

УДК 621.644.07:66.042.945

DOI 10.52928/2070-1683-2023-35-3-11-20

## МЕСТО ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ В ОБЕСПЕЧЕНИИ НАДЕЖНОСТИ СТАЛЬНЫХ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

*д-р техн. наук, проф. В.Н. РОМАНИЮК*  
*(Белорусский национальный технический университет, Минск)*  
**Н.В. СТРУЦКИЙ**  
*(ГПО «Белтопгаз», Минск)*

*В статье рассмотрен вопрос места и роли изоляционных покрытий в обеспечении надежности стальных подземных газопроводов. Показано, что изоляция является основным, базовым средством защиты от коррозии. Предложена модель надежности линейного участка стального подземного газопровода как сложной технической системы, состоящей из неравноценных элементов: стальной трубы как основного элемента, определяющего работоспособное/неработоспособное состояние системы, и вспомогательных, защитных элементов – изоляции и электрохимической защиты, снижающих уровень коррозионного воздействия грунта на основной элемент. Это повышает степень подобия надежностной модели реальному техническому объекту, а также позволяет выстроить иерархическую структуру неисправностей различных элементов с учетом их влияния на общее техническое состояние газопровода. Предлагается в качестве определяющего физического параметра защитного покрытия рассматривать его целостность, степень сохранения (потери) целостности и наступление предельного состояния изоляции оценивать по количеству (плотности) дефектов.*

**Ключевые слова:** *газораспределительная сеть, подземный стальной газопровод, система с неравноценными элементами, изоляционное покрытие, надежность, дефект, отказ.*

**Введение.** Внешней средой для стального подземного газопровода служит почва (грунт), являющаяся весьма сложной и изменчивой (динамической) физико-химико-биологической системой [1], оказывающей на трубопровод целый комплекс воздействий. Соответственно, необходимость компенсации влияющих факторов среды в их различных сочетаниях требует применения сопутствующих защитных устройств и влечет усложнение конструктива трубопровода.

Исходя из опыта эксплуатации, фактором, обладающим наибольшим потенциалом влияния на техническое состояние стальных подземных распределительных газопроводов, является коррозионный фактор. Коррозионные процессы носят глобальный характер, оказывая на участки газораспределительной сети повсеместное и непрерывное по времени (хотя и с изменяющейся интенсивностью) воздействие.

Для компенсации глобального коррозионного фактора стальные подземные трубопроводы оснащаются специальными антикоррозионными средствами, главными из которых являются изолирующие покрытия (ИП) и электрохимическая защита (ЭХЗ).

Следует отметить две важные особенности изоляции: во-первых, ИП функционирует в нерегулируемом, «пассивном», режиме (почему традиционно и определяется как «пассивная защита»), во-вторых, его состояние непосредственно влияет на режим работы ЭХЗ. Более того, состояние изоляции по сути определяет общую техническую и экономическую состоятельность комплексной защиты от коррозии в целом, так как его ухудшение имеет следствием необходимость повышения защитных токов (и соответствующего увеличения затрат электрической энергии). Невозможность обеспечить такое повышение наличными средствами ЭХЗ, в свою очередь, требует их модернизации, то есть дополнительных материальных вложений в объект.

Учитывая прикладную важность тематики, вопросы изучения эксплуатационных свойств, оценки технического состояния, методов контроля и диагностирования антикоррозионных защитных покрытий стальных подземных трубопроводов и, в частности, газопроводов относятся к актуальным и достаточно хорошо проработаны, тем более что исторически ИП является наиболее ранним по времени внедрения в производственную практику средством защиты от коррозии.

Вместе с тем, в кругу традиционно рассматриваемых в указанном контексте вопросов в меньшей степени освещен вопрос определения места защитного покрытия в общей модели надежности стального трубопровода, с учетом способа действия изоляции и специфики ее связей с другими элементами. Это снижает качество предлагаемых (или подразумеваемых) надежностных моделей и результативность их применения. Соответственно, роль ИП либо недооценивается, что может привести к необоснованному ослаблению режима эксплуатационного контроля и ремонтных работ, либо, наоборот, преувеличивается, когда повреждения изоляции учитываются и рассматриваются наравне с коррозионными повреждениями металла трубы, вследствие чего прогнозируемый срок службы газопровода искусственно занижается.

Данный методологический пробел затрудняет практическое использование полученных при отдельных исследованиях изоляции результатов (включая данные эксплуатационной статистики), их масштабирование на крупные трубопроводные системы, такие как, например, газораспределительная система Республики Беларусь, и требует соответствующего решения.

**Нормативные требования к средствам защиты от коррозии.** Общие требования к защите от коррозии наружной поверхности подземных стальных сооружений, выполненных из углеродистых и низколегированных сталей, в том числе распределительных газопроводов, устанавливаются межгосударственным стандартом ГОСТ 9.602<sup>1</sup>.

Указанным документом применение средств электрохимической защиты предусматривается для подземных стальных сооружений, расположенных в грунтах средней и высокой коррозионной агрессивности и биоагрессивных грунтах, в зонах опасного действия блуждающих постоянных и переменных токов.

Для оценки коррозионной агрессивности грунта по отношению к стали определяют удельное электрическое сопротивление грунта, измеренное в полевых или лабораторных условиях, и среднюю плотность катодного тока при смещении потенциала на 100 мВ отрицательней стационарного потенциала стали в грунте (таблица 1)<sup>2</sup>.

Таблица 1. – Коррозионная агрессивность грунта по отношению к углеродистой и низколегированной стали

| Коррозионная агрессивность грунта | Удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м | Средняя плотность катодного тока, А/м <sup>2</sup> |
|-----------------------------------|---|--|
| Низкая                            | Св. 50  | До 0,05 включительно                               |
| Средняя                           | Св. 20 до 50 включительно                         | Св. 0,05 до 0,20 включительно                      |
| Высокая                           | До 20 включительно                                | Св. 0,20   |

Применение защитных покрытий предусматривается независимо от коррозионной агрессивности грунта, для всех без исключения подземных сооружений в качестве основного метода защиты от коррозии.

