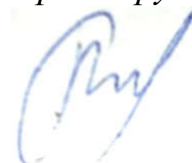


МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



ХУСНУТДИНОВА СУМБУЛЬ МУТАЛОВНА

**РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МАССОВОЙ СКОРОСТИ
ВЫГОРАНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ ИНТЕНСИВНОСТИ
ТЕПЛОВОГО ИЗЛУЧЕНИЯ ПРИ ПОЖАРЕ ПРОЛИВА**

Специальность 2.10.1. – Пожарная безопасность (технические науки)

Диссертация
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель
доктор технических наук, профессор
Хафизов Фаниль Шамильевич

Уфа 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПОЖАРНОЙ И ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ К ХРАНЕНИЮ НЕФТЕПРОДУКТОВ, ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПОЖАРАХ В РЕЗЕРВУАРАХ, ОБ ИНТЕНСИВНОСТИ ТЕПЛООВОГО ИЗЛУЧЕНИЯ И МАССОВОЙ СКОРОСТИ ВЫГОРАНИЯ.....	9
1.1 Требования пожарной и промышленной безопасности к хранению нефтепродуктов	9
1.2 Пожары на резервуарах хранения нефтепродуктов.....	19
1.2.1 Статистика пожаров в резервуарах с нефтепродуктами.....	19
1.2.2 Причины пожаров в резервуарах с нефтепродуктами.....	20
1.2.3 Пожар пролива.....	22
1.3 Интенсивность теплового излучения.....	24
1.4 Общие сведения о массовой скорости выгорания.....	25
Выводы по главе 1.....	28
ГЛАВА 2 ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МАССОВОЙ СКОРОСТИ ВЫГОРАНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ.....	30
2.1 Методы определения безопасных расстояний при воздействии теплового потока.....	30
2.2 Методы определения удельной массовой скорости выгорания вещества экспериментальным путем	42
2.3 Методы определения удельной массовой скорости выгорания нефтепродуктов путем выполнения расчетов.....	50
2.4 Анализ современных методов определения массовой скорости выгорания сложных органических веществ.....	55
Выводы по главе 2.....	56
ГЛАВА 3 ПРАКТИЧЕСКАЯ И РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ.....	57
3.1 Расчет величины удельной массовой скорости выгорания жидких топлив.....	57

3.2	Определение величины удельной массовой скорости выгорания нефтепродуктов экспериментальным путем	63
3.3	Усовершенствованный метод определения величины удельной массовой скорости выгорания топливных смесей.....	70
	Выводы по главе 3.....	86
	ГЛАВА 4 ПОЖАРООПАСНЫЕ РАССТОЯНИЯ В СЛУЧАЕ ПОЖАРА ПРОЛИВА НА ТЕРРИТОРИИ НЕФТЕБАЗЫ ПАО АНК БАШНЕФТЬ	87
4.1	Расчет размеров зон действия теплового излучения в случае пожара пролива на основе предложенного усовершенствованного подхода.....	87
4.2	Общие сведения о технологическом процессе нефтебазы ПАО АНК «Башнефть».....	96
4.3	Определение размеров зон действия теплового излучения в случае пожара пролива на территории нефтебазы ПАО АНК «Башнефть».....	101
	Выводы по главе 4.....	104
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	105
	СПИСОК ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ.....	106
	СПИСОК ТЕРМИНОВ.....	107
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	109
	ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное).....	120

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. На сегодняшний день в России самыми крупными пожарами остаются пожары в резервуарах и резервуарных парках, которые входят в технологические схемы производств нефтегазового комплекса. Для резервуаров характерными являются пожары пролива нефтепродуктов.

При прогнозировании рисков пожаров на производствах, в частности, в случаях возникновения пожаров пролива нефтепродуктов, используют показатель удельной массовой скорости выгорания (m') в целях оценки воздействия теплового излучения. Прогноз интенсивности теплового излучения необходим для вычисления расстояний, безопасных при его воздействии на людей, производственные здания, сооружения и оборудование. Исследуемая величина влияет на интенсивность тепловыделения, температуру горения и интенсивность развития пожара. Значение массовой скорости выгорания (МСВ, кг/с) определяют произведением m' ($\text{кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$) на площадь пролива ($S_{\text{п}}, \text{м}^2$).

На данный момент показатели m' находят в справочниках для незначительного количества нефтепродуктов. Для индивидуальных веществ искомую величину можно вычислить расчетным путем. Расчеты значений m' осуществляются по известным формулам, применимым к однокомпонентным и многокомпонентным веществам, но в процессе расчета относительно последних появляется необходимость вычисления величин удельных теплот сгорания и испарения, удельной теплоемкости, коэффициентов кинематической или динамической вязкости, поэтому процедура вычисления становится весьма громоздкой. Вышеперечисленные показатели приводятся в литературе не для всех нефтепродуктов. Горение смесей углеводородов сильно дифференцируется с горением индивидуальных, так как фракции в составе топливной смеси выгорают поэтапно. В связи с этим, для нефтепродуктов

необходимо производить расчет, учитывая изменения показателей температуры и плотности при горении [1,2].

При отсутствии сведений об m' для конкретного вещества зачастую прибегают к экспериментальному пути его определения. Такой подход требует затрат длительного времени и наличия необходимого поверенного лабораторного оборудования [1,2].

Таким образом, возникает необходимость совершенствования действующих подходов к определению m' при оценке интенсивности тепловыделения в случаях пожаров пролива.

Степень разработанности темы исследования. Теоретико-методологическую основу исследования составили законодательная и нормативная база в области прогнозирования рисков возникновения пожаров на производственных объектах, научно-исследовательские работы и публикации в области изучения методов определения значений массовой и удельной массовой скорости выгорания нефтепродуктов (материалов), а также интенсивности теплового излучения. В ходе работы проведен анализ, а также приняты во внимание некоторые положения из следующих источников: Приказа МЧС России от 10.07.2009 № 404 [3], Руководства по безопасности, утвержденного приказом Ростехнадзора от 17.02.2023 № 69 [4], ГОСТ 12.1.044 1989 и 2018 годов выпуска [5,6], и других методик отечественных и зарубежных представителей, отраженных в пособии «Методика оценки пожаробезопасных расстояний при проектировании промышленных предприятий» издательства ФАУ «ФЦНСиОСвС» в 2016 г [7]. Вопросы, касающиеся оценки МСВ отражены в работах авторов С.С. Тимофеевой [8], В.А. Портола [9], Н.В. Смирнов [10] и других. Следует отметить, что сегодня в отечественной литературе отсутствуют утверждённые методики определения экспериментальным путем МСВ и m' жидких веществ. В настоящее время вопросы расчета рассматриваемых величин топливных смесей мало освещены в теоретических исследованиях и практических разработках, что определяет необходимость проведения исследований в данной области.

Цель и задачи исследования. Цель данной работы – совершенствование методов оценки воздействия на людей, здания и сооружения опасных факторов пожара пролива нефтепродуктов путем применения нового подхода к определению величины МСВ нефтепродуктов.

Для определения МСВ жидких углеводородов решены следующие задачи:

1. Проанализированы справочные показатели величин m' жидких углеводородов.
2. Исследованы действующие отечественные и зарубежные подходы к расчету величин m' топливных смесей, выявлены их преимущества и недостатки, и произведены теоретические расчеты.
3. Изучены экспериментальные пути определения m' , выявлены их преимущества и недостатки, проведены лабораторные измерения величин m' однокомпонентных и сложных нефтепродуктов.
4. Сравнены исследованные методы. На основе проведенного анализа разработан способ определения m' , позволяющий исключить выявленные недостатки.

Объектом исследования в данной работе является показатель удельной массовой скорости выгорания жидких нефтепродуктов, **предметом исследования** – методики определения массовой скорости выгорания при оценке интенсивности теплового излучения.

Научная новизна. Разработан новый метод определения показателя m' жидких нефтепродуктов в зависимости от значений их плотности и коэффициентов. Для коэффициентов определены следующие критерии: k_1 – характеризует линейную скорость выгорания нефтепродукта и зависит от разницы между температурой кипения и начальной температурой, k_2 – характеризует зависимость от разницы между температурой кипения и начальной температурой.

Теоретическая и практическая значимость работы. Предложенные результаты позволят усовершенствовать существующий подход к определению МСВ при анализе теплового воздействия на исследуемый объект.

Основные положения и выводы диссертационного исследования могут быть использованы при прогнозировании пожарных рисков с последующим внедрением предложенных расчетов в действующие методики. Предложенные рекомендации могут быть использованы в работе экспертных организаций и ведомственных органов, службах по пожарной и промышленной безопасности организаций для расчета пожарных рисков.

Результаты выполненных в диссертационной работе разработок используются в учебном процессе ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» на кафедре «Пожарная и промышленная безопасность» при чтении лекций по дисциплинам «Пожарная безопасность технологических процессов переработки нефти и газа» и «Пожарная и промышленная безопасность технологических процессов переработки нефти и газа» при чтении лекций специалистам и бакалаврам; при проведении обучения специалистам по дополнительным профессиональным программам «Техносферная безопасность» и «Специалист по пожарной профилактике» в ЧОУ ДПО УЦ «Диатехсервис»; в дистанционном обучении по курсам ПТМ в АНО ДПО УУЦ «Башнефтехим». Справки о внедрении результатов представлены в Приложении А.

Методология и методы исследований.

Методология выполнения работы заключалась в поэтапном проведении исследований, включающих анализ накопленных знаний в области оценки пожарных рисков на объектах нефтегазового комплекса. При решении задач использовались методы регрессионного и термического анализов: аналитические и расчетно-вычислительные методы решения задач, термогравиметрический анализ.

Положения, выносимые на защиту:

1. Результаты исследования методов определения m' однокомпонентных жидких углеводородов, а также топливных смесей.

2. Результаты расчетов и опытных испытаний в виде разработанных математических уравнений и номограмм.

3. Результаты расчета размеров зон действия теплового излучения в случае пожара пролива на территории резервуарного парка ПАО АНК «БАШНЕФТЬ» с использованием предложенного метода определения величины m' .

Степень достоверности и апробации результатов. Достоверность и обоснованность полученных результатов работы подтверждена данными лабораторных исследований, полученных с использованием поверенных средств измерения и на аттестованном оборудовании по общепринятым методикам, утвержденным в соответствующем порядке.

Научная работа соответствует п. 3 паспорта научной специальности 2.10.1. – Пожарная безопасность (технические науки): «Разработка научных основ, моделей и методов исследования процессов горения, пожаро- и взрывоопасных свойств веществ, материалов, производственного оборудования и конструкций».

Результаты исследований прошли апробацию в двух конференциях и опубликованы в 9 статьях журналов, входящих в список РИНЦ, ВАК и Scopus, а также в сборниках научных конференций.

Диссертация содержит 122 страницы, 21 рисунок и 26 таблиц. Структура работы: введение, 4 раздела (главы), заключение, список литературы (87 источников), определения, обозначения и сокращения, приложение.

ГЛАВА 1 ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПОЖАРНОЙ И ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ К ХРАНЕНИЮ НЕФТЕПРОДУКТОВ. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПОЖАРАХ В РЕЗЕРВУАРАХ, ОБ ИНТЕНСИВНОСТИ ТЕПЛООВОГО ИЗЛУЧЕНИЯ И МАССОВОЙ СКОРОСТИ ВЫГОРАНИЯ

1.1 Требования пожарной и промышленной безопасности к хранению нефтепродуктов

Опасность возникновения пожаров на объектах хранения нефтепродуктов предельно высока вследствие наличия на их территории воспламеняющихся и горючих жидких углеводородов, этот факт доказывается возникающими год за годом серьезными чрезвычайными происшествиями на таких объектах.

Мероприятия, направленные на предупреждение пожаров на объектах нефтегазовой отрасли при хранении жидких углеводородов делятся на следующие группы [11-13]:

- Выбор оптимальной территории для размещения нефтехранилища за пределами населенного пункта, а для расходных баз горюче-смазочных материалов (далее ГСМ) предприятий в пределах города планирование противопожарных разрывов.

- Верное распределение и расположение резервуаров с жидкими углеводородами, наружных технологических установок, сливноналивных эстакад предназначенных для отгрузки и разгрузки железнодорожного, автомобильного транспорта; цехов в которых производится фасовка ГСМ в мелкую тару в пределах складской зоны, с соблюдением требований по противопожарным расстояниям, организация беспрепятственного подъезда пожарной техники.

- Оборудование зоны хранения углеводородных продуктов источником наружного противопожарного водоснабжения с обеспечением требуемого расхода воды.

– Разработка планов и возведение стационарных автоматических систем ликвидации очагов пожаров (установок пенотушения), включая применение комбинированных систем тушения пожара с применением огнегасящих порошков и инертных газов, установок пожаротушения углекислотными газами; систем охлаждения наземных емкостей водой; вспенивающейся самостоятельно смеси аэрозоли и газа.

– Организация регулярного наблюдения за текущей обстановкой на нефтебазе из диспетчерской объекта, пункта пожарного поста с применением приемно-контрольной пожарной аппаратуры, а также систем видеонаблюдения.

Противопожарная безопасность резервуаров

Пожарная безопасность сосудов, где хранится самый большой объем от общего количества нефтепродуктов, всегда ставится в приоритет, как на этапе проектирования таких объектов, так и в период эксплуатации.

Резервуары расположенные отдельно, а также резервуарные парки хранения легковоспламеняющихся и горючих топлив следует размещать на наиболее низких высотных отметках территории нефтебазы, а при отсутствии возможности такого размещения из-за рельефа поверхности сооружают вдоль всего периметра земляные валы, подпорные стены, исполненные из негорючих материалов [14].

Помимо этого, должны внедряться дополнительные мероприятия по предупреждению вероятного выхода нефтепродуктов вне пределов ограждений [15,16].

Недопустима эксплуатация резервуаров с неисправными системами пожаротушения и/или охлаждения; также запрещено использование сосудов с обвалованиями, имеющими повреждения и неисправные проезды через них [12,13,17].

При выборе резервуаров хранения нефтяных продуктов в резервуарных парках следует действовать согласно условиям ГОСТ 31385 и ГОСТ 17032 [18,19]. Если осуществляется хранение нефтепродуктов, замерзающих при температуре более 0°C, но вместе с тем невозможно использование резервуаров

с плавающей крышей или с понтоном, то в эксплуатацию вводятся резервуары со стационарной крышей.

Размещение резервуаров рекомендуется планировать группами.

Требования к суммарной вместительности группы наземных резервуаров, расстояниям между их стенками, расстояниям от наземных резервуаров с нефтью и нефтепродуктами до зданий, сооружений, а также наружных установок нефтепарков устанавливаются согласно требованиям СП 155.13130.2014 [14].

Правила охраны труда на объектах хранения нефтепродуктов

Совокупность действий, которые предпринимаются в целях обеспечения безопасности в случаях пожара объектов хранения нефти и нефтепродуктов содержит в себе требования охраны труда при работе с технологическим оборудованием, а также проведении регламентных (включительно огневых) работ по ремонту данного оборудования [11-14].

Такой подход объясняется тем, что зачастую пожары на данных объектах защиты происходили при нижеперечисленных обстоятельствах:

- при очистке устройств, предназначенных для слива/налива, емкостей, а также трубопроводов предназначенных для перекачки сырья;
- при проведении газосварочных работ на оборудовании заранее очищенном от загрязнений и отложений от углеводородных продуктов, на складском оборудовании, установках, сосудах;
- при проведении ремонтных работ, работ по техническому обслуживанию с применением электротехнических, ручных инструментов, в том числе с последующим проливом горючесмазочных материалов.

Требования в области охраны труда на объектах хранения нефти и нефтепродуктов содержат обязательное проведение инструктажей по пожарной безопасности, обучение комплексу противопожарных мероприятий, действиям работников и персонала в случае пожара, непрерывное наблюдение за текущей ситуацией дежурной частью.

Правила противопожарного режима на объектах, содержащие требования, которые перекликаются с некоторыми требованиями, установленными правилами охраны труда на объектах хранения нефтепродуктов, устанавливаются Постановлением правительства РФ № 1479 [12]:

- Специальную одежду ремонтного и дежурного персонала необходимо хранить в подвешенном виде в металлических проветриваемых шкафах, которые размещаются в специально предназначенных комнатах.

- В конце рабочей смены необходимо выполнить сбор использованного обтирочного материала в контейнеры негорячего исполнения, с плотно закрывающимися крышками; вынимать, вывозить, утилизировать данный материал.

- Работы, связанные с вскрытием сосудов хранения нефтепродуктов, розливом ГСМ в тару должны выполняться на территориях, отдаленных от емкостей хранения.

- Каждую операцию необходимо проводить с использованием ручного инструмента, исключающего образование искр.

Категорически запрещены:

- эксплуатация технологического оборудования, запорной арматуры резервуаров и прилегающих трубопроводов в негерметизированном состоянии;

- работа резервуаров с нефтепродуктами, технологического оборудования при выявлении неисправности приборов контрольного измерения, стационарных систем пожаротушения, подводящих трубопроводов, а также деформаций, разрывов в корпусах или крышах;

- заполнение составных и автотранспортных цистерн, емкостей хранения больше вмещаемого уровня;

- отбор проб из резервуаров во время работ по сливу/наливу; выполнение отбора при грозе.

На нефтебазах жидких топлив особо важно руководствоваться требованиями техники пожарной безопасности при выполнении газозлектросварочных работ по ремонту, монтажу корпусов технологического

оборудования и резервуаров; на выполнение огневых работ согласно правилам обязательно создается наряд-допуск.

Для безопасной и эффективной эксплуатации в соответствии с правилами объектов химической и нефтехимической промышленности, необходимо строго исполнять законодательные требования в области промышленной безопасности, в которые входят [12,13,18-33]:

- Федеральный закон № 123-ФЗ [13];
- Федеральный закон №116-ФЗ [20];
- Федеральный закон № 384 [21];
- Федеральной закон №99-ФЗ [22];
- Приказ ФСЭТАН №533 [23];
- Приказ ФСЭТАН №529 [24];
- Приказ ФСЭТАН №534 [25];
- ГОСТ 8.346-2000 [26];
- ГОСТ 8.570-2000 [27];
- ГОСТ 17032-2010 [19];
- ГОСТ 31385-2016 [18];
- Приказ ФСЭТАН №559 [28];
- РД №09-414-01 [29];
- РД №14-06-2007 [30];
- Приказ ФСЭТАН №144 [31];
- Постановление Правительства РФ №1437 [32];
- Постановление Правительства РФ №2451 [33].

Важнейшие аспекты, которые подтверждают соблюдение законодательства в области промышленной безопасности – это проводимый на постоянной основе аудит промышленной безопасности, а также наличие положительных заключений экспертизы промбезопасности на технические устройства, сосуды и сооружения, которые подтверждают, в каком фактическом состоянии находится объект, и соблюдаются ли установленные требования к эксплуатации объекта [20,31].

Объекты предназначенные для проведения операций по приему, хранению и отпуску нефтепродуктов, следует оснащать техническими устройствами, исходя из свойств присущих хранимым топливам, которые указаны в существующих федеральных нормах и правилах [23,24,28].

Исчерпывающая номенклатура устройств, необходимых для установки на резервуарах и оборудовании, а также схемы их расположения устанавливаются проектной документацией.

Здания, сооружения, оборудование производства, в том числе вспомогательные устройства баз хранения нефтепродуктов должны эксплуатироваться с четким соблюдением требований, закрепленных в проектно-эксплуатационной документации, разработанной на этапе проектирования [21,24,25].

На каждом объекте хранения нефти/нефтепродуктов должна иметься в наличии и регулярно вестись следующая документация [21,24,25]:

- технический паспорт объекта;
- журнал, отражающий результаты осмотров ремонта оборудования, зданий и сооружений;
- введенные в установленном порядке экологические нормы, которые регламентируют сбросы, выбросы и хранение отходов, образовавшихся при эксплуатации;
- паспорта вентиляционных систем при их наличии;
- паспорта (каждого резервуара);
- журнал учета распоряжений, в которых отражены все операции по перекачке и приемке нефтепродуктов внутри объекта их хранения;
- градуировочные таблицы на резервуары;
- паспорта (формуляры) на каждое эксплуатируемое в технологическом процессе оборудование.

В целях ликвидации вероятных ЧС (например, паводки или аварийные разливы) на объекте хранения нефтепродуктов необходимо создать запас

материальных ресурсов, объем которых рассчитывается специалистами на базе прогноза вероятных последствий данных ситуаций [32,33].

На промышленном объекте, обеспечивающем прием, хранение и отпуск нефтепродуктов, дополнительно должны вестись учет товарно-материальных ценностей, а также учет контроля качества нефтепродуктов [24,25].

Операции, производимые на нефтепродуктообеспечивающих базах должны предусматривать основные меры, направленные на недопущение экологического загрязнения (загрязнения почвы, природных вод и атмосферы) вредными веществами, превышающими установленные нормы. Источниками выбросов вредных веществ могут быть:

- резервуары с нефтепродуктами;
- железнодорожные и автомобильные сливноналивные эстакады;
- системы вентиляции насосных станций и пунктов, химических лабораторий и других зданий, в которых эксплуатируется технологическое оборудование;
- нефтеловушки, шламонакопители, разделочные резервуары, отстойники и другие очистные сооружения различного рода;
- открытые насосные площадки, предназначенные для перекачки нефтепродуктов;
- котельные;
- негерметичные элементы коммуникаций и оборудования;
- испарение нефтепродуктов в процессе хранения, отгрузки и приемки нефтепродуктов;
- газообразные продукты, выделяемые с дымом в котельных (диоксид азота, диоксид серы, диоксид углерода и другие взвешенные вещества).

Для конкретных объектов нефтехранения идентифицируются и в установленном порядке утверждаются нормы предельно-допустимых выбросов в окружающую среду, и нормы предельно-допустимых сбросов вредных веществ со сточными водами.

Выполнение этих норм на нефтебазе должно проверяться в виде постоянного контроля: внутренним, либо с привлечением специальной организации, имеющей сертификацию [29].

В целях уменьшения естественной убыли хранящихся нефтепродуктов, в Правилах технической эксплуатации объекта приводится перечень мероприятий, соблюдение которых дает возможность сократить такие потери.

В следующей Таблице 1.1.1 приведены основные меры, позволяющие минимизировать процент потерь.

Таблица 1.1.1 - Мероприятия, направленные на сокращение естественной убыли нефтепродуктов хранимых в резервуарах

№ п/п	Вид мероприятия	Доля уменьшения потерь
1	эксплуатация резервуаров с понтонами при большом обороте в них продуктов	0,8-0,9
2	специальное оборудование резервуаров предназначенное для хранения светлых нефтепродуктов	0,2-0,3
3	герметизация дыхательной арматуры резервуаров, резервуаров, своевременный профилактический ремонт систем трубопроводов резервуара и запорной арматуры	0,3-0,5
4	облицовка наружных поверхностей резервуаров материалами, которые имеют небольшой показатель коэффициента излучения	0,3-0,5
5	одновременная окраска внешних и внутренних стенок емкостей	0,27-0,45
6	использование автоматизированных устройств нижнего налива в процессе отпуска нефтепродуктов автотранспортом (например, при разгрузке на АЗС)	0,3-0,7
7	герметизация налива с помощью рекуперации паров, которые выделяются нефтепродуктами	0,8-0,9

В целях предупреждения потерь нефтепродуктов, возникающих вследствие переливов, следует применять ограничительные устройства, позволяющие автоматически останавливать подачу нефтепродуктов при достижении ими установленного уровня налива, или при разгерметизации наливных элементов.

Основные требования к хранению нефтепродуктов[14-18,24-27]

Выбор резервуаров осуществляется после произведения технико-экономических расчетов, проводимых с учётом условий предстоящей эксплуатации сосуда, с учётом содержания конкретного вида продукта, а также уменьшения возможных потерь нефтепродукта вследствие его испарения в процессе хранения.

Углеводороды разных видов и марок следует хранить в разных резервуарах.

Необходимо уделять большое внимание техническому состоянию резервуаров в период их эксплуатации, а также исправности их запорной арматуры и коммуникаций, устройствам защиты от попадания молний и статического электричества.

В целях минимизации потерь от испарения паров бензинов необходимо применять резервуары с понтонной конструкцией, с плавающей крышей либо емкости, оборудованные газовой обвязкой. Однако авиационные топлива хранить в ёмкостях с плавающей крышей запрещено.

Следует контролировать исправность запорной арматуры резервуаров, а также стойкость к нефтепродуктам и герметичность прокладок люков емкостей.

Забор проб и замеры массы и уровня содержащихся продуктов в резервуарах под избыточным давлением необходимо проводить без разгерметизации газовой среды с помощью соответствующих требованиям средств измерения.

Для наибольшего уменьшения потерь паров следует:

- обеспечить полную герметичность крыши резервуара;

- поддерживать значение проектного давления в емкости;
- проводить перекачку быстроиспаряющихся продуктов между емкостями при условии большой необходимости, желательно в ночное время суток;
- закачивать в резервуар максимально допустимый объем продукта, в случае хранения нефтепродуктов с высокой испаряемостью;
- покрывать наружную поверхность емкостей отражающими материалами светлых оттенков;
- выполнять теплоизоляцию поверхности резервуаров, при хранении застывающих нефтепродуктов.

Работоспособность резервуара в случае опорожнения и закачки не может превышать суммарную пропускную способность его предохранительных и дыхательных клапанов, или вентиляционных патрубков.

При хранении углеводородов в резервуарах, следует следить за тем, чтобы уровень подтоварной воды не превышал наименьший уровень, который обеспечивается конструкцией дренажного устройства (около 25 мм от уровня дна).

Если температура окружающего воздуха ниже 0 °С, то по мере необходимости производится слив подтоварной воды из резервуара, а сифонный кран для слива нужно промывать нефтепродуктом и оставлять в боковом положении.

В целях сохранения качества нефтепродукта и соблюдения правил пожарной безопасности, ёмкости для хранения застывающих углеводородов следует теплоизолировать и оборудовать обогревателями.

Запрещено складирование горючих материалов в пределах территории нефтебазы.

Необходимо обеспечивать подогрев вязких и застывающих нефтепродуктов, для улучшения их текучести и уменьшения уровня их гидравлического сопротивления.

1.2 Пожары на резервуарах хранения нефтепродуктов

1.2.1 Статистика пожаров в резервуарах с нефтепродуктами

Самыми масштабными и значимыми технологическими сооружениями в сфере нефтяной промышленности остаются парки с резервуарами. За последнее время участилось число возгораний нефтепродуктов в резервуарах с понтоном, в частности бензинов. Случаи пожаров и взрывов чаще случаются в резервуарах с мазутом, реже с керосином и дизтопливом. За последние 20 лет подавляющее количество пожаров (около 90%) произошло на надземных резервуарах [34,35].

В период с 2000 по 2022 годы примерное процентное распределение количества пожаров в зависимости от вида хранимого нефтепродукта в резервуарах составляет:

- 32 процента для сырой нефти;
- 54 – для бензина;
- 14 – для других видов нефтепродуктов.

Около 18 % всех пожаров произошло в результате самовозгорания пирофорных отложений, при этом 64% случаев по этой причине пришлось на объекты нефтедобычи, 36 % на резервуарные парки.

В большинстве случаев пожары с нефтепродуктами имеют затяжной характер. Они наносят большой материальный ущерб и могут привести к гибели людей.

Групповые пожары в стальных вертикальных резервуарах без понтона обычно возникают из-за загазованности территории.

Доля пожаров, произошедших при очистке или ремонте резервуаров, составляет приблизительно 40%. Их различают в зависимости от этапа выполнения работ:

- пожары, произошедшие во время очистки до проведения осмотра и ремонта;

- в ходе выполнения огневых работ;
- на резервуарах, в которых уже произведена очистка;
- на неочищенных резервуарах.

1.2.2 Причины пожаров в резервуарах с нефтепродуктами

На нефтебазах и складах хранения нефтепродуктов обеспечивается строгий контроль соблюдения регламентов и стандартов промышленной безопасности. Работающие на данных объектах постоянно проходят повышение квалификации, а для подрядных организаций проводят обязательные инструктажи. Однако пожары на таких объектах все же бывают.

Основная причина пожаров в резервуарных парках – нарушение техники безопасности. К примеру, эксплуатация транспортных средств вопреки правилам; проведение сварочных, огневых работ, курение, а также использование других источников открытого огня вблизи опасных объектов.

Ниже приведены возможные причины пожаров на объектах хранения нефти [36,37]:

- разгерметизация фланцев, задвижек и других элементов конструкции;
- несрабатывание систем контроля уровня, вследствие чего происходит перелив продукта;
- пропитка теплоизоляции на трубопроводах ГЖ и ЛВЖ;
- молнии, искры и другие источники возникновения статического или атмосферного электричества.

На объектах с резервуарами в исправном состоянии, главными источниками зажигания могут быть:

- атмосферное электричество, искры от электроустановок (обычно наблюдаются в ж/б ёмкостях хранения нефти, на нефтепроводах и нефтеперерабатывающих заводах);

- самостоятельное возгорание пиррофоры – чаще в промышленных резервуарах типа РВС с содержанием высокосернистой нефти и светлых нефтепродуктов;

- механические удары в процессе забора проб и замеров уровня – обычно происходит взрыв при ручном отборе с крыши РВС;

- возникновение разрядов статического электричества.

Загазованность, превышающая допустимые уровни на территории резервуарных парков может также стать причиной возникновения пожаров при наличии разных источников зажигания (автомобилей, огневых нагревателей, факелов, магнитных пускателей и т.д.) [36,37] в случаях:

- подачи нефти в технологические емкости, которая прошла неполное сепарирование от газа;

- перекачивания в емкость нефти, пары которой обладают высокой упругостью;

- перелива в резервуары нефти или других топлив.

Около одной трети пожаров и возгораний случаются на резервуарах находящихся на очистке или ремонте при:

- предремонтной очистке резервуара;

- выполнении огневых работ на резервуарах, где произведена предварительная очистка;

- проведении ремонтных и обслуживающих операций.

Выбросы нефти и нефтепродуктов на складах хранения случаются в результате их испарения, а также утечек газообразных или жидких веществ. Первые две причины представляют наибольшую опасность, в связи с тем, что углеводороды в газообразном состоянии способны мгновенному возгоранию. Третью причину (утечку жидкости) представляется возможным локализовать и в дальнейшем управлять ситуацией, и что не менее важно – жидкость менее подвержена быстрому воспламенению.

Также выбросы могут произойти вследствие внешней или внутренней коррозии резервуара или труб, внутренней эрозии, износа или повреждений технологического оборудования, дефектов конструкций, ошибок операторов.

Процесс утечки газа под давлением происходит следующим образом, он высвобождается в виде газовой струи, далее движется в любом направлении в зависимости от характера аварии. Газообразные смеси, как правило, имеют высокую турбулентность, так как для них характерно мгновенное смешивание с окружающим воздухом. Это явление снижает скорость распространения смеси. Далее, в случае отсутствия источника зажигания, образуется облако газовой смеси, которое быстро рассеивается в атмосфере. А при возникновении поджига смеси при ее попадании в замкнутое пространство, случается взрыв.

1.2.3 Пожар пролива

Проливы нефтепродуктов классифицируются следующими типами [32,33]:

- проливы, которые можно локализовать;
- имеющие разрешение для стока;
- которые можно сливать на пониженные участки.

Для паров веществ, обладающих большой летучестью, характерно рассеивание в том случае, если интенсивность испарения равна интенсивности распространения паров. При низкой летучести жидкости, в зависимости от их вязкости они распространяются немедленно и формируют «озеро» жидкости, которое, как правило, локализуется непосредственно рядом от точки пролива. Чем больше значение вязкости, тем дальше будет происходить распространение [38].

Продукты, которые находятся под давлением, в случаях протечек трубопроводов, прокладок насосов или разрушений корпусов сосудов, выбрасываются на некоторое расстояние от локации протечки.

Температура вспышки жидкого нефтепродукта – это важная характеристика проливов. При наибольшем ее значении, пролив будет более безопасным, поэтому ГСМ хранятся при температурах ниже точки вспышки.

Виды проливов разделяются на следующие [38]:

– протечки и подтекания из некрупных отверстий с большой скоростью. Они происходят вследствие образований коррозионных и эрозионных трещин на трубопроводах, повреждений прокладок, которые могут быть вызваны механическими воздействиями или неосторожностью в процессе проведения технического обслуживания.

– потоки (протечки среднего масштаба, которые реализуются со средней частотой). Зачастую это разрывы в трубопроводах, имеющих малый диаметр.

– аэрозоли или туманы (утечки среднего масштаба, возникающие со средней частотой, которые мгновенно смешиваются с воздухом). Обычно, эти утечки происходят при высоком давлении в прокладках трубопроводов, насосов, уплотнения штока задвижки. Также встречаются случаи происхождения таких протечек от факелов.

– разрывы: проливы больших величин, встречаются редко. Как правило, это аварии резервуаров, трубопроводов или гибких трубопроводов, которые происходят под воздействием внутренних и внешних, либо преднамеренных источников и пожаров (при условии взрыва с расширением паров вскипающей жидкости).

– непреднамеренные проливы на производстве – происшествия, которые обуславливаются антропогенными ошибками – редкое явление. К ним также относятся проливы, случающиеся при проведении нештатных мероприятий.

Для оценки основных опасных факторов пожара пользуются утвержденными методиками [3], по которым также определяется значение m' . На этапе расчетов определяется m' , значения которой для некоторых видов нефтепродуктов приведены в таблице ПЗ.4 Методики, в ней также приведена формула расчета величины МСВ для однокомпонентных веществ.

1.3 Интенсивность теплового излучения

Тепловое излучение – процесс экспансии электромагнитных колебаний с различной длиной волн, который обусловлен тепловым движением атомов или молекул тела, которое излучает тепло. *Излучением* или *лучеиспусканием* называют процесс появления потока лучей вследствие преобразования тепловой энергии в лучистую, а обратный процесс называется поглощением лучей [39].

Интенсивность теплового излучения пламени – это энергия, отнесённая к площади поперечного сечения единичной площадки, переносимая излучением пламени в единицу времени.

Свойства теплоизлучения:

- излучение тепла возникает по спектру всех частот (от нуля до бесконечности).
- величина интенсивности теплоизлучения является неравномерной по различным частотам и имеет явно выраженный максимум при определенной частоте.
- чем выше температура, тем больше общая интенсивность теплового излучения.
- при увеличении температуры частоты излучения стремятся к максимуму, имеют меньшую длину волн. Излучение тепла свойственно для всех тел, находящихся в любом агрегатном состоянии.
- основной отличительной характеристикой теплоизлучения считается равновесие энергий излучения. То есть, если поместить тело в термически изолированную емкость, то величина испускаемой энергии будет равна величине энергии, которая поглотится.

Процесс возгорания жидкого вещества при воздействии на него тепловыделения

При пожарах на базах, где хранятся жидкие топлива, пламя распространяется в результате передачи тепла излучением, конвекцией и

молекулярной теплопроводностью от места пламени к поверхности зеркала жидкости.

При самовоспламенении жидкости в резервуаре от нагрева большую значимость имеет излучение тепла от пламени. По закону Стефана-Больцмана можно рассчитать интенсивность теплоиспускания [38,39]:

$$q = \varepsilon \cdot \sigma \cdot (T_{\Gamma} - T_0)^4, \quad (1.3.1)$$

где q – интенсивность лучистого потока, кВт/м²;

ε – степень черноты пламени (0.75-1.0);

σ – константа Стефана Больцмана, равная $5.7 \cdot 10^{-11}$ кДж/(м²·с·к⁴);

T_{Γ} – температура пламени, К;

T_0 – температура окружающей среды, К.

Тепло излучается во все стороны и также достигает поверхности жидкости и нагревает ее. Вместе с тем быстрота испарения увеличивается, формируется паровоздушная смесь, а при превышении концентрации нижнего концентрационного предела, возникает воспламенение от источника зажигания, фронт пламени перемещается. После перемещения пламя нагревает дальнейший участок и так далее.

Показатели интенсивности излучения пламени пожара следует определять в случаях: проведения оценки пожарного риска, при отнесении категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности, расчета минимально допустимых расстояний между зданиями, сооружениями и другими объектами.

1.4 Общие сведения о массовой и удельной массовой скорости выгорания

Массовая скорость выгорания горючих продуктов, кг/с – это масса продукта, которая сгорает за определенный интервал времени с определенной площади. Этот показатель обуславливает интенсивность выделения тепла,

величину температуры горения, интенсивность изменения пожара и остальные параметры, характеризующие пожар. Подобно скорости распространения пламени, МСВ зависит от физико-химических показателей, агрегатного состояния, а также других факторов и характеристик вещества. Показатель МСВ используется при моделировании процесса распространения пожара и оценке скорости тепловыделения [1,4,8,9]. МСВ может определяться произведением величины m' на площадь горения продукта.

Удельная массовая скорость выгорания, $\text{кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$ – масса горючего вещества (m , кг), которая выгорает в единицу времени (τ , с) с единицы площади пожара ($S_{\text{п}}$, м^2). Для ее расчета используют следующую эмпирическую формулу:

$$m' = m / (S_{\text{п}} \cdot \tau) \quad (1.4.1)$$

Величина m' нефтепродуктов рассчитывается в процессе определения интенсивности излучения тепла, которая является важным фактором для оценки пожарного риска на объектах нефтегазовой отрасли.

Факторы, влияющие на величину МСВ вещества

Основными факторами, влияющими на величину МСВ, являются свойства вещества (элементарный состав, содержание влаги, влияющее на теплоту испарения, теплоемкость, температура кипения, плотность вещества), исходная температура вещества, концентрация кислорода в воздухе, внешние условия (скорость ветра, температура и влажность окружающей среды) [1,8].

Из определения понятия m' , приведенного выше, ясно, что её величина зависит от площади горения. При горении нефтепродукта в резервуаре, стенки ограничивают площадь горения, которая в свою очередь напрямую зависит от диаметра резервуара.

На сегодняшний день показатели величин m' приводятся в различных справочных материалах для ограниченного списка нефтепродуктов [1,4,8,9]. В действующей Методике [3] приведены следующие справочные значения (Таблица 1.4.1):

Таблица 1.4.1 – Значения m' для топлив

Наименование топлива	Значение m' , 10^{-3} кг/($m^2 \cdot c$)
СПГ	80
СУГ (пропан-бутан)	100
Бензин	60
Дизельное топливо	40

Ниже (Таблица 1.4.2) приводятся полученные опытным путем справочные показатели для ряда ГЖ и ЛВЖ из научной литературы.

Таблица 1.4.2 – Значения m' для ГЖ и ЛВЖ

Наименование нефтепродукта	Значение m' , 10^{-3} кг/($m^2 \cdot c$)
Нефть	20-30
Мазут	20-30
Дизтопливо	50-60
Керосин	45-55
Бензин	45-53

Также данные о величинах m' есть и в Методических рекомендациях по проведению количественного анализа риска аварий на конденсатопроводах и продуктопроводах [4], они представлены в Таблице 1.4.3.

Таблица 1.4.3 – Значения параметров m' для углеводородов

Вещество	Формула	m' , 10^{-3} кг/($m^2 \cdot c$)
СПГ	преобладает CH_4	78
СУГ	преобладает C_3H_8	99
Метанол	CH_3OH	17
Этанол	C_2H_5OH	15
Бутан	C_4H_{10}	78

Продолжение таблицы 1.4.3

Вещество	Формула	m' , 10^{-3} кг/($m^2 \cdot c$)
Гексан	C_6H_{14}	74
Гептан	C_7H_{16}	101
Бензин	нет	48
Газолин	нет	55
Керосин	нет	39
Трансформаторное масло	нет	39
Мазут	нет	35
Неочищенная нефть	нет	22 - 45

При отсутствии данных в справочных материалах, величина m' определяется опытным путем, либо рассчитывается.

Показатель m' используется при моделировании процесса развития пожара, в частности при расчете интенсивности теплоизлучения от пламени в целях определения пожаробезопасных расстояний. Следовательно, в целях исследования методов определения МСВ в первую очередь изучены методики определения безопасных расстояний в случае пожаров на производственных объектах.

Выводы по главе 1

1 Для безопасной и эффективной эксплуатации в соответствии с правилами объектов химической и нефтехимической промышленности, необходимо строго исполнять законодательные требования в области пожарной и промышленной безопасности: проводить постоянный внутренний аудит; экспертизу промышленной безопасности; оснащать резервуары техническими устройствами, исходя из свойств присущих хранимым топливам; проводить меры по контролю надежности резервуаров и уменьшению потерь за счет испарения хранимых продуктов.

2 Пожары на резервуарах хранения нефтепродуктов имеют затяжной характер и наносят большой материальный ущерб и могут привести к гибели людей. Выбросы хранимого сырья случаются в результате их испарения, а также утечек газообразных или жидких веществ. Пожары в результате последних называются пожарами пролива, при которых опасные факторы оцениваются согласно Методике [3].

3 При пожарах на объектах хранения жидких топлив, пламя распространяется в результате передачи тепла излучением, конвекцией и молекулярной теплопроводностью. Показатели интенсивности излучения пламени рассчитывают для оценки безопасных зон от воздействия пороговых значений тепла. При определении интенсивности излучения тепла рассчитывается величина m' для нефтепродуктов.

ГЛАВА 2 ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МАССОВОЙ СКОРОСТИ ВЫГОРАНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ

2.1 Методы определения безопасных расстояний при воздействии теплового потока

Пути расчетов интенсивности теплового излучения в случае реализации аварийных ситуаций и формулы для выполнения оценки расстояний, безопасных от очага пожара в случае воздействия теплоизлучения пламени на людей, здания, сооружения, а также наружные установки приводятся в методиках, которые разработаны с целью уточнить и усовершенствовать законодательное регулирование в существующей нормативной базе по пожарной безопасности, направленной на соблюдение положений ФЗ-384, ФЗ-123 [13,21], и сводов правил в области проектирования, строительства и эксплуатации промышленных объектов.

Далее рассмотрен современный подход к определению пожаробезопасных зон в процессе проектирования промышленных предприятий, которая разработана в актуализированных правилах СП 56.13330.2011 [40], СП 43.13330.2012 [41] и СП 18.13330.2011 [42] в целях выполнения проектирующими организациями требований, которые содержатся в сводах правил, и улучшения грамотности и рациональности при проектировании.

Одной из самых важных составляющих этапов прогнозирования вероятных путей развития пожаров на предприятиях промышленности является оценка пожаробезопасных расстояний. Она дает возможность рассчитать расстояния до границ влияния опасных факторов пожара на технологическое оборудование, здания, сооружения, а также персонал промышленных предприятий, сделать прогноз зон, где факторы пожара будут воздействовать в пределах допустимых уровней, а также позволит дать оценку потенциала каскадного развития пожаров как наихудшего вероятного хода развития

техногенной аварии. Такая оценка помогает рационально принимать организационные решения, направленные на безопасное и обоснованное распределение сил и средств, которые принимают участие в ликвидации пожаров и чрезвычайных ситуаций, на обеспечение эвакуации персонала предприятий промышленности в случаях наступления угроз возникновения пожара.

Пожары пролива

Один из основных показателей, который определяет масштаб аварии, пожаробезопасные расстояния, а также длительность существования опасной ситуации в случаях пожара пролива – это площадь разлития жидкостей из емкостей (резервуаров, оборудования, труб) в результате их повреждения.

При обычно встречающихся аварийных ситуациях, возникающих при эксплуатации технологического оборудования и резервуаров с ЛВЖ, ГЖ или сжиженными газами, условно выделяют ряд физических процессов [8,43-45]:

- мгновенное испарение определенного объема перегретой жидкости из разгерметизированных резервуаров и дальнейшее образование пароаэрозольного облака;
- истечение смеси газа и жидкости в случае обрыва труб или при нарушении целостности емкости (выбоины, трещины и т.п.);
- растекание жидкости, ее испарение с последующим образованием паровоздушных облаков;
- пожар разлитой жидкости и/или сгорание паровоздушного облака.

Площадь разлития нефтепродукта при утечке зависит от местного рельефа. Согласно требованиям, резервуары должны быть защищены обвалованием, которое способствует сдерживанию жидкости после ее утечки или разрушения резервуара. Вместительность обвалования, как правило, должна выбираться равной объему хранилища. Но при этом в случае разрушения резервуара возможно образование гидродинамической волны, которая способна выйти за пределы защитного барьера, таким образом, значительно распространив зону разлития жидкости. Также вероятен исход,

при достаточно высоком расположении места утечки и образовавшаяся струя жидкости способна достичь поверхности за пределами стенки обвалования. Самая большая площадь разлива может достигаться в случае внезапного пролива жидкости на горизонтальный участок, не имеющий ограждение [45].

В следующей Таблице 2.1.1 приведены формулы для расчета радиусов распространения жидкостей из методик различных авторов (определяемые зависимости, которые позволяют найти радиусы и быстроту утечки сжиженного природного газа) [45-70].

Таблица 2.1.1 – Формулы расчета радиусов и времени растекания СПГ в зависимости от свойств поверхности растекания

Сущность метода расчета	Формула расчета радиуса растекания, r	Формула расчета продолжительности растекания, t
Случай с формированием под СПГ ледяного слоя. Линейное определение температуры по толщине льда от $T_{\text{кип}}$ для СПГ до 0°C [55]	$r = 6,33V_0^{5/12}$	$t = 10,82 V_0^{1/3}$
Образование под СПГ ледяного слоя. (величина тепла при охлаждении льда пренебрегается)[56]	$r = 10,9V_0^{5/12}$	$t = 31,8 V_0^{1/3}$
Случай, когда из-за турбулентности лед не образуется. Применяется показатель экспериментально измеренного теплового потока в случае превращения СПГ в пар 100 кВт/м^2 [56]	$r = 8,47V_0^{3/8}$	$t = 19,25V_0^{1/4}$
Отсутствие льда. Интеграл во времени потока парообразования и пролитая масса принимаются равными[56]	$r = 3,34 \cdot (V_0^{3/8} / a^{1/8})$	$t = 0,62 \cdot (V_0^{1/4} / a^{1/2})$
Движущая сила тяготения и инерционная сила сопротивления приравняются [57]	$r = 1,23 \cdot (V_0^{3/8} / a^{1/4})$	$t = 0,44 \cdot (V_0^{1/4} / a^{1/2})$

где a – это скорость регрессии уровня СПГ (жидкости) из-за испарения (принимается $a = 0,4$ мм/с) [58].

V_0 – объем пролитого СПГ (жидкости), м³.

К тому же были произведены вычисления площади распространения сжиженных углеводородных газов (СУГ).

Для СУГ площадь поверхности пролива на горизонтальный неограниченный участок определяют при помощи зависимости [53]:

$$F = k_v \cdot V, \quad (2.1.1)$$

где V – объем разлитой жидкости, л;

k_v – коэффициент, принимаемый 0,15 м² на 1 л продукта утечки.

Рассчитанные результаты представлены на Рисунке 2.1.1 [45-70].

Для вычисления значения m' в данной методике используется следующее выражение [52]:

$$m' = 1,25 \cdot 10^{-6} \rho \cdot (\Delta H_{\text{сг}} / \Delta H_{\text{исп}}), \quad (2.1.2)$$

где ρ – плотность жидкости при температуре до начала горения;

$\Delta H_{\text{сг}}$ – теплота сгорания;

$\Delta H_{\text{исп}}$ – теплота испарения (парообразования).

Значение m' (кг/м²с) для некоторых топлив допускается принимать следующими [49]:

- бензин – 0,06;
- СУГ – 0,10;
- СПГ – 0,08;
- дизтопливо – 0,04.

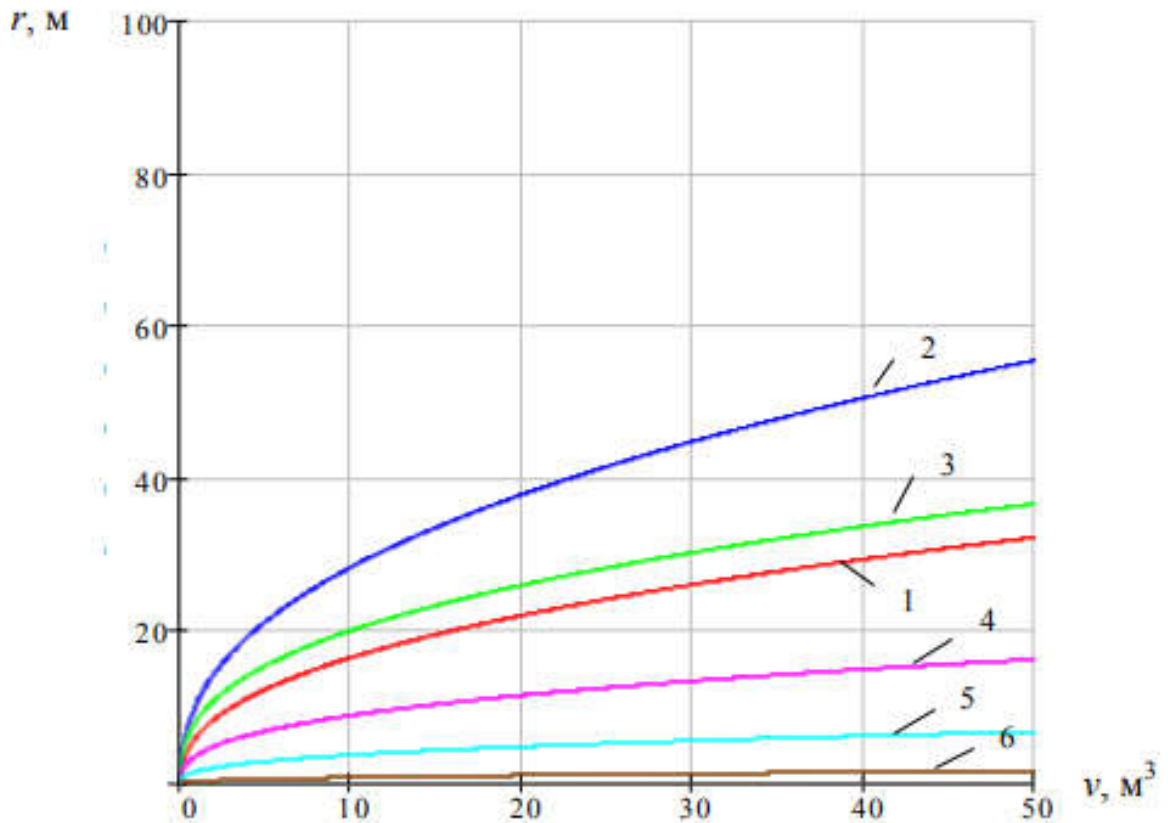


Рисунок 2.1.1 – График зависимости радиуса растекания жидкости по горизонтальной поверхности от её объема:

Пояснение:

1, 2, 3, 4, 5, 6 – радиусы растекания СУГ на горизонтальную поверхность, м, которые рассчитаны по формулам в Таблице 2.1.1.

Чтобы оценить интенсивность воздействия тепла в зависимости от удаленности от пролива, а также рассчитать безопасные расстояния для людей, здания и сооружения требуется знать высоту пламени над пролитой жидкостью. Для определения длины пламени с большой степенью точности можно использовать формулу Томаса [59,60]:

$$\frac{H_f}{D} = 42 \cdot \left[\frac{m'}{\rho \cdot \sqrt{g \cdot D}} \right]^{0,61}, \quad (2.1.3)$$

где H_f – длина пламени, м;

D – диаметр площади пролива, м;

ρ – плотность окружающей атмосферы, кг/м³ ;

g – значение ускорения свободного падения, равное 9,81 м/с² .

Чтобы оценить интенсивность тепловыделения пламени q (кВт/м²) по сценарию пожара пролива ЛВЖ и ГЖ, СПГ или СУГ пользуются следующей формулой [3,8,54]:

$$q = E_{\text{т.и.ср}} \cdot F_{\text{обл}} \cdot \tau, \quad (2.1.4)$$

где $E_{\text{т.и.ср}}$ – это среднеповерхностная интенсивность теплового излучения пламени, кВт/м²;

$F_{\text{обл}}$ – угловой коэффициент облученности;

τ – коэффициент пропускания атмосферы.

Значение среднеповерхностной интенсивности теплового излучения принимается на основе имеющихся экспериментальных данных или по таблице в ПЗ.4 Методики.

Формула для определения углового коэффициента облученности [3]:

$$F_{\text{обл}} = \sqrt{F_{\text{верт}}^2 + F_{\text{гор}}^2}, \quad (2.1.5)$$

где $F_{\text{верт}}$, $F_{\text{гор}}$ – факторы облученности вертикальных и горизонтальных поверхностей, которые рассчитываются следующим образом:

$$F_{\text{верт}} = \frac{1}{\pi} \cdot \left[\frac{1}{S} \cdot \arctg \left(\frac{h}{\sqrt{S^2-1}} \right) - \frac{h}{S} \cdot \left\{ \arctg \left(\sqrt{\frac{S-1}{S+1}} \right) - \frac{A}{\sqrt{A^2-1}} \cdot \arctg \left(\sqrt{\frac{(A+1) \cdot (S-1)}{(A-1) \cdot (S+1)}} \right) \right\} \right], \quad (2.1.6)$$

$$F_{\text{гор}} = \frac{1}{\pi} \cdot \left[\frac{(B-\frac{1}{S})}{\sqrt{B^2-1}} \cdot \arctg \left(\sqrt{\frac{(B+1) \cdot (S-1)}{(B-1) \cdot (S+1)}} \right) - \frac{(A-\frac{1}{S})}{\sqrt{A^2-1}} \cdot \arctg \left(\sqrt{\frac{(A+1) \cdot (S-1)}{(A-1) \cdot (S+1)}} \right) \right], \quad (2.1.7)$$

$$A = \frac{h^2 + S^2 + 1}{2 \cdot S}, \quad (2.1.8)$$

$$B = \frac{1+S^2}{2 \cdot S}, \quad (2.1.9)$$

$$S = \frac{2 \cdot r}{d}, \quad (2.1.10)$$

$$h = \frac{2 \cdot H}{d}, \quad (2.1.11)$$

где r – расстояние от геометрического центра пролива до объекта воздействия потока тепла, м;

d – эффективный диаметр пролива, м;

H – высота пламени, м.

Эффективный диаметр пролива d (м) рассчитывается по формуле:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot F}{\pi}}, \quad (2.1.12)$$

где F – площадь пролива, м².

Высота пламени H (м) определяется по формуле:

$$H = 42 \cdot d \cdot \left[\frac{m'}{\rho_{\text{атм}} \cdot \sqrt{g \cdot d}} \right]^{0,61}, \quad (2.1.13)$$

где $\rho_{\text{атм}}$ – плотность окружающего воздуха, кг/м³;

Коэффициент пропускания атмосферы определяют по формуле:

$$\tau = \exp[-7 \cdot 10^{-4} \cdot (r - 0,5 \cdot d)], \quad (2.1.14)$$

Также учитывается влияние скорости ветра на форму пламени.

Параметры теплового потока, приводящие к поражению

Воздействие излучения тепла на предметы характеризуются импульсным и длительным эффектом. Критерием поражения в исследуемом подходе при пожаре пролива является пороговая (критическая) интенсивность излучения тепла - q_{CR} .

В приложении Методики [3] представлены значения q_{CR} , при достижении которых горючие вещества или материалы могут воспламеняться, а также предельные величины q_{CR} способные привести к поражению людей.

Степень негативного воздействия теплового потока на человека оценивается величиной пробит-функции:

$$Pr = -12.8 + 2,56 \cdot \ln(t \cdot q^{4/3}), \quad (2.1.15)$$

где t – эффективное время экспозиции, с;

q – интенсивность излучения тепла, кВт/м².

Расчет продолжительности эффективной экспозиции t при пожаре пролива:

$$t = t_0 + \frac{x}{u}, \quad (2.1.16)$$

где t_0 – время, необходимое для обнаружения человеком пожара и принятия решения о дальнейших его действиях, с (может быть принято равным 5);

x – расстояние от местонахождения человека до границы с интенсивностью излучения тепла не превышающей 4 кВт/м² (безопасной зоны);

u – среднее значение скорости передвижения человека в безопасную зону, м/с (условно равно 5 м/с).

Значение вероятности поражения человека оказавшегося в зоне непосредственного воздействия пламени пожара пролива условно принимается равным 1.

Полученные показатели расчета интенсивности теплового излучения, зависящие от удаленности от центра пролива сжиженного природного метана (метана) показаны на Рисунке 2.1.2. Показатели для сжиженного углеводородного газа (пропан-бутан), а также водорода (H₂) приведены на Рисунках 2.1.3, 2.1.4 [45-70].

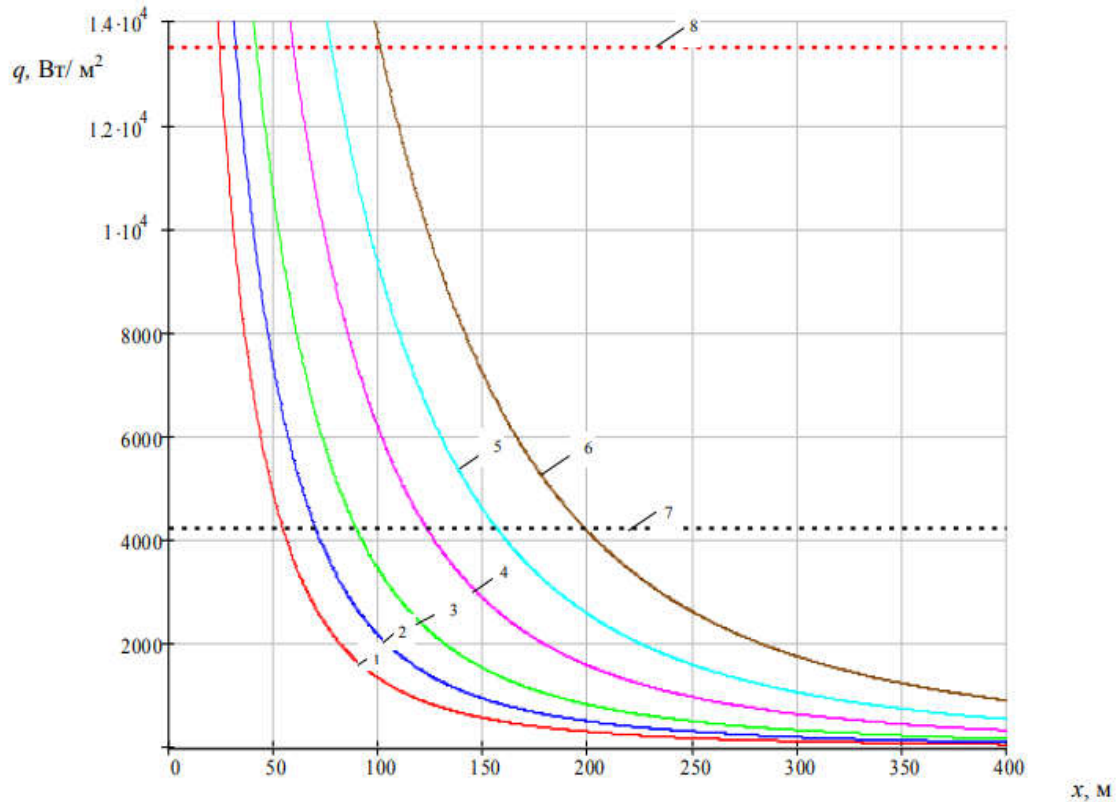


Рисунок 2.1.2 – Интенсивность излучения тепла при расстоянии от пожара пролива СПГ равном x , м

Пояснение к графику:

- 1 – пролив СПГ объёмом 5 м³;
- 2 – пролив СПГ объёмом 10 м³;
- 3 – пролив СПГ объёмом 20 м³;
- 4 – пролив СПГ объёмом 50 м³;
- 5 – пролив СПГ объёмом 100 м³;
- 6 – пролив СПГ объёмом 200 м³;
- 7 – предельное значение поражающего действия излучения тепла на человека;
- 8 – предельное значение воздействия интенсивности тепла на здания и сооружения.

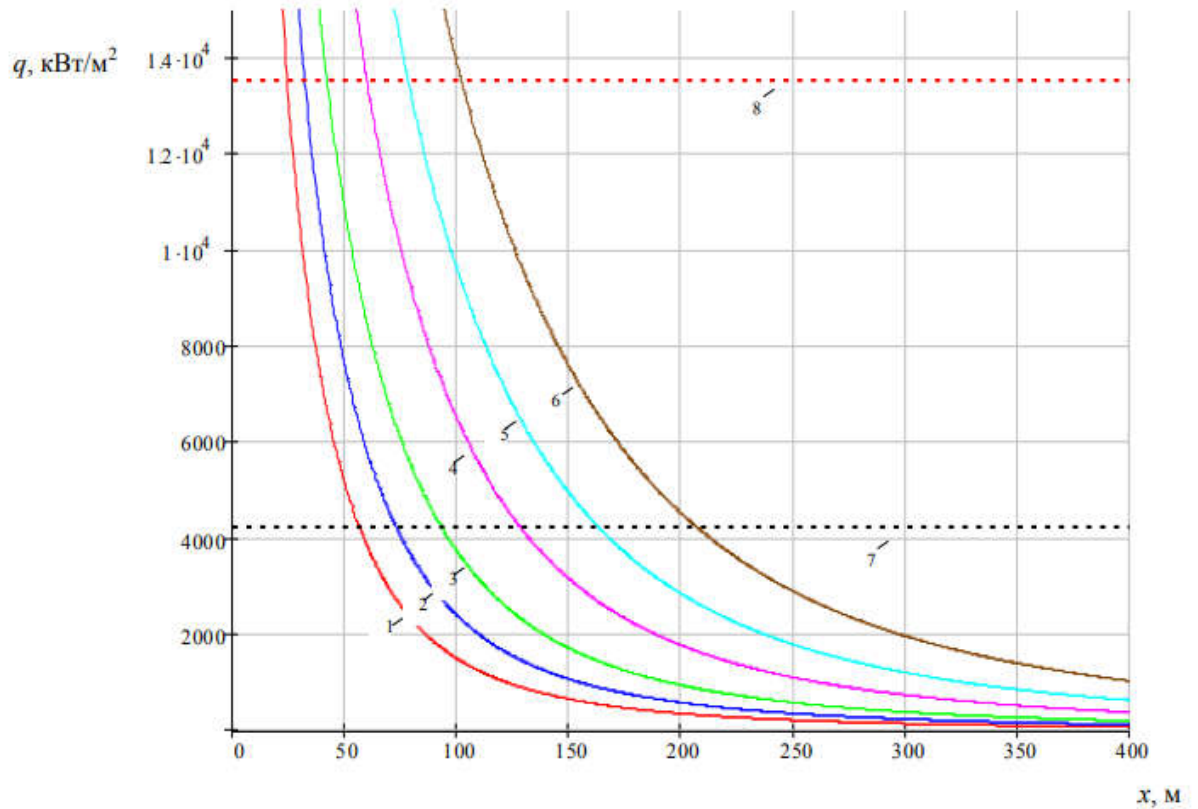


Рисунок 2.1.3 – Интенсивность теплового потока при расстоянии от пожара пролива СУГ равном x , м

Пояснение:

- 1 – интенсивность теплоизлучения от пламени пожара пролива при $V_{\text{СУГ}} = 5 \text{ м}^3$;
- 2 – интенсивность теплоизлучения от пламени пожара пролива при $V_{\text{СУГ}} = 10 \text{ м}^3$;
- 3 – интенсивность теплоизлучения от пламени пожара пролива при $V_{\text{СУГ}} = 20 \text{ м}^3$;
- 4 – интенсивность теплоизлучения от пламени пожара пролива при $V_{\text{СУГ}} = 50 \text{ м}^3$;
- 5 – интенсивность теплоизлучения от пламени пожара пролива при $V_{\text{СУГ}} = 100 \text{ м}^3$;
- 6 – интенсивность теплоизлучения от пламени пожара пролива при $V_{\text{СУГ}} = 200 \text{ м}^3$;
- 7 – пороговый показатель поражающего действия излучения тепла на человека;
- 8 – пороговый показатель воздействия теплового излучения на здания и сооружения.

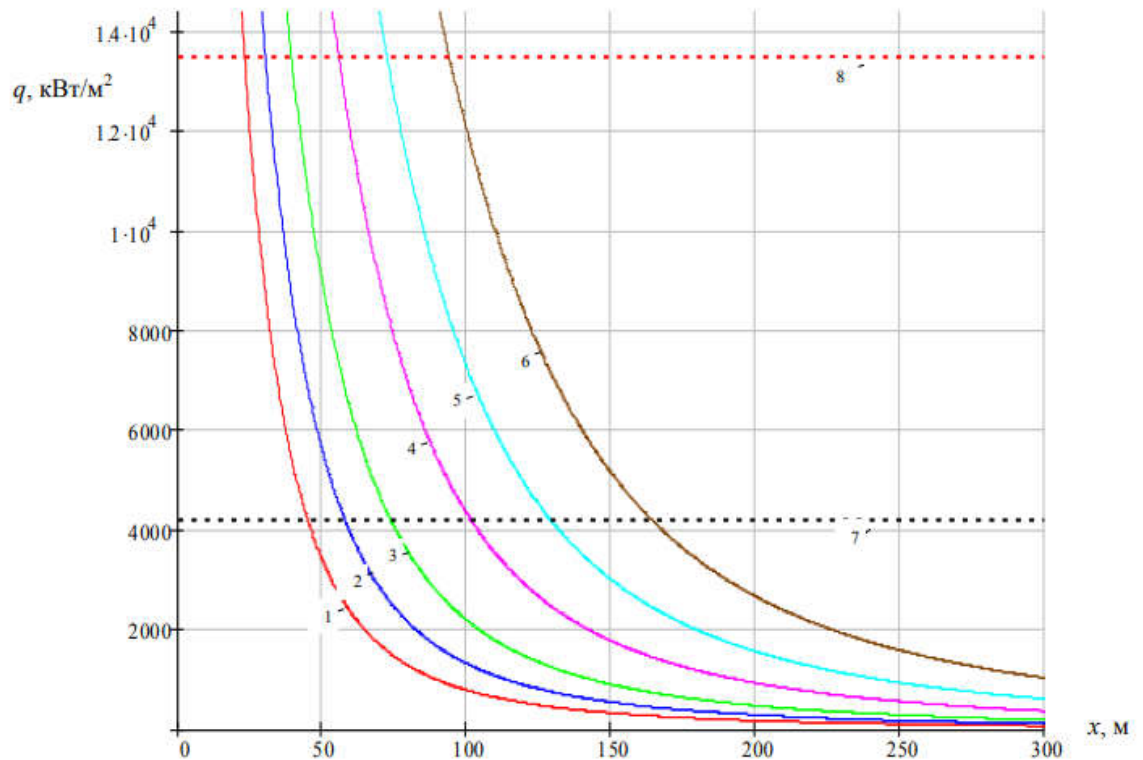


Рисунок 2.1.4 – Интенсивность излучения тепла при расстоянии x от пожара пролива сжиженного водорода:

Пояснение:

- 1 – интенсивность теплоизлучения от пламени пожара пролива при $V_{\text{сжижH}_2} = 5 \text{ м}^3$;
- 2 – интенсивность теплоизлучения от от пламени пожара пролива при $V_{\text{сжижH}_2} = 10 \text{ м}^3$;
- 3 – интенсивность теплоизлучения от пламени пожара пролива при $V_{\text{сжижH}_2} = 20 \text{ м}^3$;
- 4 – интенсивность теплоизлучения от пламени пожара пролива при $V_{\text{сжижH}_2} = 50 \text{ м}^3$;
- 5 – интенсивность теплоизлучения от пламени пожара пролива при $V_{\text{сжижH}_2} = 100 \text{ м}^3$;
- 6 – интенсивность теплоизлучения от пламени пожара пролива при $V_{\text{сжижH}_2} = 200 \text{ м}^3$;
- 7 – пороговое значение поражающего действия интенсивности теплового потока на человека;
- 8 – пороговое значение интенсивности теплового потока на здания и сооружения.

С помощью пороговых показателей интенсивности излучения тепла возможно определить безопасное расстояние для конкретных объектов в зависимости от объема пролива горючего продукта. Данные зависимости приведены на Рисунке 2.1.5 [45-70].

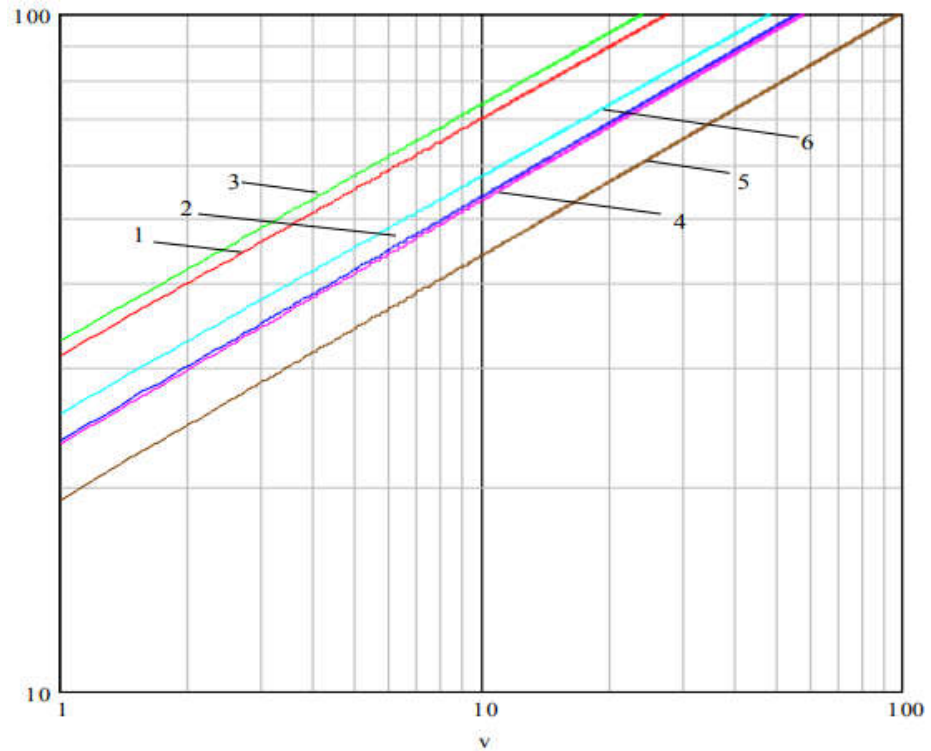


Рисунок 2.1.5 – Графики безопасных расстояний для рассматриваемых объектов в случае пожара пролива СПГ, СУГ и жидкого H_2 в зависимости от количества пролитого продукта

- 1 – график безопасной дистанции для человека в случае пожара пролива СПГ, м;
- 2 – график безопасной дистанции для объектов постройки в случае пожара пролива СПГ, м;
- 3 – график безопасной дистанции для человека при пожаре пролива СУГ, м;
- 4 – график безопасной дистанции для объектов постройки в случае пожара пролива СУГ, м;
- 5 – график безопасной дистанции для объектов постройки в случае пожара пролива водорода, м;
- 6 – график безопасной дистанции для человека в случае пожара пролива водорода, м;
- $V, м^3$ – количество пролитого в результате аварии продукта.

Следует упомянуть, что поражающие показатели интенсивности излучения тепла ($q_{пр}$) устанавливаются:

- для человека – 4,2 кВт/м²;
- для строений – 13,5 кВт/м².

Инженерные формулы графиков на Рисунке 2.1.5 приведены в следующей Таблице 2.1.2 [45-70].

Таблица 2.1.2 – Формулы расчета безопасных расстояний в случае пожара пролива СПГ, СУГ и водорода

Объект, на который воздействовала ударная волна, $\Delta P_{кр}$, кПа	Формула расчета безопасного расстояния (пролив СПГ (метан), м)	Формула расчета безопасного расстояния (пролив СУГ (пропан-бутан), м)	Формула расчета безопасного расстояния (пролив H ₂), м
Работники предприятия, члены пожарной службы ($q_{пр} = 4,2$ кВт/м ²)	$R_{СПГ} = 31,36 \cdot V^{0,35}$	$R_{СУГ} = 32,9 \cdot V^{0,35}$	$R_{H_2} = 25,76 \cdot V^{0,35}$
Здания, сооружения, наружные установки ($q_{пр} = 13,5$ кВт/м ²)	$R_{СПГ} = 13,129 \cdot V^{0,387}$	$R_{СУГ} = 13,175 \cdot V^{0,387}$	$R_{H_2} = 12,6 \cdot V^{0,387}$

2.2 Методы определения удельной массовой скорости выгорания вещества экспериментальным путем

Самым распространенным способом определения величины m' вещества является экспериментальный метод. Далее приведено краткое описание методов проведения лабораторного испытания, как для жидких, так и для твердых веществ, в связи с тем, что в основу проведения нами реальных

испытаний для получения величин m' берутся аспекты из обоих методов [5,6,10].

Сущность методов измерения заключается в поджиге испытуемого образца (вещества) в печной камере либо емкости, с последующей регистрацией изменения массы образца за фиксированный промежуток времени и математической обработке результатов опыта.

Определение скорости выгорания жидких веществ

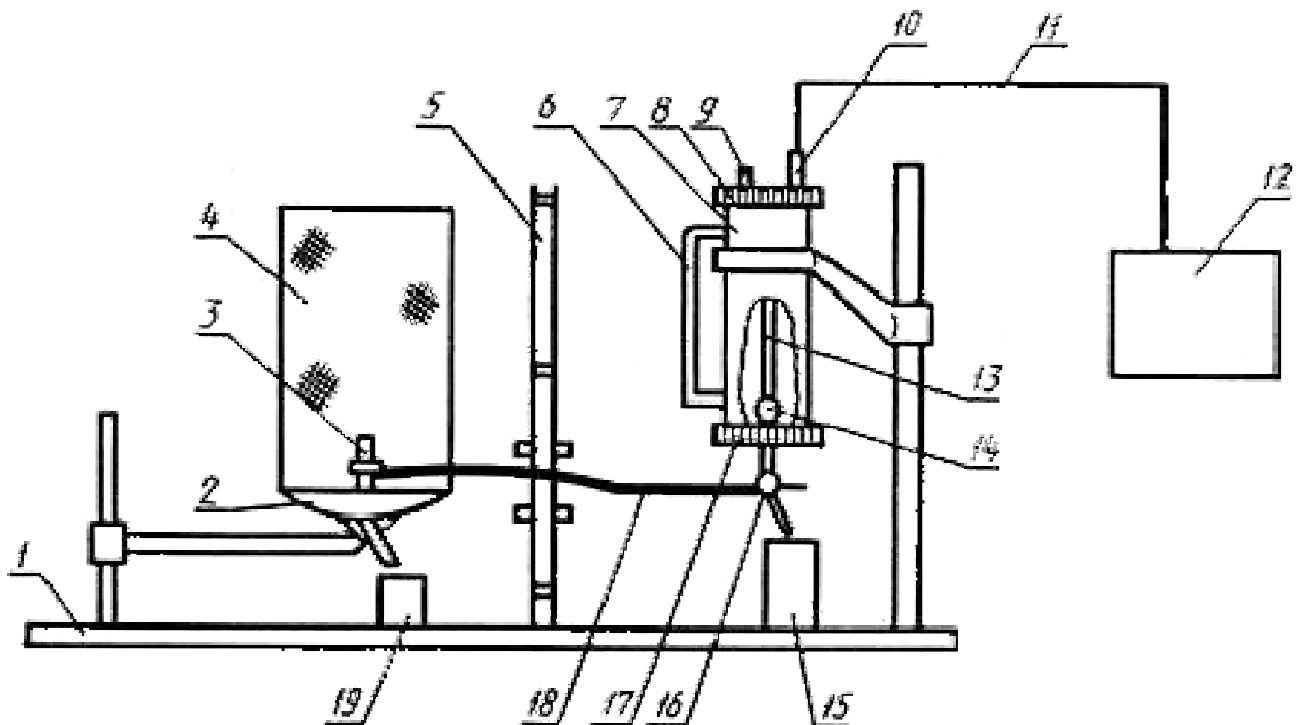


Рисунок 2.2.1 – Установка для определения МСВ жидких продуктов

Пояснение:

1 – платформа; 2 – блок горелок; 3 – горелка; 4 – ограждающая решетка; 5 – теплоизолирующий экран с перемещающимися шторками; 6 – уровнемер; 7 – заправляющаяся емкость; 8 – крышка емкости; 9 – винт; 10 – штуцер; 11, 18 – гибкие трубки; 12 – блок измерений; 13 – трубка; 14 – смотровое окошко; 15, 19 – емкости для опорожнения емкостей; 16 – трехходовой кран; 17 – съемное дно.

Испытания по определению m' жидкостей проводятся на основании стандартов [5,6], в которых указаны требования к физико-химическим свойствам испытуемой жидкости.

На Рисунке 2.2.1 представлена схема установки для опытного определения m' жидкостей по ГОСТ 12.1.044-89 и ГОСТ 12.1.044-18.

Для проведения исследований используются стальные горелки с внутренними диаметрами 1, 1,5; 1,8; 2; 2,5; 3; 4; 5; 6 см, высотой $5 \pm 0,05$ см, толщиной стенки 0,05 см.

Последовательность опыта. Перед началом исследований проверяют соответствие испытуемого вещества характеристикам, указанным в паспорте. Жидкость для лабораторного исследования должна иметь комнатную температуру.

До начала измерений установкой, производится ее проверка на отсутствие дефектов путем проведения гидроиспытаний, при этом вместо испытуемого вещества используют дистиллированную воду. После завершения налива измерительную емкость плотно закрывают крышкой, при ее герметичности диаграмма отражает ровную прямую, устремленную параллельно направлению линии потенциометра. При наблюдении искривлений или отступлений линии от ленты потенциометра требуется определить и устранить причины отсутствия герметичности установки.

Следующим шагом исправность установки проверяется испытуемым веществом для измерений, которое наливается в емкость для измерений. При превышении давлением паров исследуемой жидкости допустимого значения отмечаются признаки, которые возникают в случае выявления нарушений при проведении гидроиспытания емкости.

После устранения отклонений соединяют заправляющую емкость и горелку. Уровень жидкости в горелке должна соответствовать уровню ее среза.

Топливо в горелке поджигают с помощью источника открытого пламени или электрической спирали. Затем закрывают оградительной решеткой и запускают прибор регистрации показаний.

При вскипании вещества либо его протечки за пределы горелки, необходимо слить часть жидкости, чтобы достичь такого уровня, при котором получится исключить её перелив.

В ходе горения жидкости необходимо учитывать признаки режима её горения. Если горение ламинарное, то, как правило, не наблюдаются колебания и закручивания пламени, кроме того такой режим характерен при горении в емкостях диаметром менее 2 см. Если при горении заметна пульсация пламени, то режим является переходным либо турбулентным.

Если регистрирующий прибор фиксирует длину прямой линии не менее одной трети длины шкалы показаний, то в таком случае испытание прекращают.

На этой же горелке воспроизводят еще два подобных испытания. Если идентифицируется переходное горение, и помимо этого известны данные о молекулярной массе, температуре кипения рассматриваемой жидкости либо значение кинематической вязкости пара, то m' определяется путем обработки результатов опыта, полученных при проведении измерений на одной горелке с помощью следующей формулы:

$$m' = 0,168m'_i \frac{d_i^{0,52}}{\nu^{0,34}}, \quad (2.2.1)$$

где m'_i – значение m' , отмеченное при переходном режиме горения для горелки с диаметром d_i ;

d_i - диаметр горелки, в которой получено значение m'_i , м.

Следует отметить, что для данного случая рекомендуется применять горелку диаметром 3 см, а при наблюдении в ходе исследования ламинарного горения, необходимо использовать горелку большего размером.

В том случае, если отсутствуют данные о молекулярной массе и температуре кипения, либо о кинематической вязкости, то последовательность опыта имеет следующий вид:

Измеряют m' вещества и отмечают результаты в горелках с диаметрами 1; 1,5; 1,8; 2; 2,5 и 3 см. После чего, для испытаний, в процессе которых фиксировался ламинарный режим, вычисляют среднеарифметические величины произведений $m \cdot d$, кг/(м·с).

Обработка результатов. Результаты для каждого измерения m'_i в кг/гм²·с определяются по формуле:

$$m'_i = \frac{4 \cdot 10^3 \cdot \omega \cdot \Delta l}{\pi d^2 \cdot R \cdot \Delta \tau}, \quad (2.2.2)$$

где ω – скорость движения ленты диаграммы, мм/с;

Δl – проекция прямой линии диаграммы на ось абсцисс, мм;

d – внутренний диаметр горелки, мм;

R – градуировочный коэффициент, мм/г;

$\Delta \tau$ – проекция прямолинейного участка диаграммы на ось ординат, мм.

Для каждой горелки высчитывается среднее арифметическое значение m'_i испытуемого вещества.

За скорость выгорания жидкости берется результат, при замере которого отмечался турбулентный режим, и определяют по формуле (2.2.1).

Результаты измерений при доверительной вероятности более 95% должны иметь сходимость, не превышающую 15% и воспроизводимость метода испытаний не более 23%.

Экспериментальное определение скорости выгорания твердых веществ и материалов

Требования к процедуре проведения испытаний по определению массовой скорости выгорания твердых веществ и материалов содержатся в методике испытаний по определению m' твердых веществ и материалов [10,74].

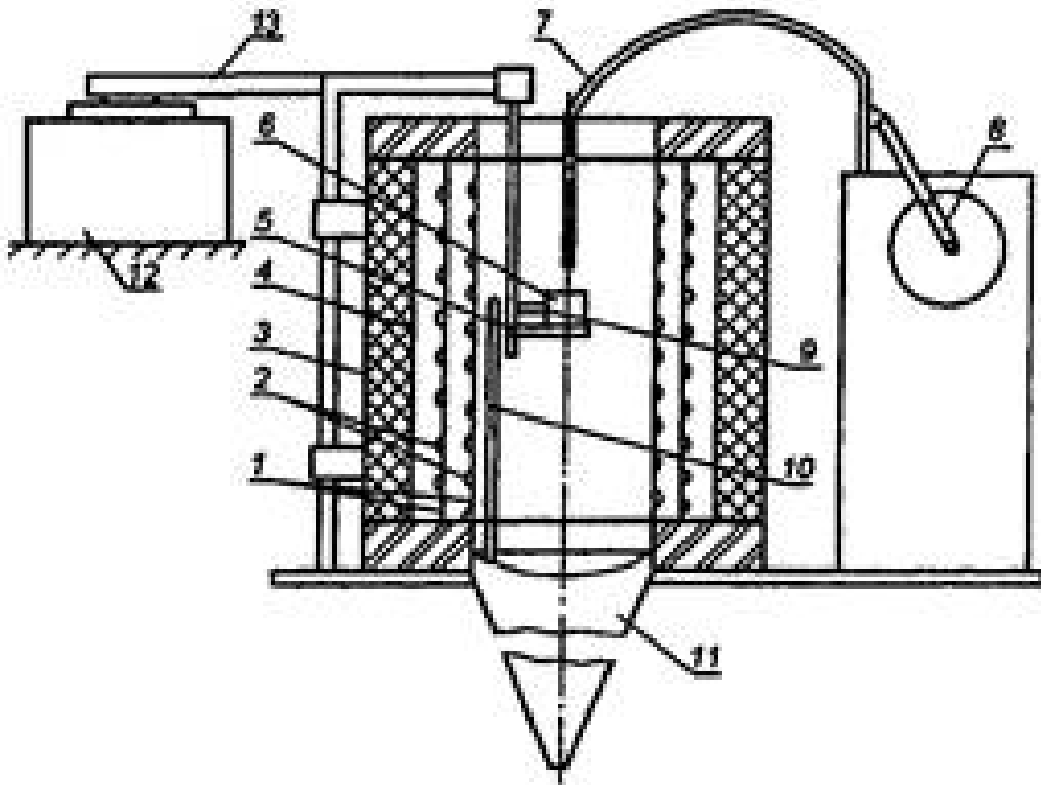


Рисунок 2.2.2 – Установка для определения МСВ твердых материалов

Пояснение:

1 – цилиндры из кварцевого стекла; 2 – змеевик для нагревания; 3 – слой для обеспечения теплоизоляции; 4 – стальной экран; 5 – стойка для испытуемого образца; 6 – тара; 7 – газовая горелка; 8 – пускатель горелки; 9, 10 – термоэлектротреброобразователи; 11 – ламинатор; 12 – весы; 13 – баланс весов

В состав оборудования входит установка (Рисунок 2.2.2), включающая в себя электрическую печь, которая состоит из двух коаксиально установленных относительно друг друга цилиндров, изготовленных из кварцевого стекла, имеющих длину 24 см. Один цилиндр представляет из себя реакционную камеру и имеет внутренний диаметр $8 \pm 0,3$ см. Цилиндр, расположенный с внешней стороны, имеет внутренний диаметр $10,1 \pm 0,3$ см. Снаружи цилиндров прикреплен нагревательный змеевик 2. Чтобы обеспечить температуру пространства в реакционной камере от 25 до 600 °С, мощность змеевика должны быть не меньше 2000 Вт.

Чтобы разместить образец исследуемого вещества используется стойка с держателем 5 в виде трубки, выполненной из стали, имеющей достаточную термостойкость, и стальная тара с сетчатой стенкой 6. Тара устанавливается в держатель испытываемого образца.

Стойка, с помощью которой перемещается тара с поджигаемым материалом, выполнена из металлического стержня, для которого на стенке корпуса установки предусмотрены направляющие, и горизонтального баланса, сопряженного с весами. Стержень, который предусмотрен, чтобы передвигать держатель опытного образца, должен плавно перемещать его по вертикальной оси реакционной камеры, в то же время обеспечивать надежную фиксацию образца в центре оси цилиндра реакционной камеры и жестко удерживать баланс на измеряющей поверхности весов.

Горение образца осуществляется с помощью поджига горелки, шланг которой исполнен из жаростойкой стали. Гибкая трубка горелки подводится к баллону, содержащему пропан-бутановый газ, через устройство, которое регулирует поток газа.

В целях стабилизации воздушного потока внутри реакционной камеры предусмотрен ламинатор, который имеет форму конуса и состоит из стали, обладающей необходимой термостойкостью.

Для измерения температуры горения твердых материалов при проведении испытаний и осуществления калибровки установки предусмотрены термоэлектротермометры, защищенные кожухом из нержавеющей стали.

Расположение термоэлектрического преобразователя 9 таково, чтобы обеспечивалось его плотное соприкосновение с дном и стенкой тары для максимально точного измерения температуры твердого материала. Термоэлектрический преобразователь 10 предназначен для контроля и поддержания температуры в печи, он размещается внутри реакционной камеры на расстоянии от стенок.

Масса образцов определяется с помощью весов с диапазоном измерения 0-1,0 кг, не более среднего (III) класса точности.

Кроме основной установки при эксперименте применяют:

- приборы для поддержания и фиксации температуры;
- таймер для измерения времени (секундомер);
- компрессор с подачей воздуха, который через устройство, регулирующее расход воздуха, подсоединяется гибким шлангом к газовой горелке;
- зеркало, которое используется для наблюдения за поведением образца в процессе испытания;
- шаблоны, необходимые для определения расстояния между нижней границы горелки до поверхности образца и для центровки контейнера внутри камеры;
- барометр для измерения давления атмосферы;
- гигрометр.

Чтобы исследуемые образцы достигли неизменной массы, их заблаговременно (не менее 3 суток) охлаждают при температуре 20 ± 5 °С и относительной влажности воздуха 65 ± 5 %.

Свойства образцов должны иметь переходные показатели.

Последовательность эксперимента. Лабораторную работу следует проводить в помещении с микроклиматическими параметрами соответствующими нормальным условиям.

Температуру реакционной камеры регулируют до достижения значения, равного температуре воспламенения исследуемого материала и убеждаются в ее термостабильности.

В течение времени, не превышающего 15 с, следует поместить образец в тару, которая фиксируется в центральной точке реакционной камеры, вместе с тем на измерительной площадке весов устанавливают баланс весов и выполняют запуск электропривода горелки.

Отмечаются сведения о времени, при котором приступили к испытанию, и об исходной массе образца, при этом следует вычесть величину масс баланса весов и держателя тары.

В ходе опыта регистрируют время, когда произошло воспламенение, а также полученная масса образца по истечению определенного промежутка времени.

Испытания завершают сразу после прекращения горения материала или его тления.

Обработка результатов. С использованием полученных интервалов выгорания продукта рассчитывается величина $m'_{\text{ТВ}}$ кг/ (м²·с) для каждого испытания:

$$m'_{\text{ТВ}} = (m_i - m_{i-1})/s^2(\tau_i - \tau_{i-1}), \quad (2.2.4)$$

где $m_i - m_{i-1}$ – разница между начальной массой образца и массой после

завершения горения/тления, кг;

s^2 – площадь горения образца, м²;

$\tau_i - \tau_{i-1}$ – время горения/тления, с.

Для каждого испытания $m'_{\text{ТВ}}$ рассчитывают с учетом полного промежутка горения.

Итоговой МСВ твердого вещества принимается усредненный показатель $m'_{\text{ТВ}}$ всех испытанных образцов одного вещества, умноженный на площадь горения.

Сходимость и воспроизводимость метода при доверительной вероятности 95 % не должна составлять более 25 %.

2.3 Методы определения удельной массовой скорости выгорания нефтепродуктов путем выполнения расчетов

Кроме эмпирической формулы определения значения удельной массовой скорости выгорания ($m' = m/(S_{\text{П}} \cdot \tau)$, где m – масса вещества, $S_{\text{П}}$ – площадь пожара, τ – длительность горения), существует формула расчета m' для индивидуальных веществ [3,4]:

$$m' = \frac{0.001 \cdot H_{cr}}{L_g + C_p(T_b - T_a)}, \quad (2.3.1)$$

где H_{cr} – удельная теплота сгорания топлива, кДж/кг;

L_g – удельная теплота испарения жидкости, кДж/кг;

C_p – удельная теплоемкость жидкости, кДж/(кг·К);

T_b – температура кипения жидкости при атмосферном давлении, К;

T_a – температура окружающей среды, К.

Интенсивность теплового излучения вычисляется в следующих двух случаях пожара на технологических установках:

- пожар проливов ЛВЖ, ГЖ или горение твердых горючих материалов (в том числе горение пыли);
- «огненный шар» - диффузионное горение крупного масштаба, которое реализуется в случае разрыва резервуара с горючей жидкостью или газов под давлением с воспламенением продуктов в данном резервуаре.

Если оба указанных выше случая происходят на ряду друг с другом, то для оценки расчетных величин пожарного риска берут максимальную из двух рассчитанных величин интенсивности выделения тепла.

Формула определения интенсивности теплового потока q (кВт/м²) при пожаре пролива жидких углеводородов имеет следующий вид:

$$q = E_f \cdot F_q \cdot \tau, \quad (2.3.2)$$

где E_f – среднеповерхностная интенсивность теплового излучения пламени, кВт/м²;

F_q – угловой коэффициент облученности;

τ – коэффициент пропускания атмосферы.

Значение E_f определяется из таблиц, приведенных в действующих методиках [3,4].

В соответствии с Методикой [3], в том случае если диаметр очага имеет размеры меньше 10 м или более 50 м, то значение E_f рекомендуется считать такой же, как и для очагов диаметром 10 м и 50 м соответственно.

При отсутствии данных для нефти и нефтепродуктов допускается величину E_f (кВт/м²) определять по формуле:

$$E_f = 140 \cdot e^{-0.12 \cdot d} + 20 \cdot (1 - e^{-0.12 \cdot d}), \quad (2.3.3)$$

где d – эффективный диаметр пролива, м.

При отсутствии данных для однокомпонентных жидкостей допускается величину E_f (кВт/м²) определять по формуле:

$$E_f = \frac{0.4 \cdot m' \cdot H_{сг}}{1 + 4 \cdot L/d}, \quad (2.3.4)$$

где m' – удельная массовая скорость выгорания, кг/(м²·с);

$H_{сг}$ – удельная теплота сгорания, кДж/кг;

L – длина пламени, м.

Согласно Методическим рекомендациям по проведению количественного анализа риска аварий на конденсатопроводах и продуктопроводах [4], расчет удельной массовой скорости выгорания при известном эффективном диаметре пролива - $D_{эф}$, м определяется по соотношению:

$$m_d = m_d^0 \cdot [1 - \exp(-\beta_d \cdot D_{эф})], \quad (2.3.5)$$

где β_d – параметр из таблицы 1 Приложения 10 Методических рекомендаций по проведению количественного анализа риска аварий на конденсатопроводах и продуктопроводах [4], в случае отсутствия данных в таблице 1, принимается величина $\beta_d = 0,7 \text{ м}^{-1}$;

m_d^0 – удельная массовая скорость выгорания из таблицы 1 Приложения 10 Методических рекомендаций по проведению количественного анализа риска аварий на конденсатопроводах и продуктопроводах [4], в случае отсутствия данных вычисляется по формуле (2.3.1) $m_d^0 = m'$, кг/(м²·с);

$D_{эф}$ – эффективный диаметр пролива, м.

Если известны параметры состояния исследуемой жидкости, входящие в формулы (2.3.6)-(2.3.17), то в зависимости от имеющихся данных m' в любом

режиме горения можно вычислить, не проводя экспериментальных исследований, по формулам [5]:

$$m' = \frac{M \cdot \mu}{d}, \quad (2.3.6)$$

$$m' = \frac{M \cdot \rho \cdot v}{d}, \quad (2.3.7)$$

$$m' = \frac{11.795 M \cdot v \cdot M_F}{d \cdot T_k}, \quad (2.3.8)$$

где M – безразмерная скорость выгорания;

μ – динамическая вязкость паров жидкости при температуре кипения, $\text{Н} \cdot \text{с} / \text{м}^2$;

ρ – плотность паров жидкости при температуре кипения, $\text{кг} / \text{м}^3$;

M_F – молекулярная масса жидкости, $\text{кг} / \text{моль}$;

d – характерный размер зеркала горячей жидкости, м. Определяется как корень квадратный из площади поверхности горения; если площадь горения имеет форму окружности, то характерный размер равен ее диаметру. При расчете скорости турбулентного горения можно принять $d = 10$ м;

T_k – температура кипения жидкости, К.

v – кинематическая вязкость паров жидкости при температуре кипения, $\text{м}^2 / \text{с}$; если величина неизвестна, то ее вычисляют по формуле

$$v = 33,5 \cdot 10^{-8} \left(\frac{T_k}{M_F} \right)^{1.5}, \quad (2.3.9)$$

Далее определяется режим горения по величине критерия Галилея G_a , вычисляемого по формуле:

$$G_a = \frac{g d^3}{v^2}, \quad (2.3.10)$$

где g – ускорение свободного падения, $\text{м} / \text{с}^2$.

В зависимости от режима горения вычисляют безразмерную скорость выгорания M' . При ламинарном режиме горения:

$$G_a < 3 \cdot 10^6, M' = 10,87 \cdot A \cdot B, \quad (2.3.11)$$

При переходном режиме горения:

$$\text{если } 3 \cdot 10^6 \leq G_a < 4,8 \cdot 10^8, \text{ то } M' = A \cdot B \cdot G_a^{0,16}, \quad (2.3.12)$$

$$\text{если } 4,8 \cdot 10^8 \leq G_a \leq 3 \cdot 10^{12}, \text{ то } M' = 1,67 \cdot 10^{-3} \cdot A \cdot B \cdot G_a^{0,48}, \quad (2.3.13)$$

При турбулентном горении:

$$G_a \geq 3 \cdot 10^{12}, M' = 0,114 A \cdot B \sqrt[3]{G_a}, \quad (2.3.14)$$

$$A = 0,57 + 0,773s, \left(s = \frac{M_k^2 \cdot n_k}{M_{\text{ж}}^2 \cdot n_{\text{ж}}} \right), \quad (2.3.15)$$

где M_k – молекулярная масса кислорода, кг/моль;

$M_{\text{ж}}$ – молекулярная масса жидкости, кг/моль;

n_k – стехиометрический коэффициент кислорода в реакции горения;

$n_{\text{ж}}$ – стехиометрический коэффициент жидкости в реакции горения.

При $G_a < 4,8 \cdot 10^8$ для ароматических углеводородов $A = 1,45$ при $s \leq 0,9$ и $A = 3,4s - 1,56$ при $s > 0,9$.

B – безразмерный параметр, характеризующий интенсивность массопереноса, вычисляемый по формуле:

$$B = \frac{(0,232Q \cdot l \cdot r) - c(T_k - T_0)}{H + c_e(T_k - T_0)}, \quad (2.3.16)$$

$$r = \frac{M_k^2 \cdot n_k}{M_{\text{ж}}^2 \cdot n_{\text{ж}}}, \quad (2.3.17)$$

где Q – низшая теплота сгорания жидкости, кДж/кг;

r – масса кислорода, необходимая для сгорания 1 кг жидкости;

c – изобарная теплоемкость продуктов сгорания (принимается равной

теплоемкости воздуха $c=1$), кДж/(кг·К);

T_0 – температура окружающей среды, принимаемая за 293 К;

H – теплота парообразования жидкости при температуре кипения, кДж/кг;

c_e – средняя изобарная теплоемкость жидкости в интервале температур от T_0 до T_k .

2.4 Анализ современных методов определения массовой скорости выгорания сложных органических веществ

Как уже отмечалось, значения МСВ используется для определения интенсивности теплового потока пламени, показатель которой важен при оценке риска распространения пожара.

На сегодняшний день значения исследуемой в данной работе величины m' приведены в некоторых справочных материалах для лимитированного ряда нефтепродуктов. При отсутствии справочных данных зачастую прибегают к опытному методу определения искомой величины, который требует значительной затраты времени. Выполнение лабораторных исследований обусловлены кропотливой работой, так как необходимо получение ожидаемых результатов, для выполнения условий допустимых погрешностей при заданных значениях доверительной вероятности.

Для однокомпонентных веществ величину m' можно вычислить расчетным путем. Существующие формулы расчета теоретически могут быть применимы как для индивидуальных, так и для многокомпонентных веществ, при условии расчета на фракцию в составе топливной смеси с наибольшим значением величины m' . Однако появляется необходимость вычисления значений удельной теплоты сгорания и испарения, а также удельной теплоемкости, которые не всегда возможно рассчитать либо найти в справочных материалах, вследствие чего возникает необходимость

определения их экспериментальным путем. Данный способ усложняет процесс определения величины m' .

Известно, что процесс горения топливной смеси характеризуется выгоранием отдельных фракций в их составе. Таким образом, для многокомпонентных веществ расчет необходимо производить, учитывая изменения показателей плотности и температуры в процессе горения. Возникает необходимость в совершенствовании существующих методов определения массовой скорости выгорания нефтепродуктов.

Выводы по главе 2

1 Значительным этапом при прогнозировании сценариев развития пожаров на предприятиях промышленности является оценка пожаробезопасных расстояний. Она дает возможность рассчитать расстояния до границ влияния опасных факторов пожара на технологическое оборудование, здания, сооружения, а также персонал промышленных предприятий, сделать прогноз зон, где факторы пожара будут воздействовать в пределах допустимых уровней, а также позволит дать оценку потенциала каскадного развития пожаров как наихудшего вероятного хода развития техногенной аварии.

2 Сущность испытательных способов определения величины m' заключаются в поджиге испытуемого образца (вещества) в печной камере либо емкости, с последующей регистрацией изменения массы образца за фиксированный промежуток времени и математической обработке результатов опыта. Расчет m' для смесей топлив производится при условии расчета на фракцию в составе топливной смеси с наибольшим значением величины m' .

3 Анализ действующих подходов к определению МСВ показал необходимость в их совершенствовании.

ГЛАВА 3 ПРАКТИЧЕСКАЯ И РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Расчет величины удельной массовой скорости выгорания жидких топлив

Для однокомпонентных веществ, а также для многокомпонентных из расчета вычислений на фракцию с максимальной температурой кипения, m' можно вычислить с помощью расчета, используя формулу (2.3.1), упомянутую ранее.

При таком подходе создается потребность в определении величин удельной теплоты сгорания и испарения, удельной теплоемкости при установленной температуре, которые можно найти в справочниках для лимитированного ряда веществ. Нами проведены исследования методов, которые возможно использовать для расчета величин m' горючих и легковоспламеняющихся жидких топлив.

Теплотой сгорания называют количество теплоты, выделяемое при абсолютном сгорании массовой (для жидких или твердых продуктов) или объёмной (для газов) единицы вещества. Удельная теплота сгорания – теплота сгорания топлива, отнесённая к единице её массы или объёма. Единица измерения этих величин - джоули или калории [71-73].

Также используют величины теплоты сгорания, отнесенные к рабочей массе горючего вещества (Q^P), или к массе горючего, с которой оно поступает к потребителю; к сухой массе вещества (Q^C); к горючей массе вещества (Q^G), то есть к горючему продукту, который не содержит влаги и золы. Теплоту сгорания разделяют на высшую и низшую (Q_v и Q_n).

Определение высшей теплоты сгорания – это количество теплоты, выделяемое в случае полного сгорания вещества, включающая в себя в том числе теплоту конденсации водяных паров при охлаждении продуктов сгорания.

Определение низшей теплоты сгорания – это количество теплоты, которое выделяется в случае полного сгорания, количество теплоты конденсации водяного пара не берется в расчет. Теплота конденсации водяных паров по-другому называется скрытой теплотой парообразования (конденсации).

При проведении расчетов по теплотехнике, Q_v принимают равной 100 %. Скрытая теплота сгорания газа – это теплота, выделяемая конденсацией водяных паров, которые содержатся в продуктах сгорания. В теории ее величина может достигать 11 %.

В практических испытаниях не получается охладить продукты сгорания до достижения полной конденсации, в связи с этим введен показатель низшей теплоты сгорания Q_n , который определяется путем вычитания из Q_v теплоты парообразования водяных паров, которые содержатся в веществе, а также которые образуются при его сжигании. При испарении водяного пара массой 1 кг расходуется 2514 кДж/кг (600 ккал/кг).

Низшую теплоту сгорания нефтепродуктов $H_{ст}$ можно вычислить с помощью формулы Д.И. Менделеева [72-75]. Нижеприведенная формула может применяться при определении теплоты сгорания, как для сложных веществ, так и для индивидуальных, при этом необходимо в первую очередь рассчитать массовую долю каждого элемента в соединении (ω):

$$H_{ст} = 339,4 \cdot \omega(C) + 1257 \cdot \omega(H) - 108,9[\omega(O) + \omega(N) - \omega(S)] - 25,1[9 \cdot \omega(H) + \omega(W)], \quad (3.1.1)$$

где $\omega(H)$, $\omega(S)$, $\omega(O)$, $\omega(N)$, $\omega(W)$ – значения массовых долей элементов и влаги в веществе, %.

Теплоемкость C , кДж/(кг·К) – это количество тепла, необходимое чтобы нагреть единицу массы вещества на один градус.

Удельные теплоемкости разделяются на истинную и среднюю, которые могут быть отнесены к 1 кг, 1 м³ или 1 кмоль вещества.

Истинной удельной теплоемкостью называют теплоемкость, которая равна бесконечно малому изменению температуры (по другому - теплоемкость при данной температуре) [72-74]:

$$C_p = \frac{\Delta Q}{\Delta T}, \quad (3.1.2)$$

где ΔT - бесконечно малое изменение температуры;

ΔQ – изменение теплоты за ΔT .

Отношение теплоты Q , которая сообщается телу при его нагревании или забирается при охлаждении, к разнице температур называется *средней удельной теплоемкостью* [72-74]:

$$C_{cp} = \frac{Q}{T_2 - T_1}, \quad (3.1.3)$$

В зависимости от условий нахождения теплоемкость бывает *изобарной* (c_p , если давление постоянно), *изохорной* (c_v , если объём постоянный), теплоемкость в состоянии насыщения (динамика изменения температуры и давления зависит от показателя давления насыщенных паров под воздействием температуры). Теплоемкость при постоянном давлении c_p выше теплоемкости при постоянном объеме c_v .

Теплоемкость парафиновых нефтепродуктов примерно на 15% превышает теплоемкость нафтеновых или ароматических нефтепродуктов в случае если их температуры равны и они имеют одинаковую плотность. Теплоемкость углеводородов изомеризации ниже теплоемкости нормальных углеводородов.

Изменение температуры прямо пропорционально изменению теплоемкости топлив. Плотность и молекулярная масса, напротив, имеют обратную пропорциональность к изменению теплоемкости углеводородов, за исключением ароматизированных нефтепродуктов, для которых при увеличении теплоемкости характерно возрастание теплоемкости.

Размер изобарной теплоемкости жидких продуктов в незначительной степени превышает изохорную ($c_p \approx c_v$).

Истинная теплоемкость соответствует установленной температуре T и до 200°C . Чтобы найти данную величину для нефтепродуктов в жидком состоянии можно использовать эмпирическое уравнение Крэга [5, 73–75]:

$$C = \frac{1}{\sqrt{\rho_{15}^{15}}} [0,7615 + 0,0034 \cdot (T - 273)], \quad (3.1.4)$$

где ρ_{15}^{15} – относительная плотность нефтепродукта при температуре 15°C , г/см³.

Среднюю теплоемкость вычисляют не при конкретном значении температуры, а в диапазоне температур нагрева или охлаждения, чем отмечается ее большее соответствие реальным условиям. Значение средней теплоемкости определяется уравнением Фортча и Уитмена [76]:

$$C = 1,444 + 0,00371 \cdot t_{\text{cp}} (1 - \rho_{15}^{15}), \quad (3.1.5)$$

где t_{cp} – среднеарифметическая температура температурного промежутка кипения, $^\circ\text{C}$.

Следует отметить что формулы (3.1.4) и (3.1.5) применимы при определении теплоемкости жидких фракций.

Плотность вещества характеризует количества покоящейся массы, выраженной в единице объёма, [г/см³; кг/м³].

При упоминании о плотности вещества, как правило, на практике нашей страны используют величину *относительной плотности* нефти или нефтепродукта (ρ_4^{20}), которой находится как отношение плотности нефти (нефтепродукта) при температуре 20°C к плотности воды при температуре 4°C , в связи с тем что плотность воды при такой температуре равна 1, то есть числовые показатели относительной и абсолютной плотностей в этом случае равны.

Однако в ряде других государств стандартной считаются равные температуры нефти или нефтепродукта и воды при 60 °F, что соответствует температуре 15,5 °C. В рассматриваемом случае относительная плотность обозначается ρ_{15}^{15} .

Взаимный пересчет показателей относительных плотностей ρ_4^{20} и ρ_{15}^{15} осуществляется при помощи формулы ниже [72]:

$$\rho_{15}^{15} = \rho_4^{20} + \frac{0,0035}{\rho_4^{20}} \quad (3.1.6)$$

При повышении температуры нефтей и нефтепродуктов, плотность становится меньше. Такая обратная пропорциональность имеет линейную функцию и достаточно точно описывается формулой Д. И. Менделеева [72-74]:

$$\rho_4^t = 1000 \cdot \rho_4^{20} - \frac{0,58}{\rho_4^{20}} \cdot (t - 20) - \frac{[t - 1200 \cdot (\rho_4^{20} - 0,68)]}{1000} \cdot (t - 20), \quad (3.1.7)$$

где ρ_4^t - относительная плотность нефтепродукта при температуре t ;

ρ_4^{20} - относительная плотность нефтепродукта при нормальной температуре, равной 20 °C.

Величины *относительной плотности* ρ_4^{20} можно найти в современных справочниках.

Теплота испарения, L , кДж/кг – это количество теплоты, которое поглощает испаряющаяся жидкость (при ее переходе в насыщенный пар). Величина теплоты испарения нефтепродуктов меньше чем у воды.

Для химически чистых веществ теплота парообразования (испарения) представляет собой энергию, необходимую для испарения единицы массы вещества при постоянном давлении и температуре. Поскольку фракции нефти являются смесями различных углеводородов, при кипении они испаряются в определенном интервале температур и в такой ситуации тепло расходуется не только на их испарение, а ещё на увеличение температуры смеси. В связи с

такими условиями затруднительно дать точное определение для теплоты испарения.

Величину теплоты парообразования углеводородов при случайной величине температуры можно найти по формуле Трутона [72-74]:

$$L = k \cdot T/M, \quad (3.1.8)$$

где k – коэффициент, определяемый по формуле Кистяковского;

T – исходная температура или температура кипения жидкости, °С;

M – молекулярная масса вещества, г/моль.

$$L = n \cdot T/M \cdot 4,187, \quad (3.1.9)$$

где n – коэффициент, определяемый по формуле Кистяковского;

T – заданная температура или температура кипения жидкости, К;

M – молекулярная масса нефтепродукта, г/моль.

Для основного объема нефтепродуктов при атмосферном давлении значение k равняется 83,7 - 92,1, n – от 10 до 30. Наиболее верно значения коэффициентов можно вычислить по формуле В. А. Кистяковского:

$$k = 36,63 + 19,13 \cdot \lg T, \quad (3.1.10)$$

$$n = 8,75 + 4,571 \cdot \lg T, \quad (3.1.11)$$

Существуют разнообразные расчетно-графические подходы к определению теплот испарения фракций нефти. Для парафинистых низкокипящих нефтепродуктов можно воспользоваться уравнением Крэга [76]:

$$L = \frac{1}{\rho_{15}^{1.5}} (354,1 - 0,3768 T_{\text{ср.м}}), \quad (3.1.12)$$

где T – средняя молекулярная температура кипения нефтепродукта, К.

Кроме этого теплоту испарения можно найти если известна разность энтальпий паровой $I_t^{\text{П}}$ и жидкой $I_t^{\text{Ж}}$ фаз при одинаковых температурах и давлениях [76]:

$$L=I_t^{II}-I_t^{JK} \quad (3.1.13)$$

Размеры теплоты испарения для части нефтяных дистиллятов при атмосферном давлении приблизительно следующие:

- для бензина 290-300 кДж/кг;
- для керосина 250-270 кДж/кг;
- для дизельного топлива 230-250 кДж/кг;
- для газойля 190-230 кДж/кг.

3.2 Определение величины удельной массовой скорости выгорания нефтепродуктов экспериментальным путем

В целях проверки возможности определения величин m' для топливных смесей расчетным путем, были проведены испытания для определения исследуемой величины путем лабораторного измерения с целью дальнейшего сравнения результатов опыта с показателями, полученными с помощью расчетов.

Для более полного анализа методов поставлена задача нахождения массовой скорости выгорания для индивидуального и многофракционного вещества.

При проведении исследования, нами были использованы следующие приборы и оборудование (Рисунки 3.2.1-3.2.3): термоогнестойкие керамические чаши диаметром 40, 60, 80, 110 мм; мерная колба, воронка, зажигалка, крышка стальная диаметром 120 мм (использовалась для перекрывания подступа воздуха и предотвращения горения); весы электронные высокого (II) класса точности; емкость алюминиевая объемом 3,5 л (емкость наполняли льдом с солью, непосредственно после предотвращения горения помещали в неё накрытую чашу с исследуемой жидкостью для охлаждения); секундомер (время отмерялось от начала горения до его прекращения). В качестве испытуемых нефтепродуктов использовались бензол и бензин товарный марки АИ-95.

Суть проведенного нами лабораторного опыта по определению величины удельной массовой скорости выгорания жидкого нефтепродукта: измерение массы выгоревшего вещества с заданной площади поверхности в течение фиксированного промежутка времени.



Рисунок 3.2.1 – Термостойкие керамические чаши



Рисунок 3.2.2 – Весы электронные



Рисунок 3.2.3 – Инвентарь, использованный при проведении опытного измерения массовой скорости выгорания

Перед началом работы отмечались микроклиматические параметры лабораторного помещения (температура, $^{\circ}\text{C}$, влажность, %). Испытания проводились внутри вытяжного шкафа при включенной вентиляции. В ходе определения m' в термоогнестойкую чашу цилиндрической формы помещалось жидкое топливо, замерялась масса пустой емкости ($m_{\text{емк}}$, г) и масса емкости с топливом (m_i , кг). В процессе проведения испытания регистрировалось время от начала воспламенения до прекращения горения топлива (τ_{i-1} и τ_i соответственно, с). Для прекращения горения чаша плотно накрывается крышкой. Убедившись в прекращении горения, чашу с крышкой опускали в емкость со льдом для охлаждения. Далее чаша ставилась на весы и замерялась масса емкости с оставшимся топливом (m_{i-1} , кг).

Расчет искомой величины m' исследуемых топлив, $\text{кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$, производился следующим образом:

$$m' = (m_i - m_{i-1})/s^2(\tau_i - \tau_{i-1}), \quad (3.2.1)$$

где $m_i - m_{i-1}$ – разница между массой до начала горения и массой по завершению горения, кг;

s^2 – площадь поверхности испытуемой жидкости $\frac{\pi \cdot d^2}{4}$, м²;

$\tau_i - \tau_{i-1}$ – интервал выгорания нефтепродукта, с.

Для проверки правильности проведения измерений, опыты проводились с использованием разных диаметров чаш, с разным интервалом выгорания (30, 60 и 90с) для одного вещества, для индивидуального и многокомпонентного вещества с последующим сравнением полученных величин со справочными и с полученными в результате расчета по формуле (2.3.1). В целях исключения ошибок при измерениях, каждое испытание проводилось по три раза. Для всех испытаний вычислялась величина m' в полном интервале выгорания. За величину m' вещества принималось среднее значение из трех испытаний (Таблица 3.2.1).

Таблица 3.2.1 – Результаты испытаний бензина АИ-95

d, м	S, м ²	$m_{i-1} - m_i$, кг	$\tau_{i-1} - \tau_i$, с	m'_i , кг/(м ² ·с)	m' , кг/(м ² ·с)
0,05	0,002	0,0037	30	0,06	0,057
		0,0071	60	0,059	
		0,0095	90	0,053	
0,065	0,0033	0,0049	30	0,05	0,053
		0,0105	60	0,053	
		0,0166	90	0,056	
0,078	0,0048	0,0067	30	0,047	0,048
		0,0138	60	0,048	
		0,0208	90	0,048	

Согласно ГОСТ 12.1.044 [5,6] m' вычисляют при наблюдении турбулентного режима горения жидкости, так как скорость турбулентного горения превышает скорость ламинарного вследствие более интенсивного смешения компонентов. В случае отсутствия значений кинематической вязкости паров или молекулярной массы и температуры кипения исследуемой жидкости, оценку m' осуществляют в следующем порядке:

Находят скорость выгорания жидкости в горелках с различными диаметрами (1,0; 1,5; 1,8; 2,0; 2,5 и 3,0 см), при проведении испытаний на установке представленной в ГОСТ 12.1.044 (Рисунок 2.2.1) [5,6].

Как правило, ламинарное горение наблюдается в горелках диаметром менее 2 см и имеет характерность отсутствия колебаний и закручиваний пламени. В условиях ламинарного горения значения $m'_i \cdot d_i$ при увеличении диаметра емкости для измерений практически одинаковы или монотонно уменьшаются. Для переходного режима горения присуще возрастание значений $m'_i \cdot d_i$ (Таблица 3.2.2).

Таблица 3.2.2 – Определение значения $m \cdot d$ для оценки режима горения бензина

d_i , м	m'_i , кг/(м ² ·с)	$m'_i \cdot d_i$, кг/(м·с)
0,05	0,057	0,0029
0,065	0,053	0,0034
0,078	0,048	0,0037

Из Таблицы 3.2.2 наблюдается возрастание значений $m'_i \cdot d_i$, что приводит к выводу о соответствии турбулентному режиму горения, а из полученных измерений можно вычислить m' :

$$m'_{\text{бензина}} = \frac{\sum_i^n m_i}{n} = (0,057+0,053+0,048)/3 \approx 0,053 \text{ кг/(м}^2 \cdot \text{с)}.$$

Аналогичные испытания проведены для индивидуального вещества бензола (Таблицы 3.2.3, 3.2.4).

Таблица 3.2.3 – Результаты испытаний бензола

d, м	S, м ²	m _{i-1} - m _i , кг	τ _{i-1} - τ _i , с	m' _i , кг/(м ² ·с)	m', кг/(м ² ·с)
0,05	0,002	0,0024	30	0,04	0,041
		0,0048	60	0,04	
		0,0076	90	0,042	
0,065	0,0033	0,0041	30	0,041	0,042
		0,0085	60	0,043	
		0,0122	90	0,041	
0,078	0,0048	0,0059	30	0,041	0,038
		0,0109	60	0,038	
		0,0156	90	0,036	

Таблица 3.2.4 – Определение значения m·d для оценки режима горения бензола

d _i , м	m' _i , кг/(м ² ·с)	m' _i · d _i , кг/(м·с)
0,05	0,041	0,00205
0,065	0,042	0,0027
0,078	0,038	0,003

Значение m'_i · d_i, возрастает, следует, что режим горения турбулентный.

В результате перерасчета получено значение:

$$m'_{\text{бензола}} = \frac{\sum_i^n m_i}{n} = (0,041 + 0,042 + 0,038) / 3 \approx 0,04 \text{ кг/(м}^2 \cdot \text{с)}.$$

При расчете величин m' для испытуемых нефтепродуктов с использованием формулы (2.3.1) получены значения $m'_{\text{бензола}}=0,047$ кг/(м²·с), и для бензина в интервале температур кипения отдельных фракций, учитывая при этом уменьшение плотности при увеличении температуры, а также выгорания фракций в процессе горения. В результате расчета удельной массовой скорости выгорания бензина при температурах в пределе 170-190 °С и плотностях 0,71-0,75г/см³ получен диапазон значений 0,054-0,057 кг/(м²·с). Расчет по Методическим рекомендациям по проведению количественного анализа риска аварий на конденсатопроводах и продуктопроводах [4] дал результат 0,048, в Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах [3] дано значение 0,06.

Относительная погрешность измерений физических величин определяется формуле [77]:

$$\delta x = \frac{\Delta x}{x_{\text{наил}}} \cdot 100\% , \quad (3.2.2)$$

где δx – относительная погрешность измерения;

Δx – абсолютная погрешность измерения;

$x_{\text{наил}}$ – наилучшая оценка измеряемой величины.

За наилучшую оценку измеряемой величины принимаем среднее значение m' , полученное в результате перерасчета полученных измерений (Таблица 3.2.5).

Таблица 3.2.5 – Результаты расчета относительной погрешности измерений

$m'_{\text{наил}}$	m' , кг/(м ² ·с)	$\Delta m'$	$\delta m'$, %	$\delta m'_{\text{ср}}$, %
1	2	3	4	5
бензол				
0,04	0,04	0	0	4,04
	0,04	0	0	
	0,042	0,002	4,76	

Продолжение таблицы 3.2.5

1	2	3	4	5
0,04	0,041	0,001	2,44	4,04
	0,043	0,003	6,98	
	0,041	0,001	2,44	
	0,041	0,001	2,44	
	0,038	0,002	5,26	
	0,036	0,004	12,12	
бензин				
0,053	0,06	0,007	11,67	7,42
	0,059	0,006	10,17	
	0,053	0	0	
	0,05	0,003	6	
	0,053	0	0	
	0,056	0,003	5,36	
	0,047	0,006	12,76	
	0,048	0,005	10,42	
	0,048	0,005	10,42	

Согласно ГОСТ 12.1.044 допустимая величина относительной погрешности метода оценки не более 30 % [5,6].

3.3 Усовершенствованный метод определения величины удельной массовой скорости выгорания топливных смесей

В целях упрощения процесса определения величины m' для топливных смесей, предлагается ввести номограмму, с помощью которой появится возможность найти значение m' , при известных величинах плотности при нормальных условиях и температуры кипения нефтепродукта [78-80].

Таким образом, были построены номограммы с использованием основной формулы (2.3.1) расчета величины m' , а также алгоритма расчета, описанного в П.3.1. данной работы, включающего формулы (3.1.1), (3.1.5), (3.1.7)-(3.1.11).

Были построены комбинации графиков с различными зависимостями по осям ординат и абсцисс для получения номограммы, наиболее удобной для восприятия и выведения искомого значения величины m' .

На графике (Рисунок 3.3.1) на оси абсцисс показаны данные температур кипения фракций нефти или нефтепродуктов, на оси ординат значения их массовой скорости выгорания.

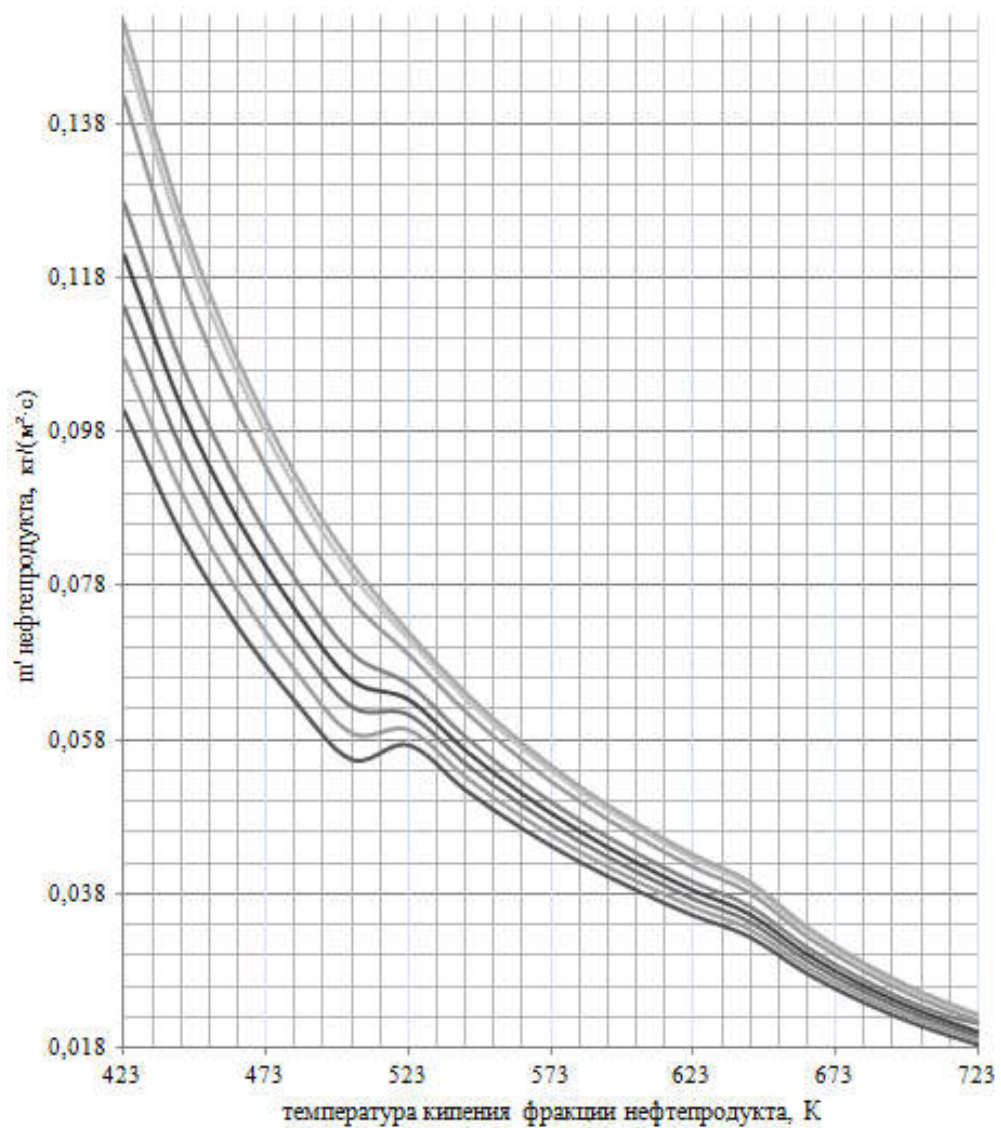


Рисунок 3.3.1 – Зависимость значения m' от температуры кипения и плотности нефти и нефтепродуктов

Кривые представляют собой функциональные зависимости плотности нефтепродукта от ее температуры или $m' = \rho_4^{20}(T)$. Такой график не очень удобен в использовании, так как с увеличением температуры кипения, кривые стремятся друг к другу, из-за чего возникает неудобство в зрительном восприятии его данных, а впоследствии, неправильное считывание информации.

По линиям графика видно, что в диапазоне температур 503-523К происходит скачок. Это связано с тем, что до температуры кипения 503 К при расчете теплоты испарения используется коэффициент k по формуле (3.1.10), начиная с 523 К коэффициент n по формуле (3.1.11), в диапазоне 503-523 К взяты усредненные значения плавно переходящие от k к n чтобы сгладить разрыв в графике. Это позволило уменьшить отклонения расчетных значений m' и экспериментальных.

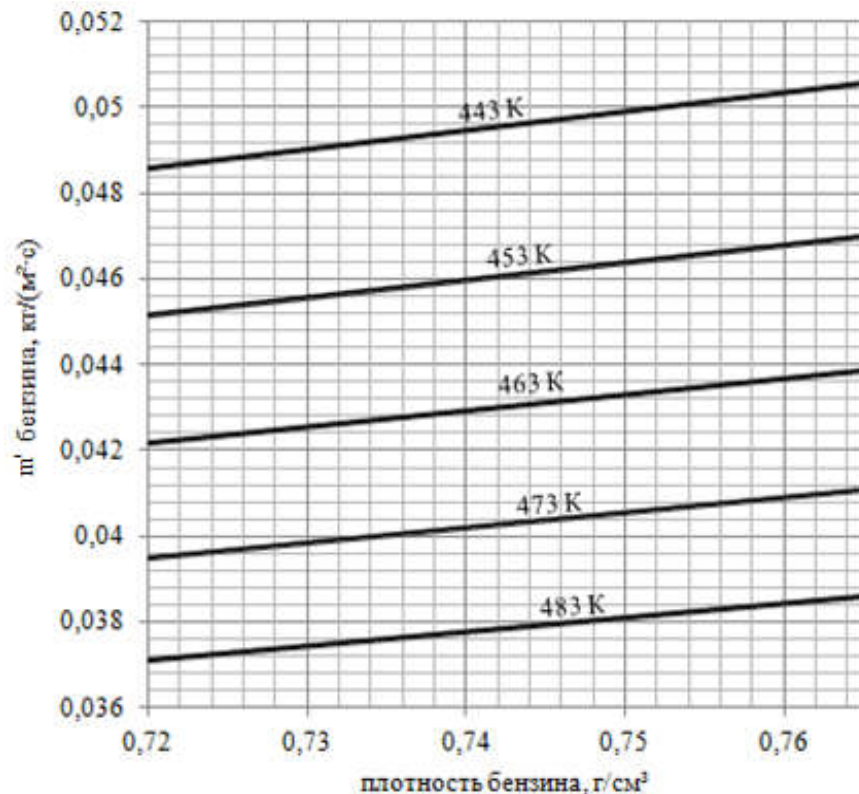


Рисунок 3.3.2 – Зависимость значения m' бензина от его температуры кипения и плотности

Также были построены графики для отдельных видов топлив. Далее приведены графики зависимостей величин m' топливных смесей от их плотности и температуры кипения, а именно для бензина, керосина и дизельного топлива (Рисунки 3.3.2, 3.3.3 и 3.3.4 соответственно).

На Рисунке 3.3.5 представлены графики зависимостей величин m' топлив от их плотности и температуры кипения для нефтепродуктов плотностью в диапазоне $0,65-1,02 \text{ г/см}^3$, начальная температура равна 20°C . Непосредственно на кривых графиков указаны значения температур кипения фракций в Кельвинах.

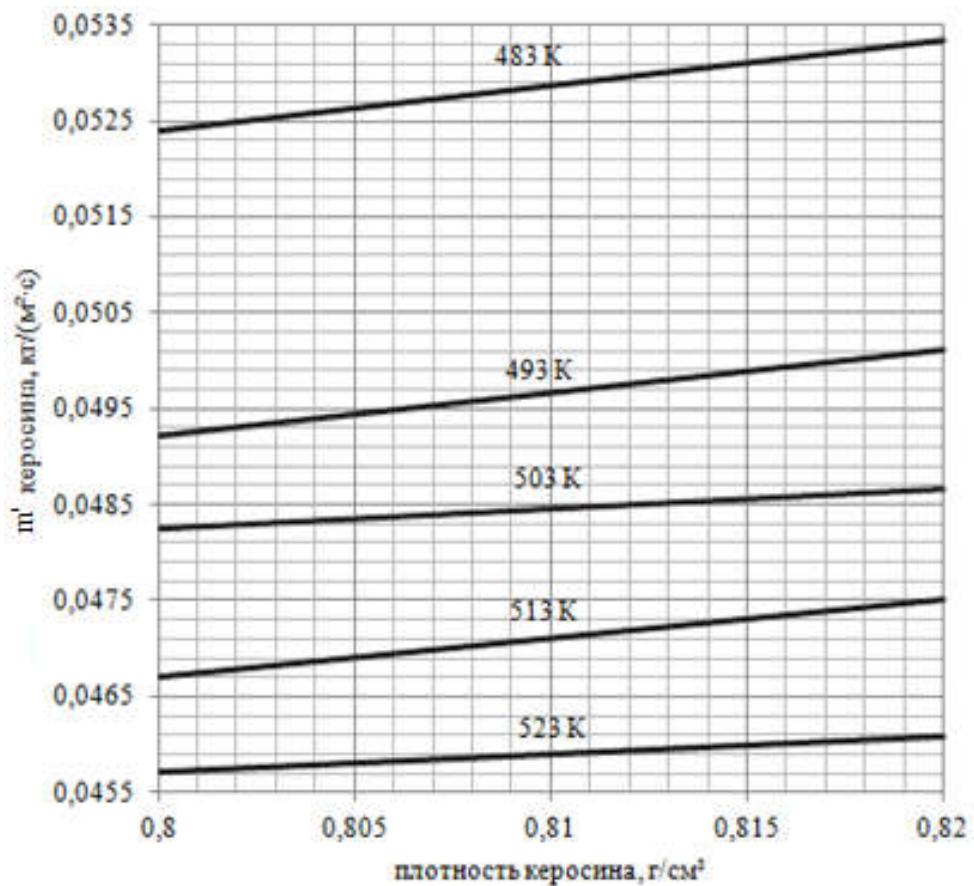


Рисунок 3.3.3 – Зависимость значений m' керосина от его температуры кипения и плотности

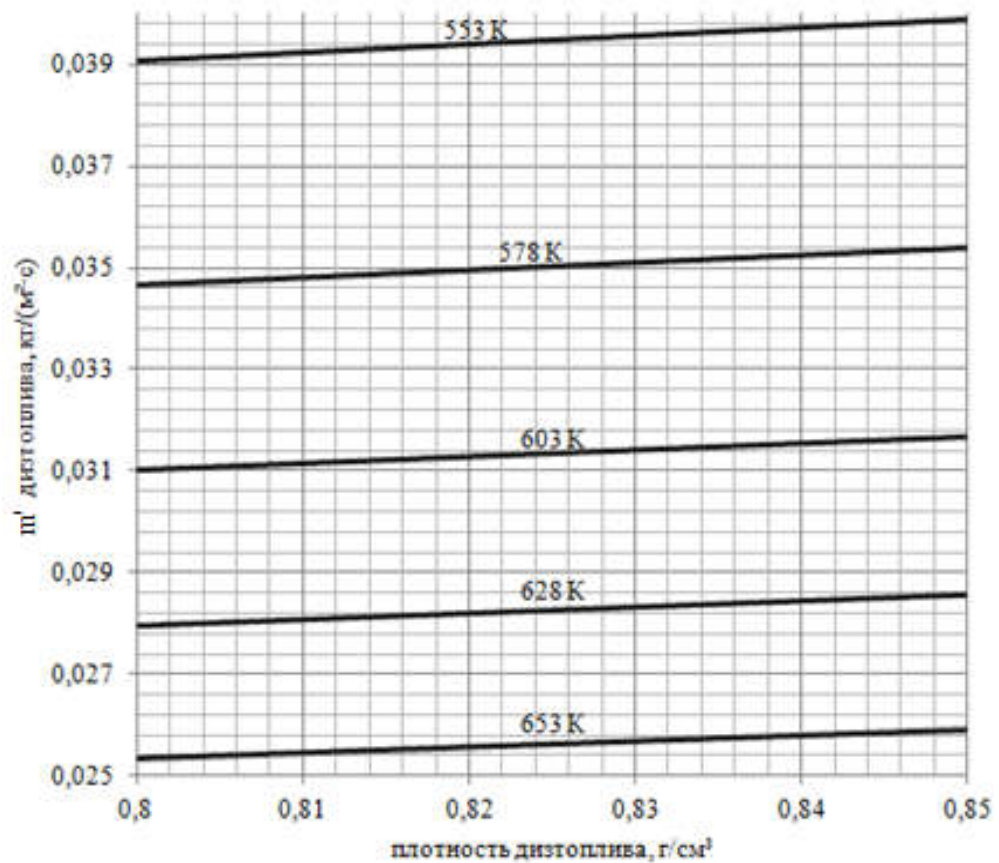


Рисунок 3.3.4 – Зависимость значений m' дизельного топлива от его температуры кипения и плотности

При использовании формулы (2.3.1) для расчета величины m' сложных углеводородных топлив появляется необходимость в расчете величин удельной теплоты сгорания и испарения, удельной теплоемкости при конкретных значениях температур, что делает процесс расчета массивным и многоступенчатым. Поэтому возникает необходимость в выведении такого алгоритма или формулы, которые позволят облегчить процедуру определения МСВ, например, путем уменьшения числа переменных и определения таких закономерностей, которые позволят вывести коэффициенты или константы.

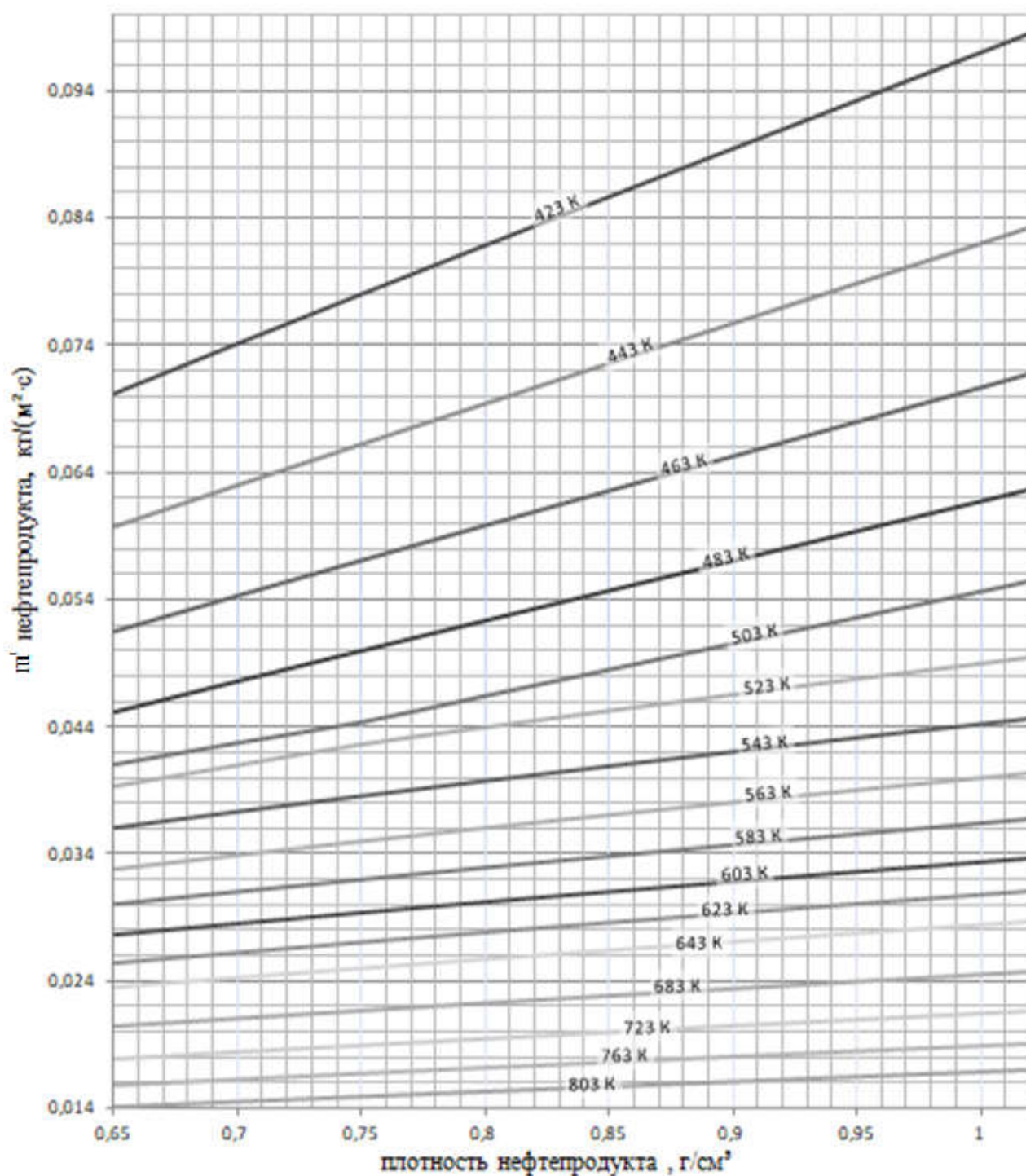


Рисунок 3.3.5 – Зависимость значений m' от плотности и температуры кипения продукта для нефти и нефтепродуктов

На основе построенных графиков зависимостей величин m' от температур кипения и плотности для нефтепродуктов с помощью программы MS Office Excel выведены уравнения кривых зависимости с использованием

различных видов функций, на основе линий функций максимально приближенных к кривым графиков, а также определены величины достоверности аппроксимации – R^2 [81]. Коэффициент достоверности аппроксимации – это значение, которое отражает, насколько точно теоретическое распределение описывает реальное распределение. Его значение может составлять в диапазоне от 0 до 1. Чем ближе оно к 1, тем достовернее выведенное уравнение. Результаты показаны в Таблицах 3.3.1-3.3.5.

Таблица 3.3.1 – Формулы уравнений кривых графиков зависимости значений m' от плотности и температуры кипения топливных смесей по экспоненциальной функции

Наименование топлива, № рисунка	Кривая при температуре Т, К	Уравнение кривой графика	Коэффициент R^2
Бензин, Рисунок 3.3.2	443	$y = 0,0257e^{0,8849x}$	$R^2 = 0,9999$
	453	$y = 0,024e^{0,881x}$	$R^2 = 0,9999$
	463	$y = 0,0224e^{0,8774x}$	$R^2 = 0,9999$
	473	$y = 0,0211e^{0,874x}$	$R^2 = 0,9999$
	483	$y = 0,0198e^{0,8708x}$	$R^2 = 0,9999$
Керосин, Рисунок 3.3.3	483	$y = 0,0257e^{0,8893x}$	$R^2 = 1$
	493	$y = 0,0242e^{0,8852x}$	$R^2 = 1$
	503	$y = 0,0344e^{0,4228x}$	$R^2 = 1$
	513	$y = 0,0237e^{0,8493x}$	$R^2 = 1$
	523	$y = 0,0328e^{0,4134x}$	$R^2 = 1$
Дизельное топливо, Рисунок 3.3.4	553	$y = 0,0282e^{0,4093x}$	$R^2 = 0,9999$
	578	$y = 0,0249e^{0,4119x}$	$R^2 = 0,9999$
	603	$y = 0,0223e^{0,4146x}$	$R^2 = 0,9999$
	628	$y = 0,02e^{0,4172x}$	$R^2 = 0,9999$
	653	$y = 0,0181e^{0,4197x}$	$R^2 = 1$

Таблица 3.3.2 – Формулы уравнений кривых графиков зависимости значений m' от плотности и температуры кипения топливных смесей по линейной функции

Наименование топлива, № рисунка	Кривая при температуре Т, К	Уравнение кривой графика	Коэффициент R ²
Бензин, Рисунок 3.3.2	443	$y = 0,043x - 0,017$	R ² = 1
	453	$y = 0,0406x - 0,0159$	R ² = 1
	463	$y = 0,0377x - 0,015$	R ² = 1
	473	$y = 0,0352x - 0,0141$	R ² = 1
	483	$y = 0,033x - 0,0134$	R ² = 1
Керосин, Рисунок 3.3.3	483	$y = 0,047x - 0,0148$	R ² = 1
	493	$y = 0,044x - 0,0141$	R ² = 1
	503	$y = 0,0205x - 0,0319$	R ² = 1
	513	$y = 0,04x - 0,0147$	R ² = 1
	523	$y = 0,019x - 0,0305$	R ² = 1
Дизельное топливо, Рисунок 3.3.4	553	$y = 0,0282e^{0,4093x}$	R ² = 0,9999
	578	$y = 0,0249e^{0,4119x}$	R ² = 0,9999
	603	$y = 0,0223e^{0,4146x}$	R ² = 0,9999
	628	$y = 0,02e^{0,4172x}$	R ² = 0,9999
	653	$y = 0,0181e^{0,4197x}$	R ² = 1

Таблица 3.3.3 – Формулы уравнений кривых графиков зависимости значений m' от плотности и температуры кипения топливных смесей по логарифмической функции

Наименование топлива, № рисунка	Кривая при температуре Т, К	Уравнение кривой графика	Коэффициент R^2
Бензин, Рисунок 3.3.2	443	$y = 0,0325\ln(x) + 0,0593$	$R^2 = 0,99999$
	453	$y = 0,0301\ln(x) + 0,0551$	$R^2 = 0,99999$
	463	$y = 0,0281\ln(x) + 0,0514$	$R^2 = 0,99999$
	473	$y = 0,0261\ln(x) + 0,0481$	$R^2 = 0,99999$
	483	$y = 0,0245\ln(x) + 0,0451$	$R^2 = 0,99999$
Керосин, Рисунок 3.3.3	483	$y = 0,0381\ln(x) + 0,0608$	$R^2 = 1$
	493	$y = 0,0356\ln(x) + 0,0572$	$R^2 = 1$
	503	$y = 0,0165\ln(x) + 0,0518$	$R^2 = 1$
	513	$y = 0,0324\ln(x) + 0,0539$	$R^2 = 1$
	523	$y = 0,0155\ln(x) + 0,0491$	$R^2 = 1$
Дизельное топливо, Рисунок 3.3.4	553	$y = 0,0133\ln(x) + 0,042$	$R^2 = 1$
	578	$y = 0,0119\ln(x) + 0,0373$	$R^2 = 1$
	603	$y = 0,0107\ln(x) + 0,0334$	$R^2 = 1$
	628	$y = 0,0097\ln(x) + 0,0301$	$R^2 = 1$
	653	$y = 0,0089\ln(x) + 0,0273$	$R^2 = 1$

Таблица 3.3.4 – Формулы уравнений кривых графиков зависимости значений m' от плотности и температуры кипения топливных смесей по полиномиальной функции

Наименование топлива, № рисунка	Кривая при температуре Т, К	Уравнение кривой графика	Коэффициент R^2
Бензин, Рисунок 3.3.2	443	$y = 0,6296x^2 - 0,6027x + 0,1989$	$R^2 = 1$
	453	$y = 0,6309x^2 - 0,6212x + 0,2076$	$R^2 = 1$
	463	$y = 0,606x^2 - 0,6003x + 0,2019$	$R^2 = 1$
	473	$y = 0,5654x^2 - 0,5556x + 0,1873$	$R^2 = 1$
	483	$y = 0,5287x^2 - 0,5152x + 0,1741$	$R^2 = 1$
Керосин, Рисунок 3.3.3	483	$y = 1,2543x^2 - 1,5714x + 0,571$	$R^2 = 1$
	493	$y = 1,17x^2 - 1,4582x + 0,5299$	$R^2 = 1$
	503	$y = 1,0934x^2 - 1,3554x + 0,4926$	$R^2 = 1$
	513	$y = 1,0235x^2 - 1,262x + 0,4588$	$R^2 = 1$
	523	$y = 0,9595x^2 - 1,1769x + 0,4279$	$R^2 = 1$
Дизельное топливо, Рисунок 3.3.4	553	$y = -0,0239x^2 + 0,1153x - 0,0015$	$R^2 = 1$
	578	$y = -0,0242x^2 + 0,1032x - 0,0007$	$R^2 = 1$
	603	$y = -0,0237x^2 + 0,0924x - 3E-05$	$R^2 = 1$
	628	$y = -0,0227x^2 + 0,083x + 0,0006$	$R^2 = 1$
	653	$y = -0,0215x^2 + 0,0748x + 0,001$	$R^2 = 1$

Таблица 3.3.5 – Формулы уравнений кривых графиков зависимости значений m' от плотности и температуры кипения топливных смесей по степенной функции

Наименование топлива, № рисунка	Кривая при температуре Т, К	Уравнение кривой графика	Коэффициент R^2
Бензин, Рисунок 3.3.2	443	$y = 0,2054x^{2,4637}$	$R^2 = 0,9997$
	453	$y = 0,1952x^{2,4425}$	$R^2 = 0,9996$
	463	$y = 0,1856x^{2,4185}$	$R^2 = 0,9996$
	473	$y = 0,1766x^{2,3929}$	$R^2 = 0,9996$
	483	$y = 0,1683x^{2,3685}$	$R^2 = 0,9996$
Керосин, Рисунок 3.3.3	483	$y = 0,2317x^{3,0784}$	$R^2 = 0,9999$
	493	$y = 0,221x^{3,0401}$	$R^2 = 0,9999$
	503	$y = 0,2112x^{3,0033}$	$R^2 = 0,9999$
	513	$y = 0,2019x^{2,968}$	$R^2 = 0,9999$
	523	$y = 0,1934x^{2,9339}$	$R^2 = 0,9999$
Дизельное топливо, Рисунок 3.3.4	553	$y = 0,0903x^{0,8098}$	$R^2 = 1$
	578	$y = 0,0787x^{0,768}$	$R^2 = 1$
	603	$y = 0,0692x^{0,7324}$	$R^2 = 1$
	628	$y = 0,0614x^{0,7017}$	$R^2 = 1$
	653	$y = 0,0548x^{0,6749}$	$R^2 = 1$

Из полученных уравнений, приведенных в Таблицах 3.3.1-3.3.5 по показателям достоверности аппроксимации видно, что кривые графиков описываются различными уравнениями функций достаточно точно. Однако при использовании экспоненциальной, логарифмической, полиномиальной и степенной уравнений возникает проблема выведения коэффициентов, показывающих зависимость от переменных значений температур кипения или плотностей. Таким образом, было принято решение взять за основу уравнения кривых графиков по линейной функции (Таблица 3.3.6), которая имеет самый упрощенный вид и в тоже время не самые низкие показатели достоверности аппроксимации по сравнению с рассмотренными уравнениями функций.

Таблица 3.3.6 – Формулы уравнений кривых графиков зависимости значений МСВ от плотности и температуры кипения нефти (нефтепродуктов) по линейной функции

Кривая при температуре Т, К	Уравнение кривой графика	Коэффициент R ²
423	$y = 0,0762x + 0,0006$	R ² = 1
443	$y = 0,0637x + 0,006$	R ² = 1
463	$y = 0,0544x + 0,0207$	R ² = 1
483	$y = 0,0471x + 0,498$	R ² = 1
503	$y = 0,0395x + 0,391$	R ² = 0,9987
523	$y = 0,0271x + 0,019$	R ² = 0,9963
543	$y = 0,023x + 0,0203$	R ² = 0,9992
563	$y = 0,0204x + 0,021$	R ² = 0,9992
583	$y = 0,0183x + 0,022$	R ² = 0,9992
603	$y = 0,0165x + 0,0221$	R ² = 0,9993
623	$y = 0,015x + 0,0221$	R ² = 0,9993
643	$y = 0,0137x + 0,0222$	R ² = 0,9994
683	$y = 0,0116x + 0,0222$	R ² = 0,9995
723	$y = 0,01x + 0,0222$	R ² = 0,9996
763	$y = 0,0088x + 0,022$	R ² = 0,9997
803	$y = 0,0077x + 0,0211$	R ² = 0,9997

Для обобщения полученных результатов, по графикам зависимостей МСВ от плотности и температуры кипения нефтепродуктов, представленным на Рисунке 3.3.5, выведены линейные уравнения.

На основе проведенных исследований методов определения величины m' , а также построенного графика зависимости исследуемых величин от плотности и температуры кипения нефтепродуктов (Рисунок 3.3.5), разработана эмпирическая формула, которая позволяет вычислить m' :

$$m' = k_1 \cdot \rho_4^{20} + k_2, \quad (3.3.1)$$

где k_1 – коэффициент, характеризующий линейную скорость выгорания нефтепродукта и зависящий от разницы между его температурой кипения и начальной температурой (ΔT), м/с;

k_2 – коэффициент, характеризующий зависимость от разницы между температурами кипения и начальной (ΔT);

ρ_4^{20} – плотность нефтепродукта при нормальных условиях, г/см³.

На основе порядка расчета, описанного в П.3.1. данной работы, включающего формулы (3.1.1), (3.1.5), (3.1.7)-(3.1.1) были исследованы возможные варианты расчета коэффициентов $k_1(x)$ и $k_2(x)$. С помощью дедуктивного метода определены единицы измерения, которые должны заключаться в коэффициентах: для k_1 - м/с, k_2 – безразмерная величина. Таким образом, установлено, что k_1 – коэффициент, характеризующий линейную скорость горения нефтепродукта, k_2 – коэффициент, характеризующий разницу между температурой кипения вещества и начальной температурой вещества. Построены следующие графики, с помощью которых можно определить значения данных коэффициентов.

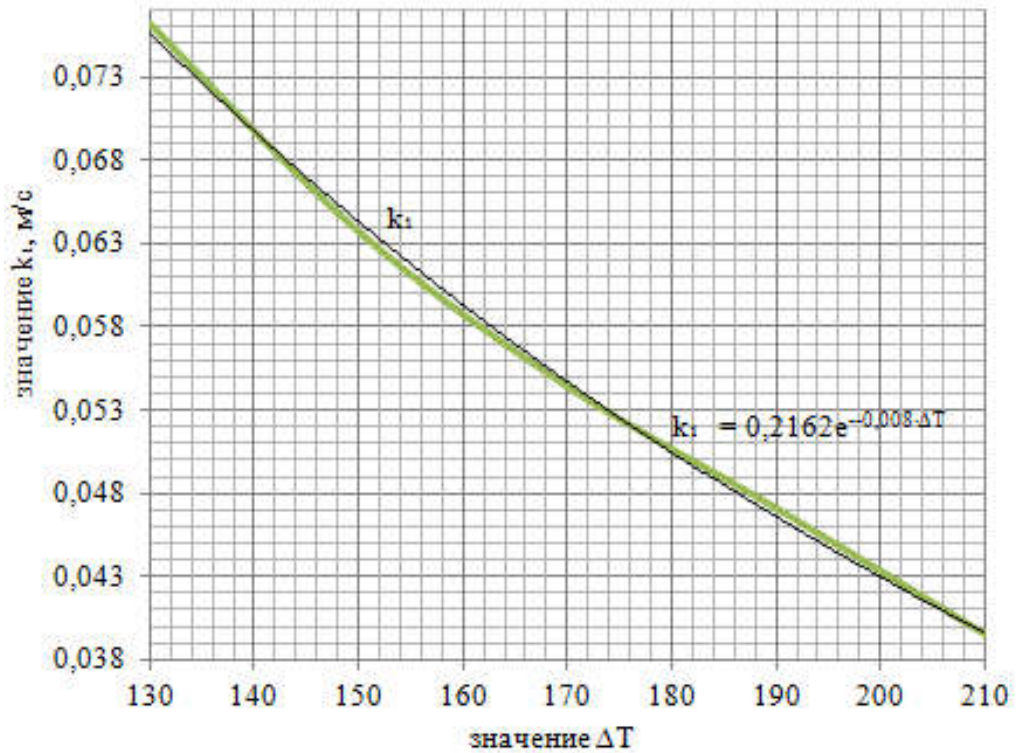


Рисунок 3.3.6 – График зависимости коэффициента k_1 от ΔT в диапазоне 130-210

Пояснение: $\Delta T = T - T_0$, где T – температура кипения вещества, °С (К);
 T_0 – начальная температура вещества, °С (К).

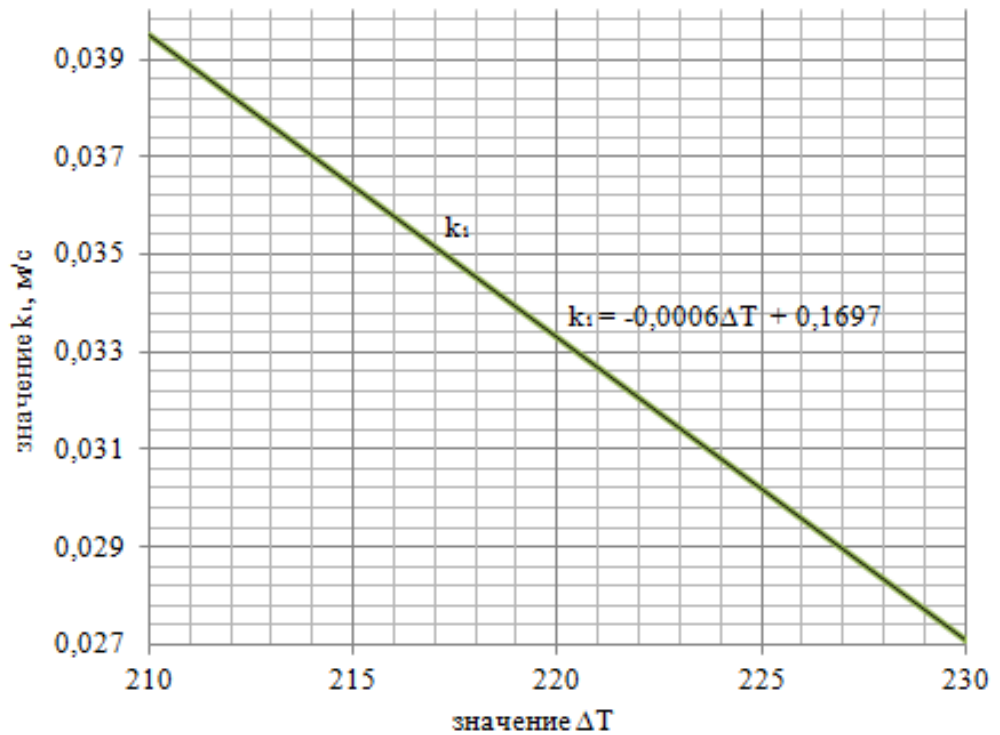


Рисунок 3.3.7 – График зависимости коэффициента k_1 от ΔT в диапазоне 210-230

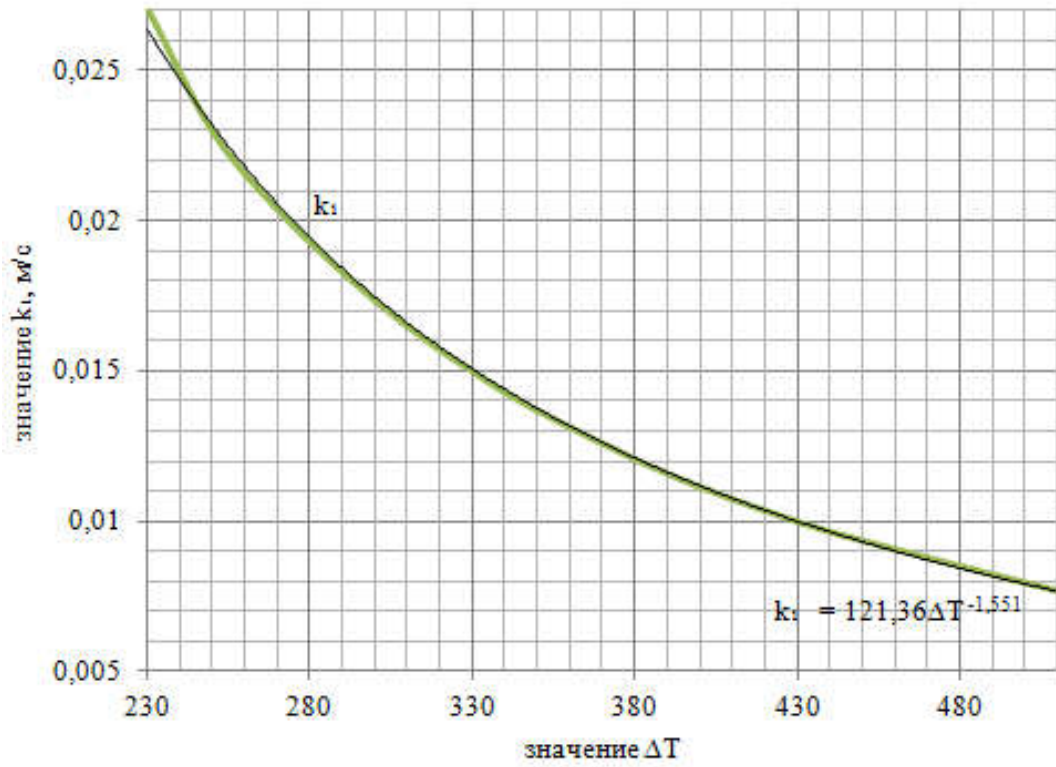


Рисунок 3.3.8 – График зависимости коэффициента k_1 от ΔT в диапазоне 230-510

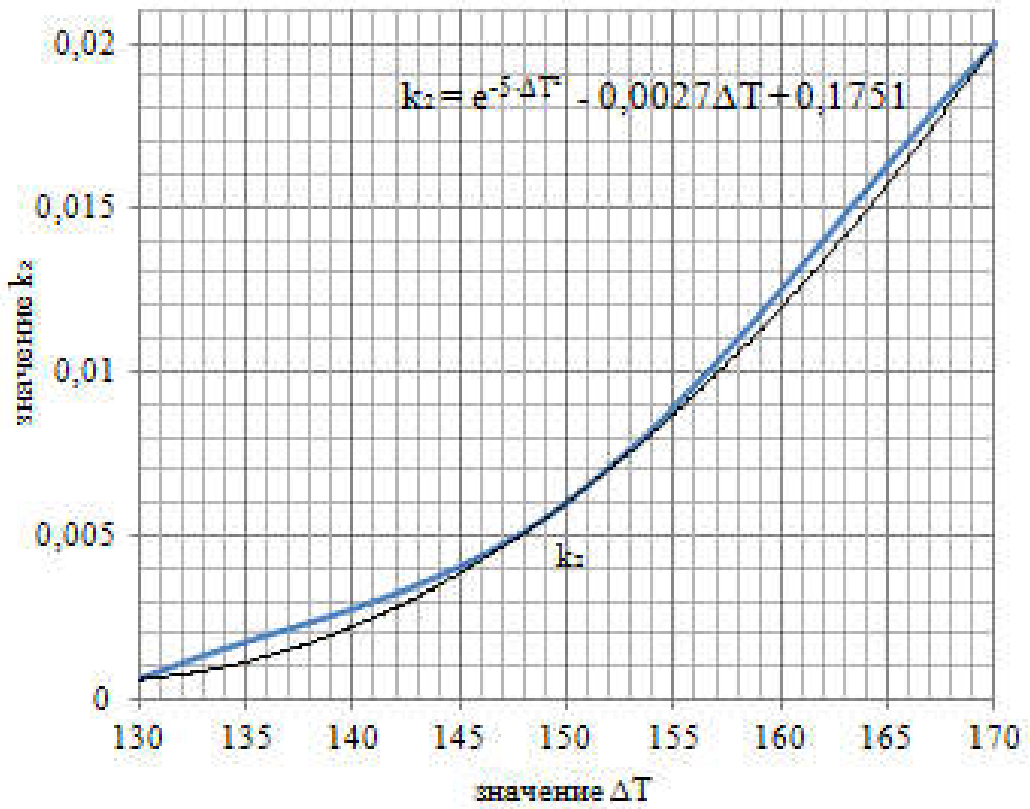


Рисунок 3.3.9 – График зависимости коэффициента k_2 от ΔT в диапазоне 130-170

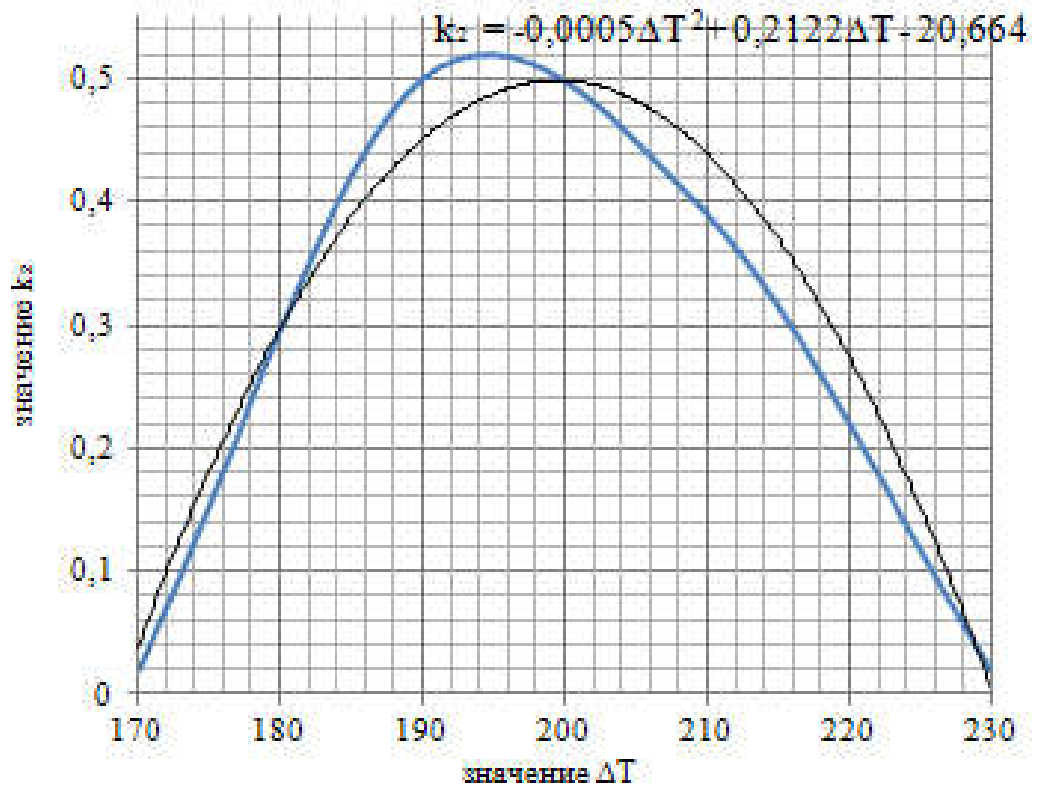


Рисунок 3.3.10 – График зависимости коэффициента k_2 от ΔT в диапазоне 170-230

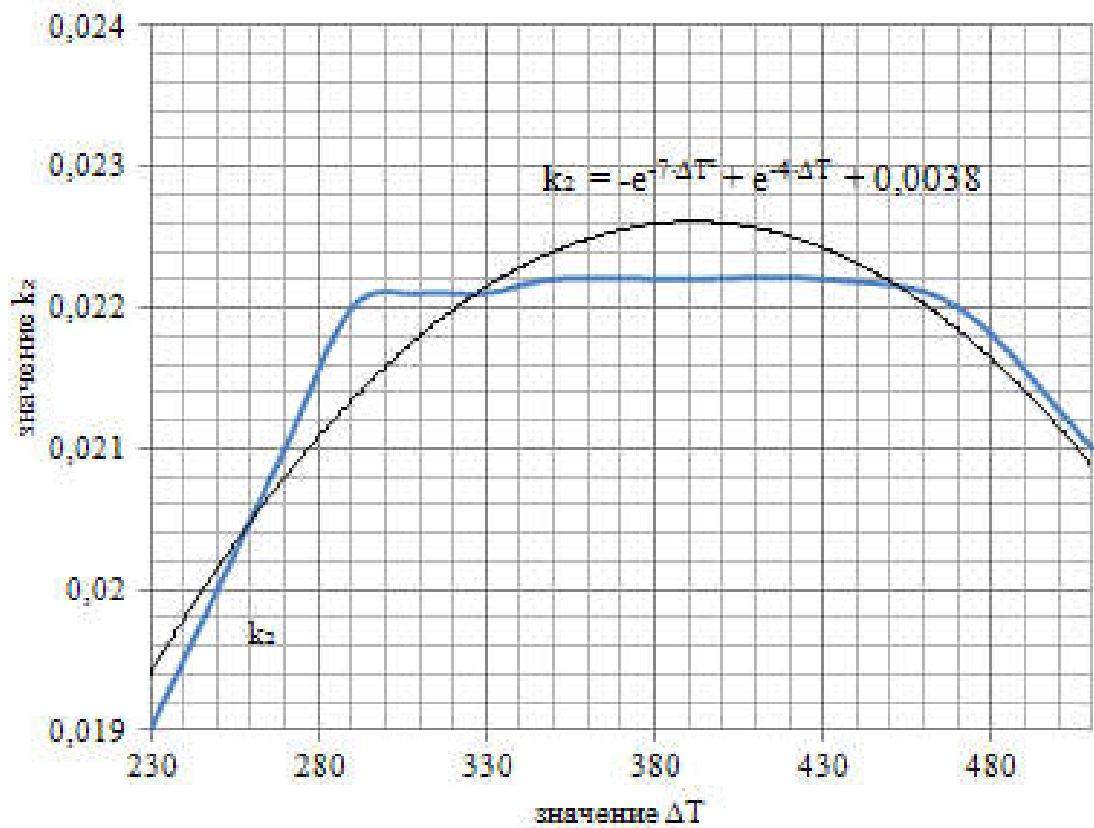


Рисунок 3.3.11 – График зависимости коэффициента k_2 от ΔT в диапазоне 230-510

В Таблице 3.3.7 приведены результаты, полученные путем расчетов с помощью действующих и предлагаемого подходов.

Таблица 3.3.7 – Сравнение значений m' из справочных данных, а также полученных различными расчетными методами

Наименование нефтепродукта	Значение m' , кг/(м ² ·с)			
	Приказ МЧС РФ №404	Результаты расчета по Приказу МЧС РФ №404	Результаты расчета по Приказу РТН РФ №69	Результаты расчета по предложенному методу
Дизтопливо	0,04	0,039	0,039	0,038
Бензин	0,06	0,054-0,057	0,067	0,058

Предлагаемый метод определения m' позволит производить расчет МСВ, при известных значениях плотности нефтепродукта при нормальных условиях, его температуры кипения, а также линейной скорости выгорания, что в свою очередь облегчит процесс прогнозирования пожарных рисков на объектах нефтегазового комплекса.

Выводы по главе 3

Определен порядок расчета m' для нефтепродуктов в зависимости от их теплофизических свойств. Проведены опытные измерения m' для индивидуального и сложного веществ, полученные результаты сравнены с результатами расчета и данными из таблиц в [3,4]. На основе расчетов m' для нефтепродуктов с плотностью в диапазоне 0,65-1,02 г/см³ (m' веществ, для которых невозможно было определить величины $H_{ст}$, C_p , $L_{исп}$, определялась путем интерполяции) построены графики, выведены формулы, позволяющие определить m' с минимальным количеством переменных.

**ГЛАВА 4 ПОЖАРООПАСНЫЕ РАССТОЯНИЯ В СЛУЧАЕ ПОЖАРА
ПРОЛИВА НА ТЕРРИТОРИИ НЕФТЕБАЗЫ
ПАО АНК БАШНЕФТЬ**

**4.1 Расчет размеров зон действия теплового излучения в случае пожара
пролива на основе предложенного усовершенствованного подхода**

Рассмотрен сценарий разгерметизации надземного резервуара с последующим пожаром пролива. Расчет будет производиться с ссылкой на основные положения Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, утвержденной приказом МЧС России от 10 июля 2009 года №404 [3].

Определение массы нефтепродукта, вытекшего из резервуара наружу в результате его разгерметизации:

$$m_a = \rho_L \cdot V_R, \quad (4.1.1)$$

где m_a – масса продукта, кг;

ρ_L – плотность продукта, кг/м³;

V_R – объем продукта в резервуаре, м³.

В случае полного разрушения наземного или надземного трубопровода, масса разлившейся самотеком жидкости, выходящей из резервуара, высчитывается следующим образом:

$$m_a = G_L \cdot \tau + \frac{\pi}{4} \cdot d_p^2 \cdot (\sum_{i=1}^n L_i) \cdot \rho_L, \quad (4.1.2)$$

$$G_L = \mu \cdot \frac{\pi}{4} \cdot d_p^2 \cdot \sqrt{2 \cdot \rho_L \cdot \Delta P_R}, \quad (4.1.3)$$

$$\Delta P_R = h_L \cdot \rho_L \cdot g, \quad (4.1.4)$$

где G_L – первоначальный расход жидкости, вытекающей из резервуара через поврежденный трубопровод, кг/с;

μ – коэффициент истечения жидкости;

τ – расчетное время отключения трубопроводов, для локализации места разгерметизации, с;

d_p – диаметр трубопроводов, м (если размеры d_p трубопроводов, которые отключают для локализации, разнятся, то массу протечки находят для каждого трубопровода отдельно);

L_i – расстояние участка i -го трубопровода от запорного устройства до места разгерметизации, м;

n – число участков трубопроводов, связанных с местом разгерметизации;

ΔP_R – напор столба жидкости в резервуаре, Па;

h_L – высота столба жидкости в резервуаре, м;

Площадь пролива $F_{пр}$ (m^2) жидкости определяется по формуле:

$$F_{пр} = f_p \cdot V_{ж}, \quad (4.1.5)$$

где f_p – коэффициент разлития, m^{-1} ($f_p=5 m^{-1}$ при проливе на грунт, $20 m^{-1}$ при проливе на спланированное грунтовое покрытие, $f_p=150 m^{-1}$ – на бетон или асфальт);

$V_{ж}$ – объем жидкости, поступившей в окружающее пространство при разгерметизации резервуара, m^3 .

Формула (2.3.2) расчета интенсивности теплового потока q (kBt/m^2) для пожара пролива жидких углеводородов упомянута ранее в П.2.3 научно-исследовательской работы.

Значение среднеповерхностной интенсивности теплового излучения пламени E_f (kBt/m^2) можно вычислить по формуле (2.3.3), зная величину эффективного диаметра пролива d (м) или по формуле (2.3.4) при известных значениях m' , удельной теплоты сгорания $H_{сг}$ ($kДж/кг$) и – высоты (длины) пламени L (м).

Угловой коэффициент облученности F определяется по формуле (2.1.5).

Факторы облученности вертикальной и горизонтальной площадок F_B и F_r соответственно, определяемые для площадок, расположенных в 90° секторе в направлении наклона пламени, вычисляются по следующим формулам:

$$F_B = \frac{1}{\pi} \cdot \left\{ -E \cdot \operatorname{arctg} D + E \cdot \left[\frac{a^2 + (b+1)^2 - 2 \cdot b \cdot (1+a \cdot \sin \theta)}{A \cdot B} \right] \cdot \operatorname{arctg} \left(\frac{A \cdot D}{B} \right) + \frac{\cos \theta}{C} \cdot \operatorname{arctg} a \cdot b - F^2 \cdot \sin \theta \cdot F \cdot C + \operatorname{arctg} F^2 \cdot \sin \theta \cdot F \cdot C \right. \quad (4.1.6)$$

$$F_r = \frac{1}{\pi} \cdot \left\{ \operatorname{arctg} \left(\frac{1}{D} \right) + \frac{\sin \theta}{C} \cdot \left[\operatorname{arctg} \left(\frac{a \cdot b - F^2 \cdot \sin \theta}{F \cdot C} \right) + \operatorname{arctg} \left(\frac{F^2 \cdot \sin \theta}{F \cdot C} \right) \right] - \left[\frac{a^2 + (b+1)^2 - 2 \cdot (b+1) \cdot a \cdot \sin \theta}{A \cdot B} \right] \cdot \operatorname{arctg} \left(\frac{A \cdot D}{B} \right) \right\} \quad (4.1.7)$$

$$a = \frac{2 \cdot L}{d} \quad (4.1.8)$$

$$b = \frac{2 \cdot X}{d} \quad (4.1.9)$$

$$A = \sqrt{a^2 + (b+1)^2 - 2 \cdot a \cdot (b+1) \cdot \sin \theta} \quad (4.1.10)$$

$$B = \sqrt{a^2 + (b-1)^2 - 2 \cdot a \cdot (b-1) \cdot \sin \theta} \quad (4.1.11)$$

$$C = \sqrt{1 + (b-1)^2 \cdot \cos^2 \theta} \quad (4.1.12)$$

$$D = \sqrt{\frac{(b-1)}{(b+1)}} \quad (4.1.13)$$

$$E = \frac{a \cdot \cos \theta}{b - a \cdot \sin \theta} \quad (4.1.14)$$

$$F = \sqrt{(b^2 - 1)}, \quad (4.1.15)$$

где X – расстояние от геометрического центра пролива до облучаемого объекта,

m ;

d – эффективный диаметр пролива, m ;

L – длина пламени, m ;

θ – угол отклонения пламени от вертикали под действием ветра.

В случае если ветер не наблюдается, а также отсутствуют площадки расположенные в 90° секторе в направлении пламени, то θ принимается равным 0, а расчет факторов облученности для вертикальной и горизонтальной поверхностей выполняют по формулам (4.1.6)-(4.1.15) и (4.1.20).

Эффективный диаметр пролива d (м) рассчитывается по формуле:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot F}{\pi}}, \quad (4.1.16)$$

где F – площадь пролива, м^2 .

Длина пламени L (м) определяется по формулам:

при $u \geq 1$

$$L = 55 \cdot d \cdot \left(\frac{m'}{\rho_a \cdot \sqrt{g \cdot d}} \right)^{0.67} \cdot u_*^{0.21}, \quad (4.1.17)$$

при $u < 1$

$$L = 42 \cdot d \cdot \left(\frac{m'}{\rho_a \cdot \sqrt{g \cdot d}} \right)^{0.61} \quad (4.1.18)$$

$$u_* = \frac{\omega_0}{\sqrt[3]{\frac{m' \cdot g \cdot d}{\rho_{\text{п}}}}}, \quad (4.1.19)$$

где m' – удельная массовая скорость выгорания топлива, $\text{кг}/\text{м}^2 \cdot \text{с}$;

ρ_a – плотность окружающего воздуха, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$\rho_{\text{п}}$ – плотность насыщенных паров топлива при температуре кипения, $\text{кг}/\text{м}^3$;

ω_0 – скорость ветра, $\text{м}/\text{с}$;

g – ускорение свободного падения ($9,81 \text{ м}/\text{с}^2$).

Отклонение пламени от вертикали θ под влиянием ветра определяется в зависимости от наличия одного из условий:

$$\cos\theta = \begin{cases} 1, \text{ при } u_* < 1 \\ u_*^{-0.5}, \text{ при } u_* \geq 1 \end{cases} \quad (4.1.20)$$

Коэффициент пропускания атмосферы τ для пожара пролива вычисляют по формуле:

$$\tau = \exp[-7 \cdot 10^{-4} \cdot (X - 0,5 \cdot d)] \quad (4.1.21)$$

Преобразовав уравнение Менделеева-Клапейрона, можно найти плотность насыщенных паров ρ_n . Уравнение Менделеева-Клапейрона [72-74]:

$$P_n \cdot V = \frac{m}{M} \cdot R \cdot T, \quad (4.1.22)$$

где P_n – давление насыщенных паров продукта, мм. рт. ст.;

V – объём насыщенных паров, м³;

m – масса насыщенных паров, г;

M – молярная масса насыщенных паров, г/моль;

R – универсальная газовая постоянная $\approx 8,314$ Дж/(моль·К);

T – величина расчетной температуры, К.

$$\rho_n = \frac{P_n \cdot M}{R \cdot T} \quad (4.1.23)$$

Давление можно найти с помощью корреляции Миллера, которая определяет связь между давлением и критической температурой $T_{кр}$, количеством теплоты парообразования r и температурой кипения вещества $T_{кип}$. Метод корреляции Миллера применим при низких давлениях паров веществ (от 1 до 200 кПа) [82]:

$$\lg P_n = A' - \frac{B'}{T} + C_1 \cdot T + C_2 \cdot T^2 \quad (4.1.24)$$

$$A' = 0,607k \left[4 \frac{T_{кр}}{T_{кип}} - \left(\frac{T_{кип}}{T_{кр}} \right)^2 \right] - 1,448k \left[\frac{T_{кр}}{T_{кип}} - \frac{T_{кип}}{T_{кр}} \right] + 2,88081 \quad (4.1.25)$$

$$B' = 0,980k \cdot T_{кр} \quad (4.1.26)$$

$$C_1 = \frac{-1,448k}{T_{кр}} \quad (4.1.27)$$

$$C_2 = \frac{0,607k}{T_{кр}^2} \quad (4.1.28)$$

$$k = \frac{L}{4.567T_{кр} \left(1 - \frac{T_1}{T_{кр}}\right)^{0,38}} \quad (4.1.29)$$

$$T_{кр} = 1,05t_{ср} + 160 \quad (4.1.30)$$

$$P_{кр} = K \frac{T_{кр}}{M}, \quad (4.1.31)$$

где $T_{ср}$ – средняя температура кипения нефтяной фракции, °С;

M – молекулярный вес фракции, г/моль;

K – константа, для парафиновых углеводородов составляет 5 - 5,3, для нафтеновых 6 и ароматических 6,5 - 7, как правило, для нефтепродуктов берётся значение $K=5,5$.

При выполнении оценочных расчетов основываются на предположении, что при превращении в пар узкой фракции нефти состав паровой и жидкой фаз значительным образом не меняется, таким образом, делается вывод, что давление насыщенных паров зависит только от температуры. На этом постулате основывается формула Ашворта [75]:

$$\lg(P_{Hi} - 3158) = 7.6715 - \frac{2.68f(T)}{f(T_0)}, \quad (4.1.32)$$

где P_{Hi} – давление насыщенных паров при температуре T , Па;

T_0 – средняя значение температуры кипения фракции при атмосферном давлении, К.

Функция температур $f(T)$ и $f(T_0)$ отражается следующим уравнением:

$$f(T) = \frac{1250}{\sqrt{T^2 + 108000} - 307.6} - 1 \quad (4.1.33)$$

Формула Ашворта позволяет получить достаточно хорошие результаты, однако применима она только при давлении $P \leq 101,3 \text{ кПа}$.

Согласно Методике [3], значения среднеповерхностной плотности теплового излучения пламени для многокомпонентных нефтепродуктов можно определить по формуле:

$$E_f = \frac{0.4 \cdot m' \cdot H_{\text{СГ}}}{1 + 4 \cdot L/d} \quad (4.1.34)$$

Для оценки результатов расчета, сопоставили значения среднеповерхностной плотности теплового излучения пламени в зависимости от диаметра очага и удельной массовой скорости выгорания для бензина и дизтоплива, которые вычислены по формуле (4.1.34) с использованием значений МСВ, приведенных в Методике (Таблица 1.5.1, П. 1.5 диссертационной работы) со значениями E_f , вычисленными по формуле (4.1.34) с использованием разработанной номограммы (Рисунок 3.3.5). В Таблицах 4.1.1 и 4.1.2 приведены полученные результаты (значения E_f округлены до целых в большую сторону) [3,84]. Результаты относительной погрешности значений E_f , полученных с использованием предложенного подхода к расчету m' приведены в Таблице 4.1.3.

Таблица 4.1.1 – Значения среднеповерхностной интенсивности теплового излучения пламени в зависимости от диаметра очага и удельной массовой скорости выгорания (значение m' из Методик)

d, м	E _f (кВт/м ²)		
	Бензин	Керосин	Дизтопливо
10	111	101	90
20	137	127,5	109
30	153	145	123
40	167	159	133
50	178	170	141
m' , кг/(м ² ·с)	0,06	0,0395	0,039

Таблица 4.1.2 – Значения среднеповерхностной интенсивности теплового излучения пламени в зависимости от диаметра очага и удельной массовой скорости выгорания (значение m' , полученное с помощью предложенного метода)

d, м	E _f (кВт/м ²)		
	Бензин	Керосин	Дизтопливо
10	108	106	88
20	137	134	101
30	149	152	114
40	162	167	123
50	173	178	131
m' , кг/(м ² ·с)	0,0555	0,42	0,038

Таблица 4.1.3 – Относительная погрешность значений полученных E_f

Топливо	Относительная погрешность Δ, %				
	d=10 м	d=20 м	d=30 м	d=40 м	d=50 м
Бензин	2,7	0	2,6	3	2,8
Керосин	4,7	4,9	4,6	4,8	4,5
Дизельное топливо	2,3	7,9	7,9	8,1	7,6

Также произведен расчет безопасных расстояний от границ пролива до зоны воздействия теплоизлучения, с учетом площадей пролива 100, 200 и 300 м² и наличия у резервуаров обвалований с такими высотами, которые исключают возможность перелива через них (Таблица 4.1.4). Безопасные расстояния рассчитаны с учетом пороговых величин интенсивности теплового

потока. Для каждого предельного значения теплового излучения в таблице указаны по два значения зон действия излучения тепла, которые рассчитаны в зависимости от скорости ветра 1 м/с и 15 м/с соответственно. Расстояния определены для разных фракций перегонки нефти, исходя из таких параметров фракций, при которых в результате расчета получается максимально возможное безопасное расстояние.

Таблица 4.1.4 – Значения безопасных расстояний от границы пролива до зоны воздействия теплового излучения

Топливо	Безопасное расстояние в зависимости от степени воздействия теплового потока, м		
	Непереносимая боль через 20-30 с Ожог 1 степени через 15-20 с Ожог 2 степени через 30-40 с $q=4,2-7,0$ кВт/м ²	Безопасно для человека в брезентовой одежде $q=1,4-4,2$ кВт/м ²	Без негативных последствий в течение длительного времени, $q<1,4$ кВт/м ²
1	2	3	4
$F_{пр}=100$ м ²			
Бензиновые фракции	28/35,9	39,2/42,2	73,7/65,4
Керосиновые фракции	32,2/42,5	44,7/49,4	83,7/74,9
Дизельные фракции	20,9/27	29,9/31,6	57,8/45,9
Мазуты	14,7/17,2	20,2/19,7	38,2/27,5
$F_{пр}=200$ м ²			
Бензиновые фракции	39,6/46,9	55,2/55,7	112/89
Керосиновые фракции	45,5/55,3	62,8/65,1	116,4/101,7
Дизельные фракции	39,6/30,8	42/41,3	80,5/61,8
Мазуты	20/21,4	27,7/24,9	57,5/36,1
$F_{пр}=300$ м ²			
Бензиновые фракции	48,5/54,8	67/65,8	124,5/100,2
Керосиновые фракции	55,7/64,8	76,6/76,8	140,5/122
Дизельные фракции	36,3/40,5	51,2/48,5	97,5/73,9
Мазуты	23,8/24,3	33,4/28,6	63,8/42,7

Продолжение таблицы 4.1.4

1	2	3	4
Керосиновые фракции	32,2/42,5	44,7/49,4	83,7/74,9
Дизельные фракции	20,9/27	29,9/31,6	57,8/45,9
Мазуты	14,7/17,2	20,2/19,7	38,2/27,5
$F_{пр}=200 \text{ м}^2$			
Бензиновые фракции	39,6/46,9	55,2/55,7	112/89
Керосиновые фракции	45,5/55,3	62,8/65,1	116,4/101,7
Дизельные фракции	39,6/30,8	42/41,3	80,5/61,8
Мазуты	20/21,4	27,7/24,9	57,5/36,1
$F_{пр}=300 \text{ м}^2$			
Бензиновые фракции	48,5/54,8	67/65,8	124,5/100,2
Керосиновые фракции	55,7/64,8	76,6/76,8	140,5/122
Дизельные фракции	36,3/40,5	51,2/48,5	97,5/73,9
Мазуты	23,8/24,3	33,4/28,6	63,8/42,7

4.2 Общие сведения о технологическом процессе нефтебазы ПАО АНК «Башнефть»

В данной работе использованы сведения резервуарного парка, относящегося к ПАО АНК «Башнефть» (резервуарный парк – это производство, на котором хранят и распределяют нефтепродукты: моторные топлива для автомобильного транспорта, котельные топлива, сжиженные углеводородные газы, элементарную серу, азот, кислород и водород).

Площадка нефтебазы находится в промышленной зоне на северной окраине г. Уфы. Общая площадь территории составляет 233,45 Га. Нефтебаза со всех сторон окружена промышленными предприятиями, железнодорожными линиями. С восточной стороны проходит автомагистраль Уфа-Бирск и железнодорожные линии ст. Бензин и ст. Черниковка Восточная, расположен завод по ремонту трамваев и троллейбусов, строительно-монтажное

управление. С западной стороны расположен электроламповый завод, завод «Тепломонтаж», завод строительных изделий и автомагистраль Юго-Западная. С южной стороны к производственной площадке примыкает ТЭЦ-1, автобазы, прирельсовые склады.

Район расположения характеризуется ровным рельефом местности, балок, оврагов, возвышенностей, естественных и искусственных подземных выработок нет.

В сейсмическом отношении, согласно СП 14.13330.2011 «Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*» район размещения объектов устойчив [85].

Республика Башкортостан не входит в зону опасных землетрясений, смерчей, цунами и селей. Возможность землетрясений, обвалов, оползней маловероятна. Лесные массивы, лесопарковые зоны в районе декларируемых объектов отсутствуют.

Согласно СП 131.13330.2012 «Строительная климатология. Актуализированная версия СНиП 23-01-99*», ТСН 23-357-2004 РБ «Строительная климатология» климат района расположения нефтебазы – резко континентальный, характеризуется холодной зимой с устойчивыми морозами и умеренно теплым климатом в летний период [86,87].

В состав нефтебазы входят: группа по приготовлению и перекачке бензинов, товарная группа, резервуарные парки, наливные эстакады, реагентное хозяйство. Виды и количество веществ, обращающихся на нефтебазе ПАО АНК «Башнефть» представлены в Таблице 4.2.1

Таблица 4.2.1 – Виды и количество веществ, обращающихся на нефтебазе ПАО АНК «Башнефть»

Объект	Наименование опасного вещества	Количество, т		
		в аппаратах	в трубопроводах	в наибольшей единице оборудования
1	2	3	4	5
ГППБ	Газовый конденсат	122,840	6,142	29,600
	Топливный газ	0,071	0,004	0,070

Продолжение таблицы 4.2.1

1	2	3	4	5
ГППБ	Бензин	38257,422	1912,871	3442,638
	ПИФ	496,800	24,840	99,360
	Метанол	42,498	2,125	39,350
УРП	Нефть	83305,830	4165,291	13885,674
	Бензин	42633,726	2131,687	7656,823
	Вакуумный газойль	41508,185	2075,410	8215,172
	ДТ	24859,737	1242,987	3712,859
	Газовый конденсат	13579,970	678,999	3394,997
ТГТП	Мазут	48903,863	2445,193	9245,511
	ДТ	34774,308	1738,716	3466,54
Эстакадное хозяйство	Вакуумный газойль	9100,000	455,000	910,000
	Бензин	886,858	44,343	121,280
	ДТ	875,000	43,750	125,000

Основными факторами, определяющими опасность установок, входящих в состав нефтебазы ПАО АНК «Башнефть», являются:

- обращение в оборудовании взрывопожароопасных и токсичных веществ;
- повышенная пожаро- и взрывоопасность сырьевых и получаемых продуктов, которая обусловлена обращением перерабатываемых продуктов в технологическом оборудовании в большей степени в перегретом состоянии;
- повышенные уровни температур и давлений углеводородного сырья;
- применение в качестве сырья сернистых и высокосернистых нефтей, имеющих повышенную коррозионную активность;
- концентрация большой массы опасного вещества в единице оборудования (в емкости, колонном аппарате, реакторе, резервуаре, ж/д цистерне и т.п.);
- применение печей для нагрева технологических сред;
- использование перегретого водяного пара;

- наличие электроустройств, которые обеспечивают рабочее состояние электродегидраторов, электродвигателей насосов, компрессоров вентиляторов, вентиляторов, аппаратов воздушного охлаждения;

- наличие насосов, компрессоров, которыми транспортируются токсичные и взрывопожароопасные продукты.

Главными причинами, которые способствуют появлению и развитию аварий, являются:

- отклонение от предельных показателей технологического режима;
- сбои в подаче энергоресурсов;
- неисправность или повреждение оборудования;
- нарушения требований работниками;
- коррозионный и физический износ оборудования и трубопроводов.

Ситуации, при которых есть риск разрушения технологического оборудования:

- возрастание давления в емкостях и аппаратах при наличии неисправности предохранительных устройств;
- повреждение технологического оборудования под воздействием на него природных явлений (землетрясение, ураган и т.д.), техногенных аварий и диверсионных актов;
- разрушение оборудования в результате его износа, проведения несвоевременного или некачественного ремонта и др.;
- неисправность (отказ) предохранительных систем, систем регулировки, и блокировки.

Анализ аварийных ситуаций, произошедших ранее на территории нефтебазе ПАО АНК «Башнефть» (Таблица 4.2.2), а также причин и факторов возможных аварийных ситуаций, особенности технологии и физико-химических свойств веществ позволили выявить следующие наиболее опасные и вероятные сценарии. Перечень наиболее опасных и вероятных сценариев на

составляющих объектов нефтебазы ПАО АНК «Башнефть» представлен в П.4.3 настоящей работы.

Таблица 4.2.2 – Аварийные ситуации, произошедшие на объектах нефтебазы ПАО АНК «Башнефть» в 2020-2023 годы

Год происшествия	Дата	Место происшествия	Причины	Размер нанесенного ущерба
1	2	3	4	5
2004г.	09.06.04г.	Резервуарный парк. Загорание травы и пирофорных отложений в районе обвалования резервуара № 1-5.	Нарушение правил пожарной безопасности. Нарушение правил пожарной безопасности при газовой резке металлоконструкций в ходе проведения огневых работ	-
2012г.	30.11.12г.	Резервуарный парк. Пожар на резервуарах 272,273	Самовозгорание пирофорных соединений в случае повышения окружающей температуры, которые накопились в процессе эксплуатации резервуара № 273, что последовало взрывом паровоздушной смеси в пространстве между кровлей резервуара и «зеркалом» нефтепродукта, разрушением кровли, попаданием горящих фрагментов кровли резервуара № 273 на крышу резервуара № 272, что стало причиной воспламенения резервуара № 272	Ущерб – 387932 руб.

Продолжение Таблицы 4.2.2

1	2	3	4	5
2016г.	16.03.16г.	Резервуарный парк товарного производства резервуар №270. Воспламенение взрывоопасной концентрации паров легких углеводородных фракций в газовом пространстве резервуара	Электростатический разряд (вследствие не надёжного соединения токоотводов заземляющих устройств)	Ущерб-458291 рублей.

4.3 Определение размеров зон действия теплового излучения в случае пожара пролива на территории нефтебазы ПАО АНК «Башнефть»

Наиболее опасный и наиболее вероятный сценарии возникновения и развития аварий на объектах нефтебазы ПАО АНК «Башнефть»

Наиболее опасный сценарий на территории нефтебазы ПАО АНК «Башнефть» для резервуара № 306.

Описание сценария:

Разрушение резервуара → выброс полного объема (жидкой и парогазовой фаз) углеводородов в окружающую среду → образование пролива и первичного паровоздушного облака → образование вторичного паровоздушного облака в результате испарения углеводородов с поверхности пролива → взрывное превращение облака, при наличии источника зажигания возгорание паров топлива → воздействие ударной волны взрыва на окружающие объекты → разрушение смежного оборудования, поражение персонала → развитие аварии на установке.

Наиболее вероятный сценарий на территории нефтебазы ПАО АНК «Башнефть» для резервуара № 306.

Описание сценария:

Разгерметизация трубопровода на наружной установке в процессе перекачки топлива → выброс топлива в окружающую среду → образование пролива → пожар пролива при наличии источника зажигания → излучение тепла на окружающие объекты, поражение персонала → развитие аварии на установке.

Данные расчета размеров зон действия теплового излучения согласно ПМЛА в случае наиболее вероятного сценария на резервуаре №306 нефтебазы ПАО АНК «Башнефть» и прилегающем трубопроводе в результате пожара пролива приведены в Таблице 4.3.1.

Таблица 4.3.1 – Размеры зон действия теплового излучения

Пожар пролива		
Площадь пролива, м ²		100
Радиус поражения открытым пламенем, м		5,64
Расстояние от границы пролива до:	зоны воздействия с $q = 17,0 \text{ кВт/м}^2$, м	5,43
	зоны воздействия с $q=10,5 \text{ кВт/м}^2$, м	10,4
	зоны воздействия с $q=7,0 \text{ кВт/м}^2$, м	15,39
	зоны воздействия с $q = 4,2 \text{ кВт/м}^2$, м	22,82
	зоны воздействия с $q = 1,4 \text{ кВт/м}^2$, м	45,1

Результаты расчета размеров зон действия теплового излучения, согласно Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, в случае наиболее вероятного сценария на резервуаре №306 нефтебазы ПАО АНК «Башнефть» и прилегающем трубопроводе, с учетом усовершенствованного метода, предложенного в настоящей работе, представлены в Таблице 4.3.2. В таблице для каждого значения q (кВт/ м²) в случае пожара пролива приведены по два полученных значения зоны действия теплоизлучения (м), при скорости ветра 1 м/с и 15 м/с соответственно.

Таблица 4.3.2 – Размеры зон действия излучения тепла при пожаре пролива

Бензиновые фракции ($T_{кип}$ 30-200 ⁰ С)	
Площадь пролива, м ²	100
Расстояние от границы пролива до зоны воздействия с $q = 17,0$ кВт/ м ² , м	13,7/28,4
Расстояние от границы пролива до зоны воздействия с $q=10,5$ кВт/м ² , м	21,2/32,8
Расстояние от границы пролива до зоны воздействия с $q=7,0$ кВт/м ² , м	28/35,9
Расстояние от границы пролива до зоны воздействия с $q = 4,2$ кВт/м ² , м	39,2/42,2
Расстояние от границы пролива до зоны воздействия с $q = 1,4$ кВт/м ² , м	73,7/65,4
Керосиновые фракции ($T_{кип}$ 150-250 ⁰ С)	
Площадь пролива, м ²	100
Расстояние от границы пролива до зоны воздействия с $q = 17,0$ кВт/ м ² , м	16,2/35,1
Расстояние от границы пролива до зоны воздействия с $q=10,5$ кВт/м ² , м	24,6/40
Расстояние от границы пролива до зоны воздействия с $q=7,0$ кВт/м ² , м	32,2/42,5
Расстояние от границы пролива до зоны воздействия с $q = 4,2$ кВт/м ² , м	44,7/49,4
Расстояние от границы пролива до зоны воздействия с $q = 1,4$ кВт/ м ² , м	83,7/74,9
Дизельные фракции ($T_{кип}$ 160-380 ⁰ С)	
Площадь пролива, м ²	100,0
Расстояние от границы пролива до зоны воздействия с $q = 17,0$ кВт/ м ² , м	12,1/26,8
Расстояние от границы пролива до зоны воздействия с $q=10,5$ кВт/ м ² , м	19/30,7
Расстояние от границы пролива до зоны воздействия с $q=7,0$ кВт/ м ² , м	20,9/27
Расстояние от границы пролива до зоны воздействия с $q = 4,2$ кВт/ м ² , м	29,9/31,6
Расстояние от границы пролива до зоны воздействия с $q = 1,4$ кВт/ м ² , м	57,8/45,9

Выводы по главе 4

Произведен расчет безопасных расстояний при воздействии теплового потока по сценарию разгерметизации надземного резервуара с последующим пожаром пролива в резервуарном парке ПАО АНК «Башнефть». Для начала проанализированы вещества, хранимые в парке и их объем, возможные аварийные ситуации. В процессе расчета учитывались пороговые значения тепла, виды хранимого сырья, скорость ветра, площадь пролива с учетом наличия обвалований. Сравнены значения q и E_f , полученные в процессе расчета с помощью методик [3,4], а также с помощью разработанного подхода и результаты и ПМЛА, разработанного в ПАО АНК «Башнефть».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Справочные данные о значениях удельной массовой скорости выгорания нефтепродуктов в действующих утвержденных методиках, а также в современных пособиях представлены для небольшого ряда углеводородов. Значения m' для одинаковых веществ в разных справочных материалах имеют небольшую расхожимость.

2. Исследование методов расчета величин m' топливных смесей показало необходимость определения в процессе вычислений данных об удельной теплоемкости, удельных теплоты сгорания и теплоты испарения, коэффициентов кинематической или динамической вязкости паров вещества. Перечисленные показатели не всегда можно рассчитать, а процесс их определения опытным путем усложняет процедуру расчета m' .

3. Процесс определения m' нефтепродуктов экспериментальным путем достаточно трудоемкий и требует необходимого поверенного оборудования. В результате испытаний топливной смеси и индивидуального вещества получены значения массовой скорости выгорания, имеющие допустимую погрешность относительно величин m' , полученных для этих же нефтепродуктов методом расчета.

4. В результате анализа действующих методик оценки опасных факторов пожара (в частности теплового излучения) выявлен ряд недостатков. Предложенный метод определения m' топливных смесей позволит производить расчет данной величины, зная только плотность нефтепродукта при нормальных условиях, его температуру кипения и температуру до начала горения, в то же время, исключая необходимость вычисления значений удельной теплоты сгорания, испарения и удельной теплоемкости продукта, кинематической или динамической вязкости. Разработанный метод исследования пожароопасных свойств веществ является научно-обоснованным методом для изучения процессов распространения опасных факторов пожара пролива.

СПИСОК ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

ГСМ	горюче-смазочные материалы
ЛВЖ	легковоспламеняющаяся жидкость
ГЖ	горючая жидкость
СП	свод правил
ГОСТ	государственный стандарт
РД	руководящий документ
АЗС	автозаправочная станция
РВС	резервуар вертикальный стальной
СПГ	сжиженный природный газ
СУГ	сжиженный углеводородный газ
Методика	Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, которая утверждена приказом МЧС России от 10 июля 2009 года №404
МСВ	массовая скорость выгорания горючих веществ или материалов, кг/с
m'	удельная массовая скорость выгорания, кг/м ² с
ПМЛА	план мероприятий по ликвидации и локализации последствий аварий

СПИСОК ТЕРМИНОВ

Пожарный риск: мера возможности происшествия пожарной опасности объекта защиты и результат воздействия этой опасности на людей и материальные ценности;

Объект защиты: продукция, включая имущество граждан или юрлиц, государства или муниципалитетов (в том числе объекты, которые находятся на территориях поселений, а также здания, сооружения, транспорт, технологические установки, оборудование, агрегаты, изделия и другое имущество), к которой установлены или должны быть установлены требования пожарной безопасности с целью предотвратить пожар, защиты людей в случае пожара;

Пожар пролива: выгорание со свободной поверхности пролива легковоспламеняющейся или горючей жидкости;

Излучение тепла: 1) процесс распространения электромагнитных колебаний имеющих различную длину волн, который обусловлен тепловым движением атомов или молекул излучающего тела; 2) образование потока лучей в результате превращения энергии тепла в лучистую;

Интенсивность излучения пламени: энергия, отнесённая к площади поперечного сечения единичной площадки, переносимая излучением пламени в единицу времени;

Коэффициент облученности: безразмерная величина, характеризующая долю лучистой энергии, которая покидает излучающую поверхность и достигает поглощающую поверхность;

Массовая скорость выгорания: масса продукта, сгорающего за единицу времени;

Удельная массовая скорость выгорания: масса вещества, которая сгорает в единицу времени с единицы площади;

Индивидуальное вещество: химическое вещество, состоящее из химических частиц, одинаковых по составу и строению;

Многокомпонентные системы: физико-химические системы, содержащие не менее трех компонентов (компоненты системы - вещества, изменения масс которых независимы и выражают все возможные изменения в составе системы);

Теплота сгорания: теплота, выделяемая в случае полного сгорания единицы массы (для твердых и жидких веществ) или объёма (для газообразных) веществ;

Теплоемкость: количество тепла, необходимое для нагрева единицы массы вещества на 1 градус;

Теплота испарения: это количество теплоты, которое поглощается жидкостью в случае испарения (переходе ее в насыщенный пар);

Величина достоверности аппроксимации: число от 0 до 1, которое показывает, насколько близко соответствуют фактические данные расчетные значения для построенного на графике линии тренда (прямой или изогнутой линии, которая отображает общее направление значений). Линии тренда является наиболее надежным, когда его значение R^2 находится на или около 1.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. С.М. Хуснутдинова, Ф.Ш. Хафизов, И.Ф. Хафизов. Исследование методов определения удельной массовой скорости выгорания нефтепродуктов: Уральский институт Государственной противопожарной службы МЧС России - г. Екатеринбург, 2021. Научный электронный журнал «Техносферная безопасность», №1 (30). С.67-71;
2. Хуснутдинова, С.М. Расчет удельной массовой скорости выгорания нефтепродуктов / С.М. Хуснутдинова, Ф.Ш. Хафизов, И.Ф. Хафизов, Р.Ф. Мингазетдинов // «Нефтегазовое дело»: Сетевое издание – УГНТУ: 2021. – №2 – С. 5-14;
3. Приказ МЧС России "Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах" от 10.07.2009 № 404 // Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти. – 2009 г. – № 37;
4. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору "Об утверждении Руководства по безопасности "Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на конденсатопроводах и продуктопроводах"" от 17.02.2023 № 69 // Официальный интернет-портал правовой информации. – 2023;
5. ГОСТ 12.1.044-89 Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения: дата введения 1991-01-01. – Москва: Стандартинформ, 2006. – 99 с.;
6. ГОСТ 12.1.044-18 Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения (С Поправкой): дата введения 2019-05-01. – Москва: Стандартинформ, 2018. – 196 с.;

7. Методическое пособие. Методика оценки пожаробезопасных расстояний при проектировании промышленных предприятий – М: Минстрой РФ, ФАУ «ФЦНСиОСвС», 2016 г. – с. 43-53, 72-92, 148-189;
8. С.С. Тимофеева, Т.И. Дроздова, Г.В. Плотникова, В.Ф. Гольчевский. Физико-химические основы развития и тушения пожара: Учебное пособие – ИГТУ, 2013. С.23-28;
9. В.А. Портола, Н.Ю. Луговцова, Е.С. Торосян. Расчет процессов горения и взрыва: Учебное пособие – Томский политехнический университет, 2012. С.35-36;
10. Н.В. Смирнов. Методика испытаний по определению удельной массовой скорости выгорания твердых веществ и материалов: ФГБУ ВНИИПО МЧС России – Москва, 2014. С. 8;
11. Пожарная безопасность складов нефти и нефтепродуктов // Fireman.club URL: <https://fireman.club/statyi-polzovateley/pozharnaya-bezopasnost-skladov-nefti-i-nefteproduktov/> (дата обращения: 01.08.2021);
12. Постановление Правительства РФ "Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации" от 16.09.2020 № 1479 // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2020 г. – № 39. – Ст. 6056 с изм. и допол. в ред. от 01.09.2021;
13. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 № 123-ФЗ // Российская газета. – 2008 г. – № 163 с изм. и допол. в ред. от 14.07.2022;
14. Приказ МЧС России "Свод правил СП 155.13130.2014. Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности" от 26.12.2013 № 837 // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2014;
15. Приказ Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ " Свод правил СП 18.13330.2019 "Производственные объекты. Планировочная организация земельного участка (Генеральные планы промышленных предприятий) СНиП II-89-80*"" от 17.09.2019 № 544/пр // сайт Минстроя России. – 2019 г.;

16. Приказ МЧС России "Свод правил СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования" от 25.03.2009 № 175 // ФГУ ВНИИПО МЧС России. – 2009 г. – с изм. и допол. в ред. от 20.06.2011;
17. Приказ МЧС России "Об утверждении свода правил "Системы противопожарной защиты. Установки пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования" от 31.08.2020 № 628 // ФГУ ВНИИПО МЧС России. – 2020 г.;
18. Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии "Межгосударственный стандарт ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия" от 31.08.2016 № 982-ст // Стандартиформ. – 2016;
19. Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии "Межгосударственный стандарт ГОСТ 17032-2010 "Резервуары стальные горизонтальные для нефтепродуктов. Технические условия" от 19.04.2011 № 50-ст // Стандартиформ. – 2011;
20. Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 № 116-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации. – 1997 г. – № 30. – Ст. 3588 с изм. и допол. в ред. от 01.06.2021;
21. Федеральный закон «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» от 30.12.2009 № 384-ФЗ // Российская газета. – 2009 г. – № 255 с изм. и допол. в ред. от 02.07.2013;
22. Федеральный закон "О лицензировании отдельных видов деятельности" от 04.05.2011 № 99-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2011 г. – № 19. – Ст. 2716 с изм. и допол. в ред. от 02.07.2021;
23. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для

взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств" от 15.12.2020 № 533 // Официальный интернет-портал правовой информации. – 2020 г. – № 0001202012250048;

24. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов" от 15.12.2020 № 529 // Официальный интернет-портал правовой информации. – 2020 г. – № 0001202012300139;

25. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" от 15.12.2020 № 534 // Официальный интернет-портал правовой информации. – 2020 г. – № 0001202012290079;

26. Постановление Государственного комитета Российской Федерации по стандартизации и метрологии "Межгосударственный стандарт ГОСТ 8.346-2000 "Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки" от 23.04.2001 № 185-ст // ИПК Издательство стандартов. – 2001 г. – с изм. и допол. в ред. от 01.07.2013;

27. Постановление Государственного комитета Российской Федерации по стандартизации и метрологии "Межгосударственный стандарт ГОСТ 8.570-2000 "Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки" от 23.04.2001 № 185-ст // ИПК Издательство стандартов. – 2001 г. – с изм. и допол. в ред. от 01.07.2013;

28. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности химически опасных производственных объектов" от 21.11.2013 № 559 // Бюллетень нормативных

актов федеральных органов исполнительной власти. – 2014 г. – № 9. – с изм. и допол. в ред. от 10.04.2018;

29. Приказ Госгортехнадзора РФ "Об утверждении и введении в действие Методических рекомендаций по организации надзорной и контрольной деятельности на предприятиях химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности РД 09-414-01" от 30.07.2001 № 101 с изм. и допол. в ред. от 21.11.2002;

30. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору "Об утверждении и введении в действие Инструкции о порядке информационного обеспечения деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору РД 14-06-2007" от 29.12.2007 № 927 с изм. и допол. в ред. от 21.11.2002;

31. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору "Об утверждении руководства по безопасности "Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах"" от 11.04.2016 № 144;

32. Постановление Правительства РФ "Об утверждении Положения о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах" от 15.09.2020 № 1437 // Официальный интернет-портал правовой информации. – 2020 г. – № 0001202009180021;

33. Постановление Правительства РФ "Об утверждении Правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации, а также о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации"" от 31.12.2020 № 2451 // Официальный интернет-портал правовой информации. – 2021 г. – № 0001202101090019;

34. М.М. Гордиенко. Пожары и пожарная безопасность в 2019 году: Статистический сборник ВНИИПО, 2020. 80 с.;
35. А.В. Исатов. Анализ статистических данных о пожарах на объектах нефтепромысла: [Электронный ресурс]. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-statisticheskikh-dannyh-o-pozharah-na-obektah-neftepromysla/> (Дата обращения 25.01.2023);
36. А. П. Хаустов, М. М. Редина. Охрана окружающей среды при добыче нефти: Издательство: «Дело» – Москва, 2006. 552 с.;
37. Алекперов, В.Ю. Нефть России: прошлое, настоящее и будущее / М.: Креативная экономика, 2011. 432 с.;
38. Теоретические сведения // Студопедия URL: https://studopedia.ru/25_61710_teoreticheskie-svedeniya.html (дата обращения: 01.05.2021);
39. Тепловое излучение // Studfiles URL: <https://studfile.net/preview/2455643/page:28/> (дата обращения: 01.08.2021);
40. Приказ Министерства регионального развития РФ "Свод правил СП 56.13330.2011 "СНиП 31-03-2001. Производственные здания". Актуализированная редакция СНиП 31-03-2001" от 30.12.2010 № 850 // официальное издание Минрегиона России. – 2011 г. – с изм. и допол. в ред. от 22.11.2019;
41. Приказ Министерства регионального развития РФ "Свод правил СП 43.13330.2012 "СНиП 2.09.03-85. Сооружения промышленных предприятий". Актуализированная редакция СНиП 2.09.03-85" от 29.12.2011 № 620 // ФАУ "ФЦС". – 2012 г. – с изм. и допол. в ред. от 31.01.2019;
42. Приказ Министерства регионального развития РФ "Свод правил СП 18.13330.2011 "СНиП II-89-80*. Генеральные планы промышленных предприятий". Актуализированная редакция СНиП II-89-80*" от 27.12.2010 № 790 // ОАО "ЦПП". – 2011 г. – с изм. и допол. в ред. от 18.03.2020;

43. Нефть и Нефтепродукты // Википедия URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9D%D0%B5%D1%84%D1%82%D1%8C> (дата обращения: 01.08.2021);
44. Н.Ф. Дубовкин. Физико-химические и эксплуатационные свойства реактивных топлив: Справочник – издательство «Химия», Москва, 1985. С. 92-104;
45. Руководство по оценке пожарного риска для промышленных предприятий. – М.: ВНИИПО, 2006 г. – 93 с;
46. Приказ МЧС России "Об утверждении свода правил "Хранилища сжиженного природного газа. Требования пожарной безопасности" от 20.08.2015 № 452 // официальный сайт МЧС России. – 2015;
47. ВНТП 03/170/567-87 "Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса" от 12.03.1987 // ВНИИПКтехоргнефтегазстрой. – 1987;
48. ВНТП 01/87/04-84 "Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполнение с применением блочных и блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования" от 01.04.1984 // ВНИИСТ. – 1984 г. – с изм. и допол. в ред. от 24.07.1987;
49. ВНТП-51-1-88 "Ведомственные нормы технологического проектирования установок по производству и хранению сжиженного природного газа, изотермических хранилищ и газозаправочных станций (временные)" от 13.08.1987 // Мингазпром СССР. – 1988;
50. ВУПП-88 "Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности" от 01.12.1988 // Миннефтехимпром СССР. – 1989;
51. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору "Об утверждении Руководства по безопасности для складов сжиженных углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей под давлением" от 26.12.2012 № 778;

52. Рекомендации по обеспечению безопасности личного состава и пожарной техники при тушении пожаров и ликвидации последствий аварий, связанных с выбросами высокоэнергетических топлив в окружающее пространство. ВНИИПО, М., 1994;
53. Специальные технические условия проекта. Анализ риска опасных производственных объектов проекта «Сахалин-II». М.: «Сахалинская Энергия», 2004;
54. ГОСТ Р 12.3.047-2012 НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ "ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля" от 27.12.2012 № Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии N 1971-ст;
55. James A. Fay, Unusual fire hazard of LNG Tanker spills // Comb. Sci. and Tech. – 1973. – Vol. 7. – pp. 47-49;
56. Otterman B., Analysis of large LNG spills on water. Part 1. Liquid spread and evaporation //Cryogenics. – 1975. – №8. – pp.455-460;
57. Raj P., Kalelkar A., Fire hazard presented by a spreading burning pool of liquefied gas on water // Presented at Comb.Inst. (USA) Western Section meeting. – 1973;
58. Кучер В.М., Меркулов В.А. Скорость выгорания органических жидкостей. Автоматические установки пожаротушения. Сборник трудов ВНИИПО, М., 1985, с. 56-66;
59. Koseki Hiroshi, Combustion properties of large pool fires/ Fire Tech., 1989, 25, №3, pp. 241–255. Перевод в «Проблемы безопасности при чрезвычайных ситуациях», 1990, № 2, с. 23-34;
60. Lee F.P/ Loss prevention in process industries, London, Batterworths, 1980, 1316 p.;
61. Маршалл В. Основные опасности химических производств. – М.: Мир, 1989. – 671 с.;

62. Рачевский Б.С., Сафонов В.С. Взрывопожароопасность при хранении СУГ за рубежом. – Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – №1. – 1987. – с.16-18;
63. Hasegava K., Sato K., Experimental investigation of the unconfined vapourcloud explosions of hydrocarbons / Tokio, Tech.Mem. No 12, Fire Research Institute of Japan, 1978;
64. Hardee H.D., Lee D.O., Thermal hazard from propane fireballs / Trans. Plann. Technol. 2, 1973, pp. 121-128;
65. Hardee H.D., Lee D.O., Benedick W.B., Thermal hazard from LNG fireballs/Comb.Sci.Tech., 17, 1978, pp.189-197;
66. High R.V., Annals N.Y., Acad.Sci., 152, 1968, pp. 441-451;
67. Fay J.A., Lewis D.H., Unsteady burning of unconfined fuel vapour clouds / 16th Int. Symp. Comb., Pittsburgh, 1977, The Combustion Institute, pp. 1397–1405;
68. Fay J.A., Desgroseilliers C.J., Lewis D.H., Radiation from burning hydrocarbon clouds / Comb.Sci. and Tech. – 20. – 1979. – pp. 141-151;
69. Lihou D.A., Maund J.K., Thermal radiation hazard from fireballs/Inst. Chem. Eng. Symp. Ser.,71, 1982, pp. 191-224;
70. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения. А.Н. Баратов, А.Я. Корольченко, Г.Н. Кравчук и др. – М., Химия, 1990;
71. Ю.Г. Кирсанов. Анализ нефти и нефтепродуктов: Учебно-методическое пособие – Екатеринбург, 2016. С. 24-27, 37-41;
72. Теплота сгорания // Википедия URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Теплота_сгорания/ (дата обращения: 01.08.2021);
73. Г.Г. Рабинович. Расчет основных процессов и аппаратов нефтепереработки. 3-е издание: Справочник – издательство «Химия», Москва, 1979. С.23-25;
74. Теплофизические свойства // Химия нефти URL: <http://proofoil.ru/Oilchemistry/heatphysicsproperty1.html/> (дата обращения: 01.05.2021);

75. И.Л. Гуревич. Технология переработки нефти и газа. Часть первая: Учебное пособие – издательство «Химия», Москва, 1972. С. 38-39;
76. Р,М. Жукова. Ведение технологического процесса на установках I и II категорий. Типовые расчеты по химии и технологии переработки нефти и газа. Раздел «Физико-химические свойства и состав нефтей и нефтепродуктов»: ГБПОУ Самарской области «СПК»: Учебное пособие – Самара, 2017, С.7-9;
77. Фокина С.А. Обработка результатов измерения физических величин. - СПб.: РГГМУ, 2009. С.5-10;
78. Матвеев С.Н. Теория и практика добычи нефти: ОАО «Сургутнефтегаз» РИИЦ «Нефть Приобья» – Сургут, 2008. С.351;
79. Хуснутдинова С.М., Хафизов Ф.Ш., Хафизов И.Ф. Определение удельной массовой скорости выгорания многокомпонентных нефтепродуктов: ЗАО НТЦ ПБ – Москва, 2021. Научно-производственный журнал «Безопасность труда в промышленности», №10 (2021). С.49-52;
80. Ю.Г. Кирсанов. Расчетные и графические методы определения свойств нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие – Екатеринбург, 2014. С.90-96;
81. Microsoft Excel // Microsoft URL: <https://www.microsoft.com/ru-ru/microsoft-365/excel> (дата обращения: 01.08.2021);
82. Ф.Ш. Хафизов, А.В. Краснов. Давление насыщенных паров для нефтепродуктов: Уфимский государственный нефтяной технический университет – г. Уфа, 2012. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», №3;
83. Приказ МЧС России "Свод правил СП 4.13130.2013 "Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям"" от 24.04.2013 № 288 // ФГБУ ВНИИПО МЧС России. – 2013;
84. Хуснутдинова, С.М. «Расчет среднеповерхностной плотности теплового излучения пламени с помощью усовершенствованного подхода к определению массовой скорости выгорания»/ С.М. Хуснутдинова, Ф.Ш. Хафизов, Ш.И.

Хафизов// Научный журнал «Современные проблемы гражданской защиты»». – Иваново: 2023.- №2(47);




85. Приказ Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ "Свод правил СП 14.13330.2014 "СНиП II-7-81*. Строительство в сейсмических районах" от 18.02.2014 № 60/пр // ФАУ "ФЦС". – 2014 г.;

86. Приказ Министерства регионального развития РФ "Свод правил СП 131.13330.2012 "СНиП 23-01-99*. Строительная климатология". Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*" от 30.06.2012 № 275 // официальное издание Минстроя России. – 2015 г. – с изм. и допол. в ред. от 28.11.2018;

87. ТСН 23-357-2004 РБ "Строительная климатология" от 31.08.2012 № 219 Постановление Государственного комитета Республики Башкортостан по тарифам // газета Республика Башкортостан. – 2012 г. – № 242.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Справки о внедрении результатов диссертационной работы

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ	
 ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ» (ФГБОУ ВО "УГНТУ")	
ул. Космонавтов, 1, г. Уфа, Республика Башкортостан, 450064. Тел.: (347) 242-03-70, http://www.rusoil.net , E-mail info@rusoil.net ИНН 0277006179, ОГРН 1020203079016, ОКПО 02069450, КПП 027701001	
от <u>02.11.2023</u> № <u>90-126/21</u> На № _____ от _____	В диссертационный совет Д 24.2.428.06
<h3 style="margin: 0;">СПРАВКА</h3> <h4 style="margin: 0;">об использовании материалов диссертации в учебном процессе</h4> <p style="margin: 10px 0 0 0;"> Материалы диссертационной работы аспиранта кафедры «Пожарная и промышленная безопасность» ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» Хуснутдиновой Сумбуль Муталовны, по определению массовой скорости выгорания жидких нефтепродуктов для оценки интенсивности теплового излучения при пожаре пролива, используются в учебном процессе при чтении лекций для специалистов по направлению подготовки 20.05.01 «Пожарная безопасность» по дисциплине «Пожарная безопасность технологических процессов переработки нефти и газа» и бакалавров по направлению подготовки 20.03.01 «Техносферная безопасность» по дисциплине «Пожарная и промышленная безопасность технологических процессов переработки нефти и газа». </p>	
Проректор по научной и инновационной работе, д-р техн. наук, профессор	<div style="text-align: center;">   И.Г. Ибрагимов </div>

ЧОУ ДПО УЦ «Диатехсервис»

Россия, Республика Башкортостан, 450112, г. Уфа, ул. Кольцевая, 38а, ИНН 0277985492, КПП 027701001
 Р/с 40702810400020000089 в Филиале ПАО «БАНК УРАЛСИБ» в г. Уфа, К/с 30101810600000000770, БИК 048073770
 тел./факс: (347) 246-35-74, 291-24-83; E-mail: ucentr@tehcvrvis.ru, Web: www.tehcvrvis.ru

№ 01 от «24» апреля 2023г.

Справка.

Дана Хуснутдиновой Сумбуль Муталовне в том, что результаты исследований, полученные при личном участии Хуснутдиновой Сумбуль Муталовны, аспиранта кафедры «Пожарная и промышленная безопасность» ФГБОУ ВО УГНТУ, используются при проведении обучения специалистов по дополнительным профессиональным программам «Техносферная безопасность» и «Специалист по пожарной профилактики».

Справка дана по месту требования.

Заместитель директор по учебной работе
 ЧОУ ДПО УЦ «Диатехсервис»



/Сютина Л.А./



БАШНЕФТЕХИМ
УЧЕБНЫЙ ЦЕНТР

АВТОНОМНАЯ НЕКОММЕРЧЕСКАЯ
ОРГАНИЗАЦИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО
ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
УФИМСКИЙ УЧЕБНЫЙ ЦЕНТР
«БАШНЕФТЕХИМ»
(АНО ДПО УУЦ «Башнеfteхим»)

450029, г. Уфа, Ул. Институт, 65
Тел./факс: +7 (3671) 246 22 95
e-mail: mail@bafucheba.ru
www.bafucheba.ru
ИНН: 0277923268
КПП: 027701001
ОКВЭД: 85.42

Иск. № 182 от «24» 04 2023 г.

Ректору
ФГБОУ ВО УГНТУ
Баулину О.А.

Справка

Разработанный при участии аспиранта кафедры «Пожарная и промышленная безопасность» ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» Хуснутдиновой С.М. метод определения массовой скорости выгорания при оценке интенсивности теплового излучения в случаях пожара пролива на объектах нефтегазового комплекса используется в дистанционном обучении АНО ДПО УУЦ «Башнеfteхим» по курсам:

– Дополнительная профессиональная программа повышения квалификации для руководителей организаций, лиц, назначенных руководителем организации ответственными за обеспечение пожарной безопасности на объектах защиты, в которых могут одновременно находиться 50 и более человек, объектах защиты, отнесенных к категориям повышенной взрывопожароопасности, взрывопожароопасности, пожароопасности

– Дополнительная профессиональная программа повышения квалификации для руководителей эксплуатирующих и управляющих организаций, осуществляющих хозяйственную деятельность, связанную с обеспечением пожарной безопасности на объектах защиты, лиц, назначенных ими ответственными за обеспечение пожарной безопасности

– Дополнительная профессиональная программа повышения квалификации для ответственных должностных лиц, занимающих должности главных специалистов технического и производственного профиля, должностных лиц, исполняющих их обязанности, на объектах защиты, в которых могут одновременно находиться 50 и более человек, объектах защиты, отнесенных к категориям повышенной взрывопожароопасности, взрывопожароопасности, пожароопасности

– Дополнительная профессиональная программа повышения квалификации для лиц, на которых возложена трудовая функция по проведению противопожарного инструктажа

Заместитель генерального директора



Д. М. Онина