

**ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ВНЕШНИХ УСЛОВИЙ НА ТОЧНОСТЬ
РЕЗУЛЬТАТОВ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ПРИ ОЦЕНКЕ РЕСУРСА
БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДА**

Р.З. Хайруллин, О.А. Тучкова, Г.Н. Зиннатуллина, А.И. Абдуллин
ФГБОУ ВО «Казанский национальный исследовательский технологический университет», Россия

Магистральный транспорт газа и нефти в Российской Федерации с каждым годом получает все большее развитие ввиду наличия целого ряда преимуществ по сравнению с другими видами транспорта. К наиболее важным преимуществам трубопроводного транспорта можно отнести достаточно высокую безопасность эксплуатации, низкую стоимость транспорта в расчете на единицу перекачиваемой продукции, а также невозможность использования других видов транспорта в ряде регионов России кроме трубопроводного.

В тоже время необходимо учитывать тот факт, что большинство магистральных трубопроводов были построены и введены в эксплуатацию достаточно давно, поэтому с каждым годом все острее встает вопрос оценки их остаточного ресурса. Правильная и точная оценка остаточного ресурса трубопровода позволяет существенно снизить вероятность аварий, а также позволяет снизить возможные финансовые потери и ущерб экологии в случае разгерметизации трубопроводов и возможного воспламенения транспортируемой среды, что существенно повысит материальный ущерб от аварии и стоимость последующих восстановительных работ.

Результаты оценки технического состояния трубопроводов могут быть использованы при планировании ремонтов или других мероприятий по повышению безопасности и надёжности газопроводов, при определении необходимости проведения технического диагностирования подземных газопроводов, а также при принятии решения о выводе из эксплуатации участков газопроводов в связи с достижением ими предельного состояния [1].

Так согласно требованиям ГОСТ 34741-2021 периодичность проведения оценки технического состояния газопроводов устанавливает газораспределительная организация или эксплуатационная организация самостоятельно, но не реже 1 раза в 5 лет – для стальных подземных газопроводов, не реже 1 раза в 10 лет – для полиэтиленовых и стальных надземных газопроводов. Первую плановую оценку технического состояния стальных подземных газопроводов проводят через 30 лет, полиэтиленовых и стальных надземных газопроводов – через 40 лет после ввода их в эксплуатацию [2].

В организациях, занимающихся эксплуатацией газо- и нефтепроводов, были разработаны и утверждены на уровне стандартов организаций методики оценки остаточного ресурса трубопроводов, учитывающих влияние максимально возможных факторов, в том числе и внешних.

Так согласно СТО Газпром 2-3.5-252-2008 при оценке остаточного ресурса стальных трубопроводов учитывают множество факторов, в том числе и ряд внешних факторов (место прокладки трубопровода, количество пересечений и параллельной прокладки газопровода с дорогами и инженерными коммуникациями, а также опасное влияние блуждающих токов и коррозионную агрессивность грунта).

В общем случае при оценке ресурса трубопроводов должны быть рассмотрены следующие виды коррозионных повреждений:

- общая коррозия (равномерная или неравномерная), характеризующаяся утонением стенки трубы на площади, имеющей характерные размеры, сопоставимые с диаметром газопровода, определяемая средней скоростью утонения в год;

- локальная (язвенная, кавернообразная) коррозия, отличающаяся от общей коррозии компактностью поврежденной области, имеющей характерный размер, сопоставимый с толщиной стенки (при этом глубина коррозионных язв сопоставима с их размерами в плане), определяемая средней скоростью локального увеличения глубины язвы в год;

- питтинговая коррозия – совокупность небольших в плане и глубоких (глубина больше линейных размеров в плане) коррозионных язв, характеризующихся средней максимальной скоростью прорастания наиболее глубоких питтингов и общей площадью поражения в год;

- коррозионное растрескивание – квазихрупкое разрушение газопровода в условиях совместного действия статических растягивающих напряжений и коррозионных сред (почвенных электролитов); характеризуется средней скоростью роста наиболее крупных трещин, а также критическими размерами трещины по квазистатическому критерию разрушения;

- коррозионная усталость – образование и рост трещин в условиях совместного действия переменных нагрузок и коррозионно-агрессивной среды; характеризуется скоростью роста усталостной трещины в коррозионно-агрессивной среде с учетом изменения физико-механических характеристик металла;

- коррозия, вызванная действием блуждающих токов [3].

На скорость коррозии и ее характер большое значение оказывает тип грунта и его рН, поэтому необходимо учитывать данные характеристики не в усредненном виде, а фактически измеренные значения по всей длине трубопровода для комплексной защиты от негативного влияния данных факторов. Анализ коррозионной агрессивности грунтов вдоль трассы газопровода проводят на основе требований ГОСТ 9.602-2016, ГОСТ Р 51164-98 и комплексных методик, предусматривающих многофакторный учет географических, грунтово-геологических и физико-химических показателей грунта [4, 5].

Таким образом можно сделать вывод о том, что только при регулярном проведении диагностирования текущего состояния трубопроводов, особенно проложенных в агрессивных грунтах, можно получить точную картину его состояния и объективную оценку необходимости плановых и капитальных ремонтов, что в конечном счете при небольших затратах позволит максимально продлить срок безопасной безаварийной работы магистральных трубопроводов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Р Газпром газораспределение 2.11-2016 Методика оценки технического состояния стальных и полиэтиленовых газопроводов
2. ГОСТ 34741-2021. Системы газораспределительные. Требования к эксплуатации сетей газораспределения природного газа"
3. СТО Газпром 2-3.5-252-2008 Методика продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ОАО «Газпром»
4. ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии
5. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии