

# МЕТОДЫ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НА РАЗНЫХ СТАДИЯХ ИХ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА

**В.А. Попов**, начальник ПО защиты от коррозии, ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»; **Е.С. Лукин**, ведущий инженер ПО защиты от коррозии, ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»; **А.И. Истомина**, начальник Челябинского отделения ИТЦ, филиал ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»

Оценка качества изоляции на всех этапах эксплуатации магистральных газопроводов является одним из основных факторов обеспечения надежной противокоррозионной защиты объектов единой системы газоснабжения. По распоряжению начальника Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» № 03/0800-3547 от 25.10.2005 г. в ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» было разработано и введено в действие с 28.07.2006 г. «Положение о входном контроле качества изоляционных материалов». Данное Положение устанавливает порядок организации, проведения и оформления результатов входного контроля материалов, применяемых для получения покрытий, и является обязательным для всех филиалов и подрядных организаций, осуществляющих их приобретение, приемку, хранение и использование, а также выполняющих контроль качества проведения изоляционных работ.

ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» эксплуатирует более 8 тыс. км газопроводов, средний возраст эксплуатации которых превышает 30 лет. Значительная часть из них нуждается в капитальном ремонте и планомерной переизоляции с полной заменой старой изоляции на заводские и современные трассовые покрытия.

Однако сплошная переизоляция в условиях ограниченного финансирования оказывается чрезвычайно дорогостоящей, а выборочная – малоэффективна из-за необходимости перенастройки системы ЭХЗ ремонтируемого участка.

Действующая нормативно-техническая документация не предусматривает наличия необходимых и достаточных критериев ремонта изоляционного покрытия участков линейной части магистральных газопроводов в ограниченном финансовом

пространстве. Поэтому необходимо выбирать между настройкой средств ЭХЗ и выборочным ремонтом изоляции.

Из опыта эксплуатации известно, что в каждом конкретном условиях зона действия элементов катодной защиты ограничена, и это ограничение главным образом зависит от состояния изоляции.

Возможно, в таком случае целесообразно ограничиться минимальной длиной участка переизоляции, состоянием защищенности которого можно будет управлять. В качестве такого минимального элемента предлагается использовать протяженность зоны действия установки катодной защиты.

В настоящее время, согласно требованиям Р Газпром 9.4-013-2011 и ГОСТ Р 51164, контроль защитных покрытий подземных газопроводов при их реконструкции или вводе в эксплуатацию контролируется на соответствие

нормативным значениям по начальному сопротивлению изоляции и плотности тока при катодной поляризации, а также при отсутствии сквозных дефектов в ЗП (защитные покрытия), подтверждением приемочным обследованием. В условиях эксплуатации контроль защитных покрытий должен включать интегральную и локальную оценку. Интегральная оценка выполняется по величине расчетного сопротивления изоляции. При локальной оценке осуществляется поиск дефектов в защитном покрытии и определение физических свойств изоляции в контрольных шурфах.

Анализ результатов работ ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» по проверке сплошности ИП после строительства и капитального ремонта показывает: качество строительных и ремонтных работ улучшается (табл. 1), но среднестатистическое количество

**Таблица 1. Сводные результаты проверки сплошности ИП после строительства и капитального ремонта в 2007–2012 гг.**

Год обследования	Протяженность, км	Дефекты изоляционного покрытия	
		Кол-во, шт.	Длина, м
2007	218,73	129	1007
2008	120,56	28	201
2009	98,92	64	397
2010	103,93	38	416
2011	84,63	35	225
2012	54,34	17	71
Итого:	681,12	311	2317

дефектов в ИП на 1 п/км остается постоянным, что указывает на отсутствие улучшения качества подготовки и укладки газопроводов в грунт.

Сравнение действующей в ОАО «Газпром» нормативно-технической документации, регламентирующей расчет интегрального сопротивления изоляции участка газопровода, показывает преимущество по точности указаний Р Газпром 9.4-013-2011.

Для такого сравнения были проведены расчеты сопротивления изоляционного покрытия одного из газопроводов ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», исходя из данных за период 2008–2012 гг. Динамика расчетных значений приведена в таблице 2. Сравнение полученных данных, приведенных в таблице 1, показывает, что методика ГОСТ Р 51164-98 относительно недостоверна, поскольку не наблюдается динамика изменения сопротивления изоляционного покрытия газопровода и отсутствует последовательность в значениях.

Методы расчета показателей, описанные в «Руководстве по эксплуатации систем противокоррозионной защиты трубопроводов» (3-е изд.) и Р Газпром 9.4-013-2011, основаны на одних и тех же основных формулах и различаются лишь в точности оценки конечных значений (в среднем на 5%).

