

**МИНИСТЕРСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ПО ДЕЛАМ ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ, ЧРЕЗВЫЧАЙНЫМ СИТУАЦИЯМ  
И ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ СТИХИЙНЫХ БЕДСТВИЙ**

Академия Государственной противопожарной службы

На правах рукописи



**Ле Вьет Хай**

**БЕЗОПАСНОСТЬ ОТКАЧКИ НЕФТИ ИЗ РЕЗЕРВУАРА  
С ПЛАВАЮЩЕЙ КРЫШЕЙ ПРИ ПОЖАРЕ СОСЕДНЕГО РЕЗЕРВУАРА  
НА НЕФТЕСКЛАДАХ ВЬЕТНАМА**

Специальность: 05.26.03 – «Пожарная и промышленная безопасность»  
(технические науки, нефтегазовая отрасль)

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

**Научный руководитель:**

Заслуженный работник Высшей школы РФ,  
кандидат технических наук,  
старший научный сотрудник  
Рубцов Владимир Валентинович

Москва – 2022

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	6
Глава 1 ПОЖАРНАЯ ОПАСНОСТЬ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ .....	12
1.1 Общие сведения о резервуарных парках Вьетнама .....	12
1.2 Примеры характерных пожаров в резервуарных парках .....	16
1.3 Пожарная опасность резервуарных парков Вьетнама .....	27
1.3.1 Развитие пожаров в нефтяных резервуарах .....	27
1.3.2 Распространение пожара от горящего нефтяного резервуара на соседний резервуар с плавающей крышей .....	32
1.3.3 Прогнозирование вскипания и выброса нефти из горящего резервуара на соседний негорящий резервуар с плавающей крышей .....	34
1.3.4 Возможность откачки нефти из резервуаров с плавающей крышей, находящихся рядом с горящим резервуаром с плавающей крышей .....	37
Выводы по первой главе .....	40
Глава 2 ИССЛЕДОВАНИЕ БЕЗОПАСНОЙ ОТКАЧКИ НЕФТИ ИЗ НЕГОРЯЩЕГО РЕЗЕРВУАРА ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО С ПЛАВАЮЩЕЙ КРЫШЕЙ .....	41
2.1 Объекты исследования и методика проведения экспериментов .....	41
2.1.1 Натурные эксперименты в резервуарах с плавающей крышей .....	41
2.1.2 Методика организации и проведения экспериментов .....	46
2.2 Проведение натурных экспериментов .....	47
2.2.1 Эксперимент по откачке нефти из резервуара вертикального стального с плавающей крышей объемом 14000 м <sup>3</sup> .....	47

2.2.2 Эксперимент по откачке нефти из резервуара вертикального стального с плавающей крышей объемом 120000 м <sup>3</sup> .....	50
2.2.3 Эксперимент по откачке нефти из резервуара вертикального стального с плавающей крышей объемом 65000 м <sup>3</sup> .....	54
2.2.4 Результаты экспериментов по откачке нефти .....	57
Выводы по второй главе .....	71
Глава 3 ИССЛЕДОВАНИЕ ФОРМИРОВАНИЯ КОНЦЕНТРАЦИЙ ПАРОВОЗДУШНЫХ СМЕСЕЙ НАД ПЛАВАЮЩЕЙ КРЫШЕЙ .....	74
3.1 Концентрации паровоздушных смесей над плавающей крышей при нормальной работе .....	74
3.1.1 Теоретические особенности формирования паровоздушной взрывоопасной среды над плавающей крышей .....	74
3.1.2 Экспериментальное исследование концентраций в паровоздушной среде над плавающей крышей резервуара вертикального стального с плавающей крышей объемом 65000 м <sup>3</sup> .....	75
3.1.3 Результаты сравнения экспериментальных и расчётных данных .....	86
3.2 Теоретическое исследование распространения опасных факторов пожара на соседний с горящим резервуар .....	89
3.3 Расчет параметров, характеризующих процесс распространения пожара на резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей объемом 65000 м <sup>3</sup> с нефтью от соседнего горящего резервуара .....	91
3.3.1 Расчет параметров факела пламени .....	91
3.3.2 Температура на участке обогреваемой пожаром стенки резервуара .....	92
3.3.3 Нагрев элемента конструкции резервуара вертикального стального с плавающей крышей до температуры самовоспламенения .....	94

3.3.4 Количество тепла, нагревающего поверхностный слой легковоспламеняющейся жидкости .....	95
Выводы по третьей главе.....	100
4.1 Метод численного моделирования.....	101
4.1.1 Описание модели численного моделирования .....	101
4.1.2 Математическое моделирование пожара в резервуаре с сырой нефтью .....	102
4.1.3 Численное моделирование .....	103
4.1.4 Настройка детектора теплового излучения .....	104
4.1.5 Граничные условия ветра с разной скоростью .....	105
4.2 Влияние скорости ветра на характеристики пламени .....	105
4.2.1 Форма пламени.....	105
4.2.2 Распределение дыма.....	107
4.2.3 Распределение температуры .....	108
4.3 Влияние температуры горящего резервуара и скорости ветра на соседние резервуары.....	110
4.3.1. Распределение температуры в соседних резервуарах .....	110
4.3.2 Воздействие теплового излучения на соседние резервуары .....	112
Выводы по четвёртой главе.....	114
Глава 5 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ В ПРОЦЕССЕ ОТКАЧКИ НЕФТИ ИЗ НЕГОРЯЩЕГО РЕЗЕРВУАРА ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО С ПЛАВАЮЩЕЙ КРЫШЕЙ ПРИ ПОЖАРЕ СОСЕДНЕГО РЕЗЕРВУАРА .....	115
5.1 Определение времени достижения минимального уровня разлива в процессе откачки нефти из соседнего с горящим резервуара вертикального стального с	

плавающей крышей.....	115
5.2 Откачка нефти из резервуара вертикального стального с плавающей крышей, соседнего с горящим .....	117
Выводы по пятой главе.....	122
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	123
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	124
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	128
ПРИЛОЖЕНИЕ .....	142
АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ.....	142

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы исследования.** Пожары в резервуарных парках хранения нефти и нефтепродуктов возникают довольно часто и продолжаются в течение многих часов. При этом пожары в крупногабаритных резервуарах (от 10000 м<sup>3</sup> и более) приводят к травмам и гибели людей, а также к значительному материальному ущербу.

В настоящее время в Социалистической Республике Вьетнам (далее – СРВ) изучен способ безопасной откачки светлых нефтепродуктов из горящих резервуаров вертикальных стальных вместимостью до 10000 м<sup>3</sup> [1]–[11]. Однако условия и режимы безопасной ускоренной откачки нефти из резервуаров вертикальных стальных с плавающей крышей (далее – РВСПК) вместимостью более 10000 м<sup>3</sup> соседних с горящим резервуаром во Вьетнаме практически не исследованы.

Опыт эксплуатации РВСПК показывает, что концентрации паров нефти над поверхностью плавающей крыши (далее – ПК) малозначительны и, по мнению ряда специалистов, не достигают опасных значений нижнего концентрационного предела распространения пламени (далее – НКПР). Поэтому научный интерес представляет оценка формирования взрывоопасных концентраций над ПК в условиях экстремальной откачки нефти из крупногабаритных РВСПК при пожаре в соседнем резервуаре. Поиск решения этих проблем является актуальной задачей.

**Степень разработанности темы исследования.** Обеспечению пожарной безопасности технологических процессов, в том числе, откачке жидких углеводородов из горящих резервуаров, минимизации остатков этих жидкостей в резервуарах, оценки критической высоты уровня разлива для предотвращения кавитации в насосных системах, посвящены труды К. Рогана [1], И.С. Беркутова [2]–[5], П.И. Поликовского [6], Р.Г. Перельмана [6], О.М. Волкова [7]–[9], Х.К. Фама [10], [11] и других авторов. Однако условия безопасности технологического процесса откачки нефти из РВСПК при пожаре соседнего резервуара до настоящего времени изучены недостаточно.

**Целью диссертационной работы** является разработка научно обоснованных рекомендаций по безопасной откачке нефти из крупногабаритных РВСПК при пожаре соседнего резервуара во Вьетнаме.

Для достижения поставленной цели в работе решались следующие **задачи**:

- проанализировать характерные пожары в резервуарных парках хранения нефти, в том числе во Вьетнаме;
- исследовать параметры насосных систем в условиях экстремальной откачки нефти из негорящих РВСПК номинальной вместимостью 14000, 65000 и 120000 м<sup>3</sup>;
- исследовать формирование взрывоопасных концентраций паровоздушных смесей над плавающей крышей РВСПК объёмом 65000 м<sup>3</sup> при откачке из него нефти;
- оценить влияние различных скоростей ветра на параметры тепловых потоков, падающих от горящего резервуара на соседний негорящий РВСПК;
- разработать научно-обоснованные рекомендации по безопасной откачке нефти из крупногабаритных РВСПК при пожаре соседнего резервуара во Вьетнаме.

**Объектом исследования** являлся процесс откачки нефти из РВСПК, расположенного рядом с горящим резервуаром.

**Предметом исследования** являлись параметры, влияющие на безопасность экстремальной откачки нефти из РВСПК: время работы насосных систем при экстремальной откачке; концентрации над ПК; тепловые потоки от соседнего, горящего резервуара.

**Информационная основа** исследования – отечественные и зарубежные литературные, научно-исследовательские и нормативные источники по теме диссертации, материалы расследований причин и последствий характерных пожаров, произошедших на объектах нефтегазовой отрасли в СРВ, России и других странах.

**Научная новизна** работы заключается в следующем.

1. Экспериментально установлено, что скорость изменения уровня разлива при откачке нефти определяется параметрами работы насосных систем. Обоснованы и представлены расчетные значения трёх коэффициентов  $k$ , характеризующих уменьшение скорости снижения уровня откачиваемой жидкости в зависимости от количества и производительности работающих насосов. Установлено, что диапазон значений коэффициентов  $k$  от 1,09 до 1,15 характерен для всех исследуемых типоразмеров РВСПК.

2. На основании обработки экспериментальных данных получены эмпирические зависимости для оценки параметров безопасной откачки нефти из РВСПК в экстремальных условиях. Доказано, что для РВСПК соседнего с горящим резервуаром время откачки определяется режимом и производительностью насосной системы. Предложена универсальная зависимость для определения времени откачки нефти из типовых РВСПК номинальной вместимостью от 5000 до 120000 м<sup>3</sup>.

3. Экспериментально определена возможность образования взрывоопасных концентраций паров нефти, достигающих значения НКПР, над ПК РВСПК-65000 м<sup>3</sup>, на завершающем этапе откачки при достижении минимального уровня разлива и опирании ПК на опорные стойки.

**Теоретическая и практическая значимость** результатов исследования заключается в:

– расширении представлений о применении экстремальной работы насосных систем нефтесклада для безопасной откачки нефти из РВСПК при пожаре соседнего резервуара;

– обосновании экспериментального метода исследования безопасности при экстремальной работе насосных систем в процессе откачки негорящей нефти из РВСПК номинальной вместимостью 14000, 65000 и 120000 м<sup>3</sup>;

– использовании полученных зависимостей для определения времени экстремальной откачки нефти из РВСПК вместимостью от 5000 до 120000 м<sup>3</sup>;



– разработке промышленной экспериментальной установки для исследования формирования взрывоопасных концентраций в паровоздушном пространстве РВСПК и экспериментальном подтверждении образования взрывопожароопасных концентраций в зоне уплотняющего затвора над ПК;

– применении метода компьютерного моделирования для оценки влияния различных скоростей ветра на величину теплового потока, падающего на соседний РВСПК от горящего нефтяного резервуара.

Разработаны практические рекомендации для включения Главным управлением пожарной охраны (далее – ГУПО) Министерства общественной безопасности (далее – МОБ) СРВ в документы оперативного планирования тушения пожаров в резервуарных парках нефтескладов Вьетнама, которые позволят обеспечить эффективное и безопасное удаление нефти из зоны действия опасных факторов пожара от горящего резервуара, предотвратить распространение пожара на соседние нефтяные резервуары и сократить материальные потери от пожара РВСПК.

**Методология и методы исследования.** Использованы методы теории планирования эксперимента, теории подобия, вращающихся координат. Результаты численных расчетов подтверждены результатами экспериментальных исследований с использованием современных поверенных приборов и оборудования.

**Положения, выносимые на защиту:**

– основные положения методик проведения экспериментов по оценке работы насосных систем при экстренной откачке нефти из РВСПК вместимостью 14000, 65000 и 120000 м<sup>3</sup>;

– результаты теоретического решения задачи по обоснованию коэффициентов  $k$ , характеризующих уменьшение скорости снижения уровня откачиваемой жидкости в зависимости от изменения количества и производительности работающих насосов;

– эмпирические зависимости для определения времени откачки нефти из РВСПК номинальной вместимостью от 5000 до 120000 м<sup>3</sup>;

– основные положения методики экспериментального определения концентраций паров нефти над поверхностью плавающей крыши при откачке нефти из РВСПК-65000 м<sup>3</sup>;

– результаты математического моделирования влияния скорости ветра на величину теплового потока от пожара нефтяного резервуара.

**Степень достоверности** результатов исследования подтверждается удовлетворительной сходимостью теоретического и экспериментального исследования безопасности откачки нефти из негорящего РВСПК; применением апробированного математического аппарата; проведением экспериментов по оценке концентраций паров нефти над плавающей крышей с применением поверенных, сертифицированных приборов газового анализа; воспроизводимостью результатов экспериментов; удовлетворительным согласованием полученных результатов с данными других исследователей.

**Материалы диссертации реализованы** в практической деятельности ГУПО МОБ СРВ при разработке документов оперативного планирования тушения пожаров в резервуарных парках нефтескладов Вьетнама; в образовательных процессах Института пожарной безопасности (далее – ИПБ) МОБ СРВ и Института развития Академии ГПС МЧС России при изучении дисциплины «Пожарная безопасность технологических процессов».

**Апробация результатов исследования.** Основные результаты исследований докладывались и обсуждались на международных конференциях: Международной научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Проблемы техносферной безопасности» (г. Москва, Академия ГПС МЧС России, 2019 г.); IV Международной научно-практической конференции «Гражданская оборона на страже мира и безопасности», (г. Москва, Академия ГПС МЧС России, 2020 г.); Международной конференции «Роль пожарной полиции в борьбе с нетрадиционными угрозами безопасности» (г. Ханой, Институт ПБ МОБ Вьетнама, 2020 г.); Международной научно-практической конференции молодых ученых

и специалистов «Проблемы техносферной безопасности» (г. Москва, Академия ГПС МЧС России, 2022 г.); IX Всероссийской научно-практической конференции «Актуальные вопросы совершенствования инженерных систем обеспечения пожарной безопасности объектов» (г. Иваново, Ивановская пожарно-спасательная академия ГПС МЧС России, 2022 г).

**Публикации.** Материалы диссертационной работы изложены в 11 научных работах, из них 4 – в рецензируемых научных журналах из перечня ВАК Министерства науки и высшего образования РФ.

**Структура и объем работы.** Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав, заключения, списка литературы из 124 наименований и приложения. Работа изложена на 147 страницах машинописного текста, содержит 47 рисунков, 17 таблиц, список сокращений и условных обозначений.

# Глава 1 ПОЖАРНАЯ ОПАСНОСТЬ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ

## 1.1 Общие сведения о резервуарных парках Вьетнама

В топливном комплексе Вьетнама хранению нефти уделяется особое значение. Добыча нефти в промышленных масштабах началась в СРВ с 1986 г. и в последние десятилетия развивается ускоренными темпами (рисунок 1.1). В настоящее время Вьетнам покрывает свои потребности в нефтепродуктах и экспортирует нефть в другие государства [12]–[17].

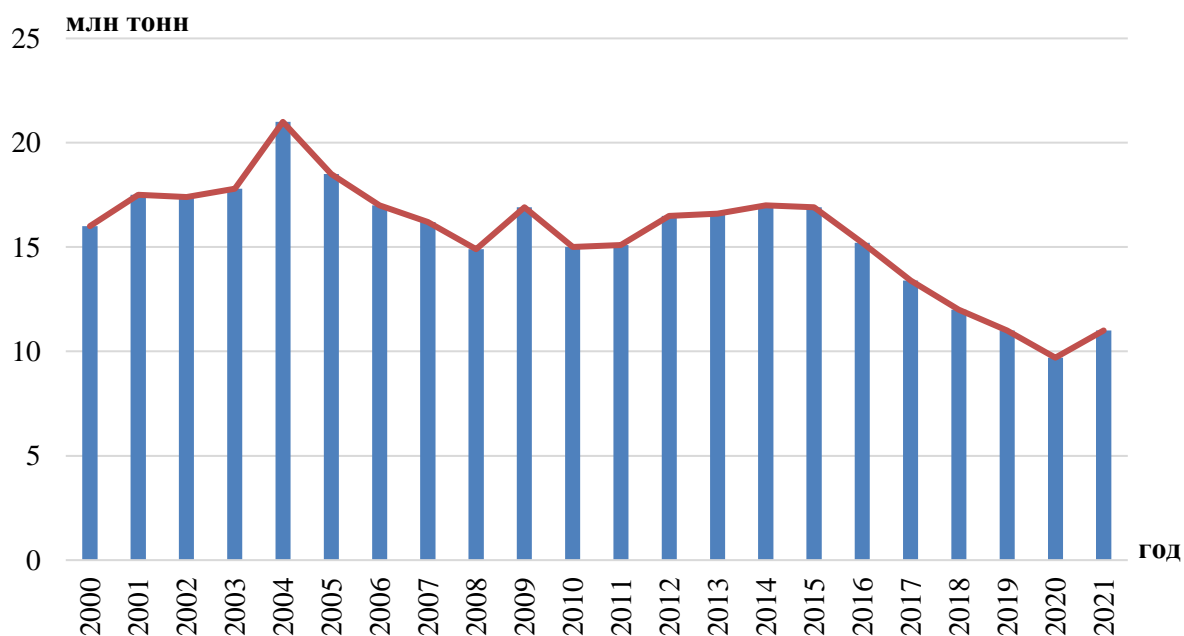


Рисунок 1.1 – Динамика добычи нефти в СРВ по годам

Правительством Вьетнама в 2021 г. принято Постановление «Планирование инфраструктуры для хранения и поставок нефти и газа во Вьетнаме на период с 2021 до 2030 г., видение до 2050 г.». В нем развитию складов хранения нефти и нефтепродуктов уделено особое внимание [14].

Нефть – один из основных источников энергии в мире. Потребности Вьетнама в нефтепродуктах в последние годы существенно возрастают. В СРВ растут как объемы добычи и переработки нефти, так и увеличивается число складов для хранения нефти и нефтепродуктов. Следует отметить, что с 2010 по 2020 гг. в стране в три раза возросло число подобных резервуаров [13].

На сегодняшний день во Вьетнаме эксплуатируются 219 нефтескладов с общей вместимостью резервуарных парков, превышающей 6,4 млн м<sup>3</sup>, составляющие общие резервы государства. Сведения о резервных объемах жидких углеводородов, хранящихся в нефтескладах Вьетнама, приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Резервы нефти и нефтепродуктов в нефтескладах Вьетнама

Тип резерва		Количество, млн м <sup>3</sup>
Коммерческий резерв		2,4
Производственный резерв	Нефть	1,3
	Нефтепродукты	1,6
Государственный резерв	Нефть	0,5
	Нефтепродукты	0,6
Всего		6,4

Резервные запасы нефти и нефтепродуктов сосредоточены в нефтескладах пяти крупных районов Вьетнама. Данные об объемах резервных запасов жидких углеводородов сведены в таблицу 1.2 [12].

Если оценивать нефтесклады как некие специальные предприятия, направленные на обеспечение потребителей нефтепродуктами и нефтью, то такие сооружения – основная составляющая топливного комплекса Вьетнама. В 2021 г. темпы роста потребности государства в жидком углеводородном топливе выросли почти на 11 % по сравнению с темпами 2020 г. [13].

Таблица 1.2 – Резервы жидких углеводородов по регионам Вьетнама до 2021 г.

Регион	Объем, тыс м <sup>3</sup>
Северный регион (до провинции Тханьхоа)	1851
Северо-Центральный регион (кроме провинции Тханьхоа)	341
Южно-центральное побережье и Центральное нагорье	1266
Регион города Хошимина и его окрестности	2474
Регион города Кан Тхо и его окрестности	448
Всего	6380

В [18] приведена классификация категорий нефтескладов СРВ в зависимости от общей вместимости резервуарного парка (таблица 1.3).

Таблица 1.3 – Категории нефтескладов [18]

Категория		Вместимость нефтесклада, м <sup>3</sup>
I		Более 100000
II	IIА	От 50000 до 100000
	IIБ	От 30000 до 50000
III	IIIА	От 10000 до 30000
	IIIБ	Менее 10000

Учитывая климатические особенности страны, во Вьетнаме для хранения нефти наиболее широко применяют резервуары вертикальные стальные (далее – РВС) вместимостью от 400 до 20000 м<sup>3</sup> и РВСПК вместимостью от 20000 до 120000 м<sup>3</sup> [13].

При выборе типа резервуара определяющими критериями являются физические характеристики хранимых жидких углеводородов: давление насыщенных паров, содержание серы и сероводорода, плотность, температуры вспышки, самовоспламенения и др.

В таблице 1.4 приведены геометрические параметры резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов, применяемых в СРВ.

Таблица 1.4 – Геометрические параметры РВС, РВСП и РВСПК во Вьетнаме

Тип резервуара	Высота, м	Диаметр, м	Площадь зеркала, м <sup>2</sup>	Периметр, м
РВС-400	7,4	5,7	26	18
РВС-700	8,3	10,4	85	33
РВС-1000	8,9	12,1	115	38
РВС-2000	11,9	14,9	174	47
РВС-3000	12,2	18,8	277	59
РВСП-5000	11,9	23,2	423	73
РВС-5000	15,2	21,5	363	68
РВСП-10000	11,9	34,2	918	107
РВС-10000	18,2	28,5	638	89
РВСП-15000	11,9	40,5	1288	127
РВС-15000	18,2	34,5	934	108
РВСП-20000	11,9	45,8	1647	144
РВС-20000	18,2	39,8	1243	125
РВСПК-14000	19,3	30,0	706,5	94,2
РВСПК-50000	19,8	69,0	3737,4	216,7
РВСПК-65000	22,4	69,0	3737,4	216,7
РВСПК-70000	22,0	69,0	3737,4	216,7
РВСПК-120000	19,9	89,0	6218	279,5

Если нефть имеет давление насыщенных паров менее 26,6 кПа, то для ее хранения применяют РВС. При давлении насыщенных паров от 26,6 до 66,7 кПа применяют резервуары с понтонами (далее – РВСП) и РВСПК.

Если содержание серы в нефти превышает 1,8 %, то для ее хранения используют только РВСП или РВСПК.

## 1.2 Примеры характерных пожаров в резервуарных парках

В апреле 1985 г. на Московском нефтеперерабатывающем заводе (далее – НПЗ) возник пожар в РВСПК-10000 м<sup>3</sup> (диаметр 34 м, высота 12 м). Из-за примерзания и зависания обрушилась ПК с образованием механических искр. При падении с перекосом крыша частично затонула, вследствие чего форма и размер площади горения стали нерасчетными относительно смонтированной на резервуаре автоматической установки пожаротушения (далее – АУПТ). Установка сработала, но пожар не потушила. Горение распространилось на всю площадь резервуара 918 м<sup>2</sup>. Первую атаку пожарные провели через 5 ч, а затем еще две. На тушение израсходовали 300 т пенообразователя. В тушении участвовали около 400 человек и 117 пожарных автомобилей. Пожар продолжался 18 ч до полного выгорания бензина. Резервуар уничтожен.

В феврале 1986 г. на линейной производственно-диспетчерской станции (далее – ЛПДС) «Платина» в Свердловской области в РВСПК-50000 м<sup>3</sup> под ПК, лежащей на опорных стойках, произошел взрыв паровоздушной смеси (далее – ПВС). Пожар продолжался 18 ч до выгорания нефти.

В 2002 г. произошел пожар на Омской ЛПДС ОАО «Транссибнефть». Три слесаря водой из пожарного рукава начали зачистку от парафинистых отложений пространства под ПК РВСПК-50000 м<sup>3</sup>. От искры разряда статического электричества произошел взрыв. Нефтяные остатки на дне вспыхнули. Сверху сорванная с опор на слесарей упала многотонная крыша, перекрыв собой нижние люки. Опорные стойки крыши разрушились в результате последующего пожара. Люди сгорели при возникновении горения под крышей. Два слесаря погибли в резервуаре, третий с сильными ожогами выбрался наружу.

К прибытию пожарных в обваловании горела разлитая нефть на площади 250 м<sup>2</sup>. Через 10 мин работали три лафетных ствола, пенный лафетный ствол и генератор пены средней кратности (далее – ГПС) ГПС-600. Для охлаждения



и тушения использовали воду, подвозимую пожарными автоцистернами (далее – АЦ). Горение в обваловании ликвидировали за полчаса. Через люки-лазы внутрь резервуара подали три ГПС-600 для заполнения резервуара пеной. Атака не дала результата. Вторую пенную атаку провели через 7,5 ч после первой попытки. пеной на основе пенообразователя «Легкая вода» горение ликвидировали. Пожар продолжался около 9 ч [9].

В 1977 г. от удара молнии взорвался РВС с дизельным топливом на НПЗ близ Чикаго (США). Диаметр резервуара 60 м. Взрывной волной части крыши попали на РВСП с бензином диаметром 35 м, который сразу воспламенился, и на РВСПК диаметром 54 м, где загорелся бензин в кольцевом зазоре. Плавающая крыша затонула. Вся площадь зеркала резервуара была охвачена огнем. Через 13 ч горение в РВС было ликвидировано подачей пены под слой горючего при помощи высоконапорных пеногенераторов. В РВСПК бензин свободно выгорал около 40 ч.

В 1983 г. в Нью-Джерси (США) произошел пожар трех резервуаров в результате взрыва паровоздушного облака перелившегося бензина. Первый резервуар вместимостью 6400 м<sup>3</sup> был полностью заполнен бензином, второй – вместимостью 16100 м<sup>3</sup> содержал 500 т, в третьем – вместимостью 40000 м<sup>3</sup>, находилось около 5000 т горючей жидкости. Ликвидировать пожар на двух последних резервуарах удалось через 16 ч, а пожар в первом резервуаре длился еще 1,5 суток [9].

В августе 1983 г. на НПЗ «Амоко» в г. Милфорд (Англия) в 10 ч 50 мин возник пожар на неработающем РВСПК диаметром 78 м, высотой 20 м, наполовину заполненном нефтью. На ПК скопилась дождевая вода. Вес крыши увеличился, и она выдавила через уплотняющий затвор значительное количество нефти, создав пленку на находящейся на крыше воде, которая воспламенилась от искр факельной установки высотой 75 м, находящейся в 100 м от резервуара. Стационарной установки охлаждения и пожаротушения в резервуаре не было, так как резервуар считался пожаробезопасным. Горела вся поверхность крыши. Подачей пены

с автоподъемника пожар не потушен из-за нехватки пенообразователя. От дождя и пенной атаки на крыше скопилось около 700 т жидкости, под тяжестью которой ПК затонула. После 37 ч горения в течение 2 ч три раза горящая нефть выбрасывалась наружу. Корпус резервуара оторвался от днища в четырех местах. Горящая нефть попала в обвалование объемом  $183 \times 91 \times 5 \text{ м}^3$ . К 2 ч ночи 1 сентября закончился пенообразователь, и пожар вновь распространился на весь резервуар. Повторной пенной атакой в течение 7 ч при интенсивности  $0,05 \text{ л}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$  и расходе 242 л/с пожар был ликвидирован. В тушении участвовали 44 автонасоса, 6 подъемников, 14 автоцистерн, которые израсходовали  $1000 \text{ м}^3$  пенообразователя. Во время пожара произошло вскипание на затонувшей ПК при нагреве воды выше температуры кипения. До этого пожара считали, что в РВСПК с затонувшей крышей вскипание и выброс невозможен [9].

В Италии на НПЗ возник пожар на РВСПК-20000  $\text{м}^3$  от взрыва установки этилирования. Высота пламени пожара превышала 50 м и от порывов ветра пламя достигло соседних резервуаров номинальным объёмом  $3000 \text{ м}^3$  с мазутом и номинальным объёмом  $5000 \text{ м}^3$  с нефтью. ПК горящего резервуара частично погрузилась в нефть, стационарные установки пожаротушения вышли из строя. Пожарные направили силы и средства на охлаждение и тушение соседнего резервуара. Когда на нем ликвидировали огонь, через 7 ч после начала пожара проведена пенная атака на первый резервуар из пенных лафетных стволов (мониторов) с общей производительностью 167 л/с. Сносимая конвективными потоками и ветром, пена не попадала в резервуар. Заполнить резервуар пеной удалось только после полного затопления крыши. В тушении участвовали 149 пожарных, 27 пожарных автомобилей, 5 передвижных лафетных стволов, израсходовано 32 т пенообразователя.

В марте 1989 г. в Финляндии на НПЗ компании «*Nesta Oyls*» загорелся РВСПК диаметром 52 м, в котором находилось  $22000 \text{ м}^3$  изогексана. Накануне обнаружили, что ПК в резервуаре залита изогексаном. Осушить пролив не смогли, тогда его

попытались залить пеной, но изогексан загорелся. Примерно через час горение ликвидировали. Однако при опускании ПК она перекосилась, зависла, и пожар вновь возобновился. Возникла угроза распространения пожара на три соседних резервуара, которые находились в общем обваловании с горящим резервуаром. Пожар локализовали. Выгорело около 15000 м<sup>3</sup> изогексана. В тушении участвовало 29 пожарных частей на 64 пожарных автомобилях. Израсходовано 275 м<sup>3</sup> пенообразователя [9].

Пожар в декабре 1989 г. в резервуарном парке Танзанийско-Замбийской трубопроводной компании, возникший от грозы, длился несколько дней. Горела нефть на всей окружности кольцевого зазора РВСПК диаметром 56 м с нефтью. Для тушения подали химическую пену при помощи пеногенераторов *FP-70* производства компании «*Angus Fire*» и коленчатых подъемников «*Titan*». Пожар ликвидировали за 1 ч пенной атаки. Спасено 12000 т нефти.

В феврале 1991 г. на НПЗ в графстве Эссекс (Англия) в РВСПК затонула ПК. Открытую поверхность продукта в резервуаре покрыли пеной. При попытке откачать продукт возник пожар, который потушили за 20 мин благодаря взаимодействию объектовых и городских пожарных.

В июле 1996 г. на НПЗ «Саноко» (Онтарио, Канада) от удара молнии загорелся РВСПК объемом 19000 м<sup>3</sup>, диаметром 42,7 м, высотой 15 м, площадью ПК 1430 м<sup>2</sup>, в котором находилось 11400 м<sup>3</sup> бензина. ПК затонула, огонь охватил всю площадь резервуара. Время свободного горения составило около 7 ч. Из двух вариантов действий – откачка топлива с выгоранием остатка или тушение пенной атакой, учитывая угрозу соседнему резервуару, приняли решение провести пенную атаку двумя пенными лафетными стволами общей производительностью 0,18 л/(м<sup>2</sup>·с). Обе струи направили в одну точку на поверхности топлива. Через 10–12 мин пламя было сбито. Оставались очаги горения у стенки резервуара со стороны пенных стволов и в карманах не затонувших частей ПК. Около 7600 л пенообразователя потребовалось на локализацию пожара и 30000 л – на полную ликвидацию горения.

В течение еще двух дней 13250 л пенообразователя израсходовали на охлаждение и предотвращение образования взрывоопасных концентраций (далее – ВОК) ПВС над ПК, пока из резервуара не откачали остаток продукта.

В июне 2001 г. во время тропического шторма на НПЗ «*Orion Refinery*» (штат Луизиана, США) в РВСПК объемом 51675 м<sup>3</sup> под весом скопившейся ливневой воды затонула ПК и от разряда молнии возник пожар по всей площади зеркала резервуара (рисунок 1.2).



Рисунок 1.2 – Пожар в РВСПК-50000 м<sup>3</sup> 7 июня 2001 г.

Размеры РВСПК: диаметр 82,4 м, высота 9,8 м, площадь 5325 м<sup>2</sup>. В резервуаре находилось 47700 м<sup>3</sup> бензина, уровень разлива составил 8,5 м. После 12 ч свободного горения проведена пенная атака двумя мониторами (лафетными стволами) с расходами 500 и 250 л/с соответственно пены на основе 3%-го пенообразователя. Время сбивания пламени составило 25 мин, а полного тушения – 65 мин. Расход пенообразователя 106 м<sup>3</sup> на тушение и 140 м<sup>3</sup> на обеспечение безопасности. Пену подавали в резервуар после тушения еще 2 ч, затем по 15 мин каждый час в течение 65 ч, пока из резервуара не удалили весь бензин. Спасено около 26 м<sup>3</sup> бензина [9].

Обзор характерных пожаров с 1970 по 2022 гг. позволил выявить основные причины, способствующие возникновению и распространению пожаров в резервуарных парках.

Причины пожаров нормально работающих резервуаров можно сгруппировать в условные группы:

- проявления атмосферного и статического электричества. Включают в себя пожары от прямых попаданий разрядов молний и от искр, возникающих при разрядах статического электричества;

- самовозгорание сульфидов железа (пирофорных отложений) на внутренней части стенки резервуаров с высокосернистыми нефтями при контакте с кислородом воздуха;

- искры, возникающие при отборе проб в процессе проверки высоты разлива нефтепродукта в резервуаре. Образованию искр способствуют искры от ударов не обмедненных штоков пробоотборника о корпус замерного люка резервуара;

- контакт не взрывозащищенного электрооборудования с образовавшимися зонами ВОК на территории;

- высоко нагретые выхлопные системы автомобилей; нагреватели огневого действия; наружные установки с высокой температурой поверхности; открытые факелы сжигания промышленных газов; искры от неисправного электрооборудования; неосторожное обращение с огнем; курение.

В ряде источников [19]–[21] содержится информация о том, что резервуары с нефтью и нефтепродуктами недостаточно противодействуют тепловому нагреву, склонны к взрывам, пожарам, показывают сложности локализации и ликвидации пожаров в них – сложный и длительный процесс.

В резервуарах с нефтью и нефтепродуктами нефтескладов Вьетнама за период с 1969 до 1975 гг. произошло 37 пожаров [22]–[25], а с 1976 по 2021 гг. – 20 пожаров.

Сведения о пожарах в резервуарных парках СРВ получены из официальных опубликованных данных МОБ СРВ, результатов экспертиз и мнения официальных надзорных органов, контролирующих техническое состояние резервуаров [1], [12].

В июле 1997 г. от прямого попадания молнии возник пожар в резервуаре номинальным объёмом 2000 м<sup>3</sup> нефтесклада «К130» в провинции Хайфонг, расположенной внутри горного массива. Пожар распространился на двенадцать РВС-2000 м<sup>3</sup> и на шесть резервуаров РВС-1000 м<sup>3</sup>. К месту пожара за семь дней прибыли 10 пожарных команд из других провинций, чья основная задача заключалась в защите соседних зданий и сооружений. Из других провинций через неделю еще 10 пожарных частей прибыли для защиты негорящих объектов. Только через 28 дней после полного выгорания нефтепродуктов ликвидировали пожар. Всего участвовали в тушении 196 пожарных, 30 единиц пожарной техники и 3 – вспомогательной, 27000 т нефтепродуктов уничтожены огнем [13], [25].

В январе 2004 г. в нефтескладе «Сонтаи» в г. Ханое из-за нарушения правил противопожарного режима в процессе огневых ремонтных работ возник пожар на РВС-1000 м<sup>3</sup> с бензином, который выгорел полностью.

В г. Ханое в районе Ван Дао 27 декабря 2005 г. от удара молнии взорвался РВС-1000 м<sup>3</sup> с 800 м<sup>3</sup> бензина. В тушении участвовали 5 пожарных машин и 50 человек пожарных. Огнем уничтожен резервуар, погибли 3, травмировано 8 человек. Ущерб составил более 555 тыс. американских долларов.

В г. Дананг в марте 2007 г. от искры электропривода на нефтебазе «Ньюк Ман» при закрытии задвижки загорелась взрывоопасная паровоздушная смесь, образовавшаяся при переполнении резервуара РВС-2000 м<sup>3</sup> с 1800 м<sup>3</sup> бензина, который стал изливаться через стационарные пеносливные камеры в обвалование резервуара. Пожаром были охвачены эти камеры, стенка резервуара, пролив бензина в обваловании. Далее он распространился в обвалование соседнего резервуара. Вследствие чрезвычайной ситуации на нефтебазе погибли 3 человека, 5 человек получили различной степени ожоги и травмы [13].

В апреле 2009 г. на нефтебазе «Ханам» в результате пожара огнем были уничтожены четыре РВС-1000 м<sup>3</sup> и два РВС-500 м<sup>3</sup> [13].

В мае 2011 г. в резервуарном парке нефтесклада «Ми Кхье» в г. Дананг загорелся РВС-1000 м<sup>3</sup>. Огонь распространился на два бензиновых РВС-1000 м<sup>3</sup> и вывел из строя автоматизированную систему управления задвижками, поэтому откачать бензин стало невозможно. В тушении участвовали 4 пожарных машины и 20 пожарных. В результате огнем уничтожены три резервуара. Ущерб превысил 200 тыс. американских долларов.

В августе 2009 г. в Тюменской области России на территории ЛПДС «Конда» возник пожар в группе резервуаров из восьми РВС-20000 м<sup>3</sup>, который продолжался 43 ч (рисунок 1.3). Резервуарный парк был рассчитан на хранение 160000 м<sup>3</sup> нефти. В результате пожара все резервуары были выведены из строя. От опасных факторов пожара (далее – ОФП) пострадали работники пожарной охраны и персонал предприятия. Материальный ущерб превысил 1,5 млрд руб. [26].

