Таблица 10.

Значения критерия для режима замыкания фазы А на землю при изменении мощности нагрузки с 90% до 10%

Место повреждения в линии 35 кВ	Значение критерия для режима А-земля	
	90%	10%
0	0,000	0,000
10	0,073	0,015
20	0,146	0,030
30	0,218	0,046
40	0,290	0,062

Из таблицы 10 видно, что изменение мощности нагрузки не оказывает значительного влияния на значения критерия.

Из таблиц 3 – 10 видно, что изменение параметров сети не оказывают значительного влияния на значения критериев для различных режимов работы сети.

При изменении параметров сети, точность определения места повреждения составляет 2-5% от длины линии. При изменении указанных параметров точность оказалась неизменной, за исключением изменения длины линии 35 кВ с 40 до 10 км, где точность для одного режима составила 15%, но диапазон возможного места возникновения повреждения практически не изменился.

Таким образом, представленный метод ОМП [6] справедлив при любых параметрах фидеров 35 кВ, отходящих от трехобмоточного питающего трансформатора.

1. Аржанников, Е. А. Методы и приборы определения мест повреждения на линиях электропередачи [Текст] / Е. А. Аржанников, А. М. Чухин. М. : Энергопресс, 1998. 87 с.
2. Шалыт, Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях [Текст] / Г. М. Шалыт. М. : Энергоиздат, 1982. 312 с.
3. Арцишевский, Я. Л. Определение мест повреждения линий электропередачи в сетях с изолированной нейтралью [Текст] / Я. Л. Арцишевский. М. : Высшая школа, 1989. 87 с.
4. Устройство определения места повреждения на воздушных линиях электропередачи «Сириус-2-ОМП» [Текст]: руководство по эксплуатации. М., 2012. 64 с.
5. Солдатов, В.А. Критерии определения вида повреждения в сети 35 кВ с трехобмоточным питающим трансформатором [Текст] / В.А. Солдатов, Н.А. Климов, В.С. Захаров // Актуальные проблемы науки в агропромышленном комплексе: сборник статей 70-й международной научно-практической конференции: в 3-х т. — Караваево: Костромская ГСХА, 2019.-с.145-148.
6. Солдатов, В.А. Определение места повреждения в сети 35 кВ с трехобмоточным питающим трансформатором по эмпирическим критериям [Текст] / В.А. Солдатов, В.С. Захаров // Вестник Башкирского государственного аграрного университета. – №4(52). – с. 135-140.

Портянков В.Л., Похабов А.М., Дмитренко Е.В., Шурай С.П.
Обеспечение пожарной безопасности хранения нефти и нефтепродуктов в резервуарных парках

*ФГБОУ ВО Кубанский государственный технологический университет
(Россия, Краснодар)*

doi: 10.18411/lj-02-2020-57

idsp: ljjournal-02-2020-57

Аннотация

В современном мире нефтяная промышленность является важнейшей частью энергетического комплекса России, которая включает в себя 3 основные отрасли: добычу, транспортировку и переработку нефти и нефтепродуктов. В качестве связующего звена основных отраслей нефтяной промышленности выступают

резервуарные парки, обеспечивающие качественную сохранность нефти и нефтепродуктов на всех этапах их добычи и переработки. Проблема пожарной безопасности в резервуарных парках является одной из самых острых и актуальных для нефтяной промышленности. В данной работе рассматриваются причины аварии в резервуарном парке и мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.

Ключевые слова: нефть, нефтепродукты, резервуар, резервуарный парк, пожарная безопасность.

Abstract

In the modern world, the oil industry is the most important part of the energy complex of Russia, which includes 3 main sectors: mining, transportation and processing of oil and petroleum products. Reservoir parks are the links between the main sectors of the oil industry. They provide the high-quality preservation of oil and petroleum products at all stages of their mining and processing. The problem of fire safety in reservoir parks is one of the most urgent and topical for the oil industry. The causes of the accident in the reservoir park and measures to ensure fire safety are considered in this work.

