

Рис.2 Расчетные напряжения без трещины

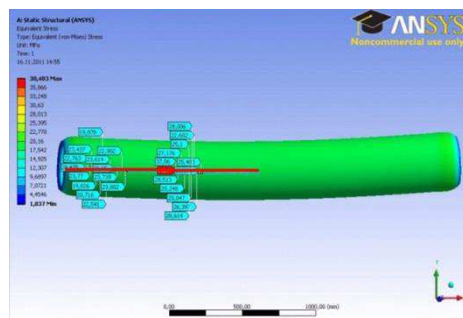


Рис.3 Расчетные напряжения с трещиной

Выводы:

- на полиэтиленовом газопроводе без трещины максимальные напряжения будут приходиться на торцы трубы, суммарные перемещения существенно зависят от действия распределенных нагрузок от веса самой трубы и перекачиваемого газа, наиболее опасное сечение находится на торцах полиэтиленового газопровода;
- на полиэтиленовом газопроводе с трещиной максимального размера опасное сечение находится в центре трещины, здесь наблюдаются максимальные напряжения, которые превышают предел прочности и, следовательно, ведут к разрушению. А максимальное перемещение будет на торце, на котором начинается трещина;
- полученные результаты подтверждают, что при образовании трещины длиной $a > 4,7 d$, максимальное напряжение, действующее на трубопровод $\sigma_{max} = 38,5 \text{ МПа}$ будет превышать предел прочности $\sigma_s = 33 \text{ МПа}$.
- в результате желательно избегать нагрузок, возникающих в полиэтиленовом газопроводе, которые приводят к образованию трещин и дальнейшему разрыву, например с помощью компенсаторов

Литература

1. Официальный сайт Полимер Строй Снаб. Полиэтиленовые трубы. Для газопроводов [Электронный ресурс] Режим доступа <http://prok-plus.ru>
2. Н.А. Ноев, Р.Н. Бочкарев-Инокентьев, А.П. Аммосов Моделирование длительной прочности полиэтиленовых газопроводов с учетом функциональных и нефункциональных воздействий // Газовая промышленность. – 2009. №4. – С. 61-63.
3. Промысловые трубопроводы и оборудование: Учеб. Пособие П81 для вузов / Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. - М.: ОАО «Издательство “Недра”», 2004. – С. 57-62.
4. А. Клюпа Распределительные сети газа из полиэтиленовых труб в свете правовых положений Евросоюза // Газовая промышленность. – 2005. №6. – С. 93-94.
5. Гринюк В.Д., Шадрин А.Л., Золотарь С.П. и др. Микроструктура качества стыковых сварных соединений полиэтилена // Автоматическая сварка. - 1990. - № 11. - С. 23-26.
6. Кашковская Е.А., Кайгородов Г.К. Очаги разрушения сварных соединений полиэтиленовых трубопроводов // Автоматическая сварка. -1975. - № 8. - С. 23-26.
7. ГОСТ Р 50838-95 Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия – 1995г.
8. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. Технические условия – 1985г.

МОДЕЛИРОВАНИЕ РУЧЕЙКОВОЙ КОРРОЗИИ ДРЕНАЖНОЙ ЛИНИИ V-210

Я.Е. Шефер, Т.В. Тихонова

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обеспечение безопасной эксплуатации трубопроводов сводится к повышению характеристик их надежности и долговечности и является сложной комплексной задачей, которая включает в себя решение технических, технологических, экономических и организационных аспектов.

В настоящее время на территории России эксплуатируется более 340 тыс. км промысловых трубопроводов [4]. Актуальность темы обусловлена тем, что ежегодно на промыслах происходит до 70 тыс. отказов трубопроводного транспорта. При этом следует отметить, что одной из основных причин высокой аварийности трубопроводных систем являются коррозионные повреждения (до 30 % от общего количества аварий) [5]. Наиболее распространенной причиной отказов трубопроводов является ручейковая коррозия, чей удельный вес составляет от 70 до 90 % в общем числе отказов на стальных промысловых трубопроводах. Вследствие чего, средний срок эксплуатации промыслового трубопровода изменяется от нескольких месяцев до 15 лет.

Основными причинами ускоренного развития ручейковой коррозии на нефтепромыслах является массовое применение гидроразрыва пласта, снижение забойного давления значительно ниже давления насыщения, реагентных обработок призабойной зоны пласта, увеличение обводненности и уровня

солеосодержания подтоварных пластовых вод. Все вышеперечисленное повышает скорость коррозии до 2,7мм/год.

Коррозионные процессы приводят к снижению механической прочности труб, и как следствие - к порывам трубопроводов. В результате чего происходит загрязнение окружающей среды, повышение затрат на капитальный ремонт и на природоохранные мероприятия, снижение добычи нефти,

Целью данной работы является определение напряженно-деформированного состояние участка трубопровода, находящегося под воздействием внутреннего давления, с учетом возникновения ручейкового износа в процессе его эксплуатации. Все расчеты и результаты получены с помощью многофункциональной программы ANSYS.

В ходе расчетов были взяты реальные данные гравиметрических исследований, полученные в результате мониторинга коррозии технологических трубопроводов на Лугинецкой газоконденсаторной станции» ОАО «Томскнефть» ВНК [2] за отчетный период с декабря 2009 по декабрь 2010 года.

Исследуемая закрытая дренажная система служит для сбора воды и жидких углеводородов, которые дренируются из технологических аппаратов и трубопроводов станции, за счет чего данная система является одним из наиболее подверженных к коррозии участкам. Кроме того, в данной дренажной системе не предусмотрена ингибиторная защита.

Величина общей скорости коррозии по всем контролируемым рабочим линиям не превышает значения 0,1 мм/год. Она характеризует низкую коррозионную агрессивность рабочих сред, что в очередной раз доказывает слабую агрессивность перекачиваемых сред месторождений Западной Сибири [2].

Образование ручейкового износа можно объяснить абразивно-коррозионным износом локальных поверхностей нижних образующих труб. С некоторых участков этих поверхностей в процессе эксплуатации трубопровода происходит постоянное механическое удаление железо-карбонатной пленки. В результате очищенные поверхности переходят в активное электрохимическое состояние. Образование между обнаженными участками металла (анод) и остальной поверхностью трубы, покрытой осадком (катод), локальных макро гальванических пар является причиной локального разрушения нижней образующей нефтесборных трубопроводов. Разность площадей сравнительно большого катода и относительно малого анода приводит к быстрому разрушению анода и образованию ручейковой коррозии.

Согласно [1,3] данные повреждения представляют собой язвы, которые имеют чаще вытянутую форму, сливающиеся с близко расположенными дефектами. Ширина данных повреждений может достигать от 40...60 мм, средняя глубина язв составляет 3,5 мм.

С помощью многофункционального программного комплекса ANSYS была построена модель участка трубопровода диаметром 88,9 мм при толщине стенки 5,4 мм. Данный участок трубы, предназначен для дренажа жидких углеводородов и воды при температуре 5-10 °С и рабочем давлении 135 кПа.

На рис. 1 представлено распределение эквивалентных напряжений по критерию Мизеса. Красным цветом выделен наиболее опасный участок. Согласно графику, представленному на рис.2, следует, что наибольшие напряжения возникают на нижней части трубы с наименьшей толщиной стенки.

На основании проведенных расчетов можно сделать следующие выводы:

- коррозионная агрессивность среды меняется в широких пределах - диапазон зафиксированной скорости коррозии за данный период составляет 0,001...0,390 мм/год. Причем максимумы коррозионной активности имеют сезонный характер и приходится на осенние и весенние месяцы (май, октябрь);
- Наибольшие напряжения возникают в зоне ручейковой коррозии, в частности в тех участках, где глубина коррозии максимальна, а толщина стенки минимальна;

С целью устранения возникновения ручейкового износа необходимо провести комплекс мероприятий, снижающий вероятность коррозионного разрушения.

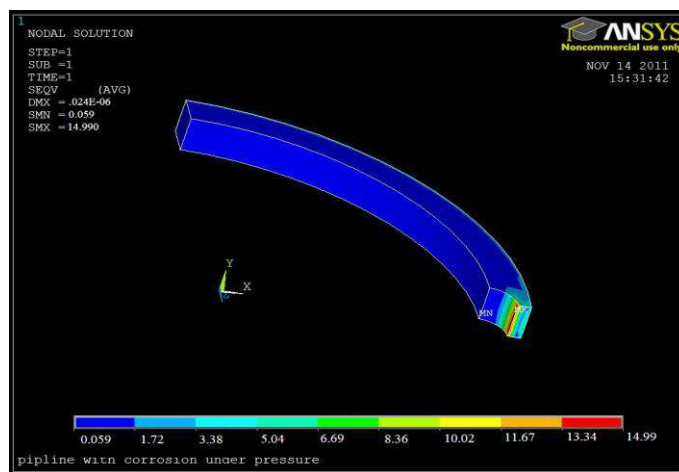


Рис.1 Распределение эквивалентных напряжений по критерию Мизеса в области ручейковой коррозии

