

УДК 620.1:622.691.4

И.В. Щербов<sup>1</sup>, e-mail: I.Scherbo@samaratransgaz.gazprom.ru; С.А. Холодков<sup>1</sup>, e-mail: S.Kholodkov@samaratransgaz.gazprom.ru;

Д.Н. Бельков<sup>1</sup>, e-mail: D.Belkov@samaratransgaz.gazprom.ru; Д.В. Комаров<sup>1</sup>, e-mail: D.Komarov@samaratransgaz.gazprom.ru;

Д.В. Жуков<sup>1</sup>, e-mail: DV.Zhukov@samaratransgaz.gazprom.ru

<sup>1</sup> ООО «Газпром трансгаз Самара» (Самара, Россия).

# ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ДАННЫХ ВНУТРИТРУБНОГО ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

В настоящее время наиболее полную картину технического состояния протяженных объектов линейной части магистральных газопроводов обеспечивает внутритрубное техническое диагностирование магнитными снарядами. Соответственно, от повышения качества данного метода контроля напрямую зависят не только надежность и безопасность эксплуатации газотранспортной системы, но и выполнение обязательств компании по снабжению природным газом российских и зарубежных потребителей. Процедура приемки результатов внутритрубного технического диагностирования на объектах ПАО «Газпром» регламентируется стандартом организации СТО Газпром 2-2.3-1050-2016 «Внутритрубное техническое диагностирование. Требования к проведению, приемке и использованию результатов диагностирования». В статье рассмотрены проблемные вопросы, связанные с использованием данного стандарта в условиях реального производства. Показано, что регламентированные объемы дополнительного дефектоскопического контроля в шурфах для приемки технических отчетов являются необоснованно высокими. Отмечено отсутствие зависимости между количеством контрольных шурфов и протяженностью газопроводов, подвергающихся внутритрубному техническому диагностированию. Кроме того, в существующей модели определения объемов дополнительного дефектоскопического контроля не используются данные других обследований на объектах газотранспортных предприятий. Авторами статьи предложен аналитический метод определения количества контрольных шурфов, необходимых для приемки данных внутритрубного технического диагностирования. Методика создана по результатам более чем десятилетней совместной работы ООО «Газпром трансгаз Самара» и диагностических организаций. Оптимизация процесса планирования количества контрольных шурфов и мест экскавации позволит сократить затраты на проведение дополнительного дефектоскопического контроля в шурфах и обеспечит принятие адекватного, обоснованного решения о достоверности данных внутритрубного технического диагностирования.

**Ключевые слова:** внутритрубное техническое диагностирование, дефект трубопровода, дополнительный дефектоскопический контроль в шурфах, достоверность данных, приемка работ, планирование, статистическая обработка.

## ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день внутритрубное техническое диагностирование (ВТД) является наиболее совершенным и экономически

выгодным способом обследования, позволяющим с высокой степенью достоверности выявлять опасные дефекты линейной части магистральных газопро-

водов (ЛЧ МГ), оценивать техническое состояние протяженных участков, а также прогнозировать объемы их капитального ремонта (КР).

Стандартом [1] определено три сценария приемки результатов ВТД:

- 1) без проведения дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК);
- 2) по результатам ДДК без применения статистической обработки данных ВТД и ДДК;
- 3) по результатам ДДК с применением статистической обработки данных ВТД и ДДК.

Предложенные по второму и третьему сценариям подходы имеют определенные недостатки, основным из которых является сложность планирования объема ДДК на участках газопроводов, включенных в план ВТД. Такая ситуация возникает из-за того, что стандарт [1] регламентирует не количество мест экскавации для выполнения ДДК (шурфов), а число однотипных дефектов, которые необходимо проконтролировать.

Контролю в шурфах подлежат все группы дефектов, размеры которых в соответствии с [2] позволяют обнаруживать и распознавать их с вероятностью не менее 90 %. Согласно п. А. 5.2 [2] с такой вероятностью системы ВТД должны идентифицировать такие типы основных дефектов и особенностей, как:

- коррозия;
- продольные и поперечные канавки;
- вмятины и гофры;
- шлифовки продольных и спиральных швов;
- заварки технологических отверстий;
- дефекты проката.

