

УДК 622.691.24

# Необходимость повышения эффективности капитального ремонта участков ЛЧМГ ОАО «Газпром» на основе комплексного анализа их технического состояния

**А.А. Филатов** (ОАО «Газпром», РФ, Москва), **И.И. Велиюлин, Д.К. Мигунов, М.А. Широков, В.И. Городниченко, А.С. Шuvaев** (ОАО «Оргэнергoгаз», РФ, Москва)

E-mail: [AI.Filatov@adm.gazprom.ru](mailto:AI.Filatov@adm.gazprom.ru)

**В статье рассмотрены проблемные вопросы капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов. Многолетний опыт работ по анализу технического состояния и планирования капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов позволил авторам сделать вывод о необходимости пересмотра системы проведения капитального ремонта с учетом как технологических, так и природных факторов. Основными и приоритетными задачами, решаемыми на современном этапе, должны стать в первую очередь оптимизация ремонтных работ и объемов финансирования на основе достоверных данных диагностики, а также подходов к планированию капитального ремонта с учетом региональных особенностей.**

*Ключевые слова:* газопровод, капитальный ремонт, стресс-коррозионный дефект, внутритрубная дефектоскопия, техническое состояние.

В соответствии с Программой по ремонту изоляционных покрытий газопроводов на период 2004–2010 гг. планировалось произвести капитальный ремонт наиболее дефектных участков общей протяженностью 17 тыс. км. По сравнению с предыдущим периодом, а с 1992 по 2003 г. было отремонтировано всего 8 тыс. км, – это был продиктованный требованием ситуации и времени необходимый шаг.

В целях успешной реализации проекта были созданы производственные мощности для выпуска ремонтной техники, оборудования и материалов, включающих трубы, изоляционные покрытия, балластирующие средства, запорно-регулирующую арматуру и пр.

Кроме того, была разработана новая нормативная база, произведена оценка готовности подрядных организаций, созданы новые виды диагностических средств и т. д.

С 2007 по 2009 г. протяженность отремонтированных участков в газотранспортных обществах с наибольшими объемами капитального ремонта составила около 4,5 тыс. км.

Что касается стоимостных показателей в данном промежутке времени, можно отметить рост стоимости ремонта 1 км газопровода диаметром 1420 мм. Этот рост обусловлен выполнением ремонта в сложных природно-климатических условиях, что характерно для «северных» трансгазов, где газопроводы диаметром 1420 мм имеют наибольшую протяженность (рис. 1).

Тем не менее вследствие мирового кризиса и снижения объемов финансирования в конце 2009 и 2010 гг. общая протяженность отремонтированных газопроводов, запланированных по Программе, составила 76 %.

Чтобы понять, какова ситуация в области капитального ремонта газопроводов на данном этапе, был проведен анализ ремонтных работ за последнее десятилетие.

Приведем наиболее значимые и характерные результаты такого анализа.

В настоящее время сложилась неоднозначная ситуация с участками газопроводов со сроками эксплуатации от 20 лет и наличием стресс-коррозионных дефектов.

Проблема заключается в том, что, когда эти участки ремонтировались в период с 2004 по 2010 г., применявшиеся в то время диагностические средства, включая сканер-дефектоскопы, не позволяли выявлять трещины глубиной 5–10 % от толщины стенки и длиной 40–50 мм, а число этих оказавшихся пропущенными дефектов могло быть значительным. Вполне вероятно, что за следующие 5–10 лет эксплуатации эти дефекты развились и к настоящему времени некоторые из них должны выявляться средствами внутритрубной дефектоскопии.

Известно, что основная идея капитального ремонта методом переизоляции заключается в замене старых типов покрытий, не обеспечивающих длительную защиту труб от коррозии, новыми долговечными, а также в замене или ремонте дефектных труб, концентраторы напряжений на которых представляют потенциальную опасность для надежной эксплуатации. Если что-то из этих двух компонентов (выявление и устранение дефектов, а также нанесение качественной изоляции) не осуществляется, значит, деньги потрачены неэффективно.

Следует отметить, что нередки случаи, когда наряду с участками с большим числом коррозионных дефектов соседствуют участки с полным отсутствием дефектов, а состояние изоляции практически такое же плохое.