Поскольку в методике Р Газпром 9.4-013-2011 расчет значений сопротивления грунта, средних значений тока и других расчетных параметров производится с учетом длины участка, то это обеспечивает большую точность в вычислениях по сравнению с методикой, описанной в 3-м издании «Руководства по эксплуатации систем противокоррозионной защиты трубопроводов».

**Таблица 2. Результаты интегральной оценки сопротивления изоляционного покрытия**

Год	$R_{из}$ по методике, описанной в «Руководстве по эксплуатации СПКЗ трубопроводов», Ом × м <sup>2</sup>	$R_{из}$ по методике, описанной в ГОСТ Р 51164-98, Ом × м <sup>2</sup>	$R_{из}$ по методике, описанной в Р Газпром 9.4-013-2011, Ом × м <sup>2</sup>	$R_{из}$ по деградации изоляции (по формулам Р Газпром 9.4-013-2011), Ом × м <sup>2</sup>
2008	772,5	196,46	695,7	10645,9
2009	572,2	150,68	569,1	9827,4
2010	560	97,31	500,2	9071,8
2011	463,8	175,88	442,3	8374,3
2012	417,5	145,9	427,5	7730,5

Рассмотренные методы расчета используют в качестве исходных данных результаты сезонных замеров. При этом ни одна методика неприменима в условиях блуждающих токов. Приборные способы измерения интегрального сопротивления участка газопровода ограничены применением нескольких бесконтактных способов определения состояния изоляции: использование феррозондовых датчиков (система PCM Plus, «Поиск-02»), электромагнитных локаторов (система Secco и C.G.Doris), использование высокочастотных сигналов (АНПИ, система PCM Plus, RD-4000). Нормативной документацией ОАО «Газпром» измерения для интегральной оценки состояния защитного покрытия рекомендуется проводить с помощью комплекта приборов УДИП и Си-Скан (по 3-му изданию «Руководства по эксплуатации систем противокоррозионной защиты трубопроводов») либо аналогичных им (системы «Поиск» и PCM Plus). Выбор данных устройств обусловлен тем, что они используют специальные частоты, чтобы избежать влияния ЭХЗ и блуждающих токов на результат измерений. Необходимо уточнить, что речь идет именно об измерениях, направленных на получение данных для оценки интегрального сопротивления изоляции, а не на поиск отдельных дефектов изоляции.

Поиск и локализация отдельных дефектов изоляции производятся искателями повреждения изоляции и зондомодульной технологии.

Использование этих приборов позволяет локализовать повреждения защитного покрытия, оценить размеры и протяженность, дать оценку опасности коррозионного поражения пу-

тем долговременных измерений потенциала, величины блуждающих токов и токов защиты.

Накопленный и актуализируемый объем информации об эксплуатируемых газопроводах уже содержит данные о дефектах изоляции. То есть целесообразно проводить дополнительные измерения с помощью ИПИ.

В ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» опробована методика получения значений интегрального сопротивления изоляции участка газопровода (ГО к ГРС г. Полевской) с помощью замеров с использованием системы PCM Plus и прибора УДИП.

В качестве еще одного информативного и современного метода оценки состояния изоляции предлагается применять расширенное использование данных внутритрубной диагностики (ВТД).

Традиционным подходом использования результатов ВТД является проведение контроля и ремонтов на участках с опасными дефектами металла труб с последующей изоляцией этих локальных зон. Такой подход также реализуется и на нашем предприятии. Кроме того, данные ВТД используются при стратегическом планировании ремонта изоляции «старых» газопроводов на протяженных участках. Применительно к ним проведение значительных объемов наземных диагностических обследований целесообразно, необходима диагностика с целью оптимизации ремонта.

При таком подходе характеризовать состояние покрытия на основе липких лент на длительно эксплуатирующихся газопроводах можно по степени поврежденности металла труб. К участкам с «недопустимым состоянием покрытия» относят все участки с выяв-

ленными по ВТД коррозионными повреждениями. Зоны коррозии являются также зонами с покрытием, которое не выполняет своей функции. В рассмотрении не попадают сквозные дефекты покрытия, по факту защищенные средствами ЭХЗ, и дефекты в зонах слабо выраженной коррозии (как правило, глубиной менее 10% от т. ст. труб), но это лишь концентрирует на наиболее проблемных участках и объединяет рассмотрение конструктивной прочности газопровода и состояния изоляции.

Важно, что учитываются все развивающиеся, пока не опасные с точки зрения прочности, коррозионные дефекты, которые неизбежно определяют в перспективе необходимость новых неотложных ремонтов.

Количественными показателями, характеризующими состояние изоляции, являются «средняя плотность коррозионных дефектов», «коррозионная поврежденность по протяженности, %», «доля труб с коррозионными дефектами, %».