В зависимости от сценария приемки стандарт [1] устанавливает различные объемы дефектов, которые необходимо обследовать при ДДК. Так, по второму сценарию (без применения статистической обработки) требуется обследовать по 10 дефектов каждого типа, по третьему сценарию (с применением статистической обработки) – 25. Таким образом, количество мест экскавации может варьироваться от 1 до 60 (6 × 10) или от 1 до 150 (6 × 25). На рис. 1 в качестве при-

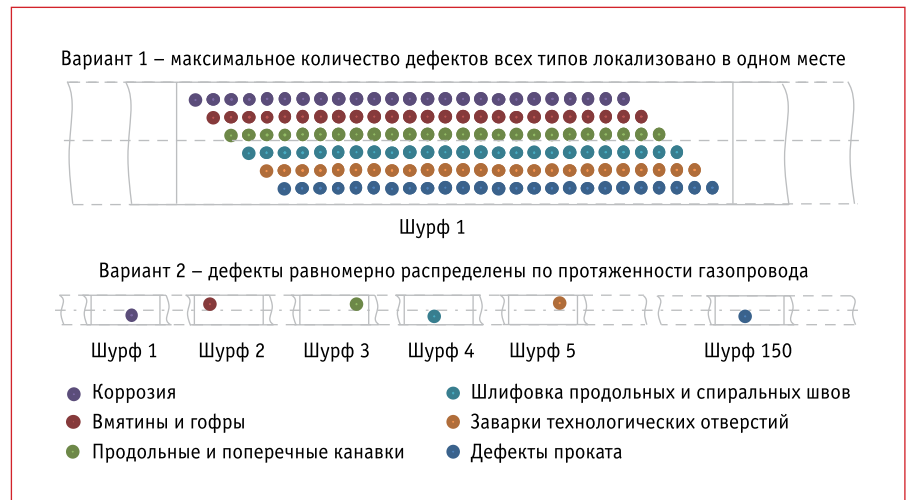


Рис. 1. Варианты распределения максимального количества дефектов на диагностируемом участке газопровода

мера рассмотрены два варианта распределения максимального количества дефектов на газопроводе, которые необходимо обследовать при ДДК для принятия результатов ВТД. В первом случае они расположены на одной трубе, во втором – на 150, что влечет за собой разные объемы экскавационных работ при подготовке контрольных шурфов. Такой разрыв в количестве шурфов не позволяет эксплуатирующим организациям (ЭО) эффективно и в короткие сроки провести контрольные диагностические работы, требует значительных финансовых затрат, создает сложности организационного характера. Использование предложенной методики целесообразно лишь в лабораторных условиях при стендовых испытаниях внутритрубных приборов, где дефекты искусственного и естественного происхождения сконцентрированы на ограниченном числе труб или катушек и для их обследования не требуется шурфовка газопровода.

За последние 11 лет (с 2009 по 2019 г.) на газопроводах ООО «Газпром трансгаз Самара» ВТД выполнялось 169 раз. По результатам пропуска внутритрубных приборов разработаны программы обследования потенциально опасных участков (ПОУ) в шурфах, в которые включались наиболее

опасные дефекты в соответствии с требованиями действующей нормативной документации ПАО «Газпром» и с учетом местных условий эксплуатации объектов. Статистический анализ показал, что в программу обследования ПОУ в среднем включаются 49 труб. Плотность распределения опасных дефектов составляет 1,06 на одну включенную в программу трубу, что фактически позволяет принять показатель плотности за 1.

В ООО «Газпром трансгаз Самара» ведется подробный учет результатов ВТД и контроль за ходом диагностических и ремонтных работ на трубах, включенных в программы обследования ПОУ, для чего была разработана и внедрена специальная база данных [3]. Качественный пошаговый учет жизненного цикла трубных секций «ВТД – дополнительное обследование в шурфах – ремонт» значительно упрощает определение параметров вывода в ремонт участков газопроводов – проблему, являющуюся общей для газотранспортных обществ и описанную в [4].

