Министерство науки и высшего образования РФ

ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»

Институт гражданской защиты

Кафедра инженерной защиты окружающей среды

Допустить к защите

зав. кафедрой ИЗОС

к.т.н., доцент Дружакина О.П.

«23» июня 2026г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ

РАБОТА

На тему: ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Студент группы ЗБ-20.03.01.06 _____ Юшкова Софья Владимировна

Направление подготовки:

20.03.01 «Техносферная безопасность»

Профиль 20.03.01.06 – «Промышленная экология»

Научный руководитель

К.б.н., доцент _____ Ведерников К.Е.

подпись

Ижевск 2026

ВКР УдГУ

Аннотация

Дипломный проект на 122 л., 4 таблицы, 17 иллюстраций, 31 источников, 1 приложение.

Пожарная безопасность, противопожарная защита, нефть, нефтепродукты, добыча нефти, теплозащитные экраны, противопожарное преграды, водонепроницаемые теплозащитные экраны.

Объект исследования – уязвимости, возникающие при добыче нефти и нефтепродуктов.

ВКР УДГУ

СОДЕРЖАНИЕ

Аннотация3

Введение6

1. Современное состояние обеспеченности пожарной безопасности в нефтегазовой отрасли9

1.1 Характеристика актуального состояния нефтегазовой отрасли в Российской Федерации и в мире9

1.2 Пожарная опасность процессов бурения и эксплуатации нефтегазовых скважин15

1.3 Пожарная профилактика бурения и эксплуатации скважин24

1.4 Особенности тушения пожара на нефтяных и газовых скважинах31

1.5 Статистика пожаров на объектах нефтегазовой отрасли38

1.6 Анализ причин возникновения пожаров на объектах нефтедобычи40

1.7 Общие сведения о месторождении60

2. Технические решения и мероприятия при ликвидации пожаров нефтяных фонтанов69

2.1. Расчет сил и средств для тушения пожара69

2.2. Обеспечение противопожарной защиты с помощью теплозащитных экранов82

2.3 Оценка эффективности использования предложенного технического решения для противопожарной защиты92

2.4 Безопасность жизнедеятельности99

2.5 Содержание территории, производственных и административных зданий, помещений и оборудования101

2.6 Пожарная безопасность при текущем и капитальном ремонте скважин104

2.7 Пожарная безопасность при проведении промыслово-геофизических исследований скважин на нефтяных месторождениях106

ВКР УдГУ

2.8 Пожарная безопасность на насосной (закрытой) по перекачке нефтепродуктов107

2.9 Пожарная безопасность на ДНС, ГЗНУ108

2.10 Безопасность при тушении пожаров теплозащитными устройствами109

Выводы113

Заключение114

Список использованной литературы116

Приложение121

ВКР УдГУ

ВВЕДЕНИЕ

Нефтедобывающая отрасль в России является одной из крупнейших в мире. Россия обладает крупнейшими запасами и является крупнейшим

экспортером природного газа. Она занимает второе место по запасам угля, шестое место по запасам нефти и является одним из крупнейших производителей нефти.

Одной из актуальных проблем современности является предупреждение чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, которые могут сопровождаться многочисленными человеческими жертвами, большими материальными потерями и нарушениями условий жизнедеятельности. Грамотные и безотлагательные действия по спасению людей, в том числе и на предприятиях нефтедобывающей отрасли, оказанию пострадавшим первой необходимой помощи и проведению спасательных операций в случае бедствия могут уменьшить число погибших, защитить здоровье пострадавших и снизить материальные потери.

К чрезвычайным ситуациям техногенного характера относятся ситуации, связанные с пожарами и взрывами на промышленных объектах, в частности в нефтегазовой отрасли. В результате эксплуатации таких объектов возникают условия возникновения пожаров и взрывов, достигающих иногда масштабов катастроф.

На сегодняшний день вопрос обеспечения пожарной безопасности производственных объектов стал приоритетным в жизни населения и является одним из основных факторов, определяющих экономические показатели топливно-энергетического комплекса. Участие в освоении новых месторождений природных углеводородов и внедрение высокоэффективных технологий, характеризующихся повышенной концентрацией и мощностью единиц технологического оборудования, приведет к увеличению объема капитальных вложений в производство и эксплуатацию опасных производственных объектов.

