

Совершенствование подходов к расчетам на прочность гибких полимерно-армированных труб с неметаллическим армированием

Габбасов А.И., Романчук А.С., Виноградов П.В., Буркутбаев А.Б., Гундорова И.Г., Валиахметов Р.И.
ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
ai_gabbasov@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

В работе приведен подход к расчетам гибких полимерно-армированных труб (ГПАТ) с неметаллическим армированием на прочность. Анализ ГОСТ Р 70623-2023 показал, что единственной приведенной в этом документе методикой расчета на прочность трубопроводов из ГПАТ, прокладываемых подземно, является проверка по максимальному рабочему давлению. Сравнение напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопровода из ГПАТ при подземной прокладке и при длительных гидравлических испытаниях показало, что указанный в ГОСТ расчет на прочность по максимальному рабочему давлению не в полной мере учитывает НДС и не охватывает все условия эксплуатации трубопровода из ГПАТ. Сделан вывод о необходимости учета помимо внутреннего давления нагрузок от изгиба и температурного расширения. Без учета указанных нагрузок при расчете на прочность трубопроводов из ГПАТ возможны некорректные результаты в части выбора конструкции, оценки надежности и ресурса ГПАТ.

Для решения данной проблемы авторами предложены альтернативные методики прочностных расчетов трубопроводов из ГПАТ, сделаны выводы о перспективах применения предложенных методик.

Материалы и методы

Аналитический метод, метод конечных элементов, методика расчетных огибающих.

Ключевые слова

гибкие полимерно-армированные трубы, расчет на прочность, регрессионная кривая длительной прочности

Для цитирования

Габбасов А.И., Романчук А.С., Виноградов П.В., Буркутбаев А.Б., Гундорова И.Г., Валиахметов Р.И. Совершенствование подходов к расчетам на прочность гибких полимерно-армированных труб с неметаллическим армированием // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 8. С. 122–126.
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-122-126

Поступила в редакцию: 06.11.2024

PIPELINE

UDC 621.644.07 | Original Paper

Improvement of approaches to strength calculations of flexible polymer-reinforced pipes with non-metallic reinforcement

Gabbasov A.I., Romanchuk A.S., Vinogradov P.V., Burkutbaev A.B., Gundorova I.G., Valiakhmetov R.I.
“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
ai_gabbasov@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The article is devoted to strength calculations of flexible polymer-reinforced pipes (FPRP) with non-metallic reinforcement. A review of strength calculation approach presented in GOST R 70623 has revealed that the only adduced methodology to strength calculations of FPRP with non-metallic reinforcement for buried (subsurface) pipelines in this document is testing for maximum operating pressure. After comparing the stress-strain state of pipeline made of FPRP during buried operating and long-term hydrostatic testing it is concluded that specified in GOST strength calculation based on maximum operating pressure test does not fully describe stress-strain state and does not fully cover operating conditions of pipeline made of FPRP. It is concluded that it is necessary to take into account, in addition to the internal pressure, the loads from bending and thermal expansion. Without taking these loads into account during FPRP pipeline strength calculation, that methodology may lead to errors in design selection, reliability and life cycle estimation.

For solving that problem, authors proposed alternative methodologies of strength calculations for pipelines made of FPRP, for assessing their reliability and lifelength.

The article's conclusions are made about the prospects of application of the proposed methodologies.

Materials and methods

Analytical method, finite elements method, calculation envelope method.

Keywords

flexible polymer-reinforced pipes, strength calculation, regression curve of long-term strength

For citation

Gabbasov A.I., Romanchuk A.S., Vinogradov P.V., Burkutbaev A.B., Gundorova I.G., Valiakhmetov R.I. Improvement of approaches to strength calculations of flexible polymer-reinforced pipes with non-metallic reinforcement. Exposition Oil Gas, 2024, issue 8, P. 122–126. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-122-126

Received: 06.11.2024

Введение

На сегодняшний день значительная часть парка промышленных трубопроводных систем нефтяных компаний Российской Федерации представлена стальными трубопроводами. Несмотря на высокие эксплуатационные характеристики, применение данных труб в добыче и транспортировке углеводородов, а в особенности в агрессивных промышленных средах, не позволяет исключить аварийность по причине коррозионных дефектов.

