

4. Для получения половины трубы строим прямоугольную область с вращением вокруг ключевых точек на оси Y (рис.4)
5. Аналогично строим область ручейковой коррозии.
6. Окончательная модель трубы с коррозионным повреждением получается при использовании операции Subtract – исключение (рис.5)
7. Для расчетов на модели создается сетка конечных элементов при помощи тетрагонального элемента SOLID32. Задаем сетку по всему объему исследуемого образца (рис.6)
8. Заключительным этапом перед проведением расчетов является задание граничным условий в перемещениях (рис.7) и давления на внутренней поверхности трубы (рис.8).

Выводы по расчетам

Из проведенных расчетов можно сделать вывод, что при уменьшении ширины ручейковой коррозии, при одной и той же глубине и других равных условиях, возникают большие напряжения металла в дефектной области с наибольшим утонением. В частности для нефтесборного коллектора расчётные максимальные напряжения металла (111 МПа и 193 МПа) в обоих расчётных случаях лежат ниже предела текучести – 245 МПа и временного сопротивления 412 МПа для стали 20, из которой изготовлена труба, то есть можно сказать, что труба выдерживает рабочее давление в трубопроводе 2,5 МПа.

Литература

1. Буркова С. П. «Основы компьютерных технологий решения задач проектирования и эксплуатации газонефтепроводов и газонефтехранилищ». – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 53 с.
2. ГОСТ Р 53383-2009. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия. (Hot-deformed seamless steel pipes. Specifications). – М., 2009. – 18 с.
3. ANSYS 14.5 Расчетные возможности // Интернет издание Cadfem-cis.ru, 2014. URL: http://www.cadfem-cis.ru/fileadmin/data/file/content_.. (дата обращения 15.01.2014 г.).

МОДЕЛИРОВАНИЕ УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА ПРИ НАЛИЧИИ КОРРОЗИОННОГО ДЕФЕКТА НА НАРУЖНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Д.А. Терентьев, Д.С. Фатьянов

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основной проблемой, возникающей при эксплуатации промышленных трубопроводов, по-прежнему остается коррозия. Коррозионные процессы приводят к ухудшению механических характеристик труб, что влечет за собой прорывы трубопровода. Это, во-первых, отрицательно сказывается на скорости и объемах добычи и приводит к ухудшению экологической ситуации окружающей среды, во-вторых, влечет за собой дополнительные экономические затраты на капитальный ремонт.

Перед нами была поставлена задача определить напряженно-деформированное состояние участка трубопровода, который находится под воздействием избыточного внутреннего давления, обусловленного транспортировкой углеводородов, с учетом наличия на наружной поверхности трубы участка с коррозионным дефектом. Результаты, представленные далее, получены при использовании универсальной программной системы анализа ANSYS.

Для расчетов были приняты реальные механические характеристики магистрального трубопровода км.69 Нефтеперекачивающая станция «Орловка». Нефтеперекачивающая станция «Орловка» предназначена для повышения давления перекачиваемой нефти в магистральном нефтепроводе. В качестве трубопроводов нефти использованы трубы из стали марок, рекомендуемых заводом-изготовителем для применения при скорости коррозии до 0,4 мм/год:

-09Г2С, по ГОСТ 8734-75*, ГОСТ 8732-78* и ТУ 14-3-1128-2000;

-13Г1С-У, К55 по ТУ 14-3-1270-2001 и ТУ 14-158-147-2005.

Нефти Западной Сибири, являющиеся малосернистыми, сами по себе не отличаются особой коррозионной активностью [3]. Поэтому в зависимости от характера агрессивной среды и условий её протекания для технологических сооружений нефтеперекачивающей станции будут характерны следующие виды электрохимической коррозии: солевая, атмосферная и подземная (почвенная и электрокоррозия). Солевая коррозия чаще всего обусловлена неравномерностью состава стали, а также наличием электропроводной среды – минерализованной воды. Подземная коррозия может возникать под воздействием почвенной (грунтовой) влаги и блуждающих токов. Подземной коррозии подвержены главным образом трубопроводы.

Для защиты от внешней коррозии предусмотрено использование труб с заводским изоляционным покрытием. Сварные стыки труб с заводским покрытием при прокладке магистральных трубопроводов независимо от диаметра изолируются термоусаживающимися муфтами, манжетами в соответствии с требованиями «Регламента на производство работ с использованием труб с заводским изоляционным покрытием». Также предусмотрена наружная изоляция усиленного типа для защиты от внешней коррозии захлестов, катушек, устанавливаемых при замене участков трубопровода Ø1220мм. Надземные участки на узлах задвижек, в местах выхода из земли покрываются грунтовкой и краской. Все изоляционные материалы должны соответствовать «Перечню действующих технических условий и технических требований на основные виды материалов и оборудования, закупаемого группой компаний «Транснефть». Необходимо предусматривать

проведение мероприятий по активной (катодной) защите от почвенной коррозии проектируемых и существующих технологических и сантехнических трубопроводов [2]. Поверхность трубопроводов надземной прокладки без теплоизоляции для защиты от атмосферной коррозии покрывается шпатлевкой и эмалью. Мониторинг скорости коррозии проводится совместно с эксплуатационным мониторингом трубопроводов и оборудования неразрушающими методами [2].