Из всех типов аварий, известных на месторождениях, наиболее опасны открытые нефтяные источники. Аварийные возгорания струй нефти возникают при бурении и проведении работ. Наиболее распространенными причинами являются отказ оборудования, человеческий фактор и

ВКР УлГУ

экстремальные природные явления, такие как ураганы и сейсмическая активность. Успешное тушение пожара требует знания методов бурения и эксплуатации скважин, сведений об используемом скважинном оборудовании и насосно-компрессорных трубах, а также аварийных условиях.

Пожары на месторождениях являются одними из самых сложных видов несчастных случаев на производстве. Работа пожарных и спасательных служб по ликвидации горящих фонтанов проводится в течение длительных периодов времени, требует большого количества сил и средств, осуществляется в условиях очень высокого теплового потока, шума и постоянного воздействия других рисков и опасностей. Это может привести к травмам, заболеваниям и даже смерти, а также к повреждению или потере противопожарного оборудования.

Для использования в аварийных ситуациях на нефтегазовых месторождениях были разработаны методы, которые значительно повышают эффективность пожаротушения фонтанов, но не решают проблему защиты рабочих от теплового воздействия.

В настоящее время ученые и работники пожарных служб разработали новые способы защиты работников, оборудования и пожарных автомобилей от теплового потока, исходящего от пожаров высокой интенсивности. Одной из таких технологий является технология, основанная на способах поглощения и рассеивания теплового потока теплозащитными экранами.

Цель работы – разработать мероприятия по противопожарной защите при добыче нефти на примере Шимского месторождения.

Для достижения цели в выпускной квалификационной работе был поставлен ряд задач:

1. выполнить анализ технологического процесса добычи нефти и состояния обеспечения пожарной безопасности;

2. систематизировать аварии при добыче нефти с выявлением основных причин происшествий и определением возможных путей развития пожара;

3. проанализировать противопожарную защиту на Шимском

ВКР УлГУ

месторождении;

4. разработать инженерно-технические решения, повышающие уровень пожарной безопасности технологического процесса добычи нефти на Шимском месторождении;

5. оценить эффективность использования приведенных технических решений.

ВКР УдГУ

1 Современное состояние обеспеченности пожарной безопасности в нефтегазовой отрасли

1.1 Характеристика актуального состояния нефтегазовой отрасли в

Российской Федерации и в мире

Россия является крупнейшим игроком на мировых энергетических рынках. Это один из трех крупнейших мировых производителей нефти, соперничающий за первое место с Саудовской Аравией и Соединенными Штатами. Россия в значительной степени зависит от доходов от нефти и природного газа, которые в 2021 году составили 45% федерального бюджета России [15].

В 2025 году добыча нефти и конденсата в России достигла 11,2 млн баррелей в сутки (баррелей в сутки), что составляет 13% от общего мирового предложения. Россия располагает объектами по добыче нефти и газа по всей стране, но основная часть ее месторождений сосредоточена в западной и восточной Сибири. В 2025 году Россия экспортировала примерно 5,3 миллиона баррелей сырой нефти в сутки в различные страны по всему миру. Китай является крупнейшим импортером российской нефти (1,8 млн баррелей в сутки), но Россия экспортирует значительный объем покупателям в Европе (2,4 млн баррелей в сутки) [21].

Россия производит несколько различных видов сырой нефти, но ее основной экспортной смесью является нефть марки Urals, которая является среднекислой нефтью. Она также экспортирует большие объемы сырой нефти из смеси ВСТО в Азию по трубопроводу Восточная Сибирь-Тихий океан (ВСТО). Другие сорта включают Siberian light, Sokol, Sakhalin blend, Arctic oil и Novy Port.

По итогам 2025 года российская нефтяная отрасль столкнулась с рядом вызовов, связанных с внешними и внутренними факторами. Государственная компания "Роснефть" является крупнейшим производителем нефти в России. За ним следует ЛУКОЙЛ, который является крупнейшей частной нефтяной компанией в стране. "Газпром нефть", "Сургутнефтегаз", "Татнефть" также обладают значительными производственными и перерабатывающими активами.