Согласно информации, приведенной в отечественной и иностранной литературе, можно прийти к выводу, что около 90 % всех отказов на промышленных трубопроводах происходят по причине коррозионных дефектов [1].

Повысить эксплуатационную надежность промышленных трубопроводов может внедрение неметаллических труб. За счет стойкости к коррозионно-агрессивным средам они могут исключить отказы промышленных трубопроводов по причине коррозионных дефектов, снизив затраты на устранение последствий аварий и поддержание целостности стальных труб, к которым относится ингибирование для защиты от коррозии. Одной из наиболее перспективных конструкций для применения являются ГПАТ с неметаллическим армированием. Ввиду отсутствия в конструкции данных труб металлических элементов, за исключением соединительных фитингов, нарушение целостности за счет коррозионных процессов исключается.

Однако применению этих труб для промышленного транспорта на сегодняшний день препятствуют несколько факторов, одним из которых является неполная, находящаяся

в стадии формирования методическая база в области подбора существующих на рынке марок ГПАТ для конкретных условий применения и оценки надежности при эксплуатации ГПАТ.

Основным отечественным нормативным документом в области проектирования и эксплуатации ГПАТ для месторождений является утвержденный в 2024 году ГОСТ Р 70623-2023 «Трубопроводы промышленные. Трубопроводы из гибких полимерных армированных труб. Правила проектирования, монтажа и эксплуатации» [2]. Ключевым и обязательным шагом выбора ГПАТ под конкретные условия эксплуатации, оценки технического состояния и ресурса трубопровода является его прочностной расчет с учетом действующих на трубопровод нагрузок. Однако на основе анализа текста [3] авторы пришли к выводу, что представленная в нем методика прочностного расчета для наиболее часто применимого подземного типа прокладки не в полной мере описывает напряженно-деформированное состояние (НДС) ГПАТ и не учитывает ряд нагрузок, которые могут возникнуть при эксплуатации промышленного трубопровода.

Анализ методики прочностного расчета в ГОСТ 70623-2023

В [1] изложено требование выполнять проверку на прочность ГПАТ при заданном рабочем давлении (п. 12.1.1 и 12.3) в соответствии с условием:

$$P_{\text{раб}} \leq MOP, \quad (1)$$

где MOP — максимальное рабочее давление, МПа, определяемое как:

$$MOP = \frac{P_{\text{крит}} \cdot f_{\text{темп}}}{C \cdot f_{\text{сп}}}, \quad (2)$$

где $P_{\text{крит}} = P_{LPL}$ — значение нижнего доверительного предела прогнозируемого гидростатического давления, устанавливаемое в нормативных документах завода на основании испытаний по [3] (регрессионная кривая длительной прочности); $f_{\text{темп}}$ — температурный коэффициент запаса прочности для неметаллического слоя, значение которого принимают равным 1 или выше и устанавливают в нормативной документации завода-изготовителя на основании испытаний по [3]; C — коэффициент запаса прочности для неметаллического слоя, значение которого принимают равным 1 или выше и устанавливают в нормативной документации завода-изготовителя на основании испытаний по [3]; $f_{\text{сп}}$ — коэффициент запаса, учитывающий транспортируемую среду.

Основная задача данных коэффициентов — скорректировать величину нижнего доверительного предела прогнозируемого гидростатического давления до максимального рабочего давления. Однако значения данных коэффициентов подбираются только исходя из данных о транспортируемой среде и типе армирования в ГПАТ. Условия прокладки трубопровода и эксплуатационные нагрузки никак не влияют на величину максимального рабочего давления в данном расчете.

Проверка условия (1) в методике прочностных расчетов для ГПАТ, проложенных подземно, является единственной в ГОСТ [2]. В то же время в разделе «Нагрузки и воздействия» [2] (п. 12.2.1) указано, что при

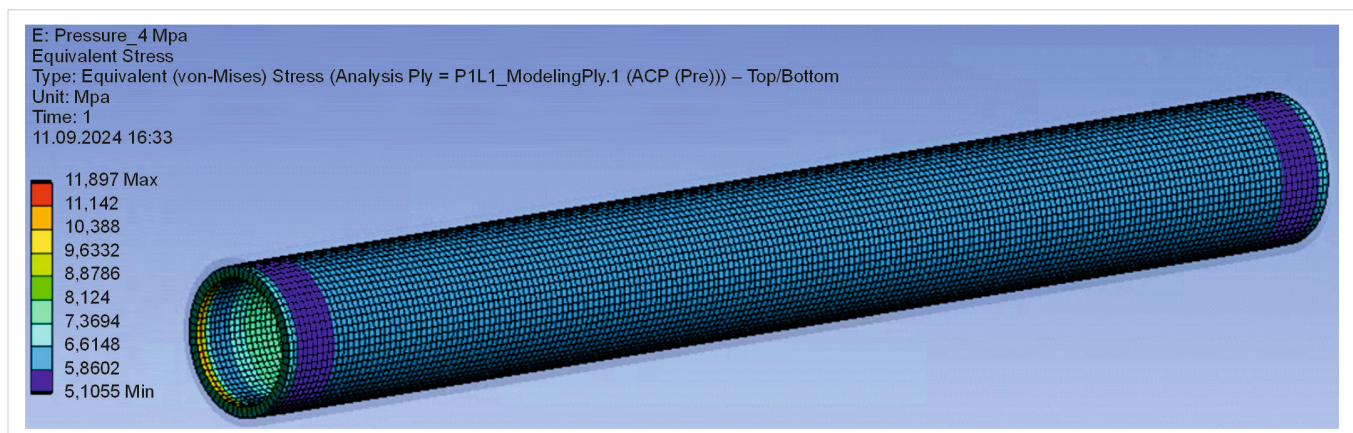


Рис. 1. Распределение эквивалентных напряжений во внутренней полимерной оболочке
Fig. 1. Distribution of equivalent stresses in the inner polymer layer

Табл. 1. Эквивалентные напряжения в полимерных слоях при разных эксплуатационных нагрузках
Tab. 1. Equivalent stresses in polymer layers at different operating loads

Расчетная схема	Величина эквивалентных напряжений, МПа	Разница в эквивалентных напряжениях относительно эксплуатационной схемы с внутренним давлением, %
Эксплуатационная схема с внутренним давлением	7,88	0
Эксплуатационная схема с внутренним давлением и температурным перепадом	5,36	32,08
Эксплуатационная схема с внутренним давлением и упругим изгибом	17,6	123,24
Эксплуатационная схема со всеми описанными нагрузками	19,8	151,17

Табл. 2. Эквивалентные напряжения в армирующих слоях при разных эксплуатационных нагрузках
 Tab. 2. Equivalent stresses in reinforcement layers at different operating loads

Расчетная схема	Величина эквивалентных напряжений, МПа	Разница в эквивалентных напряжениях относительно эксплуатационной схемы с внутренним давлением, %
Эксплуатационная схема с внутренним давлением	100,76	0
Эксплуатационная схема с внутренним давлением и температурным перепадом	135,12	34,1
Эксплуатационная схема с внутренним давлением и упругим изгибом	209,17	107,59
Эксплуатационная схема со всеми описанными нагрузками	238,91	137,1

проверочном расчете подземных участков трубопроводов на прочность и устойчивость следует учитывать следующие нагрузки и воздействия, действующие на трубопровод:

- постоянные нагрузки (собственный вес трубопровода, вес и давление грунта, гидростатическое давление воды, вес балластных грузов);
- временные длительные нагрузки (внутреннее избыточное давление, вес транспортируемого продукта, температурные воздействия, воздействия, обусловленные деформацией грунта);
- кратковременные нагрузки (проезд транспортных средств).

Основные напряжения в ГПАТ при подземной прокладке (до 90 %) формируются за счет нагрузки от внутреннего давления, перепада температур и изгиба.

Таким образом, в [2] изложены противоречивые требования к проведению прочностного расчета ГПАТ и не представлены методики учета и проверок на прочность от воздействия нагрузок на трубопровод за исключением внутреннего давления.

Анализ соответствия схемы нагружения ГПАТ при испытаниях на прочность

Для подтверждения необходимости учета описанных выше нагрузок от температурного перепада и упругого изгиба при прочностных расчетах ГПАТ, прокладываемых подземно, был проведен аналитический расчет напряжений, возникающих в трубе во время эксплуатации подземного трубопровода при разных условиях нагружения.

