

Научная статья / Original research article
УДК 62.785
DOI:10.31660/0445-0108-2025-6-134-146
EDN: UFRMQA



Проблемы при строительстве и эксплуатации нефтепроводов в многолетнемерзлых грунтах

А. Б. Шабаров¹, К. А. Шеметов², Т. Г. Пономарева^{2*}, Я. М. Курбанов²,
В. А. Иванов², Е. Л. Чижевская²

¹Тюменский государственный университет, Тюмень, Российская Федерация

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация

*ponomarevatg@tyuiu.ru

Аннотация. Статья посвящена исследованию проблем обеспечения устойчивого положения нефтепроводов в сложных природно-климатических условиях. Цель — проанализировать существующие проблемы многолетнемерзлых грунтов, влияющие на вид, метод, технологию строительства нефтепровода и его последующую эксплуатацию до предельного состояния.

Задачи: определить причины возникновения деформаций нефтепровода в криолитозоне; рассмотреть защитные мероприятия, сохраняющие устойчивое положение нефтепровода в криогенных условиях; описать физический процесс сезонно-действующих охлаждающих устройств по сохранности стабильно-отрицательной температуры талого грунта в летний период. В ходе исследования применялся системный инженерно-геокриологический подход, интегрирующий анализ криогенного строения грунтового массива, его термического режима и фильтрационно-миграционных процессов фазовых переходов влаги. Установлено, что ключевыми проблемами при строительстве и эксплуатации нефтепроводов в криолитозоне являются деградация многолетнемерзлых грунтов (протаивание), пучение грунтов и развитие склоновых процессов, приводящие к неравномерным осадкам опор и возникновению критических напряжений в стенке трубы. В рамках защитных мероприятий, обеспечивающих устойчивое проектное положение, предлагается: применение теплоизоляции из пенополиуретанового покрытия для стабилизации температурного режима; использование сезонно-действующих охлаждающих устройств в летний период; устройство подвижных опор из хладостойких сталей с узлами крепления на основе фторопластовых композитов для компенсации температурных перемещений трубопровода. На основе анализа эксплуатационных данных можно заключить, что подземный способ прокладки с глубиной заложения 2,5–3 м — технически и экономически обоснованное решение для многолетнемерзлых грунтов, способное обеспечить безопасную эксплуатацию в течение 30 лет. В то же время надземный способ остается актуальным для арктических регионов с высокой льдистостью, где глубина оттаивания может вызывать деформации свыше 500 мм. В статье достигнута цель выявления существующих проблем многолетнемерзлых грунтов, влияющих на вид, метод, технологию строительства нефтепровода и его последующую эксплуатацию.

Ключевые слова: многолетнемерзлые грунты, криолитозона, термостабилизация, тепловая изоляция, термостабилизирующие экраны, сезонно-действующие охлаждающие устройства, устойчивость, проектное положение, просадка, пучение

Для цитирования: Проблемы при строительстве и эксплуатации нефтепроводов в многолетнемерзлых грунтах / А. Б. Шабаров, К. А. Шеметов, Т. Г. Пономарева [и др.]. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-6-134-146 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 6. — С. 134–146. — EDN: UFRMQA

The challenges in the construction and operation of oil pipelines in the cryolithozone (permanently frozen soils)

Aleksandr B. Shabarov¹, Kirill A. Shemetov², Tatiana G. Ponomareva^{2*},
Yaragi M. Kurbanov², V. A. Ivanov², Elena L. Chizhevskaya²

¹University of Tyumen, Russian Federation

²Industrial University of Tyumen, Russian Federation

*ponomarevatg@tyuiu.ru

Abstract. This paper examines the challenges associated with maintaining stable oil pipeline performance in complex natural and climatic conditions. The aim is to analyze issues related to permafrost that influence the design, construction methods, and long-term operation of pipelines until they reach their limit state. The tasks: identifying the causes of pipeline deformation in areas of permafrost; reviewing protective measures that help maintain pipeline stability in cryogenic conditions; describing the physical processes behind seasonal cooling devices that keep thawed soils at stable subzero temperatures during the summer. The authors of this paper employ a systems-based engineering and geocryological approach that integrates the analysis of cryogenic soil structure, thermal regime, and filtration-migration processes during moisture phase transitions. This study reveals that the main problems in pipeline construction and operation within permafrost include permafrost degradation (thawing), frost heave, and slope processes that lead to uneven foundation settlement and create critical stresses in the pipeline wall. To ensure stable pipeline geometry, the authors recommend the following protective measures: polyurethane foam insulation to stabilize the thermal regime; seasonal cooling devices that operate during summer, movable supports made of cold-resistant steels with fluoropolymer-based bearing components to compensate for thermal displacements. Using operational data the authors can conclude that underground installation at a depth of 2.5 to 3 meters is a technically and economically sound solution for permafrost regions, ensuring safe operation for up to 30 years. At the same time, above-ground installation remains relevant in Arctic areas with highly ice-rich soils, where thaw depths can produce deformations exceeding 500 mm. This study achieves its aim by identifying key permafrost-related factors that influence pipeline design, construction methodology, and long-term operation.

Keywords: permafrost soils, cryolithozone, thermostabilization, thermal insulation, thermostabilizing screens, seasonal cooling devices, stability, design position, subsidence, heaving

For citation: Shabarov, A. B., Shemetov, K. A., Ponomareva, T. G., Kurbanov, Ya. M., Ivanov, V. A. & Chizhevskaya, E. L. (2025). The challenges in the construction and operation of oil pipelines in the cryolithozone (permanently frozen soils). *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 134-146. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-6-134-146

Введение

Экономика, развитие и перспективы Российской Федерации в сфере трубопроводного транспорта углеводородов выходят на новый этап, связанный с освоением месторождений в регионах Крайнего Севера и Восточной Сибири, характеризующихся криогенными условиями. Эти территории отличаются распространением многолетнемерзлых, сезонномерзлых и талых грунтов, что создает значительные сложности при проектировании, строительстве и эксплуатации объектов трубопроводной инфраструктуры. К ключевым инженерно-геокриологическим проблемам относятся: риск деградации мерзлоты (оттаивание), пучение грунтов, а также развитие опасных склоновых процессов (солифлюкция, крип) [1].

Многолетнемерзлый грунт представляет собой грунт, требующий при строительстве применения особых инженерных и технических решений, которые обеспечивают безопасную эксплуатацию, надежность и бесперебойность транспортировки нефти с месторождений до конечного потребителя, причем потребитель вправе рассчитывать на безаварийность транспорта нефти на природно-сложных участках прохождения линейного объекта, содержащего риск возникновения деформаций и всевозможных утечек вследствие просадки или пучения, способных привести к остановке всей системы нефтеснабжения.

Исследования устойчивости опор надземного нефтепровода в нестабильных грунтах, с последующими решениями, имеют спрос на рынке, что свидетельствует о наличии множества научных статей с предложениями о сохранности проектного положения линейного объекта и увеличению срока надежной эксплуатации металлических конструкций.

Решений по обеспечению устойчивости нефтепровода, проложенного в криогенных условиях, достаточное количество: теплоизоляционные методы, свайные конструкции, термостабилизация и прочее. Перспективы указанных решений заключаются в использовании новых материалов, обеспечивающих устойчивость к экстремальным температурным условиям, долговечность в условиях криолитозоны, автоматизации процессов, включая точное цифровое моделирование поведения трубопровода, прогнозирование и оценку критических ситуаций, а также в проектах с применением энергоэффективных технологий и экологически безопасных материалов [1–2].

Таким образом, в рамках настоящего исследования поставлена цель — анализ существующей специфики многолетнемерзлых грунтов, влияющей на выбор вида, метода, технологии строительства нефтепровода и его последующую эксплуатацию до предельного состояния.

Сформулированы следующие задачи:

1. Определить причины возникновения деформаций нефтепровода в криолитозоне.
2. Рассмотреть защитные мероприятия, направленные на сохранение устойчивого положения нефтепровода в криогенных условиях.
3. Описать физический процесс сезонно-действующих охлаждающих устройств по сохранности стабильно-отрицательной температуры талого грунта в летний период.

Объект и методы исследования

На стадии проектирования и технико-экономического обоснования объектов инфраструктуры в криолитозоне критическое значение имеет учет мощности и динамики деятельного (сезонно-талого) слоя (ДС/СТС). Этот параметр характеризует временную зависимость процессов промерзания и оттаивания грунтов в годовом цикле.

Многолетние инженерно-геокриологические исследования свидетельствуют, что сезонное оттаивание может достигать глубины 3,0 метров, что приводит к существенному снижению прочностных и деформационных характеристик грунтов, в первую очередь, их несущей способности [2]. Важнейшей характеристикой многолетнемерзлых грунтов (ММГ), помимо склонности к уменьшению устойчивости грунтового массива от прогрева, выступает льдистость, формирующаяся в зимний период. Повышенное содержание подземного льда (льдистость) также детерминирует снижение устойчивости грунтового массива. Установленной научной закономерностью является нахождение ММГ в замерзшем состоянии вследствие достижения термодинамического равновесия на глубине 12–15 м [3].

Строительство и последующая эксплуатация магистральных нефтепроводов в условиях распространения ММГ относятся к категории ответ-

ственных задач. Их решение требует комплексного учета множества взаимосвязанных факторов для обеспечения экологической безопасности, сохранности человеческих жизней и целостности объекта транспорта углеводородов.

В связи с вышеизложенным, обоснована необходимость применения системного подхода, интегрирующего:

- криогенное строение и свойства грунтового массива;
- термический режим;
- фильтрационно-миграционные процессы фазовых переходов влаги в грунтах.

При понижении температуры поровая влага переходит в твердую фазу, выступая в качестве цементирующего компонента. Однако в условиях эксплуатации при колебаниях температуры возникают криогенные процессы, такие как пучение при промерзании и просадки при оттаивании. Эти явления приводят к неравномерным вертикальным перемещениям опорных элементов надземного перехода нефтепровода, что индуцирует возникновение значительных продольных и поперечных напряжений в стенке трубы. На рисунке 1 показана граница промерзания, зона возможного разрыва и направления сил выпучивания в многолетнемерзлых грунтах.



Рис. 1. Процесс разрыва свайных опор при выпучивании

Превышение допустимого уровня напряжений создает риск потери устойчивости стенки, развития трещин и разгерметизации [3, 4]. Таким образом, мероприятия, направленные на обеспечение безопасной технологии строительства и эксплуатации, требуют особого внимания. На рисунке 2 показано, в каких местах при потере проектных отметок могут произойти разрыв и разгерметизация.

Коррозионно-механическое воздействие грунтовой среды на трубопровод носит полимодальный характер, включая следующие виды воздействия: тепловое; силовое (механическое); влажностное; коррозионное; биологическое.

Совокупное влияние этих негативных факторов приводит к нерасчетным перемещениям трассы, провисанию и, как следствие, прогрессирующему повреждению и потенциальному разрушению конструкции.



Рис. 2. Деформация нефтепровода при потере устойчивого положения

Дополнительная нагрузка на грунтовый слой формируется не только весом транспортируемого продукта, но и массой тепловой изоляции, а также вспомогательного технологического оборудования [4]. Указанные элементы конструкции подвержены комплексному внешнему воздействию, в особенности тепловому, вызывающему удлинение или уменьшение длины нефтепровода, получившему название «термическое удлинение».

Термические удлинения трубопровода, вызванные изменением температуры транспортируемого продукта и окружающей среды, могут компенсироваться без применения специальных компенсаторов. Это явление получило название самокомпенсации. На рисунке 3 показаны виды технологии для естественной самокомпенсации температурных колебаний.

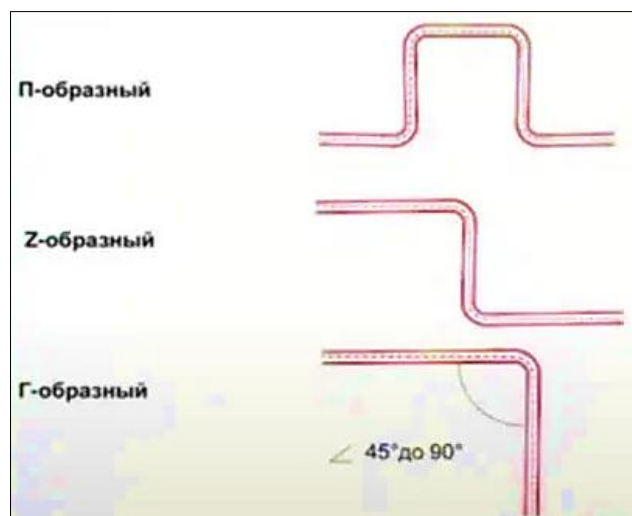


Рис. 3. Виды естественной самокомпенсации нефтепровода

Самокомпенсация достигается за счет использования естественных поворотов (отводов) трассы. Эти отводы воспринимают и компенсируют

значительную часть осевых деформаций благодаря собственной пространственной жесткости и упругим свойствам материала трубы [5]. Остающаяся часть продольных напряжений воспринимается за счет упругой деформации металла на прямолинейных участках трубопровода.