Благодаря большому объему накопленной информации система [3] позволяет решать и другие задачи, такие, например, как оценка технического состояния локальных участков газопроводов по результатам ВТД и их ранжирование



Рис. 2. Соотношение количества труб по программам обследования потенциально опасных участков в шурфах с требуемыми объемами шурфовых обследований, %

для вывода в КР, механизм которого подробно изложен в [5].

По результатам наработанных статистических данных установлено, что в 93 % случаев количество шурфов, требуемых для диагностирования труб по программе обследования ПОУ, меньше максимального количества шурфов, необходимых для принятия результатов ВТД по второму (меньше 60 шт., или 24 %) и третьему (60–150 шт., или 69 %) сценариям. Таким образом, объемы обследований, регламентированные [1] для приемки отчетов ВТД, в большинстве случаев существенно превышают количество труб с опасными дефектами, требующими проведения ДДК и ремонтных мероприятий в межинспекционный период (рис. 2).

Также стандартом [1] не учитывается протяженность газопровода: на участках длиной как до 1 км, так и более 100 км объем обследований должен быть тождественным. Качество данных ВТД определяется квазипостоянными и переменными факторами. К первым относятся конструкция и технические характеристики снарядов ВТД, исправность применяемого оборудования, программное обеспечение и опыт дешифрования результатов, ко вторым – локальная степень очистки газопровода, промагничность стенки труб, скорость прохождения снарядов. Количество контрольных шурфов

должно быть, с одной стороны, статистически значимым и экономически целесообразным, с другой – необходимо соблюсти принцип репрезентативности за счет равномерного распределения мест ДДК по трассе газопровода.

В связи с появлением внутритрубных снарядов малого диаметра увеличилось количество и протяженность участков газопроводов, подвергающихся ВТД. Вместе с тем увеличение времени эксплуатации газопроводов, а также отсутствие гармонизации действующих нормативных документов приводят к существенному повышению объема ДДК по результатам ВТД, вследствие чего увеличиваются объем изоляционных и ремонтных работ, а также затраты на оплату ущерба землепользователям.

Поэтому в условиях сокращения лимитов все более актуальным становится сокращение объема ДДК при одновременном обеспечении высокого качества данных ВТД.

#### ПРЕДЛАГАЕМАЯ МЕТОДИКА

Для решения данной задачи предлагаем приемку данных ВТД по результатам ДДК без применения и с применением статистической обработки данных заменить одной общей процедурой, количество труб для ДДК привязать к протяженности обследуемого участка и к техническому состоянию диа-

гностируемого участка по данным предыдущих обследований.

Выполнение предъявляемых [1] требований в части как подготовки большого количества шурфов, так и организации совместного обследования с диагностической организацией является сложной задачей. Кроме того, такая работа на реальном производстве во многих случаях является неэффективной и не позволяет существенно повысить достоверность данных ВТД. Связано это с тем, что основа корректирующих коэффициентов во многом формируется из априорной информации о сходимости данных по различным группам дефектов, имеющейся у эксплуатирующей и диагностической организаций. Важной составляющей такой информации являются программы обследования ПОУ. Обследование опасных дефектов в шурфах по указанным программам методами неразрушающего контроля (НК) позволяет корректировать сходимость данных технического отчета, а также оценивать качество работы диагностической организации на протяжении всего межинспекционного периода. Предыдущий отчет ВТД вместе с информацией о его сходимости с данными ДДК позволяют прогнозировать изменение технического состояния обследуемого участка и использовать статистические данные при приемке новых внутри-

трубных пропусков. Также необходимо отметить, что характеристики применяемого оборудования в части точности данных из года в год существенно не меняются.

Поэтому при приемке результатов ВТД наиболее информативным является обследование труб в шурфах (2–3 шт.), расположенных в местах превышения скорости дефектоскопов, а также дефектов, которые сложно обнаружить при диагностике внутритрубными устройствами, в т. ч. стресс-коррозию.

