

АНАЛИЗ ОПАСНЫХ ФАКТОРОВ ВОСПЛАМЕНЕНИЯ И ВЗРЫВА В РЕЗЕРВУАРАХ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ОЦЕНКА РИСКА АВАРИЙ

Федорова Т.В.

Научный руководитель - профессор П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтяная и газовая промышленность одна из экологически опасных отраслей в мире. При возникновении аварии увеличивается вероятность разлива нефти и нефтепродуктов в окружающую среду, так же риск воспламенения и взрыва на объектах нефтегазового комплекса [4]. Вследствие этого возрастает необходимость в вопросе управления техногенными рисками, формированию порядка действий по увеличению устойчивости функционирования объектов.

Изучение оценки риска на объектах нефтегазовой промышленности подразумевает распознавание источников опасности и изучения их механизмов возникновения.

Статистика Ростехнадзора [3] по авариям в нефтегазовом комплексе регистрирует до ста техногенных аварий, где, примерно, половину из них связаны с пожаром. В сводке за 2020 год (январь – ноябрь) на опасных производственных объектах нефтегазовой отрасли случилось 37 аварий, это на 9 аварий меньше, чем за аналогичный период 2019 года. Основными причинами чрезвычайных ситуаций были выбросы опасных веществ, из них: 43% взрывов, разрушений техническими устройствами и сооружений – 38%, пожаров – 19%. Данная статистика составлена без учета аварий на скважинах, которые не зарегистрированы в качестве опасных производственных объектов и те случаи, где нефтегазовые организации классифицировали как инциденты, а не аварии. Проанализировав данные статистики аварий на нефтегазовых объектах с 2014 по 2020 года, был получен график (рисунок) распределения динамики аварий.

Анализ показывает, что в целом количество аварий из года в год растет, что приводит к большому выбросу вредных веществ в атмосферу.

Возникновение и развитие пожаров зачастую имеет стихийный характер. Неконтролируемое развитие аварийных ситуаций сопровождается выбросом значительного количества нефтепродуктов, что представляет серьезную экологическую опасность, может привести к значительным повреждениям сооружений, оборудования, технологических установок, а также возникает высокая опасность для обслуживающего персонала и пожарных бригад.

Ниже приведены основные причины возникновения пожаров в резервуарах:

- конструктивные особенности резервуара;
- наличие источника зажигания;
- свойства горючих жидкостей;
- наличие пожароопасных жидкостей внутри/снаружи резервуаров;
- погодные условия;
- технологические режимы эксплуатации резервуаров.

Пожары в резервуарах чаще всего возникают из-за взрыва паровоздушной смеси. Факельное горение происходит на дыхательной арматуре, в месте соединения пенных камер и стенок резервуара, в отверстии или трещине на крыше, или стенках резервуара, когда концентрация пара жидкости, хранимой в резервуаре, превышает верхний концентрационный предел распространения пламени. Первоисточником распространения огня в системах обвалования резервуаров, возникают: перелив хранимой жидкости, нарушение герметичности резервуара, фланцевых соединения, задвижек [1].

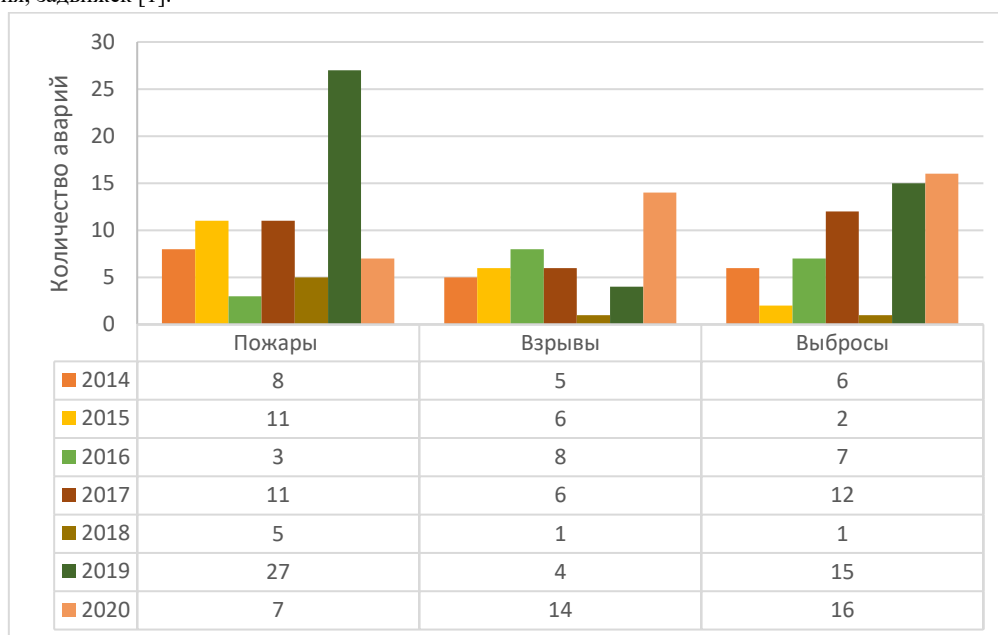


Рис. График распределения динамики аварий на объектах нефтегазовой промышленности

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 важнейшим 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 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.

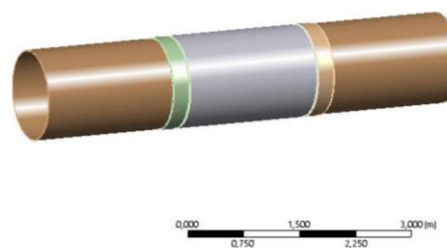


Рис. 1 Общий вид муфты П2 с центральным кольцом и технологическими кольцами