

УДК 622.691.4

Основные критерии вывода ГРС в капитальный ремонт и техническое обслуживание ТПА на объектах транспорта газа

А. Н. Колотовский (ОАО «Газпром», РФ, Москва), **А. В. Топилин, А. В. Захаров, А. А. Сухолитко, Ю. И. Есин** (ОАО «Оргэнергогаз», РФ, Москва)
E-mail: ogi@oeg.gazprom.ru

В данной статье рассмотрены основные показатели технического состояния газораспределительных станций (ГРС), отражена актуальность проведения экспертизы проектно-сметной документации (ПСД) на капитальный ремонт ГРС, эксплуатируемых ОАО «Газпром». Предложены критерии вывода ГРС в капитальный ремонт и последовательность операций обоснования своевременного и мотивированного включения ГРС в планы реконструкции и капитального ремонта. Также описаны основные показатели технического состояния эксплуатируемого парка трубопроводной арматуры (ТПА) ОАО «Газпром», действующая нормативная база в части организации сервисного технического обслуживания ТПА. Кратко рассмотрена существующая схема технического обслуживания, предложена перспективная система организации сервисного технического обслуживания ТПА.

Ключевые слова: продление срока службы, эффективная и безопасная эксплуатация, газораспределительная станция, трубопроводная арматура, капитальный ремонт.

Одной из главных задач эффективного функционирования газотранспортной системы (ГТС) ОАО «Газпром» является обеспечение надежной и безопасной эксплуатации ГРС. Эффективная эксплуатация ГРС базируется на системе согласованных производственных и управленческих решений, направленных на реализацию первостепенных задач, таких как:

- эффективная и безопасная эксплуатация ГРС в строгом соответствии с требованиями действующей нормативной документации;
- установление фактического технического состояния ГРС путем выполнения работ по комплексному диагностическому обследованию (КДО) ГРС, а также проведение регулярного оперативного контроля;
- своевременное и качественное проведение ремонтных работ с использованием современного автоматизированного

технологического оборудования и материалов;

- безотлагательное выполнение противоаварийных мероприятий;
- повышение квалификации обслуживающего персонала ГРС;
- актуализация нормативной базы в свете передовых технологий.

Сводные данные регулярно поступают от газотранспортных обществ по системе ИСТС «Инфотех», обрабатываются, анализируются, обобщаются и направляются в ОАО «Газпром» для выработки эффективных управленческих решений. На сегодняшний день в эксплуатации находится 4192 ГРС суммарной проектной производительностью свыше 197 млн м³/ч и фактической производительностью 44 млн м³/ч.

На балансе ОАО «Газпром» находится 3905 ГРС, 287 ГРС – на балансе сто-

ронных организаций и обслуживаются по договорам. Ведутся работы по планомерному принятию таких ГРС на баланс ОАО «Газпром» для более эффективного и безопасного функционирования ГТС и обеспечения бесперебойной подачи газа потребителю. В процессе передачи эти ГРС должны быть продиагностированы за счет средств владельца с последующим предоставлением результатов диагностики в ОАО «Газпром» для определения фактического технического состояния и установления перечня необходимых мероприятий для дальнейшей эффективной и надежной эксплуатации.

В результате анализа возрастной структуры установлено, что парк ГРС неуклонно стареет, и число ГРС, эксплуатируемых 20 лет и более, составляет 2735. Такие станции требуют дополнительного внимания со стороны эксплуатирующих организаций, и, кроме того, находятся на контроле в надзорных органах.

В соответствии с требованиями нормативно-технической документации для ГРС со сроком эксплуатации более 20 лет регламентируется проведение КДО с установлением фактического технического состояния технологических трубопроводов и оборудования.

По результатам КДО составляется план мероприятий, выполнение которого позволяет продлить срок безопасной эксплуатации ГРС, а в ряде случаев принимается решение о необходимости проведения капитального ремонта с полной или частичной заменой изношенного оборудования и трубопроводов.