Из этого следует, что объем контроля однотипных дефектов для ДДК в соответствии с [1] целесообразно назначать только при проведении натуральных испытаний внутритрубных комплексов для включения оборудования в Реестр диагностических комплексов ВТД ЛЧ МГ при допуске на объекты ПАО «Газпром».

Количество шурфов для приемки результатов ВТД без применения статистической обработки данных необходимо вычислять аналитически с привязкой к протяженности диагностируемого участка. Причем функция между протяженностью участка и количеством шурфов должна быть постоянно возрастающей. Возможными зависимостями между указанными параметрами являются линейная, показательная и логарифмическая. Авторами статьи [6] было наглядно показано, что в условиях рассматриваемой задачи наиболее предпочтительной является логарифмическая зависимость:

$$n = \ln(K \cdot l), \quad (1)$$

где  $l$  – протяженность диагностируемого участка, км;  $K_l = 1/12$  – коэффициент, предназначенный для перевода протяженности диагностируемого участка в общее количество обследуемых труб.

Для того чтобы учесть данные предыдущего ВТД, предлагается ввести два дополнительных коэффициента, используемых также во Временной методике [7]:

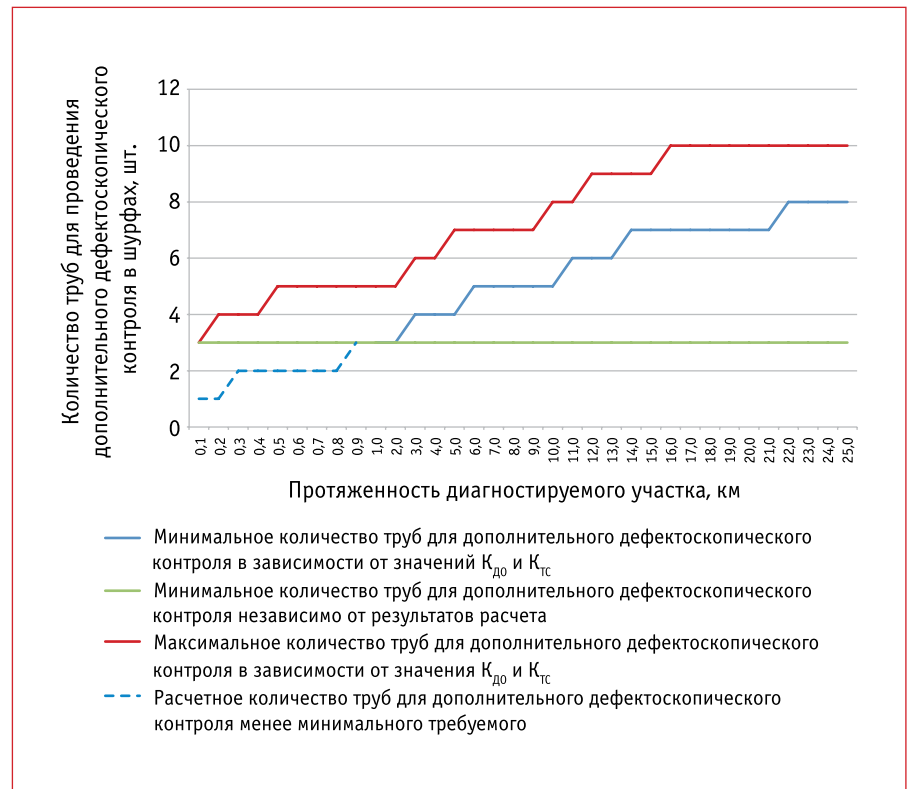


Рис. 3. Номограммы для определения минимального и максимального значений количества труб для обследования:  $K_{до}$  – коэффициент учета информативности предыдущего внутритрубного технического диагностирования в зависимости от диагностической организации, выполнявшей на участке работы;  $K_{тс}$  – коэффициент, предназначенный для учета фактического технического состояния диагностируемого участка по результатам предыдущего внутритрубного технического диагностирования

1)  $K_{до}$  – коэффициент учета информативности предыдущей ВТД в зависимости от диагностической организации, выполнявшей на участке работы;

2)  $K_{тс}$  – коэффициент, предназначенный для учета фактического технического состояния диагностируемого участка по результатам предыдущей ВТД.