ГОСТ 9.602 устанавливает для защитных покрытий ряд нормативных показателей (адгезия к стали и в местах нахлеста, прочность при ударе и разрыве, стойкость к растрескиванию под напряжением, сопротивление вдавливанию (пенетрация), переходное электрическое сопротивление и др.), а также требования к их конструкции.

Следует особо отметить, что поскольку коррозия стали является электрохимическим процессом, тормозящее влияние на нее может достигаться только внешними электрическими (или электромагнитными) полями, формируемыми ЭХЗ. Роль изоляции состоит в максимально возможном снижении площади оголенной поверхности стального трубопровода, прямо контактирующей с коррозионной агрессивной средой (так называемый контакт «труба-земля») [2; 3].

В этой связи одной из ключевых эксплуатационных характеристик изоляции является целостность покрытия, которая с течением времени нарушается под воздействием различных внешних и внутренних факторов. К основным эксплуатационным дефектам изоляции относятся продавливание твердыми включениями грунта, повреждения корнями растений, микротрещины, отслоение.

Целостность ИП контролируется в ходе периодического приборного обследования. Данный вид эксплуатационного контроля включает в себя выявление мест утечек газа и повреждений изоляционного покрытия приборными методами, без вскрытия трубопровода.

Периодическое приборное обследование газопроводов, как правило, проводится каждые 5 лет. Отдельные характерные участки (например, переходы через естественные и искусственные преграды) могут обследоваться чаще – 1 раз в 3 года или ежегодно.

Все выявленные дефекты изоляции подлежат обязательному устранению не позднее 1 месяца после обнаружения в застроенной части и зонах опасного влияния блуждающих токов, и не позднее 3 месяцев в остальных случаях<sup>3</sup>. Поскольку изоляция является внешним защитным элементом газопровода, не влияющим на транспортировку газа, ремонт дефектов не требует перерыва в работе газопровода.

**Модель надежности линейного участка стального подземного газопровода.** С учетом изложенного выше, в зависимости от агрессивности внешней среды и соответствующего ей конструктивного исполнения, типовой линейный участок стального подземного газопровода можно представить в виде технической системы из двух или трех элементов: вариант «труба-изоляция» и вариант «труба-изоляция-ЭХЗ». Принимая за условие равную прочность и коррозионную стойкость металла сварного соединения и основного металла трубы, на данном уровне рассмотрения будем считать стальную трубу за один элемент, не выделяя стык.

<sup>1</sup> ГОСТ 9.602-2016. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. – М.: Стандартинформ, 2016. – 87 с.

<sup>2</sup> См. сноску 1.

<sup>3</sup> Правила обеспечения промышленной безопасности в области газоснабжения Республики Беларусь. – Минск, 2017. – 218 с.

Наиболее распространенным способом визуального представления надежностной модели технической системы является построение структурной схемы надежности (или блок-схемы надежности – reliability block diagram, RBD).

Блок-схемы относятся к статическим моделям надежности, в рамках которых состояния системы определяются наборами работоспособных и неработоспособных элементов в определенный момент времени. Те элементы, отказ которых вызывает отказ системы, имеют в схеме последовательное соединение; элементы, отказ которых приводит лишь к увеличению вероятности отказа, соединяются параллельно. При параллельном соединении элементов отказ системы происходит лишь при совмещении отказов частей системы. По сути, блок-схема надежности представляет собой наглядную интерпретацию вероятностной задачи [4].

Приняв связь между трубой и защитной частью газопровода последовательной, а связь между ИП и ЭХЗ в составе комплексной защиты от коррозии параллельной, возможно получить варианты блок-схемы для стального подземного газопровода в различном конструктивном исполнении, показанные на рисунке 1.

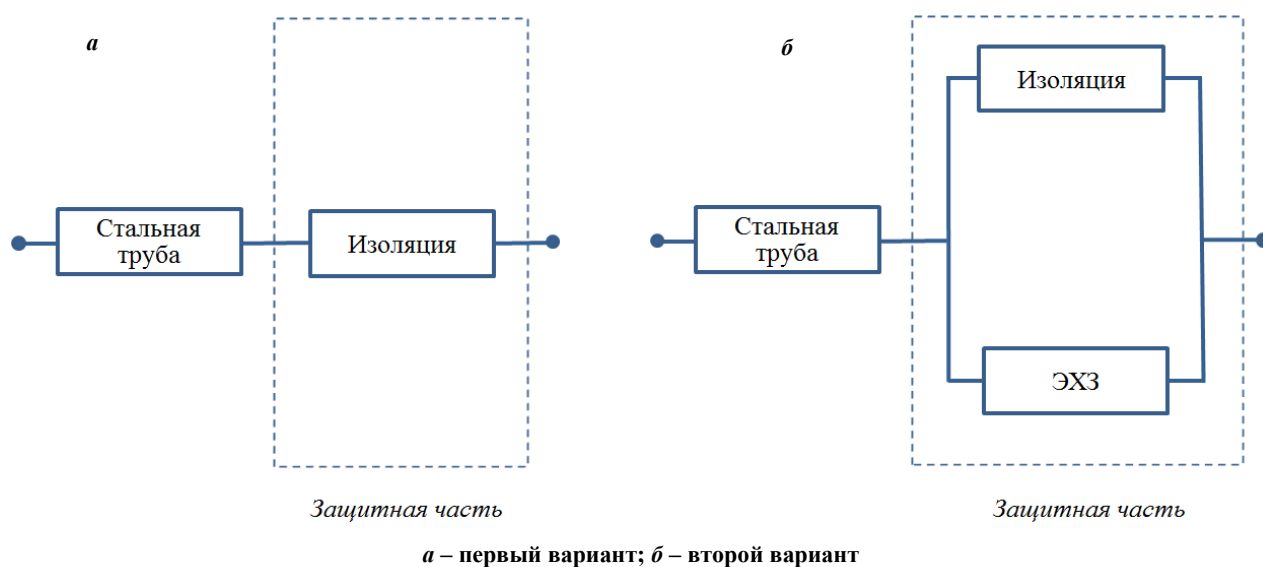


Рисунок 1. – Структурные схемы надежности стального подземного газопровода

Как видно из рисунка 1, в полной конфигурации системы ЭХЗ и изоляция являются взаимно резервирующими (дублирующими) элементами, выполняющими одну и ту же функцию различным способом. Действительно, теоретически (абстрагируясь от вопроса экономической эффективности активной защиты неизолированной трубы), находясь в состоянии полной работоспособности, каждый из этих элементов в отдельности может обеспечить защиту трубопровода от коррозии [5].

