

Проведен анализ и оценка опасных факторов в резервуарах хранения бензина. Рассчитаны параметры поражающих факторов и показателей риска. 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. 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.
5. Галеев А.Д., Поникаров С. И. Анализ риска аварий на опасных производственных объектах [Текст] / Галеев А.Д., Поникаров С. И. // Минобрнауки России, Казан. нац. исслед. технол. ун-т. – Казань, 2017. – С. 152.
6. ГОСТ Р 51105-2020 Топлива для двигателей внутреннего сгорания. Бензин неэтилированный – Москва: Изд-во стандартов, 2020 – С. 15.

### **ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДА РЕМОНТА С ПРИМЕНЕНИЕМ РЕМОНТНОЙ КОНСТРУКЦИИ В СЛУЧАЯХ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ НЕСОВЕРШЕНСТВ ТРУБОПРОВОДА Фролова А.В.**

Научный руководитель доцент В.К. Никульчиков

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Важной составляющей частью системы снабжения промышленности, энергетики и топлива является трубопроводный транспорт нефти, который включает в себя магистральные трубопроводы – важнейшие и неотъемлемые составляющие топливно-энергетического комплекса нашей страны. На территории России находится разветвленная сеть магистральных нефтепроводов, протяженность которой более 50 тысяч километров.

Поскольку в процессе длительной эксплуатации нефтепровода происходит износ, наступает динамика снижения вязких и пластических свойств металла, предела текучести, ударной вязкости, запаса прочности и как следствие несоответствие механических свойств и нормативных показателей металла, что может привести к нарушению целостности трубопровода. Для обеспечения бесперебойной работы нефтепроводов предприятия проводят диагностические работы и ремонт участков нефтепроводов с дефектами [1].

Одним из рациональных методов ремонта отдельных дефектов без замены участка является ремонт с применением ремонтных конструкций, назначением которых является обеспечение несущей способности нефтепровода и восстановления его ресурса с дефектом в виде вмятины, гофры, потеря металла, трещины и других согласно нормативным документам.

Использование стальных обжимных муфт считается одним из недорогих методов ремонта. Согласно нормативно-технической документацией данной муфтой допускается ремонт трещин с глубиной до 70% от толщины стенки на внешней поверхности трубопровода [2].

Однако на сегодняшний день остается актуальным вопрос об оптимальном положении муфты на участке ремонтируемого нефтепровода, так как трубы и используемые муфты для ремонта имеют расхождения от правильной формы цилиндра. Поэтому в ходе установки ремонтной конструкции на трубопровод появляются зазоры между ними, которые не позволяют создать максимальную разгрузку со стенок ремонтируемого нефтепровода и тем самым могут являться неэффективным методом ремонта.

Для исследования эффективности данного метода ремонта участка нефтепровода была поставлена задача определить допустимое величину зазора между ремонтной конструкцией и трубопроводом. Для этого было необходимо рассчитать напряженно-деформированное состояние трубопровода, определяющее критерии прочности участка нефтепровода с трещиной, определить коэффициент усиления при влиянии геометрических несовершенств в установке.

Решение поставленной задачи проводилось методом конечных элементов, используя программные комплексы Inventor и ANSYS WORKBENCH [3].

Было рассмотрено два варианта использования ремонтной конструкции в виде муфты: с зазором 0,5 мм с трубой и с зазором 3 мм. Данные построение нефтепровода с трещиной и муфтой были смоделированы в программе Inventor в соответствии с исходными данными. В таблице представлены исходные параметры нефтепровода, ремонтная конструкция была сварена с трубой. Приварная обжимная муфта – муфта П2. Размеры муфты и трещины были приняты согласно нормативным документам.

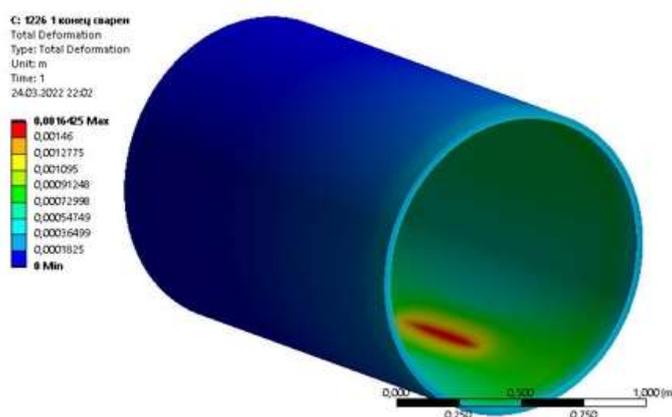
*Исходные данные для интерпретации*

Параметры	Значение
Наружный диаметр, мм	1220
Толщина стенки, мм	14
Давление, МПа	5
Марка стали	09Г2С
Длина трещины, мм	610
Глубина трещины, мм	9,8
Ширина трещины, мм	1

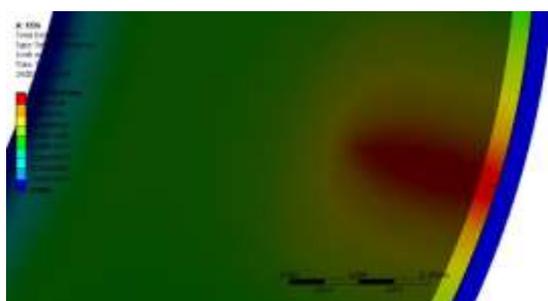
Далее в программном комплексе ANSYS смоделированный участок трубопровода с муфтой был разбит на конечно-элементную сетку, заданы входные данные в виде давления на участке, выставлена консольная заделка. Общий вид смоделированного дефектного участка со сваренной ремонтной конструкцией представлен на рис.1. Разгрузочные кольца на модели не показаны, так как модель обрезана в месте сварки.

На рис.2 и рис.3 представлены результаты расчетов распределения суммарных перемещений в конструкции (Total Deformation) в двух рассмотренных вариантах: с величиной зазора между муфтой и трубопроводом 3 мм и величиной зазора 0,5 мм соответственно.

В первом случае максимальное суммарное перемещение в районе дефекта равно 1,3 мм, во втором 0,3 мм. Максимальное суммарное перемещение в конструкции в первом случае сосредоточено в зоне трещины, на краях трещины наблюдаются концентраторы напряжений. Во втором случае за счет наименьшего зазора трубопровода и муфты значительного перемещения в зоне дефекта не наблюдается.



**Рис. 1. Общий вид дефектного участка трубопровода с муфтой**



**Рис. 2. Распределение суммарных перемещений при зазоре между трубой и муфтой 3 мм**



**Рис. 3. Распределение суммарных перемещений при зазоре между трубой и муфтой 0,5 мм**

В результате анализа в программе также было рассчитано максимальное напряжение, которое в первом случае составило 550 МПа и наблюдается на концах трещины, что показывает о наличии ее деформации, которое приводит к разрушению участка трубопровода. Запас прочности конструкции равен 0,21.

Во втором случае максимальное напряжение на участке не превышает предела прочности заданной стали и равно 170 МПа, тем самым подтверждается эффективность использования ремонтной конструкции при данной величине зазора. Запас прочности конструкции возрастает до 1,22.

Так же была проведена оценка усталостной долговечности, которая показывает количество циклов нагружения до разрушения конструкции, минимальное значение которого составило при использовании муфты с величиной зазора 3 мм 548 циклов, в то время как с величиной зазора 0,5 мм этот показатель превышает нормативные значения, равные 10000 циклов. В данном случае «раскрытие» трещины не происходит в течение нормативного срока службы.