Коэффициент  $K_{до}$  предлагается определять по формуле:

$$K_{до} = \frac{1}{K_{сходимости} / 100\%}, \quad (2)$$

где  $K_{сходимости}$  – коэффициент сходимости данных в зависимости от диагностической организации, выполнявшей предыдущее ВТД.

Коэффициент сходимости определяется по актуальному анализу сходимости фактических данных ДДК в шурфах с предыдущими данными ВТД. Встроенные в базу данных [3] аналитические алгоритмы позво-

ляют с высокой степенью вероятности получать фактические значения  $K_{сходимости}$  на требуемые участки. В случае если ВТД проводится впервые, вычислять коэффициент сходимости предлагается в разрезе типов дефектов по различным критериям, включая выборку по диагностическим организациям, диаметрам газопроводов и другим параметрам. При отсутствии необходимых статистических данных  $K_{сходимости}$  предлагается определять по актуальным результатам натуральных испытаний диагностических комплексов в ПАО «Газпром». На сегодняшний день таковыми являются данные испытаний 2017 г., выполненных на базе ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» (табл. 1).

В свою очередь,  $K_{тс}$  предлагается определять по формуле:

$$K_{тс} = \frac{\sum_i K_{тс,и,ж}}{i}, \quad (3)$$

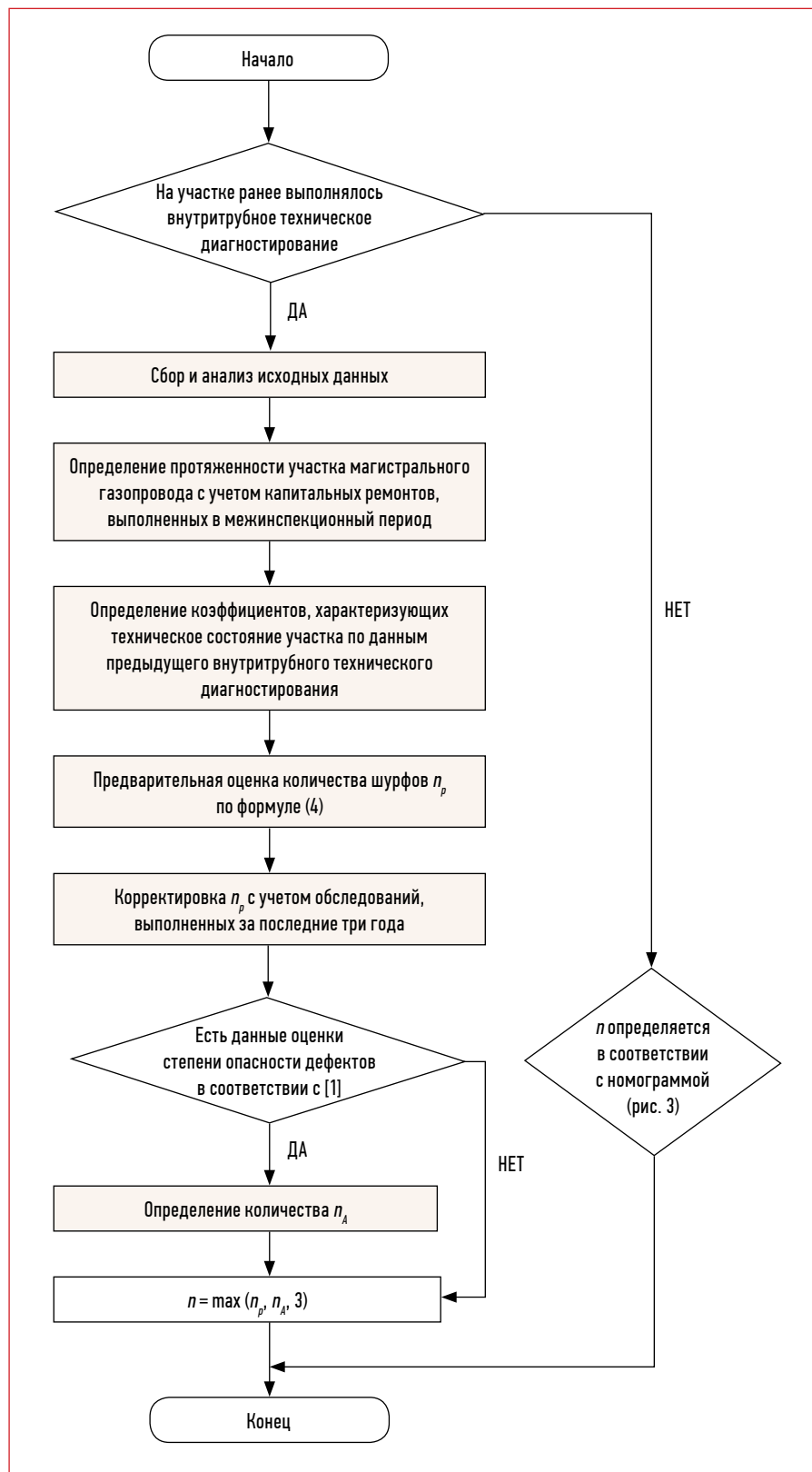


Рис. 4. Блок-схема для определения количества контрольных шурфов для приемки результатов внутритрубного технического диагностирования:  $n$  – количество контрольных шурфов для приемки результатов внутритрубного технического диагностирования;  $n_p$  – промежуточное количество контрольных шурфов, рассчитанное по формуле (4);  $n_A$  – количество неотремонтированных труб с дефектами категории А в соответствии с [1] по предыдущему внутритрубному техническому диагностированию

где  $K_{TC_{меж}}$  – коэффициент, характеризующий фактическое техническое состояние межкранового участка на диагностируемом газопроводе;  $i$  – количество межкрановых участков на диагностируемом газопроводе.