Подход к моделированию надежности линейного участка трубопровода методом структурных схем с объединением элементов в блоки по функциональному назначению нашел достаточно широкое применение и встречается, в частности, в ряде источников, посвященных вопросам надежности линейной части магистральных нефте- и газопроводов [6–10]. В целом, с некоторыми оговорками (авторы настоящей статьи не считают необходимым расширение модели трубопровода за счет включения в нее элементов эксплуатационной среды), предлагаемые схемы соответствуют указанному подходу.

Подобные представленным на рисунке 1 последовательные и параллельно-последовательные структуры позволяют, используя основные теоремы теории вероятности случайных событий и логико-вероятностные методы, осуществить прямой (непосредственный) расчет общей надежности технической системы по параметрам надежности элементов. Так, вероятность безопасной работы (ВБР)  $P(t)$ , то есть вероятность того, что в пределах заданной наработки отказ объекта не возникнет, для линейного участка газопровода, не оснащенного активной защитой (см. рисунок 1, а), составит:

$$P(t) = P_{mp}(t) \cdot P_{uz}(t), \quad (1)$$

для участка с комплексной защитой от коррозии (см. рисунок 1, б):

$$P(t) = P_{mp}(t) \cdot (P_{uz}(t) + P_{эхз}(t) - P_{uz}(t) \cdot P_{эхз}(t)), \quad (2)$$

где  $P_{mp}(t)$ ,  $P_{uz}(t)$ ,  $P_{эхз}(t)$  – соответственно ВБР трубы, изоляции и ЭХЗ.

Сам по себе метод структурных схем (блок-схем) надежности хорошо известен и документирован<sup>4</sup>, с его помощью определяются показатели надежности различных технических систем, в том числе, как уже указывалось выше, и трубопроводных. Достоинства метода – наглядность и удобство практического применения.

Вместе с тем, если говорить о стальной подземной трубопроводной коммуникации и газопроводе в частности, в действительности отношения между элементами системы, системой и внешней средой значительно сложнее, чем это может отразить непосредственный расчет последовательной или параллельно-последовательной схемы с помощью, например, выражений (1) и (2).

Дело в том, что элементы, составляющие линейные участки газопровода, имеют качественно различающиеся роли в обеспечении целевой функции. Находясь в работоспособном состоянии, труба сама по себе полностью обеспечивает нормальное функционирование системы (транспортировка продукта с заданными параметрами) с некоторым уровнем надежности. Именно герметичность и несущая способность (прочность) трубы определяют техническое состояние трубопровода в целом. В некотором смысле, это согласуется с известным определением основного элемента (ОЭ) [11; 12], в соответствии с которым ОЭ – элемент основной физической структуры системы, минимально необходимый для выполнения возложенных на нее задач.

Роль вспомогательных элементов (ВЭ) антикоррозийной защиты – снижение коррозионного воздействия («коррозионного давления») внешней среды на основной элемент, приведение его к уровню, приемлемому с точки зрения достижения необходимой надежности и долговечности системы. С учетом этого, сила итогового коррозионного воздействия  $K_{ocm}$  на трубу в конечном счете будет определяться двумя разнонаправленными составляющими:

- разрушительным коррозионным воздействием («давлением») среды,  $K_{среды}(t)$ ;
- защитным воздействием антикоррозийной защиты,  $Z(t)$ , складывающимся из воздействия пассивной составляющей,  $Z_{пасс}(t)$ , либо пассивной и активной составляющих,  $Z_{пасс}(t)$  и  $Z_{акт}(t)$ .

Или, если представить в виде соотношения:

$$K_{ocm}(t) = K_{среды}(t) - Z(t). \quad (3)$$

При этом, состав защитного блока прямо зависит от коррозионной агрессивности внешней среды: если показатели, характеризующие коррозионную агрессивность среды находятся в установленных пределах, то защита от коррозии осуществляется с помощью одного изолирующего покрытия, в противном случае предусматривается комплексная защита от коррозии.

Поскольку средства защиты не участвуют прямо в обеспечении целевой функции системы, тогда, вне зависимости от их числа и текущего состояния, отказом системы будет являться только отказ трубы. Действительно, образовавшийся дефект ИП или даже одновременный отказ активной и пассивной защиты не влечет немедленного и безусловного коррозионного разрушения трубы. Коррозионному повреждению всегда предшествует инкубационный период, продолжительность которого может широко варьироваться и зависит от ряда факторов. Вместе с тем, в любом случае, отказ средств антикоррозийной защиты существенно ухудшит надежность стального трубопровода: его ВБР снизится, а интенсивность отказов вырастет.

Если производить расчет без учета данной особенности стальных подземных трубопроводных систем, то полученная оценка системы будет включать в себя допущение о моментальном выходе из строя ОЭ вслед за ВЭ либо искусственное расширение понятия отказа системы за счет включения в него отказа ВЭ, что противоречит физическим связям и ролям элементов в системе. В таком случае модель теряет адекватность реальному объекту, и сами расчеты приобретают отвлеченный характер.

