

А.А. Филатов, генеральный директор; **Н.Х. Халлыев**, советник генерального директора, ОАО «Оргэнергогаз»; **И.И. Велиюлин**, д.т.н., директор; **А.Д. Решетников**, заместитель директора, ЗАЦ «Оргремдигаз» ОАО «Оргэнергогаз»

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ДИАГНОСТИКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ

Известно, что основными составляющими капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов являются планирование, проектирование, обеспечение материалами и непосредственное выполнение ремонтных работ.

Очевидно, что в настоящее время капитальный ремонт является основным процессом, обеспечивающим работоспособность газотранспортной системы ОАО «Газпром». В данном контексте повышение эффективности капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов на основе совершенствования диагностики и технического состояния – как в целом, так и отдельных его составляющих – является важнейшей задачей, успешное решение которой позволит повысить работоспособность и надежность газотранспортной системы, а также темпы и качество ремонтных работ с одновременным снижением затрат на их выполнение.

Планирование капитального ремонта должно опираться на систему объективных критериев вывода участков магистральных газопроводов в ремонт.

При этом основным критерием приоритетности вывода в ремонт следует считать уровень технического состояния участка, оценка которого определяется по результатам диагностического обследования газопровода.

ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ УЧАСТКА ЛЧМГ ХАРАКТЕРИЗУЕТСЯ:

- состоянием металла труб и сварных соединений;
- состоянием изоляционного покрытия и возможностями средств электрохимической защиты (ЭХЗ).

Состояние основного металла труб и сварных соединений оценивается по результатам внутритрубной дефектоскопии и приборного обследования газопровода в контрольных шурфах.

АЛГОРИТМ ПЛАНИРОВАНИЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ГАЗОПРОВОДОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ДИАГНОСТИКИ ВКЛЮЧАЕТ:

- обработку данных диагностических обследований;
- оценку технического состояния газопровода, определение приоритетности ремонта;
- анализ распределения показателей технического состояния.

На основании выполнения указанных аналитических работ и руководствуясь полученными результатами диагностики на следующих этапах, назначают оптимальные методы капитального ремонта с оценкой стоимости производства работ.

Заключительным этапом является разработка 3-летнего плана капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов.

На рисунке 1 приведен пример оценки технического состояния с определением приоритетности вывода участков газопровода в ремонт с учетом плотности коррозионных дефектов с различной относительной глубиной, трещиноподобных повреждений и де-

фектов стыковых сварных соединений. После обработки результатов диагностического обследования и проведения необходимых расчетов по методике, разработанной ОАО «Оргэнергогаз», определяется приоритетность вывода участков газопровода в ремонт по наибольшему коэффициенту Р.

Учитывая, что в 2003 г. на газопроводах началась эксплуатация новых внутритрубных приборов-дефектоскопов с более высокой разрешающей способностью, результаты пропусков которых поступили в обработку в 2004 г. Для большей достоверности анализ эффективности диагностических работ на газопроводах проводился за период с 2004 по 2010 г., а ремонтных работ – с 2006 по 2010 г.

ОСНОВНЫЕ ЦЕЛИ АНАЛИЗА:

- проверка сходимости результатов данных внутритрубной дефектоскопии (ВТД) с фактической дефектностью труб, определяемой в процессе ремонта после удаления изоляционного покрытия;
- оценка достаточности ежегодных объемов выполнения ремонтных работ для поддержания установленного уровня работоспособности газопроводных систем.

В связи с тем что по ряду участков газопроводов внутритрубные приборы-дефектоскопы пропускали по не-

сколькx раз, появилась возможность провести сравнение по годам с оценкой изменения числа дефектных труб на участках. На рисунке 2 представлены результаты обработки данных двух и более пропусков снарядов с распределением количества коррозионных труб по глубине дефектов, а на рисунке 3 – числа труб со стресс-коррозионными дефектами. Очевидно, что за счет производства ремонтных работ в последние годы коррозионное состояние газопроводов удалось стабилизировать. Проведенный анализ показывает, что ежегодный объем капитального ремонта магистральных газопроводов по причине коррозии должен составлять не менее 1,5 тыс. км.