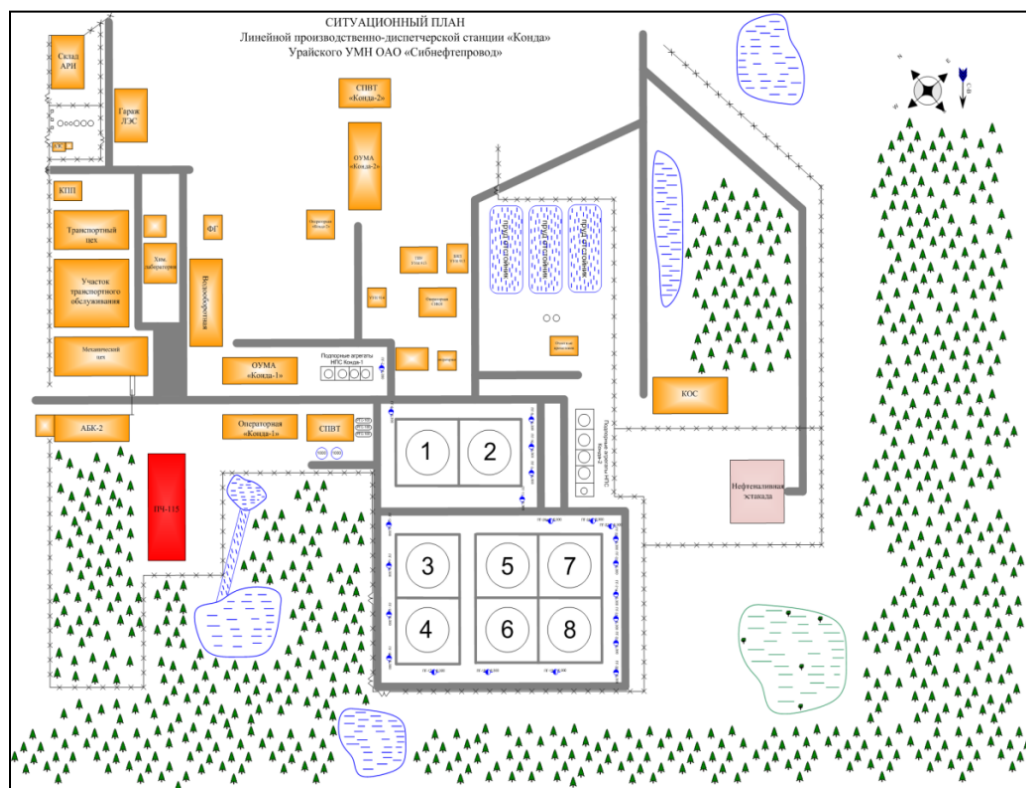


Рисунок 1.3 – Ситуационный план ЛПДС «Конда»

В 1971 г. от прямого удара молнии возник пожар в нефтяном резервуаре с 9000 м<sup>3</sup> нефти на НПЗ в г. Чеховице-Дзедзице (Польша). К прибытию первых пожарных пламя охватило все зеркало резервуара и обвалования. Рядом с горящим РВС находились охлаждаемые водой три емкости вместимостью по 12500 м<sup>3</sup>, в которых находилось 2000, 9000 и 10000 м<sup>3</sup> нефти соответственно. Произошел выброс горячей нефти на расстояние более 250 м. В зону пожара попали пожарные и пожарная техника. В момент выброса горячей нефти взорвался охлаждаемый соседний резервуар. Обвалование было разрушено потоком горячей нефти, которая растеклась на площадь более 47000 м<sup>2</sup> и горела как внутри резервуаров, так и в обваловании. В течение двух суток продолжался пожар, погибло 33 человека, в основном пожарные, многие люди были травмированы [9], [57].

В декабре 1982 г. в г. Каракас (Венесуэла) в резервуарном парке тепловой электростанции «Такоа» загорелись четыре РВС-15000 м<sup>3</sup>. Резервуары не были оборудованы системами противопожарной защиты. Выброс горящего мазута из одного из горящих РВС на расстояние 200–250 м увеличил площадь пожара и привел к значительным человеческим жертвам от теплового воздействия образовавшегося огненного шара высотой 450 м. В огне погибли 140 человек, в том числе 43 пожарных. Более 500 человек получили травмы различной степени тяжести, сгорело более 60 автомобилей, в том числе пожарной техники. В процессе тушения произошел взрыв соседнего резервуара вместимостью 15000 т, а спустя время пожар со взрывом распространился еще на два объемных резервуара. Пламя охватило громадную площадь. Всего из опасной зоны пришлось эвакуировать более 40 тысяч человек. Через сутки пожар удалось ликвидировать [9].

В августе 2016 г. загорелась нефть, хранящаяся в РВСПК, вмещающем около 40000 т, в резервуарном парке Пуэрто-Сандино, Никарагуа (рисунок 1.4). В короткое время пожар распространился на три соседних резервуара после вскипания и выброса сырой нефти из горящего резервуара в обвалование каре резервуаров.





Рисунок 1.4 – Пожар РВСПК в резервуарном парке Пуэрто-Сандино

К исходу первых суток от горячей и прогретой нефти произошло вскипание воды на днищах горящих и обогреваемых пожаром резервуаров в каре, что привело к выбросу горячей нефти наружу и значительному увеличению площади пожара [27].

Рассмотрим пожары на объектах хранения нефти в России и за ее пределами, сопровождающиеся откачкой ее из горящих резервуаров.

На НПЗ в Ленинградской области (г. Кириши) в марте 1986 г. взорвались пары бензина в обваловании РВСП-10000 м<sup>3</sup>, которые образовались от выхода наружу из резервуара жидкой фазы при его переполнении. Причина пожара – искры, возникшие при работе электропривода закрывающей задвижки. К приезду пожарных горел бензин в обваловании и на трубопроводах пеносливных камер, а также в обваловании соседнего резервуара. Общая площадь пожара составляла около 8000 м<sup>2</sup>. Для ускорения процесса тушения путем удаления пожарной нагрузки из зоны горения было принято решение о сливе бензина из горячей емкости. Однако в начальный период огнем была нарушена автоматика управления электрозадвижками и откачка стала невозможной. Через двое суток ремонтники открыли сливные задвижки и начали откачку в негорящий резервуар. 17 ч. потребовалось чтобы откачать бензин из горящего резервуара до уровня 1,8 м.

Пенной атакой, проведенной 21 марта 1986 г. с помощью 23 стволов ГПС-600 и 2 стволов ГПС-2000, пожар внутри резервуара был ликвидирован. Выведены из строя верхняя обечайка, стационарная крыша и понтон резервуара. На локализацию и тушение потребовалось 900 т пенообразователя. Время тушения пожара 89 ч.

В июне 1995 г. взорвались пары нефти в паровом пространстве РВС-20000 м<sup>3</sup> Анжеро-Судженской нефтеперекачивающей станции (далее – НПС). От взрыва возник пожар. Взрывом разрушены крыша, стенка, днище, пеногенераторы. Через трещины в стенке и днище горящая нефть изливалась наружу. Площадь горения в обваловании достигла 10000 м<sup>2</sup>. АУПТ не сработала из-за повреждения ее взрывом. Возникло интенсивное горение в резервуаре и обваловании. Для охлаждения стенок горящего и трех соседних резервуаров включили стационарные системы охлаждения и лафетные стволы от пожарных автомобилей. Руководитель тушения пожара (далее – РТП) принял решение откачать нефть из РВС через приёмо-раздаточный патрубок (далее – ПРП) и выжигать нефть в обваловании. Через 17,5 ч. пожар был ликвидирован [13], [28].

В марте 2008 г. в РВС-10000 м<sup>3</sup> с 6000 м<sup>3</sup> нефти распределительной нефтебазы в г. Махачкала (Республика Дагестан) произошел пожар от механической искры, возникшей во время осмотра при заполнении его из танкера. Рядом с горящим РВС располагались три охлаждаемых водой резервуара вместимостью по 10000 м<sup>3</sup> каждый. Подача пены для тушения от пожарной автотехники и пожарного поезда к успеху не привела. По решению РТП начата откачка нефти. За 2 ч из горящего резервуара откачано около 3500 м<sup>3</sup>. Однако в это время произошел выброс горячей нефти из резервуара в обвалование. Пенной атакой горение нефти в обваловании ликвидировано. Горение в резервуаре продолжалось, высота пламени была 15–20 м. От температуры пожара стенки РВС деформировались до высоты 1,5–2 м. Дальнейшее тушение пожара в горящем резервуаре производилось методом контролируемого выжигания. В тушении пожара участвовало 179 пожарных, 30 единиц пожарной техники и один пожарный поезд [29], [30].

В Ангарском районе Иркутской области в августе 2013 г. загорелась нефть в РВС-5000 м<sup>3</sup> на нефтескладе закрытого акционерного общества «Дитэко». В нем хранилось около 3000 м<sup>3</sup> сырой нефти. В условиях отсутствия подъездов для пожарных машин и недостатка воды и пенообразователя успешное тушение пожара не представлялось возможным. Поэтому принято решение по снижению горючей нагрузки – откачке нефти из резервуара. Часть нефти удалось откачать, другая часть вылилась в бетонное обвалование. Через 10 ч произошло повреждение кровли и стенки. После выброса нефти пожар в обваловании распространился на площадь 2100 м<sup>2</sup>, который был потушен. Горение в разрушенном резервуаре ликвидировано посредством контролируемого выжигания остатков. Соседний резервуар охлаждался струями воды от пожарных автомобилей. На другой день выброс нефти произошел вторично. От горящей нефти пострадали семь человек. Вечером пожарные пенной атакой ликвидировали пожар, который длился более 30 ч. В тушении задействовано 153 человека и 53 единицы автотехники [31].

Примеры пожаров показывают, что откачка нефти при пожаре экономически оправдана, так как сокращает продолжительность пожаров и ущерб от них.

### **1.3 Пожарная опасность резервуарных парков Вьетнама**

#### **1.3.1 Развитие пожаров в нефтяных резервуарах**

В резервуарных парках нефтескладов обращаются значительные количества горючих жидких и сжиженных углеводородов с взрывопожароопасными показателями, способных к образованию взрывоопасной среды; оборудование с повышенным давлением и температурой, способное к образованию источников зажигания; технологические процессы с взрывопожароопасными особенностями их ведения (прием, хранение и выдача жидких и сжиженных углеводородов), а также имеются пути распространения пожара и угроза людям от ОФП [32]–[39].

Период эксплуатации РВС обычно регламентируется 20 годами, однако во Вьетнаме РВС эксплуатируются более 20 лет. Сроки эксплуатации РВС на нефтескладах Вьетнама сведены в таблицу 1.5.

Таблица 1.5 – Периоды эксплуатации резервуаров во Вьетнаме

Период эксплуатации	% от общего числа
До 15 лет	20
От 15 до 25 лет	15
От 25 до 35 лет	45
Свыше 35 лет	20

Видно, что 65 % резервуаров эксплуатируются более 25 лет. Они устарели и не соответствуют требованиям пожарной безопасности. Физический износ РВС является одной из причин аварий и пожаров.

На пожарную опасность нефтяных резервуарных парков влияют следующие характеристики: пожарная опасность нефтей, объем хранения, возможность образования взрывопожароопасных концентраций ПВС в резервуарах, насосных и на территории. На пожарную опасность также влияют такие показатели: особенность технологического оборудования, повреждения конструкций резервуаров, насосов и трубопроводов, возникновение дополнительных источников зажигания и путей распространения пожара [13], [38].

Показатели пожарной опасности нефтей Вьетнама близки по свойствам с нефтями России. Ниже приведены показатели пожарной опасности вьетнамской нефти из месторождения «Белый Тигр»: массовая скорость выгорания,  $m_{\text{выг}} = 4,5 \cdot 10^{-2}$  кг/(м<sup>2</sup>·с); плотность,  $\rho_{\text{ж}} = 830$  кг/м<sup>3</sup>; температура вспышки паров,  $t_{\text{всп}}$  от 110 до 125 °С; температура самовоспламенения,  $t_{\text{св}} = 225$  °С; температура воспламенения,  $t_{\text{в}} = 143$  °С;  $t_{\text{пламени}} = 1100$  °С; температурные пределы распространения пламени: нижний  $t_{\text{нгр}} =$  от минус 45 до 31 °С, верхний  $t_{\text{внгр}} =$  от минус 14 до 80

°С; концентрационные пределы распространения пламени: нижний  $C_{\text{нкпр}} = 1,1$  % (об.), верхний  $C_{\text{вкпр}} = 9,5\text{--}10$  % (об.); удельная массовая скорость выгорания,  $V_{\text{уд.мас}} = 0,0283$  кг/(м<sup>2</sup>·с); линейная скорость выгорания,  $V_{\text{лин}} = 0,12\text{--}0,15$  м/ч. При пожаре образует гомотермический слой со скоростью прогресса в глубину,  $V_{\text{прогр}} = 0,24\text{--}0,36$  м/час [26], [39]–[41].

Взрывопожароопасные концентрации в паровоздушном пространстве (далее – ПВП) резервуаров с нефтью образуются, когда:

– рабочая концентрация ПВС ( $\varphi_r$ , % (об.)) в ПВП находится в пределах стехиометрии между нижним ( $\varphi_{\text{нкпр}}$ , % (об.)) и верхним ( $\varphi_{\text{вкпр}}$ , % (об.)) концентрационными пределами распространения пламени:

$$\varphi_{\text{нкпр}} \leq \varphi_r \leq \varphi_{\text{вкпр}}; \quad (1.1)$$

– рабочая температура жидкости ( $t_r$ , °С) находится между верхним и нижним температурными пределами распространения пламени [13], [42]:

$$t_{\text{нтпр}} \leq t_r \leq t_{\text{втпр}}. \quad (1.2)$$

Взрывопожароопасность ПВС в ПВП РВСПК определяют концентрационные и температурные пределы распространения пламени. Максимальная температура окружающей среды ( $t_f$ ) в г. Тхань Хоа и Куанг Нгай в летний период составляет 38 °С. Эта температура соответствует соотношению (1.2), когда в ПВП резервуаров с нефтью рабочая температура  $t_r = 38$  °С ПВС в летнее время превышает верхний температурный предел распространения пламени  $t_{\text{втпр}} = 31$  °С [10], [64], [68]. В резервуарах с нефтью в зимнее время соотношение (1.2) также соблюдается. Следовательно, в летнее и в зимнее время рабочая температура нефти выше значений  $t_{\text{нтпр}}$ .

В трубопроводах и насосах, заполненных нефтью, при нормальных условиях, ПВП отсутствует, поэтому взрывоопасные концентрации в них не образуются.

Оценка взрывопожароопасности ПВС по температурным пределам распространения пламени имеет ограничения, так как они характерны только для насыщенных ПВС. В процессе больших дыханий при одинаковых показателях температур окружающей среды и нефти концентрации паров в ПВП РВСПК могут отличаться от состояния насыщенных паров. Взрывопожароопасность ПВС в ПВП РВСПК по температурным пределам распространения пламени практически невозможно оценить даже при неподвижном уровне хранения нефти, так как в их ПВП концентрации паров далеки от концентрации насыщения [13]. Поэтому в настоящей работе проведены эксперименты по изучению формирования ВОК до достижения значений НКПР без учета температурных пределов распространения пламени. В этих случаях условие образования ВОК в ПВП имеет вид [42], [131], [132]:

$$\varphi_{\text{нкпр}} \leq \varphi_p \leq \varphi_{\text{вкпр}}, \quad (1.3)$$

Снаружи РВСПК с нефтями при повреждении плавающей крыши имеется опасность образования ВОК в процессе малых или больших дыханий.

ВОК паров легковоспламеняющихся жидкостей (далее – ЛВЖ) у дыхательных и предохранительных клапанов РВС, а также над поверхностью ПК или понтонов при больших и/или малых дыханиях, образуются при температуре  $t_p$ , равной или большей значениям  $t_{\text{нтпр}}$ :

$$t_p \geq t_{\text{нтпр}}. \quad (1.4)$$

Размеры взрывопожароопасной зоны снаружи резервуаров зависят от массы и объема выходящих паров, показателей пожарной опасности ПВС, конструктивных особенностей дыхательных устройств, состояния окружающей среды.

Из описаний пожаров следует, что АУПТ не всегда выполняют свои функции, так как при взрыве ВОК в резервуаре пеногенераторы АУПТ разрушаются. При недостаточном орошении деформируются стенки горящего резервуара и элементы АУПТ. Деформированные резервуары после пожара демонтируют [7], [45]–[47].

В РВСПК возможно локальное горение над плавающей крышей в зоне кругового зазора, которое приводит к разрушению уплотняющего затвора, потере плавучести и затоплению ПК. В реальных условиях это может произойти примерно через час после начала воздействия на нее высоких температур пожара [48].

Тушение пожара осложняет горение под плавающей крышей при уровне разлива нефтепродукта ниже плавающей крыши, опущенной на опорные стойки в РВСПК. Элементы ПК и уплотняющего затвора не позволяют пене попасть на поверхность нефтепродукта [48].

При пожаре в РВСПК возможны перекося, обрушение ПК или деформирование стенки резервуара, которые приводят к образованию различной формы и объема «карманов», которые усложняют тушение.

Подача необходимого количества воды на охлаждение существенно воздействует на устойчивость горящего и соседнего резервуаров. Предел огнестойкости незащищенного металла не превышает 15 мин. Поэтому при отсутствии охлаждения более 15 мин металлическая сухая стенка горящего или нагреваемого пожаром резервуара деформируется и при достижении уровня разлива нефти может привести к переливу ее из резервуара в обвалование.

Развитию пожара в обваловании способствует скорость распространения пламени по нефти. Если температура нефти ниже температуры вспышки ее паров, то скорость распространения пламени  $V_{пл} = 0,05$  м/с. Скорость распространения пламени больше 0,5 м/с, если температура нефти выше температуры вспышки ее паров [1], [48], [79]. Неохлаждаемые стенки резервуаров, лестницы, арматура и трубопроводы после примерно 15 мин воздействия открытого пламени теряют устойчивость. Разгерметизируются элементы конструкции резервуара, трубопроводы, фланцы, задвижки. Возможен также взрыв в резервуаре, переходящий в пожар, или пожар, переходящий во взрыв [49].

Пожары в резервуарах и в обваловании распространяются на соседние резервуары и территории, приводят к ущербу и гибели людей.

### **1.3.2 Распространение пожара от горящего нефтяного резервуара на соседний резервуар с плавающей крышей**

Пожар от горящего резервуара на другие резервуары, здания, сооружения объекта может распространяться по:

- поверхности разлива нефти, образовавшегося при переливах, разрушении или повреждении горящего резервуара;
- поверхности горящего резервуара;
- паровоздушным облакам взрывоопасной ПВС, выходящим из дыхательных и предохранительных клапанов при больших и малых дыханиях;
- ВОК ПВС внутри трубопроводов газоуравнительной системы (далее – ГУС);
- грунту, пропитанному нефтепродуктом;
- горючей оплетке производственных кабелей;
- горючему утеплителю трубопроводов;
- ВОК ПВС в каналах и тоннелях для трубопроводов;
- нефти, выбрасываемой из горящего резервуара;
- трубопроводам и аварийным резервуарам систем производственно-ливневой канализации.

В РВСПК локальные очаги ВОК и горения могут образоваться в местах скопления горючих жидкостей (далее – ГЖ) на стенке над кольцевым зазором ПК. Горение нефти в резервуаре сопровождается передачей тепла от пламени пожара на конструкции резервуара, хранимый продукт и на соседние объекты. Известно [48, 79], что светящаяся часть факела пламени составляет один-два диаметра горящего резервуара, а отклонение факела от вертикали при скорости ветра около 4 м/с достигает 60–70 град., что способствует распространению пожара на соседние объекты защиты.

Открытое пламя при пожаре в резервуаре может возникать у дыхательных и предохранительных клапанов, в местах размещения пенокамер АУПТ, у отверстий



и трещин в крыше или стенке. Признаками высокой концентрации ПВС в паровом пространстве и незначительной опасности взрыва являются черный дым и красный цвет пламени. Если окрас пламени имеет сине-зеленый цвет, а дыма немного, то ВОК ЛВЖ в резервуаре близка к области, ограниченной концентрационными пределами распространения пламени и имеется опасность взрыва [48].

Возникновению пожара внутри обвалований горящих резервуаров способствуют: перелив горючей жидкости при переполнении; нарушение герметичности конструкции резервуара, трубопроводов, задвижек, фланцевых соединений; покрытые нефтью грунт и теплоизоляция трубопроводов.

Вскипания и выбросы нефти при пожаре в РВСПК могут происходить, как правило, только при затоплении плавающей крыши. При этом вспенивание массы нефти сопровождается активизацией горения.

Существует предположение, что конвективное движение в горячей жидкости вызвано опусканием горячего верхнего слоя, потерявшего легкие фракции при испарении (выгорании) и имеющего плотность более плотности нижележащих слоев. Плотность горячей жидкости изменяется при повышении температуры поверхностного слоя и испарения легкокипящей ее части. Из поверхностного слоя горячей жидкости испаряется легкокипящая часть, которая активизирует горение. Тяжелокипящая часть опускается до нижней границы нагретого слоя и отдает тепло исходной жидкости. Подъемная сила выталкивает нагретую исходную жидкость к нижней границе нагретого слоя [24]. Этот процесс многократно повторяется. Следовательно, кипение жидкости у стенки существенно не влияет на образование гомотермического слоя в резервуарах большой вместимости. Гомотермический слой в нефти формируется за счет того, что легкие фракции испаряются из ее верхнего слоя. В [55] экспериментально установлено, что скорость роста толщины гомотермического слоя при прогреве нефти колеблется от  $0,7 \cdot 10^{-4}$  до  $10^{-4}$  м/с или 0,252–0,36 м/ч, а температура может достигать 130–160 °С, при наличии в нефти воды температура прогретого слоя составляет 200–250 °С.

### **1.3.3 Прогнозирование вскипания и выброса нефти из горящего резервуара на соседний негорящий резервуар с плавающей крышей**

Развитые затяжные пожары нефтяных резервуаров могут привести к вскипаниям и выбросам горячей нефти. Процесс так называемого вскипания нефти возникает при испарении капель воды, распределенных в толще нефти. При прогреве нефти до температур, превышающих 100 °С, взвешенная вода преобразуется в пар, который поднимаясь вверх, вызывает на поверхности горячей нефти вспенивание. Этот процесс называют вскипанием. Нефть вскипает при содержании влаги в ней более 0,3 % примерно через 60 мин после начала активной фазы пожара. Следует отметить, что в начальный этап тушения во время подачи пены на поверхность горячей нефти может произойти вскипание нефти, чья температура поверхности выше 100 °С, поэтому вода, находящаяся в пене, преобразуется в пар и образует кипящий слой. Вскипание сопровождается активизацией горения вспенившейся массы нефти [15], [48], [57], [61], [77].

При затоплении, перекосе плавающей крыши в РВСПК при верхнем уровне разлива вспенившаяся масса горячей нефти будет переливаться через борт резервуара наружу, в обвалование, создает угрозу прогорания прокладок подводящих (отводящих) трубопроводов и задвижек, деформации конструкций резервуара, распространения пожара на соседние объекты. Это грозит нанесением ущерба жизни и здоровью людей, находящихся в опасной зоне. Принято считать, что вскипание является предвестником выброса горячей нефти из резервуара.

Нефть выбрасывается из горящего резервуара при мгновенном испарении слоя подтоварной воды от действия гомотермического, прогретого слоя горячей нефти с температурой от 100 до 250 °С.

При достижении им слоя воды, находящейся на днище резервуара или на затопленной плавающей крыше, вода в слое начинает прогреваться в глубину [58]. От нагрева ее выше температуры кипения 100 °С, вода интенсивно превращается

в водяной пар, который, стремясь вверх, выбрасывает горящую жидкость из резервуара наружу. Характерным примером является пожар в РВСПК-100000 м<sup>3</sup> НПЗ завода компании «Амоко» в Англии [9].

Признаками, предшествующими выбросу горячей нефти из резервуара, являются: интенсификация горения; вскипание; изменение окраски цвета и формы пламени, возникновение потрескиваний и хлопков; вибрации верхнего пояса стенки [33]. При выбросе нефти увеличивается высота факела пламени и его объем. Характерно, что мощность выброса практически не зависит от толщины слоя водяной подушки.

Плавающая крыша РВСПК сокращает потери от испарения, снижает риск образования ВОК ПВС в паровом пространстве резервуара, ограничивает загазованность атмосферы при большом дыхании. Опасные концентрации паров нефти теоретически могут образоваться по периметру кольцевого зазора ПК, а также в паровом пространстве под ПК при откачке нефти ниже уровня находящейся на опорных стойках крыши. В РВСПК не предусмотрено автоматическое тушение пожара по всей площади поверхности резервуара [58], [100], [129], поэтому пожар в РВСПК может распространиться на всю площадь поверхности при потере плавучести и затоплении ПК.

Время начала выброса нефти из горящего резервуара ( $T_B$ ) определяется по выражению [49]:

$$T_B = (H_n - h) / (W + V_{\text{лин}} + V), \quad (1.5)$$

где  $T_B$  – время от начала горения до выброса, ч;

$H_n$  – начальная высота уровня разлива ГЖ, м;

$h$  – высота слоя подтоварной воды, м;

$W$  – линейная скорость прогрева ГЖ, м/ч;

$V_{\text{лин}}$  – линейная скорость выгорания ГЖ, м/ч;

$V$  – линейная скорость снижения уровня разлива при откачке, м/ч [48], [79].

Для упрощения расчета принимаем, что откачка из горящего резервуара не производится ( $V = 0$ ). Тогда примерное время наступления выброса нефти при горении полностью заполненного резервуара вместимостью 14000 м<sup>3</sup> составит:

$$T_{\text{в}} = (17,9 - 0,3) / (0,36 + 0,15 + 0) = 34,5 \text{ ч},$$

где 17,9 – начальная высота слоя или максимальный уровень взлива нефти в резервуаре по условиям технологического регламента, м;

0,3 – высота слоя донной воды, принимаемая при длительном хранении, м.

Следовательно, время сосредоточения сил и средств для ликвидации пожара в резервуаре или время максимальной откачки нефти должно быть меньше, чем расчетное время выброса (34,5 ч). При высоте слоя донной воды 1 м время выброса нефти при пожаре в РВСПК-14000 м<sup>3</sup> составит 33,1 ч.

Результаты расчета времени выброса при различной высоте слоя подтоварной воды в РВСПК-14000 сведены в таблицу 1.6.

Таблица 1.6 – Результаты расчета времени выброса нефти при пожаре РВСПК-14000 в зависимости от толщины слоя подтоварной воды

№ п/п	Время выброса нефти из горящего резервуара 14000 м <sup>3</sup> , ч									
	Уровень жидкости, м	Толщина слоя подтоварной воды, м								
		0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1
1	17,9	34,5	34,3	34,1	33,9	33,7	33,5	33,3	33,1	32,9
2	17	32,7	32,5	32,4	32,2	32,0	31,8	31,6	31,4	31,2
3	16	30,9	30,7	30,5	30,3	30,1	29,9	29,7	29,5	29,3
4	15	28,8	28,6	28,4	28,2	28,0	27,8	27,6	27,5	27,3
5	14	26,9	26,7	26,5	26,3	26,1	25,9	25,7	25,5	25,3
6	13	24,9	24,7	24,5	24,3	24,1	23,9	23,7	23,5	23,3
7	12	22,9	22,7	22,5	22,4	22,2	22,0	21,8	21,6	21,4
8	11	21,0	20,8	20,6	20,4	20,2	20,0	19,8	19,6	19,4
9	10	19,0	18,8	18,6	18,4	18,2	18,0	17,8	17,6	17,5
10	9	17,1	16,9	16,7	16,5	16,3	16,1	15,9	15,7	15,5
11	8	15,1	14,9	14,7	14,5	14,3	14,1	13,9	13,7	13,5
12	7	13,1	12,9	12,7	12,5	12,4	12,2	12,0	11,8	11,6
13	6	11,1	10,9	10,7	10,5	10,3	10,1	9,9	9,7	9,5
14	5	9,2	9,0	8,8	8,6	8,4	8,2	8,0	7,8	7,6

### **1.3.4 Возможность откачки нефти из резервуаров с плавающей крышей, находящихся рядом с горящим резервуаром с плавающей крышей**

Пожары резервуаров с нефтью во Вьетнаме и в России тушат пенами средней или низкой кратности. Откачка нефти из горящих резервуаров во Вьетнаме не практикуется [3], [59], а в России происходит в редких случаях [17], [58]–[60].

Тушение крупногабаритных резервуаров сложная и трудоемкая задача [9].

Из анализа пожаров в резервуарных парках следует, что пожар в кольцевом зазоре над ПК без нарушения целостности уплотняющего затвора в паровом пространстве РВСПК, как правило, удастся потушить посредством АУПТ кольцевого зазора. При повреждении, затоплении ПК, горение нефти возможно на всей поверхности РВСПК вместимостью 10000 м<sup>3</sup> и более. Поэтому потушить пожар в короткое время имеющимися силами и средствами сложно, а иногда и невозможно.

Время пожара в резервуаре с нефтью можно сократить за счет повышения интенсивности подачи огнетушащего вещества в очаг горения, а также принудительной откачкой горючей жидкости из опасной зоны.

При пожарах в РВСПК с деформированной стенкой, затонувшей или полузатонувшей ПК, возникает необходимость откачки из соседнего резервуара нефти технологическими насосами в другие резервуары, в другие емкости или в магистральный нефтепровод [11].

Нефть из горящего РВСПК с затонувшей или неисправной ПК рекомендуется экстренно откачивать в тех случаях, когда:

- недостаточно сил и средств для тушения и охлаждения горящего и соседних резервуаров [3];
- выведены из строя АУПТ и системы охлаждения;
- повреждены стенка, сварные швы, прокладки, задвижки, фланцевые соединения, через которые горящая нефть может выходить в обвалование [15];
- пожар может распространиться на соседний резервуар [10].

Применение экстренной откачки нефти из соседнего с горящим резервуара является актуальным способом решения проблемы локализации и ликвидации пожаров в РВСПК. Технологические коммуникации и насосные системы резервуарных парков нефтескладов допускают организацию экстренной откачки нефти из РВСПК при авариях и пожарах. Время экстренной откачки нефти из РВСПК напрямую зависит от производительности и количества технологических насосов и технической возможности откачки нефти в свободные емкости или в магистральный нефтепровод [61].

Безопасная откачка нефти из РВСПК, находящегося в опасной зоне пожара, достигается:

- работоспособностью насосных систем и технологических трубопроводов, насосов, задвижек и т. п.;
- охлаждением конструкций горящего и соседних с ним резервуаров [60];
- уменьшением пожарной нагрузки за счет откачки основной массы нефти и снижения уровня разлива откачиваемой ГЖ;
- равномерным распределением температур во всей массе нефти посредством постоянного ее перемешивания в резервуаре.

Для удаления нефти из РВСПК, расположенного рядом с горящим резервуаром, могут применяться существующие насосные системы и технологические коммуникации.

Каждый РВСПК оборудуют постоянно работающими и взаимозаменяемыми одним или двумя ПРП [61]. Поэтому откачку производят через один или через оба ПРП.

В продуктовых насосных станциях в зависимости от вместимости резервуаров работают от двух до четырех взаимозаменяемых рабочих и резервных насосов, в нефтяных резервуарных парках – один зачистной. Если один из насосов неисправен и откачка проводится тремя насосами, тогда допустимо осуществлять откачку двумя оставшимися рабочими насосами и одним зачистным [1], [3], [61].

Технологические насосы, перекрывные задвижки, трубопроводы подачи и слива нефти, ПРП, система подогрева сырой нефти и смесительная система работают непрерывно, регулярно обслуживаются и контролируются. Они имеют возможность оперативного переключения на откачку нефти.

Переключением коммуникаций в процессе откачки, потоки нефти из РВСПК, расположенного рядом с горящим, можно перенаправлять в свободные резервуары, в магистральный нефтепровод или в аварийные резервуары [10]. Технологические коммуникации должны сохранять работоспособность при длительных перерывах в работе. Таким образом, откачка нефти из РВСПК, расположенного рядом с горящим, является безотказным способом снижения пожарной нагрузки в зоне пожара [61].

Процесс организации откачки нефти из РВСПК, расположенного рядом с горящим, целесообразно отражать в оперативных документах планирования организации тушения пожаров с указанием о действиях персонала по откачке и работников пожарной охраны по тушению [60].

Для установления влияния параметров пожара на процесс откачки проведен обзор ряда исследований по изучению горения жидкостей в резервуарах [10].

Особенности безопасной откачки нефти из соседнего с горящим РВСПК.

Исследования в России и во Вьетнаме по откачке нефти из РВСПК, расположенного рядом с горящим резервуаром, не проводились и официальных рекомендаций в литературе не выявлено.

Подготовку к откачке нефти из РВСПК, соседнего с горящим, необходимо начинать сразу после возникновения пожара. Для этого необходимо реализовать требования технологического регламента резервуарного парка по организации откачки, важнейшим из которых является выявление емкостей, в которые будет производиться откачка, определения насосных систем с максимальной производительностью и технологических трубопроводов с максимальной пропускной способностью.

Экстренная откачка нефти из РВСПК, расположенного рядом с горящим резервуаром, возможна только до высоты оси ПРП в нижней части стенки [58].

Экстренную откачку нефти из РВСПК, соседнего с горящим резервуаром, можно проводить в:

– танкер с помощью насосов или самотеком, если резервуар находится выше расположения танкера. Это обусловлено безопасностью слива нефти в танкер, находящийся у выносного причального устройства, так как распространение огня по трубопроводу слива нефти невозможно из-за того, что подводная часть нефтепровода от берега до выносного причального устройства заполнена нефтью и выполняет функции гидрозатвора [100];

– магистральный нефтепровод для последующего транспорта ее в резервуары НПС магистрального нефтепровода. При этом насосы резервуарного парка должны иметь производительность равную или большую, чем производительность насосов НПС магистрального нефтепровода;

– свободные негорящие резервуары того же резервуарного парка, отделенные противопожарным разрывом от горящего;

– аварийный резервуар [58].

### **Выводы по первой главе**

1. Проанализирована пожарная опасность резервуарных парков хранения нефти и характерные пожары РВСПК в России, Вьетнаме и в других странах, изучена система обеспечения пожарной безопасности объектов хранения нефти.

2. Обоснована возможность, целесообразность и способы безопасной откачки нефти из РВСПК, расположенного рядом с горящим резервуаром.

3. Выявлены особенности вскипания и выбросов нефти из РВСПК.

4. Проанализированы особенности откачки нефти из негорящего РВСПК, расположенного рядом с горящим.



## **Глава 2 ИССЛЕДОВАНИЕ БЕЗОПАСНОЙ ОТКАЧКИ НЕФТИ ИЗ НЕГОРЯЩЕГО РЕЗЕРВУАРА ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО С ПЛАВАЮЩЕЙ КРЫШЕЙ**

### **2.1 Объекты исследования и методика проведения экспериментов**

#### **2.1.1 Натурные эксперименты в резервуарах с плавающей крышей**

Нефть является пожарной нагрузкой в зоне пожара. Откачка нефти из резервуаров при пожаре снижает время тушения и вероятность воздействия на людей ОФП [10].

В соответствии с «Программой исследований аварийной откачки нефти из негорящих РВСПК, соседних с горящим, при помощи технологических насосов» и «Графиком проведения экспериментов по аварийной откачке сырой нефти из РВСПК-14000 м<sup>3</sup>, РВСПК-65000 м<sup>3</sup> и РВСПК-120000 м<sup>3</sup>» проведены натурные эксперименты в резервуарных парках сырой нефти нефтескладов НПЗ «Нги Сон» в провинции Тхань Хоа (рисунок 2.1) и НПЗ «Зунг Куат» в провинции Куанг Нгай (рисунок 2.2).

В ходе экспериментов исследовали время откачки, высоту разлива нефти в резервуаре и различные режимы работы технологических насосных систем для достижения безопасного уровня разлива откачиваемой жидкости [62]–[82].

Территория НПЗ делится на зоны хранения нефти, хранения нефтепродуктов, перекачивающих технологических насосных станций и трубопроводов, переработки нефти, портовых сооружений транспорта нефти и нефтепродуктов, железнодорожной сливо-наливной и автоналивной эстакад.



Рисунок 2.1 – Резервуарный парк НПЗ «Нги Сон» в провинции Тхань Хоа



Рисунок 2.2 – РВСПК-65000 м<sup>3</sup> для хранения сырой нефти на НПЗ «Зунг Куат»

Первый эксперимент по откачке нефти из РВСПК-14000 м<sup>3</sup> проведен в резервуарном парке сырой нефти НПЗ «Нги Сон» в провинции Тхань Хоа (рисунок 2.3) [82].



Рисунок 2.3 – Резервуары типа РВСПК-14000 м<sup>3</sup> и перекачивающие насосы на нефтебазе НПЗ «Нги Сон»

В состав резервуарного парка сырой нефти НПЗ «Нги Сон» входят две группы наземных РВСПК. В первой группе расположены восемь резервуаров типа РВСПК-120000 м<sup>3</sup> каждый, во второй группе – три резервуара типа РВСПК-14000 м<sup>3</sup> каждый.

РВСПК-14000 м<sup>3</sup> № 1, из которого откачивали нефть, имел диаметр 30 м, высоту 19,9 м, площадь ПК 706,5 м<sup>2</sup>, оборудован двумя ПРП диаметром 0,5 м и одним патрубком для системы размыва парафинистых отложений.

Нефть откачивалась технологическими насосами, расположенными в насосной станции открытого типа (см. рисунок 2.3) [3]:

– марки НМП-2400/78 (насос нефтяной, магистральный, подпорный;  $Q = 2400$  м<sup>3</sup>/ч,  $H = 78$  м,  $N = 615$  кВт,  $n = 1000$  об/мин) – 3 шт.;

– марки НДсН-20 (здесь 20 – диаметр напорного патрубка, уменьшенный в 25 раз, мм; насос динамический, двустороннего входа, средненапорный для перекачки нефти;  $Q = 1000 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $H = 75 \text{ м}$ ,  $N = 260 \text{ кВт}$ ,  $n = 1000 \text{ об/мин}$ ) – 2 шт.

Второй эксперимент по откачке нефти проводился на резервуаре № 3 типа РВСПК-120000  $\text{м}^3$  (рисунки 2.4, 2.5), который располагался в первой группе резервуарного парка хранения сырой нефти в НПЗ «Нги Сон». Его диаметр 89 м, высота 19,9 м, площадь ПК 6218  $\text{м}^2$ . Резервуар оборудован двумя ПРП диаметром 0,6 м и одним патрубком системы размыва парафинистых отложений.

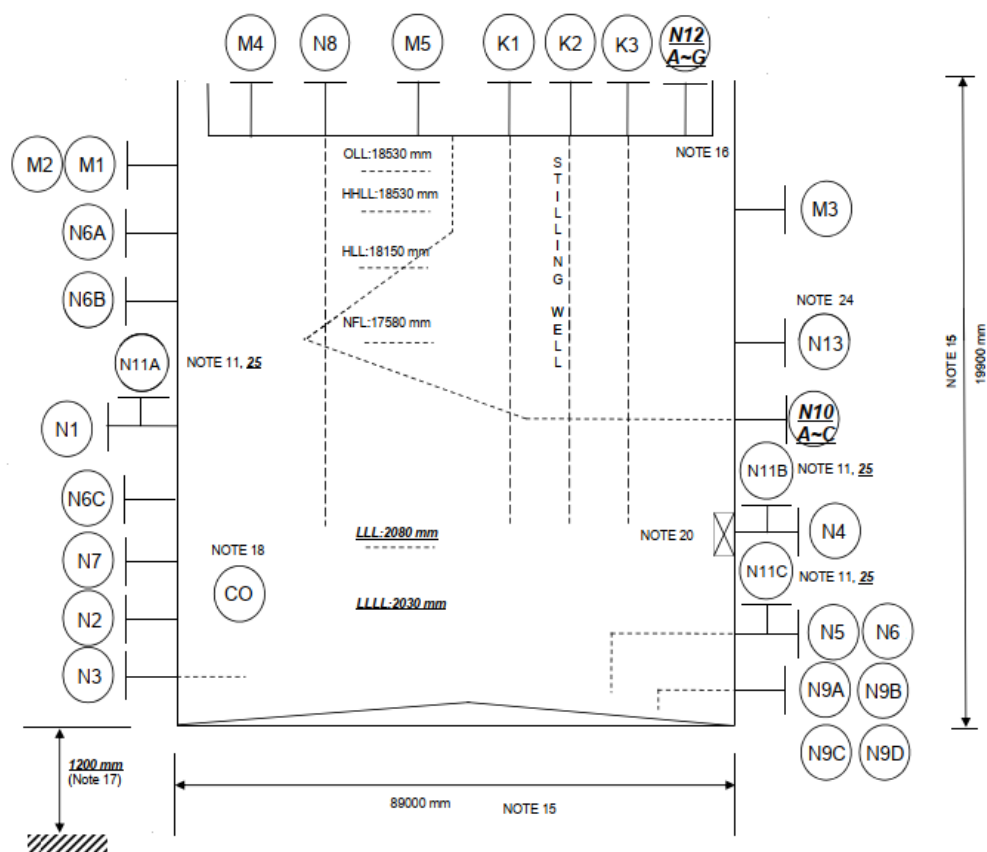


Рисунок 2.4 – Схема резервуара типа РВСПК-120000  $\text{м}^3$  на нефтебазе «Нги Сон»

В технологической насосной станции открытого типа (рисунок 2.6) размещены:

– насосы марки НМП-3600/78 (насос нефтяной, магистральный, подпорный;  $Q = 3600 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $H = 78 \text{ м вод. ст.}$ ,  $N = 925 \text{ кВт}$ ,  $n = 1000 \text{ об/мин}$ ) – 3 шт.;

– насосы марки НДсН-20 (здесь 20 – диаметр напорного патрубка, уменьшенный в 25 раз, мм; насос динамический, двустороннего входа, средненапорный для перекачки нефти;  $Q = 1000 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $H = 75 \text{ м вод. ст.}$ ,  $N = 260 \text{ кВт}$ ,  $n = 1000 \text{ об/мин}$ ) – 2 шт.



Рисунок 2.5 – Резервуары типа РВСПК-120000 м<sup>3</sup> на нефтебазе «Нги Сон»



Рисунок 2.6 – Перекачивающие насосы на нефтебазе «Нги Сон»

Третий эксперимент по откачке нефти из РВСПК-65000 м<sup>3</sup> проведен в резервуарном парке сырой нефти НПЗ «Зунг Куат», на территории которого размещены восемь резервуаров типа РВСПК-65000 м<sup>3</sup> (см. рисунок 2.2).

Для проведения эксперимента выделен полностью заполненный нефтью РВСПК № 4, из которого производилась откачка. РВСПК выполнен из углеродистой стали и имеет размеры: диаметр – 69 м; высота – 22,4 м; максимальный уровень разлива нефти – 18 м, площадь зеркала 3737,385 м<sup>2</sup>. Резервуар оборудован двумя приемо-раздаточными патрубками диаметром 0,6 м.

Откачка нефти проводится насосами, расположенными в технологической насосной станции:

– тремя насосами марки НМП ( $Q = 3600$  м<sup>3</sup>/ч,  $H = 78$  м вод. ст.,  $N = 925$  кВт,  $n = 1000$  об/мин);

– двумя насосами марки НДсН-20 ( $Q = 1000$  м<sup>3</sup>/ч,  $H = 75$  м вод. ст.,  $N = 260$  кВт,  $n = 1000$  об/мин).

### **2.1.2 Методика организации и проведения экспериментов**

Опыты проведены в резервуарном парке НПЗ «Нги Сон». Натурный эксперимент включал в себя две части. Первая часть эксперимента – исследование времени откачки при нормальной работе насосов, вторая часть – исследование при экстремальной работе насосов по откачке из резервуара, соседнего с горящим.

В состав экспериментальной группы входили руководитель экспериментов, оператор, который находился в диспетчерской, и два наблюдателя-исследователя.

В состав материального обеспечения входили взрывозащищенные радиопередающие устройства, стационарные электронные уровнемеры, часы, операционные компьютеры, взрывозащищенные электрические фонари, электронные секундомеры.

В экспериментах измеряли уровень разлива в процессе откачки при нормальном и аварийном режимах работы насосов, а также время откачки в первой и второй частях экспериментов [83].

Уровни разлива нефти измеряли стационарными электронными уровнемерами с погрешностью измерения не более  $\pm 5$  см. Время откачки в первой и второй частях экспериментов фиксировали наблюдатели-исследователи и по радиотелефону подавали сигнал оператору на отключение или включение насосов.

## **2.2 Проведение натуральных экспериментов**

### **2.2.1 Эксперимент по откачке нефти из резервуара вертикального стального с плавающей крышей объемом 14000 м<sup>3</sup>**

При *нормальных условиях* для перекачки нефти из резервуара № 1 типа РВСПК-14000 м<sup>3</sup> в ректификационную колонну используется один насос производительностью 2400 м<sup>3</sup>/ч. Поток сырья, поступающего в ректификационную колонну, гарантированно стабилен при производительности насосов 2000 м<sup>3</sup>/ч [82].

Экспериментально подтверждено, что при нормальном рабочем режиме время откачки сырой нефти из резервуара от верхнего уровня разлива 17,9 м до нижнего уровня 2,03 м (уровень расположения ПК) составляет 5 ч 36 мин, что соответствует паспортным данным насосов и требованиям технологического регламента.

*Под экстремальной ситуацией* понимали ситуацию, когда горит соседний резервуар и основными задачами операторов является спасение от огня максимального количества нефти, удалив ее из опасной зоны в соседние резервуары, и предотвращение распространения пожара на негорящую емкость. Для этого было предложено использовать максимальное количество технологических и зачистных насосов, работающих в аварийном режиме.

Нефть из РВСПК № 1 в соседний однотипный РВСПК № 2 во время опытов при экстремальной и нормальной откачке производили тремя насосами: два рабочих насоса производительностью 2400 м<sup>3</sup>/ч каждый и один зачистной насос производительностью 1000 м<sup>3</sup>/ч, при температуре воздуха от 29 до 33 °С, температуре нефти от 50 до 55 °С, атмосферном давлении от 741 до 746 мм рт. ст. [82].

В начальный период при уровне взлива нефти в РВСПК № 1 – 17,9 м работали два рабочих насоса с общей производительностью 4800 м<sup>3</sup>/ч. Через 2 ч. 34 мин. от начала откачки нефти был достигнут уровень взлива нефти 2,03 м (нижний уровень ПК на опорных стойках). В это время по технологическому регламенту НПЗ и в целях предотвращения сминания ПК от вакуума, оператор выключил один основной насос и откачка была продолжена вторым основным насосом.

При достижении уровня взлива нефти в 1,41 м возникли и проявились первые признаки кавитации (появление шума и резкое уменьшение производительности насосов) на втором основном насосе с производительностью 2400 м<sup>3</sup>/ч, поэтому он был остановлен и включён зачистной насос производительностью 1000 м<sup>3</sup>/ч. Появление признаков кавитации можно объяснить воронкообразованием в нефти, хотя в ходе эксперимента ее зафиксировать не представлялось возможным. Через 20 мин работы у зачистного насоса также были зафиксированы признаки кавитации. В целях предотвращения разрушения зачистной насос был отключен и откачка полностью остановлена. Минимально достигнутый уровень взлива нефти в РВСПК № 1 зафиксирован на отметке в 1,29 м.

Таким образом установлено, что в экстремальном режиме работы насосов время откачки нефти из резервуара от верхнего уровня в 17,9 м до нижнего – 1,29 м (ниже уровня расположения ПК) составляет 2 ч. 53 мин., что говорит о возможности использования насосов в экстремальном режиме без их разрушения от кавитации.

Изменение уровня взлива нефти во времени при нормальной и экстремальной работе насосов показано на рисунке 2.7, а результаты выполненных опытов приведены в таблице 2.1.



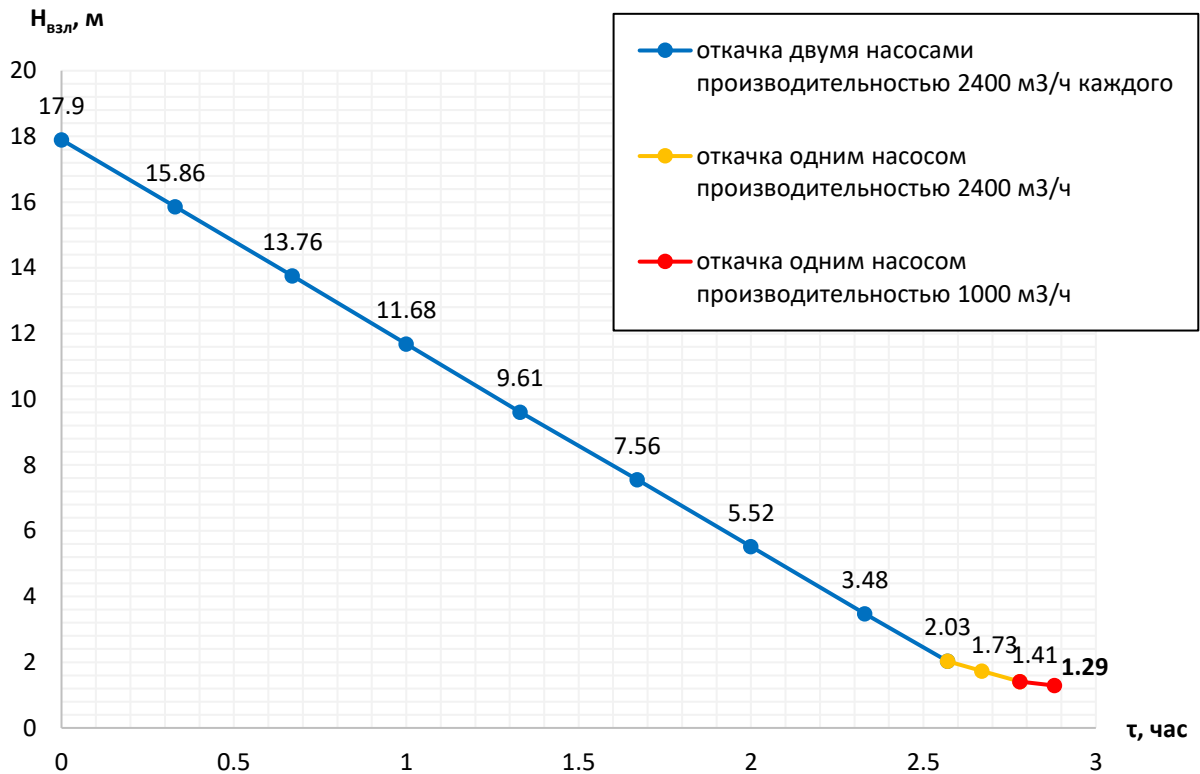


Рисунок 2.7 – Зависимость высоты уровня взлива нефти в РВСПК-14000 м<sup>3</sup> от времени ее откачки насосами

Таблица 2.1 – Результаты эксперимента по откачке сырой нефти из РВСПК-14000 м<sup>3</sup> на НПЗ «Нги Сон» в экстремальном режиме

Время замера	Уровень нефти, м	Количество насосов	Производительность насоса, м <sup>3</sup> /ч	Высота слоя откачанной нефти, м	Расход при откачке, м <sup>3</sup> /ч	Скорость откачки, м/с	Примечание
9:00	17,9	2	2×2400	–	–	–	Начало
9:20	15,86	2	2×2400	2,14	4526,89	6,41	Откачка
9:40	13,76	2	2×2400	2,11	4468,62	6,33	Откачка
10:00	11,68	2	2×2400	2,08	4407,84	6,24	Откачка
10:20	9,61	2	2×2400	2,07	4379,97	6,20	Откачка
10:40	7,56	2	2×2400	2,05	4343,75	6,15	Откачка
11:00	5,52	2	2×2400	2,04	4327,50	6,13	Откачка
11:20	3,48	2	2×2400	2,04	4316,72	6,11	Откачка

Продолжение таблицы 2.1

Время замера	Уровень нефти, м	Количество насосов	Производительность насоса, м <sup>3</sup> /ч	Высота слоя откачанной нефти, м	Расход при откачке, м <sup>3</sup> /ч	Скорость откачки, м/с	Примечание
11:34	2,03	2	2×2400	1,45	4312,69	6,10	Один насос выключен. Продолжена работа второго насоса
11:40	1,73	1	2400	0,30	2154,55	3,04	Откачка продолжена вторым насосом
11:47	1,41	1	2400	0,32	2144	3,03	Появление кавитации. Отключен второй насос и включен зачистной насос
11:53	1,29	1	1000	0,12	874	1,24	Повторное появление кавитации. Откачка остановлена

### 2.2.2 Эксперимент по откачке нефти из резервуара вертикального стального с плавающей крышей объемом 120000 м<sup>3</sup>

При *нормальных условиях* для перекачки нефти из резервуара № 3 типа РВСПК-120000 м<sup>3</sup> в ректификационную колонну используется один насос производительностью 3600 м<sup>3</sup>/ч. Поток сырья, поступающего в ректификационную колонну, гарантированно стабилен при производительности насосов 3000 м<sup>3</sup>/ч.

Экспериментально подтверждено, что при нормальном рабочем режиме время откачки сырой нефти из резервуара от верхнего уровня в 17,9 м до нижнего – 2,03 м (уровень расположения ПК) составляет 32 ч. 54 мин., что соответствует паспортным данным насосов и требованиям технологического регламента.

При этом установлено, что признаки кавитации в насосах не проявляются.

При откачке нефти *в экстремальной ситуации* из РВСПК № 3 в РВСПК № 6 и РВСПК № 8 работали три насоса: два основных с паспортной производительностью 3600 м<sup>3</sup>/ч каждый и один зачистной с паспортной производительностью 1000 м<sup>3</sup>/ч. В процессе опытов температура воздуха изменялась от 22 до 34 °С, температура нефти от 50 до 55 °С, а атмосферное давление от 741 до 748 мм рт. ст.

В начальный период при уровне взлива нефти в РВСПК № 3 в 17,9 м работали два насоса с общей производительностью 7200 м<sup>3</sup>/ч. Через 14 ч. 58 мин. от начала откачки нефти был достигнут уровень взлива нефти 2,03 м (нижний уровень ПК). В это время по технологическому регламенту НПЗ и в целях предотвращения сминания ПК от вакуума, оператор выключил один основной насос и откачка была продолжена вторым основным насосом.

При достижении уровня взлива нефти 0,63 м возникли и проявились первые признаки кавитации на втором основном насосе с производительностью 3600 м<sup>3</sup>/ч, поэтому он был остановлен и включен зачистной насос производительностью 1000 м<sup>3</sup>/ч. Появление признаков кавитации можно объяснить воронкообразованием в массиве нефти, хотя в ходе эксперимента ее зафиксировать не представлялось возможным. Через 15 мин работы у него также были зафиксированы признаки появления кавитации. Для предотвращения разрушения зачистной насос был отключен и откачка полностью остановлена. Минимальный достигнутый уровень взлива нефти зафиксирован на высоте взлива в 0,59 м.

Таким образом установлено, что в экстремальном режиме работы насосов время откачки нефти из резервуара от верхнего уровня в 17,9 м до нижнего – 0,59 м (ниже уровня расположения ПК) составляет 17 ч 57 мин, что говорит о возможности использования насосов в экстремальном режиме без их разрушения от кавитации.

Изменение уровня взлива нефти во времени при нормальной и экстремальной работе насосов показано на рисунке 2.8, а результаты выполненных опытов приведены в таблице 2.2.

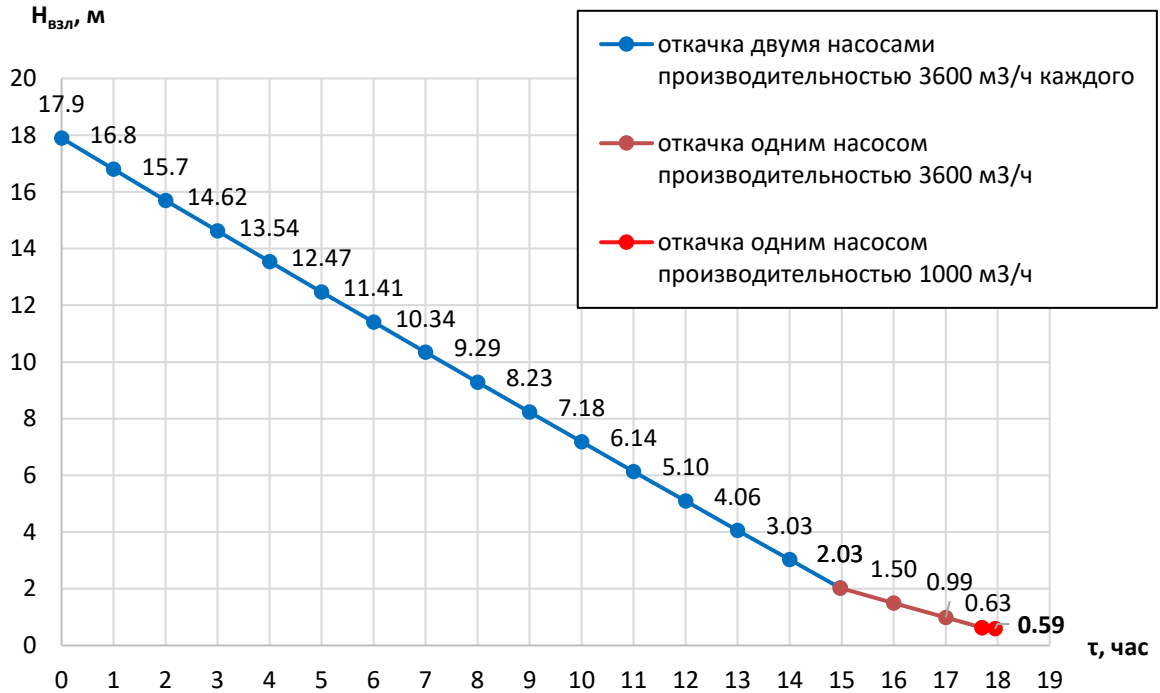


Рисунок 2.8 – Зависимость высоты уровня взлива нефти в РВСПК-120000 м<sup>3</sup> от времени ее откачки насосами

Таблица 2.2 – Результаты эксперимента по откачке сырой нефти из РВСПК-120000 м<sup>3</sup> на НПЗ «Нги Сон» в экстремальном режиме

Время замера	Уровень нефти, м	Количество насосов	Производительность насоса, м <sup>3</sup> /ч	Высота слоя откачанной нефти, м	Расход при откачке, м <sup>3</sup> /ч	Скорость откачки, м/с	Примечание
5:00	17,90	2	2×3600	–	–	–	Начало
6:00	16,80	2	2×3600	1,10	6859,83	6,74	Откачка
7:00	15,70	2	2×3600	1,10	6818,34	6,70	Откачка
8:00	14,62	2	2×3600	1,08	6733,55	6,62	Откачка
9:00	13,54	2	2×3600	1,08	6688,93	6,57	Откачка
10:00	12,47	2	2×3600	1,07	6651,52	6,54	Откачка
11:00	11,41	2	2×3600	1,07	6631,69	6,52	Откачка
12:00	10,34	2	2×3600	1,06	6604,36	6,49	Откачка
13:00	9,29	2	2×3600	1,06	6573,48	6,46	Откачка
14:00	8,23	2	2×3600	1,05	6555,73	6,44	Откачка

Продолжение таблицы 2.2

Время замера	Уровень нефти, м	Количество насосов	Производительность насоса, м <sup>3</sup> /ч	Высота слоя откачанной нефти, м	Расход при откачке, м <sup>3</sup> /ч	Скорость откачки, м/с	Примечание
15:00	7,18	2	2×3600	1,05	6532,32	6,42	Откачка
16:00	6,14	2	2×3600	1,05	6499,81	6,39	Откачка
17:00	5,10	2	2×3600	1,04	6453,55	6,34	Откачка
18:00	4,06	2	2×3600	1,04	6448,34	6,34	Откачка
19:00	3,03	2	2×3600	1,04	6435,91	6,32	Откачка
19:58	2,03	2	2×3600	1,00	6419,45	6,31	Один насос выключен. Продолжена работа второго насоса
20:00	2,01	1	3600	0,02	3204,68	3,15	Откачка продолжена вторым насосом
21:00	1,50	1	3600	0,51	3194,51	3,14	Откачка продолжена вторым насосом
22:00	0,99	1	3600	0,51	3184,34	3,13	Откачка продолжена вторым насосом
22:42	0,63	1	3600	0,36	3174,16	3,12	Появление кавитации. Отключен второй насос и включен зачистной насос
22:57	0,59	1	1000	0,04	913,56	0,90	Повторное появление кавитации. Откачка остановлена

### 2.2.3 Эксперимент по откачке нефти из резервуара вертикального стального с плавающей крышей объемом 65000 м<sup>3</sup>

При *нормальных условиях* для перекачки нефти из резервуара № 4 типа РВСПК-65000 м<sup>3</sup> в ректификационную колонну используются два насоса производительностью по 3600 м<sup>3</sup>/ч. Поток сырья, поступающего в ректификационную колонну, гарантированно стабилен при производительности насосов 4300 м<sup>3</sup>/ч.

Экспериментально подтверждено, что при нормальном рабочем режиме время откачки сырой нефти из резервуара от верхнего уровня в 18 м до нижнего – 2 м (уровень расположения ПК) составляет 13 ч 55 мин, что соответствует паспортным данным насоса и требованиям технологического регламента. При этом признаки кавитации в насосе не проявляются.

При откачке в *экстремальной ситуации* нефть из РВСПК № 4 в РВСПК № 7 и РВСПК № 8 откачивали двумя насосами с паспортной производительностью 3600 м<sup>3</sup>/ч каждый и одного зачистного насоса с паспортной производительностью 1000 м<sup>3</sup>/ч. В опытах температура воздуха изменялась от 21 до 30 °С, температура нефти от 49 до 54 °С, атмосферное давление изменялось от 743 до 749 мм рт. ст.

В начальный период при уровне взлива нефти в РВСПК № 4 в 18 м работали два насоса с общей производительностью 7200 м<sup>3</sup>/ч. Через 8 ч 59 мин от начала откачки нефти был достигнут уровень взлива нефти 2 м (нижний уровень ПК). В это время по технологическому регламенту НПЗ и для предотвращения сминания ПК от вакуума оператор выключил один основной насос и откачка была продолжена вторым основным насосом. Через 27 мин при достижении уровня взлива нефти в 1,62 м возникли и проявились первые признаки кавитации на втором основном насосе с производительностью 3600 м<sup>3</sup>/ч, поэтому он был остановлен и включен насос для зачистки производительностью 1000 м<sup>3</sup>/ч. Появление признаков кавитации можно объяснить воронкообразованием в массиве нефти, хотя в ходе эксперимента ее зафиксировать не представлялось возможным. Через 40 мин работы у этого насоса также были зафиксированы признаки появления кавитации, и он был отключен.

Откачка полностью остановлена. Минимальный достигнутый уровень взлива нефти зафиксирован на высоте в 1,46 м.

Таким образом установлено, что в экстремальном режиме работы насосов время откачки нефти из резервуара от верхнего уровня в 18 м до нижнего – 2 м (ниже уровня расположения ПК) составляет 8 ч 59 мин, что говорит о возможности использования насосов в экстремальном режиме без их разрушения от кавитации.

Изменение уровня взлива нефти во времени при нормальной и экстремальной работе насосов показано на рисунке 2.9, а результаты выполненных опытов приведены в таблице 2.3.

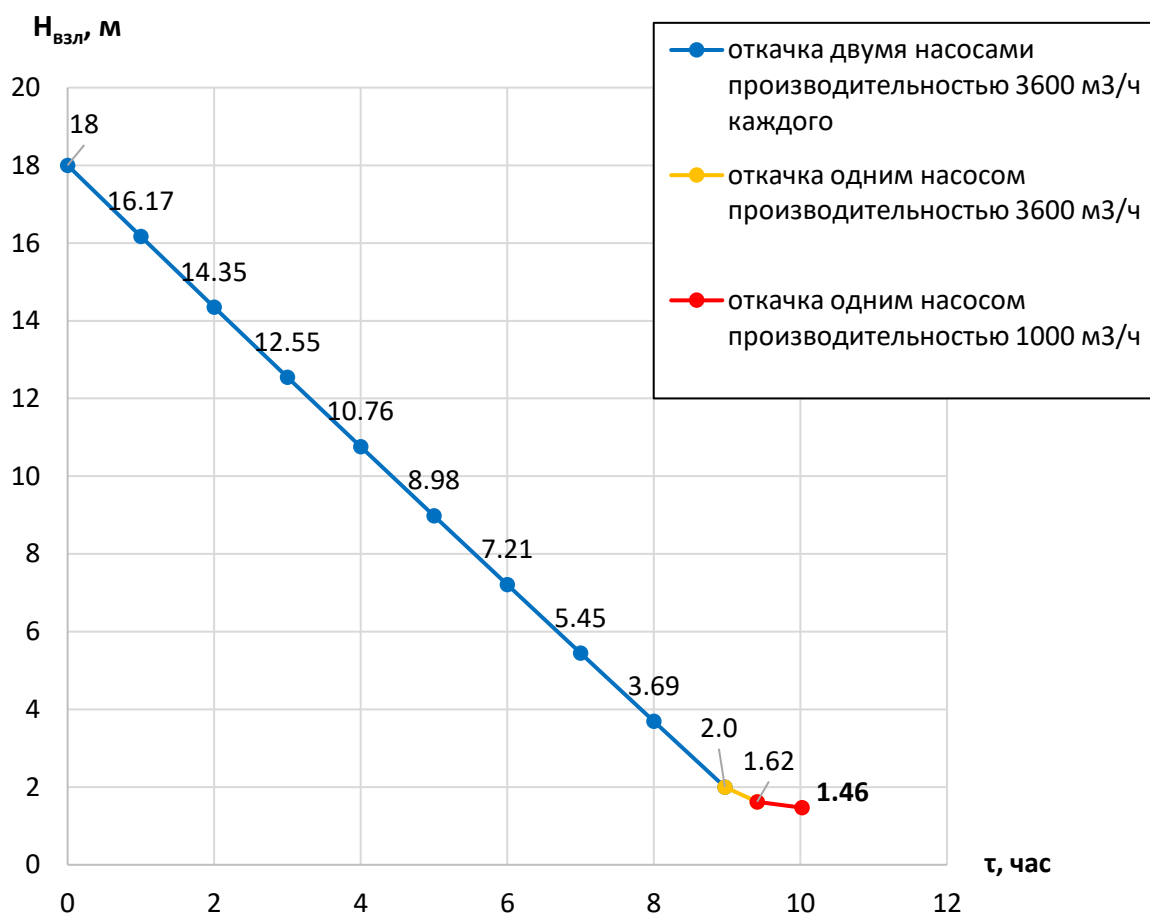


Рисунок 2.9 – Зависимость высоты уровня взлива нефти в РВСПК-65000 м<sup>3</sup> от времени ее откачки насосами

Таблица 2.3 – Результаты эксперимента по откачке сырой нефти из РВСПК-65000 м<sup>3</sup> на НПЗ «Зунг Куат» в экстремальном режиме

Время замера	Уровень нефти, м	Количество насосов	Производительность насоса, м <sup>3</sup> /ч	Высота слоя откачанной нефти, м	Расход при откачке, м <sup>3</sup> /ч	Скорость откачки, м/с	Примечание
8:00	18,00	2	2 × 3600	–	–	–	Начало
9:00	16,15	2	2 × 3600	1,85	6898,71	6,78	Откачка
10:00	14,33	2	2 × 3600	1,82	6817,22	6,70	Откачка
11:00	12,53	2	2 × 3600	1,80	6712,43	6,60	Откачка
12:00	10,76	2	2 × 3600	1,78	6647,81	6,53	Откачка
13:00	8,99	2	2 × 3600	1,77	6610,40	6,50	Откачка
14:00	7,22	2	2 × 3600	1,77	6600,57	6,49	Откачка
15:00	5,46	2	2 × 3600	1,76	6573,24	6,46	Откачка
16:00	3,71	2	2 × 3600	1,75	6542,36	6,43	Откачка
16:59	2,00	2	2 × 3600	1,71	6524,61	6,41	Один насос выключен. Откачка продолжена вторым насосом
17:00	1,98	1	3600	0,02	3272,3	3,22	Откачка продолжена вторым насосом
17:26	1,62	1	3600	0,36	3114,53	3,06	Появление кавитации. Отключен второй насос и включен зачистной насос
18:00	1,48	1	1000	0,14	899,00	0,88	Откачка продолжена зачистным насосом
18:06	1,46	1	1000	0,02	873,56	0,86	Повторное появление кавитации. Откачка остановлена



## 2.2.4 Результаты экспериментов по откачке нефти

В первом эксперименте на РВСПК-14000 м<sup>3</sup> общая паспортная производительность двух насосов при откачке нефти составляет 4800 м<sup>3</sup>/ч. Линейная скорость снижения уровня взлива  $V_1$  при откачке определяется по формуле:

$$V_1 = \frac{\sum Q}{F_p} = \frac{4800}{706,5} = 6,79 \text{ м/ч}, \quad (2.1)$$

где  $\sum Q$  – общая производительность насосов откачки,  $\sum Q = 2400 + 2400 = 4800$  м<sup>3</sup>/ч;

$F_p$  – площадь поверхности РВСПК-14000 м<sup>3</sup>,  $F_p = 706,5$  м<sup>2</sup>.

Время откачки нефти зависит от уровня взлива жидкости и от производительности насосов, т. е. скорости его понижения в процессе откачки. Тогда время откачки нефти двумя рабочими насосами определяем как:

$$\tau_1 = \frac{\Delta H}{V_1}, \quad (2.2)$$

где  $\Delta H = H_{\text{взл}} - H_{\text{min}}$  – промежуток уменьшения уровня взлива жидкости, м (здесь  $H_{\text{min}} = 2,03$  м);

$V_1$  – скорость понижения уровня взлива при откачке, м/ч.

Натурные опыты показали, что скорость изменения уровня нефти при откачке величина не постоянная и изменяется в сторону уменьшения. Поэтому при изучении зависимости времени откачки от паспортной производительности насосов и скорости понижения уровня нефти по результатам натурных опытов необходимо учитывать расчетный поправочный коэффициент  $k$ , характеризующий уменьшение скорости снижения уровня взлива откачиваемой жидкости.

Коэффициент  $k$  будет входить составной величиной в формулу (2.2):

$$\tau_1 = \frac{k \cdot \Delta H}{V_1}. \quad (2.3)$$

Исходные данные для построения графика зависимости изменения времени откачки двумя рабочими насосами в зависимости от уровня взлива и скорости его понижения приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Исходные данные для построения графика зависимости  $\tau_1 = f(x) = f\left(\frac{H_{\text{взл}} - H_{\text{min}}}{V_1}\right)$  при откачке нефти из РВСПК-14000 м<sup>3</sup>

№ п/п	Интервал измерения	$H_{\text{взл}}$ , м	$H_{\text{min}}$ , м	$x = \frac{H_{\text{взл}} - H_{\text{min}}}{V_1}$	Время $\tau$ для откачки от $H_{\text{взл}}$ до $H_{\text{min}}$ , ч
1	9:00	17,9	2,03	2,35	2,35
2	9:20	15,86		2,23	2,04
3	9:40	13,76		1,90	1,73
4	10:00	11,68		1,57	1,42
5	10:20	9,61		1,24	1,12
6	10:40	7,56		0,91	0,81
7	11:00	5,52		0,58	0,51
8	11:20	3,48		0,25	0,21
9	11:34	2,03		0	0

Для оценки работы двух насосов применительно к откачке из РВСПК-14000 м<sup>3</sup> от  $H_{\text{взл}}$  до  $H_{\text{min}} = 2,03$  м (см. таблицу 2.1) в расчётную формулу необходимо ввести коэффициент  $k$ , полученный на основе обработки экспериментальных данных.

С учётом опытных данных составлена таблица 2.4 и построен график изменения времени откачки в зависимости от уровня взлива и скорости понижения этого уровня (рисунок 2.10).

Из графика на рисунке 2.10 видно, что кривая изменения уровня взлива нефти и скорости понижения этого уровня во времени при откачке нефти из РВСПК-14000 м<sup>3</sup> имеет линейный характер.

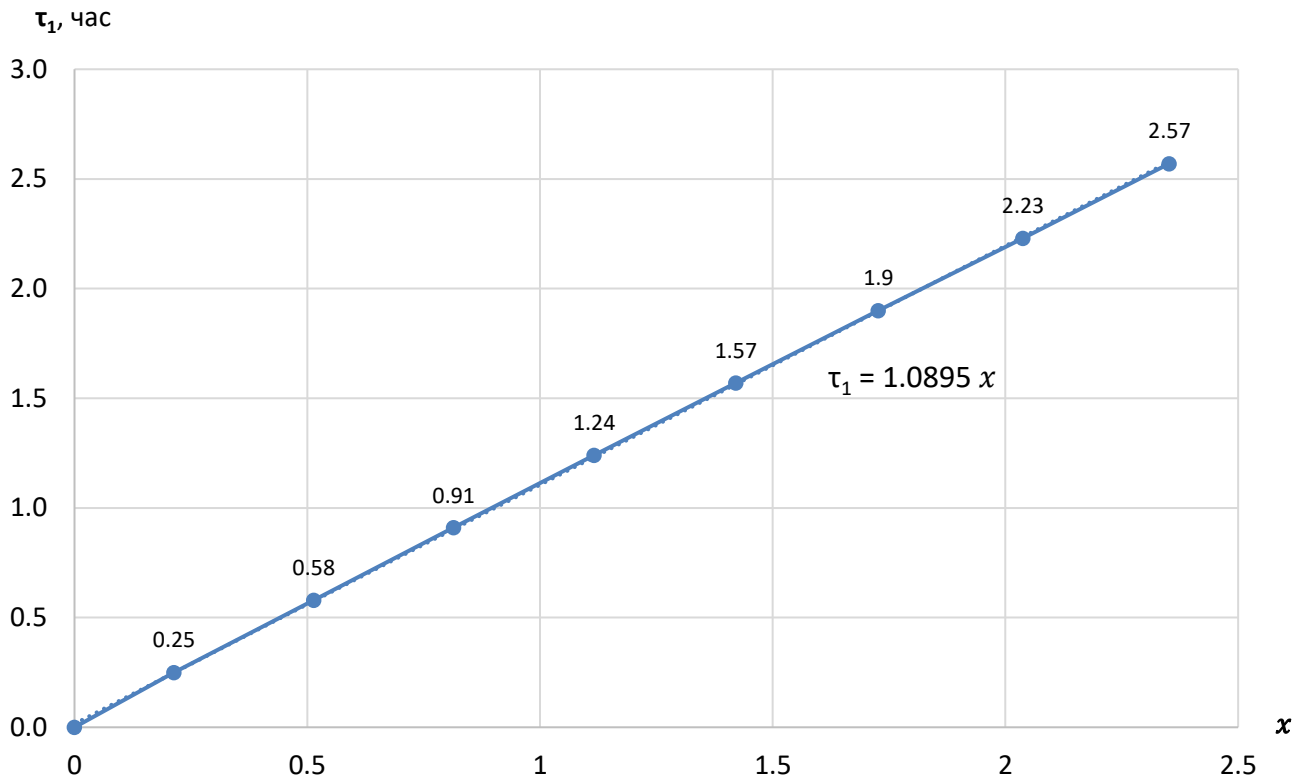


Рисунок 2.10 – Изменение времени откачки нефти из РВСПК-14000 м<sup>3</sup> двумя рабочими насосами в зависимости от уровня взлива и скорости его понижения

Результаты обработки экспериментальных данных в программе *Microsoft Excel*, представленные в таблице 2.4 и на рисунке 2.10, позволили получить эмпирическую формулу для расчета времени откачки нефти двумя рабочими насосами из негорящего резервуара до достижения минимально возможного (критического) уровня взлива:

$$\tau_1 = 1,09 \left( \frac{H_{\text{взл}} - H_{\text{min}}}{V_1} \right), \quad (2.4)$$

где  $\tau_1$  – период откачки нефти от  $H_{\text{взл}}$  до  $H_{\text{min}}$ , ч;

$H_{\text{взл}}$  – уровень взлива, м;

$V_1$  – скорость снижения уровня взлива при работе двух насосов, м/ч;

$k$  – расчетный поправочный коэффициент, равный 1,09.

При откачке одним насосом  $N = 2400 \text{ м}^3/\text{ч}$  от  $H_{\min} = 2,03 \text{ м}$  (при расположении ПК на опорных стойках при минимальной высоте уровня) до  $H_{\text{кон.1}} = 1,41 \text{ м}$  (при первом проявлении признаков кавитации) (см. таблицу 2.1 и рисунок 2.7) линейная скорость снижения уровня взлива  $V_2$  составит:

$$V_2 = \frac{Q}{F_p} = \frac{2400}{706,5} = 3,4 \text{ м/ч.} \quad (2.5)$$

Обработка экспериментальных данных при откачке одним насосом в программе *Microsoft Excel*, полученных в последнем случае, произведена аналогично обработке экспериментальных данных, учитывающих работу одного насоса с  $N = 2400 \text{ м}^3/\text{ч}$ , и позволила получить эмпирическую зависимость для определения времени откачки нефти от уровня  $H_{\min}$  до уровня  $H_{\text{кон.1}}$ :

$$\tau_2 = 1,12 \left( \frac{H_{\min} - H_{\text{кон.1}}}{V_2} \right), \quad (2.6)$$

где  $k = 1,12$  – расчетный поправочный коэффициент.

При откачке нефти одним зачистным насосом производительностью  $1000 \text{ м}^3/\text{ч}$  (см. таблицу 2.1) от уровня  $H_{\text{кон.1}} = 1,41 \text{ м}$  до уровня  $H_{\text{кон.2}} = 1,29 \text{ м}$  линейную скорость снижения уровня взлива  $V_3$  можно определить по выражению:

$$V_3 = \frac{Q}{F_p} = \frac{1000}{706,5} = 1,42 \text{ м/ч.} \quad (2.7)$$

Обработка данных, полученных в третьем периоде эксперимента при откачке одним зачистным насосом, выполнена аналогично предыдущей обработке результатов экспериментов при работе одного насоса, и позволила получить эмпирическую зависимость по оценке времени откачки нефти от уровня  $H_{\text{кон.1}}$  до уровня  $H_{\text{кон.2}}$ :

$$\tau_3 = 1,15 \left( \frac{H_{\text{кон.1}} - H_{\text{кон.2}}}{V_3} \right), \quad (2.8)$$

где  $k$  – расчетный поправочный коэффициент, равный 1,15.

С учетом сказанного, время откачки нефти из РВСПК-14000 м<sup>3</sup> от уровня  $H_{\text{взл}}$  до уровня  $H_{\text{кон.2}}$  определяем как:

$$\tau = \tau_1 + \tau_2 + \tau_3 = 1,09 \left( \frac{H_{\text{взл}} - H_{\text{min}}}{V_1} \right) + 1,12 \left( \frac{H_{\text{min}} - H_{\text{кон.1}}}{V_2} \right) + 1,15 \left( \frac{H_{\text{кон.1}} - H_{\text{кон.2}}}{V_3} \right). \quad (2.9)$$

Таким образом, значения расчётного поправочного коэффициента  $k$  для учёта работы насосов при откачке будет равен:

- для работы двух рабочих насосов,  $k = 1,09$ ;
- для работы одного рабочего насоса,  $k = 1,12$ ;
- для работы одного зачистного насоса,  $k = 1,15$ .

График изменения уровня нефти в резервуаре при ее откачке в нормальном и экстремальном режиме работы насосов в зависимости от времени показан на рисунке 2.11, из которого следует, что в экстремальном режиме время откачки сокращается примерно вдвое по сравнению с нормальным режимом. При этом признаки кавитации возникают только на завершающей стадии перекачки, когда уровень сырой нефти опускается ниже днища плавающей крыши, но не достигает места установки ПРП.

Во втором эксперименте измерялись параметры откачки нефти из натурального РВСПК-120000 м<sup>3</sup>. Процесс откачки нефти в этом случае также можно разделить на три условных этапа: первый – работают два насоса производительностью по 3600 м<sup>3</sup>/ч каждый; второй – откачка одним насосом производительностью 3600 м<sup>3</sup>/ч; третий – откачка зачистным насосом производительностью 1000 м<sup>3</sup>/ч. По результатам экспериментов построен график изменения уровня разлива нефти в зависимости от времени откачки (см. рисунок 2.8).