Таким образом, несмотря на небольшое количество элементов, линейный участок стального подземного газопровода следует отнести к сложным техническим системам, произведя соответствующую адаптацию модели, поставившись сохранить присущие методу структурных схем преимущества: удобство использования и наглядность.

Рассмотрим с этой точки зрения понятие технических систем с «последствием отказов», выделяемых в работах [13; 14]. Под последствием отказа здесь понимается ситуация, при которой отказ некоторого элемента влечет возрастание нагрузки на другой элемент системы, вследствие чего распределение времени до отказа второго элемента изменяется.

Исходя из данной логики, в частности, в работе В.В. Жаднова и С.Н. Полесского [15] решается задача расчета надежности радиоэлектронных комплексов, обладающих вспомогательными элементами (сервисными устройствами), снижающими диапазон внешних воздействий на основную аппаратуру.

Хотя стальной подземный трубопровод до настоящего времени не рассматривался как система с последствием отказов, однако это абсолютно логично вытекает из его физической структуры. Проанализируем в данном ключе вариант конструктивного исполнения стального подземного газопровода с антикоррозийным изоляционным покрытием, без средств электрохимической защиты.

<sup>4</sup> ГОСТ Р 51901.14-2007. Менеджмент риска. Структурная схема надежности и Булевы методы. – М.: Стандартинформ, 2008. – 23 с.

Итак, мы имеем систему из двух элементов: ОЭ и ВЭ. Когда в некоторый момент времени  $\tau$  ВЭ отказывает, то ОЭ, будучи исправным до момента  $\tau$ , проработает еще время  $(t - \tau)$  со скачкообразным переходом на новый, более низкий уровень надежности (рисунок 2). Таким образом, в системе действительно возникает последствие, выражающееся в существенном (изменяющем характер процесса) запаздывании наступления ее конечного (неработоспособного) состояния. Вместе с тем, поскольку данная особенность системы обусловлена кардинально различающимися ролями основного и вспомогательных элементов, с точки зрения надежности точнее будет определить ее как «систему с неравноценными элементами» [5].

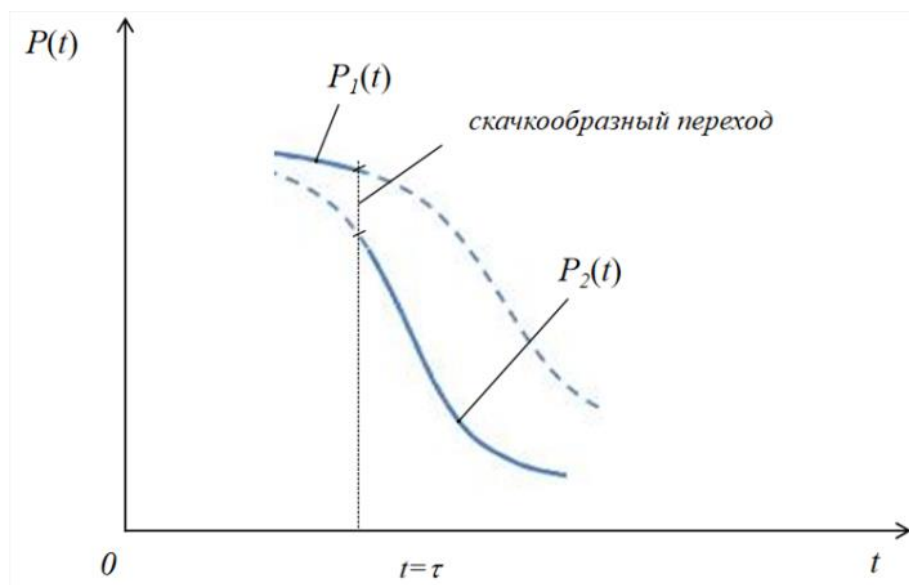


Рисунок 2. – Влияние отказа ИП на ВБР трубы

Такая система будет иметь два работоспособных состояния (с работоспособным ВЭ и неработоспособным ВЭ), каждое из которых будет характеризоваться собственными показателями надежности –  $P_1(t)$  и  $P_2(t)$ . Поскольку указанные состояния системы представляют собой несовместимые события, полная вероятность безотказной работы системы будет равна:

$$P(t) = P_1(t) + P_2(t). \quad (4)$$

ВБР системы при исправности обоих элементов составит:

$$P_1(t) = P_{O3}(t) \cdot P_{B3}(t). \quad (5)$$

Вероятность безотказной работы системы при исправном ОЭ и неисправном ВЭ определяется усреднением по условной ВБР  $P_{O3}(t)$  по формуле:

$$P_2(t) = \int_0^t P_{O3}(\tau, t) d(Q_{B3}(\tau)), \quad (6)$$

где  $P_{O3}(\tau, t)$  – вероятность того, что ОЭ исправно проработает время при исходном уровне надежности системы, а затем еще время  $(t - \tau)$ , но уже при остаточном, сниженном уровне надежности;

$d(Q_{B3}(\tau)) = -d(P_{B3}(\tau)) = -P'_{B3}(\tau) \cdot d\tau$  – вероятность того, что ВЭ исправно проработает время и откажет на малом промежутке времени  $d\tau$ , примыкающем к  $\tau$  справа.

Используя формулу полной вероятности, получаем следующее выражение для ВБР системы:

$$P(t) = P_1(t) + P_2(t) = P_{O3}(t) \cdot P_{B3}(t) + \int_0^t P_{O3}(\tau, t) d(Q_{B3}(\tau)). \quad (7)$$

Аналогичным образом можно получить формулу для расчета ВБР системы «труба-изоляция-ЭХЗ», но с учетом влияния не одного ИП, а комплексной защиты в целом.

Среднее время безотказной работы  $T_o$  (математическое ожидание времени работы объекта до отказа) может быть получено с помощью выражения:

$$T_o = \int_0^{\infty} P(t) dt. \quad (8)$$

Таким образом, линейный участок стального подземного газопровода с точки зрения надежности может рассматриваться как сложная техническая система с неравноценными элементами (основным элементом, определяющим работоспособное/неработоспособное состояние системы, и вспомогательными, защитными элементами, снижающими уровень воздействия внешних влияющих факторов), что повышает степень подобия надежной модели реальному техническому объекту.

