

УДК 622.691.4

Разработка системы оценки технического состояния ЛЧМГ, не подготовленных к внутритрубному диагностированию

А. М. Ангалев, И. И. Велиюлин, А. В. Захаров, А. Н. Горшков (ОАО «Оргэнерггаз», РФ, Москва)

E-mail: zaharov@oeg.gazprom.ru

Современная стратегия обеспечения безопасной эксплуатации объектов транспорта газа основана на определении срока службы объекта, по окончании которого возможно продление ресурса при условии проведения анализа технического состояния с последующим применением компенсирующих мероприятий. Обеспечение рационального использования ресурсов и достижение установленных результатов при эксплуатации и ремонте объектов линейной части магистрального газопровода базируется на обоснованной оценке технического состояния входящих в линейную часть объектов. В статье изложены основные этапы оценки технического состояния участка газопровода и применяемые при этом методы технического диагностирования. Достоверность результатов оценки зависит от качества и полноты данных технического диагностирования. Предложены направления повышения достоверности результатов оценки технического состояния газопроводов, не подготовленных и внутритрубному диагностированию, включающие ранжирование участков по приоритету для поэтапного формирования плана реконструкции газопровода под пропуск внутритрубных дефектоскопов, использование специальных дефектоскопов повышенной проходимости, разработку нормативной и конструкторской документации для применения переносных камер приема-запуска.

газопровода, а именно: произошедшие аварии и инциденты, результаты предыдущих обследований линейной части и специализированных диагностических обследований объектов (авто-, железнодорожных, воздушных и подводных переходов, данные вертолетных и других обследований). Анализируется объем выполненных ремонтных и профилактических работ на объектах линейной части.

Второй этап – это техническое диагностирование, при котором объем работ и состав применяемых средств определяются конструкционной особенностью участка диагностирования и объемом выполненных работ при техническом обслуживании в предыдущие периоды. Анализ результатов диагностирования позволяет оценить текущее состояние участка газопровода.

Методологически различаются два варианта технического диагностирования:

- **первый** – когда конструкция газопровода позволяет осуществить пропуск внутритрубных дефектоскопов;
- **второй** – когда пропуск невозможен.

При наличии результатов внутритрубной диагностики (ВТД) имеются данные о наиболее крупных коррозионных и механических дефектах по всей протяженности диагностируемого участка газопровода. После проведения контрольного обследования в шурфах для определения достоверности результатов ВТД и оценки состояния металла и изоляции выполняется прочностной расчет обнаруженных дефектов. По результатам расчета определяются дефекты, не допустимые по дей-

Ключевые слова: внутритрубная диагностика, линейная часть магистрального газопровода, техническое диагностирование, оценка технического состояния.

Более 10 лет ОАО «Оргэнерггаз» выполняет работы по оценке технического состояния линейной части газопровода. Все это время развивались методология, нормативная база, приборы для технического диагностирования, и в настоящее время сформирована следующая схема оценки, включающая три основных этапа.

Первый этап – это получение информации о конструктивных и эксплуатационных

особенностях объекта линейной части до начала оценки, при этом выполняются в основном работы по сбору конструкторской и эксплуатационной документации, определяются базовые параметры газопровода по проектной документации (раскладка и сертификаты на трубы, наличие крановых узлов, параметры переходов и пересечений).

Анализ эксплуатационной документации позволяет изучить историю жизни участка

ствующим нормативным документам для обеспечения рабочих режимов и влияющие на транспорт газа.

Особо следует отметить участки газопроводов, на которых возможно наличие стресс-коррозионных дефектов. На таких участках в целях уточнения (корректировки) числа поврежденных труб и размеров дефектов важным этапом является проведение дополнительного диагностического контроля (ДДК) металла труб в шурфах. Это обусловлено тем, что либо параметры зарождающихся трещин меньше порога чувствительности магнитных датчиков, применяемых при ВТД, либо в процессе обработки применяются фильтры и происходит «загрубление» порога данных, начиная с уровня от 20 % глубины дефектов.