ВКР УлГУ

Россия обладает обширными мощностями трубопроводов для экспорта сырой нефти, что позволяет ей поставлять большие объемы сырой нефти непосредственно в Европу, а также в Азию. Трубопроводная система "Дружба" протяженностью около 5500 км, самая длинная в мире трубопроводная сеть, в 2025 году транспортирует менее 300 000 баррелей сырой нефти в сутки непосредственно на нефтеперерабатывающие заводы в восточной и Центральной Европе. В настоящее время Россия поставляет примерно 3-5% от общего объема перерабатываемой нефти в Европе [26].

В 2012 году Россия запустила в эксплуатацию трубопровод ВСТО протяженностью 4740 км, по которому нефть поступает непосредственно на азиатские рынки, такие как Китай и Япония. Трубопровод был частью общего энергетического поворота России в Азию, стратегии, направленной на смещение зависимости от экспорта из Европы и использование растущего спроса на нефть в Азии. Россия также отгружает нефть танкерами из северо-западных портов Усть-Луга и Приморск, а также из черноморского порта Новороссийск и Козьмино на Дальнем Востоке. Кроме того, Россия также экспортирует сырую нефть по железной дороге [29].

Мощность переработки нефти в России оценивается в 5,4-5,6 млн баррелей в сутки, и она производит значительное количество нефтепродуктов, таких как бензин и дизельное топливо. Российские компании в течение последнего десятилетия вкладывали значительные средства в мощности первичной и вторичной переработки, чтобы воспользоваться льготным государственным налогообложением, а также растущим мировым спросом на дизельное топливо. В результате Россия смогла перевести подавляющую часть своего производства моторного топлива на соответствие стандартам Евро-5 (10 промилле). Энергетическая стратегия России ставит во главу угла самообеспечение бензином, поэтому она стремится экспортировать минимальные объемы.

Кроме того, Россия является крупным экспортером вакуумного газойля и мазута. В 2025 году российские нефтеперерабатывающие заводы

ВКР УлГУ

перерабатывали 5,6 млн баррелей нефти в сутки и экспортировали 2,0 млн баррелей нефтепродуктов в сутки. В 2025 году основные потоки нефтепродуктов перенаправлены в Турцию, Китай, Индию и странам Африки, тогда как доля в Европу снизилась до 5 % от экспорта [29].

Россия является вторым по величине производителем природного газа в мире после Соединенных Штатов и обладает крупнейшими в мире запасами газа. В 2025 году страна добыла 680 млрд куб. м природного газа и экспортировала около 112 млрд куб. м по трубопроводу [27].

"Газпром" и "Новатэк" являются основными производителями газа в России, но многие российские нефтяные компании, включая "Роснефть", также эксплуатируют объекты по добыче газа. Газпром, который принадлежит государству, является крупнейшим производителем газа, но его доля в добыче за последнее десятилетие сократилась, поскольку Новатэк и Роснефть расширили свои производственные мощности. Тем не менее, на долю "Газпрома" приходилось 61% добычи российского газа в 2025 году. Исторически добыча была сосредоточена в Западной Сибири, но за последнее десятилетие инвестиции переместились на Ямал, Восточную Сибирь и Дальний Восток, а также на шельф Арктики.

Россия также имеет разветвленную сеть экспортных газопроводов, к 2025 году существенно изменились ее загрузка и конфигурация. Транзитные маршруты через Белоруссию прекращены с 2022 года и Украину с 2025 года, Газопроводы NordStream и NordStream II выведены полностью из эксплуатации. BlueStream продолжает работу, но мощность ограничена. Основным действующим маршрутом трубопроводного газа остается TurkStream, по которому газ транспортируется в Турцию, а через ее территорию в страны Европы. Россия завершила работы по строительству трубопровода NordStream II в 2021 году, но правительство Германии решило не утверждать сертификацию после российского вторжения в Украину, в 2024-2025 годах проект закрыт. На российский природный газ приходилось 45 % импорта и почти 40 % спроса на газ в Европейском союзе в 2021 году,

ВКР УлГУ

но к 2025 году импорт сократился до 8%, а спрос до 5%. Турция, Сербия и Венгрия являются крупнейшими импортерами российского природного газа.

В конце 2019 года Россия запустила крупный экспортный газопровод на восток, трубопровод "Сила Сибири" протяженностью около 3000 км, пропускная способность которого составляет 38 млрд куб. м, чтобы иметь возможность отправлять газ с месторождений Дальнего Востока напрямую в Китай. В 2025 году "Газпром" экспортировал более 38,8 млрд куб. м в год природного газа по трубопроводу "Сила Сибири", при этом экспорт должен постепенно увеличиться до 44 млрд куб. м в ближайшие годы. Россия развивает проект трубопровода "Сила Сибири-2" мощностью 50 млрд куб. м / год, который будет поставлять газ в Китай с месторождений Западной Сибири [29].

Кроме того, Россия расширяет свои мощности по производству сжиженного природного газа (СПГ), чтобы конкурировать с растущим экспортом СПГ из США, Австралии и Катара. В 2025 году Россия экспортировала 45 млрд куб. м СПГ, что делает ее 4-м по величине экспортером СПГ в мире и составляет около 8% мировых поставок СПГ.

В последние годы Россия все больше внимания уделяет Арктике как способу увеличения добычи нефти и газа и компенсации спада на существующих и старых участках добычи. На Арктику приходится более 80% добычи природного газа в России и, по оценкам, 20% добычи нефти. Хотя изменение климата угрожает будущим инвестициям в регион, оно также предоставляет России возможность расширения доступа к арктическим торговым маршрутам, что обеспечивает дополнительную гибкость при морских поставках ископаемого топлива, особенно в Азию.

В прогнозе нефтяного рынка на 2025 год доминируют две страны: Россия и Китай. В этом году спрос на нефть выросла на 2,3 млн баррелей в сутки до 102,8 млн баррелей в сутки, что привело к ужесточению баланса, поскольку поставки из России замедляются под полным воздействием санкций. Китай будет стимулировать почти половину этого роста мирового

ВКР УлГУ

спроса, даже несмотря на то, что форма и скорость его возобновления остаются неопределенными.

Повышение энергоэффективности и быстрорастущие продажи электромобилей сдержат глобальный рост спроса в 2026 году почти на 2,3 млн баррелей в сутки. Подобные меры особенно важны на рынке нефти с ограниченным предложением.

Медленное восстановление спроса, ожидаемое в 1П23, предполагает продолжение роста запасов, подобного тем, которые начали появляться в 3К22. В последнем квартале 2022 года предложение превысило спрос более чем на 1 млн баррелей в сутки, несмотря на сокращение производственных показателей ОПЕК + и перебои с поставками в США из-за зимних штормов. Мягкая погода в сочетании со слабой промышленной активностью привели к сокращению спроса на нефть в Европе. Спрос также сдерживался карантинами из-за Covid в Китае и зимними метелями, которые нарушили туристические поездки в США и Канаду. В результате спрос на нефть в 4КВ22 сократился на 910 тыс. баррелей в сутки в годовом исчислении в ОЭСР и исключительно на 130 тыс. баррелей в сутки в годовом исчислении в Китае. В 2025 году спрос замедлился до 700-740 тыс. баррелей в сутки.

Большая часть излишков нефти, по-видимому, оказалась на развивающихся рынках, включая Китай, и на танкерах в море. К концу ноября наблюдаемые запасы вне ОЭСР выросли на 65 млн баррелей в годовом исчислении по сравнению со снижением на 210 млн баррелей в ОЭСР, где было выпущено 180 млн баррелей государственных резервов. Цена нефти на воду увеличилась на 155 млн баррелей, поскольку танкерам теперь приходится преодолевать значительно большие расстояния из-за перераспределения российских потоков в Азию.

После первоначального падения поставок из России после введения эмбарго ЕС на сырую нефть и вступления в силу ограничения цен G7 экспорт частично восстановился, что подчеркивает высокую степень неопределенности в отношении перспектив. В целом за декабрь 2025 года

ВКР УлГУ

поставки российской нефти упали в среднем на 150 тыс. баррелей в сутки до 7,6 млн баррелей в сутки, в то время как общий объем поставок нефти остался стабильным на уровне 11,0 млн баррелей в сутки. Тем не менее, рекордные скидки на российские базовые экспортные сорта до

35 долларов за баррель по сравнению с североморскими, снизили доходы на 2,5 миллиарда долларов до 11,8 миллиарда долларов в прошлом месяце – самого низкого уровня с февраля 2021 года. На момент написания статьи эталонный показатель в Северном море торговался на уровне около 74 долларов за баррель, что на 12 долларов меньше ноябрьского пика и практически не изменилось по сравнению с прошлым годом.

Однако баланс запасов нефти в начале 2027 года может быстро ухудшиться, поскольку западные санкции влияют на российский экспорт. Рынки продуктов, особенно дизельного топлива, подвергаются наибольшему риску, поскольку рост спроса восстанавливается. В декабре 2025 года Россия экспортировала 1,0 млн баррелей дизельного топлива в сутки, причем 10% предназначалось для ЕС. Свежие поставки с новых заводов на Ближнем Востоке и из Китая обеспечат долгожданное облегчение. Китайское дизельное топливо продолжает поступает в Европу, хотя квоты Пекина сохранены на стабильном уровне.

Экономия на потреблении нефти и государственные запасы доказали свою ценность для управления рыночными рисками во время энергетического кризиса, вызванного вторжением России в Украину. Движение вперед, ускорение повышения эффективности, поддержка внедрения EV и разумное обращение с государственными запасами будут иметь более важное значение, чем когда-либо.

1.2 Пожарная опасность процессов бурения и эксплуатации нефтегазовых скважин

Пожарная опасность процессов бурения нефтегазовых скважин

ВКР УлГУ

определяется прежде всего наличием большого количества горючих веществ - нефти и газа, которые в условиях аварийной ситуации под большим давлением могут образовывать нефтегазовые фонтаны. Возгорание выбросов нефти и газа от возможных источников зажигания приводит к возникновению неконтролируемых пожаров. Горящие потоки нефти и газа нередко достигают высоты 80 и более метров, а тепловое излучение от них способствует дальнейшему распространению пожара на больших площадях.

По результатам анализа больших пожаров на нефтегазовых промыслах почти всем пожарам предшествовало образование горючей среды (ГС) на открытом воздухе в результате выхода нефти и газа наружу (фонтанирование). В условиях открытого фонтанирования на поверхность земли выбрасывается колоссальное количество нефти и газового конденсата, заливающего обширную территорию и создающего чрезвычайно опасную обстановку.

Пожарная опасность процессов бурения скважин определяется прежде всего наличием большого количества нефти и газа и их пожароопасными свойствами.

Рассмотрим физико-химические и пожаровзрывоопасные свойства этих веществ.

Нефть ± маслянистая жидкость от желтого до черного цвета с характерным запахом и густотой 730-1040 кг/м3. Нефти с плотностью, которая больше единицы, встречаются очень редко. Плотность нефти зависит от глубины ее залегания, причем в ряде случаев с увеличением глубины она уменьшается, в других, напротив, увеличивается. Уменьшение плотности с глубиной залегания можно объяснить тем, что на большой глубине влияние такого фактора, как выветривание, что приводит к испарению легких фракций, значительно ослаблено и имеет место адсорбция почвы смолистых соединений.

Только добытая (сырая) нефть состоит из смеси различных углеводородов (от пентана до тяжелых углеводородов), минеральных и механических примесей (песка, глины), органических соединений, содержащих серу, кислород, азот и т.д. Плотность большинства нефтей и нефтепродуктов

ВКР УлГУ

меньше плотности воды. При хранении нефти и нефтепродуктов вода отделяется от них и скапливается в нижних частях резервуаров и трубопроводов. При контакте с технологически нагретым темным нефтепродуктом (или при пожаре) вода может быстро закипать, что приводит к увеличению внутреннего давления и к выбросам. Зимой накопление воды часто приводит к размораживанию трубопроводов. За этим попадающие в воду нефть и нефтепродукты поднимаются наверх и растекаются по ее поверхности. Горение таких пленок часто происходит после аварийного растекания нефти и нефтепродуктов в водные акватории или до заполненного водой обрушения горящего резервуара.