**Понятие степени ответственности элемента.** Такое представление о неравноценности элементов сложной технической системы и, соответственно, несопоставимости влияния последствий отказов различной «весовой категории» на общую надежность системы близко соотносится с понятием «степени ответственности» элемента или части объекта, используемым в отдельных нормативных источниках, например, в СН 1.04.01-2020<sup>5</sup> и ГОСТ Р 54418.1-2012<sup>6</sup>.

В область действия СН 1.04.01-2020 входит определение технического состояния зданий и сооружений, строительных конструкций и инженерных систем и оценка их пригодности к эксплуатации. В этих целях СН 1.04.01-2020 регламентируют соответствующую методику, в которой оценка технического состояния объекта производится на основании степени распространения дефектов, их класса (по сути, степени опасности) и степени ответственности элемента или части объекта. При этом к степени ответственности 1 относятся такие элементы, локальный отказ которых ведёт к полному или частичному отказу системы, снижению эксплуатационного качества или технико-экономических показателей (ТЭП), а к степени ответственности 2 относятся все остальные элементы.

При прочих равных условиях по степени распространения и опасности дефектов, КТС элементов степени ответственности 2 определяется на ранг или два выше. Всего документом устанавливается пять категорий – от I до V, в порядке увеличения степени износа и понижения уровня технического состояния.

ГОСТ Р 54418.1-2012 устанавливает основные технические требования к конструкции ветроэнергетических установок (ВЭУ) с учетом обеспечения гарантированного уровня надежности при всех возможных рисках, возникающих в течение их жизненного цикла. ВЭУ являются техническими устройствами повышенной сложности, подвергающимися нестабильным по времени и интенсивности ветровым нагрузкам. Методика проектирования ВЭУ, предлагаемая данным документом, предусматривает использование при расчетах парциальных коэффициентов безопасности, учитывающих неопределенность, непостоянство прикладываемых нагрузок и свойств материалов, различного рода погрешности, неполное соответствие расчетных моделей и методов расчета, степень ответственности несущих элементов конструкции и последствия отказов.

В части последствия отказа и степени ответственности элемента конструкции устанавливается три класса элементов:

- 1-й класс используется для безопасных элементов конструкции, отказ которых не приводит к отказу основных частей ВЭУ, например, заменяемые подшипники, находящиеся под контролем системы управления;
- 2-й класс используется для «непредохраняемых» элементов конструкции, отказы которых могут привести к отказу основных частей ВЭУ;
- 3-й класс используется для «непредохраняемых» механических элементов, которые связывают приводы и тормоза с главными элементами конструкции без резервирования функций защиты ВЭУ.

Если масштабировать данную классификацию на более общий уровень, то к 1-му классу будут относиться элементы, локальный отказ которых не приводит к отказу системы, ко 2-му – элементы, отказ которых может привести к отказу системы, к 3-му – элементы, отказ которых приводит к отказу системы немедленно.

Применительно к такой технической системе, как стальной подземный газопровод, если иметь в виду его конструктивное исполнение с комплексной антикоррозийной защитой, к 1-му классу следует относить отказы одного из вспомогательных элементов при работоспособном состоянии другого, ко 2-му классу – совместный отказ ИП и ЭХЗ, к 3-му – отказ трубы. Для варианта исполнения «труба-изоляция» отказ ИП в условиях низкой коррозионной агрессивности внешней среды будет относиться к 1-му классу, однако при повышении агрессивности среды до среднего или высокого уровня – уже ко 2-му классу. Данная техническая ситуация является достаточно редкой, однако представляет повышенную опасность, так как в этом случае конструктивное исполнение объекта с определенного момента перестает соответствовать условиям эксплуатации.

Таким образом, мы получаем более подробную и чувствительную к месту и роли различных элементов в общей конструкции газопровода иерархическую структуру его возможных неисправностей.

**Степень влияния дефекта изоляционного покрытия на эксплуатационное состояние газопровода.** Находясь под воздействием системы разнонаправленных процессов и претерпевая различные дефекты, повреждения и отказы, газопровод последовательно проходит ряд эксплуатационных (технических) состояний различного уровня надежности.

С точки зрения теории надежности любой технический объект может находиться в состояниях исправности и неисправности, работоспособности и неработоспособности. При этом понятие «исправность» шире понятия «работоспособность»: исправный объект удовлетворяет всем требованиям, а работоспособный – лишь тем, которые обеспечивают его нормальное функционирование [16].

<sup>5</sup> СН 1.04.01-2020. Техническое состояние зданий и сооружений. – Минск: Стройтехнорм, 2021. – 68 с.

<sup>6</sup> ГОСТ Р 54418.1-2012. Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Ч. 1. Технические требования. – М.: Стандартинформ, 2016. – 82 с.

Очевидно, что и на уровне рассмотрения изолирующего покрытия как отдельного элемента газопровода, и на уровне рассмотрения газопровода как технической системы дефект изоляции является неисправностью, то есть событием, переводящим и само покрытие, и весь газопровод в целом в неисправное состояние.

Выше мы выяснили, что дефект изоляции не может классифицироваться как отказ газопровода. Однако с точки зрения влияния дефекта ИП на работоспособность самого элемента ситуация также требует уточнения. В этой связи рассмотрим, насколько вообще обосновано отнесение дефекта ИП к отказам, то есть событиям, переводящим технический объект в неработоспособное состояние.

Отказы технических объектов различаются по видам и классифицируются по различным признакам [17; 18]. Данная классификация в необходимом для целей исследования объеме приведена в таблице 2.

