

УДК 622.692

Г.Е. Коробков, д.т.н., профессор, кафедра транспорта и хранения нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет, e-mail: korobkov45@mail.ru; Г.Р. Аскарлов, к.т.н., инженер 1-й категории Инженерно-технического центра, ООО «Газпром трансгаз Уфа»

## ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЕРЕИЗОЛИРОВАННЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА

В статье на примере ООО «Газпром трансгаз Уфа» проведена оценка технического (коррозионного) состояния переизолированных магистральных газопроводов диаметром 1420 мм. Оценка проведена на основании данных внутритрубной диагностики, наиболее объективного (на сегодняшний день) средства диагностики. Показано, что темпы коррозионных процессов соответствуют темпу роста коррозионных дефектов непереизолированных магистральных газопроводов. Предлагается отказаться от технологии переизоляции в пользу технологии с заменой участка на трубы в заводской изоляции с гарантированным ресурсом, т.е. технологию, принятую в мировом сообществе.

**Ключевые слова:** переизоляция, внутритрубная диагностика, магистральные газопроводы больших диаметров, капитальный ремонт, коррозионное растрескивание под напряжением.

Магистральные газопроводы (МГ) больших диаметров (820–1420 мм), построенные в 1970–1980-х гг., отработали полный амортизационный срок (33 года). Следует отметить, что в абсолютном большинстве этих МГ в качестве изоляции использовано пленочное покрытие трассового нанесения, эффективный срок службы которого, согласно [1], не превышает 10 лет. Необходимость капитального ремонта линейной части газотранспортной системы назрела. В ПАО «Газпром» по экономическим соображениям была принята концепция ремонта с заменой изоляционного покрытия (переизоляцией) линейной части (ЛЧМГ), в процессе которой проводилась ревизия технического состояния с отбраковкой дефектных труб.

Техническое состояние газопроводов определяется по данным диагностики. В настоящее время наиболее информативным из таких средств является внутритрубная диагностика (ВТД), основное

достоинство которой заключается в прямом определении дефектности труб в отличие от других преимущественно вероятностных методов диагностики. Данные ВТД являются основанием для оценки технического состояния и, при необходимости, назначения локальных или капитальных ремонтов.

Внедрение с 2004 г. программы переизоляции позволило провести капитальный ремонт наиболее потенциально опасных участков ЛЧМГ – заменить утратившее защитные свойства изоляционное покрытие. Например, в ООО «Газпром трансгаз Уфа» переизолировано около 40% общей протяженности магистральных и региональных газопроводов.

Однако опыт переизоляции «Газпром трансгаз Уфа» и других подразделений ПАО «Газпром» показал, что к этой технологии имеются вопросы по ресурсу и техническому состоянию переизолированных участков МГ.

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМОЙ В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОКАЗЫВАЕТ, ЧТО НА ПЕРЕИЗОЛИРОВАННОМ УЧАСТКЕ, КАК ПРАВИЛО, ИМЕЮТСЯ ЧЕТЫРЕ ОСНОВНЫЕ ГРУППЫ ТРУБ:**

1) новые трубы в заводской изоляции (как вариант – бывшие в употреблении, из категории АЗ, восстановленные в заводских условиях) с гарантированным сроком службы не менее 30 лет, используемые для замены дефектных труб по мере их отбраковки на разных участках трассы (могут составлять до 40% от общего количества), при этом врезанные трубы могут располагаться бессистемно: по одной, группами из нескольких труб или целыми участками;

2) новые трубы с изоляцией трассового нанесения, используемые для замены дефектных труб по мере их отбраковки, ресурс – 20 лет (нормативный срок службы современного изоляционного покрытия трассово-

Таблица 1. Результаты по дефектности и ее динамике по данным ВТД за 2012 и 2014 гг. с выделением коррозионных дефектов