Если на объекте нет стресс-коррозии, то ремонт этих зон с низкой коррозионной активностью, вообще говоря, совсем не обязателен и даже не логичен. Понятно, что, отремонтировав зоны с дефектными трубами, мы можем с уверенностью принять, что весь межкрановый участок может в течение длительного времени обеспечивать высокий уровень работоспособности (рис. 2). Однако

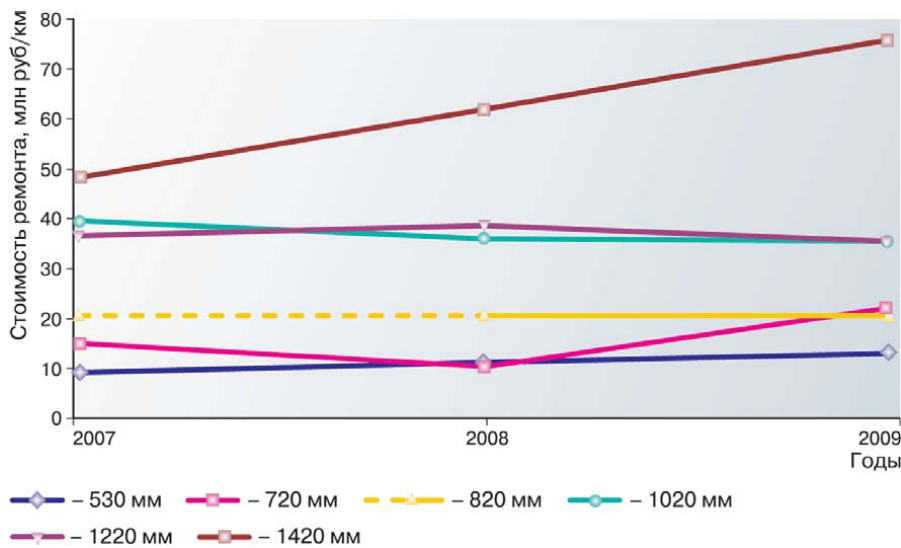


Рис. 1. Стоимость ремонта 1 км газопровода

для принятия таких решений необходима реальная отдача от пропусков ВТД, культура диагностических обследований, а не тот зачастую формальный подход, выдаваемый в качестве отчета о проведенных электрометрических обследованиях.

Говоря о системе организации диагностических работ в процессе капитального ремонта и о качественном уровне их проведения, к сожалению, также приходится констатировать их несовершенство.

В первую очередь надо отметить отсутствие четких требований к технологии производства работ, приводящих к тому, что работы по проведению визуально-измерительного контроля (ВИК) в наиболее значимой зоне труб – нижней части либо не проводятся вследствие затруднения доступа, либо проводятся с нарушением техники безопасности.

Для обеспечения возможности проведения ВИК необходимо жесткое требование по использованию либо инвентарных лежек, либо передвижных опор (рис. 3), обеспечивающих надежный доступ к нижней образующей труб с просветом в 0,6 м.

Реестр организаций, допущенных к проведению данных работ, насчитывает четыре десятка, хотя реально оснащенных необходимым приборным парком и квалифицированным персоналом всего шесть, из которых только четыре способны на приемлемом уровне выполнять значительные объемы работ. Тем не менее на объектах работают девять организаций, что приводит к снижению качества диагностических работ.

Несовершенство технологии и приборного парка привело к тому, что в последней редакции Инструкции по освидетельст

нию и отбраковке труб появилось жесткое требование по вырезке всех труб с дефектами КРН и перевозке их на ремонтные базы или заводы для проведения полного цикла диагностических и ремонтных работ.

Поскольку внутритрубные дефектоскопы, как правило, выявляют дефекты глубины от 15 % толщины стенки труб, то в процессе ремонта после удаления старой изоляции с использованием наружных сканеров-дефектоскопов, магнитопорошка и визуально-измерительного контроля на объектах Югорска, Ухты, Сургута, Чайковского и Нижнего Новгорода процент вырезки и замены труб многократно увеличился. Естественно, что труб для замены оказалось значительно меньше, вследствие чего план по ремонту данных объектов оказался сорванным.

Так, на газопроводах ООО «Газпром трансгаз Югорск» в настоящее время коррозийная ситуация, характеризующаяся плотностью дефектов с глубиной 30 % и более от толщины стенки труб, составляет не менее одного на 1 км. Стресс-коррозийная картина на объектах региона значительно серьезнее. Так, на ряде участков число труб с дефектами КРН составляет от 45 до 90 %. Глубина большинства дефектов колеблется в пределах 0,5–1,5 мм, и по опыту эксплуатации известно, что трубы с такими дефектами могут послужить еще не один год. Но с достаточной степенью вероятности спрогнозировать динамику процесса протекания роста дефектов пока не представляется возможным.

Исходя из вероятности наличия дефектов КРН на участках, примыкающих к зонам с выявленными дефектами, протяженность участков, отремонтированных в данном трансгазе, за последние 10 лет составляет около 10 % от потребности в ремонте всех газопроводов региона. Очевидно, что для обеспечения работоспособности газопроводов данного региона требуется некое другое решение проблемы. Анализ истоков проблемы показывает, что они лежат в плоскости проката металла, технологии изготовления труб и их изоляции. При этом на идентичных трубах, но защищенных от коррозии другими антикоррозионными покрытиями, нанесенными в заводских условиях, стресс-коррозионные дефекты проявляются крайне редко. Следовательно, значительную часть проблемы можно решить за счет изменения типа и технологии нанесения антикоррозионных материалов. На части газопроводов

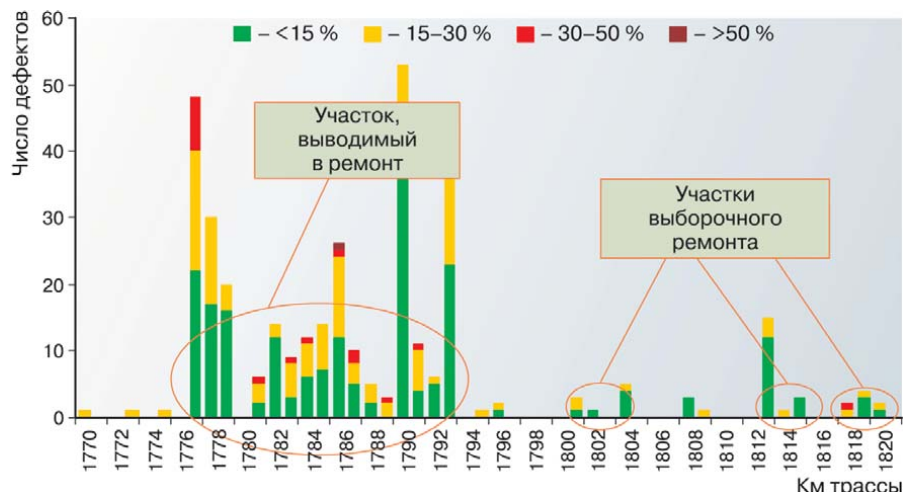


Рис. 2. Участки газопровода, требующие ремонта

потребуется увеличить частоту пропусков внутритрубных снарядов типа TFI в целях мониторинга процесса роста дефектов КРН и устранения опасных концентраторов. Но в любом случае на первом этапе на наиболее потенциально опасных участках придется произвести замену труб в большом количестве, а уже из замененных труб создать обменный фонд для ремонта других участков. Но все это пока общая идея, требующая серьезного анализа, расчетов, расстановки приоритетов и проработки конкретного плана действий и разработки проектов.

На газопроводах ООО «Газпром трансгаз Ухта» в начале XXI в. ежегодно ремонтировалось более 200 км. Мелкие дефекты КРН глубиной около 1 мм зашлифовывались с фиксацией мест и последующим мониторингом возможности роста концентраторов. В процессе переизоляции участков заменялось от 3 до 12 % труб. Заметных подвижек в сторону развития дефектов не отмечено. Тем не менее в соответствии с новой редакцией Инструкции по отбраковке ООО «Газпром трансгаз Ухта» с учетом наличия стресс-коррозионных дефектов, выявленных на объектах в процессе шурфовок, был вынужден перейти на метод ремонта с полной заменой участков. При этом объем ремонтных работ, исходя из финансового лимита, снизился до 70 км/год.

