

СЕКЦИЯ 16. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

$K_{e,k}$ = коэффициент штрафа за усталость = 1 ($\Delta S_{n,k} < \Delta S_{PS}$; т.е. $146,2 < 500$ МПа) [1]

Решив (1), получаем $S_{alt, k} = 87,72$ МПа.

Для расчета количества циклов ряда конструктивных циклов, N , может быть вычислена через таблицу 3.F.10 [1] по амплитуде напряжении $S_{alt, k}$:

$$N = 10^X \quad (2)$$

Таблица 1

Результаты расчетных параметров напряжения [1]

Расчет усталостной долговечности в соответствии с ASME VIII, раздел 2, часть 5	
Амплитуд переменного напряжения – $S_{alt, k}$	87,7 МПа
Первичное мембранное напряжение – S	26,2 МПа
Напряжение повышенного амплитуда – S_a	43,3 МПа

Тогда по кодексе, $X = 9,83$.

Расчетное допустимое количество рабочих циклов $N = 10^{9,83} = 6,76 \cdot 10^9$ циклов.

Коэффициент усталостного повреждения $D_{f,k} = n_k / N_k = 0,00015 \leq 1$. Этот коэффициент намного меньше единицы т.е. конструкция безопасная.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ усталости проводился для всего оборудования для заданных циклов регенерации, и выяснилось, что усталостный ресурс превышает требуемые циклы. Соответственно, можно сделать вывод, что все точки оценки усталости находятся в допустимых пределах, т.е. меньше предел текучести (620 МПа), указанных в кодексе. Наблюдаемая максимальная доля усталостных повреждений $D_{f,k} = 0,015 \leq 1$, как того требуют нормы. Наибольшее значение напряжения было 146,2 МПа получено вокруг сопла, где происходит взаимодействие между оболочкой и соплом, которые крепятся к сосуду. Расчет определит безопасность конструкции сосуда до изготовления, тем самым значительно сокращая время производства, предотвращая вероятность несчастных случаев со смертельным исходом за счет анализа усталости. Изменения в конструкции для повышения прочности стали проще благодаря предоставлению информации об участках сосуда, требующих геометрических изменений.

Литература

1. A. S. M. E., Boiler and Pressure Vessel Code. "Section VIII division 2." *Rules for construction of pressure vessels, Appendix 1* (2010).
2. Deepak, Mr Ravi Krishnamoorthy Naman Shukla, and Taneja Sunny Bhardwaj. "A Methodolgy of Fatigue Analysis of Pressure Vessels by FEA." *International Journal of Theoretical and Applied Mechanics* 12.4 (2017): 769-783p.
3. Kadarno, P., et al. "Fatigue Evaluation of Pressure Vessel using Finite Element Analysis based on ASME BPVC Sec. VIII Division 2." *Journal of Physics: Conference Series*. Vol. 1198. No. 4. IOP Publishing, 2019.
4. Lin, Guo-Qing, and Mao-Ting Wang. "Stress Analysis and Fatigue Analysis of Pressure Vessel Opening Tubing Based on ANSYS Software [J]." *Light Industry Machinery* 2 (2011).
5. Niranjana, S. J., Smit Vishal Patel, and Ankur Kumar Dubey. "Design and Analysis of Vertical Pressure Vessel using ASME Code and FEA Technique." *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. Vol. 376. No. 1. IOP Publishing, 2018.
6. Xiao, Na, et al. "High cycle fatigue behavior of a low carbon alloy steel: The influence of vacuum carburizing treatment." *Engineering Failure Analysis* 109 (2020): 104215.

РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ ИДЕНТИФИКАЦИИ УГРОЗ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С КОРРОЗИОННЫМИ ДЕФЕКТАМИ В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Нечаев Д.А.

Научный руководитель - профессор Л.А. Строкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современный уровень развития магистрального транспорта углеводородов на территории Сибирского и Дальневосточного федеральных округов требует решения производственных задач, связанных с надежностью и долговечностью объектов транспорта, трассы которых находятся в зонах сложных геологических процессов. К наиболее опасным из них относят карст – процесс, представляющий собой совокупность геологических, гидрогеологических и техногенных процессов, обусловленный растворением пород с дальнейшим изменением структуры и, как следствие, образованием полостей, трещин и пустот, которые, в конечном итоге, приводят к деформации сооружений и объектов транспорта углеводородов. Системы трубопроводов, трассы которых пролегают через такие зоны, наиболее подвержены риску возникновения нежелательных деформаций, которые могут привести к потере герметичности стенки и, как следствие, аварийным ситуациям.

Стоит отметить, что, несмотря на внешние нагрузки, обусловленные геологическим строением пород, в которых находится объект магистрального транспорта углеводородов, трубопроводы подвергаются и внутренним нагрузкам, которые зависят в основном от свойств материала труб, транспортируемого продукта, а также коррозионных процессов, возникающих в стенке трубопровода. При этом, последний из перечисленных факторов внутренних нагрузок вносит наибольший вклад в развитие деформации тела трубопровода и представляет наибольшую опасность.

Таким образом, возникает потребность в разработке алгоритма контроля состояния магистральных трубопроводов, находящихся в сложных геологических условиях, с учетом внутренних нагрузок, возникающих во время эксплуатации объекта. Необходимость создания такого алгоритма идентификации опасных участков подтверждается требованиями, указанными в ряде нормативно-технических документов [2-3]. Определяя риски, источником которых являются как геотехнические процессы (внешние нагрузки), коррозионные процессы в стенке трубопровода, учитывая свойства материала трубы и транспортируемого продукта (внутренние нагрузки), возможно определить комплексно напряженно-деформированное состояние трубопровода.

В качестве определения геотехнических рисков на протяжении всей трассы трубопровода используются данные инженерных изысканий с учетом следующих основных показателей:

- структурно-тектонические – пересечение трассы с лениментами;
- гидрогеологические – глубина грунтовых вод, агрессивность вод;
- геоморфологическое строение - удаленность от речной сети
- геология – наличие пород, предрасположенных к развитию карста;
- геофизические показатели - разуплотненные зоны.

Учитывая развитие соответствующего показателя на участках трассы и определяя его границы, получаем районирование трассы трубопровода по степени опасности развития карстовых процессов [4].

Определение рисков, инициатором которых является коррозионные процессы в трубопроводе, производится на этапе диагностики различными методами: пропуск внутритрубных инспекционных снарядов, проведение визуального осмотра тела трубы шурфованием, использование ультразвуковой толщинометрии, косвенные методы определения потерь металла стенки трубопровода при помощи датчиков скорости коррозии. Результатом такого диагностирования является набор данных, показывающий потери металла на участках трубопровода.

Первоначально, при получении данных диагностирования о дефектах в стенке трубопровода, необходимо оценить опасность дефекта коррозии под напряжением по геометрическим параметрам по критерию надежности. Далее, используя результаты моделирования для участков трубопровода, с дефектами стенки, не удовлетворяющие критерию надежности и геометрическим параметрам (в основном определяющий параметр в таких случаях – глубина трещины), определяются напряжения, возникающие в области трещины. Данный метод определения значений напряжений позволяет прогнозировать изменения наиболее точно, по сравнению с другими аналитическими методами, отражает реальную картину напряженно-деформированного состояния. Таким образом, получая значения напряжения в фронте распространения трещины, выполняем расчет эквивалентного напряжения и сравниваем их, в соответствии с четвертой теорией прочности, со значением предела прочности материала трубопровода. Если эквивалентные напряжения не превышают допустимых значений, следовательно, не наблюдается пластическая деформация в стенке трубопровода и условие прочности выполняется. Если условие прочности не выполняется, необходимо проверить данный участок по теории надежности, сравнивая проектный и фактический коэффициенты запаса прочности, для расчета которых так же используются данные напряжений моделирования коррозионной трещины. Методика комплексной оценки представлена на рисунке 1.

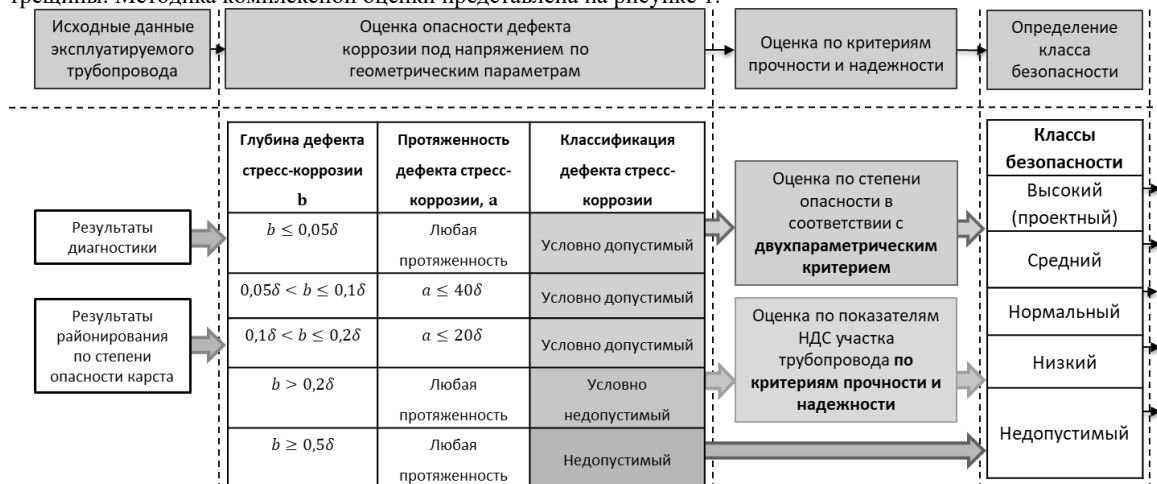


Рис. 1 Методика комплексной оценки участков трубопроводов с коррозионным дефектом в сложных геологических условиях

Таким образом, данная методика комплексной оценки позволяет классифицировать дефекты исходя из геометрии дефекта, что позволяет сократить объемы исследований и определить наименее опасные дефекты и самые опасные (к опасным относят дефекты глубиной 50 % и более от толщины стенки трубопровода), требующие незамедлительного ремонта.

В рамках методики проведено исследование напряженно-деформированного состояния участка трубопровода с моделью стресс-коррозионной трещины на реальном действующем производственном объекте – межпромысловом газопроводе Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения, республика Саха (Якутия), с условным диаметром 1200 мм и протяженностью 36183 м. В результате получены значения напряжений, максимально приближенные к реальным, что подтверждают расчеты по уже существующим нормативным документам [3,5-6].

Таким образом, результаты комплексной оценки по разработанной методике дают более точные показания класса безопасности и соответственно конкретные технические решения для участка трубопровода с коррозионными повреждениями стенки, находящегося в геологических условиях, подверженных риску возникновения карста, по сравнению с используемыми в настоящее время методиками отраслевых стандартов и стандартов. Поэтому, применение такой методики позволяет дать оценку и необходимые технические решения по дальнейшей эксплуатации объекта с возможностью прогнозирования работы трубопроводных систем со стороны эксплуатирующей организации.

Литература

1. Реутских Н. В., Бережной М. А., Дуденко И. А. Геотехнический мониторинг для магистральных трубопроводов в различных типах многолетнемерзлых пород //Научный журнал Российского газового общества. – 2016. – №. 2. – С. 22-26.
2. СП 116.13330.2012 «Инженерная защита территории от опасных геологических процессов».
3. СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*» (с Изменениями N 1, 2).
4. Строкова Л. А., Ежкова А. В., Леонова А. В. Применение линеаментного анализа для оценки карстоопасности при проектировании магистрального газопровода в Южной Якутии //Известия Томского политехнического университета. – 2020. – Т. 331. – №. 11. – С. 117-126.
5. СТО ГАЗПРОМ 2-2.3-112-2007. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2007.
6. СТО ГАЗПРОМ 2-2.3-173-2007. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионным растрескиванием под напряжением. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2008.

ПРИМЕНЕНИЕ КРИОГЕЛЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ГРУНТОВ ПРИ СООРУЖЕНИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Никулин Е.В.

Научный руководитель – профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сооружение магистральных трубопроводов в районах России (Арктика, Дальний Восток [5, 6]) с вечномерзлыми грунтами является экономически затратным процессом. Это связано, прежде всего, со сложными инженерно-геологическими условиями данной территории, которые влияют на надежность работы трубопровода. Здесь можно отметить морозные пучения, сезонные оттаивание и замерзание грунта, солифлюкцию и другие процессы, которые приводят к просадке грунта, к изменениям его температуры, что негативно сказывается на сооруженном трубопроводе.

Возникающие ввиду указанных причин повреждения на теле проложенной трубы могут привести к разливу нефти, что особенно опасно в регионах с вечномерзлыми грунтами. Это связано с невысокой биологической активностью в таких условиях, что, в свою очередь, вызывает затруднения в восстановлении экосистемы указанных регионов.

Чтобы избежать последствий просадок и оседаний грунтов (чтобы повысить их несущую способность) можно применять криогели на основе поливинилового спирта. Исследования в этой области отражены, например, в работе [4], где авторы установили, что при рассмотрении напряженно-деформированного состояния трубопровода (для анализа использовался программный комплекс ANSYS) в основании, закрепленном криогелем, напряжения в модели уменьшились больше, чем в 2 раза (с 300 до 124 МПа).

В свою очередь, согласно [1, 4], криогели упрочняются после их замораживания/размораживания, что и характерно для верхних слоев грунтов (сезонные оттаивание и замерзание) северных регионов России, как указывалось ранее. Также в [1] отмечается экологичность криогелей: за счет их водоизолирующих свойств создаются благоприятные условия для корневых систем растений в зимний период.

В настоящей работе в качестве упрочняемого грунта рассмотрена глина ввиду ее распространенности и хорошей способности к влагонасыщению с различным содержанием криогеля. Критериями оценки несущей способности являются предел прочности на одноосное сжатие и модуль упругости грунта.

Для лабораторных испытаний были подготовлены образцы из глины массой 220 г. в соответствии с [3] (рис. 1). С целью выявления оптимального соотношения количества криогеля к испытуемому грунту были использованы составы «глина+криогель» с различным процентным содержанием полимера (таблица 1). С целью определения среднего значения характеристик испытываемых образцов подготовлено по 3 образца для каждого типа испытываемого грунта.



Рис.1 Подготовленные образцы

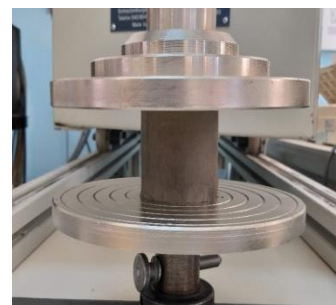


Рис.2 Испытание образцов