Таблица 2. – Классификация отказов технических объектов

| Признак отказа                                       | Вид отказа   | Характеристика отказа   |
|--|--------------|---|
| Связь с отказами других элементов (узлов, устройств) | Независимый  | Отказ не обусловлен повреждениями или отключениями других элементов (узлов, устройств)  |
|  | Зависимый    | Отказ обусловлен отказами других элементов (узлов, устройств)   |
| Возможность использования элемента после отказа      | Полный       | Полная потеря работоспособности, исключающая использование объекта по назначению  |
|  | Частичный    | Дальнейшее использование технического объекта возможно, но с меньшей эффективностью   |
| Характер проявления отказа                           | Сбой         | Самоустраняющийся отказ, приводящий к кратковременному нарушению работоспособности  |
|  | Перебегающий | Множественно возникающий сбой одного и того же характера, связанный с обратными случайными изменениями режимов работы и параметров устройства |
|  | Устойчивый   | Отказ, устраняемый только в результате проведения восстановительных работ, является следствием необратимых процессов в деталях и материалах   |

Согласно приведенной классификации, легко установить, что дефект изоляционного покрытия, если рассматривать его как отказ, можно однозначно определить по двум признакам (связь с отказами других элементов и характер проявления отказа) как независимый и устойчивый.

Что касается такого признака отказа, как возможность дальнейшего использования элемента, то на первый взгляд дефект ИП можно рассматривать как его частичный отказ, считая, что после возникновения дефекта использование изоляции осуществляется с меньшей эффективностью. Однако такой вывод приводит к противоречиям. С одной стороны, по своей конструкции ИП является по сути сплошной оболочкой над внешней поверхностью трубы, и его барьерные свойства на всем протяжении участка трубопровода после возникновения единичного дефекта, помимо конкретного места расположения дефекта, никак не ухудшатся. То есть снижение эффективности в таком случае будет носить локальный характер: дефект изоляции не повлияет на работоспособность покрытия во всех остальных точках его поверхности.

С другой стороны, непосредственно контактируя с эксплуатационной средой, изоляция в первую очередь подвергается воздействию ее негативных факторов и в силу своей барьерной роли имеет в каком-то смысле жертвенный, «расходный» характер. Соответственно, дефект изоляционного покрытия является наиболее распространенным и многочисленным видом неисправности в такой технической системе, как газопровод. Учитывая, что эксплуатационный контроль и ремонт ИП происходит с определенной периодичностью, то есть дефекты не устраняются немедленно после возникновения, и существует определенная вероятность появления новых дефектов сразу после проведения ремонтных работ, мы будем вынуждены расценивать техническое состояние ИП как неработоспособное практически все время эксплуатации газопровода.

Следовательно, необходимо определить меру снижения эффективности ИП, которую возможно использовать в качестве критерия его отказа. При этом данная мера должна прямо отражать изменение технического состояния изоляции и иметь количественное измерение.

Данная задача может быть решена в рамках так называемого «физико-вероятностного» или «вероятностно-физического» подхода, устанавливающего связь вероятности отказа технического объекта с достижением выделенного на основании анализа физических процессов деградации физическим параметром объекта (такой параметр называется определяющим) предельного уровня, вызывающего отказ [19–21].

Решение облегчается тем, что в нашем случае дефект изоляции имеет конкретный физический смысл – это сквозное повреждение, в месте которого фиксируется контакт «труба-земля». Каждый такой контакт создает предпосылку образования коррозионного повреждения (можно сказать, создает «потенциальную коррозионную ситуацию»), в большей или меньшей степени (в зависимости от наличия ЭХЗ и агрессивности внешней среды) снижая общую надежность газопровода.

В таком случае, в качестве определяющего физического параметра защитного покрытия естественно рассматривать его целостность (сплошность). При этом, учитывая, что потенциально коррозионную ситуацию на газопроводе создает любой сквозной дефект изоляции, вне зависимости от размеров (более того, сравнительно небольшие по площади повреждения изоляции могут приводить к случаям язвенной и питтинговой коррозии, опасной ускоренным проникновением вглубь металла трубы), степень сохранения (потери) целостности и наступление предельного состояния ИП целесообразно оценивать по количеству (плотности) дефектных мест на участке газопровода.

Такой подход даст возможность статистической оценки средней скорости обобщенного процесса деградации изоляции по эксплуатационным данным [21; 22], которая, в свою очередь, в дальнейшем может быть использована в качестве отправного (системного) показателя технического состояния ИП при проведении расчетов (прогнозировании) надежности газопроводов при эксплуатации и на стадии проектирования.

**Заключение.** Исходя из вышеизложенного, можно сделать следующие выводы.

1. На основе анализа конструктивного устройства и особенностей функционирования стальных подземных газопроводов показано, что линейный участок такого газопровода с точки зрения надежности может рассматриваться как сложная техническая система из неравноценных элементов: основного элемента (стальной трубы), состояние которого непосредственно определяет работоспособное/неработоспособное состояние всей системы, и вспомогательных элементов (изоляция и электрохимической защиты), снижающих уровень коррозионного воздействия грунта на основной элемент. Такая система будет иметь два работоспособных состояния со скачкообразным понижением уровня надежности вследствие отказа вспомогательного элемента (элементов), что повышает степень подобия модели реальному техническому объекту.

2. В рамках предложенной модели построена иерархическая структура неисправностей различных элементов с учетом их влияния на общее техническое состояние газопровода. Для конструктивного исполнения газопровода, оборудованного комплексной антикоррозионной защитой, к 1-му, наименее опасному классу следует относить отказы одного из вспомогательных элементов при работоспособном состоянии другого, ко 2-му классу – совместный отказ ИП и ЭХЗ, к 3-му – отказ трубы. Для варианта исполнения «труба-изоляция» отказ ИП в условиях низкой коррозионной агрессивности внешней среды будет относиться к 1-му классу, однако при повышении агрессивности среды до среднего или высокого уровня – уже ко 2-му классу. Последняя техническая ситуация представляет повышенную опасность, так как в этом случае конструктивное исполнение объекта с определенного момента перестает соответствовать условиям эксплуатации.