При помощи универсальной программной системы анализа ANSYS был построен участок трубопровода [1] диаметром 720 мм и толщиной стенки 10 мм с коррозионным дефектом на наружной поверхности, испытывающий давление перекачиваемой среды, равное 4 МПа. Согласно ТУ 14-3-1270-2001 марка стали трубы 13Г1СУ, предел текучести 380 МПа.

На рис. 1 предоставлено изображение дефекта. На рис. 2 показано распределение эквивалентных напряжений по критерию Мизеса, где максимально опасные участки показаны красным цветом [1]. Согласно графику, изображенному на рис. 3, можно заключить, что максимальные напряжения возникают на границах коррозионного участка.

На основе полученных результатов можно сделать вывод о том, что данный участок трубопровода находится в исправном состоянии, так как максимальное напряжение металла трубы достигло значения 20,45 МПа, что в разы меньше предела текучести стали, из которой изготовлена труба, равному 380 МПа. Согласно СНиП 2.05.06-85*, в данных условиях трубопровод может находиться в эксплуатации еще длительное время [4].

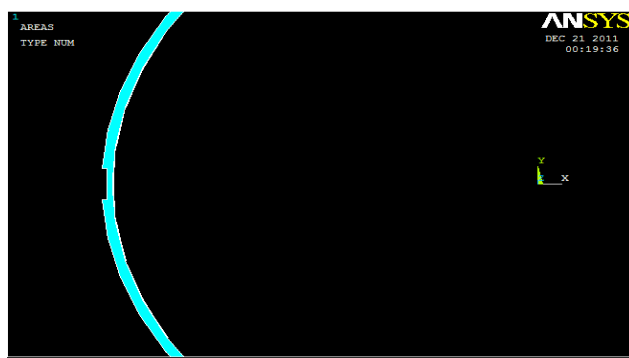


Рис. 1 Коррозионный дефект участка трубопровода

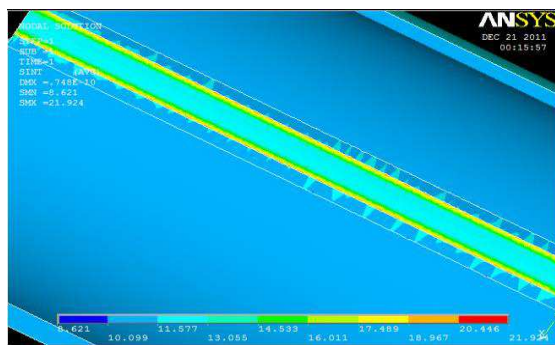


Рис. 2 Распределение эквивалентных напряжений по критерию Мизеса

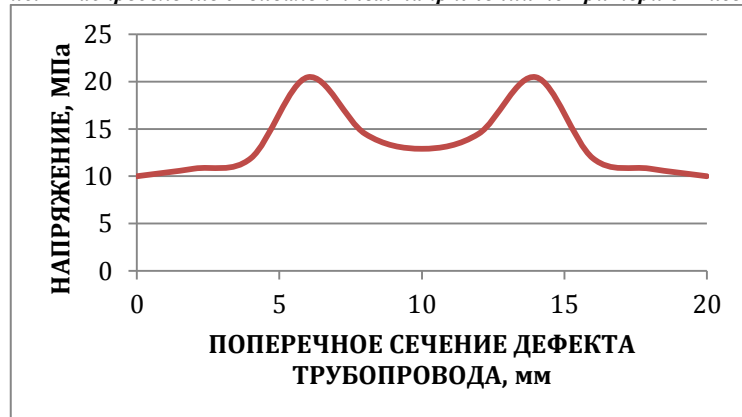


Рис. 3 Распределение напряжений по критерию Мизеса

Литература

1. Басов К.А. ANSYS в примерах и задачах / Под общ.ред. Д.Г.Красновского. – М.: КомпьютерПресс, 2002. – 224 с.
2. Противокоррозийная защита трубопроводов и резервуаров : учебник для вузов / М.В.Кузнецов, В.Ф.Новоселов, П.И.Тугунов, В.Ф.Котов. – М.: Недра, 1992. – 237 с.
3. Рябов А.А. Трубопроводный транспорт – 2011: диагностика, эксплуатация и реконструкция. // Безопасность труда в промышленности.
4. Строительные нормы и правила: СНиП 2.05.06 – 85*. Магистральные трубопроводы. – М.: ФГУП ЦПП, 2005 – 60с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА
ТРУБОПРОВОДА В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ**