В эксплуатационной схеме нагружения при величине внутреннего давления 4 МПа (максимальное рабочее давление по данным производителя) средняя величина эквивалентных напряжений в полимерных слоях составляет 7,88 МПа (рис. 1). При наличии в этой схеме нагружения максимально допускаемого по техническим условиям (ТУ) температурного перепада 75 °С (разница между -15 °С (минимальной температурой прокладки ГПАТ согласно данным завода-изготовителя) и 60 °С (максимальной температурой эксплуатации по данным завода изготовителя)) эквивалентные напряжения составляют 5,36 МПа. В случае нагружения трубы таким же внутренним давлением и при наличии упругого изгиба с минимально допустимым радиусом при эксплуатации (согласно [3], минимальный радиус изгиба при прокладке не должен превышать

25-кратную величину внешнего диаметра трубы (160 мм) — 4 м) величина эквивалентных напряжений составляет 17,6 МПа. При рассмотрении эксплуатационной схемы нагружения, в которой присутствует весь описанный выше перечень нагрузок, эквивалентные напряжения будут составлять 19,8 МПа. Результаты расчета напряжений в полимерных слоях и их разницы относительно эксплуатационной схемы с внутренним давлением представлены в таблице 1. Результаты расчета напряжений в армирующих слоях и их разницы относительно эксплуатационной схемы с внутренним давлением представлены в таблице 2.

Расчет на прочность в соответствии с [2] не охватывает все условия эксплуатации и не учитывает основные нагрузки, возникающие при подземной прокладке. Без дополнительных уточнений представленная методика расчета на прочность может приводить к ошибкам в части выбора конструкции, оценки надежности и ресурса ГПАТ.

Анализ подходов к совершенствованию расчетов на прочность ГПАТ с неметаллическим армированием

Рассмотрены следующие варианты способов расчета на прочность ГПАТ с неметаллическим армированием, позволяющие

учесть нагрузки от температурного перепада и изгиба при подземной прокладке.

Расчетный подход

Расчетные методики могут быть представлены формулами прочностных расчетов [4] либо же механическим моделированием конструкции трубы методом конечных элементов в специализированном программном обеспечении (ПО).

В данных методиках конструкция трубы может рассматриваться как гомогенная (однородная) или гетерогенная (неоднородная). Тогда в первом подходе напряжения в трубе от эксплуатационных нагрузок определяются для всей конструкции трубы, а во втором случае отдельно для полимерных слоев и для армирующего материала.

Основными исходными данными в таком расчете являются механические и физические свойства материалов трубы, конструкция и размеры оболочек и армирующего каркаса и условия нагружения.

Полученные в ходе расчетов напряжения в дальнейшем сравниваются с соответствующими предельными величинами сопротивлений трубы или отдельных элементов ее конструкции.

Расчетная огибающая

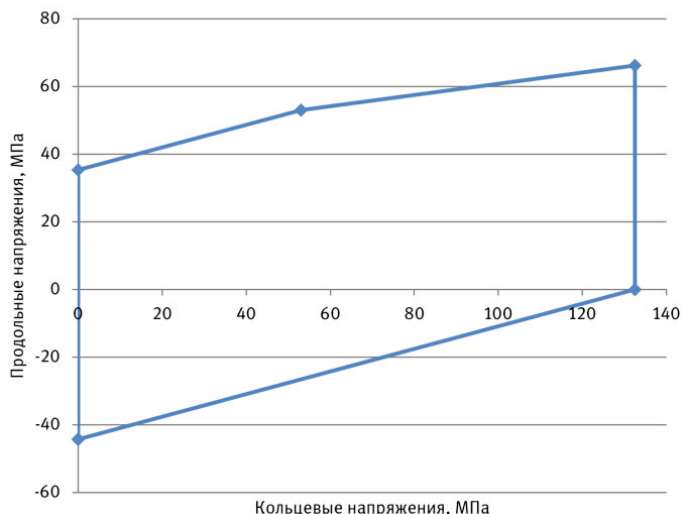


Рис. 2. Графическое представление расчетной огибающей
 Fig. 2. Graphical representation of the design envelope