Обследованный газопровод		Количество труб		Аномалии/труб	
		2012	2014	2012	2014
Уренгой – Новопсков	Всего	6373	6374	3269/1188	5233/1440
	С дефектами коррозии			2952/1019	5047/1345
Уренгой – Петровск	Всего	6378	6391	5223/1373	8628/2093
	С дефектами коррозии			4879/1238	8229/1926

го нанесения [1]), расположение по трассе также бессистемно;

3) старые трубы категории А1, на которых не выявлено серьезных дефектов стенки трубы и сварных стыков, расчетный ресурс таких труб не устанавливается (по умолчанию – 15 лет), расположение их по участку также бессистемно (до 60%);

4) старые дефектные трубы категории А2, в т.ч. с отремонтированными шлифовкой дефектами коррозионного растрескивания под напряжением (КРН), ресурс которых должен составлять не менее 15 лет [2].

Таким образом, бессистемное распределение новых и старых труб разных категорий с различными ресурсами (минимальный – 15 лет) устанавливает переизолированному участку расчетный ресурс в 15 лет, как и предусмотрено существующей нормативной базой [2], а не амортизационный срок 33 года, т.е. термин «капитальный ремонт» в данном случае неприменим.

К тому же переизоляция ориентирована на коридоры газопроводов, потому что остановить однониточный газопровод диаметром 1420 мм, например, на 5 месяцев (средний срок переизоляции участка диаметром 1420 мм протяженностью около 25 км) не представляется возможным.

Качество переизоляции (данные «Газпром трансгаз Уфа») оставляет желать лучшего.

По данным ВТД, проведенного после переизоляции МГ протяженностью 440 км, 9,6% труб имеют ресурс ниже установленных нормативами 15 лет, в то время как на непереизолированных участках таких труб

3,5%. Кроме того, на переизолированных участках общее количество дефектных труб увеличилось с 12,4 (до переизоляции) до 21,2%; ожидаемого снижения коэффициента безопасного давления не произошло, он остался около прежнего уровня. Общее количество обследований в шурфах (по данным ВТД) после переизоляции снизилось примерно в 2 раза, но продолжает оставаться на достаточно высоком уровне. Все это заставляет поддерживать высокий уровень эксплуатационных расходов, которые после переизоляции должны быть минимизированы.

Установлено, что переизолированные участки уже через 16–17 лет эксплуатации в связи с исчерпанием расчетного ресурса требуют повторного капитального ремонта, при этом до 50% протяженности ЛЧМГ «Газпром трансгаз Уфа» еще не прошли и 1-го капитального ремонта.

Рассмотрим техническое состояние переизолированных участков с точки зрения их дефектности [1], например, параллельных МГ «Уренгой – Новопсков» и «Уренгой – Петровск» 1843–1914 км, которые были отремонтированы в 1-ю очередь в 2005–2009 гг. Протяженность каждого участка – около 70 км, они разделены на три межкрановых подучастка. Динамика состояния прослеживается по данным двух пропусков снарядов ВТД, проведенных после переизоляции (табл. 1).

Из таблицы 1 следует, что количество дефектных труб в 2012 г. составило: на МГ «Уренгой – Новопсков» – 1188 (18,6%), на МГ «Уренгой – Петровск» – 1373 (21,5%).

**НО ГЛАВНЫЙ ФАКТОР – ЭТО ДИНАМИКА ДЕФЕКТНОСТИ:**

- всего по МГ «Уренгой – Новопсков»  $5233/3269 = 1,6$  раза, дефекты коррозии  $5047/2952 = 1,71$  раза;
- всего по МГ «Уренгой – Петровск»  $8628/5223 = 1,65$  раза, дефекты коррозии  $8229/4879 = 1,68$  раза.

**То же по трубам:**

- всего по МГ «Уренгой – Новопсков»  $1440/1188 = 1,21$  раза, дефекты коррозии  $1345/1019 = 1,32$  раза;
- всего по МГ «Уренгой – Петровск»  $2093/1373 = 1,52$  раза, дефекты коррозии  $1926/1238 = 1,55$  раза.