При сопоставлении данных внутритрубной дефектоскопии с фактическими параметрами дефектов, выявленных в процессе капитального ремонта газопроводов, установлено, что удовлетворительная фиксация значимых коррозионных дефектов осуществляется при их глубине от 20% толщины стенки труб. Значительно сложнее обстоит дело со стресс-коррозионными дефектами. Во многих случаях при информации об отсутствии таких дефектов по данным ВТД на участках в процессе ремонта было выявлено до нескольких сотен дефектов. Это стало возможным благодаря внедрению в практику высокоэффективных наружных сканеров-дефектоскопов, которые позволяют обнаружить дефекты глубиной от 0,5 мм при длине от 40 мм. Как показал проведенный анализ, расхождение между данными ВТД и числом выявленных стресс-коррозионных дефектов в процессе ремонта на различных участках МГ составляет от 3 до 100 и более раз.

Следует отметить, что трещины значительно опаснее других типов дефектов, поэтому средства, выделяемые на капитальный ремонт, необходимо в первую очередь направлять на ремонт и устранение стресс-коррозионных дефектов. При этом объем ремонтных работ на таких участках газопроводов в ближайшее время ориентировочно должен составлять порядка 1 тыс. км в год.

Таким образом, создание средств ВТД, позволяющих регистрировать стресс-коррозионные дефекты, дало возможность на стадии подготовки к ремонту

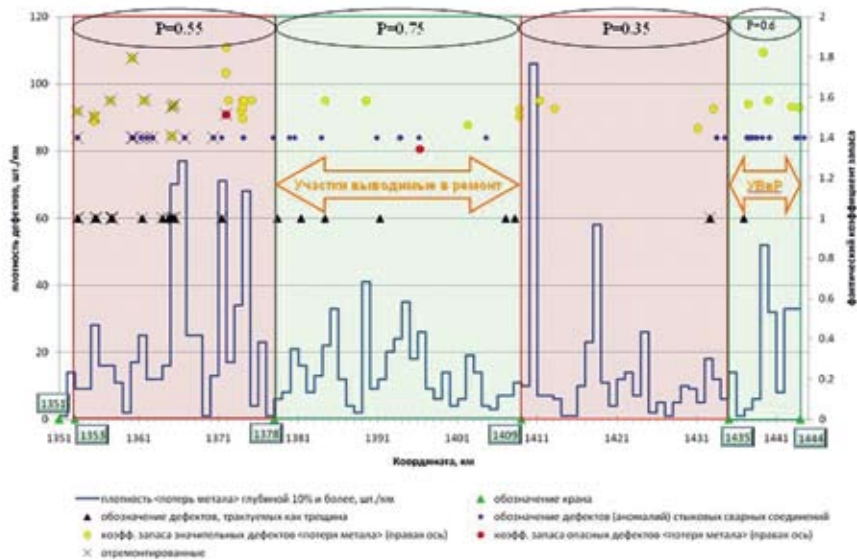


Рис. 1. Пример критериальной оценки технического состояния с определением приоритетности вывода в ремонт