Коэффициенты  $K_{TC_{меж}}$  определяются по табл. 2 в зависимости от значения показателей технического состояния межкрановых участков  $R_{ВТД}$ , рассчитанных в соответствии с методикой, указанной в [8].

Таким образом, итоговая формула для расчета количества труб, которые необходимо обследовать в шурфах для приемки результатов ВТД, примет вид:

$$n = \ln(K_i \cdot K_{до} \cdot K_{ТС} \cdot l). \quad (4)$$

При этом если в межинспекционный период на участке выполнялся КР методом переизоляции с частичной или полной заменой труб, то при определении протяженности диагностируемого участка в формуле (4) рекомендуется не учитывать отремонтированные зоны. Поскольку область значения коэффициентов  $K_{до}$  и  $K_{ТС}$  известна, можно построить номограммы для минимального и максимального значений  $n$  (рис. 3), полученных по формуле (4) (все расчетные значения  $n$  округлены до целого в большую сторону).

Важно подчеркнуть, что на участках протяженностью до 1 км  $n$  может принимать значение менее 3. Однако очевидно, что обследование в 1–2 шурфах не позволит принять обоснованное решение о достоверности данных ВТД. Поэтому независимо от результатов расчета по формуле (4) минимальное количество труб для ДДК должно равняться трем. Результаты измерений, полученные по данным ВТД и ДДК, для приемки технического отчета должны совпадать в 51 % случаев и более.

Если ВТД на участке выполняется впервые, количество шурфов для приемки технического отчета рекомендуется назначать по наи-

Таблица 1. Результаты натурных испытаний диагностических комплексов

Специализированная организация	Выявление коррозионных дефектов, %	Выявление трещиноподобных дефектов глубиной 15–20 % толщины стенки трубы, %	Коэффициент сходимости данных в зависимости от диагностической организации, выполнявшей предыдущее внутритрубное диагностирование, $K_{сходимости}$
ООО «НПЦ «ВТД»	100	81,8	90,9
АО «ГазПриборАвтоматикаСервис»	100	45,5	72,8
АО «Газпром оргэнергогаз»	82,4	36,4	59,2
АО «Бейкер Хьюз»	94,1	18,2	56,15