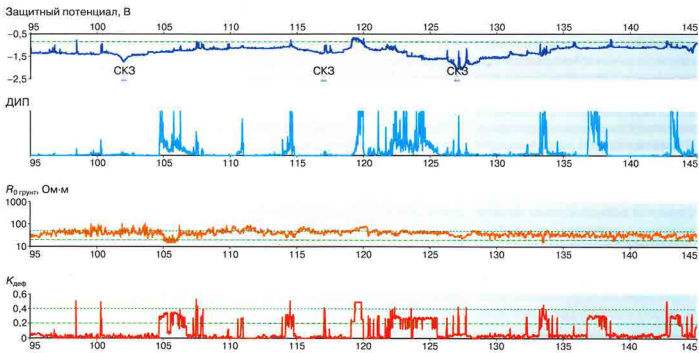
В случае если конструкция участка газопровода не позволяет выполнить пропуск внутритрубных дефектоскопов, акцент смещается в сторону наземных методов

диагностики. Наземные методы диагностики направлены на обнаружение потенциальных факторов внешнего негативного влияния на газопровод, и в результате в каждой обследованной точке оценивается уровень их влияния и рассчитывается коэффициент склонности к дефектообразованию. При этом в обязательном порядке должна быть изучена и оценена степень влияния на техническое состояние газопроводов основных негативных факторов, таких как:

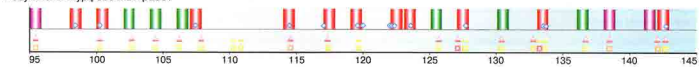
- накопленные в процессе эксплуатации коррозионные повреждения, стресс-коррозия, усталостные повреждения металла, дефекты изоляционного покрытия;
- внешние природные и техногенные воздействия (коррозионная активность грунтов, подземные и поверхностные водотоки, наличие и влияние блуждающих токов, действующие механические напряжения вследствие непрямого положения);
- прямые воздействия третьих лиц.

По значению рассчитанного коэффициента склонности к дефектообразованию проводится ранжирование локальных участков и в местах наибольшего совокупного влияния негативных факторов выполняются контрольные шурфовки для оценки состояния металла трубопровода и изоляционного покрытия. В случае если участки газопроводов включены в перспективный план капитального ремонта, следует выполнить предремонтное обследование, необходимое для принятия решения о методе ремонта (замена участка, переизоляция). На рисунке приведены результаты ранжирования участка газопровода.

Третий этап оценки технического состояния линейной части участка газопровода включает обработку результатов с последующим комплексным анализом полученной по итогам технического диагностирования информации и сравнение с данными предыдущих обследований.



Результаты шурфовочных работ



- – Изоляционное покрытие (ИП) неудовлетворительное
- ▲ – ИП – разрывы
- – Язвенная коррозия (ЯК) до 0,5
- – ЯК – 0,5–1
- – ЯК – 1–1,2
- – Рекомендуемые шурфы
- || – 3-й ранг опасности
- || – 2-й ранг опасности
- || – 1-й ранг опасности максимальный

Результаты ранжирования участка газопровода (ДИП – метод поиска повреждения изоляции; $R_{уд.грунт}$ – удельное сопротивление грунтов; $K_{дв}$ – коэффициент склонности к дефектообразованию)

В результате выполнения всего объема работ по оценке технического состояния участка линейной части газопровода должны быть решены следующие задачи:

- оценка текущего состояния газопровода, выявление дефектов, влияющих на работоспособность и безопасность транспорта газа, для первоочередного ремонта;
- ранжирование газопровода по участкам (интервалам) в зависимости от технического состояния для планирования корректирующих мероприятий;
- разработка и оптимизация необходимых корректирующих мероприятий (вывод из эксплуатации, ремонт, снижение давления и другое, с учетом минимизации эксплуатационных затрат);
- прогнозный анализ;
- назначение срока безопасной эксплуатации в соответствии с требованиями действующей нормативной документации;
- принятие решения о необходимости или целесообразности вывода участка в реконструкцию или капитальный ремонт.

Достоверность решения задачи по оценке технического состояния в основном зависит от качества исходных данных, получаемых по результатам технического диагностирования. Ограничения физических принципов, используемых при техническом диагностировании наземными методами, не позволяя получить информацию о состоянии металла по всей протяженности трубопровода. Одной из возможностей радикального повышения достоверности результатов диагностирования является подготовка и проведение внутритрубных обследований. Основная проблема заключается в том, что протяженность газопроводов, конструктивно не приспособленных к проведению внутритрубной диагностики, по ОАО «Газпром» составляет более

50 тыс. км. Поэтому для формирования долгосрочной программы по подготовке и проведению внутритрубного технического диагностирования газопроводов, конструктивно не удовлетворяющих требованиям контролепригодности по внутритрубному техническому диагностированию, необходимо определить очередность их обследования и критерии расчета приоритета.

При определении приоритета обследования газопроводов необходимо учесть ряд факторов (включая не количественные): приоритетность потребителя газа, наличие резервирования, объем расхода газа, уровень технического состояния газопроводов, наработки, показателей надежности и трудоемкости подготовки газопроводов к проведению внутритрубного технического диагностирования. Чтобы учесть вышеперечисленные факторы, необходимо разработать сбалансированную математическую модель определения приоритетов внутритрубного технического диагностирования, которая, например, предусматривала бы снижение приоритетов у газопроводов, требующих большей трудоемкости на подготовку и увеличение приоритетов для газопроводов, вероятность отказа которых может привести к техногенному риску.

Предлагаемые алгоритмы, а также разрабатываемые математические модели для количественного описания степени влияния каждого фактора на приоритет проведения внутритрубной диагностики предлагается включить в Методику оценки приоритетности участков, подлежащих диагностированию, в которой планируется реализовать комплексный подход к формированию программы подготовки и проведения технического диагностирования средствами внутритрубной дефектоскопии.

Так, для участков, проходимость которых удовлетворяет требованию стандартного диагностического оборудования, но не оборудованных камерами приема-запуска, предлагается разработать типовую технологию и проектно-конструкторскую документацию по применению переносных камер приема-запуска с оборудованными стационарными площадками приема-запуска внутритрубных дефектоскопов, с соответствующей обвязкой и возможностью сменного (временного) использования камер приема-запуска поршней.

На участках, имеющих проходное сечение из двух разных диаметров, различающихся на один типоразмер, или на участках с углами поворота до 1,5 диаметра, не проходимых для стандартного внутритрубного оборудования, возможно применение специализированного диагностического оборудования, имеющего возможность диагностики неравнопроходных и других сложных участков трубопроводов.

В соответствии с предлагаемым подходом по поручению Департамента по транспортировке газа ОАО «Газпром» ведется разработка предложений в проект Программы реконструкции и подготовки проведения внутритрубной диагностики. Необходимо отметить, что в 2012 г. в рамках проекта данной Программы ряд газотранспортных обществ такую работу уже провели, включая непосредственно обследование средствами ВТД.

С учетом проделанной работы и полученного положительного опыта на данном этапе на основе актуализированного полного перечня участков газопроводов, не подготовленных к ВТД, в целом по ОАО «Газпром» выполняются их расчетное ранжирование и формирование пятилетней программы.

Gas pipeline technical status assessments: A target unavailable for pigging

Angalev A. M., Veliyulin I. I., Zakharov A. V., Gorshkov A. N. (OAO Orgenergogaz, RF, Moscow)
E-mail: zakharov@oag.gazprom.ru

The modern gas transmission operating security strategy centres on assessing a service life point after which the pipeline operating period could be securely extended, providing the pipeline technical status is identified and all necessary remedies are in place. The paper highlights the key phases of such technical assessments and useful diagnostic methods. It specifically focuses on cases when no inspection pigging data could be made available, while it remains critical to produce reliable

diagnostics inputs. Given these considerations, it is believed important to address pipe segment priority ranking for a phased pipeline upgrade programme, to make the system eventually suitable for pigging. Long-run pigs are believed desirable for such cases. Other aspects include dedicated (mobile) pig launchers and catchers along with related designs and practices.

Keywords: inspection, pigging, diagnostics, gas pipelines, operating status, assessment.