имеющаяся в воздухе, отбрасывается к периферии устройства локального удаления влаги, где далее стекает вниз в сборник жидкости (3). В сборнике жидкости установлен дискретный датчик (5), показывающий уровень влаги. Данные с датчика передаются в операторную промысла.

Аналогичный тангенциальный отклонитель применяется на фильтрах-сепараторах газа, отличие лишь в размерах и рабочем давлении аппарата.

После отклонителя воздух проходит через колбу, наполненную силикагелем, где дополнительно осушается и идет на вход пневмоармаруты клапана.

Для замены силикагеля, колба (2) соединена с глухим фланцем (4), который при откручивании вытаскивает за собой колбу. Фланец и колба соединяются резьбой.

Все фланцевые соединения выбраны из стандартных, представленных в ГОСТ 33259-2015.

Литература

1. ГОСТ 33259-2015. Межгосударственный стандарт. Фланцы арматура, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Дата введения 2016-04-01. – ЗАО "Научно-производственная фирма "Центральное конструкторское бюро арматуростроения" (ЗАО "НПФ "ЦКБА").
2. ГОСТ 3956-76. Силикагель технический. Дата введения 1977-01-01. – Министерство химической промышленности СССР.
3. ГОСТ 17433-80. Промышленная чистота. Сжатый воздух. Классы загрязненности. Дата введения 1981-01-01. – Министерство станкостроительной и инструментальной промышленности.
4. М.Б. Хадиев. Механизм помпажа в центробежных компрессорах/ М.Б. Хадиев, Н.Х. Зиннатуллин, И.М. Нафиков. – Т. 1. – 2014. – С 262-266.
5. ПроНПЗ НЕФТПЕРЕРАБОТКА. Нефтегазовые вертикальные сепараторы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://pronpz.ru/separatory/cyclone-inlet.html, свободный – (20.03.2022).

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТА НЕФТЕПРОВОДОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Пастаева А.К.

Научный руководитель профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На долю трубопроводного транспорта нефти, газа и нефтепродуктов в России приходится более 250 тыс. км трубопроводов, при этом период эксплуатации большинства нефте- и газопроводов составляет более 20 лет. Сложные условия эксплуатации и значительный срок службы трубопроводов оказывают влияние на количество восстановительных работ, проводимых с целью ремонта и реконструкции объектов трубопроводного транспорта.

Согласно экологической статистике [1] наиболее распространенными причинами выхода из строя трубопроводов являются:

- коррозия внутренней и наружной поверхности трубопроводов (53 %);
- механические повреждения (33 %);
- заводские дефекты труб (4 %);
- дефекты сварочных швов (3 %);
- нарушение условий эксплуатации (6 %);
- прочие (1 %).

Для продления срока службы трубопровода широко применяются специальные ремонтные конструкции, называемые муфтами. Технология ремонта с применением муфт заключается в наложении на дефектный участок трубопровода двух полумуфт, которые скрепляются между собой путем сварки или фланцевыми соединениями. Наиболее простая конструкция включает два полуцилиндра, свариваемых вплотную к трубопроводу без зазоров и дополнительных материалов.

В дальнейшем при ремонте трубопроводов стали применяться муфты из полимерного материала, которые по критериям надежности и долговечности превосходят стальные обжимные муфты. Примером полимерных муфт могут послужить:

- спиральные муфты типа Clock Spring с клеевой композицией [2];
- композитные спиральные ленты (КСЛ);
- усиливающая композиционная муфта трубопровода (УКМТ);
- композитные фланцевые муфты типа «АНТИСВИЩ» [3];
- углеродная ориентированная лента (УОЛ);
- муфты из гибкого анизотропного рулонированного стеклопластика ГАРС;
- универсальные конусные муфты серии «КОНУС» [4] и пр.

Преимуществом полимерных ремонтных конструкций является высокий модуль упругости материала, способствующий перераспределению нагрузки, легкость, простота в монтаже, обслуживании и эксплуатации. Материал не подвергается воздействию коррозии, что является значительным преимуществом перед стальными муфтами.

С целью оценки эффективности применения полимерных муфт была построена модель участка трубопровода с дефектом в виде трещины, к которому монтировалась ремонтная конструкция из стали и полимерного материала.

Оценка эффективности осуществлялась на основе анализа распределения нагрузок и степени их перераспределения с применением муфты.

Для моделирования напряженного состояния использовался метод конечных элементов в программном комплексе ANSYS. Для моделирования выбрана муфта из гибкого анизотропного рулонированного стеклопластика ГАРС.

В качестве исходных данных для анализа принято:

параметры дефекта: 4х200х8 мм;

наружный диаметр трубы – 1220 мм;

толщина стенки – 12 мм;

длина участка трубы L = 4000 мм;

материал трубы – сталь К60 ($\sigma_в$ = 590 МПа; $\sigma_т$, = 460 МПа; модуль упругости E = $2{,}08 \cdot 10^5$ МПа);

материал муфты – сталь К60;

длина муфты – 1500 мм;

толщина стенки муфты – 12 мм;

материал ГАРС ($\sigma_в$ = 950 МПа; модуль упругости E = $5{,}2 \cdot 10^4$ МПа; δ_5 = 4 %);

толщина полимерной ленты – 14 мм.

На рисунке 1 представлено распределение напряжения при внутреннем давлении в трубопроводе P = 5,5 МПа, сварные соединения для анализа жестко закреплены. Наибольшее напряжение составляет P_{max} = 7,1 МПа и приходится на участок с трещиной.

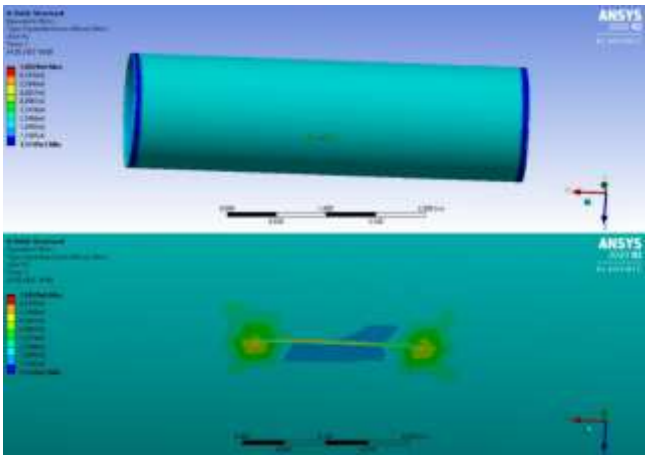

Рис. 1. Напряжения в трубопроводе с дефектом

На рисунке 2 изображено распределение напряжения по Мизесу в трубопроводе с муфтой. Можно отметить, что применение муфты позволило снизить максимальные напряжения в материале трубопровода, причем эффективность стальной муфты составила 58%, а муфты из ГАРС – 44%.

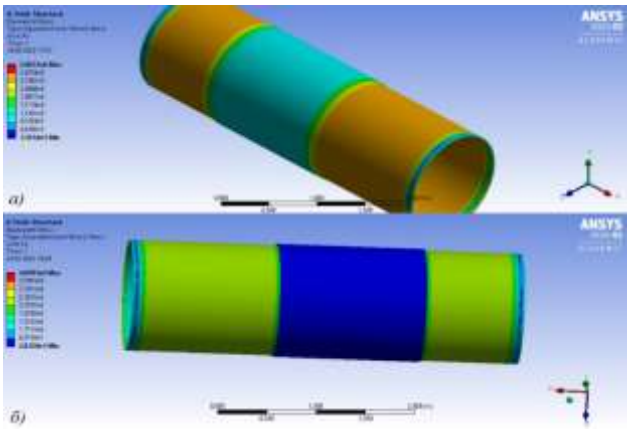

Рис. 2. Напряжения в трубопроводе с муфтой: а) из стали; б) ГАРС

Важно отметить, что при использовании муфты из ГАРС на дефектном участке напряжения составляют $P_г$ = 283 кПа, при использовании муфты из стали $P_с$ = 650 кПа. Высокий модуль упругости полимерной муфты позволяет

перераспределить напряжения так, что на ремонтируемом участке величина напряжения в 2 раза ниже, чем при использовании муфты из стали.