Таблица 2. Зависимость значений коэффициента, характеризующего фактическое техническое состояние межкранового участка на диагностируемом газопроводе,  $K_{ТС\text{меж}}$ , от показателей технического состояния межкрановых участков, рассчитанных в соответствии с [8],  $P_{\text{ВТД}}$

$P_{\text{ВТД}}$	$K_{ТС\text{меж}}$
$P_{\text{ВТД}} \leq 0,03$	0,1
$0,03 < P_{\text{ВТД}} \leq 0,06$	0,2
$0,06 < P_{\text{ВТД}} \leq 0,3$	0,8
$P_{\text{ВТД}} > 0,3$	1,0

более консервативному варианту (красная линия на рис. 3). Если же на участке уже выполнялось ВТД и имеются данные о дефектах категории А, то количество шурфов для ДДК предлагается определять по формуле:

$$n = \max(n_A; n_p), \quad (5)$$

где  $n_A$  – количество неотремонтированных труб с дефектами категории А (классифицированных в соответствии со стандартом [1]), зарегистрированных при преды-

дущем ВТД;  $n_p$  – количество труб, получаемых аналитическим путем по формуле (4).

Наличие фактических результатов ДДК в шурфах не старше трех лет, выполненных по результатам предыдущей ВТД, позволяет включить их в комплекс аналитической информации, задействованной в приемке результатов текущей ВТД, и обоснованно сократить объем контрольных шурфовых обследований. Алгоритм определения количества контрольных шурфов для приемки ВТД представлен на рис. 4.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изменение процедуры приемки результатов ВТД позволит:

- 1) значительно сократить затраты на проведение ДДК в шурфах с обеспечением достоверности данных за счет комплекса мероприятий, включающих аналитическое использование результатов предыдущих ВТД и ДДК;
- 2) дифференцированно и обоснованно определять количество требуемых мест обследования в зависимости от протяженности и степени повреждения диагностируемых участков с сохранением максимально возможного режима безопасной эксплуатации;
- 3) составлять маршрутные карты, планировать объем требуемых материалов для проведения ремонтных и изоляционных работ, прогнозировать объем размера оплаты ущерба землепользователям.

## Литература:

1. СТО 2-2.3-1050-2016. Внутритрубное техническое диагностирование. Требования к проведению, приемке и использованию результатов диагностирования. СПб.: Газпром Экспо, 2018. 65 с.
2. ГОСТ Р 55999-2014. Внутритрубное техническое диагностирование газопроводов. Общие требования [Электронный источник]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200111795> (дата обращения: 15.04.2020).
3. Система контроля выполнения программ обследования потенциально опасных участков трубопроводов по результатам внутритрубной диагностики: свидетельство о госрегистрации программы для ЭВМ RU 2017662462 / Жуков Д.В., Колесников А.В.; заявитель и правообладатель ООО «Газпром трансгаз Самара». № 2017614631; заявл. 22.05.2017; опублик. 08.11.2017.
4. Велиулин И.И., Городниченко В.И., Шуваев А.С. и др. К вопросу об оптимизации вывода участков газопроводов в капитальный ремонт // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018. № 12. С. 82–88.
5. Жуков Д.В., Комаров Д.В., Коновалов С.В. Система анализа результатов внутритрубного диагностирования для оценки технического состояния линейной части магистральных газопроводов // Системы автоматизации в образовании, науке и производстве. AS'2019: труды XII Всероссийской научно-практической конференции (с международным участием). Новокузнецк: Изд. Центр СибГИУ, 2019. С. 149–152.
6. Чубаров В.М., Щербо И.В., Холодков С.А. и др. Практика применения методики оценки технического состояния технологических трубопроводов компрессорных станций // Газовая промышленность. 2018. № 9 (774). С. 92–96.
7. Временная методика прогнозирования объемов ремонта газопроводов заменой труб на участках, планируемых к проведению ВТД. Нижний Новгород: ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», 2019. 17 с.
8. СТО Газпром 2-2.3-292-2009. Правила определения технического состояния магистральных газопроводов по результатам внутритрубной инспекции. Москва: ОАО «Газпром», 2009. 27 с.