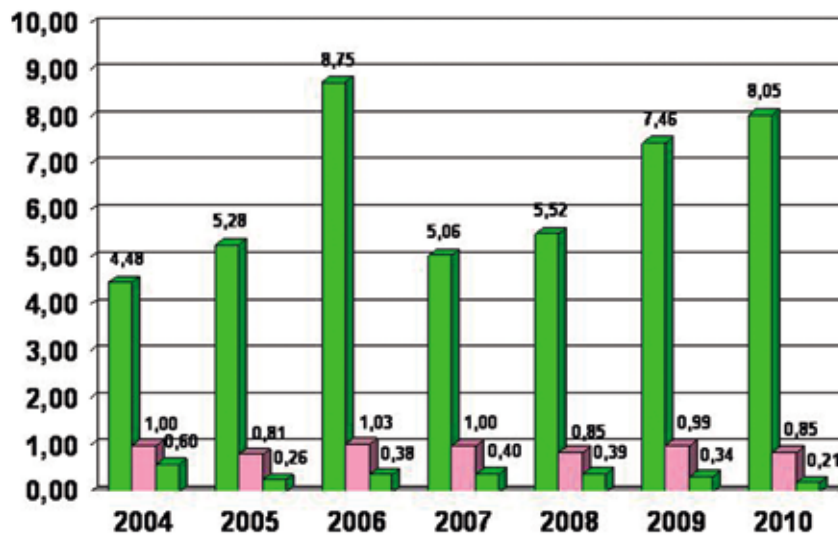


Рис. 2. Данные о коррозионных трубах участков МГ, обследованных не менее 2 раз

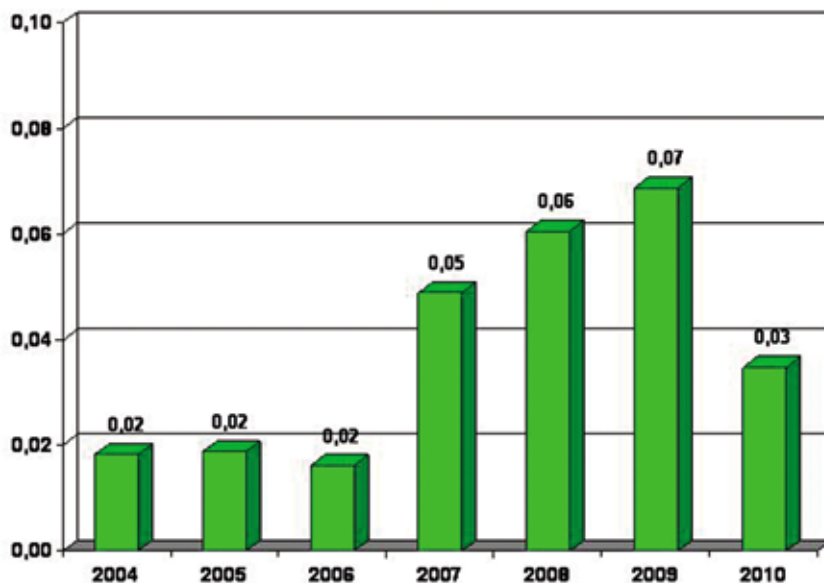


Рис. 3. Данные о стресс-коррозионных трубах участков МГ, обследованных не менее 2 раз

газопроводов определять объемы заменяемых труб.

Объем труб, заменяемых новыми (суммарно по всем диаметрам), в целом по ОАО «Газпром» изменялся в пределах от 16,3 до 37,2%. По газопроводам диаметром 720–1420 мм этот показатель с 2006 по 2009 г. составлял 27,5%, а в 2010 г. снизился до 12 %. Общий объем заменяемых труб по годам составил: 2006 г. – 31,63%; 2007 г. – 35,08%; 2008 г. – 32,14%; 2009 г. – 37,15%; 2010 г. – 16,27%.

С 2006 по 2010 г. в ОАО «Газпром» был выполнен капитальный ремонт газопроводов общей протяженностью 11 552,3 км. Общий объем капитального ремонта газопроводов методом переизоляции и полной замены труб по годам составил: 2006 г. – 2282,4 км; 2007 г. – 2297,3 км; 2008 г. – 2493,28 км; 2009 г. – 2131,76 км; 2010 г. – 2347,56 км.

Протяженность газопроводов различного назначения ОАО «Газпром», технически не приспособленных к пропуску внутритрубных снарядов-дефектоскопов, составляет практически 40% от общей протяженности, из которых основная доля (82%) приходится на газопроводы-отводы.

Основными методами обследования газопроводов-отводов являются комплексная электрометрия и приборное обследование технического состояния металла труб в контрольных шурфах. Учитывая, что в настоящее время более 50% газопроводов-отводов имеют срок эксплуатации более 20 лет, можно сделать вывод о необходимости ежегодного ремонта 1,5–2,0 тыс. км газопроводов-отводов в течение 10 лет с тенденцией поэтапного увеличения.

ТАКИМ ОБРАЗОМ, В РЕЗУЛЬТАТЕ СОПОСТАВЛЕНИЯ ДАННЫХ ВТД С ФАКТИЧЕСКИМ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ, ОПРЕДЕЛЯЕМЫМ В ПРОЦЕССЕ РЕМОНТА, УСТАНОВЛЕНО:

- сходимости данных ВТД по значимым коррозионным дефектам в основном можно оценить как удовлетворительную;
- качество выявления ВТД стресс-коррозионных дефектов в настоящее время не позволяет эффективно планировать проведение ремонтных работ. По результатам оценки ремонтных работ следует, что для поддержания рабо-

тоспособности газопроводов объемы капитального ремонта требуют корректировки на ближайшую перспективу в сторону увеличения ориентировочно до 4,0–4,5 тыс. км в год.

Для выполнения требуемых объемов работ необходимо совершенствование технологии, технических средств и организации производства капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов.

Сегодня созданы усовершенствованные конструкции специальных технических средств, которые позволяют в 1,5–2 раза увеличить производительность ремонтно-строительных потоков, а разработка и внедрение оптимальных методов организации производства ремонтных работ позволят увеличить производительность потоков в 2–3 раза при той же численности ремонтно-строительных потоков.

Для увеличения объемов капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов обязательным условием является разработка методических документов по оптимальным методам организации производства ремонтных работ, позволяющим сократить сроки и снизить затраты на ремонт газопроводов.

В этой связи необходимо разработать методику поточной организации капитального ремонта конкретного участка газопровода, методику синхронизации всех видов работ ремонтного технологического комплекса, создания специальных бригад, методику расчета продолжительности производства ремонтных работ на каждом объекте, а также нормы продолжительности капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов.

В последние годы кроме различных конструкций внутритрубных сканеров-дефектоскопов разработаны и успешно внедряются наружные сканеры-дефектоскопы для диагностирования и отбраковки труб непосредственно в процессе капитального ремонта газопроводов при их переизоляции в едином технологическом потоке.

Необходимо отметить, что специалисты ОАО «Оргэнергогаз» участвовали в разработке, внедрении и имеют в настоящее время опыт практического использования всех сканеров-дефектоскопов, заменяемых на объектах ОАО «Газпром».

Нашей организацией сформированы и утверждены в ОАО «Газпром» Реестры «организаций, допущенных к выполнению работ по отбраковке труб при капитальном ремонте магистральных газопроводов ОАО «Газпром», а также «сканеров-дефектоскопов для контроля основного металла труб и сварных соединений».

Для упорядочения использования создаваемых сканеров-дефектоскопов и обеспечения надлежащего качества проведения диагностических работ специалистами ОАО «Оргэнергогаз» совместно со специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и организациями-разработчиками сканеров-дефектоскопов была создана нормативно-техническая база, регламентирующая требования, предъявляемые к сканерам-дефектоскопам, а также порядок их применения.

Кроме того, накопленный нашими специалистами опыт по внедрению современных средств неразрушающего контроля позволил нам организовать проведение работ по диагностическому обследованию труб в процессе капитального ремонта. В настоящее время ОАО «Оргэнергогаз» обладает достаточным количеством высококвалифицированных диагностических бригад, а также самым современным и эффективным оборудованием для неразрушающего контроля, включая сканеры-дефектоскопы.

Таким образом, можно сказать, что за последние годы технический уровень диагностирования перешел на качественно новый уровень, а ОАО «Оргэнергогаз», тесно сотрудничая с организациями – производителями современных сканирующих устройств, обеспечивает им организационную, нормативную и техническую поддержку.

Из всего вышесказанного следует, что совершенствование методов и средств диагностического обследования газопроводов за счет использования передовых технических решений и создания конструкций сканеров-дефектоскопов нового поколения позволяет значительно повысить достоверность выявленных дефектов и обеспечить высокий уровень технического состояния и надежности отремонтированных участков Единой системы газоснабжения ОАО «Газпром» на ближайшие 25–30 лет.