Табл. 3. Пример матрицы поправочных коэффициентов Кдоп
 Tab. 3. Example of a correction factor Kallow matrix

Продольная нагрузка	Изгибная нагрузка			
	$0,1F_{изг}^*$	$0,2 F_{изг}^*$...	$0,9 F_{изг}^*$
$0,1F_{пр}^*$	0,96	0,89	...	0,14
$0,2 F_{пр}^*$	0,94	0,87	...	0,11
...
$0,9 F_{пр}^*$	0,12	0,11	...	0,05

* $F_{пр}$ в данной матрице обозначает разрушающую продольную нагрузку, $F_{изг}$ — разрушающую изгибную нагрузку

Для наглядности иллюстрирования прочности трубопровода из ГПАТ можно графически отобразить зону допустимых напряжений как для однородной конструкции, так и для полимерных и армирующих слоев отдельно. Данный подход позволяет определять зону допустимых напряжений, в которой не будет происходить разрушение трубы или ее элементов при разном соотношении кольцевых и продольных напряжений, возникающих в трубе или материалах (рис. 2) от эксплуатационных нагрузок. Данный подход реализован в документах по проектированию стеклопластиковых труб, в частности в [5].

Для учета снижения прочности ГПАТ во времени за счет деградации свойств полимерных материалов в соответствии с ГОСТ 70623-2023 применяется кривая длительной прочности, которая отображает зависимость разрушающего давления от срока эксплуатации. Для применения расчетных методик при оценке изменения прочности в процессе эксплуатации ГПАТ необходимо иметь информацию о динамике изменения всех механических свойств материалов трубы во времени [6–8].

Оценить эти данные возможно при испытаниях на длительную прочность путем исследования образцов материалов трубы, вырезаемых из ГПАТ, после разрушения и последующей экстраполяции во времени. Полученная информация по свойствам трубы позволяет выполнить пересчет НДС на требуемый срок службы трубопровода, за счет чего можно подобрать величину внутреннего давления, которая не будет превышать предел текучести материалов.

Работа с механическими моделями требует от специалистов достаточных компетенций по работе в специализированном ПО, а также очень сильно зависит от точности данных о конструкции и свойствах трубы. В то же время более простые аналитические модели принимают ряд существенных допущений, которые могут сказаться на точности расчетов.

Лабораторный подход

Как описано выше, основным параметром для определения прочности ГПАТ является нижний доверительный предел прогнозируемого гидростатического давления, определяемый во время длительных испытаний. Для минимизации основного недостатка данного метода, связанного с разницей НДС при испытаниях и эксплуатации, рассмотрена возможность дополнения методики

определения длительной прочности ГПАТ испытаниями.

Согласно этому подходу, каждая конструкция ГПАТ должна будет проходить комплекс дополнительных заводских испытаний по определению длительной прочности, при которых к ним будет прикладываться определенная осевая растягивающая/сжимающая и/или изгибающая нагрузка и будет замеряться изменившаяся величина длительного разрушающего давления. По результатам таких опытов будет формироваться таблица значений уточненного внутреннего давления в зависимости от приложенных нагрузок, по которой будет определяться величина внутреннего давления в зависимости от эксплуатационных условий.

Методика позволяет оценить надежность и безаварийность эксплуатации трубопровода в течение всего его срока эксплуатации с учетом всех эксплуатационных факторов, но в то же время кардинально усложняет и способствует удорожанию процедуры испытаний.

Методика с объединением принципов расчетного и лабораторного подходов

Принцип метода заключается в работе с заранее верифицированной на разрушающее внутреннее давление механической моделью ГПАТ. В механической модели ГПАТ помимо внутреннего давления учитываются внешние нагрузки, характеризующие основные условия нагружения: растягивающая или сжимающая нагрузка от температурного перепада, изгибающее усилие от упругого изгиба при криволинейной прокладке трубопровода. После чего выполняется последовательное повышение давления в модели до момента достижения предела прочности. Полученное значение предельного внутреннего давления за счет более нагруженного состояния ниже, чем экспериментальное. Коэффициент понижения допустимого внутреннего давления $K_{доп} = P_{ут} / P_{эксп}$ возможно использовать для пересчета значения нижнего доверительного предела прогнозируемого гидростатического давления P_{LPL} при известных дополнительных нагрузках на ГПАТ. При этом стоит отметить одно важное допущение: в ходе деградации механических свойств ГПАТ соотношение напряжений, возникающих от действия нагрузок, остается постоянным.

