Нефтегазовое дело. 2026. Т. 24, № 3. С. 142-156. ISSN 2073-0128 (print)
Petroleum Engineering. 2026. Vol. 24. No. 3. P. 142-156. ISSN 2073-0128 (print)
Научная статья
УДК 691.175.5/.8
DOI: 10.17122/ngdelo-2026-3-142-156

ЛАБОРАТОРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ ПОЛИМЕРНО-АРМИРОВАННЫХ ТРУБ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Максим Валерьевич Богатов[1,2], Кирилл Алексеевич Перов[1,2], Анна Владимировна Федотова[1]

[1]ООО «НИЦ «НЕМЕТАЛЛ», Самара, Российская Федерация
[2]Самарский государственный технический университет, Самара, Российская Федерация

Автор, ответственный за переписку
Максим Валерьевич Богатов, m.bogatov@nicnemetall.ru

Аннотация. В статье рассматривается проблема постепенной реструктуризации трубопроводного парка нефтегазовой отрасли Российской Федерации, вызванная переходом месторождений на позднюю стадию разработки. Увеличение обводнённости, газового фактора и содержания механических примесей приводит к ускоренному выходу из строя металлических труб и насосного оборудования. В качестве экономически эффективного решения всё шире применяются полимерно-армированные трубы (ПАТ), парк которых в РФ к 2030 году может достигнуть 12–15 тыс. км. Однако существующие сертификационные испытания по ГОСТ Р 59834-2021 не учитывают реальные эксплуатационные нюансы (климатические воздействия, газовую декомпрессию, эрозионный износ), что затрудняет прогнозирование ресурса. Цель работы – моделирование в лабораторных условиях строительно-монтажных воздействий и осложняющих факторов: эрозионного износа, газопроницаемости, декомпрессионного отслаивания и термической разморозки паром. Объектами исследования служили три конструкции гибких ПАТ (связанные с армированием стекловолокном и металлокордом, несвязная с металлической лентой). Приведены схемы установок и подробные методики. Результаты испытаний показали, что при давлении 16 МПа и подаче кварцевого песка фракцией 300–600 мкм эрозионный износ не является критическим. Разрушающее давление после испытаний составило 52,3 МПа, а глубина царапин не превысила 0,05 мм. По газопроницаемости наилучшие характеристики продемонстрировала связанная конструкция с армированием стекловолокном: время выхода газа – 144 ч, выход на стационарный режим – 375 ч. Несвязанная конструкция показала потерю герметичности уже в первые сутки. При испытаниях на взрывную декомпрессию именно конструкция со стекловолокном выявила вздутия и расслоения длиной до 28 мм, что делает её непригодной для работы с резкими перепадами давления. Моделирование отогрева паром замороженных до минус 20 °С образцов показало, что разрушение происходит только при полном заполнении водой; при частичном заполнении снижения прочности не зафиксировано. На основе полученных данных сформулированы рекомендации по выбору конструкции ПАТ в зависимости от условий эксплуатации. Обоснована необходимость проведения не только сертификационных, но и стендовых испытаний, имитирующих реальные режимы работы для повышения надёжности и безаварийности трубопроводов из альтернативных материалов.

Ключевые слова
полимерно-армированные трубы; углеводородное сырье; осложняющие факторы; трубопроводный транспорт; стендовые испытания; эрозионный износ; газопроницаемость

© Богатов М.В., Перов К.А., Федотова А.В., 2026

Для цитирования
Богатов М.В., Перов К.А., Федотова А.В. Лабораторное моделирование различных факторов полимерно-армированных труб в нефтегазовой отрасли // Нефтегазовое дело. 2026. Т. 24, № 3. С. 142-156. https://doi.org/10.17122/ngdelo-2026-3-142-156.

Original article

LABORATORY MODELING OF VARIOUS FACTORS OF POLYMER-REINFORCED PIPES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Maksim V. Bogatov[1,2], Kirill A. Perov[1,2], Anna V. Fedotova[1]

[1]«SRC «NEMETAL» LLC, Samara, Russian Federation
[2]Samara state technical university, Samara, Russian Federation

Corresponding author
Maksim V. Bogatov, m.bogatov@nicnemetall.ru

Abstract. This article examines the gradual restructuring of the pipeline fleet in the Russian oil and gas industry, caused by the transition of fields to a late stage of development. Increasing water cut, gas-oil ratio, and mechanical impurity content lead to accelerated failure of metal pipes and pumping equipment. Polymer-reinforced pipes (PRP) are increasingly being used as a cost-effective solution, with the Russian pipeline fleet potentially reaching 12,000–15,000 km by 2030. However, existing certification tests according to State Standard R 59834-2021 do not take into account real-world operational factors (climatic impacts, gas decompression, erosive wear), making it difficult to predict service life. The objective of this study is to simulate construction and installation impacts and complicating factors, such as erosive wear, gas permeability, decompression spalling, and thermal steam defrosting, in laboratory conditions. The subjects of the study were three flexible PTFE designs (bonded with fiberglass and metal cord reinforcement, and non-bonded with metal tape). Schematic diagrams and detailed test procedures are provided. Test results showed that at a pressure of 16 MPa and the addition of 300–600 μm quartz sand, erosive wear is not critical. The failure pressure after testing was 52.3 MPa, and the scratch depth did not exceed 0.05 mm. In terms of gas permeability, the bonded design with fiberglass reinforcement demonstrated the best performance: gas release time was 144 hours, and reaching steady-state conditions was 375 hours. The non-bonded design showed a loss of tightness within the first 24 hours. During explosive decompression tests, it was the fiberglass design that revealed bulges and delaminations up to 28 mm long, making it unsuitable for work with sudden pressure changes. Simulation of steam thawing of samples frozen to minus 20 °C showed that failure occurs only when completely filled with water; no reduction in strength was observed with partial filling. Based on the obtained data, recommendations were formulated for selecting a PAT design based on operating conditions. The need for not only certification testing but also bench testing simulating real-world operating conditions is substantiated to improve the reliability and trouble-free performance of pipelines made from alternative materials.

Keywords

polymer-reinforced pipes; hydrocarbon raw materials; complicating factors; pipeline transport; bench tests; erosive wear; gas permeability

For citation
Bogatov M.V., Perov K.A., Fedotova A.V. Laboratornoe modelirovanie razlichnyh faktorov polimerno-armirovannyh trub v neftegazovoj otrasli // [Laboratory modeling of various factors of polymer-reinforced pipes in the oil and gas industry] // *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2026, Vol. 24, No. 3. pp. 142-156. [in Russian]. https://doi.org/10.17122/ngdelo-2026-3-142-156.

Введение

К настоящему моменту времени происходит постепенная реструктуризация трубопроводного парка в нефтегазовой отрасли [1, 2]. Данный факт связан с переходом энергетического сектора в сфере добычи и транспортировки углеводородного сырья на поздний этап разработки [3, 4]. Большинство месторождений в Российской Федерации (РФ) обладают высокой обводненностью, повышенным газовым фактором, наличием различных видов осложнений [5, 6]. В совокупности все эти воздействия приводят к быстрому выводу из строя насосно-компрессорных труб (НКТ), промысловых трубопроводов, запорной арматуры, удорожанию себестоимости углеводородного сырья, низкой наработке на отказ компонентов различных видов насосных установок (штанговый глубинный насос, электроприводной центробежный насос, винтовой насос и т.д.) [7, 8].

Существует немалое количество способов и методов защиты от различных видов осложняющих факторов, которые достаточно хорошо зарекомендовали себя для минимизации, а в редких случаях и для исключения данного воздействия на инфраструктуру нефтегазового сектора [9, 10]. Одним из наиболее перспективных и экономически выгодным методом защиты является применение полимерно-армированных труб (ПАТ) [11, 12]. В настоящее время большинство крупных нефтяных компаний (ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Лукойл», ПАО «Татнефть», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «РуссНефть» и т.д.) внедряют в свой технологический процессэксплуатацию труб из альтернативных материалов [13]. В большей степени применение данных изделий используется для выкидных линий (от скважины до автоматизированной групповой замерной установки), линии сбора нефти и газа, системы поддержания пластового давления, для напорных водоводов, систем газосбора [14].

С каждым годом происходит заметный прирост применение ПАТ в нефтегазовом секторе [15]. Изначально первое внедрение в РФ композитных трубопроводных материалов началось с конца 1990-х годов. Начало планомерного внедрения произошло в период с 2011 по 2014 гг. С 2015 года наблюдается значительный рост числа предприятий, специализирующихся на производстве полимерной продукции различных конструкций [16]. В частности, были открыты заводы: «Полипластик», «Полимак», «Норд-Вест», «Крафт-Пайп», «Татнефть-Пресскомпозит» и другие. Немного позже были созданы отраслевые стандарты (ГОСТ Р 59834-2021. Трубы полимерные армированные для нефтегазовой отрасли; ГОСТ Р 70623-2023. Системы трубопроводные из полимерных армированных труб. Правила проектирования и монтажа) на государственном уровне по проверке продукции на соответствие требованиям качества. В связи с этим существует актуальный вопрос о испытании ПАТ аккредитованными, сертификационными органами, обладающим соответствующим оборудованием, квалифицированным персоналом и компетенциями в данной области деятельности.

Также немаловажным является вопрос о строительстве и эксплуатации ПАТ. Данная отрасль является достаточно молодой и помимо озвученных выше вопросов существует и ряд других проблем, некоторые из которых будут рассмотрены далее [17]. На действующих объектах добычи и транспортировки углеводородного сырья в настоящий момент эксплуатируется около 5500 км ПАТ различных конструкций. Существует выраженная тенденция развития данного вида защиты от различных осложняющих факторов. По оценке отраслевых экспертов, парк ПАТ в РФ к 2030 году будет составлять от 12000 до 15000 км [18]. Повсеместное внедрение труб из композиционных материалов подтверждается их важнейшими преимуществами по сравнению с металлическими изделиями. Одним из ключевых является высокая коррозионная стойкость внутренней и наружной поверхностей. Также к достоинствам относятся: сокращение капитальных и эксплуатационных затрат, снижение металлоемкости и удобство монтажа. ПАТ обладают высокой устойчивостью к сильноагрессивным кислым газам (H_2S, CO_2), входящим в состав углеводородного сырья, и т.д. [19].

Несмотря на все перечисленные достоинства продукции из полимерных материалов, существует достаточно большой пробел в лабораторных и стендовых испытаниях данных труб. В большинстве случаев проводятся исключительно сертификационные испытания, которые определяют параметры согласно ГОСТ Р 59834-2021. Трубы полимерные армированные для нефтегазовой отрасли.

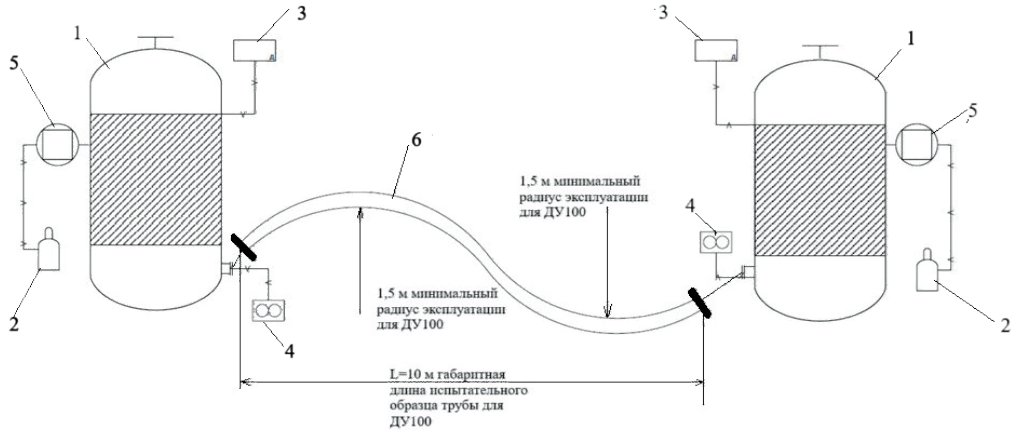
Технические условия. В данном нормативном документе не учитываются особенности эксплуатации ПАТ в конкретных условиях (в зависимости от климатических особенностей, повышенного газового фактора, разгерметизацией трубопроводов и т.д.). В связи с этим затруднительно прогнозировать их ресурс и работоспособность, не учитывая данные эксплуатационные нюансы. Совсем иная картина обстоит с моделированием реальных условий эксплуатации и строительно-монтажных работ (СМР) в лабораторных условиях. В настоящее время отсутствует альтернативный метод, помимо опытно-промышленных испытаний. Зачастую происходит потеря герметичности, нарушение целостности трубопровода, что приводит к простою оборудования и потери прибыли. В свою очередь лабораторные и стендовые испытания позволяют в кратчайшие сроки и с минимальными капиталовложениями смоделировать условия эксплуатации и дать количественную оценку заданной конструкции при конкретных режимах работы изделий [10].

В связи с этим целью данной работы является моделирование строительно-монтажных работ и условий эксплуатации полимерно-армированных труб в лабораторных условиях с дальнейшим определением изменения их характеристик. В работе будут рассмотрены различные виды осложняющих факторов: эрозионный износ, повышенный газовый фактор, декомпрессионное отслаивание, а также условия моделирования СМР при обработке паром (при разморозке ПАТ в условиях крайнего севера).

Материалы и методы

В качестве объекта исследования для моделирования эрозионного износа применялась гибкая полимерно-армированная труба (ГПАТ) длиной 10 м. Целью данного испытания является оценка стойкости к износу внутреннего полимерного лайнера ГПАТ по отношению к механическим примесям содержащемся в транспортируемой среде при заданном давлении и скорости потока. Схема установки представлена на рисунке 1.

Методика проведения испытания заключается в следующих последовательных стадиях: образец с условным проходом 100 мм длиной 10 м с металлическими фитингами фланцевого типа помещают на ложементы и фиксируют в положении с двумя изгибами на эксплуатационный радиус; к образцу подключают арматуру для подачи газовой смеси с механическими примесями; проводят проверку на герметичность соединений путем опрессовки до рабочего давления (в качестве среды используют газ азот); в емкость засыпают кварцевый песок фракцией 300-600 мкм; газ под давлением 16 МПа подают из баллона он проходит через емкость захватывает абразивные частицы и переносит их по испытуе-



1 — емкости высокого давления; 2 — баллоны с азотом; 3 — манометры; 4 — расходомеры; 5 — электромеханические клапана; 6 — испытуемый образец на ложементе

1 — high-pressure tanks; 2 — nitrogen cylinders; 3 — pressure gauges; 4 — flow meters; 5 — electromechanical valves; 6 — test specimen on a support

Рисунок 1. Технологическая схема установки для испытаний на износостойкость

Figure 1. Flow chart of the wear resistance testing setup

мому образцу в емкость. Давление контролируют по манометрам, количество циклов подачи из одной емкости ограничено ее объемом, при переносе механических примесей из одной емкости в другую, затем в обратном направлении происходит аналогичный процесс. Общее количество циклов определяется путем расчета переноса требуемого объема механических примесей через объект исследования. В данном эксперименте было произведено 10 циклов. После окончания проведения испытаний, образец демонтируют и производят осмотр. При отсутствии визуальных повреждений производят испытание на разрушающее давление по методике п. 9.5 ГОСТ 59834-2021. После проведения испытаний на разрушающее давление образец разрезают на сегменты и производят визуально-измерительный контроль (ВИК) внутренней поверхности лайнера и соединений. Оценку стойкости к износу выполняют по результатам значений разрушающего давления. Разрушающее давление после испытаний должно быть не ниже значений в исходном состоянии, а также смотрят на результаты ВИК толщины лайнера и качества внутренней поверхности.