Количество дефектов и дефектных труб за два неполных года значительно увеличилось, из них опережающими являются дефекты коррозии. Такая ситуация может наблюдаться только в случае некачественной изоляции, которая не может обеспечить пассивную защиту трубопровода (значит, цель переизоляции – замена утратившего защитные свойства изоляционного покрытия – себя не оправдала).

Распределение аномалий между крановыми участками для каждого из газопроводов приводится на рисунках 1 и 2.

Наибольшее количество дефектов приходится на средний участок 30–55 км, при этом на МГ «Уренгой – Петровск» более 5000 (204 деф./км), а МГ «Уренгой – Новопсков» менее 3000 (116 деф./км).

Кроме того, с большой долей вероятности можно предположить возникновение, а также рост уже имеющихся дефектов КРН, для

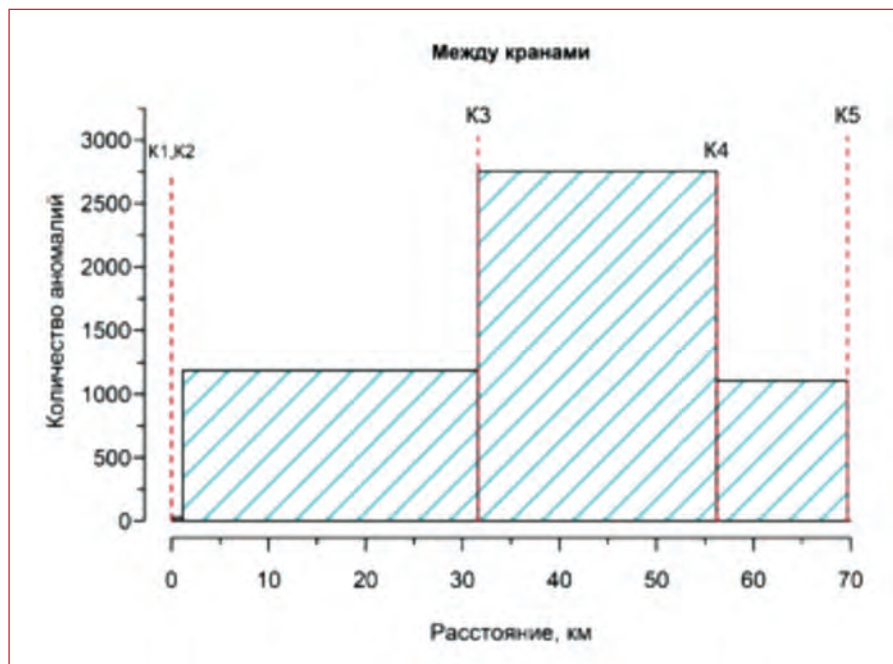


Рис. 1. Количество аномалий на участках между кранами МГ «Уренгой – Новопсков»

чего сложились благоприятные условия:

- отслоение изоляционного покрытия;
- утонение стенки трубы в местах зашлифовки, выявленных при переизоляции дефектов КРН.

Остановимся на этих пунктах. Известно, что КРН возникает в трубопроводах при кольцевых напряжениях 0,4–0,7 от ( $\sigma$  – предел

текучности). Утонение стенки сдвигает уровень кольцевых напряжений от внутреннего давления в сторону их увеличения, это усиливает стрессовую составляющую.

Для возникновения и развития КРН необходимо именно отслоение изоляции – это минимум кислорода (механическое разрушение изоляции приводит к общей коррозии), что усиливает коррозионную

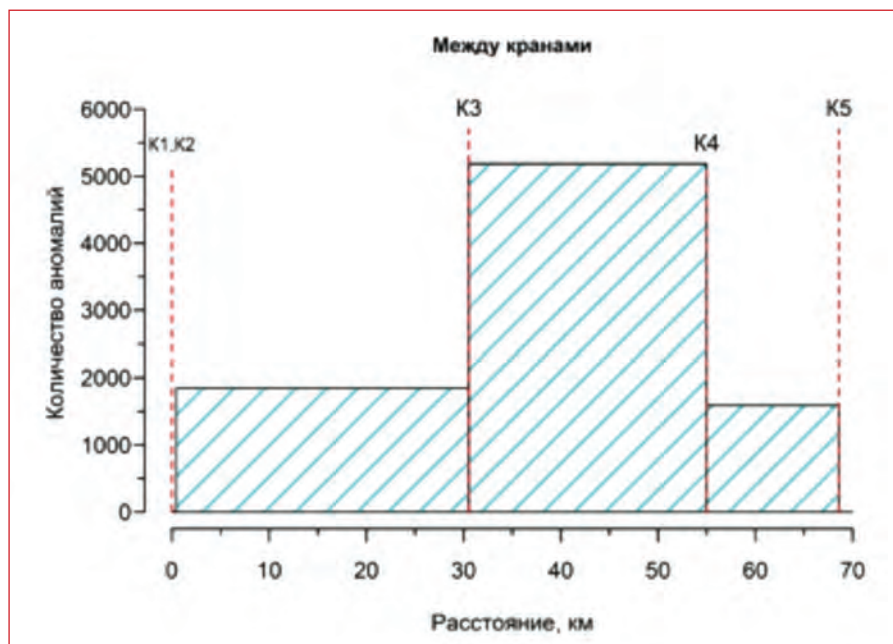


Рис. 2. Количество аномалий на участках между кранами МГ «Уренгой – Петровск»

составляющую КРН. К тому же отслоившаяся изоляция экранирует электрохимзащиту.

В поле зрения ВТД дефекты КРН попадут, когда достигнут глубины 0,2 толщины стенки и более. В силу приведенных причин КРН глубиной более 0,2 толщины стенки одновременно может развиваться на значительной длине (около 50% труб), а это может привести к остановке газотранспортной системы (ГТС) ПАО «Газпром» в целом.

Вышеприведенные данные характеризуют техническое состояние изоляционного покрытия, вероятность возникновения и развития коррозионных и стресс-коррозионных дефектов.

Проведем аналогичный анализ дефектности на непереизолированном участке коридора газопроводов «Ямбург – Поволжье» и «СРТО – Урал» (табл. 2).

Из таблицы 2 следует, что количество дефектных труб в 2011 г. составило: на МГ «Ямбург – Поволжье» – 593 (7%), на МГ «СРТО – Урал» – 142 (1,7%). Это означает, что дефектность в несколько раз меньше по сравнению с переизолированным участком.

#### ДИНАМИКА ДЕФЕКТНОСТИ:

- всего по МГ «Ямбург – Поволжье»  $2833/1124 = 2,52$  раза, дефекты коррозии  $2356/907 = 2,6$  раза;
- всего по МГ «СРТО – Урал»  $407/311 = 1,3$  раза, дефекты коррозии  $260/84 = 3,1$  раза.

#### То же по трубам:

- всего по МГ «Ямбург – Поволжье»  $1398/593 = 2,35$ , дефекты коррозии  $1117/452 = 2,47$  раза;
- всего МГ «СРТО – Урал»  $283/142 = 1,99$  раза, дефекты коррозии  $151/35 = 4,3$  раза.

На первый взгляд, анализ показывает, что темпы роста дефектности (особенно коррозионных) непереизолированных участков опережают темпы роста дефектности переизолированных участков. Однако необходимо

Таблица 2. Результаты по дефектности и ее динамике по данным ВТД за 2011 и 2014 гг., с выделением коррозионных дефектов

Обследованный газопровод		Количество труб		Аномалии/труб	
		2011	2014	2011	2014
Ямбург – Поволжье	Всего	8474	8481	1124/593	2833/1398
	С дефектами коррозии			907/452	2356/1117
СРТО – Урал	Всего	8532	8533	311/142	407/283
	С дефектами коррозии			84/35	260/151