По результатам расчетов при разных соотношениях величин растягивающей и изгибающей нагрузок формируется

матрица коэффициентов К для корректировки величины нижнего доверительного предела прогнозируемого гидростатического давления (табл. 3).

Достоинством данного метода является простота его применения на этапах проектирования, но в то же время в данном методе возникает необходимость разработки матриц для каждой модели ГПАТ всех основных производителей.

Итоги

В работе представлены методики прочностных расчетов ГПАТ с неметаллическим армированием, которые позволяют учесть основные факторы нагружения, возникающие в ходе подземной эксплуатации трубопроводов из ГПАТ.

Выводы

В ходе проведенной работы:

1. Определено, что расчет на прочность в соответствии с ГОСТ Р 70623-2023 не соответствует напряженному состоянию ГПАТ при подземной прокладке, т.к. в нем не учитывается ряд нагрузок (нагрузка от температурного перепада и упругого изгиба трубы), возникающих при эксплуатации промышленного трубопровода, а в самом ГОСТ отсутствуют расчеты для проверки на прочность по температурным и изгибающим нагрузкам.

2. Авторами предложены подходы к проведению прочностных расчетов ГПАТ с неметаллическим армированием, которые дополняют уже представленный в [2] расчет на прочность при подземной прокладке:

- пересчет НДС расчетным способом с учетом изменения механических свойств от времени;
- лабораторный метод с проведением дополнительных испытаний для определения максимального рабочего давления в зависимости от эксплуатационных нагрузок;
- разработка матрицы корректирующих коэффициентов для внутреннего давления на основе расчетной модели ГПАТ.

Каждый из представленных подходов соответствует основным требованиям ГОСТ к нагрузкам, которые должны быть учтены при расчетах на прочность, и обладает определенными достоинствами и недостатками, в связи с чем авторы предлагают рассматривать выбор и применение описанных методик расчета с учетом наличия имеющейся информации и условий строительства трубопровода из ГПАТ.

Литература

1. Гарифуллин А.А., Буркутбаев А.Б., Романчук А.С., Виноградов П.В., Кириллов Д.А., Небогин Д.А. Подход к выбору типов полимерно-композитных труб для промысловых трубопроводов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. № 6. С. 86–100.
2. ГОСТ Р 70623-2023. Трубопроводы промысловые. Трубопроводы из гибких полимерных армированных труб. Правила проектирования, монтажа и эксплуатации. Дата введения 01.06.2024. М.: ФГБУ «РСТ», 2024. 57 с.
3. ГОСТ Р 59834-2021. Промысловые трубопроводы. Трубы гибкие полимерные армированные и соединительные детали к ним. Общие технические условия. Дата введения 01.03.2022. М.: ФГБУ «РСТ», 2021. 38 с.
4. Bai Q., Bai Y., Ruan W. Flexible pipes: advances in pipes and pipelines. Wiley-Scrivener, 2017, 640 p. (In Eng).
5. ISO 14692-2:2017. Petroleum and natural gas industries – Glass-reinforced plastics (GRP) piping – Part 2: Qualification and manufacture. 2nd edition. Geneva, Switzerland: Intrenational Organization for Standardization, 2017, 78 p. (In Eng).
6. Сальников А.Ф. Методика прогнозирования остаточного ресурса трубопроводов из полимерно-армированных труб по образцам-свидетелям // Инженерная практика. 2018. № 9. С. 36–46.
7. Федотова А.В., Перов К.А., Промахов В.А., Максимов Г.Л. Лабораторные испытания образцов гибких полимерных армированных (композитных) труб // Инженерная практика. 2021. № 6. С. 52–59.
8. Khalid H.U., Ismail M.C., Nosbi N. Permeation damage of polymer liner in oil and gas pipelines: a review. Polymers. 2020. Vol. 12, issue 10, P. 2307. (In Eng).

ENGLISH

Results

The paper presents methods of FPRP with non-metallic reinforcement strength calculations which allow to take into account the main loading factors arising during FPRP pipelines underground operating.