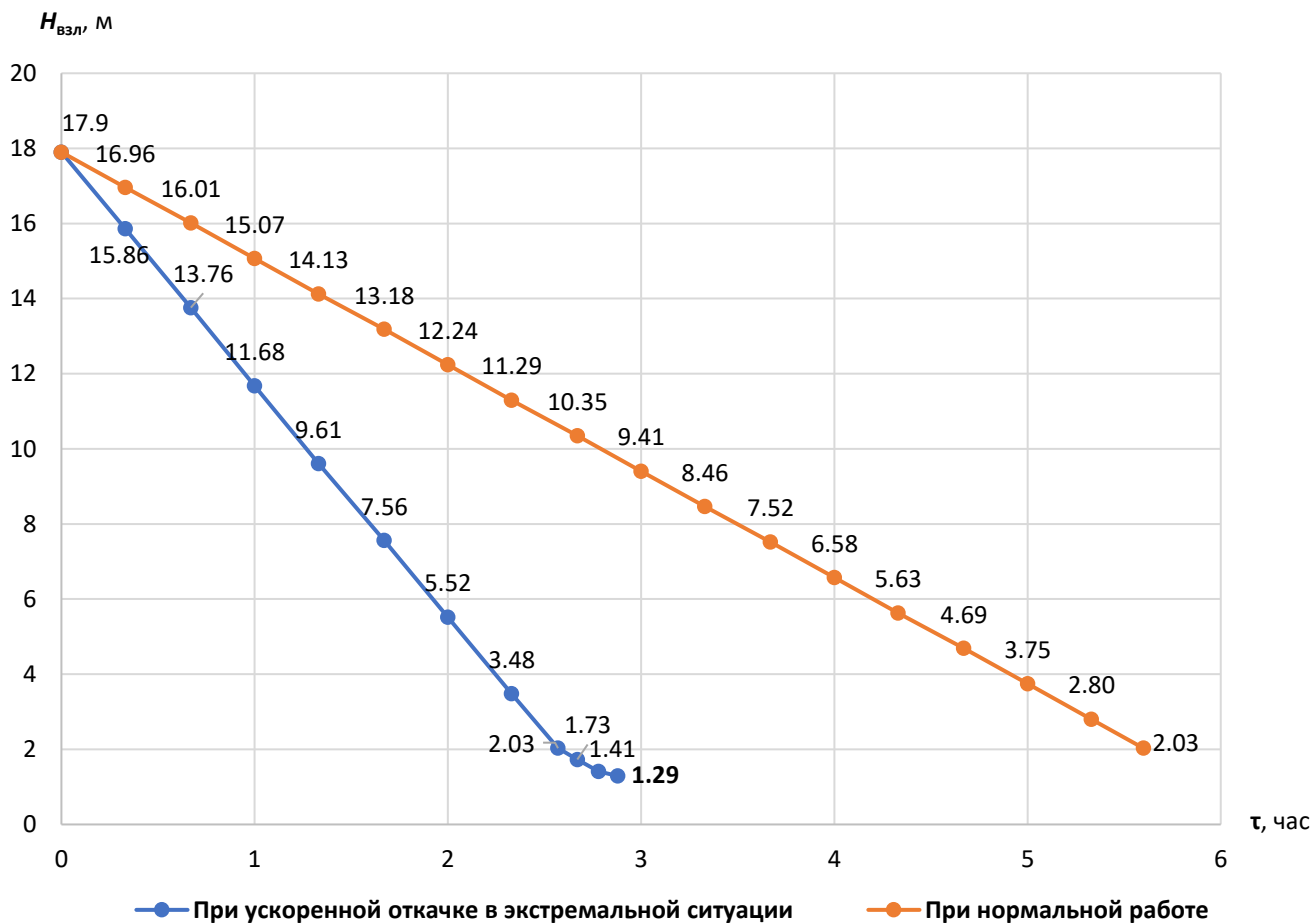


Рисунок 2.11 – Зависимости уровней взлива нефти от времени ее откачки из РВСПК-14000 м<sup>3</sup>

Линейную скорость снижения уровня взлива  $V_1$  при откачке сырой нефти из РВСПК-120000 м<sup>3</sup> двумя насосами  $N = 7200$  м<sup>3</sup>/ч от уровня  $H_{взл}$  до нижнего рабочего уровня ПК  $H_{min} = 2,03$  м (см. таблицу 2.2) можно определить из выражения:

$$V_1 = \frac{\sum Q}{F_p} = \frac{7200}{6218} = 1,1579 \text{ м/ч}, \quad (2.10)$$

где  $\sum Q$  – паспортная производительность откачивающих насосов,  
 $\sum Q = 7200$  м<sup>3</sup>/ч;

$F_p$  – площадь сечения (площадь ПК резервуара), равная 6218 м<sup>2</sup>.

В таблице 2.5 приведены данные, необходимые для построения графика изменения  $\tau_1 = f\left(\frac{H_{\text{взл}} - H_{\text{min}}}{V_1}\right)$  при откачке нефти двумя насосами  $Q = 7200 \text{ м}^3/\text{ч}$  в зависимости от уровня взлива  $H_{\text{взл}}$  до уровня плавающей крыши на опорных стойках  $H_{\text{min}} = 2,03 \text{ м}$  (рисунок 2.12).

Таблица 2.5 – Исходные данные для построения графика зависимости  $\tau_1 = f(x) = f\left(\frac{H_{\text{взл}} - H_{\text{min}}}{V_1}\right)$  при откачке нефти из РВСПК-120000  $\text{м}^3$

№ п/п	Период времени измерения	$H_{\text{взл}}, \text{ м}$	$H_{\text{min}}, \text{ м}$	$x = \frac{H_{\text{взл}} - H_{\text{min}}}{V_1}$	Время $\tau_1$ на откачку нефти от уровня $H_{\text{взл}}$ до уровня $H_{\text{min}}, \text{ ч}$
1	5:00	17,90	2,03	13,71	14,97
2	6:00	16,80		12,75	13,97
3	7:00	15,70		11,81	12,97
4	8:00	14,62		10,87	11,97
5	9:00	13,54		9,94	10,97
6	10:00	12,47		9,02	9,97
7	11:00	11,41		8,10	8,97
8	12:00	10,34		7,18	7,97
9	13:00	9,29		6,27	6,97
10	14:00	8,23		5,36	5,97
11	15:00	7,18		4,45	4,97
12	16:00	6,14		3,55	3,97
13	17:00	5,10		2,65	2,97
14	18:00	4,06		1,75	1,97
15	19:00	3,03		0,86	0,97
16	19:58	2,03		0	0

Результаты обработки результатов экспериментов в программе *Microsoft Excel*, представленные в таблице 2.5 и на рисунке 2.12, позволили получить эмпирическую формулу для расчета времени откачки нефти двумя насосами из негорящего резервуара до достижения минимально возможного уровня взлива:

$$\tau_1 = 1,09\left(\frac{H_{\text{взл}} - H_{\text{min}}}{V_1}\right), \quad (2.11)$$

где  $\tau_1$  – время откачки нефти от уровня  $H_{\text{взл}}$  до уровня  $H_{\text{min}}, \text{ ч}$ ;

$H_{взл}$  – начальный уровень взлива, м;

$H_{min}$  – конечный уровень взлива, м;

$V_1$  – скорость понижения уровня при работе двух насосов, м/ч;

$k$  – расчетный поправочный коэффициент, равный 1,09.

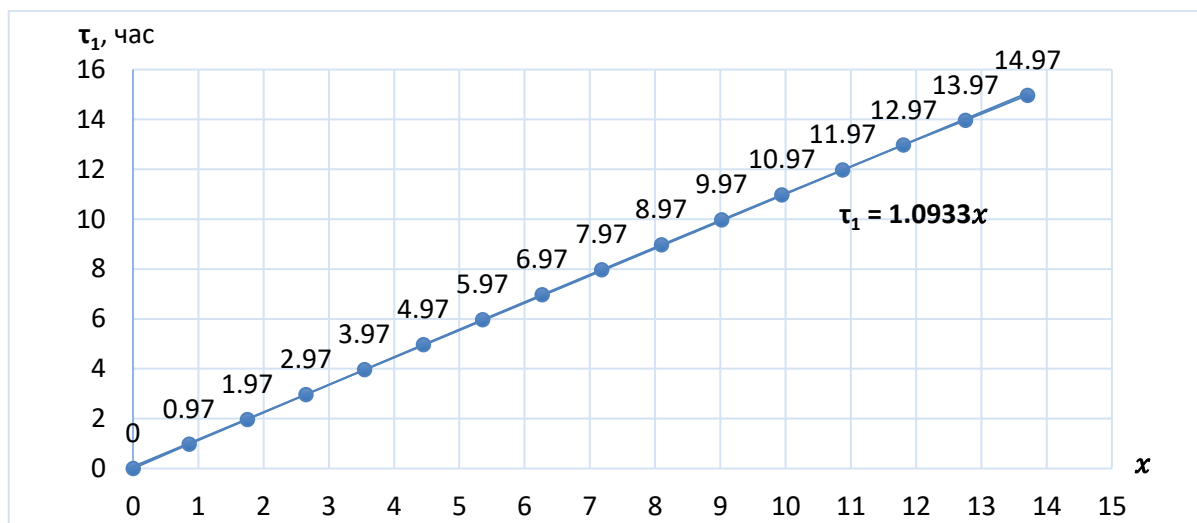


Рисунок 2.12 – Изменение времени откачки нефти из РВСПК-120000 м<sup>3</sup> двумя рабочими насосами в зависимости от уровня взлива и скорости его понижения

При работе одного насоса производительностью 3600 м<sup>3</sup>/ч от  $H_{min} = 2,03$  м (при достижении крыши минимального уровня) до уровня  $H_{кон.1} = 0,63$  м (первое проявление кавитации) (см. таблицу 2.2) линейная скорость снижения уровня взлива  $V_2$  составит:

$$V_2 = \frac{Q}{F_p} = \frac{3600}{6218} = 0,58 \text{ м/ч.} \quad (2.12)$$

Обработка экспериментальных данных в программе *Microsoft Excel*, полученных в опытах по откачке одним насосом, проведенная аналогично обработке экспериментальных данных при откачке одним насосом, производительностью 3600 м<sup>3</sup>/ч, позволила получить эмпирическое выражение для определения времени опускания уровня нефти от уровня  $H_{min}$  до уровня  $H_{кон.1}$ :



$$\tau_2 = 1,12 \left( \frac{H_{\min} - H_{\text{кон.1}}}{V_2} \right), \quad (2.13)$$

где  $V_2$  – скорость снижения уровня нефти при работе одного насоса производительностью 3600 м<sup>3</sup>/ч;

$k$  – расчетный поправочный коэффициент, равный 1,12.

При работе одного зачистного насоса с производительностью 1000 м<sup>3</sup>/ч (см. таблицу 2.2) от уровня влива  $H_{\text{кон.1}} = 0,63$  м до уровня  $H_{\text{кон.2}} = 0,59$  м скорость снижения уровня влива  $V_3$  вычисляем по формуле:

$$V_3 = \frac{Q}{F_p} = \frac{1000}{6218} = 0,16 \text{ м/ч.} \quad (2.14)$$

Обработка данных эксперимента с работой одного зачистного насоса, выполнена аналогично обработке экспериментальных данных при работе одного насоса производительностью 1000 м<sup>3</sup>/ч, и позволила получить эмпирическую формулу оценки времени откачки нефти от уровня  $H_{\text{кон.1}}$  до уровня  $H_{\text{кон.2}}$ :

$$\tau_3 = 1,15 \left( \frac{H_{\text{кон.1}} - H_{\text{кон.2}}}{V_3} \right), \quad (2.15)$$

где  $k$  – расчетный поправочный коэффициент, равный 1,15.

С учетом изложенного, общее время откачки нефти из РВСПК-120000 м<sup>3</sup> от  $H_{\text{взл}}$  до  $H_{\text{кон.2}}$  можно получить, решая формулу:

$$\tau = \tau_1 + \tau_2 + \tau_3 = 1,09 \left( \frac{H_{\text{взл}} - H_{\min}}{V_1} \right) + 1,12 \left( \frac{H_{\min} - H_{\text{кон.1}}}{V_2} \right) + 1,15 \left( \frac{H_{\text{кон.1}} - H_{\text{кон.2}}}{V_3} \right). \quad (2.16)$$

График изменения уровня нефти в резервуаре при ее откачке в нормальном и экстремальном режиме работы насосов в зависимости от времени показан на рисунке 2.13.

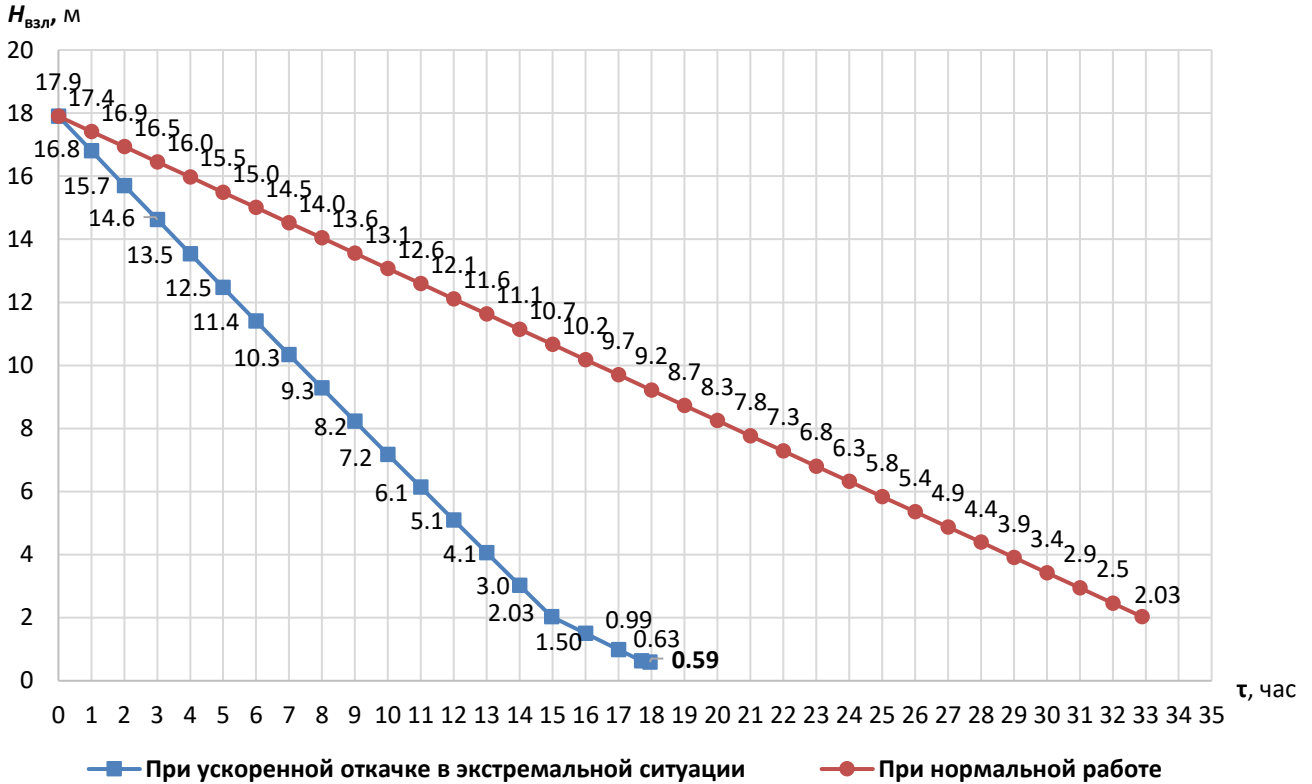


Рисунок 2.13 – Зависимости уровней взлива нефти от времени ее откачки из РВСПК-120000 м<sup>3</sup>

Из графика на рисунке 2.13 следует, что в экстремальном режиме время откачки сокращается примерно вдвое по сравнению с нормальным режимом. При этом признаки кавитации возникают только на завершающей стадии перекачки, когда уровень сырой нефти становится ниже днища плавающей крыши.

В третьем эксперименте измерялись параметры откачки нефти из резервуара типа РВСПК-65000 м<sup>3</sup>. Процесс откачки нефти в этом случае также можно разделить на три условных этапа: первый – работают два насоса  $N = 3600$  м<sup>3</sup>/ч каждого; второй – откачка одним насосом  $N = 3600$  м<sup>3</sup>/ч; третий – откачка зачистным насосом  $N = 1000$  м<sup>3</sup>/ч. По результатам экспериментов построен график изменения уровня взлива нефти в зависимости от времени откачки (см. рисунок 2.9).

При откачке нефти из РВСПК-65000 м<sup>3</sup> двумя насосами производительностью 7200 м<sup>3</sup>/ч от уровня  $H_{взл}$  до уровня  $H_{min} = 2,0$  м (см. таблицу 2.3), линейную скорость снижения уровня взлива  $V_1$  можно определить по формуле:

$$V_1 = \frac{\sum Q}{F_p} = \frac{7200}{3737,385} = 1,93 \text{ м/ч}, \quad (2.17)$$

где  $\sum Q$  – паспортная производительность рабочих насосов,  $\sum Q = 7200 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;  
 $F_p$  – площадь сечения поверхности РВСПК-65000  $\text{м}^2$ , равная  $3737,385 \text{ м}^2$ .

Экспериментальные данные, необходимые для построения графика зависимости  $\tau_1 = f\left(\frac{H_{\text{взл}} - H_{\text{min}}}{V_1}\right)$  при откачке нефти из РВСПК-65000  $\text{м}^3$  двумя насосами производительностью  $7200 \text{ м}^3/\text{ч}$  от  $H_{\text{взл}}$  до  $H_{\text{min}} = 2,0 \text{ м}$  (рисунок 2.14), сведены в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Данные для построения графика зависимости  $\tau_1 = f(x) = f\left(\frac{H_{\text{взл}} - H_{\text{min}}}{V_1}\right)$  при откачке нефти из РВСПК-65000  $\text{м}^3$

№ п/п	Замеряемые интервалы времени	$H_{\text{взл}}$ , м	$H_{\text{min}}$ , м	$x = \frac{H_{\text{взл}} - H_{\text{min}}}{V_1}$	Время $\tau_1$ на откачку нефти от уровня $H_{\text{взл}}$ до уровня $H_{\text{min}}$ , ч
1	8:00	18,00	2,0	8,29	8,98
2	9:00	16,15		7,33	7,98
3	10:00	14,33		6,39	6,98
4	11:00	12,53		5,46	5,98
5	12:00	10,76		4,54	4,98
6	13:00	8,99		3,62	3,98
7	14:00	7,22		2,70	2,98
8	15:00	5,46		1,79	1,98
9	16:00	3,71		0,89	0,98
10	16:59	2,00		0	0

На основе результатов обработки экспериментальных данных в программе *Microsoft Excel*, приведенных в таблице 2.6 и показанных на рисунке 2.14, получена эмпирическая формула расчета времени откачки нефти из негорящего резервуара двумя насосами до минимально возможного уровня взлива:

$$\tau_1 = 1,09 \left(\frac{H_{\text{взл}} - H_{\text{min}}}{V_1}\right), \quad (2.18)$$

где  $\tau_1$  – время откачки нефти от  $H_{\text{взл}}$  до  $H_{\text{min}}$ , ч;

$H_{\text{взл}}$  – начальный уровень взлива, м;

$H_{\text{min}}$  – самая низкая рабочая высота плавающей крыши, м;

$V_1$  – скорость снижения уровня при откачке двумя насосами, м/ч;

$k$  – расчетный поправочный коэффициент, равный 1,09.

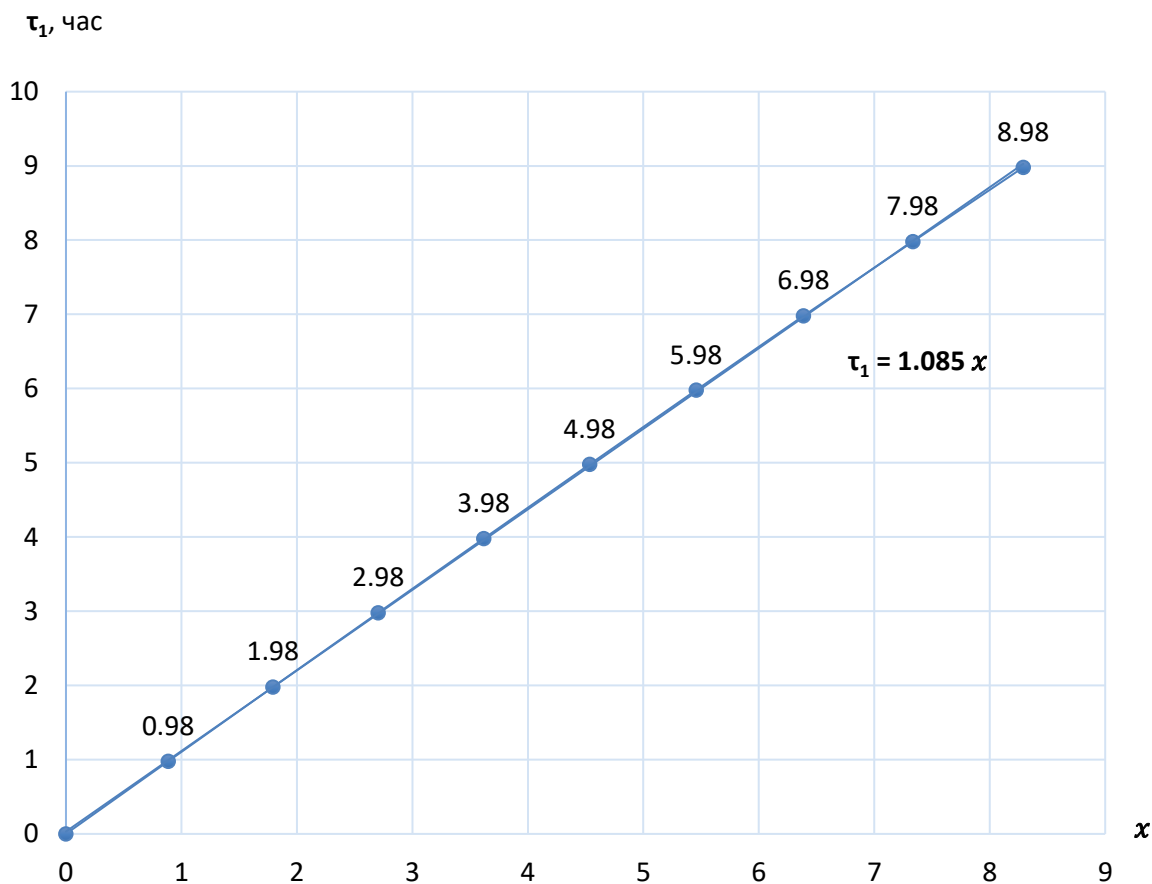


Рисунок 2.14 – Изменение времени откачки нефти из РВСПК-65000 м<sup>3</sup> двумя рабочими насосами в зависимости от уровня взлива и скорости его понижения

При откачке нефти одним насосом с производительностью 3600 м<sup>3</sup>/ч от уровня  $H_{\text{min}} = 2$  м (опускание ПК на минимальную высоту) до уровня  $H_{\text{кон.1}} = 1,62$  м (первое проявление кавитации) (см. таблицу 2.3) линейная скорость снижения уровня взлива  $V_2$  составит:

$$V_2 = \frac{Q}{F_p} = \frac{3600}{3737,385} = 0,96 \text{ м/ч.} \quad (2.19)$$

Обработка экспериментальных данных при откачке одним насосом, выполненная аналогично обработке экспериментальных данных при откачке одним насосом производительностью 3600 м<sup>3</sup>/ч, позволила получить эмпирическую зависимость определения времени откачки нефти от уровня  $H_{\min}$  до уровня  $H_{\text{кон.1}}$ :

$$\tau_2 = 1,12 \left( \frac{H_{\min} - H_{\text{кон.1}}}{V_2} \right), \quad (2.20)$$

где  $V_2$  – скорость снижения уровня нефти в резервуаре при работе одного насоса (производительность 3600 м<sup>3</sup>/ч), м/ч;

$k$  – расчетный поправочный коэффициент, равный 1,12.

При работе одного зачистного насоса производительностью 1000 м<sup>3</sup>/ч от уровня  $H_{\text{кон.1}} = 1,62$  м (см. таблицу 2.3) до уровня  $H_{\text{кон.2}} = 1,46$  м (см. таблицу 2.3, повторное проявление кавитации) линейная скорость снижения уровня взлива  $V_3$  составит:

$$V_3 = \frac{Q}{F_p} = \frac{1000}{3737,385} = 0,27 \text{ м/ч}. \quad (2.21)$$

Обработка экспериментальных данных, полученных при работе одного зачистного насоса, проведенная аналогично обработке результатов эксперимента, полученных при откачке одним насосом производительностью 1000 м<sup>3</sup>/ч, позволила получить эмпирическую формулу для расчета времени откачки нефти от уровня  $H_{\text{кон.1}}$  до уровня  $H_{\text{кон.2}}$ :

$$\tau_3 = 1,15 \left( \frac{H_{\text{кон.1}} - H_{\text{кон.2}}}{V_3} \right). \quad (2.22)$$

где  $k$  – расчетный поправочный коэффициент, равный 1,15.

Общее время откачки нефти из РВСПК-65000 м<sup>3</sup> от уровня  $H_{\text{взл}}$  до уровня  $H_{\text{кон.3}}$  определяется по формуле:

$$\tau = \tau_1 + \tau_2 + \tau_3 = 1,09 \left( \frac{H_{взл} - H_{min}}{V_1} \right) + 1,12 \left( \frac{H_{min} - H_{кон.1}}{V_2} \right) + 1,15 \left( \frac{H_{кон.1} - H_{кон.2}}{V_3} \right). \quad (2.23)$$

График изменения уровня нефти в резервуаре при ее откачке в нормальном и экстремальном режиме работы насосов в зависимости от времени показан на рисунке 2.15.

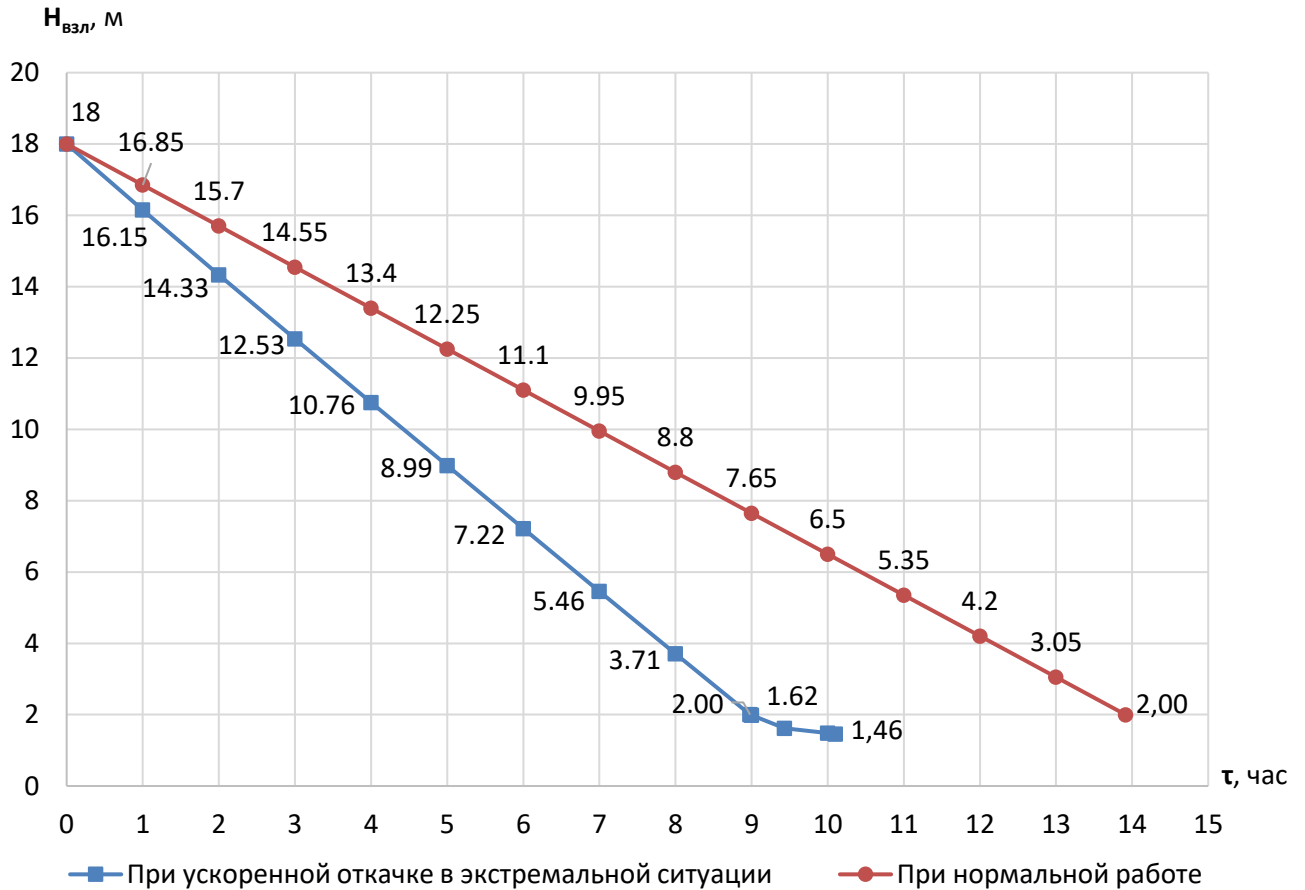


Рисунок 2.15 – Зависимости уровней взлива нефти от времени ее откачки из РВСПК-65000 м<sup>3</sup>

Из графиков на рисунке 2.15 следует, что в экстремальном режиме время откачки сокращается примерно вдвое по сравнению с нормальным режимом. При этом признаки кавитации возникают только на завершающей стадии перекачки, когда уровень сырой нефти становится ниже днища плавающей крыши, но не достигает места установки ПРП.

Из анализа формул (2.9), (2.16) и (2.23) видно, что общее время откачки нефти из РВСПК может быть определено по формуле:

$$\tau = \sum \tau = k_1 \left( \frac{H_{взл} - H_{min}}{V_1} \right) + k_2 \left( \frac{H_{min} - H_{кон.1}}{V_2} \right) + \sum_{i=3}^n k_i \left( \frac{H_{кон.(i-2)} - H_{кон.(i-1)}}{V_i} \right), \quad (2.24)$$

где  $\tau$  – время откачки жидкости из РВСПК от  $H_{взл}$  до  $H_{кон.n}$ , ч;

$k$  – расчетный поправочный коэффициент, учитывающий уменьшение скорости понижения уровня жидкости при откачке (чем больше  $k$ , тем ниже скорость насоса);

$H_{взл}$  – начальный уровень взлива, м;

$H_{min}$  – уровень взлива при крыши до минимального уровня, м;

$H_{кон.i}$  – уровень взлива при появлении кавитации (вхождения насоса в режим кавитации), м;

$V_i$  – скорость снижения уровня при откачке жидкости от уровня  $H_{кон.(i-2)}$  до уровня  $H_{кон.(i-1)}$ , м/ч.

На рисунке 2.16 представлен сравнительный анализ экспериментальных данных и расчетных значений, полученных по формуле (2.24), свидетельствующей об их удовлетворительной сходимости.

Данные натурных опытов позволили уточнить расчетную формулу по оценке времени откачки в зависимости от уровня взлива и скорости снижения уровня при откачке нефти от уровня  $H_{кон.(i-2)}$  до уровня  $H_{кон.(i-1)}$ , при котором проявляются признаки кавитации насосов.

### Выводы по второй главе

1. Разработана «Программа проведения исследований нормальной и экстренной откачки нефти из РВСПК с использованием рабочих насосных систем из РВСПК-14000 м<sup>3</sup>, РВСПК-65000 м<sup>3</sup> и РВСПК-120000 м<sup>3</sup> в резервуарных парках НПЗ «Нги Сон» и «Зунг Куат» во Вьетнаме».

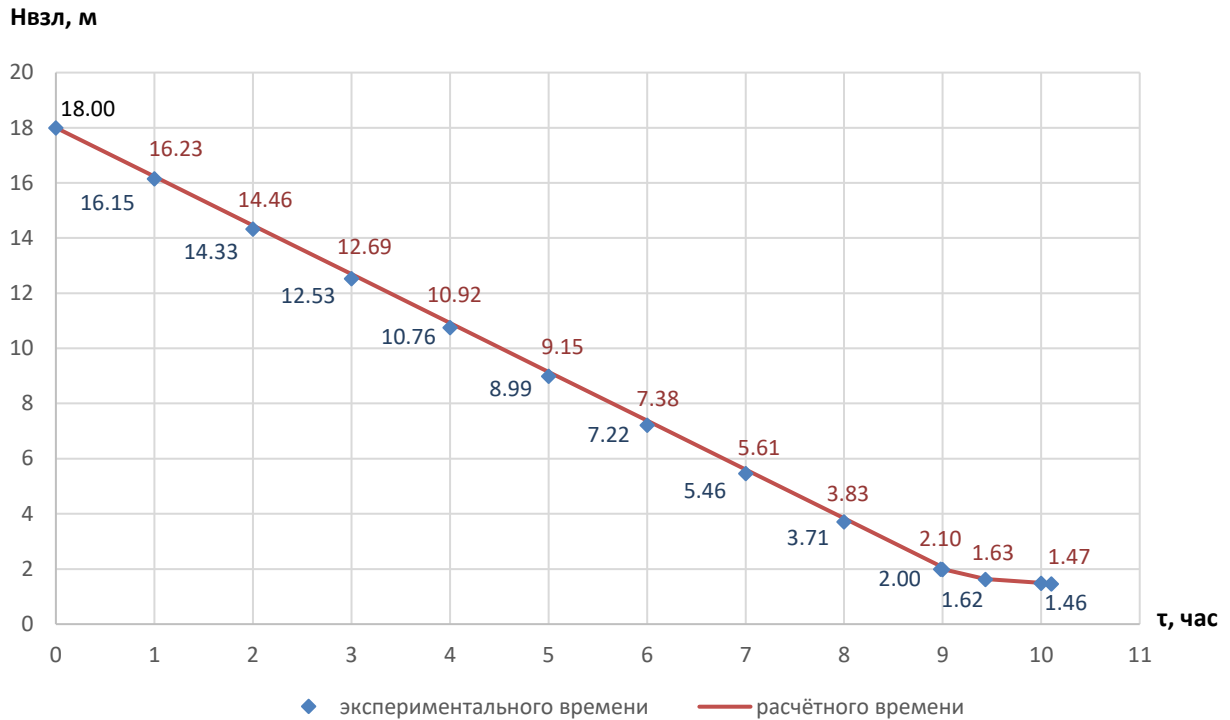


Рисунок 2.16 – График сравнения экспериментального и расчетного (ф-ла (2.24)) времени по откачке нефти из РВСПК-65000 м<sup>3</sup> в зависимости от высоты взлива

2. В соответствии с указанной «Программой...» проведены натурные эксперименты по исследованию процессов нормальной и экстремальной откачки сырой нефти из РВСПК номинальной вместимостью 14000, 65000 и 120000 м<sup>3</sup>.

3. Экспериментально доказано, что при откачке нефти из РВСПК возможна регулировка скорости достижения минимального уровня взлива за счет изменения количества и производительности рабочих и зачистных насосов.

4. Получена формула для расчета времени откачки, применяемая для ориентировочной оценки времени экстремального опорожнения РВСПК от нефти при пожаре соседнего резервуара.

5. Экспериментально получен, обоснован и введен в полученную формулу для определения времени откачки безразмерный расчетный поправочный коэффициент ( $k$ ), характеризующий уменьшение уровня взлива откачиваемой нефти в зависимости от скорости ее откачки.



6. Сравнение экспериментальных и расчетных данных, полученных по предложенной формуле (2.24), показало их удовлетворительную сходимость.

7. В эксперименте по откачке нефти из РВСПК в экстремальном режиме работы насосных систем обнаружено проявление признаков кавитации при снижении высоты вслива жидкости ниже уровня днища стоящей на опорных стойках плавающей крыши.

## **Глава 3 ИССЛЕДОВАНИЕ ФОРМИРОВАНИЯ КОНЦЕНТРАЦИЙ ПАРОВОЗДУШНЫХ СМЕСЕЙ НАД ПЛАВАЮЩЕЙ КРЫШЕЙ**

### **3.1 Концентрации паровоздушных смесей над плавающей крышей при нормальной работе**

#### **3.1.1 Теоретические особенности формирования паровоздушной взрывоопасной среды над плавающей крышей**

При эксплуатации РВСПК, даже в процессе откачки нефти, концентрации ПВС над поверхностью ПК незначительны. Однако пожары в России и за рубежом свидетельствуют о том, что при определенных условиях ВОК над ПК образуются, что приводит к пожарам в крупногабаритных РВСПК, которые сопровождаются значительными материальными потерями, так как РВСПК большой вместимости имеют значительную ценность, но еще большую ценность представляет хранящая в них нефть. Во Вьетнаме большинство новых РВСПК вмещают до 120000 м<sup>3</sup>, материалы для их возведения дорожают, а цена нефти постоянно растет [9], [42], [85]–[93], [122], [124].

Зона ВОК над поверхностью испарения образуется в случае, если рабочая концентрация ПВС равна или превышает величину нижнего концентрационного предела распространения пламени [29]. Важным параметром, характеризующим возможность воспламенения ВОК, является рабочая температура нефти, на которую влияет тепловое излучение от соседнего горящего резервуара. Если она превышает температуру вспышки паров, то это является условием образования зон ВОК над поверхностью испарения в паровом пространстве над ПК [87], [104]–[121].

Таким образом, формирование пожарной опасности в паровом пространстве РВСПК с нефтью зависит от зон ВОК, образующихся над поверхностями испарения, которыми могут служить плёнка нефти на стенке резервуара, ВОК ПВС исходящие

из неплотностей уплотняющего затвора, горючие отложения на стенках и днище ПК и др. [87]. Научных исследований по изучению этого явления не обнаружено. Поэтому экспериментальное изучение образования ВОК паров легких фракций нефти в паровом пространстве РВСПК при откачке из него нефти в условиях пожара соседнего резервуара, является актуальной задачей для нефтехранилищ Вьетнама.

В обогреваемых пожаром РВСПК повышенные температуры пожара нагревают стенку резервуара и нефть под ПК, что ведёт к активизации испарения ее легких фракций. В результате под ПК повышается давление паровой фазы легких фракций углеводородов, которое сбрасываются через дыхательные клапаны в паровое пространство над ПК. Легкие фракции нефти в процессе опускания ПК выходят наружу через неплотности в уплотняющем затворе, испаряются со стенки резервуара, стенок и днища ПК и могут образовать ВОК ПВС у стенки, особенно в так называемой зоне аэродинамической тени, над поверхностью ПК [117]. Предполагалось, что при нормальной работе, в процессе откачки нефти из РВСПК, ВОК паров над ПК незначительны и не превышают значений НКПР. Это предположение требует экспериментального исследования процесса образования ВОК ПВС в пристенном пространстве резервуара над ПК в процессе нормальной и экстремальной откачке нефти. В настоящей работе не предполагается экспериментальное изучение температурных параметров, влияющих на формирование пожарной опасности, однако не отрицается их наличие.

### **3.1.2 Экспериментальное исследование концентраций в паровоздушной среде над плавающей крышей резервуара вертикального стального с плавающей крышей объемом 65000 м<sup>3</sup>**

Для изучения процесса образования ВОК ПВС в пристенном паровом пространстве РВСПК над ПК и в центре ПК при откачке нефти разработана промышленная экспериментальная установка (далее – ПЭУ) (рисунок 3.1) [84].

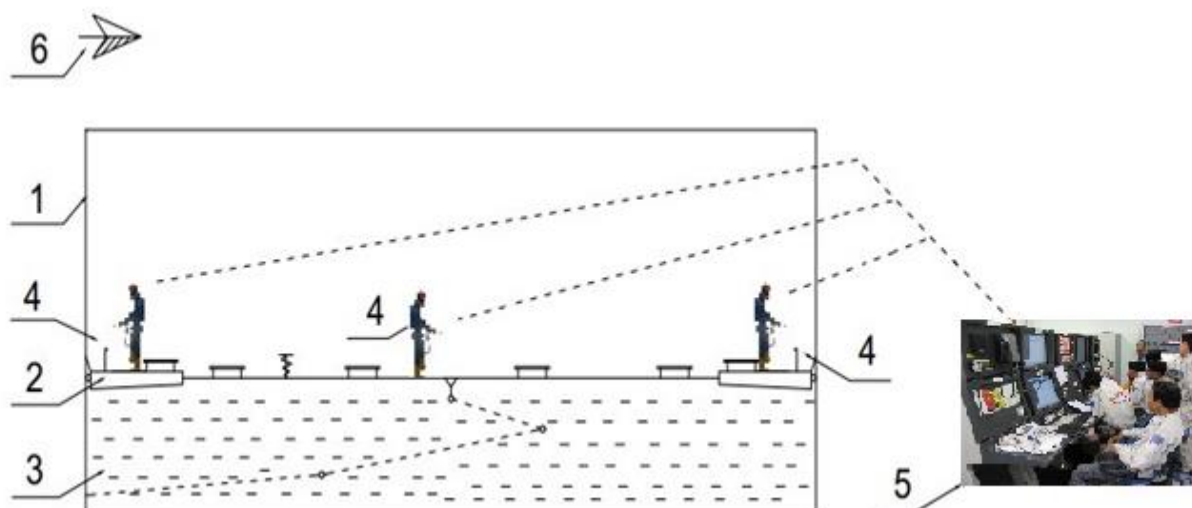


Рисунок 3.1 – Принципиальная схема ПЭУ:

1 – резервуар; 2 – плавающая крыша; 3 – нефть; 4 – оператор с газоанализатором;  
5 – компьютер для обработки данных; 6 – основное направление ветра

При разработке ПЭУ предполагалось проводить замеры концентраций на поверхности ПК газоанализаторами, установленными на специальных стационарно зафиксированных штативах. Однако в последний момент были запрещены сварочные работы на ПК, поэтому в эксперименте приняли участие добровольцы (волонтёры) в качестве исследователей по замеру концентраций.

ПЭУ включает в себя:

- натурный РВСПК-65000 м<sup>3</sup> с сырой нефтью на НПЗ «Зунг Куат»;
- исследовательскую группу из 8 исследователей для замера концентраций сложных углеводородных смесей (далее – СУВС) в пристенном слое и над поверхностью ПК в процессе откачки;
  - 8 средств индивидуальной защиты органов дыхания исследователей марки «Dräger X-plore® 6300»;
  - 8 газоанализаторов марки «Dräger X-am 7000» (первичный прибор) для замера концентраций СУВС;
  - 4 компьютера для приема полученных экспериментальных данных;
  - программный комплекс *Excel* для обработки экспериментальных данных;

– радиотелефоны во взрывозащищенном исполнении для связи исследовательской группы с диспетчером.

Ниже представлена краткая характеристика объекта исследования.

На территории резервуарного парка НПЗ «Зунг Куат» в СРВ размещены восемь однотипных РВСПК-65000 м<sup>3</sup> для хранения сырой нефти (рисунок 3.2), каждый из которых оборудован АУПТ зоны уплотняющего затвора и системой орошения [84].



Рисунок 3.2 – Общий вид резервуарного парка НПЗ «Зунг Куат»

Для проведения эксперимента по откачке был выделен заполненный нефтью РВСПК № 1: диаметр 69 м; высота стенки 22,4 м; максимальный уровень разлива нефти 18 м; высота расположения ПК на опорных стойках 2 м. Скорость откачки сырой нефти до минимального уровня при нормальной работе 4300 м<sup>3</sup>/ч. Время откачки сырой нефти при нормальной работе 13 ч 55 мин.

Для проведения эксперимента была создана исследовательская группа из восьми волонтеров из числа сотрудников Института пожарной безопасности МОБ СРВ и представителей НПЗ (рисунок 3.3).



Рисунок 3.3 – Инструктаж группы исследователей перед экспериментом

Группа была разделена на две подгруппы с целью организации вахтового, непрерывного процесса замеров. Каждая подгруппа работала непрерывно на крыше 2 ч, а затем заменялась другой.

Перед исследователями ставились следующие задачи:

- изучение технической и справочной литературы по обеспечению пожарной безопасности и охране труда при работе на подвижной ПК;
- определение оптимальной расстановки исследователей на ПК;
- подбор по техническим характеристикам газоанализаторов, способных фиксировать наличие ВОК СУВС в определенных точках ПВП над ПК;
- измерение концентрации паров СУВС в пристенном слое и над поверхностью ПК в процессе откачки при заранее установленных интервалах времени и высоты уровня разлива нефти;

- передача полученной первичной информации о концентрациях ПВС на вторичный прибор для вычислений;
- оповещения руководителя (оператора диспетчерской) о ходе проведения эксперимента;
- обработка экспериментальных данных и определение зон ВОК ПВС СУВС в ПВП над ПК.

В качестве первичного прибора замера концентраций ПВС был выбран переносной газоанализатор марки «*Dräger X-am 7000*», который благодаря двадцати пяти газовым сенсорам способен с точностью до сотых определять наличие сложных углеводородных смесей легких фракций нефти (рисунок 3.4).

*a**б*

Рисунок 3.4 – Общий вид газоанализатора марки «*Dräger X-am 7000*»:  
*a* – экран монитора; *б* – измерительное устройство

Газоанализатор обладает электронной памятью для просмотра ранее полученных данных, накопленных в памяти прибора за все время эксперимента, и таким образом имеет возможность сравнения уровней загазованности в различные промежутки времени. Экспериментальные данные с каждого первичного прибора транслировались на вторичный прибор для фиксации и обработки. В качестве вторичных приборов использованы персональные компьютеры, расположенные в помещении диспетчерской НПЗ (рисунок 3.5).



Рисунок 3.5 – Операторы в диспетчерской НПЗ за обработкой данных

Операторы в диспетчерской контролировали уровень взлива сырой нефти в резервуаре, фиксировали изменение высоты размещения ПК, оповещали по радиоканалу исследователей о начале проведения замеров концентраций, вводили полученные результаты в компьютеры и управляли насосами откачки.

В месте проведения эксперимента постоянно дежурили подразделения пожарной охраны НПЗ и медицинская бригада. Для срочной эвакуации участников эксперимента с поверхности плавающей крыши (рисунок 3.6) была предусмотрена установка пожарной автомеханической лестницы, выдвинутой к площадке на борту РВСПК № 1. В случае возникновения чрезвычайной ситуации на ПК операторы должны были сообщить о происшествии в диспетчерскую и эвакуироваться по внутренней катучей лестнице резервуара на площадку у борта РВСПК и по пожарной автолестнице – за пределы обвалования.

Методика проведения экспериментов. Цель проведения экспериментов – определение концентраций ПВС в определённых точках пристенного слоя парового пространства над ПК в процессе откачки нефти из резервуара. Предмет исследования – концентрации ПВС. Метод исследования – натурный эксперимент.





Рисунок 3.6 – Замер концентраций ПВС оператором в процессе откачки

Методика проведения экспериментов заключалась в замерах концентраций ПВС СУВС в пристенном слое ПВП над ПК в процессе откачки нефти из РВСПК. По периметру ПК у стенки корпуса располагались четыре исследователя с первичными приборами измерения концентраций и один исследователь – в центре плавающей крыши вблизи дренажного слива (рисунок 3.7). Перед проведением замеров приборы были полностью заряжены и поверены на СУВС. Из резервуара была удалена подтоварная вода. В резервуаре более 24 ч работали три мешалки для достижения однородности жидкости. Через каждый метр опускания ПК в процессе откачки со скоростью 1,15 м/ч, операторы фиксировали концентрации в заданных точках (рисунок 3.8). Полученная информация по радиоканалам передавалась на персональные компьютеры операторам для обработки.

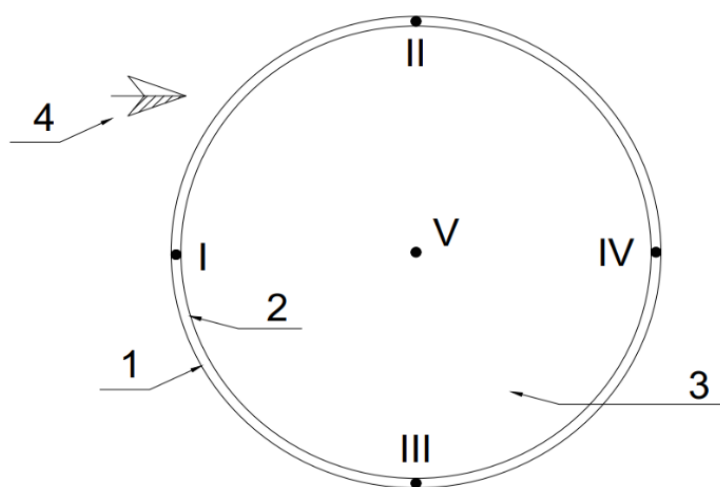


Рисунок 3.7 – Схема расположения мест замера концентраций ПВС на ПК:  
 1 – стенка резервуара; 2 – пенобарьер плавающей крыши; 3 – плавающая крыша;  
 4 – направление ветра; I, II, III, IV, V – места измерения концентрации СУВС

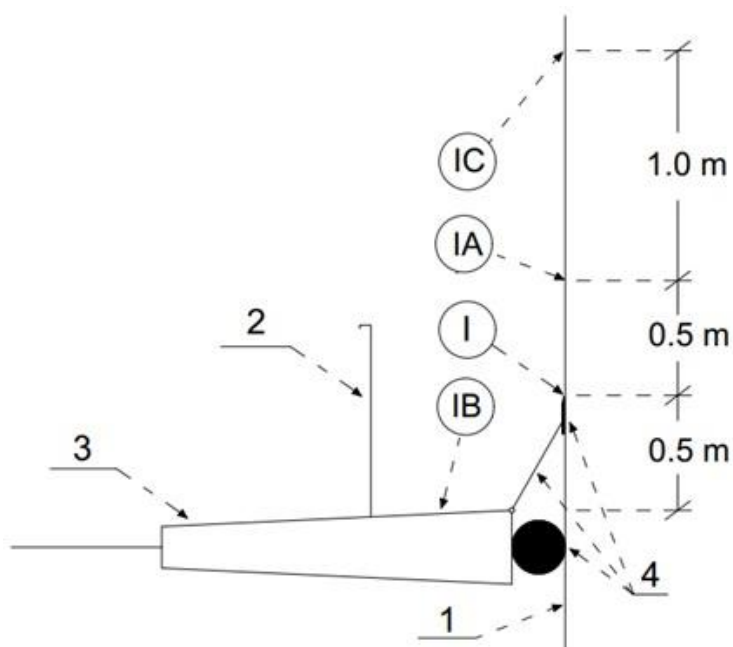


Рисунок 3.8 – Схема мест забора проб ПВС на ПК:  
 1 – стенка резервуара; 2 – пенобарьер ПК; 3 – ПК; 4 – уплотняющий затвор; I – место измерения СУВС у края уплотняющего затвора; IA – место измерения СУВС у пола ПК между уплотняющим затвором и пенобарьером; IB – место измерения СУВС у стенки резервуара на расстоянии 1 м от пола ПК; IC – место измерения СУВС у стенки резервуара на расстоянии 2 м от пола ПК под пенопроводом АУПТ

В ходе эксперимента фиксировали уровень разлива нефти, время опускания ПК, концентрацию ПВС, направление и силу ветра, температуру нефти и воздуха.

Концентрация ПВС (% (об.)) в эксперименте измерялась с помощью поверенных на СУВС газоанализаторов с погрешностью не более 5 %. Температура, уровень нефти в резервуаре и расход насосов измерялись автоматически и отображались на экране мониторов в диспетчерской. При достижении минимального уровня взлива сырой нефти ~ 2 м (уровень установки ПК на опорные стойки) перекачка автоматически прекращалась. В процессе откачки нефти операторы фиксировали каждый метр опускания ПК и сообщали по радиации исследователям, размещенным на ПК, уровень нефти в резервуаре. Участники измерения концентрации паров фиксировали измеренное значение в тот момент, когда оператор сообщал об очередном изменении уровня взлива нефти. Результаты измерений представлены на рисунках 3.9, 3.10 и в таблице 3.1.

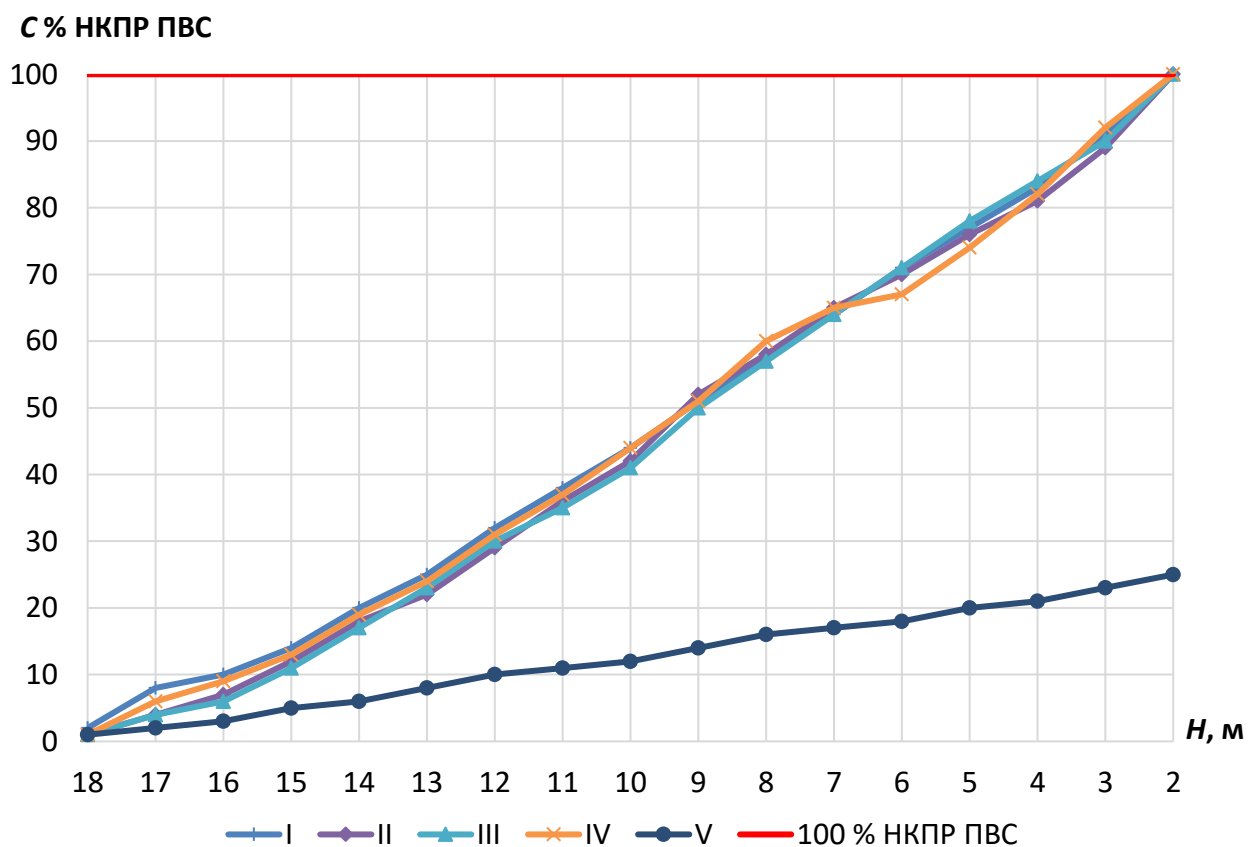


Рисунок 3.9 – Изменение концентрации ПВС в зависимости от уровня ПК:  
 I, II, III, IV, V – места измерений концентрации паров (см. рисунок 3.7);  
 С % НКПР ПВС – процент концентрации в процентах от НКПР на ПК;  
 H – высота расположения ПК

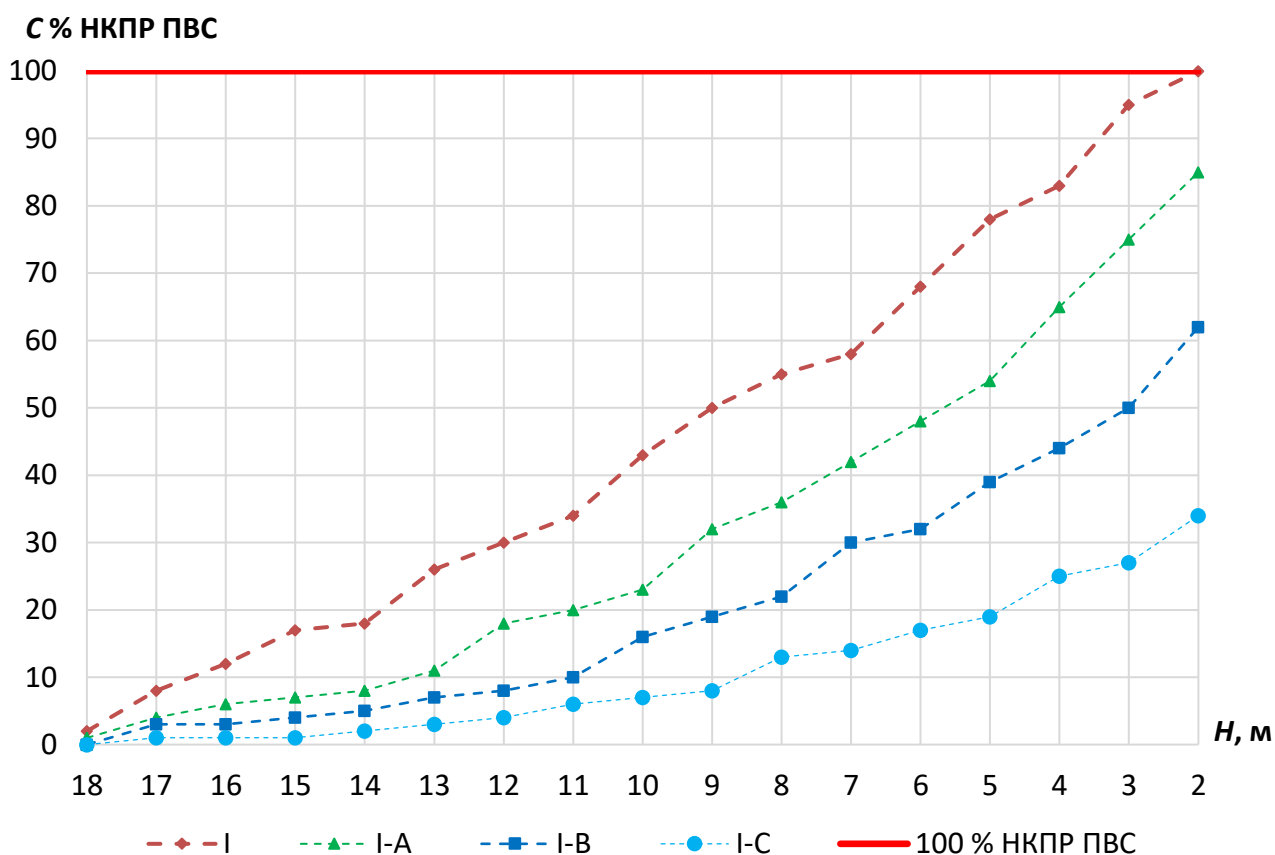


Рисунок 3.10 – Изменение концентрации ПВС по позициям I, IA, IB, IC на стенке резервуара в зависимости от уровня ПК:

I – концентрации ПВС по краю уплотняющего затвора; IA – концентрации ПВС на полу ПК между уплотняющим затвором и пенобарьером; IB – концентрации ПВС на стенке резервуара в 1 м от ПК; IC – концентрации ПВС на стенке резервуара в 2 м от ПК (см. рисунок 3.8)

Таблица 3.1 – Концентрации паров ПВС в установленных местах замера над ПК РВСПК-65000 м<sup>3</sup> при откачке нефти

№ п/п	Высота размещения ПК, м	Средняя концентрация ПВС в % от НКПР							
		I	II	III	IV	V	I-A	I-B	I-C
1	18	2	1	1	1	1	1	0	0
2	17	8	6	5	6	2	4	3	1
3	16	12	7	8	9	3	6	3	1
4	15	17	14	11	13	5	7	4	1
5	14	18	18	17	19	6	8	5	2
6	13	26	22	23	24	8	11	7	3

Продолжение таблицы 3.1

№ п/п	Высота размещения ПК, м	Средняя концентрация ПВС в % от НКПР							
		I	II	III	IV	V	I-A	I-B	I-C
7	12	30	29	30	31	10	18	8	4
8	11	34	36	35	37	11	20	10	6
9	10	43	42	41	44	12	23	16	7
10	9	50	52	50	51	14	32	19	8
11	8	55	56	57	60	16	36	22	13
12	7	58	61	64	65	17	42	30	14
13	6	68	70	71	67	18	48	32	17
14	5	78	76	78	74	20	54	39	19
15	4	83	81	84	82	21	65	44	25
16	3	95	91	90	92	23	75	50	27
17	2	100	100	100	100	25	85	62	34

*Примечание:* скорость ветра от 2 до 3 м/с; температура окружающей среды от 20 до 34 °С; НКПР паров нефти из месторождения «Белый Тигр» 5 % (об.) [121]

Из рисунков 3.9 и 3.10 следует, что по мере откачки нефти из резервуара концентрация ПВС постепенно возрастала в местах замеров и достигла НКПР в пространстве между стенкой и пенобарьером, когда ПК опустилась на опорные стойки, т. е. до нижнего, минимального уровня откачки нефти. Чем ниже расположение ПК, тем выше концентрация ПВС над поверхностью ПК.

Таким образом установлено, что взрывопожароопасная смесь с концентрацией, достигающей НКПР, образуется при откачке нефти из РВСПК над уплотняющим затвором в пространстве между стенкой резервуара и пенным барьером при нахождении плавающей крыши на опорных стойках (позиция I на рисунке 3.11).

Для снижения ВОК ПВС СУВС над ПК до безопасных значений, в процессе откачки нефти при пожаре соседнего резервуара, в качестве защитной меры предлагается использовать систему охлаждения и автоматического пожаротушения в пространстве между стенкой резервуара и пенобарьером ПК, работа которой позволит снизить ВОК до безопасных значений.

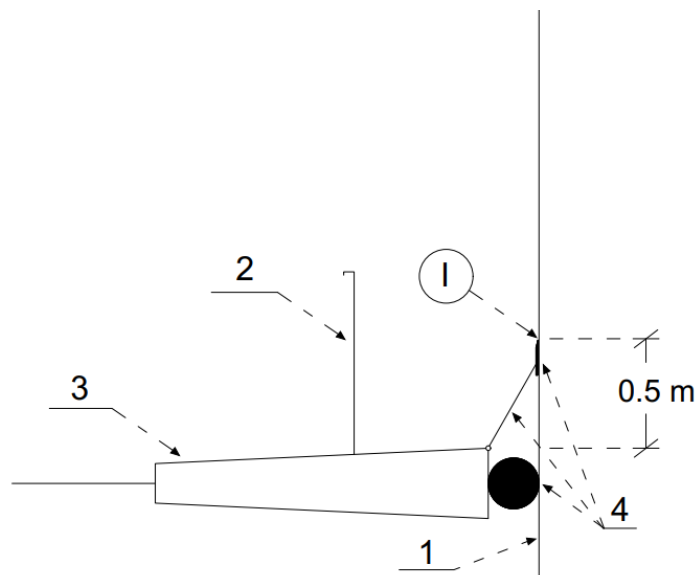


Рисунок 3.11 – Место фиксации максимальных значений ПВС в ПЭУ:  
 1 – стенка резервуара; 2 – пенобарьер; 3 – ПК; 4 – уплотняющий затвор;  
 положение I – край уплотняющего затвора

Создание слоя пены в пространстве между уплотняющим затвором плавающей кровли и пенобарьером ограничит процесс испарения легких фракций, снизит потери от испарения, предотвратит контакт горючего вещества с источником зажигания, а значит – снизит взрывопожароопасность технологического процесса откачки нефти из резервуара. Поэтому дальнейшими направлениями исследований могут быть определение интенсивности тепловых потоков при нижнем расположении ПК, обоснование расходов и интенсивностей подачи пены и воды в зону уплотняющего затвора и др.

### 3.1.3 Результаты сравнения экспериментальных и расчётных данных

В результате обработки экспериментальных данных, представленных в таблице 3.1, получены эмпирические зависимости для определения изменения концентрации ПВС при уменьшении высоты расположения ПК при откачке:

$$C_{\% \text{ НКПР-I}} = 0,17(H_{\text{max}} - H_{\text{взл}})^2 + 3,47(H_{\text{max}} - H_{\text{взл}}) + 2; \quad (3.1)$$

$$C_{\% \text{ НКПР-IA}} = 0,26(H_{\text{max}} - H_{\text{взл}})^2 + 0,91(H_{\text{max}} - H_{\text{взл}}) + 1; \quad (3.2)$$

$$C_{\% \text{ НКПР-IB}} = 0,25(H_{\text{max}} - H_{\text{взл}})^2 - 0,3(H_{\text{max}} - H_{\text{взл}}) + 0,7; \quad (3.3)$$

$$C_{\% \text{ НКПР-IC}} = 0,14(H_{\text{max}} - H_{\text{взл}})^2 - 0,25(H_{\text{max}} - H_{\text{взл}}) + 0,4; \quad (3.4)$$

где  $C_{\% \text{ НКПР-I}}$  – процент концентрации ПВС по краю уплотняющего затвора при откачке (см. рисунок 3.8);

$C_{\% \text{ НКПР-IA}}$  – процент концентрации ПВС на стенке резервуара в 1 м от ПК при откачке (см. рисунок 3.8);

$C_{\% \text{ НКПР-IB}}$  – процент концентрации ПВС на полу ПК между уплотняющим затвором и пенобарьером при откачке (см. рисунок 3.8);

$C_{\% \text{ НКПР-IC}}$  – процент концентрации ПВС при уменьшении высоты расположения ПК при откачке (на стенке резервуара в 2 м от ПК (см. рисунок 3.8));

$H_{\text{max}}$  – максимальный уровень разлива в начале откачки, м;

$H_{\text{взл}}$  – уровень разлива при откачке, м.

Сравнения экспериментальных данных и расчётных значений, полученных по формулам (3.1)–(3.4), представлены на рисунке 3.12.

Преобразуя формулы (3.1)–(3.4) с учётом времени откачки и средней скорости опускания ПК получаем формулы для определения изменения концентрации ПВС в местах замеров на ПК в зависимости от времени откачки:

$$C_{\% \text{ НКПР-I}} = 0,17(\bar{V} \cdot \tau)^2 + 3,47 \bar{V} \cdot \tau + 2; \quad (3.5)$$

$$C_{\% \text{ НКПР-IA}} = 0,26(\bar{V} \cdot \tau)^2 + 0,91 \bar{V} \cdot \tau + 1; \quad (3.6)$$

$$C_{\% \text{ НКПР-IB}} = 0,25(\bar{V} \cdot \tau)^2 - 0,3 \bar{V} \cdot \tau + 0,7; \quad (3.7)$$

$$C_{\% \text{ НКПР-IC}} = 0,14(\bar{V} \cdot \tau)^2 - 0,25 \bar{V} \cdot \tau + 0,4; \quad (3.8)$$

$$H_{\max} - H_{\text{взл}} = \bar{V} \cdot \tau, \quad (3.9)$$

где  $H_{\max}$  – максимальный уровень взлива в начале откачки, м;

$H_{\text{взл}}$  – уровень взлива при откачке, м;

$\bar{V}$  – средняя скорость опускания плавающей крыши, м/ч;

$\tau$  – время откачки, ч.

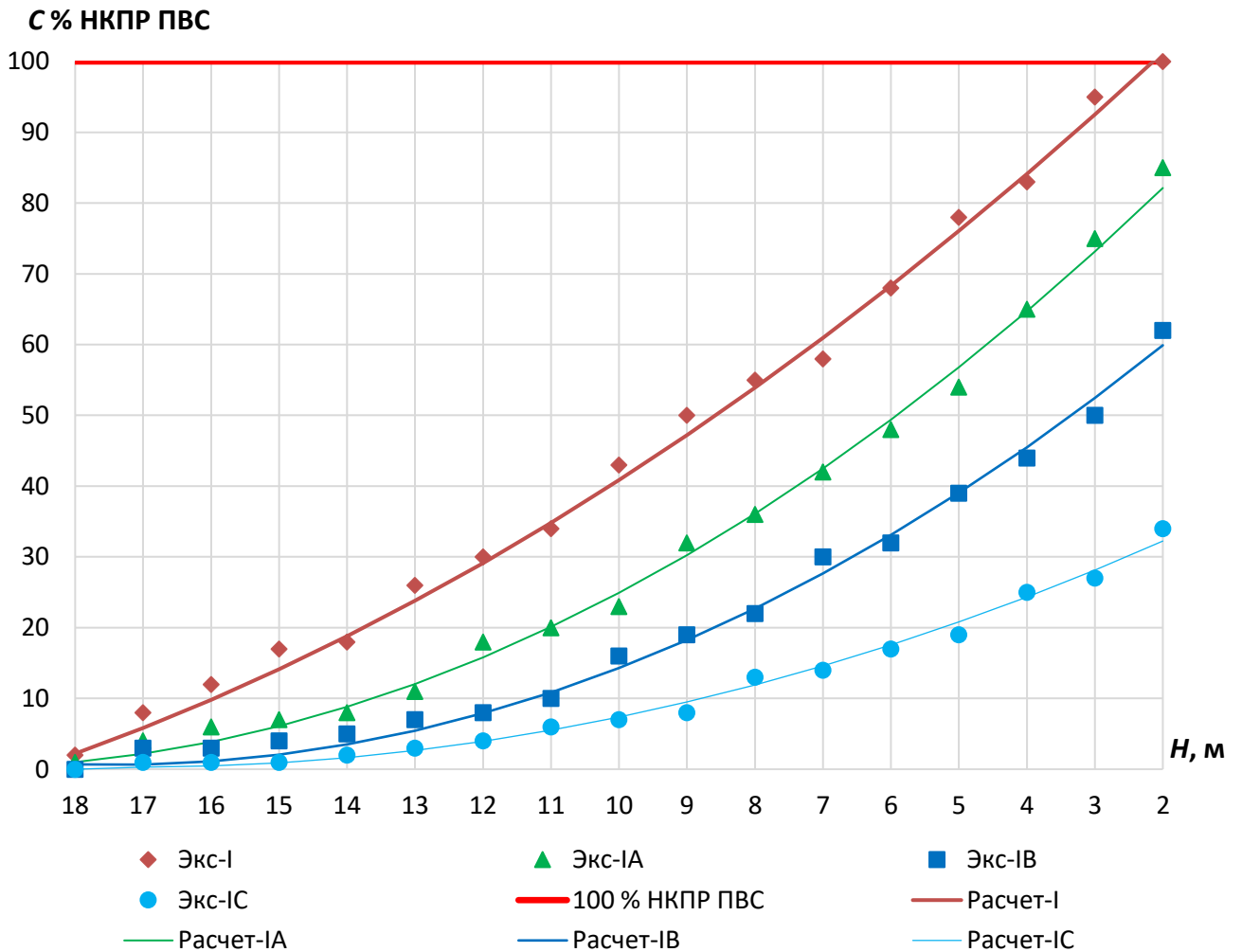


Рисунок 3.12 – Изменение концентрации ПВС при опускании ПК в процессе откачки: I – концентрации ПВС по краю уплотняющего затвора; IA – концентрации ПВС на стенке резервуара в 1 м от ПК; IB – концентрации ПВС на полу ПК между уплотняющим затвором и пенобарьером; IC – концентрации ПВС на стенке резервуара в 2 м от ПК



Результаты сравнительного анализа экспериментальных и расчётных данных показали удовлетворительную сходимость, следовательно, полученные формулы могут служить ориентиром для расчета концентрации паров нефти над ПК при перекачке сырой нефти из РВСПК различных объемов.

### 3.2 Теоретическое исследование распространения опасных факторов пожара на соседний с горящим резервуар

Параметры, способствующие распространению ОФП от горящего резервуара на соседний негорящий резервуар, показаны на рисунке 3.13 [85], [104]–[107].

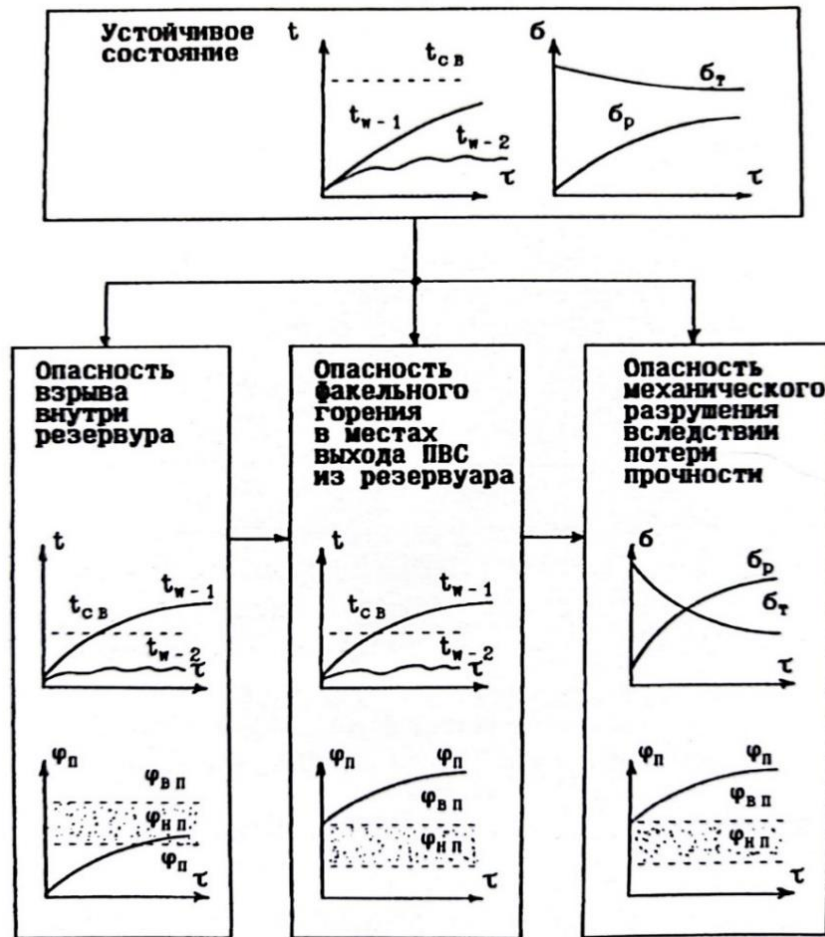


Рисунок 3.13 – Параметры, способствующие распространению ОФП от горящего резервуара на соседний, негорящий резервуар [104]

Перечислим основные условия, которые способствуют поддержанию устойчивого состояния резервуара с ЛВЖ при пожаре соседнего резервуара [85]:

- текущая температура стенки ( $t_w$ ) меньше температуры самовоспламенения паров хранимой ЛВЖ ( $t_{св}$ );
- рабочие напряжения в стенке резервуара ( $\sigma_p$ ) меньше критических значений предела прочности ( $\sigma_{пч}$ ).

Взрыву паров СУВС в ПВП резервуара с ЛВЖ способствуют условия, когда:

- текущая температура стенки ( $t_w$ ) равна или больше температуры самовоспламенения ( $t_{св}$ );
- концентрация паров ЛВЖ в паровоздушном пространстве резервуара ( $\varphi_p$ ) достигает взрывоопасных значений равных или больших ( $\varphi_{НКПР}$ ).

Рассмотрим устойчивость технологических систем к воздействию ОФП. Одним из источников зажигания может являться горение паров ЛВЖ у дыхательного клапана резервуара. Факельное горение паров у дыхательного клапана резервуара возникает, когда:

- температура конструкции резервуара ( $t_w$ ) равна или больше температуры самовоспламенения ( $t_{св}$ );
- концентрация паров ( $\varphi_p$ ) в паровом пространстве резервуара при указанной температуре выше НКПР [103].

Разрушение резервуара с ЛВЖ из-за потери прочности возможно при условии, что рабочие напряжения  $\sigma_p$  в конструкциях резервуара превышают нормативный предел прочности  $\sigma_{пч}$  от действия избыточного давления паров во внутреннем пространстве резервуара, например при интенсивном кипении ЛВЖ [108].

Специалистами Академии ГПС МЧС России разработан метод расчета опасности распространения пожара от горящего резервуара на расположенный рядом резервуар с ЛВЖ [85, 104], который использовался для прогнозирования распространения пожара между рассматриваемыми в работе РВСПК-65000 м<sup>3</sup>.

### 3.3 Расчет параметров, характеризующих процесс распространения пожара на резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей объемом 65000 м<sup>3</sup> с нефтью от соседнего горящего резервуара

Исходные данные для расчёта:

– технические характеристики РВСПК-65000 м<sup>3</sup>: диаметр,  $d_p = 69$  м; высота,  $h_p = 22,4$  м; толщина стенки верхнего пояса,  $\delta_w = 0,01$  м; расстояние между резервуарами,  $l_p = 34$  м; максимальная высота разлива нефти,  $h_{ж} = 18$  м;

– основные показатели пожарной опасности нефти из месторождения «Белый Тигр» в СРВ: массовая скорость выгорания,  $m_{\text{выг}} = 4,5 \cdot 10^{-2}$  кг/(м<sup>2</sup>·с); плотность,  $\rho_{ж} = 830$  кг/м<sup>3</sup>; температура окружающей среды,  $t_f = 24$  °С; температура нефти,  $t_{ж} = 24$  °С; температура вспышки нефти от 110 до 125 °С; температура воспламенения,  $t_b = 143$  °С; температура самовоспламенения,  $t_{св} = 225$  °С [39], [113].

#### 3.3.1 Расчет параметров факела пламени

Среднеповерхностная плотность излучения,  $q_\phi$ , Вт/м<sup>2</sup> [85]:

$$\begin{aligned} q_\phi &= (335 + 7112/d_p)m_{\text{выг}} \cdot 10^3 = \\ &= (335 + 7112/69)4,5 \cdot 10^{-2} \cdot 10^3 = 19713 \text{ Вт/м}^2. \end{aligned} \quad (3.10)$$

Высота факела пламени,  $h_\phi$ , м:

$$h_\phi = 42d_p \left( \frac{m_{\text{выг}}}{\rho_{\text{в}} \sqrt{gd_p}} \right)^{0,61} = 42 \cdot 69 \left( \frac{4,5 \cdot 10^{-2}}{1,2 \sqrt{9,81 \cdot 69}} \right)^{0,61} = 53,6 \text{ м}. \quad (3.11)$$

где  $\rho_{\text{в}}$  – плотность окружающего воздуха, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения.

### 3.3.2 Температура на участке обогреваемой пожаром стенки резервуара

Для оценки влияния теплового потока от факела пламени на элемент обогреваемой пожаром стенки резервуара принимаем, что элементом обогреваемой пожаром стенки резервуара будет участок стенки, расположенный по нормали к факелу пламени.

Для элементарной площадки соседнего резервуара определяем коэффициент облученности  $\varphi_n$ . Для этого разработана схема определения температуры элемента конструкции РВСПК, расположенного рядом с горящим (рисунок 3.14).

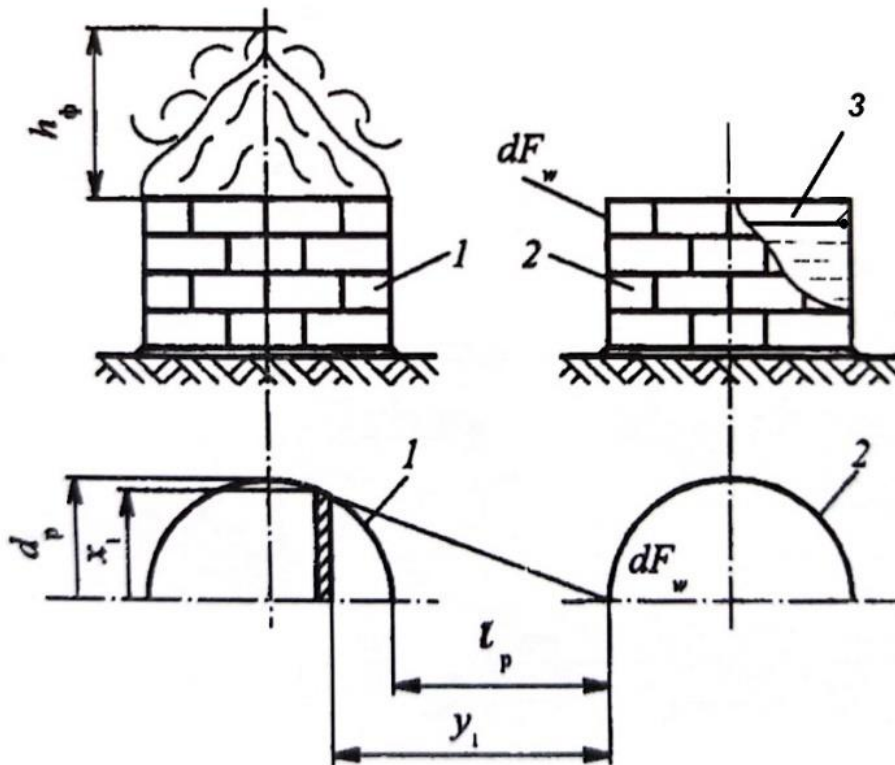


Рисунок 3.14 – Расчетная схема определения температуры элемента конструкции РВСПК, расположенного рядом с горящим РВСПК:

$1$  – горящий РВСПК;  $2$  – соседний РВСПК;  $3$  – плавающая крыша;  
 $dF_w$  – элемент конструкции резервуара, расположенный по нормали к основанию факела пламени;  $l_p$  – расстояние между резервуарами;  $y_1$  – расчетное расстояние между пламенем и элементарной площадкой с учетом фактора видимости;  
 $x_1$  – расчетная ширина пламени с учётом фактора видимости

Расчеты проводим по показанной на рисунке 3.14 расчетной схеме по алгоритму [85]:

$$x_1 = \frac{2d_p\sqrt{l_p(l_p+d_p)}}{d_p+2l_p} = \frac{2 \cdot 69 \cdot \sqrt{34(34+69)}}{69+2 \cdot 34} = 59,6 \text{ м.} \quad (3.12)$$

$$y_1 = \sqrt{l_p(l_p + d_p) - (0,5x_1)^2} = \sqrt{34(34 + 69) - (0,5 \cdot 59,6)^2} = 51,1 \text{ м.} \quad (3.13)$$

$$B_1 = x_1/2y_1 = 59,6/2 \cdot 51,1 = 0,58. \quad (3.14)$$

$$C_1 = h_\phi/y_1 = 53,6/51,1 = 1,05. \quad (3.15)$$

$$\begin{aligned} \varphi_H &= \frac{1}{\pi} \left( \frac{B_1}{\sqrt{1+B_1^2}} \arcsin \frac{C_1}{\sqrt{1+B_1^2+C_1^2}} + \frac{C_1}{\sqrt{1+C_1^2}} \arcsin \frac{B_1}{\sqrt{1+B_1^2+C_1^2}} \right) = \\ &= \frac{1}{3,14} \left( \frac{0,58}{\sqrt{1+0,58^2}} \arcsin \frac{1,05}{\sqrt{1+0,58^2+1,05^2}} + \frac{1,05}{\sqrt{1+1,05^2}} \arcsin \frac{0,58}{\sqrt{1+0,58^2+1,05^2}} \right) = 0,21. \end{aligned} \quad (3.16)$$

Плотность теплового потока от горящего резервуара, падающего на элемент обогреваемой пожаром стенки негорящего резервуара, расположенный по нормали к основанию факела пламени, определяем по выражению [85]:

$$q_w = q_\phi \varphi_H = 19713 \cdot 0,21 = 4140 \text{ Вт/м}^2. \quad (3.17)$$

где  $q_\phi$  – среднеповерхностная плотность излучения, Вт/м<sup>2</sup>;

$\varphi_H$  – коэффициент облученности.

### 3.3.3 Нагрев элемента конструкции резервуара вертикального стального с плавающей крышей до температуры самовоспламенения

Максимальная температура нагреваемого тепловым потоком элемента конструкции резервуара,  $t_{w-max}$ , °C [110]:

$$\begin{aligned} t_{w-max} &= \sqrt{4900 + 6,8q_w} - 70 + t_f = \\ &= \sqrt{4900 + 6,8 \cdot 4140} - 70 + 24 = 136 \text{ °C}. \end{aligned} \quad (3.18)$$

где  $q_w$  – плотность теплового потока от горящего резервуара, Вт/м<sup>2</sup>;  
 $t_f$  – Температура окружающей среды, °C.

Так как условие

$$t_{w-max} \leq 0,8 t_{CB} = 0,8 \cdot 225 = 180 \text{ °C}, \quad (3.19)$$

где  $t_{CB}$  – температуры самовоспламенения, °C,  
выполняется, то считаем, что резервуар находится в устойчивом состоянии.

Для полной оценки продолжаем рассматривать критическую температуру слоя нефти на поверхности плавающей крыши.

Вычисляем коэффициент теплоотдачи  $\alpha$ :

$$\alpha = \frac{0,95q_w}{2(t_{w-max}-t_f)} = \frac{0,95 \cdot 4140}{2(136-24)} = 17,56 \text{ Вт/(м}^2\cdot\text{К)}. \quad (3.20)$$

Тогда температура элемента конструкции через 60 с облучения,  $t_w$ [111]:

$$\begin{aligned} t_w &= \frac{0,95q_w}{2\alpha} \left[ 1 - \exp\left(-\frac{1,28\alpha\tau}{c_w\rho_w\delta_w}\right) \right] + t_f = \\ &= \frac{0,95 \cdot 4140}{2 \cdot 17,56} \left[ 1 - \exp\left(-\frac{1,28 \cdot 17,56 \cdot 60}{500 \cdot 7800 \cdot 0,01}\right) \right] + 24 = 28 \text{ °C}, \end{aligned} \quad (3.21)$$

где  $c_w$  – удельная теплоемкость материала конструкции, Дж/(кг·К) (для стали  $c_w = 500$  Дж/(кг·К));

$\rho_w$  – плотность материала конструкции, кг/м<sup>3</sup> (для стали  $\rho_w = 7800$  кг/м<sup>3</sup>);

$\delta_w$  – толщина стенки резервуара, м.

Величины, полученные в результате расчетов, сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Зависимость продолжительности теплового воздействия пожара на стенку резервуара, расположенного рядом с горящим резервуаром

Температура, °С	Продолжительность теплового воздействия, мин												
	0	1	3	5	10	15	20	60	120	180	240	300	360
Стенка резервуара	24	28	35	42	57	69	80	122	134	136	136	136	136

### 3.3.4 Количество тепла, нагревающего поверхностный слой легковоспламеняющейся жидкости

Последовательность определения количества тепла, передаваемого поверхности ЛВЖ всплывающим теплым слоем нагреваемым теплообменом от облучаемой стенки, контактирующей с ЛВЖ, зависит от величин, участвующих в расчете коэффициента облученности (рисунок 3.15) [111].

На основе метода анализа пожарной опасности технологических процессов, используемого при оценке величин пожарных рисков [106], получаем:

$$x_2 = \frac{d_p \sqrt{l_p(l_p + 2d_p)}}{l_p + d_p} = \frac{69 \sqrt{34(34 + 2 \cdot 69)}}{34 + 69} = 51,23 \text{ м.} \quad (3.22)$$

$$y_2 = \frac{l_p(l_p + 2d_p)}{l_p + d_p} = \frac{34(34 + 2 \cdot 69)}{34 + 69} = 56,78 \text{ м.} \quad (3.23)$$

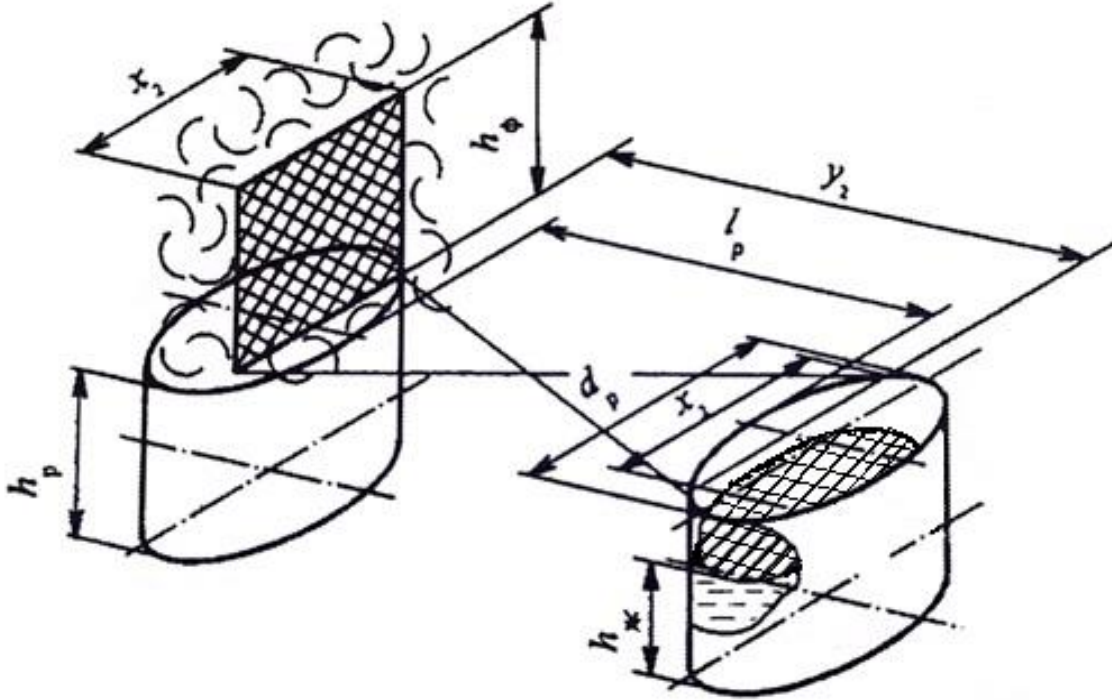


Рисунок 3.15 – Расчетная схема определения количества тепла, передаваемого поверхности ЛВЖ всплывающим теплым слоем:  
 $h_p$  – высота РВСПК;  $h_{ж}$  – уровень взлива ЛВЖ;  $d_p$  – диаметр РВСПК;  $l_p$  – расстояние между РВСПК;  $h_{ф}$  – высота факела;  $y_2$  – расчетное расстояние между пламенем и облучаемой площадкой с учетом фактора видимости;  $x_2$  – расчетная ширина с учетом фактора видимости

Далее оценим коэффициент облученности для облучаемой пожаром элементарной площадки стенки, контактирующей с ЛВЖ [111]:

$$\begin{aligned} \varphi_1 &= \varphi_H \exp \left[ 6,88 \left( \frac{0,5h_{ж}}{h_p} - 1 \right) \exp(-2,44y_2/x_2) \right] = \\ &= 0,21 \exp \left[ 6,88 \left( \frac{0,5 \cdot 18}{22,4} - 1 \right) \exp(-2,44 \cdot 56,78/51,23) \right] = 0,159. \end{aligned} \quad (3.24)$$

Площадь стенки резервуара облучаемой пожаром, ограниченной уровнем ЛВЖ, составит:

$$f_1 = x_2 \cdot h_{ж} = 51,23 \cdot 18 = 922,14 \text{ м}^2. \quad (3.25)$$



Тогда количество тепла, выносимое на поверхность вдоль нагретой стенки пограничным всплывающим нагретым слоем ЛВЖ, будет равно:

$$Q_1 = 0,86 q_{\phi} \varphi_1 f_1 = 0,86 \cdot 19713 \cdot 0,159 \cdot 922,14 = 2485679,66 \text{ Вт.} \quad (3.26)$$

Последовательность определения количества тепла, получаемого поверхностным слоем ЛВЖ от теплообмена с облучаемой стенкой, ограниченной газовым пространством:

– коэффициент облученности для элементарной площадки облучаемой стенки, ограниченной газовым пространством резервуара [111]:

$$\begin{aligned} \varphi_2 &= \varphi_n \exp \left[ 3,44 \left( \frac{h_{ж}}{h_p} - 1 \right) \exp (-2,44 y_2 / x_2) \right] = \\ &= 0,21 \exp \left[ 3,44 \left( \frac{18}{22,4} - 1 \right) \exp (-2,44 \cdot 56,78 / 51,23) \right] = 0,2; \end{aligned} \quad (3.27)$$

– площадь облучаемой стенки резервуара, ограниченной газовым пространством [111]:

$$f_2 = x_2 (h_p - h_{ж}) = 51,23 (22,4 - 18) = 225,412 \text{ м}^2, \quad (3.28)$$

– количество тепла, получаемое поверхностным слоем ЛВЖ от теплообмена с облучаемой стенкой [85]:

$$Q_2 = 0,47 q_{\phi} \varphi_2 f_2 = 0,47 \cdot 19713 \cdot 0,2 \cdot 225,412 = 417693,4 \text{ Вт.} \quad (3.29)$$

Порядок определения количества тепла, получаемого от поверхностного слоя ЛВЖ в результате теплообмена с крышей резервуара [85], проводим следующим образом:

– величины вспомогательных коэффициентов  $B_2$  и  $C_2$ , необходимые для расчета коэффициента облученности:

$$B_2 = \frac{y_2 + d_p + l_p}{x_2} = \frac{56,78 + 69 + 34}{51,23} = 3,12; \quad (3.30)$$

$$C_2 = \frac{2h_\phi}{x_2} = \frac{2 \cdot 53,6}{51,23} = 2,09; \quad (3.31)$$

– с учетом полученных коэффициентов  $B_2$  и  $C_2$  рассчитываем коэффициент облученности элементарной площадки ПК резервуара [85]:

$$\begin{aligned} \varphi_3 &= \frac{1}{\pi} \left( \arcsin \frac{1}{\sqrt{1+B_2^2}} - \frac{1}{\sqrt{1+C_2^2}} \arcsin \frac{1}{\sqrt{1+C_2^2}} \right) = \\ &= \frac{1}{3,14} \left( \arcsin \frac{1}{\sqrt{1+3,12^2}} - \frac{1}{\sqrt{1+2,09^2}} \arcsin \frac{1}{\sqrt{1+2,09^2}} \right) = 0,037; \end{aligned} \quad (3.32)$$

– площадь ПК, равной площади поверхности зеркала ЛВЖ [104]:

$$f_3 = f_{\text{ж}} = \frac{\pi d_p^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 69^2}{4} = 3737,385 \text{ м}^2. \quad (3.33)$$

Тогда количество тепла, поступающего на поверхность ЛВЖ в результате теплообмена от нагреваемой пожаром крыши [104], составит:

$$Q_3 = 0,28 q_\phi \varphi_3 f_3 = 0,28 \cdot 19713 \cdot 0,037 \cdot 3737,385 = 763273,73 \text{ Вт}. \quad (3.34)$$

Расчет температуры на поверхности ЛВЖ через 60 с облучения [85]:

$$\begin{aligned} t_{\text{п.сл}} &= \frac{Q_1 + Q_2 + Q_3}{\alpha_{\text{пр}} f_3} \left[ 1 - \exp \left( - \frac{\alpha_{\text{пр}} \tau}{c_{\text{п}} \rho_{\text{п}} (h_{\text{п}} - h_{\text{ж}}) + c_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} \delta_{\text{ж}}} \right) \right] + t_{\text{ж}} = \\ &= \frac{2485679,66 + 417693,4 + 763273,73}{33,6 \cdot 3737,385} \left[ 1 - \exp \left( - \frac{33,6 \cdot 60}{1010 \cdot 1,21(22,4 - 18) + 2000 \cdot 830 \cdot 0,053} \right) \right] + 24 = \\ &= 24,6 \text{ }^\circ\text{C}. \end{aligned} \quad (3.35)$$

Результаты расчётов температуры на поверхности легковоспламеняющейся жидкости приведены в таблице 3.3 и показаны на рисунке 3.16.

Таблица 3.3 – Результаты расчета температур на стенке и на поверхности ПК в соседнем с горящим резервуаре в зависимости от времени теплового воздействия пожара

Температура, °С	Время теплового воздействия, мин												
	0	1	3	5	10	15	20	60	120	180	240	300	360
Стенка резервуара	24	28	35	42	57	69	80	122	134	136	136	136	136
Поверхность плавающей крыши	24	24,6	25,8	27	29,7	32,1	34,2	45,2	51	52	53	53,2	53,2

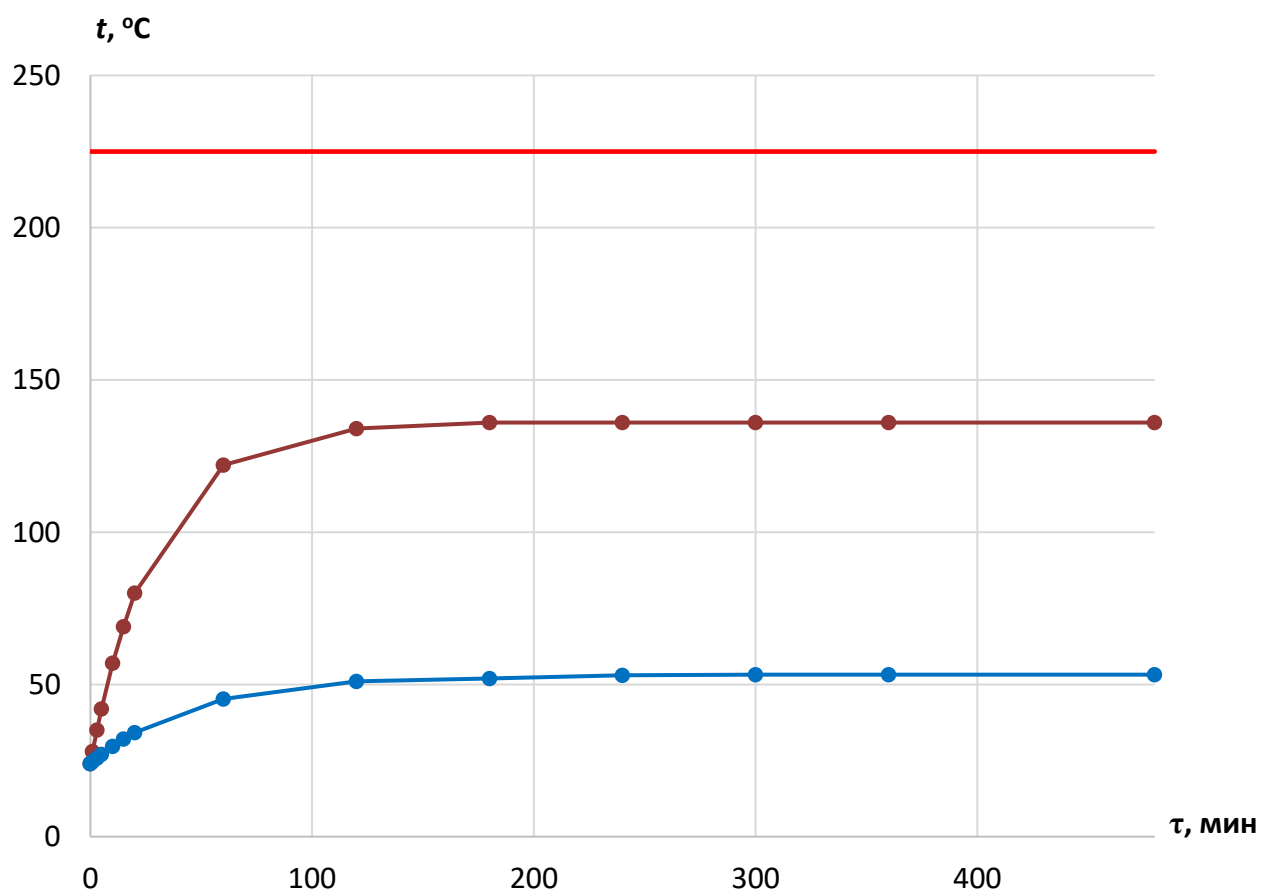


Рисунок 3.16 – Изменение температуры на стенке и на поверхности ПК в соседнем с горящим резервуаре в зависимости от времени теплового воздействия пожара

— температура стенки резервуара; — температура плавающей крыши;  
 — температура самовоспламенения нефти

В ходе натурного эксперимента установлено, что время экстренной откачки нефти из РВСПК-65000 м<sup>3</sup> составило 13 ч 55 мин. Сравнивая расчетные и экспериментальные данные можно видеть, что температуры на стенке резервуара и на ПК со стороны горящего резервуара через 3 ч воздействия пожара составят соответственно 136 и 53,2 °С, то есть не превысят температуру самовоспламенения нефти месторождения «Белый Тигр» равную 225 °С [39], [113].

### **Выводы по третьей главе**

1. Изучен процесс формирования опасных концентраций паровоздушных смесей над ПК при нормальной работе. Рассмотрены теоретические особенности формирования паровоздушной взрывоопасной среды над ПК. Проведено экспериментальное исследование паровоздушной взрывоопасной среды над ПК внутри РВСПК-65000 м<sup>3</sup>. Получены расчетные формулы для определения взрывоопасных концентраций в резервуарах других вместимостей.

2. Теоретически исследован процесс развития пожара от горящего на соседний резервуар с нефтью.

3. Определены параметры, влияющие на переход пожара на соседний с горящим резервуар с ЛВЖ.

4. Расчетным путем получены: температурные показатели и геометрические размеры факела пламени пожара; температуры участка стенки и плавающей крыши резервуара, нагреваемых пожаром соседнего резервуара; плотность теплового потока факела пламени от горящего резервуара, падающего на элементы конструкции соседнего резервуара; время достижения температуры самовоспламенения нагреваемыми элементами конструкции негорящего резервуара; величины температур и количества тепла, подводимых к поверхности ПК РВСПК, от горящего резервуара.

## Глава 4 МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ПОТОКОВ ОТ ГОРЯЩЕГО РЕЗЕРВУАРА ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СКОРОСТЯХ ВЕТРА

### 4.1 Метод численного моделирования

#### 4.1.1 Описание модели численного моделирования

Для моделирования динамики пожара использовалось программное обеспечение (далее – ПО) *FDS (Fire Dynamics Simulator*, версия 6.7.6) Института исследований пожаров в зданиях Американского института стандартов и технологий, разработанное на основе моделей горения, моделей гидродинамики, моделей теплового излучения с использованием уравнений сохранения массы, импульса и энергии, имеющееся на кафедре информационных технологий ИПБ МОБ Вьетнама. Численный метод используется для решения системы уравнений *N-S*, описывающих низкоскоростной тепловой поток. Этот метод пригоден для моделирования процесса развития и распространения пожара.

Рассмотрим модель турбулентности. Программное обеспечение *FDS* использует для расчета турбулентное моделирование пожара. Турбулентное моделирование разработано для исследования турбулентных потоков [115]–[119]. Основная идея его состоит в выборе ширины фильтра между крупномасштабной и мелкомасштабной структурами полей потока для получения основного уравнения посредством разделения крупномасштабных и мелкомасштабных переменных. Точность результатов турбулентного моделирования достаточно высока, учитывая соответствующие расчетные сетки. Характеристики турбулентного моделирования показывают, что в результате моделирования возможно получение данных, характеризующих физическое реальное поле потока.

Рассмотрим модель горения. В ПО *FDS* модель турбулентного горения можно разделить на модель горения многокомпонентного вещества и модель конечной скорости прохождения химической реакции. В сценарии моделирования пожара, в котором учитывается тепловое воздействие пожара, модель горения многокомпонентного вещества может удовлетворить требованиям общего решения. При необходимости учета концентраций дыма,  $\text{CO}_2$  и  $\text{CO}$ , образующихся при пожаре, в моделировании можно ввести модель конечной химической реакции.

Рассмотрим модель теплового излучения. Для расчета теплового излучения в ПО моделирования динамики пожара используется метод конечных объемов, усовершенствованный уравнением пропускания излучения нерассеянного газа серого тела. В уравнении для определения теплового излучения длина волны непосредственно связана с интенсивностью теплового излучения, а метод решения аналогичен методу конечных объемов.

#### **4.1.2 Математическое моделирование пожара в резервуаре с сырой нефтью**

Рассмотрим высоту пламени в резервуаре – это высота верхней части столбчатого тела, состоящего из жирных и люминесцентных углеродных частиц, которые можно наблюдать с помощью фотографии или невооруженным глазом. Влияние ветровых нагрузок рассчитывается по модели Томаса [140], а при штиле – по уравнению Хескестада [141]. Обратим внимание на угол наклона пламени. Пламя будет иметь определенный угол наклона под действием силового поля. Некоторые исследователи использовали линию, соединяющую вершину пламени и среднюю точку основания, чтобы визуальным образом указать угол наклона пламени, показывающий круговое движение [142]. Соответственно, при пожаре резервуара для хранения сырой нефти, угол между осевой линией шлейфа нефтяного резервуара и вертикальной осью считается углом наклона пламени при горении нефтяного резервуара в условиях бокового ветра.

### 4.1.3 Численное моделирование

Рассмотрим геометрическую модель РВСПК-65000 м<sup>3</sup> для хранения сырой нефти во Вьетнаме, диаметром 69 м и высотой 22,4 м. Расстояние между двумя однотипными резервуарами для хранения сырой нефти составляет 34 м. Поскольку цилиндрическая модель не может быть непосредственно применена в ПО *FDS*, то цилиндрический нефтяной резервуар аппроксимируется множеством кубовидных модулей (рисунки 4.1 и 4.2).

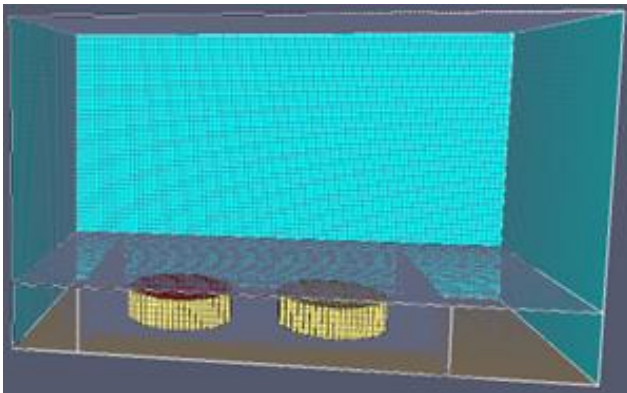


Рисунок 4.1 – Сетчатые модели в ПО *FDS*

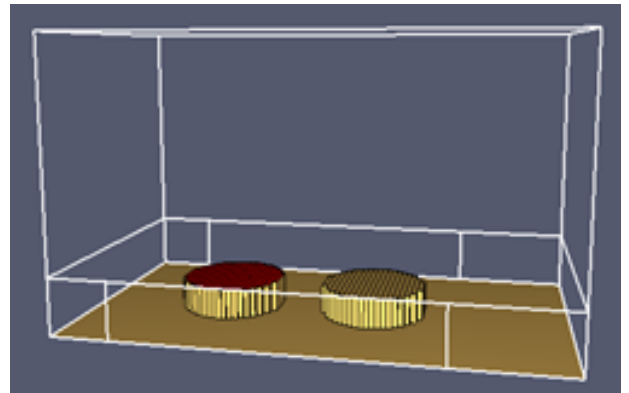


Рисунок 4.2 – Модель РВСПК-65000 м<sup>3</sup> с сырой нефтью в ПО *FDS*

Границы модулей влияют на результат и время расчета, поэтому выбранный при моделировании диапазон границ модулей расчета принимался равным 360×200×200 м.

Построение сетки конечных элементов. На основе геометрической модели, исходя из предпосылки обеспечения точности расчета, устанавливается структурированная многослойная сетка области расчета. Согласно принципу построения сетки в ПО *FDS*, ячейка с длиной, шириной и высотой 2 м, соответственно, может использоваться для оценки расстояния между двумя резервуарами. Для больших расстояний принимается ячейка с длиной, шириной и высотой 4 м, а общее количество ячеек составляет 370625.

Тепловые свойства сырой нефти были выбраны следующим образом: максимальная массовая скорость выгорания составляет  $0,045 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$ ; масса теплоты сгорания  $47500 \text{ Дж/г}$ ; теплопроводность  $0,15 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$ ; удельная теплоемкость составляла  $2,4 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$ ; массовая плотность  $830 \text{ кг}/\text{м}^3$  [39], [113].

#### 4.1.4 Настройка детектора теплового излучения

Поскольку геометрия резервуара и внешние граничные условия являются осесимметричными, естественные конвективные характеристики теплопередачи сырой нефти в резервуаре также симметричны. Поэтому определительной точкой считается полуцилиндр центральной секции резервуара (рисунок 4.3).

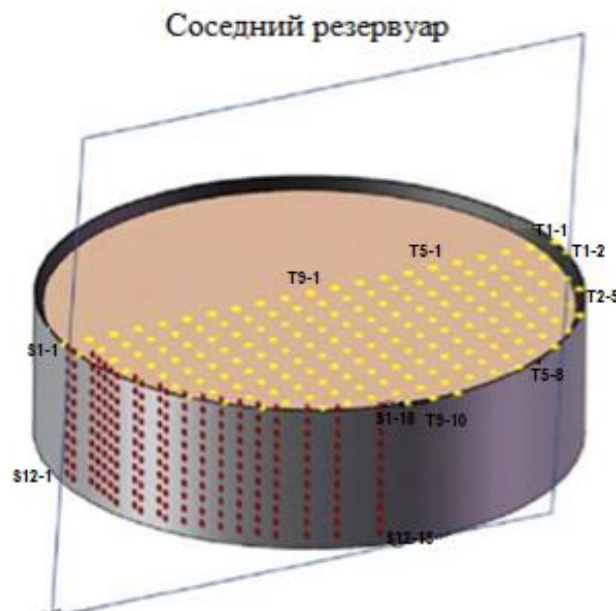


Рисунок 4.3 – Изображение детекторов теплового излучения

Определительные точки на верхней части резервуара нумеруются как  $T_{1-1}$ ,  $T_{1-2}$ ,  $T_{2-1}$ , ... , где  $T$  обозначает верхнюю поверхность резервуара, первое число представляет порядок строк, а второе число представляет порядок столбцов. Определительные точки на стенке резервуара нумеруются как  $S_{1-1}$ ,  $S_{1-2}$  ...  $S_{2-1}$ ,  $S_{2-2}$  ... ,



где  $S$  указывает сторону резервуара, первое число представляет порядок строк, а второе число представляет порядок колонок.

#### 4.1.5 Граничные условия ветра с разной скоростью

Адиабатические граничные условия выбираются для стенки резервуара и грунта. Согласно условиям расчета, открытые граничные условия используются вокруг расчетной области в безветренном состоянии. В условиях ветра, левая стена расчетной области выбирает скорость на входе для описания входящего ветра, а другие стены принимают условия открытой границы. С точки зрения характеристики скорости ветра она делится в соответствии со шкалой ветра, как показано в таблице 4.1. Скорость ветра уровней 0–6 установлена на 0; 1; 3,5; 6,5; 9; 16 и 19 м/с соответственно. Ветер дует с запада на восток.

Таблица 4.1 – Шкала ветра

Шкала ветра	Название ветра	Скорость ветра, м/с
0	Штиль	0,0~0,2
1	Тихий	0,3~3,3
2	Слабый	3,4~5,4
3	Умеренный	5,5~7,9
4	Свежий	8,0~13,8
5	Сильный	13,9~17,1
6	Очень сильный	17,2~20,7

## 4.2 Влияние скорости ветра на характеристики пламени

### 4.2.1 Форма пламени

При отсутствии ветра большой резервуар для хранения сырой нефти будет выделять большое количество тепла при пожаре. В процессе горения факел пламени

увеличится, но амплитуда не будет велика. На стадии стабильного горения участвует большое количество воздуха, образуя сильный пульсирующий грибовидный шлейф с длиной факела пламени 62,8 м и наклоном пламени 0 град. (рисунок 4.4).

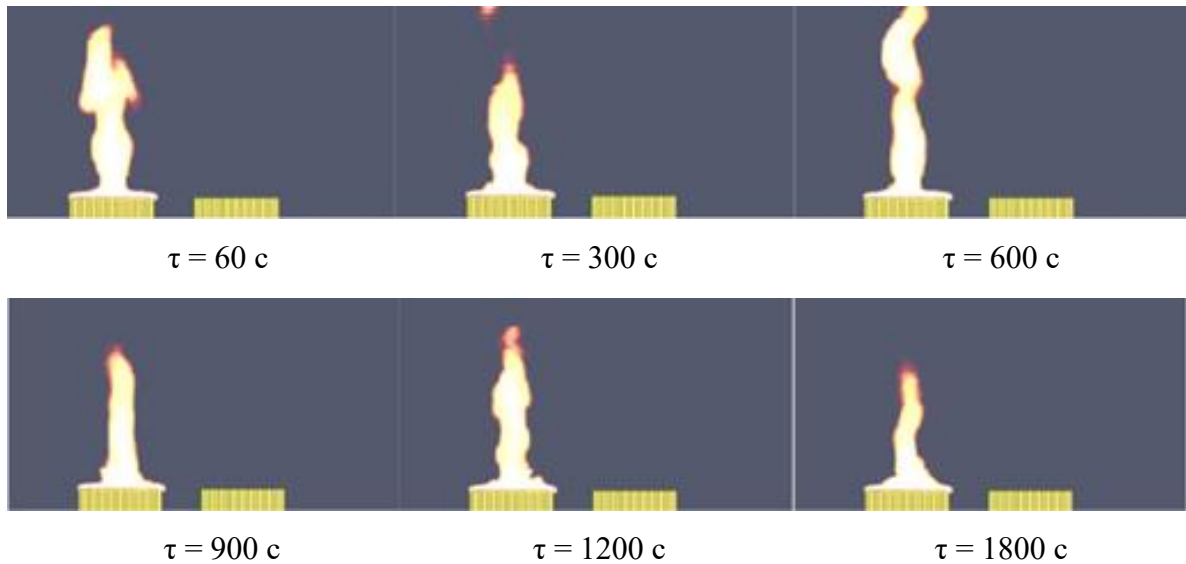


Рисунок 4.4 – Форма пламени в зависимости от времени  $\tau$  при отсутствии ветра

При ветре пламя и дым отклоняются в сторону негорящего резервуара, а с увеличением скорости ветра возрастает угол наклона пламени. При скорости ветра  $v = 0; 6,5; 9$  м/с углы наклона ( $\varphi$ , град.) соответственно составляют  $0; 47,38; 56,64$ . Когда скорость ветра достигает 9 м/с и более, пламя может стелиться параллельно земле (рисунок 4.5).

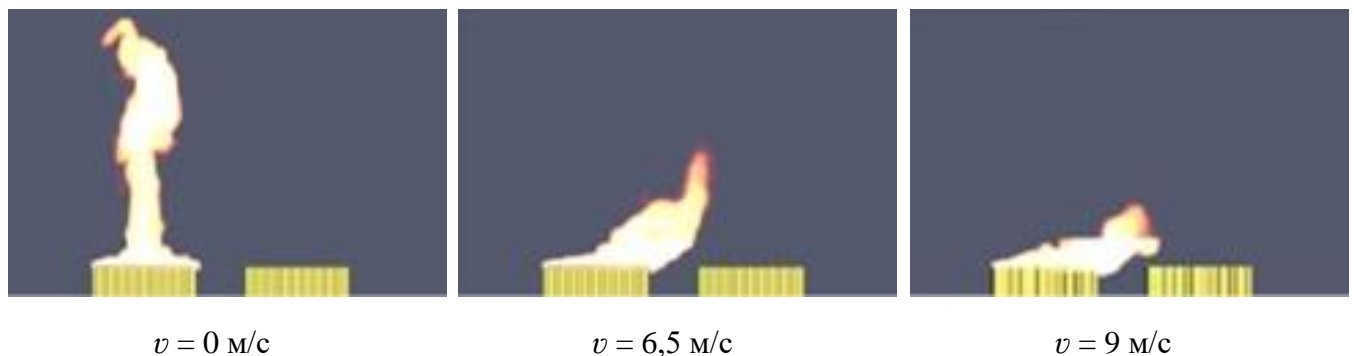


Рисунок 4.5 – Форма пламени при различных скоростях ветра  $v$  при  $\tau = 1800$  с

В соответствии с формой пламени при различных скоростях ветра была получена связь между скоростью ветра  $v$  и углом наклона пламени  $\varphi$  (рисунок 4.6).

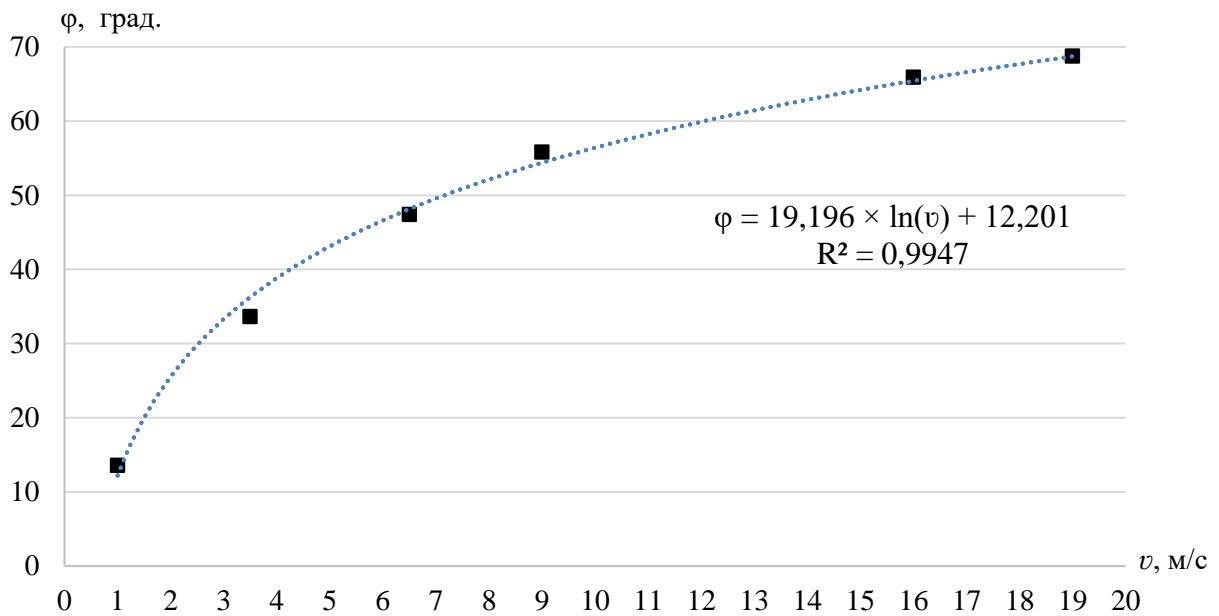


Рисунок 4.6 – Зависимость угла наклона пламени при разных скоростях ветра

#### 4.2.2 Распределение дыма

Сырая нефть состоит из множества углеводородов и имеет высокое содержание углерода. Следовательно, при пожаре образуется большое количество черного дыма, а затем дым покрывает всю поверхность нефтяного резервуара, в то время как над нефтяным резервуаром находится большое количество высокотемпературных частиц дыма, которые могут угрожать соседним резервуарам. На рисунке 4.7 показано распределение горячего дыма и пламени при различных скоростях ветра через 1800 с свободного горения по всей поверхности резервуара. Видно, что при отсутствии ветра пламя и дым в основном поднимаются вертикально вверх. Скорость ветра существенно изменяет угол наклона столба дыма и пламени, влияющего на соседний резервуар. Когда скорость ветра достигает 9 м/с и выше, дым пожара покрывает поверхность соседнего резервуара.

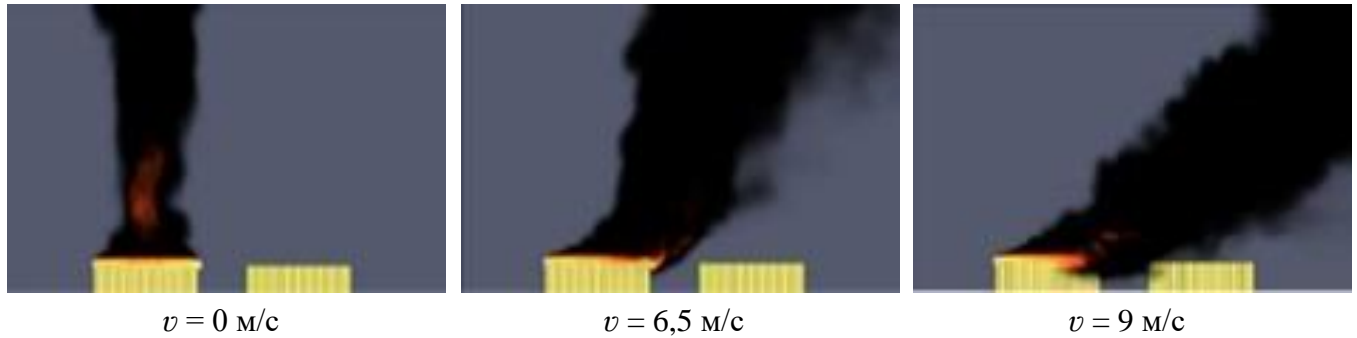


Рисунок 4.7 – Распределение дыма при различных скоростях ветра при  $\tau = 1800$  с

### 4.2.3 Распределение температуры

Когда резервуар для хранения сырой нефти загорается температура окружающей среды над резервуаром быстро повышается, температура от поверхности пламени к центру постепенно повышается и приземной слой воздуха втягивается вдоль этого направления.

Высокотемпературная область находится под пламенем и уменьшается с увеличением высоты пламени. По мере увеличения скорости ветра интенсивность конвективного теплообмена пламени увеличивается, в результате чего температура пламени снижается, а область высоких температур постепенно уменьшается.

Принимая в качестве примера температуру  $1000$  °С, площадь поперечного сечения области, где температура  $t$  составляет  $1000$  °С (красные области на рисунке 4.8), когда скорость ветра  $v$  составляет  $9$  м/с, значительно меньше, чем в условиях отсутствия ветра. Кроме этого, распределение температуры пламени смещается из-за ветра, и форма пламени также изменяется. Чем больше скорость ветра, тем больше отклонение в распределении температуры пламени и тем более очевидно изменение формы (рисунок 4.8).

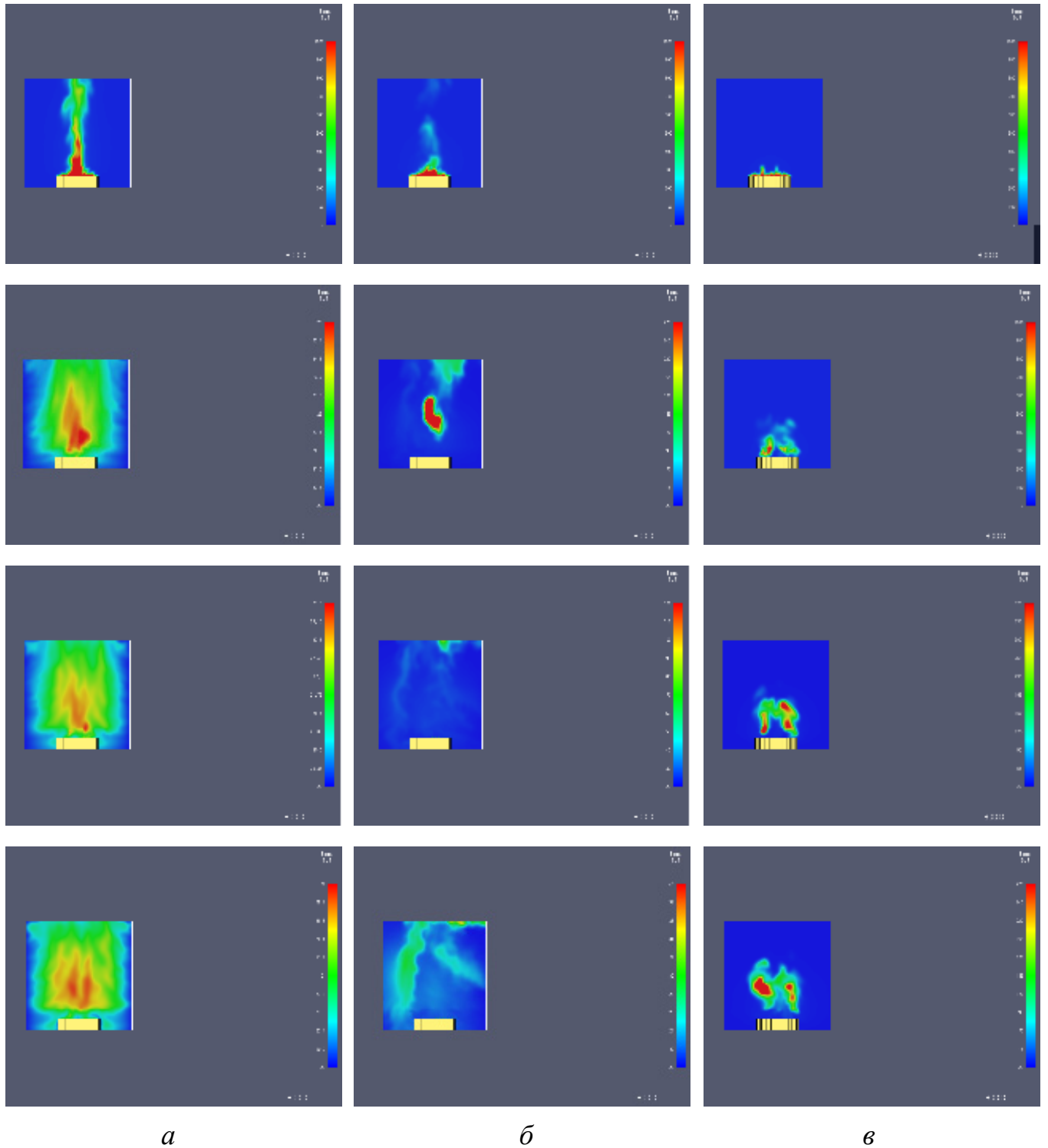


Рисунок 4.8 – Распределение температуры в пламени при различных скоростях ветра и продолжительности пожара в резервуаре:  
*a* – 0 м/с; *б* – 6,5 м/с; *в* – 9 м/с; при  $\tau = 300, 600, 900, 1200$  с соответственно

### 4.3 Влияние температуры горящего резервуара и скорости ветра на соседние резервуары

#### 4.3.1. Распределение температуры в соседних резервуарах

После того, как в РВСПК-65000 м<sup>3</sup> произойдет пожар с полным охватом поверхности, дым поднимется и распространится вдоль направления ветра. Покрытие высокотемпературным дымом соседнего резервуара может привести к повреждению его конструкций. Поэтому необходимо изучить распределение температуры наверху и в непосредственной близости соседнего резервуара. Для этого выбрали температурные срезы на расстоянии  $L = 56, 76$  и  $96$  м от центра источника огня, как показано на рисунке 4.9.

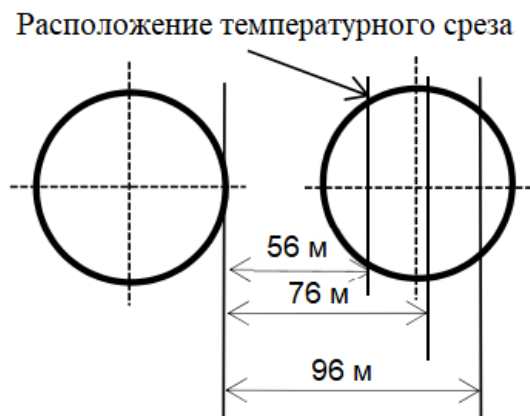


Рисунок 4.9 – Расположение температурных срезов

На рисунке 4.10 показана температура на разном расстоянии от источника пожара при различных скоростях ветра. По мере увеличения скорости ветра температура в верхней части соседнего резервуара возрастает. При отсутствии ветра пожар влияет на соседний резервуар незначительно, а температура над верхней его частью близка к температуре окружающей среды и составляет 32–38 °С. При скорости ветра 6,5 м/с температура на верхней части соседнего резервуара достигла 176 °С, а при 9 м/с – 426 °С.

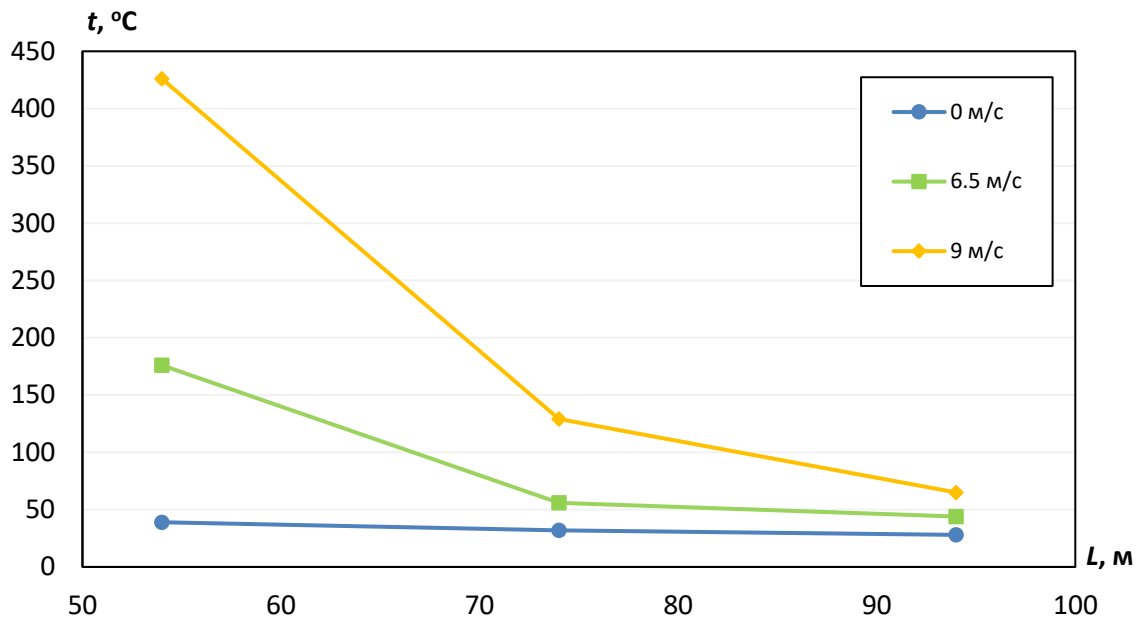


Рисунок 4.10 – Изменение температуры на расстоянии от источника пожара до температурного среза в зависимости от скорости ветра при  $\tau = 1800$  с

Тепловое воздействие подразделяется на шесть классов в соответствии со стандартом *API* № 579 (таблица 4.2) [122].

Таблица 4.2 – Классы и последствия теплового воздействия [122]

Классы теплового воздействия, температурный диапазон, °С	Последствия теплового воздействия
Температура окружающей среды	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Нет значительного влияния</li> </ul>
~65	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Поверхность металлической обшивки смягчается, плавится и образуется пенопласт из волокнистого пластика</li> </ul>
65~205	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Металлоконструкции, нержавеющие стали, никелевые, титановые и циркониевые сплавы, сталь начинают окисляться, чем толще окалина, тем выше температура</li> </ul>
205~425	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Длительное воздействие этих температур может повлиять на структуру, свойства и коррозионную стойкость сталей и нержавеющей сталей</li> </ul>
425~730	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Сталь может быть деформирована из-за тепловой нагрузки.</li> <li>• Закаленная сталь теряет пластичность</li> </ul>
Свыше 730	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Термически обработанные или холоднодеформированные материалы могут изменить свои свойства</li> </ul>

При скорости ветра 6,5 м/с покрытие на поверхности ПК будет смягчаться, также будут снижаться показатели прочности и твердости материалов. При скорости ветра 9 м/с высокотемпературный дым окажет большое влияние на конструкцию ПК. Характеристика материала и его коррозионная стойкость будут резко снижаться. Высокотемпературная область от горящего резервуара под действием ветра постепенно будет перемещаться к соседнему резервуару. Край ПК ближайшего соседнего резервуара около источника пожара больше всего подвержен тепловому воздействию. С увеличением расстояния от центра источника пожара температура ступенчато снижается.

#### **4.3.2 Воздействие теплового излучения на соседние резервуары**

Радиационный тепловой поток характеризуется величиной интенсивности теплового излучения. Его физический смысл – количество энергии излучения, падающей на единицу площади в единицу времени. В зависимости от условий моделирования с ветром принимали, что соседний резервуар находится справа от горящего резервуара, а значение теплового потока ( $q$ , кВт/м<sup>2</sup>) уменьшается слева направо и увеличивается снизу вверх, как показано на рисунке 4.11. Тепловое излучение, принимаемое ПК соседнего резервуара, распределяется ступенчато, а область сильного теплового излучения в основном сосредоточена на левом краю ПК со стороны очага пожара. Установлено, что значение теплового излучения вблизи центра источника пожара является наибольшим, а с увеличением расстояния интенсивность теплового излучения уменьшается. При повышении скорости ветра площадь воздействия теплового излучения сначала увеличивается, а затем уменьшается. В частности, при скорости ветра от 0 до 9 м/с интенсивность теплового излучения увеличивается, и при скорости ветра 9 м/с, она достигает максимального значения – 23,43 кВт/м<sup>2</sup>. Следовательно, именно скорость ветра влияет на достижение максимального значения интенсивности теплового излучения.



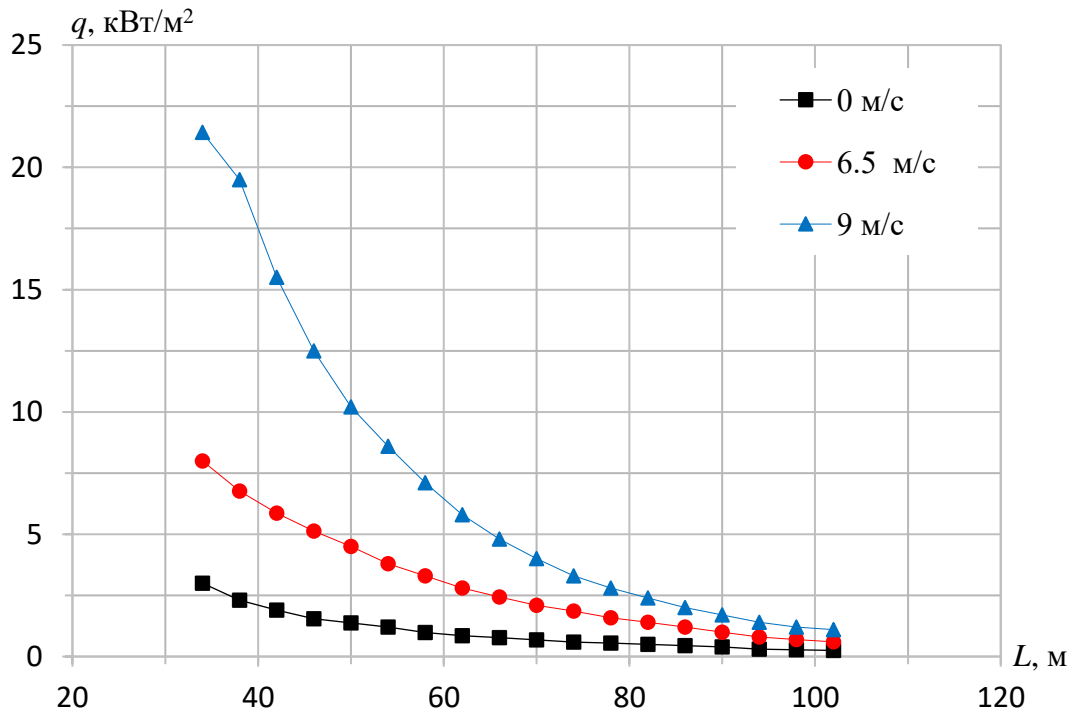


Рисунок 4.11 – Значение теплового потока на поверхности плавающей крыши соседнего с горящим резервуара при различных скоростях ветра

Скорость ветра оказывает влияние на распределение температур в конструкциях соседнего негорящего резервуара. При сильном ветре область высокой температуры переносится с края соседних резервуаров в его центр. Рост температуры напрямую зависит от скорости ветра. Таким образом, скорость ветра существенно влияет на интенсивность теплового излучения и на температуру, исходящие от горящего резервуара. Ветровые потоки приводят к наклону пламени и дыма по направлению ветра, а угол наклона столба дыма и пламени возрастает с увеличением скорости ветра. Кроме того, скорость ветра способствует тому, что распределение температуры пламени может отклоняться и изменяться и в направлении против ветрового потока.  $7 \text{ кВт/м}^2$  – максимальный порог теплового излучения, который могут выдержать пожарные в средствах защиты [124]. Поэтому для скоростей ветра уровней 0–6 (см. таблицу 4.2) определены предельные расстояния от очага пожара для нахождения людей: 47,34; 48,92; 50,15; 53,44; 55,68; 56,84 и 59,43 м соответственно.

При откачке нефти из соседнего с горящим резервуара необходимо охлаждать его стенки стационарными системами орошения и струями от передвижной пожарной техники.

### **Выводы по четвёртой главе**

1. Методом математического моделирования оценено влияние теплового потока от горящего на соседний РВСПК при различных скоростях ветра.

2. Установлено, что температуры на обогреваемых пожаром стенке и плавающей крыше соседнего с горящим РВСПК не превышают температуру самовоспламенения нефтяных паров.

3. Расчётным путём получены значения теплового потока на поверхности плавающей крыши соседнего с горящим резервуара при различных скоростях ветра.

4. Определены предельные расстояния нахождения людей в защитной одежде в зависимости от скорости ветра при пожаре РВСПК-65000 м<sup>3</sup>.

## **Глава 5 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ В ПРОЦЕССЕ ОТКАЧКИ НЕФТИ ИЗ НЕГОРЯЩЕГО РЕЗЕРВУАРА ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО С ПЛАВАЮЩЕЙ КРЫШЕЙ ПРИ ПОЖАРЕ СОСЕДНЕГО РЕЗЕРВУАРА**

В основу рекомендаций положены результаты многолетних исследований, выполненных в Академии ГПС МЧС России.

Рекомендации представляют интерес для учащихся учебных заведений пожарно-технического профиля и нефтегазовой отрасли, для сотрудников ГУПО МОБ Вьетнама, а также для персонала нефтескладов НПЗ при проведении мероприятий по локализации и ликвидации пожаров в резервуарных парках Вьетнама с использованием способа экстремальной откачки нефти из соседнего с горящим РВСПК. Этот способ не требует капитальных затрат, уменьшает масштабы потерь от пожара.

### **5.1 Определение времени достижения минимального уровня взлива в процессе откачки нефти из соседнего с горящим резервуара вертикального стального с плавающей крышей**

Результаты натурных опытов на действующих резервуарах подтвердили гипотезу о возможности проведения экстремальной откачки нефти из соседнего с горящим РВСПК. Предложена откачка тремя или двумя рабочими насосами с максимальной производительностью, отключаемыми по мере необходимости. Минимальный уровень откачки должен определяться в зависимости от возникновения над поверхностью ПК в зоне кольцевого зазора, ограниченной пенобарьером и стенкой резервуара, концентрации паров, составляющей 50 % НКПР, но не ниже уровня опускания ПК на опорные стойки.

После окончания тушения пожара, удаления максимального количества нефти из резервуара соседнего с горящим и остановки насосов, руководитель тушения пожара может принять согласованное с руководством предприятия решение об откачке оставшейся в резервуаре нефти для проведения техобслуживания и ремонта. Критерием необходимости отключения являются проявление признаков начала кавитации насосов. При появлении признаков начала кавитации в насосах целесообразно проводить ступенчатое отключение насосов: при двух работающих – отключить один насос, а при трех работающих – отключить последовательно другие один или два насоса с продолжением откачки неотключенными насосами. При последующем возникновении признаков кавитации необходимо последовательно отключать другие рабочие насосы. Минимальный уровень взлива может быть достигнут работой зачистного насоса или насоса внутриварковой перекачки. Вхождение в режим кавитации насоса с минимальной производительностью является основанием для его отключения частичным перекрытием задвижки на его напорной линии до достижения минимально возможного уровня взлива [45]–[47], [87].

Допускается по решению производителей продолжать откачку оставшейся в пространстве под ПК РВСПК нефти передвижными насосами через патрубки водоспуска сифонных кранов [46].

Для пожарных, занятых в локализации и тушении пожара, а также для персонала предприятия, организующего откачку нефти из РВСПК, важным является оценка времени откачки [12]. В результате обработки результатов натурных экспериментов на действующих резервуарах получена эмпирическая формула для оценки времени откачки в зависимости от  $H_{взл}$  до  $H_{кон.п}$ :

$$\tau = \sum \tau = k_1 \left( \frac{H_{взл} - H_{min}}{V_1} \right) + k_2 \left( \frac{H_{min} - H_{кон.1}}{V_2} \right) + \sum_{i=3}^n k_i \left( \frac{H_{кон.(i-2)} - H_{кон.(i-1)}}{V_i} \right), \quad (5.1)$$

где  $\tau$  – время откачки жидкости из РВСПК от  $H_{взл}$  до  $H_{кон.п}$ , ч;

$k$  – поправочный коэффициент, учитывающий уменьшение скорости понижения уровня жидкости при откачке (чем больше  $k$ , тем ниже скорость насоса),  $k = 1,09 \div 1,15$ ;

$H_{\text{взл}}$  – начальный уровень взлива, м;

$H_{\text{min}}$  – уровень взлива при опускании крыши до минимального уровня, м;

$H_{\text{кон.1}}, \dots, H_{\text{кон.(i-1)}}$  – уровень взлива при появлении кавитации (вхождения насоса в режим кавитации), м;

$V_i$  – скорость снижения уровня при откачке жидкости от уровня  $H_{\text{кон.(i-2)}}$  до уровня  $H_{\text{кон.(i-1)}}$ , м/ч.

## **5.2 Откачка нефти из резервуара вертикального стального с плавающей крышей, соседнего с горящим**

Для применения экстренной откачки нефти из соседнего с горящим РВСПК необходимо:

1. Отключить резервуар, соседний с горящим, от газоуравнительной системы, предотвратив проникновение огня по трубопроводу ГУС от горящего резервуара.

2. Остановить прием нефти в горящий резервуар, отключить насосы и перекрыть задвижки приемных трубопроводов, приостановить технологические операции с нефтью на негорящих соседних резервуарах.

3. Охлаждать горящий и смежные с ним резервуары стационарными системами орошения и от передвижной пожарной техники с доведением интенсивности подачи воды до расчетной [15], [46], [49].

4. Определить высоту уровня взлива нефти в негорящих резервуарах, соседних с горящим.

5. Обследовать обвалование горящего и соседних с ним в каре резервуаров. При нарушении целостности обвалования – восстановить земляные валы, препятствующие растеканию горячей нефти.

6. Для экстренной откачки нефти из РВСПК, соседнего с горящим, необходимо:

- отключить автоматические блокировки работы насосной станции;
- открыть хлопушки и задвижки;
- для откачки нефти в нефтепровод согласовать работу насосных перекачивающих станций;
- для откачки нефти из негорящего резервуара, соседнего с горящим, определить емкости, находящиеся на противопожарном расстоянии, в которые она должна откачиваться;
- включить рабочие насосы на максимальную мощность по схемам экстренной откачки;
- через 10–15 мин после прекращения автоматической блокировки насосной станции поочередно включить насосы в экстремальный режим.

7. Откачивать нефть из негорящего РВСПК в магистральный нефтепровод или в удаленные на расстояние противопожарного разрыва резервуары необходимо с максимальной производительностью насосов.

8. В резервуаре, соседнем с горящим, нефть должна непрерывно перемешиваться.

9. Если соседний с горящим резервуар оборудован системой размыва донных отложений, то время включения зачистного насоса для подачи горючей жидкости в систему размыва, устанавливается в зависимости от минимальной высоты уровня разлива [15].

10. Зачистной насос для закачки легкого нефтепродукта в систему размыва при верхнем уровне разлива жидкости в соседний с горящим РВСПК, следует включать через 40–50 мин после начала ее экстремальной откачки [15], [45].

11. Откачка нефти из соседнего с горящим резервуара, при одновременной закачке зачистным насосом светлого нефтепродукта в систему размыва отложений, должна продолжаться другими насосами, в зависимости от уровня разлива [15].

12. Экстренную откачку нефти из соседнего с горящим резервуара допустимо проводить:

12.1. В резервуары, находящиеся на отстое, расположенные за пределами противопожарных расстояний от горящего. Нефть откачивать одновременно по двум расходным трубопроводам: двумя или тремя основными насосами – по первому трубопроводу; одним или двумя насосами внутрипарковой перекачки – по второму трубопроводу [2], [77].

12.2. В магистральный нефтепровод нефть откачивать одновременно по двум технологическим трубопроводам: тремя подпорными насосами: одним или двумя магистральными насосами по расходному трубопроводу, производительностью равной или меньшей суммарной производительности подпорных насосов [45].

В зависимости от производительности и количества насосов схемы откачки могут уточняться. Общее время откачки нефти из негорящего РВСПК допустимо определять по формуле (5.1).

13. Минимальный уровень откачки должен определяться в зависимости от возникновения над поверхностью ПК в зоне кольцевого зазора, ограниченной пенобарьером и стенкой резервуара, концентрации паров, составляющей 50 % НКПР, но не ниже уровня опускания ПК на опорные стойки. Для оценки величины концентраций должен проводиться мониторинг паровоздушного пространства при помощи газоанализаторов. Допустимо определять минимальную высоту разлива в зависимости от расчетных значений концентраций:

$$C_{\% \text{ НКПР-I}} = 0,17(\bar{V} \cdot \tau)^2 + 3,47 \bar{V} \cdot \tau + 2; \quad (5.2)$$

$$C_{\% \text{ НКПР-IA}} = 0,26(\bar{V} \cdot \tau)^2 + 0,91 \bar{V} \cdot \tau + 1; \quad (5.3)$$

$$C_{\% \text{ НКПР-IB}} = 0,25(\bar{V} \cdot \tau)^2 - 0,3 \bar{V} \cdot \tau + 0,7; \quad (5.4)$$

$$C_{\% \text{ НКПР-IC}} = 0,14(\bar{V} \cdot \tau)^2 - 0,25 \bar{V} \cdot \tau + 0,4, \quad (5.5)$$

где  $C_{\% \text{ НКПР-I}}$  – процент концентрации ПВС по краю уплотняющего затвора при откачке;

$C_{\% \text{ НКПР-IA}}$  – процент концентрации ПВС на стенке резервуара в 1 м от ПК при откачке;

$C_{\% \text{ НКПР-IB}}$  – процент концентрации ПВС на полу ПК между уплотняющим затвором и пенобарьером при откачке;

$C_{\% \text{ НКПР-IC}}$  – процент концентрации ПВС при уменьшении высоты расположения ПК при откачке (на стенке резервуара в 2 м от ПК);

$\bar{V}$  – средняя скорость опускания плавающей крыши, м/ч;

$\tau$  – время откачки, ч.

14. После окончания тушения пожара, удаления максимального количества нефти из резервуара соседнего с горящим и остановки насосов, руководитель тушения пожара может принять согласованное с руководством предприятия решение об откачке оставшейся в резервуаре нефти для проведения техобслуживания и ремонта. В этом случае должны быть приняты меры по предотвращению повторного воспламенения ПВС, например, заполнением пеной ПВП под ПК.

15. При откачке нефти из соседнего с горящим резервуара необходимо визуально контролировать состояние стенки негорящего резервуара со стороны горящего и обеспечить ее орошение водой с нормативной интенсивностью.

16. При скорости ветра от 0 до 1,5 м/с при откачке нефти необходимо каждые 20–25 мин замерять концентрации паров нефтепродуктов в обваловании, на территории вблизи резервуара, в местах расположения пожарной техники и людей, со стороны резервуаров, в которые откачивается нефть. При обнаружении предельно-допустимой до взрывоопасной концентрации паров нефти (50 % от НКПР) вблизи резервуаров, в которые откачивается нефть, необходимо снизить производительность откачки и перенаправить часть откачиваемой нефти в другие резервуары.



17. Пожарную технику следует располагать с наветренной стороны, на расстоянии 100 м и более от места пожара; персонал и пожарных, не занятых тушением пожара, удалить на безопасное расстояние, ограниченное зоной НКПР и установить сигналы границы опасности [45], [48], [61].

18. Обеспечить аварийный водоотвод из обвалования охлаждаемого негорящего резервуара для предотвращения его переполнения скапливающейся водой. Воду из обвалования допустимо повторно использовать для охлаждения резервуаров.

19. Запас воды, подаваемой на охлаждение резервуаров, должен быть рассчитан не менее чем на 4 ч орошения половины периметра негорящего резервуара со стороны очага пожара. Интенсивность подачи воды для охлаждения РВСПК должна быть не менее 1 л/м с [18].

20. Для охлаждения резервуаров, соседних с горящим и подверженных тепловому воздействию пожара, с наветренной стороны в начальной стадии использовать стационарную систему орошения, а при выходе ее из строя – переносные лафетные стволы.

21. Для предотвращения влияния тепловых потоков от горящего резервуара рекомендуется принимать меры к тепловой защите РВСПК конструктивным способом или нанесением специальных покрытий внутри и снаружи резервуаров.

22. Организовать расстановку сил и средств, привлекаемых для тушения и водяного орошения горящего и соседних резервуаров, с учетом направления и скорости движения воздушных потоков.

Настоящие рекомендации не распространяются на РВСПК, в которых на трубопроводах приемо-раздаточных патрубков имеется перемычка без задвижки или к ПРП которых подходит только один трубопровод для закачки и откачки, а также на нефтяные резервуары, не оборудованные системами перемешивания.

### **Выводы по пятой главе**

Разработаны рекомендации по обеспечению безопасности при откачке нефти из негорящего РВСПК при пожаре соседнего резервуара во Вьетнаме, в которых:

1. Рассмотрены особенности обеспечения безопасности людей при развитии пожаров в резервуарах с нефтями;

2. Предложены мероприятия, направленные на обеспечение безопасности экстренной откачки нефти из РВСПК;

3. Рекомендованы меры по достижению минимально возможного уровня разлива нефти при экстренной откачке нефти из РВСПК соседнего с горящим резервуаром.

Рекомендации позволят руководству Главного управления пожарной охраны МОБ СВВ применять предложенный метод откачки нефти из негорящих РВСПК соседних с горящим при разработке документов оперативного планирования тушения пожаров в резервуарных парках.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Изучены характеристика и пожарная опасность РВСПК, проанализированы характерные данные о пожарах в резервуарных парках Вьетнама, России и мира.

2. Разработаны программы и проведены натурные эксперименты по нормальной и экстремальной откачке нефти из негорящих РВСПК номинальной вместимостью 14000, 65000 и 120000 м<sup>3</sup>. Получены экспериментально обоснованные выражения для оценки времени экстремальной откачки нефти из РВСПК. Применительно к РВСПК вместимостью от 14000 до 120000 м<sup>3</sup> в полученные выражения введены безразмерные поправочные коэффициенты  $k$ , характеризующие снижение скорости откачки при понижении уровня разлива откачиваемой ГЖ. Определены режимы экстремальной работы насосных систем для обеспечения безопасной, ускоренной откачки нефти из РВСПК, соседних с горящим резервуаром во Вьетнаме.

3. Экспериментально исследован процесс формирования концентраций ПВС над ПК при откачке нефти из РВСПК-65000 м<sup>3</sup>. Установлено, что над поверхностью ПК возможно образование зон ВОК при откачке нефти.

4. Методами математического моделирования оценено влияние теплового потока от горящего на соседний РВСПК при различных скоростях ветра. Установлено, что температуры на обогреваемых пожаром стенке и конструкциях плавающей крыши, соседнего с горящим РВСПК, не превышают температуру самовоспламенения СУВС нефти из месторождения «Белый тигр».

5. На основе экспериментальных и расчетных данных разработаны рекомендации по безопасной откачке нефти из негорящего РВСПК при пожаре соседнего резервуара во Вьетнаме.

**СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ**

- АУПТ – автоматическая установка пожаротушения
- ВКПР – верхний концентрационный предел распространения пламени
- ВОК – взрывопожароопасная концентрация
- ГЖ – горючая жидкость
- ГПС – генератор пены средней кратности
- ГУПО – главное управление пожарной охраны
- ГУС – газоуравнительная система
- ИПБ – институт пожарной безопасности
- ЛВЖ – легковоспламеняющаяся жидкость
- ЛПДС – линейная производственно-диспетчерская станция
- МОБ – Министерство общественной безопасности
- НКПР – нижний концентрационный предел распространения пламени
- НПЗ – нефтеперерабатывающий завод
- НПС – нефтеперекачивающая станция
- ОФП – опасные факторы пожара
- ПВС – паровоздушная смесь
- ПО – программное обеспечение
- ПК – плавающая крыша
- ПРП – приемно-раздаточный патрубок
- ПЭУ – промышленная экспериментальная установка
- РВС – резервуар вертикальный стальной
- РВСП – резервуар вертикальный стальной с понтоном
- РВСПК – резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей
- РТП – руководитель тушения пожара
- СРВ – Социалистическая Республика Вьетнам

СУВС – сложная углеводородная смесь

$m_{\text{выг}}$  – массовая скорость выгорания, кг/(м<sup>2</sup>·с)

$\rho_{\text{ж}}$  – плотность ЛВЖ, кг/м<sup>3</sup>

$\sigma_{\text{р}}$  – рабочее напряжение в стенке резервуара, МПа

$\sigma_{\text{пч}}$  – критическое значение предела прочности, МПа

$t_{\text{всп}}$  – температура вспышки паров, °С

$t_{\text{св}}$  – температура самовоспламенения, °С

$t_{\text{в}}$  – температура воспламенения, °С

$t_{\text{пламени}}$  – температура пламени, °С

$t_{\text{нтпр}}$  – нижний температурный предел распространения пламени, °С

$t_{\text{втпр}}$  – верхний температурный предел распространения пламени, °С

$t_{\text{р}}$  – рабочая температура жидкости, °С

$t_{\text{ф}}$  – температура окружающей среды, °С

$t_{\text{w}}$  – текущая температура стенки резервуара, °С

$t_{\text{ж}}$  – рабочая температура нефти, °С

$t_{\text{п.сл}}$  – температура на поверхности ЛВЖ, °С

$t_{\text{w-max}}$  – максимальная температура нагреваемого тепловым потоком элемента конструкции резервуара, °С

$C_{\text{кпр}}$  – концентрационные пределы распространения пламени, % (об.)

$V_{\text{уд.мас}}$  – удельная массовая скорость выгорания, кг/(м<sup>2</sup>·с)

$V_{\text{лин}}$  – линейная скорость выгорания, м/ч

$V_{\text{прогр}}$  – скорость прогрева в глубину, м/ч

$V_{\text{пл}}$  – скорость распространения пламени, м/с

$V$  – линейная скорость снижения уровня разлива при откачке, м/ч

$v$  – скорость ветра, м/с

$\varphi_{\text{р}}$  – рабочая концентрация, % (об.)

$\varphi_{\text{нкпр}}$  – нижний концентрационный предел распространения пламени, % (об.)

$\varphi_{\text{вкпр}}$  – верхний концентрационный предел распространения пламени, % (об.)

$T_{\text{в}}$  – время от начала горения до выброса, ч

$H_{\text{н}}$  – начальная высота уровня разлива ГЖ, м

$h$  – высота слоя подтоварной воды, м

$h_{\text{р}}$  – высота резервуара, м

$d_{\text{р}}$  – диаметр резервуара, м

$\delta_{\text{w}}$  – толщина стенки верхнего пояса резервуара, м

$l_{\text{р}}$  – расстояние между резервуарами, м

$h_{\text{ж}}$  – максимальная высота разлива нефти, м

$W$  – линейная скорость прогрева ГЖ, м/ч

$Q$  – подача (расход) насоса, м<sup>3</sup>/ч

$\sum Q$  – общая производительность насосов откачки, м<sup>3</sup>/ч

$H$  – напор насоса, м

$N$  – полезная мощность, кВт

$n$  – частота вращения насоса, об/мин

$F_{\text{р}}$  – площадь поверхности РВСПК, м<sup>2</sup>

$H_{\text{взл}}$  – уровень разлива жидкости, м

$H_{\text{max}}$  – максимальный уровень разлива в начале откачки, м

$H_{\text{min}}$  – самая низкая рабочая высота ПК, м

$H_{\text{кон.1}}$  – уровень разлива жидкости при образовании первой кавитации, м

$H_{\text{кон.2}}$  – уровень разлива жидкости при образовании повторной кавитации, м

$k$  – фактический расчетный коэффициент

$\tau$  – время откачки, ч

$C_{\% \text{ НКПР-I}}$  – концентрация ПВС по краю уплотняющего затвора при откачке, % НКПР

$C_{\% \text{ НКПР-IA}}$  – концентрация ПВС на стенке резервуара в 1 м от ПК при откачке, % НКПР

$C_{\% \text{ НКПР-IB}}$  – концентрация ПВС на полу ПК между уплотняющим затвором и пенобарьером при откачке, % НКПР

$C_{\% \text{ НКПР-IC}}$  – концентрация ПВС при уменьшении высоты расположения ПК при откачке (на стенке резервуара в 2 м от ПК), % НКПР

$q_{\phi}$  – среднеповерхностная плотность излучения, Вт/м<sup>2</sup>

$h_{\phi}$  – высота факела пламени, м

$y_1$  – расчетное расстояние между пламенем и элементарной площадкой с учетом фактора видимости, м

$\varphi_{\text{H}}$  – коэффициент облученности

$q_w$  – плотность теплового потока от горящего резервуара, Вт/м<sup>2</sup>

$\alpha$  – коэффициент теплоотдачи, Вт/(м<sup>2</sup>·К)

$x_2$  – расчетная ширина с учетом фактора видимости, м

$y_2$  – расстояние между пламенем и облучаемой площадкой с учетом фактора видимости, м

$\varphi_1$  – коэффициент облученности для облучаемой пожаром элементарной площадки стенки, контактирующей с ЛВЖ

$\varphi_2$  – коэффициент облученности для элементарной площадки облучаемой стенки, ограниченной газовым пространством резервуара

$\varphi_3$  – коэффициент облученности элементарной площадки ПК резервуара

$f_1$  – площадь стенки резервуара облучаемой пожаром, ограниченной уровнем ЛВЖ, м<sup>2</sup>

$f_2$  – площадь облучаемой стенки резервуара, ограниченной газовым пространством, м<sup>2</sup>

$f_3$  – площадь ПК, равная площади поверхности зеркала ЛВЖ, м<sup>2</sup>

$Q_1$  – количество тепла, выносимое на поверхность вдоль нагретой стенки пограничным всплывающим нагретым слоем ЛВЖ, Вт

$Q_2$  – количество тепла, получаемое поверхностным слоем ЛВЖ от теплообмена с облучаемой стенкой, Вт

$Q_3$  – количество тепла, поступающего на поверхность ЛВЖ в результате теплообмена от нагреваемой пожаром крыши, Вт

$\varphi$  – угол наклона пламени, град.

