

ПОВЫШЕНИЕ ДОЛГОВЕЧНОСТИ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Аннотация: В структуре промышленной инфраструктуры нефтегазового комплекса трубопроводный транспорт традиционно занимает доминирующее положение, причём на протяжении длительного исторического периода безальтернативным конструкционным материалом служили стали различных марок. Однако обобщение многолетних эксплуатационных данных выявляет объективные ограничения этого подхода: коррозионные поражения, эрозионный износ и усталостные разрушения металла обуславливают аварийность на уровне 70 % от всех инцидентов на промышленных сетях, что влечёт за собой существенные финансовые затраты на ремонт и реконструкцию.

В условиях ужесточения требований к промышленной безопасности и экономической эффективности всё более привлекательными становятся полимерные композиционные материалы, позволяющие кардинально снизить интенсивность деградационных процессов. Сочетание химической стойкости, малого веса, простоты монтажа и потенциально длительного ресурса формирует устойчивый тренд замещения металлических труб полимерными аналогами в сегменте внутрипромышленных коммуникаций.

Цель работы — систематизация факторов, определяющих долговечность полимерных трубопроводов, анализ физико-химических механизмов их старения,

обзор диагностического инструментария, а также синтез накопленного опыта промышленной эксплуатации в российских условиях.

V.V. Ivanov

student

Supervisor: E. Toropov, Ph.D.

Tyumen Industrial University

IMPROVING THE DURABILITY OF POLYMER PIPELINE SYSTEMS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Abstract: Pipeline transport traditionally occupies a dominant position in the structure of the field infrastructure of the oil and gas complex, and for a long historical period, steels of various grades have served as uncontested structural material. However, the generalization of long-term operational data reveals objective limitations of this approach: corrosion damage, erosion wear and fatigue damage of metal cause an accident rate of 70% of all incidents on field networks, which entails significant financial costs for repair and reconstruction.

In conditions of tightening requirements for industrial safety and economic efficiency, polymer composite materials are becoming more and more attractive, which make it possible to radically reduce the intensity of degradation processes. The combination of chemical resistance, low weight, ease of installation and potentially long-term resource forms a steady trend of replacing metal pipes with polymer analogues in the segment of infield communications.

The purpose of the work is to systematize the factors that determine the durability of polymer pipelines, analyze the physicochemical mechanisms of their aging, review diagnostic tools, and also synthesize the accumulated experience of industrial operation in Russian conditions.

Классификация и конструктивные особенности полимерных трубных систем

Современная номенклатура полимерных труб для нефтегазодобычи включает три основных типа: трубы из термопластов (полиэтилен высокой плотности, полиамид), стеклопластиковые (на основе эпоксидных или полиэфирных связующих) и гибкие полимерные армированные трубы (ГПАТ) сложной многослойной структуры. Последние представляют наибольший интерес с инженерной точки зрения: внутренний слой (лайнер) обеспечивает герметичность и химическую стойкость, промежуточные армирующие слои (стекловолоконные ленты или металлический корд) воспринимают основную долю внутреннего давления, наружная оболочка защищает конструкцию от внешних воздействий.

Рабочие параметры ГПАТ достигают значений давления 4–21 МПа при температуре среды до 80 °С, а расчётный ресурс, согласно технической документации, превышает 25 лет. По состоянию на 2025 год суммарная протяжённость промысловых трубопроводов из ГПАТ, сооружённых с участием «Группы ПОЛИПЛАСТИК», превысила 160 км.

Многофакторная модель надёжности полимерных трубопроводов

Надёжность как интегральная характеристика системы определяется взаимодействием гетерогенных факторов, действие которых проявляется на всех стадиях жизненного цикла.

Химическое воздействие транспортируемой среды — ключевой фактор для полимеров. Многие нефти и пластовые воды содержат сероводород, углекислоту, хлориды и низкомолекулярные органические кислоты, способные вызывать

набухание полимерной матрицы и её последующую деструкцию. Принципиальное отличие полимеров от металлов состоит в отсутствии электрохимической коррозии, что элиминирует необходимость в ингибиторной защите и дорогостоящих покрытиях.

Температурный режим оказывает каталитическое влияние на термоокислительные реакции: с повышением температуры до верхнего предела (80 °С) скорость деградации возрастает экспоненциально, что требует введения понижающих коэффициентов при назначении расчётного ресурса.

Напряжённо-деформированное состояние формируется под действием статического внутреннего давления, циклических пульсаций, гидроударов, а также внешних силовых полей (грунтовое обжатие, изгиб, вибрация). Синергия механических напряжений и активной среды создаёт условия для развития коррозионного растрескивания под напряжением — одного из наиболее опасных деградационных процессов.

