механических повреждений (как самой изоляции, так и ее защитного слоя). Кроме того, сама тепловая изоляция может поглощать и удерживать в себе воду, которая впоследствии оказывается под изоляцией. Образование конденсата

может происходить при изменении рабочей температуры поверхности.

Длительное воздействие просочившейся или сконденсировавшейся влаги на внешнюю стенку трубопровода является причиной коррозии под изоляцией. Развитие процесса довольно сложное и имеет ряд особенностей, которые отличают ее от обычной коррозии. На характер, скорость и степень поражения поверхности выраженное влияние оказывают не только особенности водной среды (водородный показатель, состав и концентрация растворенных электролитов и т.д.), но и способность изоляционного слоя выделять под воздействием воды коррозионные агенты – хлориды и сульфаты. Хлориды и сульфаты являются водорастворимыми веществами, их водные растворы имеют высокую электропроводность, что повышает интенсивность коррозии. Также имеют значение и особенности влагонакопления тепловой изоляции, ко-

торая прямо зависит от микроструктуры материала.

В процессе эксплуатации внешняя поверхность теплоизолированных трубопроводов недоступна для визуального осмотра без вскрытия изоляции, и начало коррозии в таком случае трудно определить, вследствие чего может возникнуть сильная коррозия с последующей потерей целостности стенки трубопровода (рисунок 1).

Проникновение воды под тепловую изоляцию является ключевой проблемой, вызывающей коррозию.

Отдельное внимание следует обратить на влияние температуры на коррозионную агрессивность среды под тепловой изоляцией. В целом, при повышении температуры процесс коррозии ускоряется, однако в то же время при высокой температуре вода из-под изоляции испаряется быстрее, и за счет этого коррозия замедляется.



Рисунок 1. Коррозия под изоляцией

Figure 1. Corrosion under insulation

Согласно стандарту NACE SP0198 «Контроль коррозии под теплоизоляцией и огнезащитными материалами - Системный подход» [9-12]:

1. Для углеродистых сталей коррозия под изоляцией наиболее вероятна и интенсивна в диапазоне температур от минус 40 °С до 175 °С;

2. Трубопроводы, эксплуатируемые при постоянной температуре окружающего воздуха ниже минус 40 °С, не подвергаются коррозии;

3. При высокой температуре вода и влага интенсивно испаряются из-под изоляции, поверхность трубопровода остается сухой, что значительно сокращает развитие коррозии;

4. Для нержавеющей сталей наиболее опасным с точки зрения коррозии и ее последствий считается диапазон температур выше 50 °С.

С учетом вышеизложенного стоит отметить, что эксплуатация трубопроводов с определенными температурными диапазонами приводит к появлению агрессивной среды под тепловой изоляцией.

Вода, попадающая в тепловую изоляцию и диффундирующая внутрь, в конечном итоге достигает области высыхания на стенке трубопровода. Рядом с этой зоной высыхания находится зона, в которой поры изоляции заполнены насыщенным раствором хлористых солей. При отключении и снижении температуры стенки трубопровода зона насыщенного солевого раствора перемещается в металлическую стенку. При повторном нагреве стенка трубопровода будет находиться в контакте с насыщенным раствором хлорида, и может начаться коррозионное растрескивание под напряжением. Скорость коррозии увеличивается, если изоляция выделяет кислотные соединения.

Для снижения риска коррозии незащищенной стали водная вытяжка из изоляционного материала должна быть слегка щелочной.

Хлориды, содержащиеся в изоляции, могут экстрагироваться водой и приводить к

растрескиванию поверхности металла под внешним напряжением.

Требования к химическому составу тепловой изоляции определяются СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов», согласно п. 5.22 в техническом задании необходимо задавать ограничения по содержанию в изолирующем материале водорастворимых хлоридов, фторидов, свободных щелочей и влияющих на водородный показатель среды агентов, входящих в изоляционный материал [13]. Аналитическое исследование теплоизоляции на предмет количества водорастворимых хлоридов проводится согласно ГОСТ 32302-2011 [9]. При этом данная нормативная документация не содержит требований к химическому составу и свойствам изоляционных материалов.

В соответствии с рекомендациями NACE, концентрация хлоридов в изоляционном материале должна быть ниже 10 мг/кг [9-12]. Испытания по определению влияния пористости утеплителя и уровня водорастворимых хлоридов показали, что применение изоляции из каменной ваты с низким содержанием водорастворимых хлоридов увеличивает ресурс трубопроводов по сравнению с изоляцией из каменной ваты с высоким содержанием водорастворимых хлоридов [14, 15].

Выводы

Выбор марки и монтаж тепловой изоляции в соответствии с нормативными правилами и требованиями влияют на защиту трубопровода. Решения по предотвращению коррозии под тепловой изоляцией должны быть комплексными и формироваться на этапе проектирования трубопроводов:

1. Трубопроводы необходимо проектировать таким образом, чтобы положение опор, фитингов и прочего оборудования максимально способствовало отведению воды. Выведение влаги из-под изоляции и ее водоотталкивающие свойства, препятствующие проникновению и накоплению воды в теплоизоляционном материале, снижают риск возникновения коррозии под изоляцией.

2. При выборе теплоизоляционного материала для надземных трубопроводов необходимо учитывать не только его стандартные свойства (теплопроводность, максимальную температуру эксплуатации и т.д.), но и его химический состав.

3. На трубопроводы необходимо наносить антикоррозионное покрытие и регулярно проверять его состояние в рамках техобслуживания.

4. Обеспечить выбор материала изоляции трубопроводов с учетом требований и стандартов, а также правовое регулирование этого аспекта в рамках нормативной документации.

5. Выбрать подходящую систему защиты от атмосферных воздействий. Она должна соответствовать назначению, сочетаться с установленной под ней изоляцией и регулярно проверяться в рамках техобслуживания.

Список источников

1. Азметов Х.А., Павлова З.Х., Дудников Ю.В. Техничко-технологические решения по обеспечению надежности и безопасности магистральных нефтепроводов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. Вып. 3 (97). С. 117-122. EDN: UAAXKV.

2. Азметов Х.А., Павлова З.Х., Азметов Х.Х. Обеспечение надежности и безопасности магистральных нефтепроводов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Вып. 5 (121). С. 83-93. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-5-83-94. EDN: PXXAFN.

3. Муталова Л.М., Мустафин Ф.М. Анализ проблем прокладки нефтепроводов на вечной мерзлоте // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 5-6. С. 20-22. DOI: 10.24411/0131-4270-2020-6-20-22. EDN: UMWMXL.

4. Гумеров А.Г., Ямалеев К.М., Гумеров Р.С., Азметов Х.А. Дефектность труб нефтепроводов и методы их ремонта. М.: Недра-Бизнесцентр, 1998. 252 с. EDN: VMGYGF.

5. Гумеров А.Г., Зайнуллин Р.С., Ямалеев К.М., Росляков А.В. Старение труб нефтепроводов. М.: Недра, 1995. 222 с.

6. Бабичева Е.Б., Земенков Ю.Д., Бабичев Д.А., Щербанюк С.С. Прогнозирование и регулирование тепловых режимов работы магистральных нефтепроводов в условиях Заполярья // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2022. № 3-4. С. 21-25. DOI: 10.24412/0131-4270-2022-3-4-21-25. EDN: OHULEG.

7. Худякова Л.П. Исследование методов оценки скорости внешней коррозии подземных трубопроводов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Т. 11, № 6. С. 706-716. DOI: 10.28999/2541-9595-2021-11-6-706-716. EDN: HUVZSJ.

8. СП 36.13320.2012. Магистральные трубопроводы (взамен СНиП 2.05.06-85*). М., 2012. 78 с.

9. NACE SP0198-2010. Control of Corrosion Under Thermal Insulation and Fireproofing Materials - A

References

1. Azmetov Kh.A., Pavlova Z.Kh., Dudnikov Yu.V. Tekhniko-tehnologicheskie resheniya po obespecheniyu nadezhnosti i bezopasnosti magistral'nykh nefteprovodov [Technical and Technological Solutions for the Reliability and Safety Assurance of Trunk Gas Pipelines]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2014, Issue 3 (97), pp. 117-122. EDN: UAAXKV. [in Russian].

2. Azmetov Kh.A., Pavlova Z.Kh., Azmetov Kh.Kh. Obespechenie nadezhnosti i bezopasnosti magistral'nykh nefteprovodov [Oil Trunk Pipelines Reliability and Safety]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2019, Issue 5 (121), pp. 83-93. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-5-83-94. EDN: PXXAFN. [in Russian].