$L$  – расстояние от детектора до источника пожара, м

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Rohan, K. Lievikovy vir vo vodnom stavitelstve [Text] / K. Rohan. – Bratislava, 1969. – 176 с.
2. Беркутов, И.С. К расчету устойчивости всасывания подводящих трубопроводов [Текст] / И.С. Беркутов, Ш.И. Рахматуллин // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1978. – № 3. – С. 21–23.
3. Беркутов, И.С. Метод расчета режимных параметров при откачке нефти из резервуаров [Текст] / И.С. Беркутов // Труды ВНИИСПТ нефть, 1978. – Вып. XX. – С. 75–79.
4. Беркутов, И.С. К вопросу течения жидкости в прямо-раздаточном патрубке резервуара [Текст] / И.С. Беркутов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1980. – № 6. – С. 30–32.
5. Беркутов, И. С. Исследование условий прорыва газозооной смеси в боковой патрубков резервуара [Текст] / И.С. Беркутов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1980. – № 8. – С. 18–20.
6. Поликовский, П.И. Воронкообразование в жидкости с открытой поверхностью [Текст] / П.И. Поликовский, Р.Г. Перельман. – М.: Госэнергоиздат, 1959. – 190 с.
7. Волков, О.М. Пожарная безопасность резервуаров с нефтепродуктами [Текст] / О.М. Волков. – М.: Недра, 1984. – 153 с.
8. Волков, О.М. Версия «домино» на пожаре группы РВС-20000 на линейной производственно-диспетчерской станции «Конда» [Электронный ресурс] / О.М. Волков // Технологии техносферной безопасности. – 2013. – Вып. 3. – 17 с. – Режим доступа: <http://academygps.m/img/UNK/asit/ttb/2013-3/07-03-13.ttb.pdf> (дата обращения 27.12.2020).



9. Волков, О.М. Пожарная безопасность резервуаров с нефтепродуктами. Монография [Текст] / О.М. Волков. – СПб.: Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, 2010. – 398 с.

10. Фам, Х.К. Обеспечение безопасной откачки светлых нефтепродуктов из горящих вертикальных стальных резервуаров [Текст]: дисс. ... канд. техн. наук: 05.26.03 / Фам Хуи Куанг. – М.: Академия ГПС МЧС России, 2015. – 142 с.

11. Клубань, В.С. Обоснование возможности откачки нефти и нефтепродуктов из горящих резервуаров во Вьетнаме [Текст] / В.С. Клубань, Х.К. Фам // Пожары и чрезвычайные ситуации: предотвращение, ликвидация. – 2013. – № 4. – С. 52–55.

12. Система нефтепродуктообеспечения Вьетнама: Отчет управления нефти, газа и угля Минпромторг Вьетнама [Текст]. – Ханой, 2022. – 243 с.

13. Швырков, С.А. Характеристика современной системы автозаправочных станций во Вьетнаме [Текст] / С.А. Швырков, Нгуен Куок Вьет // Материалы 10-го научного симпозиума Вьетнамской научно-технической Ассоциации в РФ. – М.: Посольство Вьетнама в РФ, 2008. – С. 162–166.

14. Планирование инфраструктуры для хранения и поставок нефти и газа во Вьетнаме – период 2021–2030 гг., видение до 2050 г. [Текст]: Отчет Министерства промышленности и торговли Вьетнама. – Ханой, 2021. – 650 с.

15. Клубань, В.С. Безопасная откачка нефти из горящих вертикальных стальных резервуаров [Электронный ресурс] / В.С. Клубань, В.Х. Ле, Л.Т. Панасевич // Технологии техносферной безопасности. – Вып. 1(83). – 2019. – С. 14–23. – Режим доступа: <http://agps-2006.narod.ru/ttb/2019-1/08-01-19.ttb.pdf> (дата обращения 05.05.2019).

16. Об ускорении выполнения программы развития ТЭК Вьетнама [Текст]: Решения XIV съезда КПВ. – Ханой, 2020. – 68 с.

17. Хыонг, Н.М. Некоторые аспекты организации тушения пожаров на объектах нефтепереработки в СРВ [Электронный ресурс] / Н.М. Хыонг, А.Н. Денисов // Технологии техносферной безопасности. – 2007. – № 6. – 5 с. – Режим доступа: <http://agps-2006.narod.ru/ttb/2007-6/09-06-07.ttb.pdf> (дата обращения 09.06.2019).

18. ГОСТ (TCVN) 5307-2009. Склады нефти и нефтепродуктов. Нормы проектирования [Текст]. – Ханой, 2009. – 44 с.

19. Филиппов, В.В. Оценка экологического ущерба при авариях резервуаров в условиях Севера [Текст] / В.В. Филиппов, В.А. Прохоров. – М.: Защита-95, 1995. – С. 55.

20. Техническое состояние резервуаров для хранения нефтепродуктов объединения «Якутнефтепродукт» [Текст] / В.В. Филиппов [и др.] // Известия вузов: строительство. – 1993. – № 7–8. – С. 13–16.

21. Сорокоумов, В.П. Пожарная техника для обеспечения пожарной безопасности объектов ТЭК [Текст] / В.П. Сорокоумов, А.А. Волошенко // Вестник Академии Государственной противопожарной службы. – 2007. – № 7. – С. 150–153.

22. Данг Тынг. Исследование пожаровзрывоопасности обогреваемого пожаром резервуара с нефтепродуктом [Текст]: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.26.03 / Данг Тынг. – М., 1982. – 20 с.

23. Отчет по работе пожарной охраны 2005–2020 гг. [Текст]. – ОПО МОБ СРВ. – Ханой, 2020. – 85 с.

24. Отчет по работе пожарной охраны 2021 г. [Текст]. – ОПО МОБ СРВ. – Ханой, 2021. – 9 с.

25. Отчет по работе пожарной охраны 2021 г. [Текст]. – ГУПО МОБ СРВ. – Ханой, 2021. – 35 с.

26. Описание пожара, произошедшего 22 августа 2009 года в резервуарном парке ЛПДС «Конда» филиала «Урайское УМН» ОАО «Сибнефтепровод» (Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Кондинский район, г. Ханты-Мансийск) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://referatbank.ru/market/referat/i/273781/doklad-opisanie-pozhara-proizoshedshego-rezervuarnom-parke-lpds-konda-urayskogo-umn-oao-sibnefteprovod.html> (дата обращения 27.12.2020).

27. Описание пожара, произошедшего 17 августа 2016 года в резервуарном парке Пуэрто-Сандино, Никарагуа [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

<https://www.williamsfire.com/media/williams-fire-hazard-control-responds-to-nicaraguan-tank-fire> (дата обращения 23.12.2021).

28. Костромин, Н.И. Надумали ребята покурить [Текст] / Н.И. Костромин // Пожарное дело. – 1996. – № 2. – С. 12–15.

29. Пожар на нефтебазе в Махачкале тушат 179 человек [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.vesti.ru/doc.html?id=171891&cid=8> (дата обращения 28.03.2020).

30. Кавказский Узел [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.kavkaz-uzel.ru/articles/134181> (дата обращения 12.10.2019).

31. Контролируемый пожар на нефтебазе под Ангарском продлится 10 час. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.vesti.ru/article/1882692> (дата обращения 21.08.2021).

32. Губин, В.Е. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепродуктопроводов [Текст] / В.Е. Губин, В.Ф. Новоселов. – М.: Недра, 1968. – 157 с.

33. Молчанов, В.П. Варианты развития пожара в хранилищах нефтепродуктов [Текст] / В.П. Молчанов, В.П. Сучков // Пожарное дело. – 1994. – № 11. – С. 40–44.

34. Ле, В.Х. Пожаровзрывоопасность резервуара с плавающей крышей на нефтехранилищах Вьетнама [Текст] / В.Х. Ле, В.В. Рубцов, В.Х. Хан // XI международная научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов «Проблемы техносферной безопасности». – М.: Академия ГПС МЧС России, 2022 г. – С. 22–28.

35. Клубань, В.С. Безопасная откачка нефти из горящих РВС для повышения пожарной эффективности, снижения вредного воздействия для людей и окружающей среды [Текст] / В.С. Клубань, В.Х. Ле, В.Х. Чьонг // Материалы международной конференции «Роль пожарной полиции в ответ на нетрадиционные угрозы безопасности». – Ханой, 2020 г. – С. 1630–1639.

36. Клубань, В.С. Особенности откачки нефти из горящих вертикальных стальных резервуаров с плавающей крышей [Текст] / В.С. Клубань, В.Х. Ле, К.Т. Буй // Вестник Кокшетауского технического института. – 2020 г. – № 2(38). – С. 40–45.

37. Ле, В.Х. Откачка нефти из резервуара с плавающей крышей соседнего с горящим [Текст] / В.Х. Ле, В.В. Рубцов, К.Х. Фам, Ч.Х. Чан, В.Х. Чан // IX Всероссийская научно-практическая конф. «Актуальные вопросы совершенствования инженерных систем обеспечения пожарной безопасности объектов» – Иваново: Ивановская пожарно-спасательная Академия ГПС МЧС России, 2022 г. – С. 230–235.

38. ГОСТ Р 12.3.047-2012. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля [Текст]. – 62 с.

39. Учебные материалы для семинаров по сырой нефти [Текст]: регистр. № 8474L-060-A5016-0000-001-034. – Вьетнам. – Нефтеперерабатывающий завод Зунг Куат, 2007. – 88 с.

40. Корольченко, А.Я. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения [Текст] / А.Я. Корольченко, Д.А. Корольченко // Справочник в 2 т. – М.: Химия, 2004. – 774 с.

41. Иванников, В.И. Справочник руководителя тушения пожара [Текст] / В.И. Иванников, П.П. Ключ. – М: Стройиздат, 1987. – 288 с.

42. Пожарная безопасность технологических процессов [Текст]: учебник для специалистов / С.А. Швырков, С.А. Горячев, В.П. Сучков и др. – М.: Академия ГПС МЧС России, 2012. – 388с.

43. Швырков, С.А. Статистика квазимгновенных разрушений резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов [Текст] / С.А. Швырков, С.А. Горячев, В.П. Сорокоумов // Пожаровзрывобезопасность. – 2007. – № 6. – С. 48–52.

44. Абдурагимов, И.М. Процессы горения [Текст] / И.М. Абдурагимов [и др.]. – М.: ВИПТШ, 1984. – 268 с.

45. Тушение нефти и нефтепродуктов [Текст]: пособие / И.Ф. Безродный [и др.]. – М.: ВНИИПО МВД РФ, 1996. – 216 с.

46. Блинов, В.И. Диффузионное горение жидкостей [Текст] / В.И. Блинов, Г.Н. Худяков. – М.: АН СССР, 1961. – 209 с.

47. Петров, И.И. Обеспечение пожарной безопасности резервуарных парков для хранения нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов (полувековой опыт научных исследований) [Текст] / И.И. Петров // Пожарная безопасность. – 2010. – № 1. – С. 108–119.

48. Руководство по тушению пожаров нефти и нефтепродуктов в резервуарах и резервуарных парках [Текст] / А.Ф. Шароварников, В.П. Молчанов, С.С. Воевода, А.Н. Гилетич. – М.: ВНИИПО МЧС России, 2000. – 88 с.

49. Руководство по тушению нефти и нефтепродуктов в резервуарах и резервуарных парках [Текст]. – М.: ГУГПС-ВНИИПО-МИПБ, 2000. – 80 с.

50. Блинов, В.И. О некоторых закономерностях, которым подчиняется горение нефтепродуктов в резервуарах [Текст] / В.И. Блинов, Г.Н. Худяков // Сб. науч. тр.: Исследование процессов горения. – М.: Изд-во АН СССР, 1958. – 262 с.

51. Блинов, В.И., Худяков Т.Н., Петров И.И. Изучение горения нефтепродуктов в резервуарах [Текст] / В.И. Блинов, Т.Н. Худяков, И.И. Петров // Труды ЭНИН и ЦНИИПО, 1955. – С. 27–29.

52. Блинов, В.И. Исследование процесса горения нефтепродуктов в резервуарах различных диаметров [Текст] / В.И. Блинов, Т.Н. Худяков // Отчет ЭНИН АН СССР, 1955. – 154 с.

53. Худяков, Г.Н. Выгорание жидкости со свободной поверхности [Текст] / Т.Н. Худяков. – М.: Изв. АН СССР, ОТН, 1945. – № 10–11. – С. 25–28.

54. Блинов, В.И. О скорости горения бинарных смесей жидкостей [Текст] / В.И. Блинов // Информационный сборник ЦНИИПО. – М.: МКХ, 1955. – 45 с.

55. Клубань, В.С. О возможности предотвращения выбросов нефти из горящих вертикальных стальных резервуаров [Текст] / В.С. Клубань, Е.В. Федосеева // Пожары и чрезвычайные ситуации: предотвращение, ликвидация. – 2016. – № 1. – С. 60–65. DOI 10.25257/FE.2016.1.60-65.

56. Клубань, В.С. Предотвращение выбросов нефти из горящих резервуаров вертикальных стальных с плавающей крышей вместимостью 120000 м<sup>3</sup> во Вьетнаме [Текст] / В.С. Клубань, В.Х. Ле, Л.З. Нгуен // IV Международная научно-практическая конференция «Гражданская оборона на страже мира и безопасности». – М.: Академия ГПС МЧС России, 2020 г. – С. 294–299.

57. Клубань, В. С. Безопасная откачка нефти и мазута из горящих вертикальных стальных резервуаров [Текст] / В.С. Клубань, Л.Т. Панасевич // Пожары и чрезвычайные ситуации: предотвращение, ликвидация. – 2018. – № 3. – С. 44–50. DOI 10.25257/FE.2018.3.44-50.

58. Клубань, В.С. Особенности безопасной откачки нефти из горящих вертикальных стальных резервуаров с плавающей крышей [Текст] / В.С. Клубань, В.Х. Ле, Л.Т. Панасевич, А.А. Бондарев // Пожары и чрезвычайные ситуации: предотвращение, ликвидация. – 2019. – № 1. – С. 42–46. DOI 10.25257/FE.2019.1.42-46.

59. ГОСТ (TCVN) 4090-1985. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования [Текст]. – Ханой, 1985. – 67 с.

60. Клубань, В.С. Откачка нефтепродуктов при пожарах в резервуарах – один из эффективных безопасных способов их локализации [Электронный ресурс] / В.С. Клубань, Х.К. Фам // Технологии техносферной безопасности. – 2014. – № 3. – 6 с. – Режим доступа: <http://agps-2006.narod.ru/ttb/2014-3/12-03-14.ttb.pdf> (дата обращения 10.05.2021).

61. Клубань, В.С. О безопасной откачке нефти и нефтепродуктов из горящих резервуаров [Электронный ресурс] / В.С. Клубань, Х.К. Фам // Технологии техносферной безопасности. – 2013. – № 5(51). – 5 с. – Режим доступа: <http://agps-2006.narod.ru/ttb/2013-5/24-05-13.ttb.pdf> (дата обращения 10.05.2021).

62. Адлер, Ю.П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий [Текст] / Ю.П. Адлер, Е.В. Маркова, Ю.В. Грановский. – М.: Наука, 1976. – 254 с.

63. Шенк, Х. Теория инженерного эксперимента [Текст] / Х. Шенк. – М.: Мир, 1972. – 381 с.

64. Балдина, О.М. Образование вихревых воронок над опускаемыми трубами [Текст] / О.М. Балдина, Ц.М. Байтина // Теплоэнергетика. – 1955. – № 10. – С. 45–46.
65. Борисов, В.В. Управление магистральными трубопроводами [Текст] / В.В. Борисов. – М.: Недра, 1979. – 215 с.
66. Бронштейн, И.С. О высоте образования воронки при выкачке жидкости из резервуара [Текст] / И.С. Бронштейн, Л.М. Курков // Труды ВНИИСПТ нефть, 1972. – № 9. – С. 146–153.
67. Беляев, Н.М. К вопросу о воронкообразовании без вращения при сливе жидкости через данные отверстия [Текст] / Н.М. Беляев, Г.С. Шандоров // Гидроаэромеханика. – 1965. – № 2. – С. 27–32.
68. Одишария, Г.Э. Влияние физических свойств жидкости на высоту образования воронки в емкости [Текст] / Г.Э. Одишария, В.П. Славинский // Труды ВНИИГАЗа: Проблемы транспорта и хранения газа, 1979. – С. 87–97.
69. Токарев, В.Е. Истечение жидкости из емкости с образованием воронки [Текст] / В.Е. Токарев // Авиационная техника. – 1967. – № 3. – С. 89–95.
70. Балдина, О.М. Образование вихревых воронок над опускаемыми трубами [Текст] / О.М. Балдина, Ц.М. Байтина // Теплоэнергетика. – 1955. – № 10. – С. 47–49.
71. Карликов, В.П. К проблеме воронкообразования при истечении жидкостей из сосудов [Текст] / В.П. Карликов, А.В. Рогозин, С.Л. Толоконников // Механика жидкости и газа. – 2008. – № 3. – С. 140–151.
72. Ищенко, В.П. Теоретическое и экспериментальное исследование воронкообразования при истечении жидкости из осесимметричных емкостей [Текст] / В.П. Ищенко, Г.Р. Шрагер, В.А. Якутенок // Механика жидкости и газа. – 1988. – № 4. – С. 20–25.
73. Сабельников, В.И. Определение времени опорожнения резервуаров с жидкостью при образовании воронки [Текст] / В.И. Сабельников // Теплоэнергетика. – 1988. – № 6. – С. 63–64.

74. Кириллов, А.О. Истечение жидкости из резервуара при образовании воронки [Текст] / А.О. Кириллов, В.И. Сабельников // Труды VII Всероссийской научн. -техн. конф. – Новосибирск: НГТУ, 2007. – С. 251–255.

75. Протодряконов, Н.Н. Методика рационального планирования экспериментов [Текст] / Н.Н. Протодряконов, Р.И. Тедер. – М.: Наука, 1970. – 75 с.

76. Кассандрова, О.Н. Обработка результатов наблюдений [Текст] / О.Н. Кассандрова, В.В. Лебедев. – М.: Наука, 1970. – 104 с.

77. Седов, Л.И. Методы теорий размерности и подобия в механике [Текст] / Л.И. Седов. – М.: Наука, 1970. – 440 с.

78. Пустыльник, Е.И. Статистические методы анализа и обработки наблюдений [Текст] / Е.И. Пустыльник. – М.: Наука, 1968. – 288 с.

79. Штарев, А.А. Экспериментальное исследование влияния вихревой воронки на изменение расхода жидкости [Текст] / А.А. Штарев // Тезисы докладов Ломоносовской конференции. – М.: МГУ, 2004. – С. 103–106.

80. Павельев, А.А. Условия формирования нестационарных вихревых воронок [Электронный ресурс] / А.А. Павельев, А.А. Штарев // Исследовано в России. – 2004. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/usloviya-formirovaniya-nestatsionarnyh-vihrevyuh-voronok> (дата обращения 12.03.2020).

81. Шакунов, Л.Н. Метод борьбы с воронкообразованием над входными отверстиями гидротехнических сооружений [Текст] / Л.Н. Шакунов. – М.: Изв. ВНИИГ, 1938. – 184 с.

82. Ле, В.Х. Экстренная откачка нефти из резервуара с плавающей крышей при пожаре соседнего резервуара на нефтехранилищах Вьетнама [Электронный ресурс] / Ле Вьет Хай // Технологии техносферной безопасности. – № 1(95). – 2022. – С. 22–36. – Режим доступа: <http://agps-2006.narod.ru/ttb/2022-1/09-01-22.ttb.pdf>. DOI: 10.25257/TTS.2022.1.95.22-36 (дата обращения 20.04.2022).

83. Лурье, М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа [Текст] / М.В. Лурье. – М.: Нефть и Газ, 2003. – 335 с.



84. Ле, В.Х. Экспериментальная оценка формирования взрывоопасной среды над плавающей крышей резервуара для хранения нефти в процессе откачки при пожаре соседнего резервуара [Текст] / В. В. Рубцов, В.Х. Ле, В.Х. Чан // Технологии техносферной безопасности. – № 1(95). – 2022. – С. 8–21. – Режим доступа: <http://agps-2006.narod.ru/ttb/2022-1/08-01-22.ttb.pdf>. DOI: 10.25257/ TTS.2022.1.95.8-21 (дата обращения 20.04.2022).

85. Сучков, В.П. Методы оценки пожарной опасности технологических процессов [Текст]: учебно-методическое пособие. – М.: Академия ГПС МЧС России, 2010. – 155 с.

86. Абузова, Ф.Ф. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении [Текст] / Ф.Ф. Абузова, И.С.Бронштейн, В.Ф. Новоселов и др. – М., Недра, 1981, – 248 с.

87. Мишра, К.Б. Уроки, извлеченные из недавних пожаров хранения топлива / К.Б. Мишра, К.Д.Верштетт, Х. Кребс // Технология переработки топлива. – 2013. – № 107 – С. 166–172.

88. Временные указания по тушению нефтей и нефтепродуктов в резервуарах методом перемешивания с помощью сжатого воздуха (Утв. 16.11.1955 г. ГУПО МВД СССР) [Текст]. – М.: ЦНИИПО МВД СССР, 1956. – 11 с.

89. Павлов, П.П. Влияние вязкости нефтепродуктов на их тушение методом перемешивания [Текст] / П.П. Павлов // Информационный сборник ЦНИИПО. – Баку, 1957. – С. 81–84.

90. Павлов, П.П. Тушение пожаров нефтепродуктов в подземных емкостях методом перемешивания с помощью сжатого воздуха [Текст] / П.П. Павлов, Б.А. Куликов // Информационный сборник ЦНИИПО. – Баку, 1957. – С. 47–51.

91. Павлов, П.П. Тушение в резервуарах нефтепродуктов путем перемешивания последних с помощью сжатого воздуха [Текст] / П.П. Павлов, Я.В. Сухов // Труды АЗИИ. – Баку, 1956. – С. 12–15.

92. Блинов, В.И. О движении жидкости в резервуаре при перемешивании ее струей воздуха [Текст] / В.И. Блинов // Инженерно-физический журнал. – 1958. – Т. 1. – № 11. – С. 6–13.

93. Блинов, В.И. О механизме тушения горения нефтепродуктов в резервуарах путем перемешивания их воздухом [Текст] / В.И. Блинов, Г.Н. Худяков, И.И. Петров // Информационный сборник ЦНИИПО. – М., 1958. – С. 34–38.

94. Реутт, В.Ч. Применение методов теории подобия и размерности при изучении гидродинамики процесса перемешивания жидкости в резервуарах [Текст] / В.Ч. Реутт // Инф. сборник ЦНИИПО. – М., 1959. – С. 24–28.

95. Петров, И.И. Некоторые закономерности гидродинамики перемешивания жидкости в резервуарах [Текст] / И.И. Петров, В.Ч. Реутт // Информационный сборник ЦНИИПО. – М., 1959. – С. 37–40.

96. Петров, И.И. Расчет параметров системы тушения нефтепродуктов в резервуарах методом перемешивания [Текст] / И.И. Петров, В.Ч. Реутт // Информационный сборник ЦНИИПО. – М., 1959. – С. 87–98.

97. Петров, И.И. Критические условия потухания пламени нефтепродукта при его перемешивании в резервуаре [Текст] / И.И. Петров, В.Ч. Реутт // Информационный сборник ЦНИИПО. – М., 1959. – С. 58–61.

98. Петров, И.И. О характере движения при перемешивании жидкости в резервуаре с помощью воздуха [Текст] / И.И. Петров, В.Ч. Реутт // Информационный сборник ЦНИИПО. – М., 1959. – С. 31–34.

99. Рекомендации по тушению пожаров жидких горючих веществ в резервуарах методом перемешивания [Текст]. – М.: ЦНИИПО МВД СССР, 1959. – 35 с.

100. Технические условия и нормы на проектирование устройств по тушению пожаров дизельного топлива в резервуарах методом перемешивания [Текст]. – М.: Транспорт, 1965. – 41 с.

101. Крюгер. Исследование характера горения горючих жидкостей в хранилищах [Текст] / Крюгер, Радуш // Erdöl und Kohle. – 1955. – № 8. – № 7. – С. 7–8.

102. Блинов, В.И. О ламинарном горении жидкостей в резервуарах [Текст] / В.И. Блинов // Труды ЛИАП, 1956. – № 14. – 52 с.

103. Сатюков, Р.С. Влияние природно-климатических условий местности на потенциальную пожарную опасность резервуарных парков для хранения нефти [Текст]: дис. ... канд. техн. наук: 05.26.03 / Сатюков Роман Сергеевич. – Уфа, УГНТУ, 2013. – 141 с.

104. Ширяев, Е.В. Оценка устойчивости технологической системы РВС–ЛВЖ к теплу пожара, расположенного рядом с горящим резервуаром [Текст] / Е.В. Ширяев // Современные технологии обеспечения гражданской обороны и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций. – 2018. – № 1(9). – С. 461–464.

105. Ширяев, Е.В. Пожарная опасность распространения пожара на резервуар с ЛВЖ, расположенный рядом с горящим резервуаром [Текст] / Е.В. Ширяев, А.Н. Песикин // V Всероссийская научно-практическая конференция «Актуальные вопросы совершенствования инженерных систем обеспечения пожарной безопасности объектов». – М., 2018 г. – С. 508–513.

106. Приказ МЧС России от 10 июля 2009 г. № 404 «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» [Электронный ресурс] // Исследовано в России. – 2009. – Режим доступа: <https://www.mchs.gov.ru/dokumenty/667> (дата обращения 12.03.2021).

107. Приказ МЧС России от 14 декабря 2010 г. № 649 «О внесении изменений в Приказ МЧС России от 10.07.2009 № 404» [Электронный ресурс] // Исследовано в России. – 2009. – Режим доступа: <https://base.garant.ru/55170421/> (дата обращения 12.03.2021).

108. Клубань, В.С. Организационно-технические мероприятия, обеспечивающие откачку нефти и нефтепродуктов из горящего открытым пламенем резервуара [Текст] / В.С. Клубань [и др.] // Материалы третьей международной научн.-техн. конф.: Пожаротушение: проблемы, технологии, инновации. – М.: Академия ГПС МЧС России, 2014. – С. 90–93.

109. Сучков, В.П. Пожары резервуаров с нефтью и нефтепродуктами [Текст]: тем. обзор / В.П. Сучков, И.Ф. Безродный, А.В. Вязниковцев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1992. – 100 с.

110. Рекомендации по обеспечению пожарной безопасности объектов нефтепродуктообеспечения, расположенных на селитебной территории [Текст] / В.П. Сучков [и др.]. – М.: ВНИИПО МВД России, 1997. – 88 с.

111. Пособие по применению методов оценки пожарной опасности технологических систем, используемых при анализе пожарных рисков [Текст] / В.П. Сучков. – М.: Академия ГПС МЧС РФ, 2009. – 89 с.

112. Кимстач, И.Ф. Пожарная тактика [Текст] / И.Ф. Кимстач, П.Л. Девлишев, Н.М. Евтюшкин. – М.: Стройиздат, 1984. – 290 с.

113. Учебные материалы для семинаров по сырой нефти [Текст]: – Вьетнам. – Нефтеперерабатывающий завод Нги Сон, 2016. – 114 с.

114. Buslajeva, I.I. Research of Deformation of Tank Foundation under Conditions of the North [Text] / I.I. Buslajeva, V.A. Prohorov // Proceedings International Symposium: Geocryologic Problem of Construction in Eastern Russia and Northern China. – Chita, 1998. – Pp. 219–224.

115. Rew P.J., Hulbert W.G., Deaves D.M. Modelling of Thermal Radiation From External Hydrocarbon Pool Fires [Text] / P.J. Rew, W.G. Hulbert, D.M. Deaves // Process Safety & Environmental Protection. – 1997. – Vol. 75(2). – Pp. 81–89.

116. Santos F.D.S., Landesmann A. Thermal performance-based analysis of minimum safe distances between fuel storage tanks exposed to fire [Text] / F.D.S. Santos, A. Landesmann // Fire Safety Journal. – 2014. – Vol. 69. – Pp. 57–68.

117. Qingchun Ma, Yali He. Thermal radiation disasters with the large-sized oil tanks fire usually caused by the strong winds [Text] / Ma Qingchun, He Yali // Journal of Safety and Environment. – 2018. – Vol. 18(03). – Pp. 935–940.

118. Heskestad G. Luminous heights of turbulent diffusion flames [Text] // Fire Safety Journal. – 1983. – Vol. 5(2). – Pp. 103–108.

119. Lixia Li. A study on the basic theory of fireproof distance between two adjacent storage tanks on pool fire condition [Text] / Li Lixia. – Nanjing.: Nanjing University of Technology, 2004. – 15 p.

120. Bo Lou, Yi Xu, Zhenguan Lin. Image Characteristic Analysis of Moving Fire Diffusion Flame in Circular Motion [Text] / Lou Bo, Xu Yi, Lin Zhenguan // Journal of Combustion Science and Technology. – 2013. – Vol. 19(01). – Pp. 60–66.

121. Guoliang Yang. Study of minimum shell-to-shell spacing of large petroleum storage tanks based on risk [Text] / Y. Guoliang. – Beijing: China University of Mining and Technology, 2013. – 23 p.

122. API 579. Recommended Practice for Fitness-For-Service [Text]. – Washington, D.C.: American Petroleum Institute, 2000. – 1478 p.

123. Lê Viết Chung, Phạm Văn Chất. Tổng quan về ngành công nghiệp dầu khí Việt Nam [Text] // Tạp chí Dầu khí. – 2016. – Vol. 4. – Pp. 56–64.

124. Nguyễn Minh Khương, Trương Đình Hồng. Tài liệu biên dịch “Hướng dẫn chữa cháy dầu mỏ và sản phẩm dầu mỏ trong bể và kho bể chứa [Text]. – Hà Nội, 2012. – 62 p.

**ПРИЛОЖЕНИЕ**

**АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ**

«УТВЕРЖДАЮ»

Заместитель начальника Института  
пожарной безопасности МОБ Вьетнама  
доцент, кандидат технических наук  
полковник милиции



Нгуен Тхань Хай

2022 г.

### АКТ

внедрения результатов диссертационной работы «Безопасная откачка нефти из резервуара с плавающей крышей при пожаре соседнего резервуара на нефтескладах Вьетнама» на соискание ученой степени кандидата технических наук адъюнкта Академии ГПС МЧС России капитана милиции МОБ Вьетнама Ле Вьет Хая, представленной к защите по специальности 05.26.03 – Пожарная и промышленная безопасность (нефтегазовая отрасль, технические науки)

Комиссия в составе:

председателя – начальника факультета пожарной тактики ИПБ МОБ Вьетнама, канд.техн.наук, доцента, подполковника милиции Нгуен Туан Аня;  
членов комиссии:

сотрудника учебного отдела ИПБ МОБ Вьетнама к.т.н., подполковника милиции Чу Куок Миня;

заместителя начальника факультета пожарной безопасности ИПБ МОБ Вьетнама, к.т.н., подполковника милиции Фан Аня,  
рассмотрела представленную диссертацию на соискание ученой степени кандидата технических наук капитана милиции МОБ Вьетнама.

Комиссия считает, что диссертация Ле Вьет Хая является законченной научно-исследовательской работой. Новые результаты, полученные в результате научных исследований, представляют значительную ценность для подготовки и повышения квалификации научных и практических кадров для пожарной охраны Вьетнама.

Основные положения кандидатской диссертации Ле Вьет Хая внедрены в учебный процесс Института пожарной безопасности МОБ СР Вьетнама в виде:

- фондовой лекции на тему: «Разработка планов тушения пожаров на нефтебазах с использованием экстренной откачки нефти и нефтепродуктов из соседнего с горящим резервуара с плавающей крышей»;

- учебного плана для практического занятия: «Разработка организационно-технических мероприятий, обеспечивающих экстренную, безопасную откачку нефти из резервуара с плавающей крышей соседнего с горящим резервуара»;

- предложений для включения результатов исследований в рабочие программы по дисциплинам «Пожарная тактика» и «Пожарная безопасность технологических процессов»;

- корректировке проведения учебной практики по изучению пожарной опасности объектов защиты с учётом полученных в диссертации результатов;

- предложений в нормативные документы по предупреждению и тушению пожаров на нефтескладах;

- предложений в План научных исследований и опытно-конструкторских работ Института для продолжения исследований по теме диссертации.

Результаты диссертационных исследований капитана милиции Ле Вьет Хая имеют научную ценность в сфере пожарно-технического образования и практическую значимость для сотрудников пожарной охраны при разработке планов тушения пожаров в резервуарных парках объектов нефтегазовой отрасли республики.

Председатель комиссии:

Начальника факультета пожарной тактики

канд. техн. наук

доцент, подполковник милиции



Нгуен Туан Ань

Члены комиссии:

Сотрудника учебного отдела

к.т.н., подполковник милиции



Чу Куок Минь

Заместителя начальника факультета пожарной безопасности

к.т.н., подполковник милиции



Фан Ань



## УТВЕРЖДАЮ

Заместитель начальника Главного управления  
пожарной охраны и аварийно-спасательной  
службы Министерства общественной  
безопасности Социалистической Республики



канд. техн. наук., доцент, полковник милиции

Нгуен Минь Хыонг

2022 г.

## АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы «Безопасность откачки нефти из резервуара с плавающей крышей при пожаре соседнего резервуара на нефтескладах Вьетнама» на соискание ученой степени кандидата технических наук адъюнкта Академии ГПС МЧС России, капитана милиции МОБ СВВ Ле Вьет Хая, представленной к защите по специальности 05.26.03 – Пожарная и промышленная безопасность (нефтегазовая отрасль, технические науки)

Комиссия в составе:

Председателя - заместителя начальника отдела проверки и подтверждения в области пожарной безопасности ГУПО и АСС Вьетнама майора милиции Хоанг Тхо Дыка;

Членов комиссии:

сотрудника отдела проверки и подтверждения в области пожарной безопасности ГУПО и АСС Вьетнама, к.т.н., майора милиции Нгуен Тхань Туана;


сотрудника отдела проверки и подтверждения в области пожарной безопасности ГУПО и АСС Вьетнама, майора милиции До Тхань Тунга, рассмотрела выполненную капитаном милиции МОБ СВВ Ле Вьет Хаем диссертацию на соискание ученой степени кандидата технических наук.

Комиссия считает, что результаты диссертационных исследований Ле Вьет Хая по экспериментальной оценке возможности безопасной экстренной

откачки нефти из РВСПК при пожаре соседнего резервуара на нефтескладах Вьетнама, по экспериментальной и аналитической оценке образования взрывоопасных концентраций паров нефти над плавающей крышей РВСПК и разработанные Ле Вьет Хаем рекомендации по предотвращению образования взрывоопасных паровоздушных смесей над плавающей крышей соседнего с горящим резервуара и обеспечению безопасной регулируемой откачки нефти из него с использованием технологических насосов и трубопроводов имеют научную ценность и практическую значимость и будут использованы: при разработке оперативных планов пожаротушения для резервуарных парков нефтеперерабатывающих заводов «Зунг Куат» и «Нги Сон»; при составлении планов проведения пожарно-тактических учений на этих объектах оперативными подразделениями противопожарной и аварийно-спасательной службы Вьетнама, при проведении плановых мероприятий по надзору в области пожарной безопасности.

Председатель комиссии:


Заместитель начальника отдела проверки и подтверждения в области пожарной безопасности ГУПО и АСС Вьетнама, майор милиции



Хоанг Тхо Дык

Члены комиссии:

Сотрудник отдела проверки и подтверждения в области пожарной безопасности ГУПО и АСС Вьетнама, майор милиции



Нгуен Тхань Туан

Сотрудник отдела проверки и подтверждения в области пожарной безопасности ГУПО и АСС Вьетнама, майор милиции



До Тхань Тунг

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель начальника Академии ГПС  
МЧС России по учебной работе  
кандидат исторических наук, доцент

*В. С. Шпырко*  
«16» марта 2022 г.



АКТ

внедрения результатов диссертационной работы на тему: «Безопасность откачки нефти из резервуара с плавающей крышей при пожаре соседнего резервуара на нефтескладах Вьетнама» на соискание ученой степени кандидата технических наук, адъюнкта очного обучения по кафедре пожарной безопасности технологических процессов Академии ГПС МЧС России, майора милиции МОБ СВВ Ле Вьет Хая

Комиссия в составе: заместителя начальника Института Развития Академии ГПС МЧС России, к.т.н. Козловой И. В., начальника кафедры пожарной безопасности технологических процессов к.б.н., доцента Агеевой О. В., профессора кафедры пожарной безопасности технологических процессов, д.т.н., профессора Назарова В. П., доцента кафедры пожарной безопасности технологических процессов, к.т.н. Грохотова М. А. подтверждает, что основные положения диссертации Ле Вьет Хая внедрены в учебный процесс Института Развития Академии ГПС МЧС России при подготовке лекций и практических занятий по дисциплине «Пожарная безопасность технологических процессов» по темам: «Пожарная безопасность соседнего с горящим резервуара с плавающей крышей» и «Особенности формирования пожарной опасности соседнего с горящим резервуара с плавающей крышей при экстренной откачке нефти и нефтепродуктов»

Заместитель начальника Института  
Развития Академии ГПС МЧС России,  
к.т.н.

*И. В. Козлова*  
Козлова И. В.

Начальника кафедры пожарной  
безопасности технологических процессов,  
к.б.н., доцент

*О. В. Агеева*  
Агеева О. В.

Профессор кафедры пожарной безопасности  
технологических процессов, д.т.н.,  
профессор

*В. П. Назаров*  
Назаров В. П.

Доцент кафедры пожарной безопасности  
технологических процессов, к.т.н.

*М. А. Грохотов*  
Грохотов М. А.