Следующим осложняющим фактором, который будет рассматриваться в данной работе, является показатель газопроницаемости. Внешний вид установки с обозначением основных составляющих представлен на рисунке 2.

Была выбрана гибкая полимерно армированная труба с различными видами армировки (армированная стекловолокном, армированные металлической лентой, армированная металлическим кордом) для проведения испытаний на газопроницаемость.

Алгоритм выполнения испытания на определение газопроницаемости. Во внутреннюю полость каждого образца через фланцевое соединение устанавливают змеевик, выполненный из нержавеющего материала, для обеспечения нагрева модельной среды и моделирования условий эксплуатации при заданной температуре. На образцы труб связанной конструкции герметично монтируются измерительные ячейки и производится вакуумирование внутреннего объёма ячейки до остаточного давления 10^{-2} мм ртутного столба. На образцы труб несвязной конструкции на газоотводные штуцера фитинга исследуемого образца герметично монтируется вакуумная система, и производится вакуумирование кольцевого пространства трубы до давления 10^{-2} мм ртутного столба. Испытуемые образцы поочерёдно подключают к баллону высокого давления, содержащему метан высокой чистоты (99,95 %). В образец плавно подают метан до давления 16 МПа. Газ перед подачей в образец проходит через редуктор, понижающий давление до заданного. Контроль фактического давления в образце осуществляют по манометру, затем включают нагревательный прибор - термостат, с помощью которого при циркуляции теплоносителя, разогретого до плюс 70 ºС, обеспечивается прогрев газа внутри каждого образца. Процесс контролируется по показаниям термопары, прикрепленной к поверхности каждого образца до набора заданной температуры выдержки плюс 60 ºС. После достижения требуемой температуры нагрева производится контроль испытательного давления внутри образца, для этого выполняется мониторинг показаний манометра в течение 24 ч (время стабилизации давления),



Рисунок 2. Установка газопроницаемости

Figure 2. Gas permeability installation

в процессе которых при необходимости выполняется стабилизация давления. Давление считают стабилизированным, если его падение составляет менее 5 % от исходного давления. После завершения времени стабилизации давления начинают отсчет времени выдержки. Длительность эксперимента зависит от скорости выхода на стационарный режим газопроницаемости, который определяют по результатам ежедневного отбора проб.

Процесс отбора проб для контроля газопроницаемости. Отбор проб начинают с момента начала колебаний давления разряжения в объёме измерительной ячейки либо в кольцевом пространстве трубы несвязанной конструкции. При возникновении колебаний давления разрежения, начинают подавать газ-носитель (гелий), проходящий через измерительную ячейку (либо кольцевое пространство трубы несвязной конструкции) при этом, газ-носитель захватывает диффундирующий из образца газ и поступает в измерительную систему хроматографа. Анализ пробы производится с использованием аналитического комплекса на базе газового хроматографа. Пробы анализируются через равные промежутки времени до появления значений постоянных концентраций, означающих достижение стационарного режима проникновения газа в межтрубное пространство или измерительную ячейку.

Определенные при выходе на стационарный режим концентрации используют для выполнения расчетов при обработке результатов эксперимента. После выполнения эксперимента на газопроницаемость один образец каждой конструкции испытывался на разрушающее давление по п. 9.5 ГОСТ 59834-2021. Результаты испытаний сравниваются со значением разрушающего давления на контрольном образце, испытанном в исходном состоянии.

Еще одним критическим фактором, влияющим на бесперебойную и безаварийную эксплуатацию ПАТ, является стойкость к взрывной декомпрессии и возможное отслаивание/расслоение. В данном случае производят резкий сброс давления, имитирующий, например, аварийную разгерметизацию трубопровода или остановку транспортировки продукта. Моделирование данного фактора было осуществлено следующим образом. Каждый образец помещают в испытательную камеру, оснащенную инфракрасными нагревателями, заполняют образец азотом, подают давление, равное максимальному рабочему давлению 16 МПа и увеличивают температуру до плюс 60 ºС. После стабилизации значений испытательного давления и температуры образец выдерживают не менее одних суток. Затем производят сброс давления до атмосферного со скоростью не менее 0,7 МПа/мин. После этого данный алгоритм повторяют 14 раз. По окончании циклических испытаний сброса давления образцы извлекают из камеры. Производят визуальный осмотр наружной поверхности, и наносят разметку для разрезки образца с целью осмотра внутренней поверхности и торцов на наличие расслоений, вздутий и иных дефектов, являющихся показателем нестойкости конструкции к взрывной декомпрессии.

В большинстве случаев строительство трубопроводов из альтернативных материалов осуществляется в условиях Крайнего Севера, где существуют значительные годовые отрицательные температуры. Отогрев паром производился для моделирования условий строительно-монтажных работ. В качестве объектов исследования использовались ГПАТ с установленными фитингами и заполненные водой, охлажденные до минус 20 °С с последующим отогревом паром при различных температурных воздействиях плюс 80 °С, плюс 100 °С, плюс 120 °С. Для выполнения испытаний предварительно замороженных образцов трубы, заполненных водой, использовали: парогенератор электрический и площадку на открытом воздухе, ночные температуры в период проведения испытаний достигали минус 20 °С, что позволяло естественным образом произвести заморозку воды в образцах. Каждый образец заполнялся водой, через штуцер, установленный в эллиптическую заглушку, приваренную к фитингу. Заполнение производилось до полного устранения воздуха из полости образца, также параллельная серия образцов была залита на половину от внутреннего объема. После заполнения водой образцы были уложены на поддон и вывезены на открытый воздух с отрицательной температурой. Для отогрева паром образцы поочередно укладывали на поддон, с одной стороны, подсоединяли рукав высокого давления с подачей водопроводной воды с напором 1 атм. Контроль степени отогрева осуществляли визуально по истечении воды из противоположного штуцера. После завершения процесса разморозки образцы были перене-

сены в помещение и осмотрены на наличие внешних повреждений. После осмотра образцы были испытаны на гидравлическом стенде до разрушения по п. 9.5 ГОСТ 59834-2021. Оценку стойкости ПАТ к данному виду воздействия осуществляли путем сравнения значений при гидравлических испытаниях до и после имитации температурного фактора и отогрева паром.

Результаты

В процессе стендовых испытаний на эрозионный износ было определено, незначительное влияние данного воздействия на внутреннюю поверхность лайнера. Установленный факт подтверждается фотографиями внутренней поверхности трубы, контактирующей с абразивной средой после проведения испытаний (рисунок 3).

Механизм эрозионного износа обусловлен кинетическим воздействием абразивных частиц (песка) на внутреннюю поверхность лайнера. Высокое давление в системе (16 МПа) способствует прижатию потока частиц к поверхности и повышению их концентрации в зоне контакта. Следует отметить, что конструкция экспериментальной установки (рисунок 1) разработана с целью минимизации протяжённых прямолинейных участков, где преобладает скользящий износ. Реализованная конфигурация системы создаёт условия для преимущественно ударного износа, представляющего собой наиболее интенсивный вид эрозии. С учётом перечисленных факторов максимальное разрушающее давление при гидравлических испытаниях составило 52,3 МПа (рисунок 4), что превышает установленное нормативное значение (не менее 48 МПа). Кроме того, определено, что максимальная глубина повреждений (царапин), формируемых газоабразивной смесью, достигла 0,05 мм при ширине дефектов в интервале от 0,01 до 0,03 мм (рисунок 5). При моделировании данного фактора внутренний

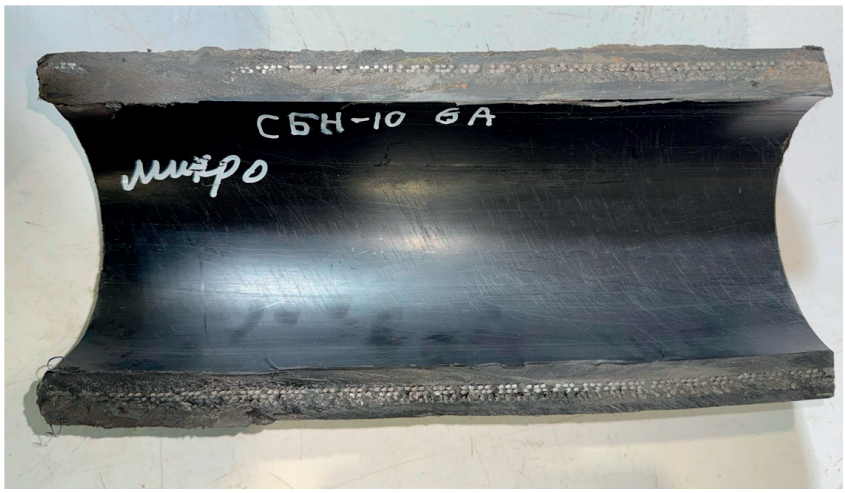


Рисунок 3. Внутренняя поверхность исследуемой трубы после воздействия эрозионного износа

Figure 3. The inner surface of the pipe under study after exposure to erosive wear



Рисунок 4. Изображение места разгерметизации трубы после гидравлических испытаний

Figure 4. Image of the pipe depressurization site after hydraulic testing

лайнер недостаточно подвергся истиранию, чтобы существенно снизить прочностные характеристики трубы при определении максимального давления при разгерметизации.

В результате комплекса экспериментов по оценке газопроницаемости трех различных конструкций ГПАТ по отношению к метану при рабочем давлении 16 МПа и температуре плюс 60 ºС, можно установить следующее: по значениям расчетных потерь газа в м^3 на километр трубопровода за год, определено, что наименьшие потери газа, как и наименьший коэффициент газопроницаемости наблюдается на образцах ГПАТ связанной конструкции армированной стекловолокном (таблица 1); время выхода газа в измерительную ячейку при заданных условиях эксперимента на образцах труб связанной конструкции армированной стекловолокном составило 144 часа, для труб связанной конструкции армированной металлокордом составило 180 часов.

Время достижения стационарного режима проникновения газа и соответственно время достижения постоянного потока газа, проникающего через стенку трубы (время защитного действия стенки трубы) составило

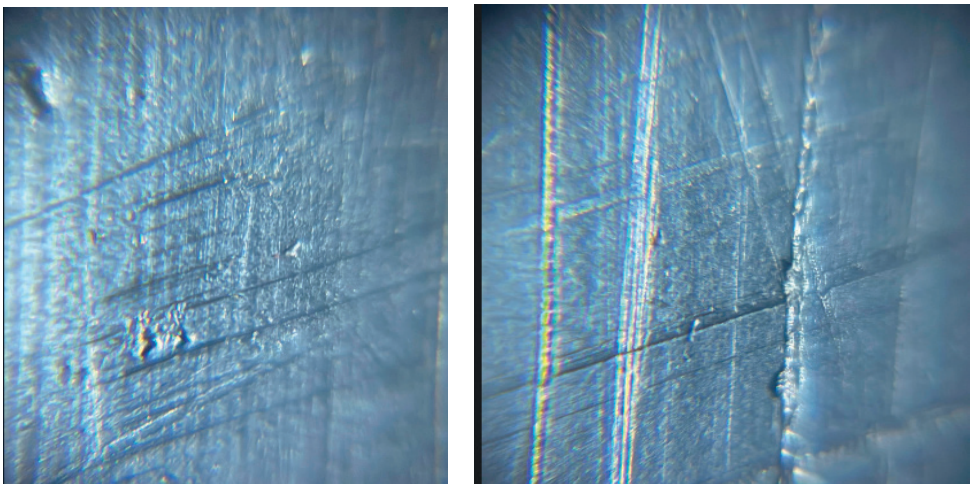


Рисунок 5. Макросъемка внутренней поверхности лайнера после эрозионного износа (увеличение х60)

Figure 5. Macro photography of the inner surface of the liner after erosive wear (magnification x60)

Таблица 1. Показатели проницаемости по отношению к метану

Table 1. Methane permeability indices

Тип конструкции	Время выхода газа в измерительный объем, ч	Концентрация метана за час, мг/м^3	Скорость проникновения газа, см^3/см^2·с	Коэффициент газопроницаемости, Р, см^3·см/см^2·с·атм	Потери газа, Qпот, м^3/км·год
Связанная армированная металлокордом	192	589	$4,6\times10^{-7}$	$5,5\times10^{-9}$	62,1
	168	635	$4,9\times10^{-7}$	$5,9\times10^{-9}$	66,0
	180	612	$4,75\times10^{-7}$	$5,7\times10^{-9}$	64
Связанная армированная стекловолокном	144	338	$2,6\times10^{-7}$	$2,8\times10^{-9}$	34,9
	144	315	$2,5\times10^{-7}$	$2,6\times10^{-9}$	32,7
	144	326,5	$2,55\times10^{-7}$	$2,7\times10^{-9}$	33,8
Несвязанная армированная металлической лентой	24	7438,9	*	*	*
	48	22314,7	*	*	*
	36	14871,8	*	*	*
*для образцов несвязанная конструкции нерелевантно производить расчёты по проницаемости, поскольку, учитывая величину концентрации, проникающий газ является следствием перетекания газа в местах соприкосновения фитинга со слоями тела трубы, а не следствием протекания диффузионных процессов					

375 часов, примерно 16 дней (рисунок 6). Образцы несвязанной конструкции армированной металлической лентой не имеют газогерметичности в месте соприкосновения слоёв трубы и фитинга, что подтверждается выходом газа из внутренней полости образца в межтрубное пространство за первые сутки от начала эксперимента (рисунок 7), в значительно большей концентрации, чем значения концентраций при определении газопроницаемости на образцах труб связанной конструкции.

Время достижения стационарного режима проникновения газа и соответственно время достижения постоянного потока газа, проникающего через стенку трубы (время защитного действия стенки трубы) составило 375 часов, примерно 16 дней (рисунок 6). Образцы несвязанной конструкции армированной металлической лентой не имеют газогерметичности в месте соприкосновения слоёв трубы и фитинга, что подтверждается выходом газа из внутренней полости образца в межтрубное пространство за первые сутки от начала эксперимента (рисунок 7), в значительно большей концентрации, чем значения концентраций при определении газопроницаемости на образцах труб связанной конструкции.

Обсуждение

При осмотре внутренней поверхности образца (связанная армированная стекловолокном) обнаружены многочисленные вздутия лайнера по всей протяженности образца (рисунок 10).

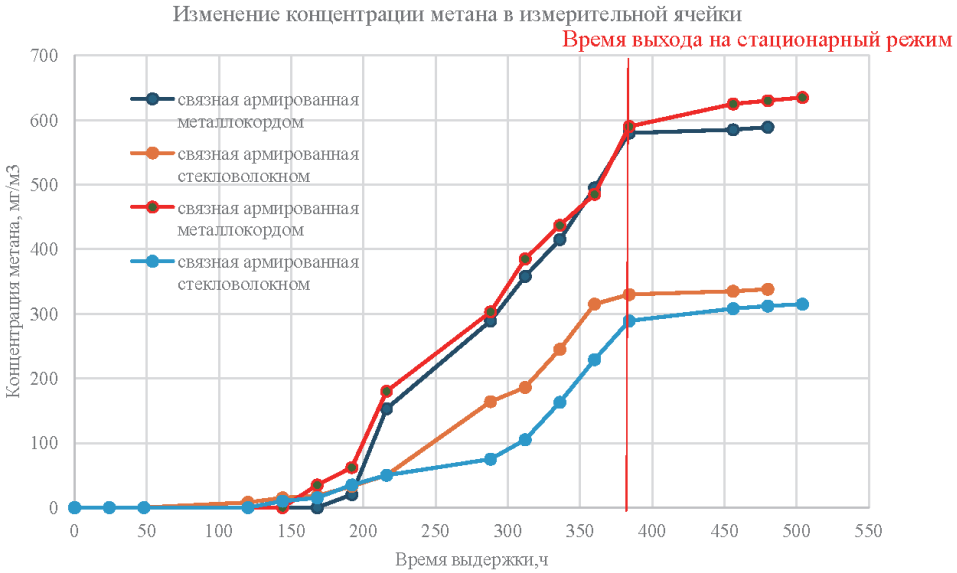


Рисунок 6. Ежесуточные концентрации метана в пробах различных конструкций

Figure 6. Daily methane concentrations in samples of various structures

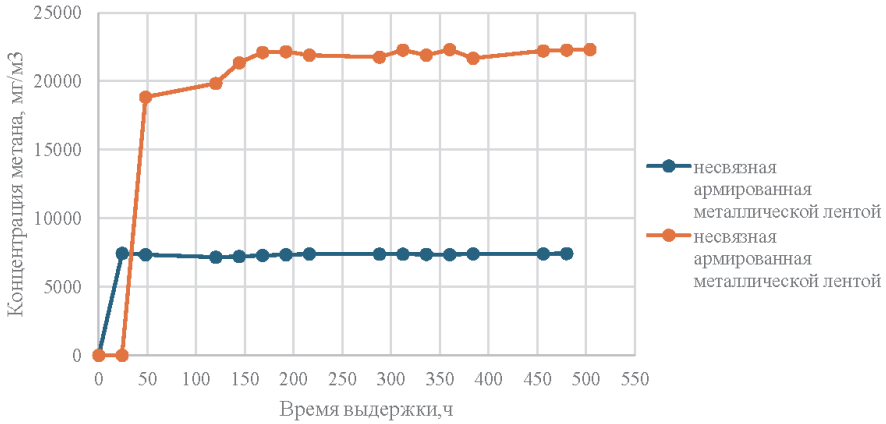


Рисунок 7. Изменение концентрации метана в межслойном пространстве

Figure 7. Change in methane concentration in the interlayer space

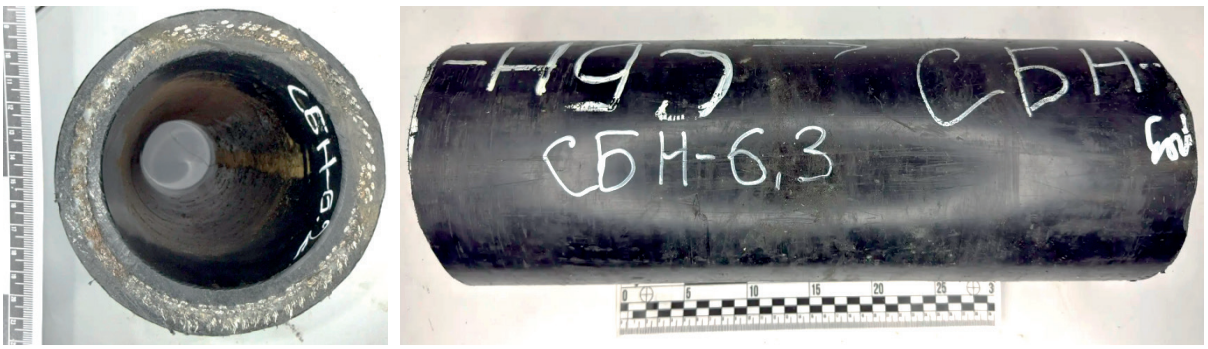


Рисунок 8. Конструкция трубы связанная, армированная металлическим кордом после проведения испытаний на декомпрессионное расслоение/отслаивание

Figure 8. The structure of a pipe, connected and reinforced with a metal cord, after decompression delamination/peeling test



Рисунок 9. Конструкция трубы несвязанная, армированная металлической лентой после проведения испытаний на декомпрессионное расслоение/отслаивание

Figure 9. Unbonded pipe structure reinforced with metal tape after decompression peeling/delamination tests

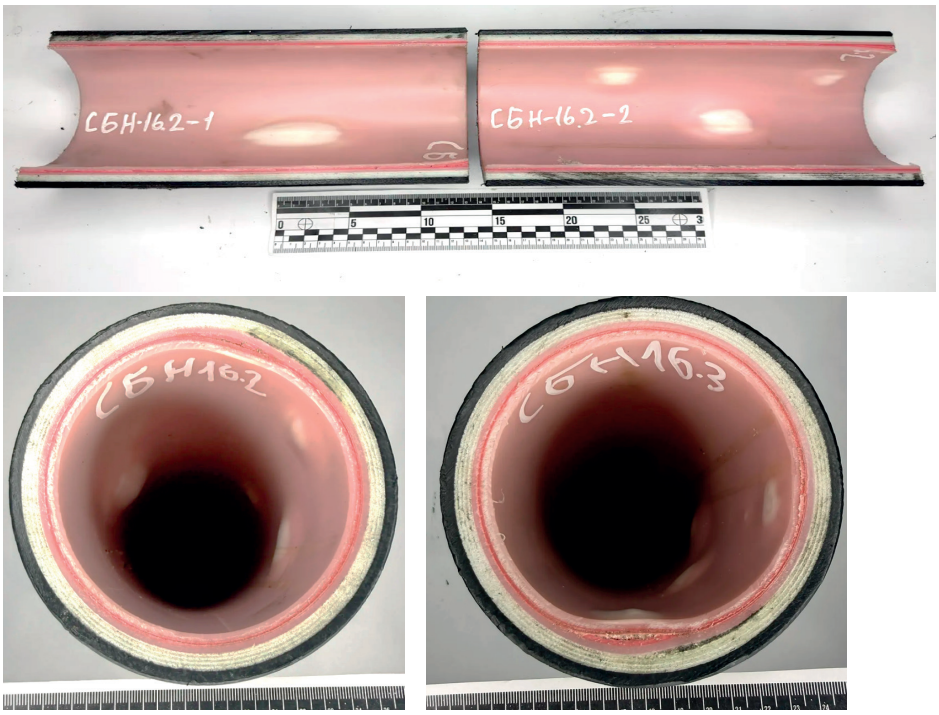


Рисунок 10. Изображение вздутий образца после проведения испытаний на декомпрессионное расслоение/отслаивание

Figure 10. Image of specimen swelling after decompression peeling/delamination tests

При детальном рассмотрении вздутий (рисунок 11) отмечено следующее: в зоне сопряжения внутреннего лайнера, состоящего из нескольких слоев, наблюдается вздутие (потеря адгезии) между первым, внутренним слоем, и адгезивом соединяющим этот слой со следующим. Длина расслоения составляет 28 мм, а ширина 8 мм. На срезе наблюдаются следы неравномерного отслоение адгезива, в виде полос, расположенных на протяжении всего вздутия. В данном случае предположить поэтапный процесс образования вздутий можно следующим образом. Внутренний слой лайнера состоит из аморфно-кристаллической структуры. Диффузионное проникновение происходит по аморфной фазе полимерного материала. Газообразная среда распространяется по всему объему лайнера и равномерно насыщается газом. Здесь ключевую роль играют различного рода дефекты: микрозазоры, полости, границы раздела слоев, куда в дальнейшем проникает и скапливается газ. При быстром падении давления (имитации порыва трубопровода или контролируемого резкого сброса газа) равновесная концентрация становится значительно ниже той концентрации газа, которая реально растворена в полимере. Возникает состояние пересыщения. Пересыщенный раствор газа в полимере термодинамически нестабилен. Система стремится сбросить лишний газ, и самым энергетически выгодным способом является образование новых газовых пузырьков. Как только пузырек превысил критический радиус (при котором поверхностное натяжение полимера уже не может его схлопнуть), давление внутри него начинает быстро расти за счет диффузионного потока газа из пересыщенной матрицы полимера к пузырьку. Далее газ скапливается в свободном объеме (между лайнером и армирующим слоем, либо в мономолекулярном слое лайнера). При резком расширении создается высокое давление в этом зазоре, которое действует по принципу гидроразрыва пласта: армирующий каркас испытывает колоссальное растягивающее усилие изнутри, а лайнер сжимается. Итогом физических разрушений возможны различные сценарии:

— *коллапс лайнера.* Давление газа, скопившегося между слоями, либо в слое лайнера, превышает прочность лайнера на сжатие. Стенки трубы вдавливаются внутрь, блокируя сечение, либо возможен вариант с локальными вздутиями (рисунок 10);

— *кипение в объеме.* При очень высоких скоростях декомпрессии и высоком давлении пресыщения настолько велико, что пузырьки зарождаются лавинообразно по всей толщине слоя полимера. Это приводит к мгновенному вспениванию материала и его катастрофическому разрушению;

— *разрыв армирования.* Давление в зазоре превышает прочность наружных намоточных слоев. Происходит разрыв трубы, напоминающий взрыв.

После моделирования условий обработки ПАТ паром были получены следующие результаты. Через 14 часов с момента нахождения образцов при температуре минус 20 °С (в варианте с полным заполнением внутреннего объема трубы) произошло самопроизвольное разрушение образцов. При переходе воды в другое агрегатное состояние (жидкое состояние → твердое состояние) произошло увеличение внутреннего объема. Кристаллизация воды способствовала увеличению внутреннего давления на стенки внутреннего лайнера и вследствие этого произошло разрушение армирующего слоя (рисунок 12).

Другая серия образцов с заполнением внутреннего объема наполовину также была подвергнута аналогичным испытаниям. При

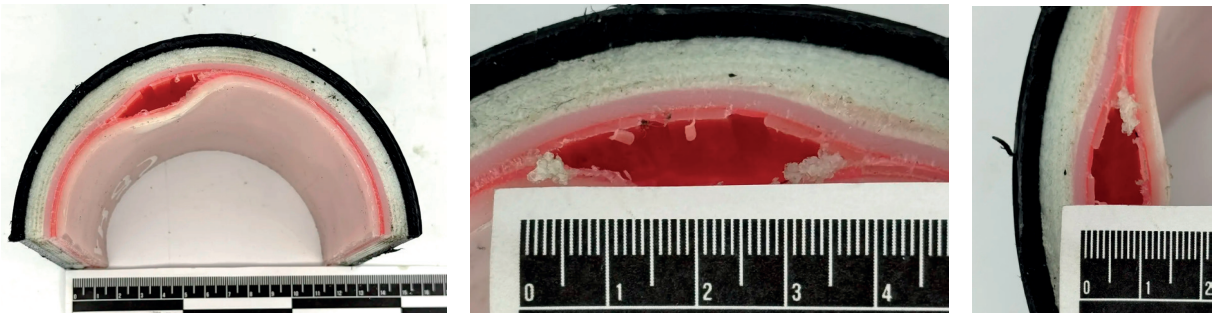


Рисунок 11. Изображение вздутий в поперечном сечении (определение геометрических размеров)

Figure 11. Image of swellings in cross section (determination of geometric dimensions)



Рисунок 12. Внешний вид образцов, разрушившихся при заморозке

Figure 12. Appearance of samples destroyed by freezing

выполнении процедуры разморозки была установлена следующая последовательность температурной обработки: паром плюс 120 °С, плюс 100 °С, полив кипятком плюс 80 °С. Контроль степени отогрева осуществляли визуально по противоположному штуцеру, из которого через определенное время начинала истекать размороженная жидкость. После визуального осмотра, образцы были испытаны на гидравлическом стенде до разрушения, результаты представлены в таблице 2.

В результате испытаний на определение разрушающего давления на образцах после воздействия паром, определено, что отклонение от значения разрушающего давления образца в исходном состоянии составляет от плюс 3,6 до плюс 4,6 %. Это свидетельствует о том, что данные воздействия существенно не повлияли на конструктивную прочность трубы.

Таблица 2. Результаты испытаний после воздействия СМР

Table 2. Test results after exposure to SMR

Температура обработки паром, °С	Тип испытательной жидкости	Давление разрушения, МПа	Результат испытания
Плюс 80	вода	31,6	Разрушение по телу трубы
Плюс 100	вода	31,3	Разрушение по телу трубы
Плюс 120	вода	31,4	Разрушение по телу трубы

*давление разрушения образцов в исходном виде составляет 30,2 МПа

Выводы

На основании проведённых стендовых испытаний трёх типов конструкций ПАТ (связанная армированная металлокордом, связанная армированная стекловолокном, несвязанная армированная металлической лентой) по комплексу эксплуатационных факторов (эрозионный износ, газопроницаемость, декомпрессионная стойкость, термическая разморозка) сформулированы следующие рекомендации для их применения на объектах добычи и транспорта углеводородного сырья.

Все рассмотренные конструкции могут эксплуатироваться в средах с содержанием абразивных частиц (песок, механические примеси) при рабочем давлении до 16 МПа. Данный осложняющий фактор не является критическим для безаварийной эксплуатации трубопроводов. Для эксплуатации на объектах с высоким содержанием попутного нефтяного газа рекомендуется связанная конструкция, армированная стекловолокном или металлокордом. Для объектов, где вероятны резкие перепады давления (порывы, аварийная остановка, быстрое стравливание газа), не рекомендуется применение связанной конструкции, армированной стекловолокном, поскольку по результатам исследований она не

обладает стойкостью к газовой декомпрессии. При эксплуатации в зимний период необходимо исключить полное обводнение труб; разморозка паром допустима, но предпочтительнее использовать частично заполненные или осушенные линии.

Таким образом, стендовые испытания являются наиболее показательным, быстрым и количественным методом оценки ПАТ различных конструкций при моделировании реальных условий эксплуатации. Поэтому целесообразно проводить не только сертификационные испытания (согласно паспорту качества), но и моделировать различного рода воздействия имитирующие режимы работы трубопроводов. Благодаря этим данным возможно прогнозировать ресурс труб из альтернативных материалов и обеспечивать их безаварийную и бесперебойную эксплуатацию.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Леонов И.С. Асимметрия конкурентной и промышленной политики в нефтяной отрасли России: проблемы и решения // Современная конкуренция. 2025. Т. 19. № 5. С. 66-89. DOI: 10.37791/2687-0657-2025-19-5-66-89. EDN: QHKBMO.

2. Еремин Н.А. Цифровые технологии извлечения запасов нетрадиционной нефти // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. 2022. № 2. С. 255–270. DOI: 10.46689/2218-5194-2022-2-1-255-270. EDN: VFUWYW.

3. Шиков И.А., Жданов К.Ю., Рочев А.Н. Подход к определению коэффициентов фильтрационных сопротивлений газоконденсатной скважины // Вести газовой науки. 2023. № 4 (56). С. 209-213. EDN: REBECC.

4. Кладиев С.Н. Обзор и критический анализ современного состояния и путей развития технологического процесса добычи нефти с помощью электропривода при прерывистых режимах эксплуатации малодебитных и среднедебитных скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2023. Т. 334. № 8. С. 220–231. DOI: 10.18799/24131830/2023/8/4349. EDN: HWHEPY.

5. Колмыков А.А., Овчаров В.В., Буров А.М. Проблемы эксплуатации нефтепромыслового оборудования и методы борьбы с осложнениями на месторождениях с высоковязкой нефтью // Вестник науки. 2026. Т. 4. № 4 (97). С. 1142–1154. EDN: SCASSK.

6. Богатов М.В., Юдин П.Е., Майдан Д.А. Влияние процесса водопоглощения на физико-механические свойства свободной пленки покрытия // Нефтегазовое дело. 2025. Т. 23. № 1. С. 77–90. DOI: 10.17122/ngdelo-2025-1-77-90. EDN: YMJOVD.

