

## ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ГАЗОПРОВОДОВ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ

УДК 622.691.4+658.58

А.А. Филатов, к.т.н. (Москва, РФ)

И.И. Велиюлин, д.т.н., ООО «ЭКСИКОМ» (Москва, РФ)

А.Д. Лазарев, ООО «ЭКСИКОМ»

Р.Р. Хасанов, ООО «ЭКСИКОМ», hasanov@eksikom.ru

В статье проанализирована ситуация, сложившаяся к настоящему времени в области методов и технологий капитального ремонта газопроводов. Во второй половине 1970-х гг. с учетом характера и масштабов поражения труб магистрального газопровода «Бухара – Урал» (1-я, 2-я нитки) единственным методом ремонта являлась полная замена участков с коррозионно-опасными трубами. В то же время была налажена работа по обследованию технического состояния участков с определением зон с поврежденной изоляцией и очагами коррозии. Анализ состояния магистральных газопроводов позволил прийти к выводу о неравномерности аварий и дефектов труб по длине газопроводов и нецелесообразности полной замены участков. В итоге была введена в действие Инструкция по выборочному капитальному ремонту газопроводов, в которой прописаны основы организации и технологии ремонтных работ на газопроводах на основе данных обследований.

Работы проводились по схеме параллельной прокладки участка рядом с заменяемым. Данная схема позволяла практически исключить простой участка и снижение объемов транспорта газа. Введение в 2011 г. новой редакции Градостроительного кодекса РФ, в соответствии с которой технология с параллельной прокладкой нового участка рядом с заменяемым контролирующими налоговыми органами трактуется как реконструкция, отрицательно сказалось на ремонте одноструйных газопроводов и газопроводов-отводов, так как газотранспортные общества при ремонте магистральных газопроводов методом замены труб укладывают новые трубы в ту же траншею, где находится ремонтируемый трубопровод, при этом прекращая поставку газа потребителям, порой на длительный период.

В статье проанализированы достоинства и недостатки принципиальной технологической схемы капитального ремонта газопровода в траншее. По итогам проведенного анализа сделан вывод, что для повышения эффективности ремонтных работ в ближайшее время необходим пересмотр СТО Газпром 2-2.3-231-2008 «Планирование капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов».

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ, СТРЕСС-КОРРОЗИОННЫЙ ДЕФЕКТ, КОРРОЗИОННЫЙ ДЕФЕКТ, ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ РАБОТЫ.

Работы по капитальному ремонту газопроводов в системе ПАО «Газпром» начались во второй половине 1970-х гг. на магистральных газопроводах (МГ) «Бухара – Урал» (1-я и 2-я нитки). Данные газопроводы на отдельных участках были проложены в грунтах, обладающих высокой коррозионной активностью. В результате несоблюдения сроков ввода в эксплуатацию системы электрохимической защиты или ввода ее с серьезными нарушениями на отдельных участках

происходило значительное число разрушений вследствие питтинговой и очаговой коррозии труб. С учетом характера и масштабов поражения труб единственным методом ремонта являлась полная замена участков с коррозионно-опасными трубами.

В конце 1970-х гг. на объектах магистрального транспорта газа была налажена работа по обследованию технического состояния участков с определением зон с поврежденной изоляцией и очагами коррозии. На этом

этапе эксплуатации считалось, что коррозия может проявляться только в местах нарушений изоляции. Глубокий анализ состояния МГ привел к выводу о неравномерном распределении аварий и дефектов труб по длине газопроводов и нецелесообразности полной замены участков. В результате в 1981 г. была введена в действие Инструкция по выборочному капитальному ремонту газопроводов, в которой были прописаны основы организации и технологии ремонтных

**Filatov A.A.**, Candidate of Sciences (Engineering) (Moscow, Russian Federation)

**Veliyulin I.I.**, Doctor of Sciences (Engineering), EKSİKOM LLC (Moscow, Russian Federation)

**Lazarev A.D.**, EKSİKOM LLC

**Khasanov R.R.**, EKSİKOM LLC, hasanov@eksikom.ru

### Features of technology of overhaul repair of gas pipelines at the present stage

The article analyzes the current state in the field of methods and technology of overhaul repair of gas pipelines. In the second half of the 1970s, the complete replacement of sections with corrosion-hazardous pipes was the only method of repair, taking into account the degree the damage to the pipes of the Bukhara – Ural main gas pipeline (1st and 2nd pipeline strings). At the same time, condition survey of the areas has been arranged for detection the zones with damaged lagging and corrosion centers. Analysis of the state of the main gas pipelines led to the conclusion that there was the unsteadiness in distribution of the accidents and the pipe defects along the gas pipelines. Thus, the complete replacement of the pipeline sections was inefficient. As a result, the Instruction on Selective Overhaul of Gas Pipelines was put into effect, where the fundamentals of management and technology of repair work on gas pipelines were presented on the basis of research data. The works were carried out according to the scheme of parallel pipelaying near the replaced section. This scheme made possible to practically exclude the operational downtime of a section and to prevent decreasing of gas transport volume. In the new edition of the Urban Planning Code of the Russian Federation introduced in 2011, the technology with parallel laying of a new section near the replaced one is interpreted by control tax authorities as a reconstruction. Acceptance of this document has negatively affected on the repair of single lead gas pipelines and gas pipeline branches. During repair of main gas pipelines by the pipe replacement method, the gas transportation companies are forced to laid new pipes in the same trench, where was the damaged pipe. When this happens, the supply of gas to consumers is stopping, sometimes at long period. The article analyzes the advantages and disadvantages of the fundamental technological scheme of the gas pipeline overhaul in the trench. Based on the results of the analysis, it was concluded that in the near future it is necessary to revise the STO Gazprom 2-2.3-231-2008 "Planning the Overhaul of the Linear Part of the Main Gas Pipelines" in order to improve the efficiency of repairs.

**KEYWORDS:** OVERHAUL REPAIR, STRESS-CORROSION DEFECT, CORROSION DEFECT, DIAGNOSTIC WORK.

работ на газопроводах на основе данных обследований.

Параллельно велась работа по созданию машин и механизмов для производства ремонтно-строительных работ, включая машины для подкопа под трубопровод, очистные, изоляционные и средства малой механизации для ремонта локальных участков. Однако до середины 1990-х гг., когда была развернута работа по расширению применения внутритрубной дефектоскопии (ВТД), основным методом ремонта продолжал оставаться метод с полной заменой ремонтного участка. При этом ремонтные работы проводились по принципу параллельной прокладки участка рядом с заменяемым, что практически исключало простой участка и снижение объемов транспорта газа.

С введением в действие в 2011 г. новой редакции Градостроительного кодекса РФ [1] технология с параллельной прокладкой ново-

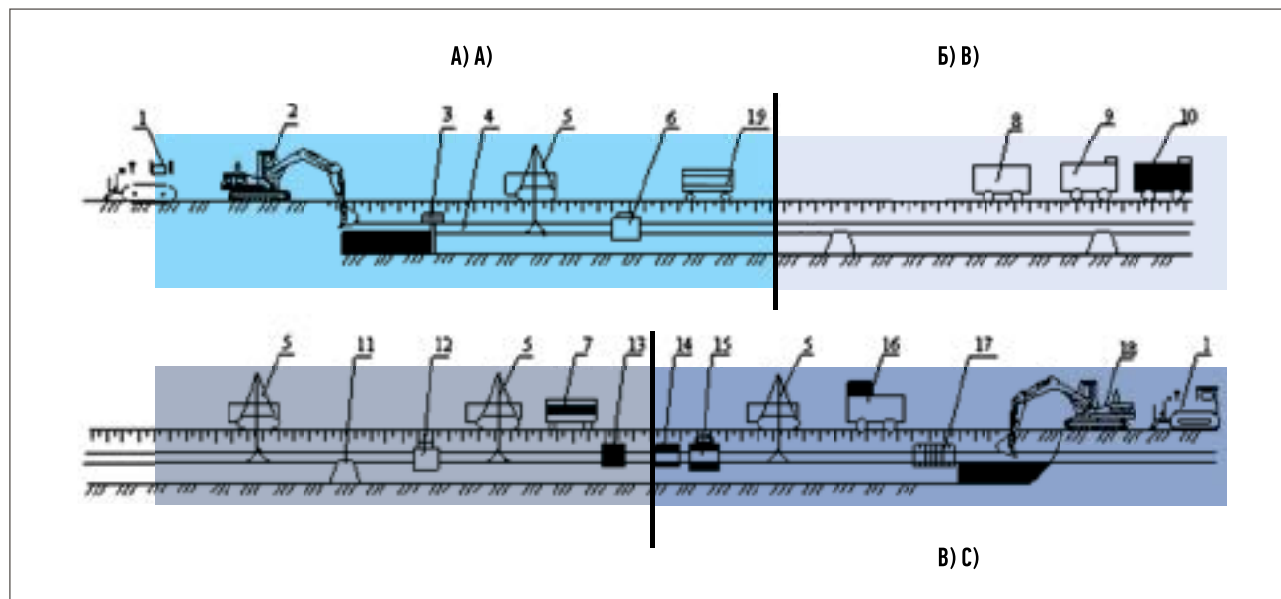
го участка рядом с заменяемым контролирующими налоговыми органами трактуется как реконструкция. Это следует из п. 14.1 [1]: «Реконструкция линейных объектов – изменение параметров линейных объектов или их участков (частей), которое влечет за собой изменение класса, категории и (или) первоначально установленных показателей функционирования таких объектов (мощности, грузоподъемности и других) или при котором требуется изменение границ полос отвода и (или) охранных зон таких объектов». Основные рациональные организационные и технологические аспекты капитального ремонта МГ прописаны в СТО Газпром 2-2.3-231-2008 [2], которым при капитальном ремонте линейной части МГ предусмотрены следующие основные методы:

- выборочный ремонт участков МГ с установкой ремонтных муфт или вырезкой опасных дефектов (установка «катушек»);

- переизоляция участков МГ с вырезкой опасных дефектов (установка «катушек») или заменой дефектных труб и сварных соединений;

- замена труб частичная или полная на участках МГ.

Учитывая вышеизложенное, во избежание нарушения п. 14.1 Градостроительного кодекса РФ газотранспортные общества при ремонте МГ методом замены труб укладывают новые трубы в ту же траншею, где находился ремонтируемый трубопровод, порой отключая при этом потребителей от поставок газа на длительный период. В соответствии с программами по капитальному ремонту газопроводов на 2004–2010 гг. и 2011–2015 гг. основным методом ремонта был определен метод переизоляции участков с заменой дефектных труб по технологии «ремонт с подъемом участка в траншею или с выкладкой на берму». С выходом инструкций по оценке дефектов труб в 2008 г.,



Принципиальная технологическая схема капитального ремонта газопровода в траншее:

а) зона вскрытия и предварительной очистки; б) зона диагностики и ремонта; в) зона нанесения изоляции и засыпки:  
1 – бульдозер; 2 – вскрышной экскаватор; 3 – подкапывающая машина; 4 – трубопровод; 5 – трубоукладчик; 6 – машина предварительной очистки; 7 – электростанция; 8 – пост отбраковки труб; 9 – сварочный пост; 10 – лаборатория контроля качества сварных соединений; 11 – инвентарные опоры; 12 – машина окончательной очистки; 13 – оборудование подогрева трубопровода; 14 – грунтовочная машина; 15 – изоляционная машина; 16 – лаборатория контроля качества изоляционного покрытия; 17 – машина для подсыпки и подбивки грунта под трубопровод; 18 – экскаватор засыпки; 19 – наружный сканер-дефектоскоп

The basic technological scheme of the gas pipeline overhaul in the trench:

a) opening and pre-cleaning zone; b) diagnostic and repair zone; c) zone of lagging application and backfilling:  
1 – bulldozer; 2 – stripping shovel; 3 – trenching machine; 4 – pipeline; 5 – pipe layer; 6 – precleaner; 7 – power station; 8 – pipe quality control station; 9 – welding station; 10 – laboratory for quality control of welded joints; 11 – inventory supports; 12 – final cleaning machine; 13 – pipeline heating equipment; 14 – priming machine; 15 – coating machine; 16 – laboratory of quality control of coating; 17 – machine for the embedding and compacting soil under the pipeline; 18 – backfilling excavator; 19 – external scanning flaw detector

а затем в 2013 г. [3] проведение работ по технологии с поддержанием трубопровода трубоукладчиками в траншее было прекращено вследствие невозможности нахождения дефектоскопистов в траншее с подвешенным трубопроводом. При укладке на опоры в траншее или на берму ремонтно-строительные организации вместо инвентарных опор используют земляные призмы, высота которых составляет в начальный момент около 0,4 м, по прошествии нескольких часов – менее 0,3 м, а после дождя и того меньше. Очевидно, что при таких условиях достоверная визуализация и измерение размеров дефектов по нижней образующей невозможны. Технологическая схема ремонта с укладкой на опоры для классического варианта ремонта изоляционного покрытия с незначительным числом дефектов

металла труб (СТО Газпром 2-2.3-231-2008) приведена на рисунке. В реальных условиях ремонта число коррозионных дефектов таково, что единый цикл движения ремонтной колонны разбивается на три этапа:

- удаление старой изоляции и укладка участка на опоры (лежки);
- диагностика и ремонт дефектных зон на трубах;
- финишная очистка труб, изоляция, укладка и засыпка участка.

Первый этап практически идентичен для газопроводов, эксплуатируемых в любых региональных условиях с различным типом и числом дефектов металла труб.

Работы второго этапа зависят как от типа и размеров дефектов, так и от категории труб и марок сталей, из которых они изготовлены. Так, в соответствии с [3] при выявлении труб со стресс-корро-

зионными дефектами они должны быть вырезаны и отправлены на участок, базу или завод для установления истинных размеров трещин. В результате образуется разрыв между этапами работ по удалению старого покрытия и нанесению новой изоляции. По опыту работ в северных регионах эти этапы могут реализовываться на значительном расстоянии от мест проведения работ, порой составляющем 5–6 км. При обнаружении большого числа таких труб встает вопрос о необходимости формирования большого запаса и своевременного подвоза труб на объект. Помимо строительных-монтажных работ усложняются и процессы дефектоскопии и отбраковки, так как при вырезке труб и отнесении их к категории АЗ трубы должны подлежать освидетельствованию, что требует усиления бригад и дополнитель-

ного финансирования. Кроме того, дополнительно потребуется проверять качество вновь сваренных труб. Следовательно, перед началом работ надо иметь достаточно достоверную информацию о дефектности и распределении повреждений по трассе. Но, к сожалению, полагаться на данные ВТД с дефектами коррозионного растрескивания под напряжением нельзя вследствие низкой эффективности дефектоскопов. Для получения уточненной информации необходимо выполнять обследование в шурфах, но и эта работа проводится в недостаточных объемах и не всегда качественно. Все эти факторы приводят к снижению темпов ремонта и срыву сроков сдачи объектов в эксплуатацию. На вопрос, что же делать, есть только один ответ: исполнителям работ – четко выполнять положения, прописанные в нормативных документах, а представителям надзорных

органов – более ответственно выполнять возложенные на них должностные обязанности.

Если траншея затопляемая, наиболее качественно ремонтные работы можно проводить на берме траншеи, поскольку, как ни откачивай воду, обеспечить нормальную работу в траншее не удастся. Важным элементом в создании условий для качественной работы диагностов является укладка трубных секций на инвентарные опоры для создания, с одной стороны, такого просвета между трубой и землей (не менее 0,6 м), который позволит проводить визуально-измерительный контроль по нижней образующей труб, с другой – гарантировать надежную фиксацию выложенного участка со снижением травматизма дефектоскопистов.

При ремонте МГ с полной заменой труб на участке первые два этапа проводятся полностью, затем трубопровод разрезается на

трубные секции, которые в зависимости от категории развозятся либо на заводы (базы), либо на площадки складирования труб категории Б, а в освобожденную траншею укладываются вновь сваренные секции. Наиболее частым нарушением при демонтировании ремонтируемого газопровода является проведение работ по разрезке труб без удаления изоляции и диагностики труб и одновременной транспортировке их на площадки складирования. Это приводит к большим осложнениям при проведении как очистных, так и диагностических работ, и неоднократно такие трубы вынужденно отправлялись в металлолом.

Есть особенности и в плане выборочного ремонта объектов по результатам ВТД или электрометрии. Для упрочнения ослабленных участков применяются стальные и стеклопластиковые муфты или ленты. Анализ пока-



группа компаний  
**ГОРОДСКОЙ ЦЕНТР ЭКСПЕРТИЗ**

# Консультант №1 в России\*

\*1-е место в рейтинге  
«Консалтинг в области организации производства».  
По данным «Эксперт РА» (2004–2010, 2012 гг.)

**УСЛУГИ  
СЛУЖБАМ  
ГЛАВНОГО  
ИНЖЕНЕРА**

**Экспертиза  
промышленной  
безопасности**

**Энергоаудит**

**Специальная  
оценка условий  
труда**

**Проектирование**

**Экологический  
аудит**

на правах рекламы

Работаем с предприятиями ПАО «Газпром» с 1998 года



Входит в GCE Group («ДжиСиИ Групп»).  
Международный консультант по организации производства

Санкт-Петербург: +7 (812) 334 5984 Москва: +7 (499) 176 8772  
[www.gce.ru](http://www.gce.ru)



зывает, что порой муфты устанавливаются без особой надобности и в большом количестве, при этом эксплуатирующие организации забывают о том, что муфта как элемент обеспечения поддержания работоспособности до проведения капитального ремонта участка является конструкцией временного использования. При длительной эксплуатации муфты необходимо поджимать. Эта процедура выполняется в ходе проведения работ по обслуживанию и профилактике на участке МГ со сбросом давления. При этом трубопровод уменьшается в диаметре, а муфта сохраняет геометрические параметры. В зазор могут попадать грунтовые воды, соли и пр., что впоследствии может привести к ухудшению свойств уплотнительного материала, повреждению изоляционного покрытия и нарушению целостности упрочняющей конструкции.

При необходимости использования выборочного метода ремонта важно провести экономические расчеты и определить целесообразность производства работ, поскольку стоимость единичного ремонта достаточно высока, и если, к примеру, на 1 км потребуются установить 10 упрочняющих стальных муфт, по стоимости это может быть приравнено к замене всего километра трубопровода.

Следует также учесть, что при достаточно большой общей протяженности газопроводов, не

приспособленных к ВТД, примерно 30 тыс. км из них (около 50 %) имеют DN 400 и менее. Анализ затрат на проведение капитального ремонта показывает, что газопроводы диаметром менее 400 мм ремонтировать методом переизоляции экономически нецелесообразно. В настоящее время более 50 % газопроводов-отводов имеют срок эксплуатации более 20 лет, что предполагает достаточно большой объем ремонта на одноточечных газопроводах, отключение которых на длительный период влечет большие финансовые потери и социальные проблемы.

Одним из возможных вариантов ремонта одноточечных газопроводов может стать ремонт под давлением газа. Этот метод ремонта не прописан в действующем стандарте (СТО Газпром 2-2.3-231-2008), однако имеется согласованная с ООО «Газнадзор» инструкция по применению данного метода и наработан положительный опыт его использования в ООО «Газпром трансгаз Махачкала». Планирование и применение этого метода неприемлемо на газопроводах с наличием стресс-коррозионных трещин, а кроме того, подразумевает проведение работ при сниженном давлении. Понятно, что работам должна предшествовать углубленная диагностика. Для возможности использования вышеуказанного метода в других газотранспортных обществах не-

обходимо переработать существующий СТО Газпром 2-2.3-231-2008, который на сегодняшний день по ряду позиций не дает адекватного решения и создает проблемы для реализации новых разработок. Очевидна большая значимость документа в плане обеспечения надежности и работоспособности Единой системы газоснабжения, а также влияние его на финансово-экономические аспекты. Во избежание возникновения негативных моментов важно, чтобы в разработке новой редакции стандарта приняла участие рабочая группа из ведущих специалистов отрасли под руководством профильных департаментов ПАО «Газпром».

Таким образом, на основании изложенного можно сделать вывод о необходимости проведения ремонта около 1,5–2,0 тыс. км газопроводов-отводов ежегодно в течение 10 лет с тенденцией к поэтапному увеличению.

В отдельных территориальных образованиях разработаны и реализуются региональные программы по реконструкции и ремонту региональных газопроводов.

Очевидно, пришло время для выработки общей для ПАО «Газпром» концепции по ремонту газопроводов-отводов, которая должна учесть все современные средства диагностики, а также возможность замены стальных труб на новый тип – полиэтиленовые, способные выдерживать давление до 6,0 МПа. ■

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Градостроительный кодекс Российской Федерации [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_51040/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51040/) (дата обращения: 08.12.2017).
2. СТО Газпром 2-2.3-231-2008. Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/data1/58/58460/> (дата обращения: 08.12.2017).
3. Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов (утв. Заместителем Председателя Правления ОАО «Газпром» В.А. Маркеловым 05.09.2013 г.) [Электронный ресурс]. Режим доступа: [www.zitt.ru/media/nodes/main/itemattach/attach/2014/09/instruktsiia\\_po\\_otsenke\\_defektov.pdf](http://www.zitt.ru/media/nodes/main/itemattach/attach/2014/09/instruktsiia_po_otsenke_defektov.pdf) (дата обращения: 08.12.2017).

#### REFERENCES

1. Urban Development Code of the Russian Federation [Electronic source]. Access mode: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_51040/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51040/) (Access date: December 8, 2017). (In Russian)
2. Company Standard. STO Gazprom 2-2.3-231-2008. Rules for the Conduction of Works during the Overhaul of the Linear Part of the Gas Trunk Pipelines of Gazprom OJSC [Electronic source]. Access mode: <http://files.stroyinf.ru/data1/58/58460/> (Access date: December 8, 2017). (In Russian)
3. Guidelines for the Estimation of Defects in Pipes and Fittings for Repair and Diagnostics of Main Gas Pipelines (approved by V.A. Markelov, Deputy Chairman of the Management Committee of Gazprom OJSC on September 5, 2013) [Electronic source]. Access mode: [www.zitt.ru/media/nodes/main/itemattach/attach/2014/09/instruktsiia\\_po\\_otsenke\\_defektov.pdf](http://www.zitt.ru/media/nodes/main/itemattach/attach/2014/09/instruktsiia_po_otsenke_defektov.pdf) (Access date: December 8, 2017). (In Russian)