Тепловая энергия перекачиваемого продукта рассеивается в окружающую среду. Для минимизации нежелательных тепловых потерь применяется тепловая изоляция, предназначенная для снижения интенсивности теплообмена и сохранения внутренней тепловой энергии потока.

Конструктивно тепловая изоляция отличается от стандартной противокоррозионной изоляции применяемыми материалами и функциональным назначением. Если стандартная изоляция (например, из полиэтилена) предназначена для защиты от коррозии, то тепловая изоляция выполняется из материалов с низким коэффициентом теплопроводности, таких как пенополиуретан. Этот материал обладает высоким термическим сопротивлением, что обеспечивает низкую теплопередачу.

Применение пенополиуретановой изоляции решает ряд технологических задач:

- снижение вязкости нефтепродукта за счет поддержания более высокой температуры, что уменьшает гидравлическое сопротивление, обусловленное внутренним трением между слоями жидкости;
- сокращение общих энергетических потерь по длине трубопровода;
- стабилизация температурного режима стенки трубы, что снижает величину термических деформаций и повышает надежность конструкции.

Технология нанесения теплоизоляционной конструкции включает следующую последовательность операций:

1. На подготовленную поверхность трубы наносится эпоксидный праймер (адгезионный грунт) и полиэтилен, обеспечивающий защиту от коррозии, вызываемой агрессивными компонентами окружающей среды (химической и водородной коррозии).

2. На слой полиэтилена монтируется теплоизоляция из пенополиуретана.

3. Изоляция закрывается защитной оболочкой, как правило, из оцинкованной стали, предохраняющей внутренние слои от механических повреждений и воздействия влаги.

На рисунке 4 представлены все элементы защиты нефтепровода от полиэтилена до оцинкованной стали.

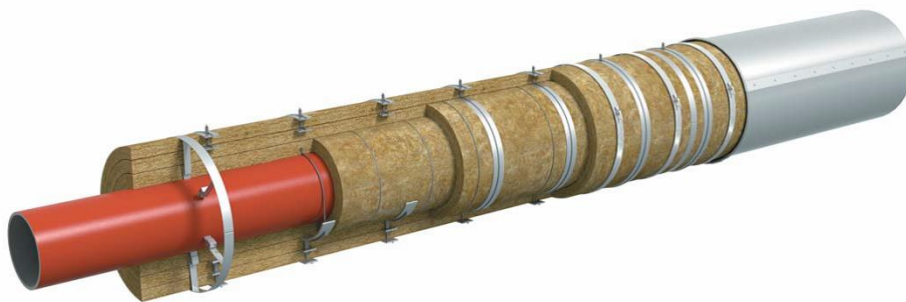


Рис. 4. Эксплуатационная защита нефтепровода

Особенностью технологии строительства теплоизолированных трубопроводов является интеграция в слой пенополиуретановой изоляции системы оперативного дистанционного контроля (СОДК), включающей сигнальные медные кабели. Эта система предназначена для точной локализации участков повреждения изоляционного покрытия, требующих ремонтного вмешательства.

Результаты исследования

Широкое применение методов термостабилизации грунта обусловлено необходимостью обеспечения безопасной эксплуатации нефтепроводов, прокладываемых в районах распространения многолетнемерзлых (ММГ), талых и термокарстовых грунтов.

Под термостабилизацией грунта понимается его способность сопротивляться изменению теплового состояния под воздействием внешних температурных факторов и внутренних тепловыделений от трубопровода [5, 6].

В летний период сезонное оттаивание верхнего слоя ММГ приводит к снижению его несущей способности, что вызывает неравномерные просадки и возникновение повышенных напряжений в теле нефтепровода. Для предотвращения этого процесса применяются сезонно-действующие охлаждающие устройства (СОУ), функция которых заключается в искусственном отводе тепла из грунта для поддержания его в мерзлом состоянии. На рисунке 5 изображено поле действия СОУ [7].