Key words: oil, petroleum products, reservoir, reservoir park, fire safety.

Актуальность проблемы обеспечения пожарной безопасности на объектах нефтехимической и нефтегазоперерабатывающей промышленности и на объектах нефтепродуктообеспечения подтверждается статистическими сведениями Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору [1]. За рассматриваемые семь с половиной лет динамика аварийности и производственного травматизма на указанных опасных производственных объектах остаётся неустойчивой и разнонаправленной (рисунок 1). Обращает на себя внимание факт резкого (начиная с 2017 года) увеличения величины ущерба от аварий. Возможно, это объясняется многократным возрастанием стоимости добываемого и хранимого в резервуарах нефтепродукта.

Рисунок 1 – Динамика аварийности и производственного травматизма со смертельным исходом на опасных производственных объектах нефтехимической и нефтегазоперерабатывающей промышленности и на объектах нефтепродуктообеспечения

Распределение аварий по видам за 2014-2018 годы [2] приведено в таблице 1.

Таблица 1.

Распределение аварий на объектах нефтехимической и нефтегазоперерабатывающей промышленности и на объектах нефтепродуктообеспечения

Вид аварии	Количество аварий за год				
	2014	2015	2016	2017	2018
Взрыв	5	6	8	6	2
Пожар	8	11	3	10	9
Выброс опасных веществ	6	2	7	4	12

Из материалов таблицы 1 видно, что в среднем каждый год на рассматриваемых объектах происходит 8 пожаров.

Резервуары различной конструкции относятся к группе основного оборудования для процессов нефтедобычи, нефтепереработки и хранения нефти. При этом они же и являются одними из наиболее опасных элементов технологических схем с точки зрения промышленной и пожарной безопасности [3,5]. В резервуарах находятся значительные количества легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, многие из которых к тому же являются химически агрессивными. Внутреннее пространство резервуаров соединено с атмосферой посредством дыхательных клапанов. Таким образом, в резервуарах постоянно присутствуют два из трех условий горения. При появлении источника зажигания пожар или взрыв неизбежен [7]. Пожары в резервуарах, как правило, носят затяжной характер, а время их тушения может составлять несколько часов [6]. Часто пожар распространяется и на соседние резервуары, охватывая значительную часть резервуарных парков. Ликвидации последствий таких аварий требует значительных сил и средств, иногда может сопровождаться гибелью людей. На тушение требуется значительное количество сил и средств. Таким образом, проблема возникновения и ликвидации аварии в резервуарах и резервуарных парках является актуальной для обеспечения пожарной безопасности объектов нефтегазового комплекса. На основе анализа статистических данных и основных причин аварийности на ОПО, для оценки риска возникновения аварии в резервуарном парке разработано дерево отказов. Указанный метод позволяет определить причины проявления негативного события (аварии) [8] с целью разработки мероприятий по её предотвращению или локализации. Данный подход ранее успешно применялся авторами для анализа рисков проведения геофизических исследований нефтегазодобывающих скважин [4].

Так как наиболее часто на рассматриваемом опасном производственном объекте случаются аварии, связанные с пожаром, целесообразно использовать его в качестве головного события дерева отказов.

В рамках данной работы использовался логико-графический метод построения дерева отказов, основанный на экспертных оценках возникновения нежелательного события. Полученная модель изображена на рисунке 2. Наименования событий «дерева» и результаты оценки риска представлены в таблице 2.