Таким образом, комплексный анализ муфт из гибкого анизотропного рулонированного стеклопластика ГАРС доказывает высокую эффективность применения данного материала при ремонте трубопроводов. Среди преимуществ можно выделить большую по сравнению со стальными муфтами эффективность применения, меньший вес, простоту монтажа, долговечность материала.

Литература

1. Мазуркин П.М. Статистическая экология: учебное пособие. – Йошкар-Ола: МарГТУ, 2004. – 308 с.
2. Fawley, N.-C. Development of Fiberglass Composite Systems for Natural Gas Pipeline Service. Final Report, January 1987 — March 1994 / N.-C. Fawley. — Alexandria: National Technical Information Service, 1994. — 110 p.
3. Сайт компании ООО «ПСО «Нефтегаздиагностика»: [Электронный ресурс]. URL: https://pso-ngd.com/products/article_post/skm-antisvishch (Дата обращения: 21.03.2022).
4. Сайт компании ООО «ПСО «Нефтегаздиагностика»: [Электронный ресурс]. URL: https://pso-ngd.com/mufty-ukmt/article_post/mufta-ukm (Дата обращения: 21.03.2022).

ПРОНИЦАЕМОСТЬ УГЛЯ С ДРЕНАЖНОЙ ТРЕЩИНОЙ, РАСКЛИНЕННОЙ РАЗРЕЖЕННЫМ МОНОСЛОЕМ ПРОППАНТА

[1,2]Сердюк И.М., [2]Шилова Т.В.

[1]Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

[2]Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Низкая проницаемость угля (0.05-10 мД) осложняет извлечение метана из неразгруженных газоносных угольных пластов. Эффективным способом повышения проницаемости и интенсификации дегазации угля является гидроразрыв пласта с использованием раскрепляющих материалов (проппантов) [5, 7, 9]. Особенностью гидроразрыва угольных пластов является его локальный характер, при котором размеры создаваемых трещин составляют метры – первые десятки метров, а приток газа – незначителен [2, 4]. Это позволяет для расклинивания трещин использовать ограниченное количество проппанта, вплоть до разреженного монослоя, но вопрос мало изучен. В работе приведены результаты экспериментального исследования влияния параметров неполного заполнения дренажной трещины разреженным монослоем проппанта на проницаемость угля в условиях всестороннего сжатия.

Для проведения экспериментов из каменного угля изготавливали цилиндрические образцы высотой 3см и диаметром 3 - 4,5 см. В качестве расклинивающего материала использовали алюмосиликатный проппант, размер и содержание основной фракции которого составляют 1050мкм и 85мас. % соответственно (рис.1, 2). Исследования проницаемости угля выполнены на установке, предназначенной для фильтрации газа в горных породах при линейном стационарном характере потока. Описание, параметры установки и методика проведения экспериментов подробно описаны в работе [8]. Фильтрационные эксперименты проводили последовательно для нескольких типов образцов: уголь без трещины, уголь с продольной дренажной трещиной, расклиненной монослоем проппанта, заполненным на 100%, 50%, 25%. Проницаемость определяли по фильтрации азота при постоянном перепаде давления газа ΔP на торцах образца, давлении всестороннего равномерного сжатия P, которое меняли от 1 до 5 МПа с шагом 1МПа. Коэффициент проницаемости рассчитывали по формуле для линейного потока газа и стационарного характера фильтрации [1].

Рис. 1. Экспериментальные образцы каменного угля

Рис. 2. Экспериментальный образец проппанта

По результатам экспериментальных исследований установлено, что при повышении давления всестороннего сжатия образцов в 5 раз (с 1 до 5 МПа) проницаемость угля снижается в 5,5 раз (с 6 мД при P=1МПа до 1,1 мД при P=5МПа) (рис.3). Создание и расклинивание монослоем проппанта продольной дренажной трещины в угле увеличивает проницаемость на два порядка. Максимальное повышение проницаемости выявлено при частичном