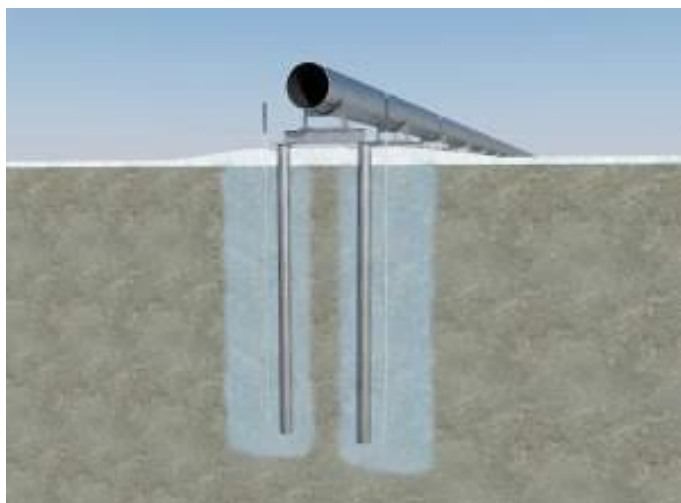


Рис. 5. Отвод тепла грунта с помощью СОУ

Ключевым элементом такой системы служит парожидкостный термосифон, заправленный низкокипящим хладагентом. В качестве хладагентов в зависимости от требуемого температурного режима используются такие вещества, как аммиак, фреоны, пропан, керосин и другие [8, 9].

Принцип действия термосифона основан на замкнутом двухфазном цикле испарения и конденсации рабочего тела.

1. Испарение (отбор тепла). При повышении температуры грунта выше температуры кипения хладагента жидкость в нижней части (испарителе) сифона закипает. Процесс парообразования сопровождается поглощением скрытой теплоты парообразования из окружающего грунта, что приводит к его охлаждению.

2. Конденсация (отвод тепла). Образовавшийся пар поднимается в верхнюю часть сифона (конденсатор), расположенную в зоне более низких температур (как правило, над поверхностью земли). Здесь пар конденсируется на стенках, передавая скрытую теплоту конденсации в атмосферу через радиатор. Сконденсировавшаяся жидкость стекает вниз под действием силы тяжести, завершая цикл.

Физическая основа процесса, обеспечивающая циркуляцию хладагента, называется конвективным теплообменом, а изменение агрегатного состояния вещества — фазовым переходом.

Таким образом, рабочее тело в парожидкостном термосифоне функционирует как авторегулятор, поддерживающий температурный режим грунта в заданных пределах. При росте температуры активируется режим охлаждения за счет интенсивного испарения хладагента. При понижении температуры внешней среды процесс конденсации преобладает, циркуляция замедляется или прекращается, что минимизирует нежелательное увеличение площади промерзания грунта.

Для мониторинга температурного режима грунта и конструкций опоры оснащаются датчиками теплового поля и температуры окружающей среды. Для защиты от неблагоприятных метеорологических воздействий датчики размещаются в защитных кожухах из различных материалов, формирующих термоизолирующий экран, что продемонстрировано на рисунке 6 (в нефтяной промышленности закрепился термин «термозонд»).



Рис. 6. Термоизолирующий экран нефтепровода

Опорные конструкции подразделяются на две основные группы: неподвижные и подвижные. Изготовление опор, как правило, осуществляется из хладостойких сталей, например, марки 09Г2С. Компенсация температурных перемещений трубопровода в подвижных опорах обеспечивается за счет материала конструкции узла крепления к трубе (рис. 7). Верхний слой высокопрочных прокладок выполняется из полимерного композита на основе фторопласта, что обеспечивает низкий коэффициент трения.

Подвижные опоры играют ключевую роль в обеспечении безопасной транспортировки углеводородов по линейной части магистрали. Изменения температуры транспортируемого продукта и окружающей среды вызывают линейные деформации (удлинение или сжатие) труб, что может привести к возникновению недопустимых напряжений, деформациям, разрывам сварных соединений и повреждению оборудования. Подвижные опоры компенсируют продольные перемещения трубопровода. Дополнительным преимуществом является их способность обеспечивать не только продольные, но и горизонтальные перемещения, а также отклонения от проектных отметок без потери устойчивости [9].



Рис. 7. Подвижные опоры нефтепровода

Проектирование трассы нефтепровода в регионах с многолетнемерзлыми грунтами требует комплексного учета их свойств: несущей способности, температурного режима района, влагосодержания, а также потенциальной величины просадки и выпучивания. На основе этих данных определяется оптимальный участок и способ прокладки (надземный или подземный) [9].