3. Mutalova L.M., Mustafin F.M. Analiz problem prokladki nefteprovodov na vechnoi merzlotte [Analysis of the Problem of Laying Oil Pipelines in Permafrost]. *Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya - Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons*, 2020, No. 5-6, pp. 20-22. DOI: 10.24411/0131-4270-2020-6-20-22. EDN: UMWMXL. [in Russian].

4. Gumerov A.G., Yamaleev K.M., Gumerov R.S., Azmetov Kh.A. *Defektnost' trub nefteprovodov i metody ikh remonta* [Defectiveness of Oil Pipeline Pipes and Methods of Their Repair]. Moscow, Nedra-Biznessentr Publ., 1998. 252 p. EDN: VMGYGF. [in Russian].

5. Gumerov A.G., Zainullin R.S., Yamaleev K.M., Roslyakov A.V. *Starenie trub nefteprovodov* [Aging of Oil Pipeline Pipes]. Moscow, Nedra Publ., 1995. 222 p. [in Russian].

6. Babicheva E.B., Zemenkov Yu.D., Babichev D.A., Shcherbanyuk S.S. Prognostirovanie i regulirovanie teplovykh rezhimov raboty magistral'nykh nefteprovodov v usloviyakh Zapolyar'ya [Forecasting and Regulation of Thermal Modes of Operation of Trunk Oil Pipelines in the Arctic]. *Transport i khranenie nefteproduktov i*

Systems Approach. Houston: NACE International, 2010. 39 p.

10. ISO 19277. Нефтяная, нефтехимическая и газовая промышленности - Аттестационные испытания и критерии приемки защитных покрытий, применяемых под изоляцией. 2018.

11. СП 61.13330.2012. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. М.: Минрегион России, 2012.

12. ГОСТ 32302-2011 (EN 13468:2001). Изделия теплоизоляционные, применяемые для инженерного оборудования зданий и промышленных установок. Методы определения остаточного количества ионов водорастворимых хлоридов, фторидов, силикатов, натрия и pH. М.: Стандартинформ, 2015. 16 с.

13. Николаев А.К., Плотникова К.И., Бадашина Н.А., Фидусь А.И. Оценка эффективности работы нефтепровода, оборудованного системой подогрева, при транспортировке высоковязких нефтей // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2022. № 3-4. С. 16-20. DOI: 10.24412/0131-4270-2022-3-4-16-20. EDN: GMYWPE.

14. Землянюк А.С., Семенов В.С., Жуков А.Д., Шувалова Е.А. Коррозионная стойкость стальных трубопроводов под различными теплоизоляционными материалами // Проблемы региональной энергетики. 2021. Вып. 2. С. 90-100.

15. Ревин П.О., Макаренко А.В., Губенков А.А. Современные методы ремонта изоляционного покрытия трубопроводов подземной прокладки в полевых условиях // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. Т. 8, № 4. С. 412-419. DOI: 10.28999/2541-9595-2018-8-4-412-419. EDN: YAJLYT.

uglevodorodnogo syr'ya - Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons, 2022, No. 3-4, pp. 21-25. DOI: 10.24412/0131-4270-2022-3-4-21-25. EDN: OHULEG. [in Russian].

7. Khudyakova L.P. Issledovanie metodov otsenki skorosti vneshnei korrozii podzemnykh truboprovodov [Study of Methods for Assessing the Rate of External Corrosion for Buried Pipelines]. *Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefi i nefteproduktov - Science and Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 2021, Vol. 11, No. 6, pp. 706-716. DOI: 10.28999/2541-9595-2021-11-6-706-716. EDN: HUVZWJ. [in Russian].

8. SP 36.13320.2012. Magistral'nye truboprovody (vzamen SNiP 2.05.06-85*) [SP 36.13320.2012. Main Pipelines (Instead of SNiP 2.05.06-85*)]. Moscow, 2012. 78 p. [in Russian].

9. NACE SP0198-2010. Control of Corrosion Under Thermal Insulation and Fireproofing Materials - A Systems Approach. Houston, NACE International, 2010. 39 p.

10. ISO 19277. Neftyanaya, neftekhimicheskaya i gazovaya promyshlennosti - Attestatsionnye ispytaniya i kriterii priemki zashchitnykh pokrytii, primenyaemykh pod izolyatsiei [ISO 19277. Oil, Petrochemical and Natural Gas Industries - Qualification Tests and Acceptance Criteria for Protective Coatings Applied Under Insulation]. 2018. [in Russian].