Парк газопроводов ранжируется по группам участков, существенно различающихся по диапазону показателя «средняя плотность коррозионных дефектов». Межкрановые участки МГ с наибольшей средней плотностью коррозионных дефектов, расположенные на первых позициях ранжировочной таблицы, являются объектами первоочередного рассмотрения при формировании и корректировке программ капитального ремонта МГ. На нашем предприятии на наиболее поврежденных межкрановых участках средняя плотность коррозионных дефектов составляет 100 и более штук на километр.

По этим объектам проводятся расчеты на соответствие по выводу газопровода в ремонт по данным регламентирующих документов, в которых состояние изоляции не является приоритетным параметром.

Для участков газопроводов, расположенных в «хвосте» ранжировочной таблицы, эффективен немасштабный выборочный ремонт изоляции с последующим отдаленным сроком капитального ремонта. По остальной группе газопроводов проводится корректировка позиций по результатам последовательных ВТД. Протяженная переизоляция в этой группе определяется возможностями предприятия. При планируемых сроках 10 и более лет на них необходим поддерживаю-

щий выборочный ремонт изоляции. При этом на участках протяженностью 10–500 м необходимо использовать качественные технологии для сохранения их в последующем как элементов предстоящей реконструкции.

Обследование в шурфах остается обязательным контрольным мероприятием: устанавливается основной характер дефектов покрытия, механизм потери защитных свойств покрытия, состояние материала покрытия, уровня его деградации, характера коррозионного поражения металла, состояния изоляции на бездефектных, по данным ВТД, участках. Обследование проводится в шурфах, вскрытых для контроля предполагаемых опасных дефектов металла, с осмотром прилегающих некритических зон без требований по дополнительным шурфам. Данные ВТД также используются для упрощения выбора схемы ремонта в границах межкранового участка. При этом используются диаграммы распределения коррозионных дефектов в сопоставлении с раскладкой труб по толщине стенки и виду изоляции. Внутри межкрановых границ могут быть выделены протяженные (многокилометровые) участки с высокой, значительной и малой поврежденностью металла труб и изоляции. Это помогает назначить сплошной или выборочный ремонт, применить трассовую переизоляцию, разрезку на трубы и переизоляцию на специализированном заводе или мобильной изоляционной базе с дефектовкой металла труб, переукладку новыми трубами с заводским покрытием либо их комбинацию. Данные ВТД по газопроводам с пленочной изоляцией характеризуют коррозионную ситуацию, обусловленную состоянием покрытия, агрессивностью грунта и фактически реализованной (или нереализованной) электрохимической защищенностью на металле под покрытием. Они позволяют оценить коррозионную поврежденность протяженного участка МГ по прямым информативным характеристикам и хорошо дополняют, а где-то и являются приоритетными перед прочей диагностической информацией, полученной косвенными методами, в том числе электрометрическими. Это связано с тем, что диагностика электрометрическими методами на газопроводах с пленочной изоляцией малоэффективна. Она выявляет сквозные дефекты в покрытии, которые обыч-

но защищены катодно, и не выявляет зоны закрытых гофр.

Это определяет необходимость развернутого обследования в шурфах на газопроводах, где инспекции ВТД не проводились. Это актуально для газопроводов-отводов малых диаметров. Их диагностика базируется в основном на прогнозных методах, чаще всего электрометрических. Достоверный вывод о состоянии покрытия по газопроводу в целом формируется только после оценки комплексной защищенности труб средствами пассивной и активной защиты в шурфах. Их относительно равномерное назначение по трассе должно включать кроме зон несплошностей, выявленных по искателю повреждений, и участки благополучные, по данным этого наземного обследования.

Состояние битумного покрытия без полимерной обертки напрямую не отражается данными ВТД из-за компенсации защиты средствами ЭХЗ в отличие от ситуации с полимерными лентами. Также в отличие от объектов с пленочной изоляцией газопроводы с битумной изоляцией хорошо диагностируются при электрометрических обследованиях.

При выборе объектов переизоляции для газопроводов с этим покрытием широко привлекаются данные электрометрической диагностики. При длительных сроках эксплуатации покрытия на основе битумных мастик без полимерной обертки хорошо совместимы с катодной защитой вследствие низкого переходного сопротивления в зонах охрупченной и растрескавшейся изоляции. Учитывая закономерности эксплуатационного поведения битумной изоляции, общий уровень ее дефектности должен хорошо коррелировать с данными по переходному сопротивлению участков газопровода и показателем «плотность защитного тока».

Переизоляция газопроводов с битумной изоляцией может быть отсрочена путем выборочных ремонтов зон, в наибольшей степени определяющих потери защитного тока (водных переходах и др.), для обеспечения совмещения плеч защиты между двумя СКЗ. Напротив, протяженные участки с разрушившимся битумным покрытием могут быть переизолированы в числе первоочередных для сохранения металла труб с пока еще допустимыми коррозионными дефектами.