Conclusions

In the course of the work:

1. It was determined that the strength calculation in accordance with GOST R 70623-2023 does not correspond to the stress-strain state of FPRP during underground operating, because it does not take into account a number of loads (pipe's elastic bending, temperature difference) arising during field pipeline operation, and there are no strength testing by temperature and bending in GOST itself.
2. The authors propose approaches to FPRP with non-metallic

reinforcement strength calculations, which complement the strength calculation for underground laying already presented in [2]:

- stress-strain state recalculation by analytical method with taking into account the change of mechanical properties from time;
- laboratory method with additional tests to determine the maximum operating pressure depending on the operating loads;
- development of a correction coefficients matrix for internal pressure based on the FPRP design model.

Each of the presented approaches corresponds to the main GOST requirements to the loads to be taken into account in strength calculations and has certain advantages and disadvantages, therefore the authors suggest to consider the choice and application of described calculation methods taking into account the available information and conditions of FPRP pipeline construction.

References

1. Garifullin A.A., Burkutbaev A.B., Romanchuk A.S., Vinogradov P.V., Kirillov D.A., Nebogin D.A. Approach to the selection of types of polymer-composite pipes for field pipelines. Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products, 2023, issue 6, P. 86–100. (In Russ).
2. GOST R 70623-2023. Field pipelines. Pipelines made of flexible reinforced plastic pipes. Rules of design, installation and operation. Effective date 01.06.2024. Moscow: FGBU "RST", 2024, 57 p. (In Russ).
3. GOST R 59834-2021. Field pipelines. Flexible reinforced plastic pipes and fittings. General specifications. Effective date 01.03.2022. Moscow: FGBU "RST", 2021, 38 p. (In Russ).
4. Bai Q., Bai Y., Ruan W. Flexible pipes: advances in pipes and pipelines. Wiley-Scrivener, 2017, 640 p. (In Eng).
5. ISO 14692-2:2017. Petroleum and natural gas industries – Glass-reinforced plastics (GRP) piping – Part 2: Qualification and manufacture. 2nd edition. Geneva, Switzerland: Intrenational Organization for Standardization, 2017, 78 p. (In Eng).
6. Salnikov A.F. Methodology for predicting the residual life of pipelines made of polymer-reinforced pipes using witness samples. Inzhenernaya praktika, 2018, issue 9, P. 36–46. (In Russ).
7. Fedotova A.V., Perov K.A., Promakhov V.A., Maksimov G.L. Laboratory tests of flexible polymer reinforced (composite) pipe samples. Inzhenernaya praktika, 2021, issue 6, P. 52–59. (In Russ).
8. Khalid H.U., Ismail M.C., Nosbi N. Permeation damage of polymer liner in oil and gas pipelines: A Review. Polymers, 2020, Vol. 12, issue 10, P. 2307. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Габбасов Артур Ирекович, техник отдела моделирования и оптимизации трубопроводов, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: ai_gabbasov@bnipi.rosneft.ru

Gabbasov Arthur Irekovich, technician of the pipeline modeling and optimization department, "RN-BashNIPneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: ai_gabbasov@bnipi.rosneft.ru

Романчук Анастасия Сергеевна, главный специалист отдела моделирования и оптимизации трубопроводов, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Romanchuk Anastasiya Sergeevna, chief specialist of the pipeline modeling and optimization department, "RN-BashNIPneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Виноградов Павел Владимирович, начальник отдела моделирования и оптимизации трубопроводов, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Vinogradov Pavel Vladimirovich, head of the pipeline modeling and optimization department, "RN-BashNIPneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Буркутбаев Арсен Багдатович, главный специалист отдела моделирования и оптимизации трубопроводов, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Burkutbaev Arsen Bagdatovich, chief specialist of the pipeline modeling and optimization department, "RN-BashNIPneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Гундорова Изабелла Георгиевна, техник отдела моделирования и оптимизации трубопроводов, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Gundorova Izabella Georgievna, technician of the pipeline modeling and optimization department, "RN-BashNIPneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Валиахметов Рустам Илдарович, начальник управления сопровождения и эксплуатации трубопроводов, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Valiakmetov Rustam Ildarovich, head of pipeline operation support department, "RN-BashNIPneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia