

Проведен анализ опасных факторов в резервуарах хранения нефти. Наиболее экономически эффективным способом развития нефтегазовой отрасли является увеличение объема отдельных резервуаров, следовательно, сокращение аварий, экономии места на территории нефтегазового месторождения и технологических затрат. Но в этих условиях пожар в одном из резервуаров может вызвать каскадное развитие пожара с распространением на весь резервуарный парк и прилегающую территорию [2]. Совершенствование способов предотвращения пожаров в резервуарных парках снизит возникновение опасности для технологического оборудования, обслуживающего персонала и окружающей среды.

Литература

1. Калач, А. В. К вопросу о совершенствовании технологии и техники пенного пожаротушения [Текст] / А. В. Калач // Пожаровзрывобезопасность. – 2017. – Т. 26, №1. – С. 75.
2. Кицак, А. И. Влияние нестационарности процесса теплопередачи на эффективность тушения пожара подкласса А1 модулем порошкового пожаротушения [Текст] / А. И. Кицак // Пожарная безопасность. – 2019. – №3. – С. 176.
3. Официальный сайт Ростехнадзора [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gosnadzor.ru/>.
4. Швырков, А. С. Нормирование требований пожаробезопасности к геометрическим параметрам ограждений резервуаров типа «стакан в стакане» [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Швырков Александр Сергеевич. – Москва, 2019. – 141 с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕМОНТНОЙ КОНСТРУКЦИИ ДЕФЕКТНОГО УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ANSYS Фролова А.В.

Научный руководитель - доцент В.К. Никульчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время трубопроводный транспорт является важнейшем сектором в нефтегазовой отрасли, однако трубопроводы, находящиеся в эксплуатации подвержены воздействию различным неблагоприятным факторам, в результате которых состояния участков трубопровода ухудшается. В следствии повреждений на данных участках будут неизбежно возникать дефекты различных видов. Одной из причин аварий являются дефекты, полученные в результате механических воздействий. Доля механических повреждений нефтепроводов составляет 33% всех аварий [1].

Во избежание опасных последствий необходимо проводить своевременный ремонт, который позволит продлить срок действия магистрального трубопровода.

К наиболее распространённым методам относится ремонт с применением ремонтных конструкций. В качестве ремонтных конструкций в нефтегазовой промышленности применяются постоянные и временные муфты [3].

На сегодняшний день выпускается множество разновидностей ремонтных конструкций, которые отличаются по назначению в зависимости от типа и параметра ремонтируемого дефекта.

Для проведения ремонта дефектов стенки нефтепровода, коррозионных дефектов и вмятин широко применима ремонтная конструкция обжимного типа – приварная обжимная муфта с технологическими кольцами (муфта П2). Данная муфта является одной из среди часто используемых ремонтных конструкций, устанавливаемая на магистральных нефтепроводах. Муфта П2 представляет собой конструкцию из трех элементов: центральное кольцо и два технологических кольца. Общий вид данной муфты представлен на рис.1.

Для анализа эффективности работы муфты необходимо провести расчет критериев прочности участка нефтепровода с дефектом в виде трещины и отремонтированного участка с использованием данной ремонтной конструкции муфты П2. Анализ проводился на основе расчета центральной части муфты.

Данную задачу целесообразно решать методом конечных элементов, который в настоящее время является одним из самых востребованных для расчетов прочности [4].

В процессе проведения конечно-элементного анализа было проведено моделирование участка нефтепровода в Inventor.

Построение модели было произведено с учетом следующих характеристик: наружный диаметр нефтепровода 530 мм, толщина стенки трубы 8 мм, глубина трещины 5 мм, толщина стенки муфты 7 мм, труба и муфта сделаны из стали 17Г1С. Далее произведено импортное моделирование модели в программный комплекс ANSYS, в котором построена конечно-элементная сетка, заданы конечные условия: давления в трубопроводе 3 МПа, жесткая заделка. Результаты распределения суммарных перемещений двух случаев представлены на рис.2 и на рис.3.

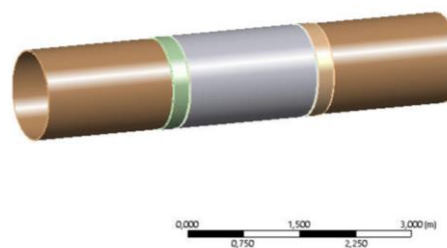


Рис. 1 Общий вид муфты П2 с центральным кольцом и технологическими кольцами

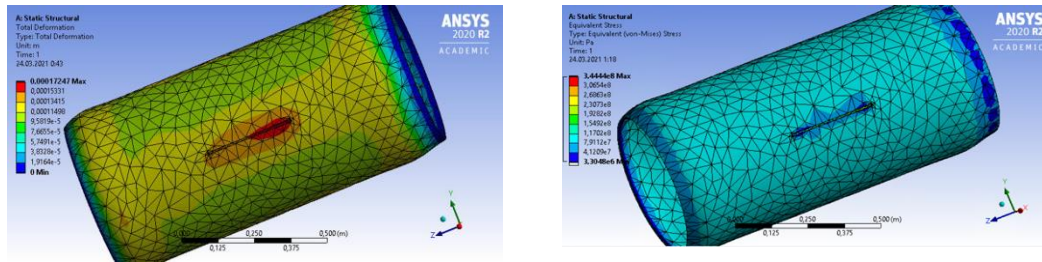


Рис.2 Распределение суммарных перемещений и эквивалентных напряжений участка с трещиной

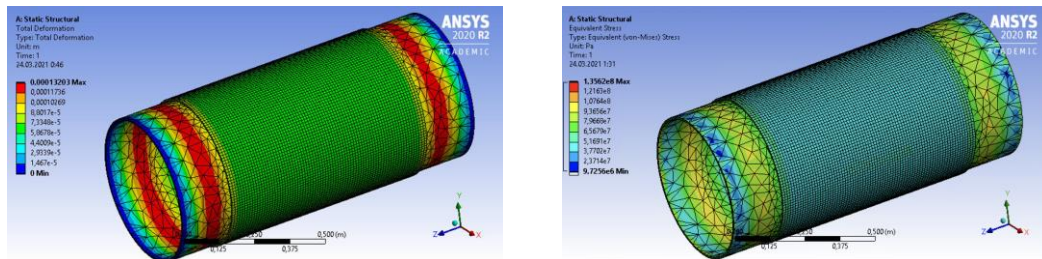


Рис.3 Распределение суммарных перемещений и эквивалентных напряжений участка с муфтой

При давлении 3 МПа в области дефекта возникают напряжения до 344 МПа, которые превышают предел текучести заданной стали, что приводит к пластическим деформация на месте трещины. При том же давлении в области дефекта с установленной муфтой возникают напряжения, которые не превышают предела прочности стали и тем самым не угрожают разрушению участка трубопровода. Максимальное напряжение на участке с ремонтной конструкцией 132 МПа.

Также об эффективной работоспособности ремонтной конструкции служит расчет запаса прочности, который показал, что минимальный коэффициент запаса прочности участка нефтепровода в первом случае 0,72, что говорит о том, что условие прочности не выполняется и трубопровод будет разрушаться. Во втором случае коэффициент запаса прочности составляет 1,8 что соответствует минимальному значению коэффициента запаса прочности при эксплуатации.

Таким образом, выше было получено решение статической задачи. По результатам ее решения для данных двух случаев были найдены поля напряжений и деформация, на основании которых при анализе напряженно-деформированного состояния участка магистрального нефтепровода в программном комплексе ANSYS доказана надежность ремонтной конструкции – муфты П2.

Помимо нахождения напряжения и деформации участка трубопровода, проведена оценка усталости, поскольку труба, работает в условиях циклического напряжения, что является одной из причин выхода из строя магистрального нефтепровода.

В данном решении были рассмотрены усталостная долговечность и коэффициент запаса по амплитудам напряжений (полная локальная деформация). Для получения необходимых результатов был задан вид пропорционального нагружения: отнулевой цикл регулярного нагружения, $R=0$. С учетом величины давления, шкалирующий множитель равен 1. Методом описания кривой усталости выбран SN подход, так как задана последовательность точек амплитуд напряжений при симметричном цикле нагружения и долговечности. Для задания метода учета асимметрии цикла напряжений для получения эквивалентных амплитуд симметричного цикла напряжений выбрана модель Гудмана. Коэффициент снижения предела выносливости равен единице, так как диаметр детали равен 530 мм [2].

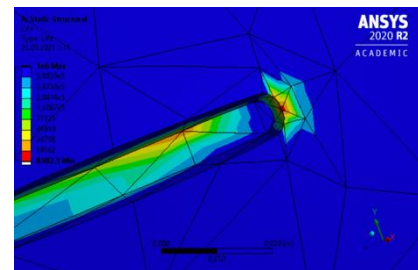


Рис.4 Распределение долговечности участка с трещиной

Распределение долговечности (количества циклов) трещины показано на рис.4. Значения долговечности представлены в циклах нагружения, минимальное значение циклов у участка с трещиной составляет 8582, в свою очередь участок с муфтой циклы нагружения составляют 10^6 и распределены равномерно по всей поверхности трубы. На рис.5 наименьший коэффициент запаса по амплитудам напряжения у трубопровода распределяется в зоне трещины, на рис. 6 у участка с муфтой значение больше единицы.

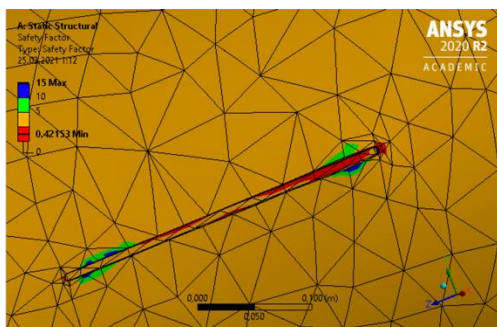


Рис.5 Коэффициент запаса по амплитудам напряжения участка с трещиной

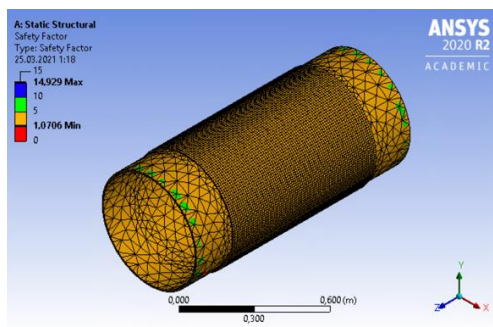


Рис.6 Коэффициент запаса по амплитудам напряжения участка с муфтой

По результатам данного расчета напряжения, деформации и усталостных свойств доказана эффективность использования ремонтной конструкции в виде приварной обжимной муфты П2, которая позволяет увеличить срок службы участка нефтепровода, имеющего дефект в виде трещины.

Литература

1. Булавинцева А.Д., Мазуркин П.М. Динамика аварий по причиненному ущербу на линейной части магистральных нефтепроводов ОАО «АК ТРАНСНЕФТЬ» // Современные наукоемкие технологии. – 2011. – № 4. – С. 64–67.
2. Берендеев Н.Н. Методы решения задач усталости в пакете ANSYS WORKBENCH: Учебно-методическое пособие. – Нижний Новгород: Нижегородский государственный университет, 2012. – 64 с.
3. РД-23.040.00-КТН-140-11 Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.
4. Ю.А. Сагдеева, С.П. Копысов, А.К. Новиков Введение в метод конечных элементов: метод. пособие. – Ижевск: Удмуртский университет, 2011. – 44с.

ПРИМЕНЕНИЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ БИТУМИНОЗНОЙ НЕФТИ ПО УЧАСТКУ ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА

Черных В.Т.

Научный руководитель - доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На современном этапе в общем балансе добычи нефти наблюдается значительное увеличение доли трудноизвлекаемых запасов, что связано с выработкой высокопродуктивных месторождений и истощением залежей маловязких нефтей. Согласно приказу Минприроды РФ от 1998 г. [4] к данным запасам следует относить «запасы, экономически эффективная (рентабельная) разработка которых может осуществляться только с применением методов и технологий, требующих повышенных капиталовложений и эксплуатационных затрат по сравнению с традиционно используемыми способами». Таким образом, запасы битуминозной нефти можно отнести к трудноизвлекаемым, так как при ее добыче используется парогравитационный метод добычи, заключающийся в введении пара в пласт [1].

В связи с увеличением объема добычи битуминозной нефти возникает проблема в обеспечении надежной и эффективной транспортировки по трубопроводам. Из-за аномально высокой вязкости такая нефть является малоподвижной. Следовательно, при изменении внешних условий ее перекачка по трубопроводам предполагает развитие осложняющих процессов, связанных с загустеванием жидкости, что значительно усложняет технологию ее продвижения по трубам и приведет к дополнительным энергозатратам. Поэтому выбор наиболее подходящего метода для перекачки битуминозной нефти, обеспечивающей экономичность работы нефтепроводов, является актуальным.

Перед тем, как приступить к выбору наиболее энергоэффективной технологии для транспортировки битуминозной нефти по трубопроводу, необходимо знать физико-химические свойства перекачиваемого продукта, а именно его плотность, вязкость, температуру начала застывания и компонентный состав, включающий в себя содержание парафинов, асфальтенов и смол [3].

Литературный обзор и анализ нормативно-технической документации в [7] свидетельствует, что можно выделить отличительную особенность битуминозной нефти: повышенные плотность (более 895 кг/м³) и вязкость (более 10 Па·с в пластовых условиях). Рассматривая компонентный состав, можно отметить в таких углеводородах низкое содержание парафинов (до 1,5%), следовательно, такую нефть нельзя относить к легкозастывающим. При этом суммарное содержание смол и асфальтенов в перекачиваемом продукте может варьироваться от 25 до 40%, что является причиной специфических реологических свойств нефти. Таким образом, на основе физико-химических характеристик битуминозной нефти и их изменений в процессе транспорта, можно выбирать наиболее эффективную технологию, облегчающую условия перекачки.

Как показывают исследования [6], технологии по воздействию на структуру парафина (введение присадок, термо- и виброобработка) не являются приемлемыми для битуминозной нефти, вследствие их малого содержания. Другой технологией, предлагаемой в современной практике, является перекачка высоковязкой нефти с водой. Однако