Таким образом, по результатам проведенных расчетов показана эффективность использования ремонтной конструкции в случае проведения монтажа на трубопроводе с обеспечением минимальной величины зазора. Если принять коэффициент усиления равным 1 в случае монтажа муфты с минимальным зазором, тогда установленная конструкция будет демонстрировать наилучшую эффективность. При больших величинах зазора после определенного количества циклов нагрузки трещина может «раскрыться» и в этом случае вся нагрузка от давления нефти будет распределена на сварной шов.

#### Литература

1. Федоров А.Г. Совершенствование методики ремонта нефтегазопроводов с применением стальных обжимных муфт. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2017. – 216с.
2. РД-23.040.00-КТН-140-11 Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.
3. Сагдеева Ю.А., Копысов С.П., Новиков А.К. Введение в метод конечных элементов: метод. пособие. – Ижевск: Удмуртский университет, 2011. – 44с.

### **ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА С ДЕФЕКТОМ ПОТЕРИ МЕТАЛЛА ДО И ПОСЛЕ РЕМОНТА С ПРИМЕНЕНИЕМ КОМПОЗИТНО МУФТОВОГО РЕМОНТА**

**Харлампьев Х.К.**

Научный руководитель доцент Н.В. Гончаров

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Анализ данных ежегодных отчетов Ростехнадзора [1] показывает, что основной причиной аварий на линейной части магистральных нефтепроводов является потеря металла стенки трубы. Это, прежде всего, связано со значительными сроками эксплуатации трубопроводов. Полная замена их участков требует значительных финансовых затрат. Менее затратным мероприятием является проведение выборочных ремонтов дефектных участков трубопроводов регламентированными способами. В компании ПАО «Транснефть» для ремонта дефектов стенки широко применяются ремонтные конструкции, в числе которых муфта П1 [2]. В конструкцию муфты П1 входят две полумуфты, два патрубка, установочные и контрольные болты. К основным преимуществам применения муфты П1 относятся: отсутствие необходимости остановки перекачки транспортируемого продукта; повышение безопасности ремонта, за счет того, что стенка трубы не подвержена воздействию сварочной дуги; металлоконструкции муфты не имеют прямого контакта с ремонтируемой трубой и др. Однако, ввиду высокой стоимости муфты и применяемых при ремонте композитных материалов, целесообразно проводить обоснование применения муфты П1 в каждом конкретном случае. Анализ эффективности применения ремонтной конструкции может быть проведен сравнением по критериям прочности участка трубопровода с дефектом и отремонтированного участка на основании оценки напряженно-деформированного состояния [3].

В нашей работе была поставлена задача проведения оценки напряженно-деформированного состояния участка действующего магистрального нефтепровода при различных параметрах дефекта потери металла до и после ремонта с применением муфты П1.

В качестве рассматриваемого трубопровода принят магистральный нефтепровод диаметром 530 мм, с толщиной стенки 10 мм, материал трубопровода сталь 09Г2С. Длина моделируемого участка составила 7 м. В качестве ремонтной конструкции принята композитная муфта П1 длиной 1500 мм с внутренним диаметром после сборки равным 560 мм и толщиной стенки 10мм. В качестве композитного материала принят эпоксидный компаунд СМЭЛ компании «ЭНПЦ Эпитал» с максимальным напряжением при сжатии 90 МПа.

Решение поставленной задачи производилось на основе конечно-элементного анализа в программном комплексе Ansys. Были сформированы два вида моделей: модель трубопровода с дефектом потери металла и модель с дефектом при установке муфты П1 (рис.1). Дефект потери металла на поверхности трубопровода смоделирован в виде углубления с остаточной постоянной толщиной 5 мм, переходы по краям дефекта имеют округлую форму (рис.2). В процессе исследования изменялись следующие параметры дефекта:  $l$  – длина дефекта (размер вдоль оси) трубопровода,  $a$  – ширина дефекта (поперечный размер).

При моделировании дефектного участка с установленной муфтой в отличие от ранее представляемых моделей [4] в нашем случае смоделирован контакт композита с дефектом за счет полного заполнения объема потерянного металла и полости между трубой и муфтой композитным материалом.