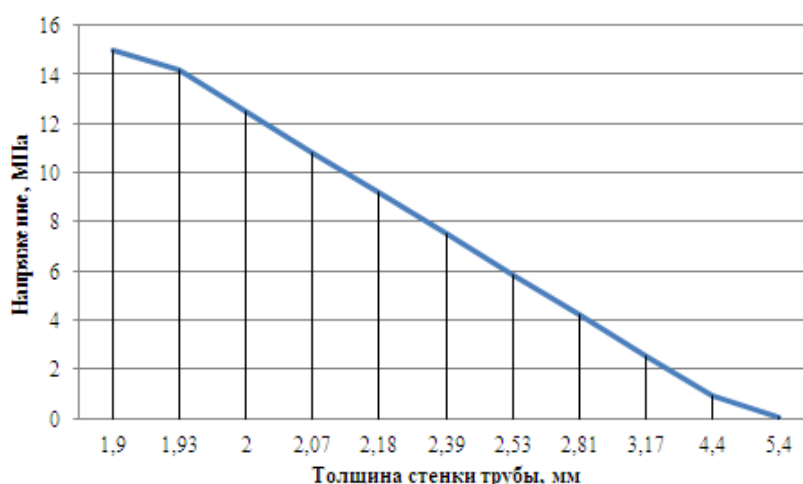


Рис.2. Распределение напряжений по толщине стенки трубопровода

Литература

1. Гоник А.А. О локальной внутренней коррозии нефтегазопроводов на месторождениях Западной Сибири и возможности ее устранения. // Защита металлов. – 2005. – том 41. - №5. С. 523-527
2. Информационный отчет. «Проведение работ по мониторингу коррозии технологических трубопроводов на Лугинецкой газокompрессорной станции» // Томск, 2004. – С. 51-59
3. Инюшин И.В., Лейфрид А.В., А.С. Валеев, Ривкин П.Р. Коррозия внутренней поверхности нефтесборных промысловых трубопроводов // Транспорт и подготовка газа. – 2002. - №3. – С.85-86.
4. Рябов А.А. Трубопроводный транспорт : диагностика, эксплуатация и реконструкция. // Безопасность труда в промышленности. – 2011. – №2. С. 19-24
5. Справочник мастера по подготовке газа. Под ред. М.Л. Карнаухова/ М.: «ИнфраИнженерия», 2009. – 256

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НДС УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА С АБРАЗИВНЫМ ИЗНОСОМ ДНА ВСЛЕДСТВИИ НАЛИЧИЯ В ПОТОКЕ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

Р. Г. Афанасьев

Научный руководитель профессор П. В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Объектом исследования настоящей работы является абразивное влияние твердых частиц (механических примесей), транспортируемых вместе с потоком природного газа в магистральных газопроводах. Основными вопросами, касающимися моделирования данного явления, являются определение подхода к выражению максимального удельного износа стенки трубы, а также к моделированию геометрии абразивного дефекта.

Исследования, касающиеся абразивного износа магистральных газопроводов актуальны, поскольку, хоть и природный газ перед поступлением в транспортную сеть проходит серьёзную очистку, в эксплуатационной практике встречаются ситуации, когда системы очистки дают сбой, либо когда само сырьё, поступающее с месторождений, имеет специфичный состав с большим содержанием твердых частиц. Более того, в свете недавних открытий относительно влияния наночастиц на интенсивность турбулентных пульсаций в потоках движущихся сред [1], появляется возможность использовать в производственной практике свойства взаимовлияния твердых частиц и транспортируемого потока. Опыт транспортировки потоков со взвешенными твердыми частицами показывает, что, при отсутствии поворотов трубопровода, абразивный износ его поверхности происходит в районе дна, поскольку твердые частицы стремятся вниз под действием силы тяжести, и, соответственно, максимально интенсивно взаимодействуют именно с донной поверхностью [2].

Природный газ в существующей системе транспорта проходит серьёзную очистку, вследствие чего конкретные соотношения, моделирующие абразивный износ для магистральных газопроводов, отсутствуют. В связи с этим будет пользоваться моделью Путилова, которая была разработана для смежной области - области пневмотранспортных установок систем пылеприготовления и золошлакоудаления ТЭС [2].

Согласно Путилову:

$$\sigma_{r,n} = 55,5 \cdot 10^{-6} \frac{U_c^2 K_n k_{SiO_2} m}{d^2 \rho_0^2 k_{изн}} \text{ мм}^3/\text{г} \quad (1)$$

где U_c - средняя скорость частиц, м/с; K_n - критерий Путилова, кг/м²; k_{SiO_2} - коэффициент относительного содержания SiO₂; d - внутренний диаметр трубопровода, м - массовая расходная концентрация потока смеси частиц и газа, кг частиц/кг газа; $k_{изн}$ - коэффициент относительной износостойкости материала трубопровода.

$$K_n = \frac{U_c^2 m}{\rho_0} \quad (2)$$

где d_0 - средний диаметр твердых частиц, ρ_0 - плотность материала твердых частиц.