Значительное влияние на техническое состояние и ресурс ГРС оказывает степень загрузки станций. Средняя степень загрузки всего парка действующих ГРС на 1 октября 2014 г. составляет 22,18 %. В целом загруженность ГРС ОАО «Газпром» распределена крайне неравномерно (рис. 1).

Значительную часть парка составляют устаревшие неавтоматизированные ГРС блочного исполнения, которые требуют частичной или полной замены.

Специалисты ОАО «Оргэнергогаз» по заданию Департамента капитального ремонта с 2013 г. выполняют экспертизу ПСД на капитальный ремонт ГРС ОАО «Газпром». В ходе проведенной работы при рассмотрении ПСД выявлен ряд характерных замечаний и ошибок, допускаемых проектными институтами:

- предоставление неполного комплекта рабочих чертежей;
- отсутствие технико-экономического обоснования;
- отсутствие расчетов по выбору трубопроводной обвязки и технологического оборудования;
- отсутствие обоснования числа выбранных узлов и блоков для ГРС;
- руководство при проектировании нормативными документами, утратившими силу;
- отсутствие спецификаций на технологическое оборудование ГРС;
- использование оборудования, не прошедшего приемочные испытания и не внесенного в Реестр ОАО «Газпром».

При выполнении анализа проектов заводам-изготовителям и проектным институтам направляются рекомендации по оптимизации конструкторских и технологических решений. После внесения изменений проводятся повторное рассмотрение и согласование проектной документации.

По рассмотренным и утвержденным проектам выполняется капитальный ремонт ГРС. За период с 2011 г. по настоящее время был проведен капитальный ремонт на 1167 станциях, проработавших более 20 лет (рис. 2).

Важным аспектом обеспечения безопасности является однозначное установление факторов, по которым ГРС подлежат выводу в капитальный ремонт, а именно:

- сроки эксплуатации ГРС (выработавшие ресурс, более 20 лет);
- степень загрузки ГРС (с учетом развития газоснабжения регионов);
- соответствие режима работы ГРС проекту и фактическому техническому состоянию оборудования;
- техническое состояние ГРС по результатам КДО;
- оптимизация форм обслуживания;
- предписания надзорных органов и вышестоящих организаций;
- нарушение проектных режимов работы (по расходу, давлению, температуре);
- несоответствие установленного оборудования проекту и требованиям действующих нормативных документов.

Определение таких ГРС является довольно сложной задачей, для решения которой на первом этапе необходимо установить фактическое техническое состояние ГРС по результатам КДО.

На втором этапе полученные результаты обследований сопоставляются со сведениями информационной базы данных ИСТС «Инфотех» по эксплуатационным параметрам ГРС (входное/выходное давление, степень загрузки, температурные параметры транспортируемой среды, сроки эксплуатации технологического оборудования и ГРС в целом, проведенные на ГРС работы (диагностика, ремонты), выявленные дефекты и сведения об их устранении и т. д.).

Далее, на третьем этапе, необходимо провести сравнение этих эксплуатационных параметров работы ГРС с паспортными значениями и требованиями нормативных документов. Проведя анализ полученных результатов, можно сформировать ранжированный перечень ГРС, требующих капитального ремонта.

Результатом внедрения данной системы является своевременное и мотивированное включение ГРС в программы реконструкции и капитального ремонта, что, в свою очередь, позволит предотвратить возникновение аварийных ситуаций и, как следствие, повысит уровень безопасности действующих объектов.

Далее рассмотрим ситуацию, сложившуюся в части технического обслуживания

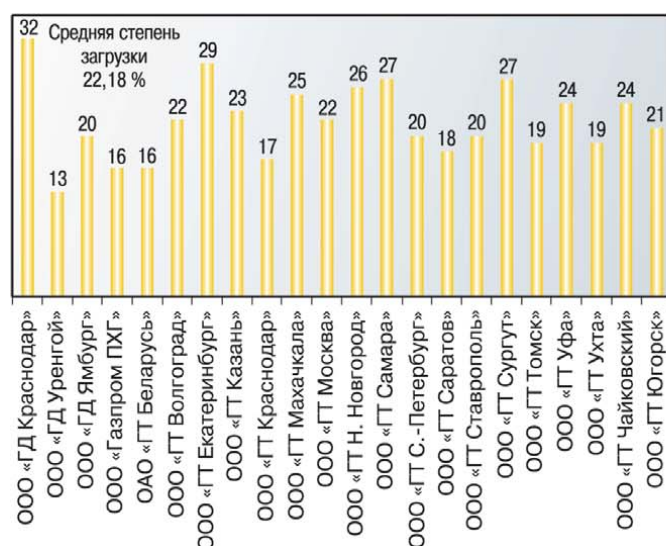


Рис. 1. Степень загрузки ГРС ОАО «Газпром» по состоянию на 1 октября 2014 г., %

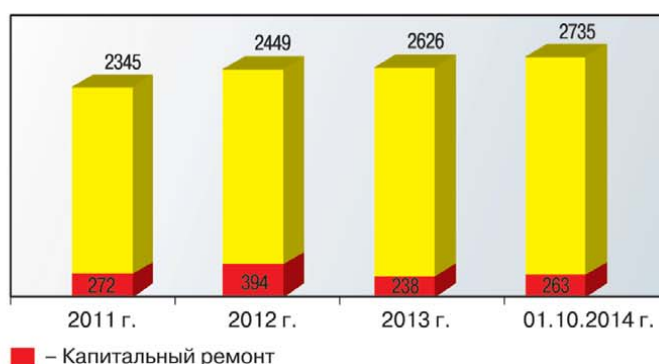


Рис. 2. Распределение ГРС, находящихся в эксплуатации свыше 20 лет за период с 2011 г. по 1 октября 2014 г.

и ремонта ТПА, эксплуатируемой на объектах транспорта газа ОАО «Газпром».

ТПА является составной частью ГТС, и поэтому ее безотказная работа существенным образом определяет эксплуатационную надежность и безопасность любого объекта на магистральном газопроводе.

На сегодняшний день общее количество ТПА с номинальным диаметром от 50 до 1400 мм, установленной на объектах добычи, транспортировки, хранения и переработки газа, составляет около 500 тыс. Номенклатура этого вида оборудования весьма разнообразна по функциональному назначению, конструктивным особенностям, техническим характеристикам и срокам эксплуатации. Парк арматуры формировался более чем 50 лет, включая отечественную и импортную арматуру, закупавшуюся у различных (зачастую уже не существующих сегодня) фирм. Доля отечественных производителей – до 84 %, и около 16 % – зарубежных (рис. 3).

Арматура и приводы к ней изготавливались более чем на 20 предприятиях России и бывших республик СССР. Широко используется арматура производства Италии, Франции, ФРГ, Голландии, Японии, Канады. По своему техническому уровню и качеству изготовления отечественная арматура прошлых лет, как правило, уступала арматуре зарубежных фирм. В то же время при закупке арматуры по импорту далеко не всегда имелась возможность технически обоснованного выбора наиболее эффективных изделий, в связи с чем разброс в техническом уровне закупленной арматуры достаточно велик.

За последние 5 лет парк установленной ТПА существенно вырос благодаря реализации важнейших проектов по развитию ГТС на территории Северо-Западного региона РФ, таких как МГ СРТО – Торжок, Ухта – Торжок, Бованенково – Ухта, Северо-Европейский газопровод, Сахалин – Хабаровск – Владивосток и др. Газпром предъявляет к отечественным производителям ТПА требования, направленные на увеличение срока службы до 40 лет, расширение номенклатуры и совершенствование конструкции, способной конкурировать по техническим характеристикам и качеству с зарубежными аналогами.

Немаловажную роль в продлении срока службы арматуры, а зачастую и определяющую

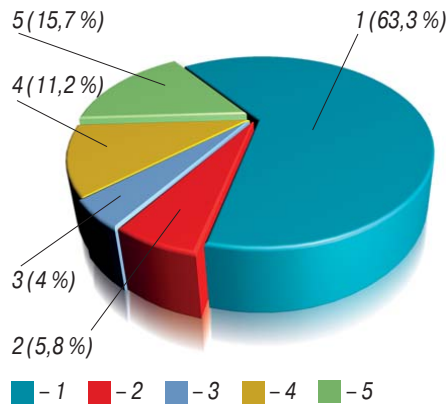


Рис. 3. Распределение ТПА DN 50–1400 линейной части МГ по данным ИСТС «Инфотех»:
1 – АЗТПА; 2 – ОАО «Волгограднефтемаш»; 3 – ОАО «Пензтяжпромарматура»; 4 – прочие отечественные; 5 – зарубежные

ролью, играют подготовка, монтаж и наладка арматуры и приводов к ней перед вводом в эксплуатацию на строящемся объекте. В соответствии с требованиями Газпрома арматура перед монтажом в крановый узел должна проходить процедуру входного контроля и предмонтажной подготовки. Арматура с приводом проверяется на соответствие своему назначению в части рабочих параметров, сред, условий эксплуатации, характеристик надежности и безопасности. Специалисты должны проводить операции по подготовке арматуры к врезке в газопровод и осуществлять инженерно-техническое сопровождение монтажа арматуры. На сегодняшний день это стало наиболее актуально в связи с раздельной поставкой арматуры и приводов на строящиеся объекты, а также с качеством проведения строительно-монтажных работ.

Неоднократно в протоколах технических совещаний производственных департаментов ОАО «Газпром» подчеркивались важность и необходимость организации и проведения работ по инженерно-техническому сопровождению монтажа арматуры (в том числе и с электрогидравлическими приводами) на строящихся объектах с привлечением квалифицированных специалистов, а не проведение ее силами строительно-монтажных организаций.

Однако на сегодняшний день такие работы проводятся не всегда, в связи с чем службами строительного контроля выдаются обоснованные предписания, но подрядчиками (строительными организациями) проведение вышеуказанных работ зачастую

оспаривается, ввиду отсутствия этих затрат в сметной документации заказчика.

На этапе пусконаладочных работ (ПНР) на арматуре основными проблемами, с которыми приходится сталкиваться, являются дефекты, возникающие при транспортировке, разгрузке, монтаже, испытаниях и перепусках газа в трубопроводе. Неудовлетворительные проектные решения, плохая организация и низкое качество строительно-монтажных работ, некачественная очистка и осушка газопровода, дросселирование газа через не полностью открытый затвор крана, замерзание влаги в затворе и импульсных обвязках приводят к возникновению неисправностей и отказов в период проведения ПНР. Негерметичность затвора шаровых запорных кранов может приводить к тому, что приходится вырезать и менять арматуру.

Основной причиной негерметичности для арматуры является повреждение полиуретановых уплотнительных колец, возникшее в результате воздействия механических частиц (превышающих размер и объем, предусмотренный СТО Газпром 2-4.1-212–2008 «Общие технические требования к трубопроводной арматуре, поставляемой на объекты ОАО «Газпром») в потоке газа при высоких скоростях.

В период эксплуатации техническое состояние ТПА имеет определяющее значение в обеспечении режимов нормальной эксплуатации и в нештатных ситуациях на магистральных газопроводах. Так, неисправности арматуры могут приводить к серьезным потерям транспортируемых объемов газа – в случае негерметичности по затвору – или к возникновению отказов при невыполнении функций закрытия или открытия.

Обеспечение надежного работоспособного состояния ТПА возможно только при условии проведения всех необходимых этапов технического обслуживания и ремонта (в трассовых условиях) арматуры в соответствии с действующей в ОАО «Газпром» нормативной документацией. Однако здесь необходимо отметить, что численность эксплуатационного персонала, занимающегося ремонтно-техническим обслуживанием ТПА на линейной части МГ, КС и ГРС, не всегда достаточна.

В настоящее время основной причиной выхода из строя арматуры и ее дальнейшей

замены является неустранимая негерметичность по затвору.