3. Уточнено место защитного покрытия в обеспечении надежности стальных подземных газопроводов. Показано, что дефект изоляции создает потенциальную коррозионную ситуацию и может классифицироваться как неисправность. Вместе с тем, единичный дефект ИП имеет точечный характер, не влияя на работоспособность покрытия во всех остальных точках его поверхности. В этой связи предложено в качестве определяющего физического параметра защитного покрытия рассматривать его целостность, а степень сохранения (потери) целостности и наступление предельного состояния изоляции оценивать по количеству (плотности) дефектов, нарушающих целостность покрытия.

4. Предлагаемый подход дает возможность провести статистическую оценку средней скорости обобщенного процесса деградации изоляции по эксплуатационным данным, получаемым при периодическом приборном обследовании газопроводов. Такая оценка, в свою очередь, в дальнейшем может быть использована в качестве отправного (системного) показателя технического состояния ИП при проведении расчетов (прогнозировании) надежности газопроводов, что позволит повысить точность расчетной методики.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Розанов Б.Г. Живой покров Земли. – М.: Педагогика, 1989. – 128 с.
2. Притула В.В. Современные проблемы защиты от подземной коррозии // Коррозия территории «Нефтегаз». – 2012. – № 3(23). – С. 18–21.
3. Романюк В.Н., Струцкий Н.В. Применяемые изоляционные покрытия распределительных газопроводов в Республике Беларусь и их характеристика // Наука и техника. – 2023. – № 4. – С. 308–316. DOI: 10.21122/2227-1031-2023-22-4-308-316.
4. Справочник по надежности: в 3 т. / под ред. Б.Е. Бердичевского. – М.: Мир, 1970. – Т. 3. – 376 с.
5. Струцкий Н.В., Романюк В.Н. Алгоритм расчета надежности единичного линейного участка стального подземного трубопровода // Наука и техника. – 2023. – № 22(6). – С. 519–529. DOI: 10.21122/2227-1031-2023-22-6-519-529.
6. Зиневич А.М. Научно-техническое обеспечение надежности сооружения линейной части магистральных трубопроводов. – М.: Информнефтегазстрой, 1984. – 132 с.
7. Кац Л., Линковский Ж. Некоторые вопросы исследования надежности трубопроводов ВНИИЭгазпром // Экспресс-информация. – 1970. – № 23. – С. 15–28.



8. Харионовский В.В., Родин В.П. Вопросы надежности и живучести магистральных трубопроводов как линейных систем // Вопросы надежности газопроводных конструкций: сб. науч. тр. – М.: ВНИИгаз, 1993. – 125 с.
9. Рудаченко А.В., Байкин С.С. Эксплуатационная надежность трубопроводных систем: учеб. пособие. – Томск: Изд-во Том. политехн. ун-та, 2008. – 118 с.
10. Дейнеко С.В. Обеспечение надежности систем трубопроводного транспорта нефти и газа. – М.: Техника, ТУМА ГРУПП, 2011. – 176 с.
11. Надежность технических систем: Справочник / Ю.К. Беляев, В.А. Богатырев, В.В. Болотин и др.; под ред. И.А. Ушакова. – М.: Радио и связь, 1985. – 608 с.
12. Викторова В.С., Степаняц А.С. Модели и методы расчета надежности технических систем. – М.: ЛЕНАНД, 2014. – 256 с.
13. Половко А.М., Гуров С.В. Основы теории надежности. – 2-е изд., перераб. и доп. – СПб.: БХВ-Петербург, 2006. – 704 с.
14. Гуров С.В., Уткин Л.В. Надежность восстанавливаемых резервированных систем с последствием отказов // Автоматика и телемеханика. – 2017. – № 1. – С. 137–151.
15. Жаднов В.В., Полесский С.Н. Определение показателей надежности систем, обладающих вспомогательными элементами // Проектирование телекоммуникационных и информационных средств и систем: сб. науч. тр. – М.: МИЭМ, 2006. – С. 151–158.
16. Ивашков И.И. Монтаж, эксплуатация и ремонт подъемно-транспортных машин: учеб. – М.: Машиностроение, 1981. – 335 с.
17. Кочерга В.Г. Основы надежности оборудования: учеб. пособие. – Хабаровск: Изд-во ДВГУПС, 2015. – 98 с.
18. Быков И.Ю., Цхадая Н.Д. Эксплуатационная надежность и работоспособность нефтегазопромысловых и буровых машин: учеб. пособие. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2010. – 298 с.
19. Дружинин Г.В. Надежность автоматизированных производственных систем. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 480 с.
20. Погребинский С.Б., Стрельников В.П. Проектирование и надежность многопроцессорных ЭВМ. – М.: Радио и связь, 1988. – 168 с.
21. Стрельников В.П. Новая технология исследования надежности машин и аппаратуры // Математические машины и системы. – 2007. – № 3–4. – С. 227–238.
22. Острейковский В.А. Физико-статистические модели надежности элементов ЯЭУ. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 200 с.