При длине участков более 2300 км с дефектами КРН, обнаруженных при пропусках ВТД, и возросшей общей протяженности газопроводов возврат на участок, который был отремонтирован, может (чисто арифметически) произойти через 196 лет. Совершенно очевидно, что объемы ремонта должны быть откорректированы, и принять решение надо безотлагательно.

В ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» на ряде участков газопроводов в процессе ремонта также выявляется большое число труб с дефектами КРН. Причем их число в разы отличается от данных дефектоскопии, поэтому руководством было принято реше-



Рис. 3. Передвижная опора

ние о переходе на метод ремонта с полной заменой труб. С учетом густонаселенности районов прохождения трасс с большим количеством дорог федерального значения решение кажется достаточно обоснованным. Однако в плане обеспечения работоспособности газопроводов в целом по Обществу есть вопросы, требующие углубленного анализа. На взгляд авторов, при более детальном проведении обследования газопроводов ремонтные работы можно оптимизировать и на некоторых участках проводить переизоляцию, а не сплошную замену, что позволило бы увеличить физические объемы работ при аналогичном финансировании.

Рассматривая техническое состояние газопроводов ООО «Газпром трансгаз Чайковский» за последние 10 лет, в первую очередь следует отметить выявление большого числа стресс-коррозионных дефектов преимущественно на «горячих» участках компрессорных станций (КС) Гремячинская, Горнозаводская, Чайковская и Агрызская.

В 2006–2009 гг. ремонт таких участков осуществлялся методом переизоляции с 30–40%-й заменой, а в 2013–2014 гг. на некоторых участках процент замены достиг 70.

По результатам ВТД в трансгазе выполняется выборочный ремонт наиболее опасных дефектов на участках, удаленных от выхода с КС. В целом выбор методов и организация ремонтов в регионе себя оправдывают.

Одной из особенностей прохождения трассы газопроводов ГТ Чайковский является наличие карстовых провалов как природного, так и техногенного характера. Локализация участков воздействия и предупреждения влияния этих факторов весьма затруднена и требует специальных исследований. Отдельные попытки выявления и предупреждения показали перспективность и целесообразность продолжения работ. Прогноз вероятности расширения зон провалов должен послужить основой для возможной перетрассировки газопроводов.

Отремонтировав за последние 10 лет 20 тыс. км газопроводов, ОАО «Газпром» значительно повысило надежность и работоспособность Единой системы газоснабжения (ЕСГ) в целом, и в большей степени это коснулось южных и Центрального регионов. Вместе с тем, как показано выше, проблемы в северных регионах требуют особых подходов и нетрадиционных решений.

В статье сознательно не приведены данные по газопроводам, не подготовленным к пропускам внутритрубных дефектоскопов (таковых у нас около 57 тыс. км), поскольку информации об их техническом состоянии недостаточно для полноценного анализа, а методика по обоснованию необходимости вывода таких газопроводов в ремонт в полной мере не отвечает необходимым требованиям.

В заключение следует отметить:

- необходимо перераспределение (оптимизация) объемов финансирования ремонтных работ на ЛЧМГ между ГТО с учетом фактического технического состояния газопроводов и приоритетности вывода их участков в ремонт в рамках всей ГТС ОАО «Газпром»;
- в северных регионах следует пересмотреть систему проведения капитального ремонта протяженных участков с приоритетом ремонта труб в заводских или базовых условиях.

## Comprehensive Gazprom's gasoline analysis focuses on future overhauls

Filatov A.A. (OAO Gazprom, RF, Moscow), Veliyulin I.I., Migunov D.K., Shirokov M.A., Gorodnichenko V.I., Shuvayev A.S. (OAO Orgenergogaz, RF, Moscow)  
E-mail: Al.Filatov@adm.gazprom.ru

This paper addresses the most common difficulties typically arising under gas pipeline overhauls. Many-year-long experience with operating conditions analysis and pipeline repair planning practices prompted the authors to revisit the existing considerations focused on the entire overhauls framework, given both technology and local climate-related drivers. As the key priorities today, they emphasise the optimised repair operations and funding levels, with both essentially relying on reliable diagnostic

inputs. In addition, they come with their chosen approaches to overhaul planning, making provisions for different regional implications.

**Keywords:** gas pipeline, overhauls, stress corrosion, flaws, inspection pigging, status, technical assessments.