учитывать фактор времени: по переизолированным участкам срок между пропусками снарядов составил 21 месяц, непереизолированных – 39 месяцев, т.е. временной коэффициент  $39/21 = 1,86$ . С учетом этого коэффициента скорость роста дефектов соизмерима. Это означает, что техническое состояние переизолированных участков в соответствии с [1] во всех отношениях уступает вышеприведенным непереизолированным участкам, и при ранжировании участков для вывода в капитальный ремонт в каждом конкретном случае необходимо руководствоваться расчетными данными. Например, из приведенного анализа следует, что в первую очередь капитальному ремонту подлежат: переизолированный участок МГ «Уренгой – Петровск» 1876–1900 км, затем – параллельный участок МГ «Уренгой – Новопсков», а уж затем – непереизолированные участки.

**В РАБОТАХ [3, 4] НА ОСНОВАНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБСЛЕДОВАНИЯ БОЛЕЕ 13,5 ТЫС. ТРУБ СО СРОКОМ ЭКСПЛУАТАЦИИ 30 ЛЕТ И БОЛЕЕ ПОКАЗАНО, ЧТО:**

- общее количество труб с дефектами КРН составило около 60%;

- дефекты КРН практически не развиваются в глубину, а имеют тенденцию к количественному росту (появлению новых неглубоких трещин, каждая из которых временно снижает напряжения), что способствует охвату новых труб и расширению площади уже имеющих дефектов.

Накоплено достаточно данных по возникновению и развитию КРН на непереизолированных участках [3, 4], а подобного опыта исследования на переизолированных участках в настоящее время практически нет. Учитывая установленное «отрицательное воздействие» переизоляции на техническое состояние ЛЧМГ, считаем возможным при выводе в ремонт отдавать предпочтение именно переизолированным участкам.

Эта картина характерна для МГ больших диаметров ПАО «Газпром» в целом. Срочно отремонтировать всю ГТС невозможно. Необходим поиск других технологий, гарантирующих надежность ГТС, в т.ч. от таких опасных явлений, как КРН. Кардинальным решением проблемы капитального ремонта ЛЧМГ является переход на полную замену трубами с заводской изоляцией и (или) заводской вариант АЗ с гарантированным сроком

службы не менее 30 лет [5], т.е. по технологии, принятой в мировой трубопроводной отрасли. Из мировой практики известно, что КРН, впервые проявившееся за рубежом на газопроводах в 1960-х гг., способствовало принятию решения о замене в плановом порядке существующих участков на трубы в заводской изоляции, а новые газопроводы принято строить только в заводской изоляции. Кроме того, это наиболее действенный способ борьбы с естественным старением трубной стали. Например, за рубежом старение МГ, срок эксплуатации которых составляет более 60 лет, не является определяющим фактором для их замены.

**ВЫВОД**

Принятая в ПАО «Газпром» концепция поддержания надежности ЛЧМГ проведением переизоляции сыграла свою положительную роль на данном этапе функционирования ГТС (проведен ремонт значительных объемов наиболее потенциально опасных участков), но приведенные материалы указывают на необходимость перехода на технологию с заменой участка на трубы в заводской изоляции с гарантированным ресурсом.

**Литература:**

1. СТО Газпром 2-2.3-292-2009 «Правила определения технического состояния магистральных газопроводов по результатам внутритрубной инспекции». – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2009. – 27 с.
2. Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов ОАО «Газпром». – М., 2013. – 117 с.
3. Усманов Р.Р., Чучкалов М.В., Аскарлов Р.М. Концепция безаварийной эксплуатации и капитального ремонта магистральных газопроводов ОАО «Газпром» // Газовая промышленность. – 2015. – № 1 (717). – С. 28–31.
4. Усманов Р.Р., Чучкалов М.В., Аскарлов Р.М. Прогноз коррозионного и стресс-коррозионного состояния газопроводов большого диаметра с неглубокими дефектами КРН // Газовая промышленность. – 2013. – № 11 (698). – С. 19–21.
5. СТО Газпром 2-2.3-483-2010 «Технические требования к трубам, бывшим в эксплуатации, отремонтированным в заводских условиях».