## REFERENCES

1. Rozanov, B.G. (1989). *Zhivoi pokrov Zemli*. Moscow: Pedagogika. (in Russ.).
2. Pritula, V.V. (2012). *Sovremennyye problemy zashchity ot podzemnoi korrozii. Korroziya territorii «Neftegaz»*, (3), 18–21. (In Russ.).
3. Romanyuk, V.N. & Strutskii, N.V. (2023). *Primenyaemye izolyatsionnye pokrytiya raspredelitel'nykh gazoprovodov v Respublike Belarus' i ikh harakteristika [Applied Insulating Coatings for Gas Distribution Pipelines in the Republic of Belarus and Their Characteristics]*. *Nauka i Tekhnika [Science and technology]*, (4), 308–316. DOI: 10.21122/2227-1031-2023-22-4-308-316. (In Russ., abstr. in Engl.).
4. Berdichevskii, B.E. (Eds.) (1970). *Spravochnik po nadezhnosti*: v 3 t. T. 3. Moscow: Mir. (in Russ.).
5. Strutskii, N.V. & Romanyuk, V.N. (2023). *Algoritm rascheta nadezhnosti edinichnogo lineinogo uchastka stal'nogo podzemnogo truboprovoda [Algorithm for Calculating Reliability of Single Linear Section of Steel Underground Pipeline]*. *Nauka i Tekhnika [Science and technology]*, 22(6), 519–529. DOI: 10.21122/2227-1031-2023-22-6-519-529. (In Russ., abstr. in Engl.).
6. Zinevich, A.M. (1984). *Nauchno-tekhnicheskoe obespechenie nadezhnosti sooruzheniya lineinoi chasti magistral'nykh truboprovodov*. Moscow: Informneftegazstroj. (In Russ.).
7. Kats, L. & Linkovskii, Zh. (1970). *Nekotorye voprosy issledovaniya nadezhnosti truboprovodov VNIIEgazprom. Ekspress-informatsiya*, (23), 15–28. (In Russ.).
8. Kharionovskii, V.V. & Rodin, V.P. (1993). *Voprosy nadezhnosti i zhivuchesti magistral'nykh truboprovodov kak lineinykh sistem. Voprosy nadezhnosti gazoprovodnykh konstruksii*. Moscow: VNIIGaz. (In Russ.).
9. Rudachenko, A.B. & Baikina, C.C. (2008). *Ekspluatatsionnaya nadezhnost' truboprovodnykh sistem*. Tomsk: Izdatel'stvo Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. (In Russ.).
10. Deineko, S.V. (2011). *Obespechenie nadezhnosti sistem truboprovodnogo transporta nefiti i gaza*. Moscow: Tekhnika, TUMA GRUPP. (In Russ.).
11. Belyaev, Yu.K., Bogatyrev, V.A., Bolotin, V.V., Rudenko, Yu.N., Ushakov, I.A., Barlou, R. ... Soares, K.A. (1985). *Nadezhnost' tekhnicheskikh sistem: spravochnik*. In I.A. Ushakov (Eds.). Moscow: Radio i svyaz'. (In Russ.).
12. Viktorova, V.S. & Stepanyants, A.S. (2014). *Modeli i metody rascheta nadezhnosti tekhnicheskikh sistem*. Moscow: LENAND. (In Russ.).
13. Polovko, A.M. & Gurov, S.V. (2006). *Osnovy teorii nadezhnosti*. 2-e izd., pererab. i dop. S.-Peterburg: BKhV-Peterburg. (In Russ.).
14. Gurov, S.V. & Utkin, L.V. (2017). *Nadezhnost' vosstanavlivaemykh rezervirovannykh sistem s posledestviem otkazov. Avtomatika i telemekhanika*, (1), 137–151. (In Russ.).
15. Zhadnov, V.V. & Poleskii, S.N. (2006). *Opreделение pokazatelei nadezhnosti sistem, obladayushchikh vspomogatel'nymi elementami. Proektirovanie telekommunikatsionnykh i informatsionnykh sredstv i sistem* (151–158). Moscow: MIEM. (In Russ.).
16. Ivashkov, I.I. (1981). *Montazh, ekspluatatsiya i remont pod'emno-transportnykh mashin*. Moscow: Mashinostroenie. (In Russ.).
17. Kocherга, V.G. (2015). *Osnovy nadezhnosti oborudovaniya*. Khabarovsk: Izd-vo DVGUPS. (In Russ.).
18. Bykov, I.Yu. & Tskhadaya, N.D. (2015). *Ekspluatatsionnaya nadezhnost' i rabotosposobnost' neftegazopromyslovykh i burovykh mashin*. Moscow: CentrLitNefteGaz. (In Russ.).
19. Druzhinin, G.V. (1986). *Nadezhnost' avtomatizirovannykh proizvodstvennykh sistem*. Moscow: Energoatomizdat. (In Russ.).
20. Pogrebinskii, S.B. & Strel'nikov, V.P. (1988). *Proektirovanie i nadezhnost' mnogoprotsessornykh EVM*. Moscow: Radio i svyaz'. (In Russ.).
21. Strel'nikov, V.P. (2007). *Novaya tekhnologiya issledovaniya nadezhnosti mashin i apparatury. Matematicheskie mashiny i sistemy*, (3-4), 227–238. (In Russ., abstr. in Ukrainian, abstr. in Engl.).
22. Ostreikovskii, V.A. (1986). *Fiziko-statisticheskie modeli nadezhnosti elementov YaEU*. Moscow: Energoatomizdat. (in Russ.).

Поступила 09.12.2023

**THE PLACE OF INSULATION COATINGS IN ENSURING  
RELIABILITY STEEL UNDERGROUND GAS PIPELINES****V. ROMANIUK***(Belarusian National Technical University, Minsk)***N. STRUTSKY***(Beltopgaz SPA, Minsk)*

*The article examines the issue of the place and role of insulating coatings in ensuring the reliability of steel underground gas pipelines. It has been shown that insulation is the main, basic means of protection against corrosion. A reliability model has been proposed for a linear section of a steel underground gas pipeline as a complex technical system consisting of unequal elements: a steel pipe as the main element that determines the operability/inoperability state of the system, and auxiliary protective elements – insulation and electrochemical protection, which reduce the level of corrosive effects of soil on the main element. This increases the degree of similarity of the reliability model to a real technical object, and also makes it possible to build a hierarchical structure of faults of various elements, taking into account their impact on the overall technical condition of the gas pipeline. It is proposed to consider its integrity as the determining physical parameter of the protective coating; the degree of preservation (loss) of integrity and the onset of the limiting state of the insulation should be assessed by the number (density) of defects.*

**Keywords:** *gas distribution network, underground steel gas pipeline, system with unequal elements, insulating coating, reliability, defect, failure.*