В процессе эксплуатации при открытии и закрытии затвора, когда сопрягаемые детали сухие, возникают повреждения на затворе в виде царапин и износа мягких уплотнений. Негерметичность арматуры в процессе эксплуатации можно напрямую связать с отсутствием должного обслуживания, важной частью которого является смазка сопрягаемых деталей. При регулярной подаче смазки в набивочную систему арматуры уменьшается риск загрязнения и износа деталей седла и затвора, продлевается срок службы арматуры. То же можно сказать и о своевременной замене демпферных технических жидкостей в цилиндрах гидравлических приводов, срок эксплуатации которых не более 5 лет.

В настоящее время в связи с вводом в эксплуатацию МГ с «малолюдными» технологиями перед эксплуатирующими организациями встал вопрос привлечения к сервисному техническому обслуживанию аккредитованных специализированных организаций.

Начиная с 2010 г. ОАО «Оргэнергогаз» принимает активное участие в организации и выполнении сервисного технического обслуживания запорной арматуры на объектах ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург», ООО «Газпром трансгаз Ухта», ООО «Газпром трансгаз Краснодар» и т. д.

Для совершенствования системы технического обслуживания в трассовых условиях, нормативного обеспечения своевременного и качественного выполнения работ, направленных на поддержание исправного состояния арматуры, в 2010 г. в ОАО «Оргэнергогаз» разработан нормативный документ СТО Газпром 2-2.3-385-2009 «Порядок проведения технического обслуживания и ремонта трубопроводной арматуры».

В зависимости от типа, вида и места установки запорной арматуры непосредственно перед выполнением обслуживания разрабатывается и согласуется с эксплуатирующей организацией программа работ.

Сервисное техническое обслуживание носит сезонный характер, т. е. проводится два раза в год в весенний период и перед зимним периодом эксплуатации МГ. Работы выполняются квалифицированными специалистами, оснащенными необходимым оборудованием для обслуживания (автоматические и ручные набивочные устройства, течедетекторы) и расходными материалами (демпферная жидкость, смазки и герметики, РТИ для уплотнительных элементов арматуры).

После проведения обслуживания проверяется работоспособность арматуры осуществлением полного цикла перестановки затвора дистанционным или ручным управлением, в том числе работоспособность системы управления (линейной

телемеханики) и системы резервирования импульсного газа.

На сегодняшний день более 10 % всего парка арматуры имеют срок службы более 30 лет и 3 % – более 40 лет, и поэтому в отрасли проводятся работы по диагностированию технического состояния, экспертизе промышленной безопасности с продлением срока службы (ресурса) ТПА на действующих объектах в соответствии с СТО Газпром 2-4.1-408-2009 «Методика оценки ресурса запорно-регулирующей арматуры».

В процессе эксплуатации под влиянием конструктивно-технологических, климатических, производственных и других различных факторов происходят нарушения нормального функционирования отдельных узлов арматуры. В основном выявляемые дефекты ремонтнопригодны и могут быть устранены в условиях эксплуатации, а основной причиной (98 %) замены ТПА является невозможная потеря герметичности в затворе (наличие утечки, превышающей установленные нормы по условиям эксплуатации). Случаи потери плотности корпусных деталей или сварных соединений редки, процент этих дефектов ничтожно мал.

Таким образом, внедрение системы технического обслуживания ТПА позволит значительно повысить техническую надежность и сократить число возможных отказов данного изделия в процессе эксплуатации.

Gas distribution station overhauls and gas pipeline maintenance: Key criteria

Kolotovskiy A.N. (OAO Gazprom, RF, Moscow), Topilin A.V., Zakharov A.V., Sukholitko A.A., Esin Yu.I. (OAO Orgenergogaz, RF, Moscow)

E-mail: ogi@oeg.gazprom.ru

This paper addresses the key physical status indicators for gas distribution stations and highlights a critical need to re-examine the existing design specifications concerning gas distribution station overhauls, across Gazprom. Station overhaul criteria and a justification procedure were proposed, both aiming to support timely decisions. In addition, key pipe and fittings physical characteristics were typified and described in more detail, along with service management guidelines. Finally,

a brief summary of existing service practices is complemented by a presumably promising new service management scheme.

Keywords: service life, operation, efficiency, safety, gas distribution, piping, fittings, workover.