Традиционно подземная прокладка в таких условиях считалась экономически невыгодной из-за высоких финансовых затрат, связанных с необходимостью устройства песчаной подушки (отсыпки из мягкого грунта) и монтажа дорогостоящих теплоизолирующих экранов. Однако

проведенные исследования и экономические расчеты, включая сравнительный анализ эксплуатации нефтепроводов Ухта — Ярославль и Восточная Сибирь — Тихий океан (ВСТО), опровергают это утверждение [9]. Наблюдения показали, что глубина просадки трассы Ухта — Ярославль, проложенной в условиях незамерзающих болот, сопоставима с просадкой подземного нефтепровода в многолетнемерзлых грунтах.

Расчетный срок надежной эксплуатации магистральных нефтепроводов составляет 20 лет, по истечении которых многие участки подлежат замене вследствие коррозионного износа, в частности внутренней коррозии, приводящей к уменьшению толщины стенки трубы ниже минимально допустимого значения.

Критически важным критерием выступает величина просадки. Установлено, что нефтепровод не должен создавать прогиб глубиной более 0,5–0,7 м. Соблюдение этого условия позволяет избежать значительных деформаций и возникновения аварийных напряжений.

Результаты мониторинга состояния подземного нефтепровода по данным нефтетранспортной компании в течение 30 лет эксплуатации показали просадку грунта от проектных отметок по вертикали на 370 мм, что не вызвало дополнительных деформаций или осложнений в процессе транспортировки. Прогнозирование при отсутствии теплоизоляции на том же участке показало, что за указанный период величина просадки могла бы составить 430 мм [9].

Компания-оператор нефтепровода ВСТО приняла решение о подземной прокладке трассы на глубине 2,5 м, что позволяет сохранять отрицательную температуру грунта под трубой в течение всего года. На отдельных участках глубина заложения была увеличена до 3 м, что обусловлено локальными температурными условиями региона.

Выполненное компанией экономическое сравнение способов прокладки позволило сделать выбор в пользу подземного варианта для нефтепровода ВСТО как обоснованного. Надземная прокладка повлекла бы за собой сопоставимые или более высокие капитальные затраты при одинаковом расчетном сроке службы трубопровода. Таким образом, подземный способ в конкретных условиях многолетнемерзлых грунтов оказался экономически целесообразным.

Обсуждение

Результаты проведенного анализа демонстрируют, что выбор способа прокладки трубопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов не ограничивается надземным вариантом, несмотря на его традиционное предпочтение. Критерием выбора часто выступают капитальные затраты, что подтверждается решением нефтетранспортной компании в пользу подземной прокладки нефтепровода. Это инженерное решение обеспечивает безопасную эксплуатацию в течение 30-летнего расчетного срока службы. По его истечении предусматривается капитальный ремонт и восстановление

ние проектного положения новых участков трассы, уложенных на импортированном мягком грунте или минеральной подушке, обладающей максимальной несущей способностью.

Вместе с тем надземный способ прокладки сохраняет актуальность для арктических регионов, характеризующихся маломощным почвенным слоем, повышенной влажностью и, как следствие, высокой льдистостью грунтов. Оттаивание таких грунтов может приводить к критическим деформациям — просадкам или пучению свыше 500 мм, что делает надземный вариант технически и экономически обоснованным.

Выводы

Способ прокладки нефтепровода в сложных природно-климатических условиях обуславливается свойствами грунта и криогенного строения, термическими показателями, а также фильтрационно-миграционными процессами, причем перечисленные параметры требуют проведения количественно-качественного анализа и обоснования инженерных решений для обеспечения бесперебойной эксплуатации нефтепровода, проложенного надземным или подземным способом. Силовые, влажностные, коррозионные, тепловые и биологические факторы, оказывающие прямое влияние на эксплуатацию нефтепровода, нейтрализуются посредством реализации комплекса мероприятий и применения различного рода оборудования и приборов, полностью или частично исключаящих негативное воздействие указанных факторов. Оттаивание или пучение грунтового массива чревато возникновением аварийных ситуаций, вследствие чего исследования и научно-технические работы, посвященные модернизации методов сохранения несущей способности грунта, имеют высокий спрос.

Таким образом, строительство и эксплуатация нефтепроводов в сложных природно-климатических условиях требуют учета криогенных процессов и реализации инновационных технологий стабилизации грунтов, что является необходимым условием для безопасной и энергетически эффективной эксплуатации линейного объекта в регионах с многолетнемерзлыми породами, обладающими высокой льдистостью.

Список источников

1. Смолова, В. А. Основные проблемы трубопроводного транспорта углеводородов в условиях многолетнемерзлых грунтов / В. А. Смолова, Е. О. Реховская. — Текст : непосредственный // Актуальные вопросы энергетики: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, Омск, 25–27 мая 2022 г. — Омск : Омский государственный технический университет. — 2022. — С. 22–27.
2. Тянь, И. Основные проблемы трубопроводного транспорта углеводородов / И. Тянь. — Текст : непосредственный // Globus : технические науки. — 2021. — Т. 7, № 4(40). — С. 28–31.

3. Актуальные вопросы строительства на Дальнем Востоке России : материалы научно-практической конференции; ред. А. А. Пиотрович, А. Н. Сульдин, Южно-Сахалинск, 05 февраля 2022 г. – Хабаровск : Дальневосточный государственный университет путей сообщения. – 2022. – 87 с. – Текст : непосредственный.
4. Димов, Л. А. О выборе способа прокладки нефтепроводов при строительстве на многолетнемерзлых грунтах / Л. А. Димов, И. Л. Димов. – Текст : непосредственный // Основания, фундаменты и механика грунтов. – 2014. – № 5. – С. 29–32
5. Сайфуллина, О. Р. Изучение влияния свойств многолетнемерзлых грунтов на технологию прокладки нефтепровода. О. Р. Сайфуллина, А. Г. Закирзаков, Л. М. Маркова. – Текст : электронный. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?edn=ubdjdn>
6. Иванова, Т. А. Сравнительный анализ методов прокладки нефтепроводов в районах многолетнемерзлых грунтов / Т. А. Иванова. – Текст : электронный. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=45725483>
7. Кутушева, А. Р. Современные способы защиты магистральных нефтепроводов при прокладке и эксплуатации магистральных нефтепроводов на участках многолетнемерзлых грунтов / А. Р. Кутушева. – Текст : электронный. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44835742>
8. Кондратьева, В. Г. Основные геокриологические проблемы нефтепроводов в криолитозоне и пути решения их / В. Г. Кондратьева, В. А. Бронников. – Текст : электронный. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?edn=wakgkb>
9. Смирнов, В. В. Проблемы обеспечения надежности эксплуатации сооружений в криолитозоне / В. В. Смирнов, Ю. Д. Земенков. – Текст : непосредственный // Инновации в науке. – 2013. – № 25. – С. 57–65.

References

1. Smolovaya, V. A., & Rekhovskaya, E. O. (2022). Osnovnye problemy truboprovodnogo transporta uglevodorodov v usloviyakh mnogoletnemerzlykh gruntov Aktual'nye vo-prosy energetiki: materialy Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem, Omsk, 25-27 maya 2022 g. Omsk, Omskiy gosudarstvennyy tekhnicheskiiy universitet Publ., pp. 22-27. (In Russian).
2. Tian, Y. (2021). Main problems of pipeline transportation of hydrocarbons. Globus: technical sciences, 7(4(40)), pp. 28-31. (In Russian).
3. Aktual'nye voprosy stroitel'stva na Dal'nem Vostoke Rossii : materialy nauchno-prakticheskoy konferentsii. (2022). Khabarovsk, Dal'nevostochnyy gosudarstvennyy universitet putey soobshcheniya Publ., 87 p. (In Russian).
4. Dimov, L. A., & Dimov, I. L. (2014). Selection of placement method for oil pipelines constructed on permafrost. Soil Mechanics and Foundation Engineering, 51(5), pp. 258-262. (In Russian).
5. Sayfullina, O. R, Zakirzakov, A. G., & Markova, L. M. (2009). Izuchenie vliyaniya svoystv mnogoletnemerzlykh gruntov na tekhnologiyu prokladki nefteprovoda. (In Russian). Available at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?edn=ubdjdn>
6. Ivanova, T. A. (2021). Sravnitel'nyy analiz metodov prokladki nefteprovodov v rayonakh mnogoletnemerzlykh gruntov. (In Russian). Available at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=45725483>