Д.У. Момунов, М.Ю. Чухарев

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время одним из определяющих требований, предъявляемых к магистральным трубопроводам, является обеспечение их надежного, безопасного функционирования при длительных сроках эксплуатации. Связано это со сложными условиями работы конструкций, обусловленными повышением рабочих напряжений, расширением температурного интервала эксплуатации, работой конструкций в различных агрессивных средах. Необходимость выполнения этого требования диктуется высоким уровнем затрат на строительство и ремонт трубопроводов, серьезными экологическими проблемами при авариях, ужесточением законодательных норм по охране окружающей среды. Балластировка трубопроводов – способ закрепления трубопроводов с помощью утяжеляющих грузов или бетонированием при прокладке их на заболоченных или обводненных грунтах. Балластировкой трубопроводов называется также сам процесс производства работ, связанных с установкой грузов или бетонированием труб. Утяжеляющие грузы – седловидные, шарнирные, с гибкими элементами и др. – укладывают на трубы при сооружении трубопроводов с помощью трубоукладчика, болотного экскаватора, крана-амфибии, вертолета. Для балластировки трубопровода бетонированием производят сплошное равномерное покрытие труб (внешнее бетонирование), осуществляемое часто на стационарной базе, или заполнении бетоном пространства между трубопроводом и внешним кожухом (конструкция типа «труба в трубе»).

Цель работы - моделирование напряженно-деформированного состояния участка промыслового нефтепровода в осложненных условиях и определение условий балластировки или применение поплавковых конструкций для участков трубопровода, пролегающих по болоту III типа, при помощи программы обеспечения ANSYS. ANSYS является универсальной конечно-элементной программой, применяемой для решения прочностных, тепловых, акустических, гидро- и газодинамических задач.

Наибольшее распространение при анализе напряжений и деформаций в инженерных конструкциях получил метод конечных элементов (МКЭ). Первые разработки МКЭ были выполнены в 50-х годах двадцатого столетия для решения задач сопротивления материалов. В 60-е годы математики получили строгое обоснование этого метода, после чего он стал общим средством изучения задач в частных производных, постепенно вытесняя метод конечных разностей, который рассматривался в то время, как универсальное средство решения названных задач. Благодаря работам О.Зенкевича, Р.Галлагера, Дж.Одена и других ученых, начиная с 1970 г., МКЭ становится все более популярным среди инженеров всех специальностей. Тогда же были разработаны первые программные комплексы, в которых реализовался метод конечных элементов. [1, 4] В настоящее время программным комплексом, в котором в наибольшей степени реализованы возможности МКЭ, является ANSYS.

Для реализации данной цели необходимо выполнить следующие задачи:

Определение характеристик расчетных трубопроводов

Расчет изменения напряженно-деформированного состояния 1-го и 2-го участков трубопроводов, вследствие влияния веса трубы и выталкивающей силы водной фазы.

Необходимые значения соответствующих нагрузок находим согласно СНиП 2.05.06-85*. [2, 5, 6]

Технические характеристики участков трубопровода:

В данной работе представлена марка стали, используемая в районах крайнего севера при температуре окружающей среды от -60 оС до 40 оС – 13ХФА. Конструкционная легированная сталь повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости. Трубы отличаются от нефтегазопроводных труб обычного исполнения по ГОСТ 8731, ГОСТ 8732, повышенной хладостойкостью, повышенной стойкостью к общей и язвенной коррозии, стойкостью к сульфидному коррозионному растрескиванию и образованию водородных трещин.

- | | |
|---|---|
| • $D = 0,219 \text{ м}$ | • $\sigma_{\text{текуч.}} = 353 \text{ Н/мм}^2$ |
| • $S = 0,008 \text{ м}$ | • $m_{\text{трубы}} = 41,36 \text{ кг}$ |
| • $L = 10 \text{ в}$ | • $m_{\text{нефти}} = 27 \text{ кг}$ |
| • $\rho_{\text{воды}} = 1000 \text{ кг/м}^3$ | • $g = 9,8 \text{ м/с}^2$ |
| • $\rho_{\text{нефти}} = 850 \text{ кг/м}^3$ | • $h = 1,5 \text{ м}$ |
| • $\sigma_{\text{прочн.}} = 520 \text{ Н/мм}^2$ | |