7. Андриянов Д.И., Князева Ж.В., Петров С.С., Юдин П.Е. Исследование влияния микроструктуры насосно-компрессорных труб на их эксплуатационные свойства // Нефтегазовое дело. 2025. Т. 23. № 6. С. 263–277. DOI: 10.17122/ngdelo-2025-6-263-277. EDN: GNSSLP.

8. Носков А.Б., Былков В.В., Клюшин И.Г., Ирмашев Р.Е., Горидько К.А., Вахитов А.М. Повышение эффективности эксплуатации горизонтальных скважин и скважин с боковыми стволами установками электроцентробежных насосов габарита 2А // Нефтяное хозяйство. 2025. Т. 11. С. 47. DOI: 10.24887/0028-2448-2025-11-46-52. EDN: WAEQXD.

9. Чудакова М.В., Овчинников К.А., Ульянов Д.Н., Кунакова А.М., Сайфутдинова Л.Р., Пименов А.А., Максимов А.Л. Ингибиторы углекислотной коррозии: современное состояние исследований и разработок // Записки Горного института. 2025. № 271. С. 3–21. EDN: RSOAKK.

10. Федотова А.В., Перов К.А., Богатов М.В. Моделирование в лабораторных условиях механизмов разрушения труб из гибких и жестких полимерно-армированных материалов, применяемых в нефтегазовой отрасли // Diagnostics, Resource and Mechanics of materials and structures. 2024. № 6. С. 47-61. DOI: 10.17804/2410-9908.2024.6.047-061. EDN: HKUFVZ.

11. Бердник М.М., Благинина М.Е., Пивнов В.П., Коробкин В.Г. Теоретическое обоснование эффективности использования полимерно-армированных труб для строительства промысловых нефтепроводов // Вестник евразийской науки. 2025. Т. 17. № 1. С. 68. DOI: 10.15862/14NZVN125. EDN: IRGNSL.

12. Татаринцев В.А., Тишкин Г.Ю. Оценка эффективности применения трубопроводов из полимерных материалов // Жизненный цикл конструкционных материалов: матер. xv всерос. науч.-технич. конф. с международным участием. Иркутск: Иркутский национальный исследовательский технический университет, 2025. С. 58-64. EDN: KHDYSS.

13. Нурмакова Ж.И., Невгод Р.Г., Невгод В.В. Анализ применения неметаллических стеклопластиковых труб на месторождениях Западной Сибири // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2025. № 2. С. 65–70. DOI: 10.24143/1812-9498-2025-2-65-70. EDN: UAOFCH.

14. Валитов Б.Р., Юнусова А.Ф., Исмагилов И.Р. Перспективы применения полимерных армированных труб в нефтяной и газовой промышленности // Экономика строительства. 2022. № 6. С. 116–118. EDN: JWODDR.

15. Корчагина С.А. Проблемы устойчивого развития нефтегазовой отрасли: актуальность, перспективы // Вестник евразийской науки. 2022. Т. 14. № 3. С. 18. EDN: RDEBVV.

16. Старикова П.В., Пастернак А.Ю. Анализ возможности применения композитных материалов для транспорта нефти по промысловым трубопроводам // Транспорт и хранение углеводородов: тез. док. IV междунар. науч.-технич. конф. молодых учёных. Омск: Омский государственный технический университет, 2023. С. 122–124. EDN: HJAOOD.

17. Ненахов А., Сергеенкова Е. Возможности применения композитных материалов в области энергетики для нефтепроводов и продуктопроводов // Энергетическая политика. 2022. № 10 (176). С. 54-65. DOI: 10.46920/2409-5516.2022_10176.54. EDN: VHXURU.

18. В России могут нарастить производство гибких полимерных армированных труб для нефтегазовой промышленности // Территория Нефтегаз. 2024. URL: https://neftegas.info/news/article/22534. (дата обращения: 02.05.2026).

19. Костицына И.В., Валиахметов Р.И. Риски эксплуатации гибких полимерно-металлических труб в сероводородсодержащих средах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. № 1. С. 223–231. DOI: 10.17122/ntj-oil-2023-1-223-231. EDN: IXHANS.

REFERENCES

1. Leonov I.S. Asimmetriya konkurentnoj i promyshlennoj politiki v neftyanoj otrasli Rossii: problemy i resheniya [Asymmetry of Competitive and Industrial Policies in the Russian Oil Industry: Problems and Solutions]. *Sovremennaya konkurenciya — Journal of Modern Competition*, 2025, Vol. 19, No. 5, pp. 66-89. DOI: 10.37791/2687-0657-2025-19-5-66-89. EDN: QHKBMO. [in Russian].

2. Eremin N.A. Cifrovye tekhnologii izvlecheniya zapasov netradicionnoj nefti [Digital Technologies for Recovery of Unconventional Oil Reserves*]. Izvestiya Tul'skogo gosudarstvennogo universiteta. Nauki o Zemle — News of Tula State University. Earth Sciences*, 2022, No. 2, pp. 255–270. DOI: 10.46689/2218-5194-2022-2-1-255-270. EDN: VFUWYW. [in Russian].

3. Shikov I.A., Zhdanov K.Yu., Rochev A.N. Podhod k opredeleniyu koefficientov fil'tracionnyh soprotivlenij gazokondensatnoj skvazhiny [Approach to Determination of Flow Coefficients for a Gas-Condensate Well]. *Vesti gazovoj nauki — News of Gas Science*, 2023, No. 4 (56), pp. 209-213. EDN: REBECC. [in Russian].

4. Kladiev S.N. Obzor i kriticheskij analiz sovremennogo sostoyaniya i putej razvitiya tekhnologicheskogo processa dobychi nefti s pomoshch'yu elektroprivoda pri preryvistyh rezhimah ekspluatacii malodebitnyh i srednedebitnyh skvazhin [Review and Critical Analysis of the Current State and Ways of Developing the Technological Process of Oil Production by an Electric Drive in Intermittent Modes of Operation of Low- And Medium-Rate Wells]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov — Bulletin of The Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, Vol. 334, No. 8, pp. 220–231. DOI: 10.18799/24131830/2023/8/4349. EDN: HWHEPY. [in Russian].

5. Kolmykov A.A., Ovcharov V.V., Burov A.M. Problemy ekspluatacii neftepromyslovogo oborudovaniya i metody bor'by s oslozhneniyami na mestorozhdeniyah s vysokovyazkoj neft'yu [Problems of Oilfield Equipment Operation and Methods for Mitigating Complications at High-Viscosity Oil Fields]. *Vestnik nauki — Science Bulletin*, 2026, Vol. 4, No. 4 (97), pp. 1142–1154. EDN: SCASSK. [in Russian].

6. Bogatov M.V., Yudin P.E., Maidan D.A. Vliyanie processa vodopogloshcheniya na fiziko-mekhanicheskie svojstva svobodnoj plenki pokrytiya [Influence of Water Absorption Process on Physical and Mechanical Properties of Free Coating Film]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2025, Vol. 23, No. 1, pp. 77–90. DOI: 10.17122/ngdelo-2025-1-77-90. EDN: YMJOVD. [in Russian].

7. Andriyanov D.I., Knyazeva Zh.V., Petrov S.S., Yudin P.E. Issledovanie vliyaniya mikrostruktury nasosno-kompressornyh trub na ih ekspluatacionnye svojstva [Investigation of the Influence of the Microstructure of Tubing on Their Operational Properties]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2025, Vol. 23, No. 6, pp. 263–277. DOI: 10.17122/ngdelo-2025-6-263-277. EDN: GNSSLP. [in Russian].