11. SP 61.13330.2012. Teplovaya izolyatsiya oborudovaniya i truboprovodov [SP 61.13330.2012. Thermal Insulation of Equipment and Pipelines]. Moscow, Minregion Rossii Publ., 2012. [in Russian].

12. GOST 32302-2011 (EN 13468:2001). Izdeliya teploizolyatsionnye, primenyaemye dlya inzhenernogo oborudovaniya zdaniy i promyshlennykh ustanovok. Metody opredeleniya ostatochnogo kolichstva ionov vodorastvorimyykh khloridov, floridov, silikatov, natriya i rN [State Standard Thermal Insulating Products for Engineering Equipment of Buildings and Industrial Installations. Methods for Determination of Trace Quantities of Water Soluble Chloride, Fluoride, Silicate, Sodium Ions and pH]. Moscow, Standartinform Publ., 2015. 16 p. [in Russian].

13. Nikolaev A.K., Plotnikova K.I., Badashina N.A., Fidus A.I. Otsenka effektivnosti raboty nefteprovoda, oborudovannogo sistemoi podogreva, pri transportirovke vysokovязkikh neftei [Estimation of the Operation Efficiency of the Oil Pipeline Equipped with a Heating System When Transporting High Viscosity Oils]. *Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya - Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons*, 2022, No. 3-4, pp. 16-20. DOI: 10.24412/0131-4270-2022-3-4-16-20. EDN: GMYWPE. [in Russian].

14. Zemlyanko A.S., Semenov V.S., Zhukov A.D., Shuvalova E.A. Korroziionnaya stoikost' stal'nykh truboprovodov pod razlichnymi teploizolyatsionnymi materialami [Corrosion Resistance of Steel Pipelines Under Various Thermal Insulation Materials]. *Problemy regional'noi energetiki - Problems of Regional Energy*, 2021, Issue 2, pp. 90-100. [in Rus-

sian].

15. Revin P.O., Makarenko A.V., Gubenkov A.A. Sovremennye metody remonta izolyatsionnogo pokrytiya truboprovodov podzemnoi prokladki v polevykh usloviyakh [Modern Techniques for Field Repair of Insulation Coating of Underground Pipelines]. *Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefi i nefteproduktov - Science and Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 2018, Vol. 8, No. 4, pp. 412-419. DOI: 10.28999/2541-9595-2018-8-4-412-419. EDN: YAJLYT. [in Russian].

Информация об авторах

• Бурков Денис Владимирович, кандидат технических наук
Северный (Арктический) федеральный университет им. М.В. Ломоносова
Доцент кафедры транспорта, хранения нефти, газа и нефтегазопромыслового оборудования Высшей школы энергетики, нефти и газа
Россия, 163001, Архангельск, наб. Северной Двины, 17;
ООО «Варандейский терминал»
Главный инженер
Россия, 166700, Архангельская область, Нарьян-Мар
e-mail: burkov-d@mail.ru

• Губайдуллин Марсель Галиуллович, доктор геолого-минералогических наук, профессор Северный (Арктический) федеральный университет им. М.В. Ломоносова
Заведующий кафедрой транспорта, хранения нефти, газа и нефтегазопромыслового оборудования Высшей школы энергетики, нефти и газа
Россия, 163001, Архангельск, наб. Северной Двины, 17
e-mail: m.gubaidulin@narfu.ru

Information about the authors

• Burkov Denis V., Candidate of Engineering Sciences
Northern (Arctic) Federal University named after M.V. Lomonosov
Assistant Professor of Transportation, Storage of Oil, Gas and Oil and Gas Equipment Department of the Higher School of Energy, Oil and Gas
17, Northern Dvina emb., Arkhangelsk, 163001, Russia;
Varandey Terminal LLC
Chief Engineer
Naryan-Mar, Arkhangelsk region, 166700, Russia
e-mail: burkov-d@mail.ru

• Gubaidullin Marsel G., Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor Northern (Arctic) Federal University named after M.V. Lomonosov
Head of Transportation, Storage of Oil, Gas and Oil and Gas Equipment Department of the Higher School of Energy, Oil and Gas
17, Northern Dvina emb., Arkhangelsk, 163001, Russia
e-mail: m.gubaidulin@narfu.ru

Статья поступила в редакцию 24.03.2023; одобрена после рецензирования 26.04.2023; принята к публикации 10.05.2023.

The article was submitted 24.03.2023; approved after reviewing 26.04.2023; accepted for publication 10.05.2023.