

ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА С ПРИМЕНЕНИЕМ СТАТИСТИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ

И.А. Кнауб

Научный руководитель - доцент А.Г. Зарубин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В статье была проведена статистическая обработка коррозионного состояния участка линейной части магистрального газопровода. Определены наиболее опасные коррозионные дефекты, выявленные в результате проведения внутритрубной диагностики, а также интерпретированы с применением диаграмм. Рассчитано прогнозируемое количество коррозионных и стресс-коррозионных дефектов, которые не смог выявить внутритрубный дефектоскоп-снаряд в связи с их малыми размерами. На основе этих данных был рассчитан интервал следующей внутритрубной диагностики.

Наиболее эффективным и результативным методом диагностики магистральных трубопроводов в настоящее время является внутритрубная диагностика (ВТД). Использование ВТД для исследования состояния трубопровода позволяет обнаружить все основные типы дефектов, а также распределить их по степени опасности и определить приоритет для последующей идентификации поврежденных участков магистральных газопроводов и вывода их в ремонт [2].

После пропуска внутритрубных дефектоскопов-снарядов, полученные данные подверглись статистической обработке. Выбор участка объясняется содержанием большого количества коррозионных повреждений, выявленных после пропуска внутритрубных дефектоскопов-снарядов МДР-1000 с продольным намагничиванием и МДПР-1000 с поперечным намагничиванием.

Для изменения размерности исходных данных, имеющих такие характеристики, как расстояние, расположение от шва, угол, длина, ширина, глубина, использовался метод главных компонент (МГК). По полученным данным для наглядности, а также для дальнейшего анализа, были построены точечные графики (графики счетов) и график зависимости глубины от расстояния, представленные на рисунках 1 и 2.

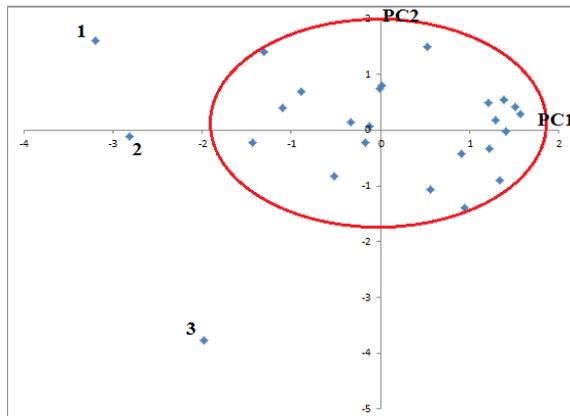


Рис. 1 График счетов участка газопровода

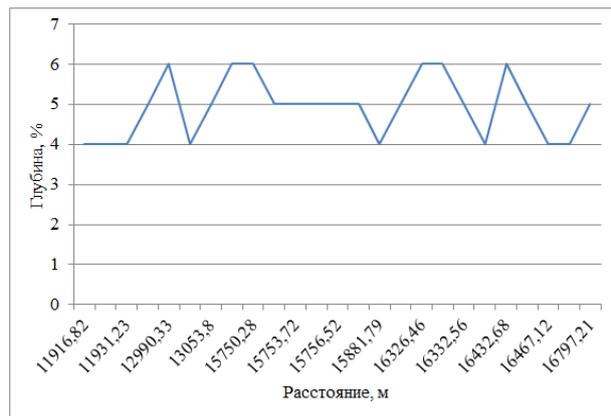


Рис. 2 График зависимости глубины от расстояния

После проведения предварительной обработки данных методом главных компонент была выявлена группа дефектов, выделенных красным эллипсоидом (рис. 1) для дальнейшего анализа по СТО Газпром 2-2.3-095-2007 [1]. Оставшиеся были отнесены к наиболее опасным дефектам, требующим ремонт.

На рисунке 1 большая часть точек плотно сосредоточена в центральной области графика. Обычно так устроен нормальный закон распределения. Помимо плотно сконцентрированных точек существуют исключения, лежащие вне границы (№1, №2, №3). Объединяющей характеристикой для точек является большой размер дефекта (длина, ширина). Так, для точки №1 свойственны коррозионные повреждения размером 368×524 мм, для точки №2 – 284×401 мм, для точки №3 – 176×335 мм.

На рисунке 2 значения глубин всех дефектов изменяются от 4 до 6 %, что не превышает допустимые значения коррозионного повреждения (более 20 %) согласно СТО Газпром 2-2.3-095-2007 [1]. Угол расположения дефекта изменяется в интервале от 2 до 7 ч.

Идентификация дефектов, обнаруженных в результате проведения внутритрубной дефектоскопии, производилась в соответствии с диаграммой (рис. 2) по международным требованиям, изложенным в [3].

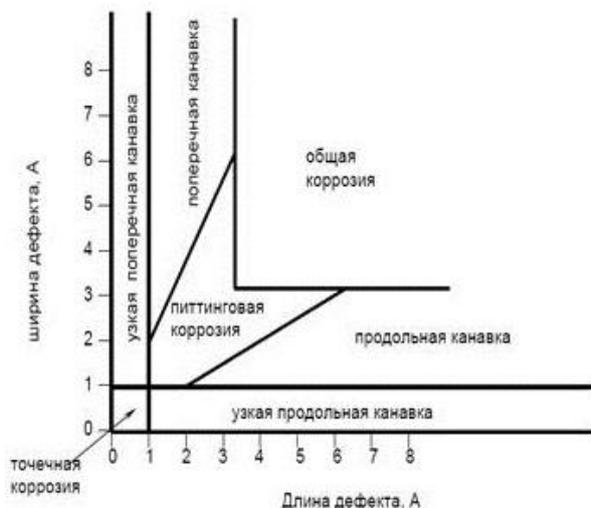


Рис. 2 Геометрические параметры дефектов [3]

Так как некоторые дефекты имеют глубину меньше порога чувствительности дефектоскопа, необходимо определить прогнозируемое число дефектов. В результате проведения расчетов было получено 4093 ед. стресс-коррозионных дефектов и 1442 ед. коррозионных дефектов. На основе этих данных согласно СТО Газпром 2-2.3-095-2007 был рассчитан интервал следующей внутритрубной диагностики стресс-коррозионных дефектов, который составил 3,4 года, для коррозионных дефектов – 5 лет.

Таким образом, при помощи метода главных компонент были получены распределения дефектов по размерам. МГК позволил увидеть дефекты с большими размерами, отдельно отстоящими от основной группы. Также для интерпретации вида коррозии использовался метод диаграмм, который позволил выявить дефекты, относящиеся к классу общей коррозии.

Литература

1. СТО Газпром 2-2.3-095–2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов. – М.: ОАО "Газпром", 2007. – 75 с.
2. СНиП 2.05.06–85. Магистральные трубопроводы. – М., 1997. – 107 с.
3. Pipeline Operators Forum. Specifications and requirements for intelligent pig inspection of pipelines. – 2009.

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ

А.А. Кузнецов

Научный руководитель - доцент О.В. Брусник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Технологические процессы транспорта нефти и нефтепродуктов характеризуются значительными расходами электроэнергии (ЭЭ). «Транснефть» является огромным потребителем электричества, последние несколько лет компания использует для своих нужд свыше 14 млрд кВт/ч, что составляет более 1 % от всей расходуемой в России электроэнергии. В данных годовой отчетности показатель затрат компании на электроэнергию в 2018 году равнялся 44 058 млн рублей. Таким образом, на ЭЭ приходится около 8 % от суммы всех затрат компании. В соответствии с долгосрочной программой развития (ДПР) ПАО «Транснефть» до 2023 года предусмотрено плановое снижение потребление электроэнергии на 0,5 % ежегодно.

Ключевыми направлениями, реализуемыми компанией в области повышения энергоэффективности, на текущий момент являются:

- применение противотурбулентных присадок (ПТП);
- оптимизация графиков очистки нефтепроводов;
- повышение КПД насосных агрегатов.

Используемые на практике противотурбулентные присадки в большинстве случаев относятся к химии высокомолекулярных полимеров суспензионного типа. Введение ПТП с целью повышения энергоэффективности перекачки направлено на уменьшение потерь напора на трение в трубопроводе. Это достигается за счет свойств присадки, обеспечивающих снижение турбулентности в околостеночной зоне, что обеспечивает падение гидравлического сопротивления по длине трубопровода. Одним из следствий такого эффекта будет являться возможность снижения рабочего давления без изменения расхода, что скажется на повышении надежности и сокращению аварийности.

Физико-химические свойства и методология применения присадок, используемых в компании, нормативно закреплены в документе «ОТГ-23.040.00-КТН-145-13». К нормируемым показателям относятся: внешний вид, плотность, вязкость, температура застывания, температура вспышки в закрытом тигле и седиментационная устойчивость. В сентябре 2019 года Транснефть запустила собственный завод по выпуску противотурбулентных присадок. Производство рассчитано на выпуск до 3 тыс. т/год ПТП с учетом возможности увеличения мощности до 10 тыс. т/год. Дозировки ПТП составляют от 1 до 50 г/т в зависимости от типа обрабатываемой жидкости и условий применения.

Снижение расхода энергии на приводе МНА при применении ПТП можно определить по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{час}} = \frac{0,002725 \cdot \rho \cdot \Delta H \cdot Q}{\eta_{\text{мна}} \cdot 1000},$$