Рисунок 2 – Дерево отказов

Таблица 2

Результаты оценки риска

Обозначения	Наименование события	Экспертная оценка величины негативного воздействия	
		До мероприятий	После мероприятий
1	2	3	
Z	Пожар	0,20	0,10
X	Разгерметизация резервуара	0,20	0,10
X ₁	Террористический акт	0,01	
X ₂	Механические повреждения	0,20	
X _{2,1}	Влияние температур	0,10	
X _{2,2}	Коррозийный износ	0,05	
X _{2,3}	Осадка основания	0,05	
X ₃	Природные явления	0,3	
X _{3,1}	Землетрясение	0,001	
X _{3,2}	Грозы	0,3	0,01
X ₄	Дефекты монтажа	0,07	
X _{4,1}	Непровары и подрезы	0,05	
X _{4,2}	Несоблюдение проектного размера шва	0,02	
X ₅	Нарушение правил технического обслуживания	0,20	
X _{5,1}	Нарушение технологии производства	0,1	
X _{5,2}	Нарушение правил противопожарной безопасности	0,1	
Y	Источники зажигания	0,35	0,20
Y ₁	Статическое электричество	0,10	0,09
Y ₂	Атмосферный разряд	0,15	0,01
Y ₃	Искры электроустановок	0,05	
Y ₄	Механические удары при отборе проб	0,05	

На основании дерева событий произвели балльную оценку событий (Y) и (X), а также рассматриваемого события (Z). Установлено, что наиболее вероятным событием, которое повлечет пожар нефти в резервуаре, является воздействие разряда атмосферного электричества. На основании произведенного выше расчета, целесообразно рассматривать возникновение пожара в резервуарном парке при разгерметизации резервуара вследствие удара молнии.

В качестве мероприятий по снижению риска аварии предложены следующие мероприятия:

- совершенствование внешней молниезащитной системы;
- установка гидромониторов по периметру площадки с резервуарами;
- установка системы подслоного пожаротушения.

В случае развития сценария аварии на ОПО с пролитием и возгоранием нефти рекомендована установка гидромониторов по периметру площадки с резервуарами. Гидромониторы обычно используются для охлаждения, горящего и соседних резервуаров, а также любых металлических конструкций. Размещение лафетных стволов обусловлено необходимостью своевременной локализации аварии.

Расчетное количество гидромониторов, необходимых для охлаждения горящего резервуара N1, шт., вычисляется по следующей формуле:

$$N_1 = \frac{I_{H1} \cdot L}{Q} \quad (1)$$

где I_{H1} – нормативная интенсивность подачи воды на охлаждение горящего резервуара;
 L – длина окружности горящего резервуара, м;
 Q – производительность (расход) гидромонитора по воде.

$$N_1 = \frac{0,5 * 17}{6} = 1,41$$

Округляем количество гидромониторов в большую сторону, получаем 2. Следовательно, для эффективного охлаждения горящего резервуара необходима установка 2-х гидромониторов.

Таблица 3.

Нормативная интенсивность подачи воды

Система охлаждения резервуара	Интенсивность подачи воды I_{H1} , $\frac{дм^3}{м^2 * с}$ на один метр длины	
	окружности горящего резервуара	половины окружности соседнего резервуара
1. Стационарная установка охлаждения для резервуаров высотой стенки, м:		
более 12 м.	0,75	0,30
12 и менее и для резервуаров с плавающей крышей	0,50	0,20
2. Мобильные средства пожаротушения	0,80	0,30

Расчетное количество гидромониторов, необходимых для охлаждения соседних резервуаров N_2 , шт., вычисляется по следующей формуле:

$$N_2 = \frac{I_{H1} * L}{2 * Q} \quad (2)$$

где I_{H2} – нормативная интенсивность подачи воды на охлаждение соседних резервуаров (таблица 3),

Q – производительность (расход) гидромонитора по воде;

L – длина окружности соседних резервуаров, м;

n – количество соседних резервуаров, шт.

Проведем расчет гидромониторов для охлаждения соседнего резервуара:

$$N_2 = \frac{0,2 * 17}{6} = 0,56$$

На основании расчета для охлаждения соседнего резервуара необходима установка 1-го гидромонитора. На рисунке 2 показана предлагаемая схема расположения гидромониторов в резервуарном парке ПНБ Тихорецкая, предназначенных для тушения горящего резервуара и охлаждения соседнего резервуара.

1 – гидрант с колонкой; 2 – гидромонитор для орошения резервуара.

Рисунок 2 – Схема расположения гидромониторов при охлаждении резервуара

Размещение гидромониторов согласно разработанной схеме по рисунку 2 обеспечит качественное охлаждение, как и горящего, так и соседнего резервуаров.

Для обеспечения качественного пожаротушения был выбран способ тушения пожара путем подачи пены от пеногенератора через слой горючего (подслоное пожаротушение) [9]. Выбранный способ пожаротушения является наиболее эффективным. За счет образования на поверхности горячей жидкости, огнестойкой самозатягивающейся пленки из всплывших на поверхность мелких пузырьков пены, перекрывающих доступ кислорода в зону горения, данный метод обеспечивает оперативное тушение пожара. Он также позволяет резко снизить температуру нефти независимо от диаметра защищаемого резервуара.

Пересмотр системы молниезащиты вызван необходимостью увеличения надежности защиты для снижения риска возникновения аварийной ситуации. Согласно документу СО 153 – 34.21.122, данный объект является специальным объектом, представляющим опасность для непосредственного окружения. Для этого объекта выбираем надежность молниезащиты 0,99. В качестве варианта расположения молниеотводов выбран двойной стержневой молниеотвод.

Основными критериями для выбора этого варианта размещения молниеотводов и их конструкции являлись следующие:

- удобство обслуживания защищаемого объекта;
- обеспечение устойчивости проектируемого молниеотвода;
- наименьшие затраты на материалы (высота, сечение), установку молниеотводов.

В ходе проведенных исследований были получены следующие результаты:

- наиболее вероятным негативным последствием является разгерметизация резервуара с последующим возгоранием;
- наиболее вероятным негативным фактором является атмосферное электричество, следствием которого в большинстве случаев является пожар;
- наиболее вероятным негативным последствием пожара является возгорание соседних резервуаров с нефтепродуктами.

Предложенные выше мероприятия на перевалочной нефтебазе, направленные на снижение риска возникновения и распространения аварии, экономически обоснованны, так как расходы в случае возникновения аварийной ситуации превышают затраты на разработанные мероприятия.

1. Доклад о правоприменительной практике контрольно-надзорной деятельности в Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору при осуществлении федерального государственного надзора в области промышленной безопасности за 6 месяцев 2019 года
2. Годовой отчет о деятельности федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (2015-2018 гг.) http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/
3. Давлетьяров Ф.А. Нефтепродуктообеспечение/ Давлетьяров Ф.А., Зоря Е.И. – М.: ИЦ «Математика», 2015. – 662 с.
4. Дмитренко Е.В., Захарченко Ю.И., Шурай С.П. Предупреждение аварий при проведении геофизических исследований скважин на основе анализа риска. Электронный сетевой политематический журнал "Научные труды КубГТУ". 2017. № 7. С. 430-437.
5. Нефтебазы и АЗС: Учебное пособие / А.А. Коршак, Г.Е. Коробков, Е.М. Муфтахов. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2016. – 416 с.
6. Безбородов Ю.Н. Резервуары для приёма, хранения и отпуска нефтепродуктов/ Ю.Н. Безбородов, В.Г. Шрам, Е.Г. Кравцова. - Красноярск: СФУ, 2015. - 110 с.
7. Радоуцкий В.Ю. Основы пожарной безопасности: учебное пособие / В.Ю. Радоуцкий, А.М. Юрьев; под ред. В.Ю. Радоуцкого. - Белгород: Изд-во БГТУ им. В.Г. Шухова, 2008. - 160 с.
8. Ветошкин А.Г., Таранцева К.Р. Техногенный риск и безопасность. – Пенза: Изд-во Пенз. гос. ун-та, 2015. – 97 с.
9. Мамонтов А.С., Голиков А.С. Система тушения пожаров в нефтехранилищах подслоной подачей пены [Электронный ресурс] – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sistema-tusheniya-pozharov> (дата обращения 16.12.2018)