8. Noskov A.B., Bylkov V.V., Klyushin I.G., Irmashev R.E., Goridko K.A., Vakhitov A.M. Povyshenie effektivnosti ekspluatacii gorizontal'nyh skvazhin i skvazhin s bokovymi stvolami ustanovkami elektrocentrobezhnyh nasosov gabarita 2A [Improving the Efficiency of Horizontal and Sidetracked Wells With 2A Electric Submersible Pump Units]. *Neftyanoe hozyajstvo — Oil Industry*, 2025, Vol. 11, pp. 47. DOI: 10.24887/0028-2448-2025-11-46-52. EDN: WAEQXD. [in Russian].

9. Chudakova M.V.1, Ovchinnikov K.A., Ulyanov D.N., Kunakova A.M., Saifutdinova L.R., Pimenov A.A., Maximov A.L. Ingibitory uglekislotnoj korrozii: sovremennoe sostoyanie issledovanij i razrabotok [Carbon Dioxide Corrosion Inhibitors: Current State of Research and Development]. *Zapiski Gornogo instituta — Journal of Mining Institute*, 2025, No. 271, pp. 3–21. EDN: RSOAKK. [in Russian].

10. Fedotova A.V., Perov K.A., Bogatov M.V. Modelirovanie v laboratornyh usloviyah mekhanizmov razrusheniya trub iz gibkih i zhestkih polimerno-armirovannyh materialov, primenyaemyh v neftegazovoj otrasli [Laboratory Simulation of Failure Mechanisms in Pipes Made of Flexible and Rigid Polymer-Reinforced Materials and Used in the Oil and Gas Industry]. *Diagnostics, Resource and Mechanics of materials and structures*, 2024, Issue 6, pp. 47–61. DOI: 10.17804/2410-9908.2024.6.047-061. EDN: HKUFVZ. [in Russian].

11. Berdnik M.M., Blaginina M.E., Pivnov V.P., Korobkin V.G. Teoreticheskoe obosnovanie effektivnosti ispol'zovaniya polimerno-armirovannyh trub dlya stroitel'stva promyslovyh nefteprovodov [Research on the Effectiveness of Using Polymer Pipelines for Transporting Hydrocarbons Using the Rating Assessment Method]. *Vestnik evrazijskoj nauki — Bulletin of Eurasian Science*, 2025, Vol. 17, No. 1, pp. 68. DOI: 10.15862/14NZVN125. EDN: IRGNSL. [in Russian].

12. Tatarintsev V.A., Tishkin G.Yu. Ocenka effektivnosti primeneniya truboprovodov iz polimernyh materialov [Evaluation of Efficiency of Polymer Pipelines]. *Materialy XV Vserossijskoj nauchno-tekhnicheskoj konferencii s mezhdunarodnym uchastiem «Zhiznennyj cikl konstrukcionnyh materialov»* [Materials of the XV All-Russian Scientific and Technical Conference with international participation «The life cycle of structural materials»]. Irkutsk, Irkutsk National Research Technical University Publ., 2025, pp. 58-64. EDN: KHDYSS. [in Russian].

13. Nurmakova Ja.I., Nevgod R.G., Nevgod V.V. Analiz primeneniya nemetallicheskih stekloplastikovyh trub na mestorozhdeniyah Zapadnoj Sibiri [Analysis of the Non-Metallic Fiberglass Pipes Application in the Deposits of Western Siberia]. *Neftegazovye tekhnologii i ekologicheskaya bezopasnost' — Oil and Gas Technologies and Environmental Safety*, 2025, No. 2, pp. 65–70. DOI: 10.24143/1812-9498-2025-2-65-70. EDN: UAOFCH. [in Russian].

14. Valitov B.R., Yunusova A.F., Ismagilov I.R. Perspektivy primeneniya polimernyh armirovannyh trub v neftyanoj i gazovoj promyshlennosti [Prospects for the Use of Polymer Reinforced Pipes in The Oil and Gas Industry]. *Ekonomika stroitel'stva — Construction Economics*, 2022, No. 6, pp. 116–118. EDN: JWODDR. [in Russian]. [in Russian].

15. Korchagina S.A. Problemy ustojchivogo razvitiya neftegazovoj otrasli: aktual'nost', perspektivy [Sustainability Issues in the Oil and Gas Sector: Relevance, Perspectives]. *Vestnik evrazijskoj nauki — Bulletin of Eurasian Science*, 2022, Vol. 14, No. 3, pp. 18. EDN: RDEBVV. [in Russian].

16. Starikova P.V., Pasternak A.Yu. Analiz vozmozhnosti primeneniya kompozitnyh materialov dlya transporta nefti po promyslovym truboprovodam [Analysis of the Possibility of Using Composite Materials for Oil Transportation through Flowlines]. *Tezisy dokladov IV Mezhdunarodnoj nauchno-tekhnicheskoj konferencii molodyh uchyonyh «Transport i hranenie uglevodorodov»* [Abstracts of the IV International Scientific and Technical Conference of Young Scientists «Transportation and Storage of Hydrocarbons»]. Omsk, Omsk State Technical University Publ., 2023, pp. 122-124. EDN: HJAOOD. [in Russian].

17. Nenakhov A., Sergeenkova E. Vozmozhnosti primeneniya kompozitnyh materialov v oblasti energetiki dlya nefteprovodov i produktoprovodov [The Possibilities of Using Composite Materials in the Field of Energy for Oil Pipelines and Product Pipelines]. *Energeticheskaya politika — Energy Policy*, 2022, No. 10 (176), pp. 54-65. DOI: 10.46920/2409-5516.2022_10176.54. EDN: VHXURU. [in Russian].

18. V Rossii mogut narastit' proizvodstvo gibkih polimernyh armirovannyh trub dlya neftegazovoj promyshlennosti [In Russia, They Can Increase the Production of Flexible Polymer Reinforced Pipes for the Oil and Gas Industry] *Territoriya Neftegaz — Territory Neftegaz*, 2024. Available at: https://neftegas.info/news/article/22534. (accessed 02.05.2026). [in Russian].

19. Kostitsyna I.V., Valiakhmetov R.I. Riski ekspluatacii gibkih polimerno-metallicheskih trub v serovodorodsoderzhashchih sredah [Risks of Flexible Polymer-Metal Pipes Operation in Hydrogen Sulfide-Containing Environments]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov — Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products,* 2023, No. 1, pp. 223–231. DOI: 10.17122/ntj-oil-2023-1-223-231. EDN: IXHANS. [in Russian].

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ
INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Максим Валерьевич Богатов, *кандидат технических наук, начальник отдела испытаний, диагностики и мониторинга, ООО «НИЦ «НЕМЕТАЛЛ»; доцент кафедры «Металловедение, порошковая металлургия, наноматериалы», Самарский государственный технический университет, Самара, Российская Федерация*

Maxim V. Bogatov, *candidate of technical sciences, head of the Testing, diagnostics, and monitoring department, «SRC «NEMETAL» LLC; associate professor, Metal science, powder metallurgy and nanomaterials, department, Samara state technical university, Samara, Russian Federation*

m.bogatov@nicnemetall.ru

Кирилл Алексеевич Перов, *заместитель управляющего по научной деятельности, ООО «НИЦ «НЕМЕТАЛЛ»; аспирант, Самарский государственный технический университет, Самара, Российская Федерация*

Kirill A. Perov, *deputy director for research, «SRC «NEMETAL» LLC; postgraduate student, Samara state technical university, Samara, Russian Federation*

perov@nicnemetall.ru

Анна Владимировна Федотова, *кандидат технических наук, управляющий, ООО «НИЦ «НЕМЕТАЛЛ», Самара, Российская Федерация*

Anna V. Fedotova, *candidate of technical sciences, manager, SRC «NEMETAL» LLC, Samara, Russian Federation*

fedotova@nicnemetall.ru

Статья поступила в редакцию 12.05.2026; одобрена после рецензирования 30.05.2026; принята к публикации 02.06.2026.

The article was submitted 12.05.2026; approved after reviewing 30.05.2026; accepted for publication 02.06.2026.