Качество монтажных операций — критический параметр, поскольку зоны соединений (сварные стыки, обжимные фитинги) обладают пониженной надёжностью по сравнению с основным телом трубы. Применение обжимной арматуры позволяет минимизировать количество потенциальных дефектов и повысить герметичность системы.

Молекулярно-структурные механизмы старения полимеров

Деградация эксплуатационных свойств полимерных материалов в условиях нефтепромысловой среды имеет чётко выраженную физико-химическую природу и включает несколько параллельно протекающих процессов.

Радикально-цепное окисление инициируется диффузией кислорода и приводит к разрывам макромолекулярных цепей, снижению средней молекулярной массы и падению прочностно-деформационных характеристик. Пространственная неравномерность окислительного профиля (более интенсивная деградация поверхностных слоёв) затрудняет неразрушающую диагностику,

поскольку образцы, отобранные с поверхности, могут давать заниженные оценки остаточного ресурса.

Набухание в углеводородных средах — процесс, сопровождающийся внедрением низкомолекулярных компонентов нефти в аморфные области полимера, что ведёт к снижению степени кристалличности и нарушению ориентационной упорядоченности. Согласно результатам лабораторных испытаний, проведённых на лайнерных трубах после 4-летней эксплуатации, степень кристалличности уменьшилась на 19,3 %, а ориентационный параметр — на 26,1 %. В корреляции с этими структурными изменениями наблюдалось падение относительного удлинения при разрыве на 50,1 %, предела текучести — на 12,1 %, модуля упругости — на 41,2 %. Эти данные указывают на необходимость применения полярных полимеров с высокой межмолекулярной когезией либо сшитых систем для работы в контакте с нефтяными флюидами.

Инструментальная диагностика и прогнозирование остаточного ресурса

Методологическая база оценки технического состояния полимерных трубопроводов строится на комбинировании методов неразрушающего контроля и разрушающих испытаний.

Визуально-оптический контроль позволяет фиксировать макродефекты (трещины, расслоения, изменение цвета).

Механические испытания на растяжение дают количественную оценку изменения упруго-пластических характеристик: модуля упругости, предела текучести, относительного удлинения.

Термический анализ (термогравиметрия, дифференциальная сканирующая калориметрия) предоставляет данные о температурных переходах, степени кристалличности и термоокислительной стабильности.

Хроматографические и рентгеноструктурные методы - позволяют исследовать молекулярно-массовое распределение и изменения надмолекулярной организации.

Важным достижением следует считать внедрение новых диагностических методик, разработанных специалистами «Славнефть-Красноярскнефтегаз» (совместное предприятие ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром нефть»), которые впервые в российской практике адаптировали комплекс неразрушающих методов для полимерно-армированных трубопроводов.

Заключение

Проведённое исследование подтверждает, что эксплуатационная надёжность полимерных трубопроводов в нефтегазодобыче является комплексной междисциплинарной проблемой, решение которой лежит на стыке физической химии полимеров, механики композиционных материалов, неразрушающей диагностики и нормативно-правового регулирования.

Полимерные и полимерно-армированные трубы демонстрируют неоспоримые преимущества перед стальными: полная коррозионная стойкость, малая плотность, высокие монтажные качества и прогнозируемый ресурс до 50 лет, что в 2–5 раз превышает ресурс металлических аналогов в агрессивных средах. Однако реализация этого потенциала требует учёта всей совокупности деградиационных факторов (химических, температурных, механических) и применения адекватных методов оценки технического состояния.

Накопленный отечественный опыт, увеличение производственных мощностей и развитие нормативной базы создают объективные предпосылки для дальнейшего расширения области применения полимерных труб в российской

нефтегазовой отрасли. Консолидация усилий научного сообщества, промышленных предприятий и регуляторных органов позволит укрепить позиции полимерных технологий, что в конечном счёте приведёт к снижению эксплуатационных затрат и повышению экологической безопасности промысловых объектов.

Использованные источники:

1. ГОСТ Р 70623-2023 «Трубопроводы промысловые. Трубопроводы из гибких полимерных армированных труб. Правила проектирования, монтажа и эксплуатации». — М.: Стандартинформ, 2023.
2. Щербань П.С. Нормативное обеспечение внедрения полимерных и полимерных армированных труб в системы промысловых трубопроводов // Справочник. Инженерный журнал. — 2025. — № 9. — С. 57–66.
3. Глазков А.С., Гарифуллин А.А., Фассахов М.А., Насибуллин Т.Р., Гулин Д.А. Анализ материалов, применяемых в производстве полимерных труб для строительства нефтегазопроводов // Строительство и архитектура. — 2020.
4. Толмачев А.А., Иванов В.А. Перспективы использования стеклопластиковых и полимерно-металлических труб в нефтегазовой отрасли // Вестник Тюменского индустриального университета. — 2019. — № 6. — С. 132–139.