Нефть и другие темные нефтепродукты имеют высокую вязкость за нормаль. Электропроводность всех нефтепродуктов, особенно безводных, невелика.

Фактически все они диэлектрики и во время движения склонны к электризации. Заряды статического электричества возникают при трении нефтепродуктов в трубопроводах, насосах, арматуре, при прохождении струи через слой воздуха и ударе о твердую поверхность и т.д. Возникающая величина зарядов статического электричества в некоторых случаях достаточна для образования мощного электрического разряда, который может стать производственным источником зажигания при возникновении пожара.

Особо опасны нефти с большим содержанием серы (0,6 % и более). Сера, взаимодействуя с металлами, образует пирофорные соединения, подверженные на воздухе самовозгоранию. Сероводород и диоксид углерода оказывают агрессивное воздействие на бурильные, обсадные трубы и другое бурильное оборудование, вызывая его коррозию в процессе эксплуатации. Особенно опасна эксплуатация оборудования под нагрузкой, когда вследствие водородного охрупчения и сульфидного растрескивания нарушается герметичность оборудования.

Испаряемость – это способность нефтепродуктов переходить с открытой поверхности жидкой фазы в парообразное состояние. Испаряемость

ВКР УдГУ

нефтепродуктов характеризуется давлением насыщенного пара над зеркалом жидкости.

Физико-химические свойства нефти и нефтепродуктов в парообразном состоянии для пожарной безопасности более важны, чем свойства жидкой фазы, так как обычно горение возникает и развивается только в паровой (газовой) фазе, и именно к этой фазе относятся показатели пожарной опасности нефтепродуктов.

Нефть – легковоспламеняющаяся жидкость (ЛВЖ) с температурой вспышки (Тсп) от минус 35 °С до 35 °С. Область загорания паров нефти в смеси с воздухом от 1 % (.н) до 10 %(.в) (об.%). Удельная теплоемкость нефтей при температурах от 0 до 50 °С колеблется в узких пределах ± от 1,7 до 2,1 Дж/кг. Чаще всего с повышением густоты нефти она уменьшается. Теплота сгорания нефтей колеблется от 40 до 45 МДж/кг, причем она тем больше, чем меньше плотность нефти или фракций [16].

Основными горючими компонентами нефтяных паров являются углеводороды, содержание которых составляет, % (по объему): 10,9-25,8 этана, 35,7-46,9 пропана, 20,331,4 бутана, 7,715,8 пентана, 1,59,3 гексана. Углеводородный состав нефтяных паров в значительной степени зависит от степени подготовки нефти. Так, в паре сырой нефти, а также после сепарации газа и обессоливания достаточно большое содержание метана и этана, причем относительное содержание компонентов в паровой фазе сильно изменяется после каждой загрузки нефти в резервуары с дыхательной арматурой на пути движения из промыслов. Но после стабилизации нефти колебания состава паров становятся менее значительными, в парах почти полностью исчезает метан, уменьшается содержание этана, растет содержание пентана и гексана, а основную массу паров многих стабилизированных нефтей составляют пропан и бутан.

Нефть способна во время горения прогреваться на глубину, образуя постоянно увеличивающийся гомотермический слой. Скорость выгорания составляет 9-12 см/час, скорость роста прогретого слоя во время выгорания ±

ВКР УдГУ

2436 см/час, температура прогретого слоя и пламя соответственно 130160 и 1100 °С. природный газ. В состав природного газа входят метан, этан, пропан, бутан, пентан, азот, диоксид углерода, конденсат. Метановые газы (82-96 %), например, содержат от 50 до 1000 г/м^3 конденсата. Состав природного газа меняется в зависимости от места месторождения. Например, в состав природного газа, добываемого в Днепровско-Донецком регионе (Днепропетровская, Полтавская, Сумская, Харьковская и Черниговская области) входят: метан (61,0-99 %); этан (0,10-20,0 %); пропан (0,04-11,2 %); бутан (0,01-4,0 %); пентан (0,01-11,1 %); азот (0,03-13,5 %). Кроме того, газ содержит 12,9-13,80 % конденсата [24].

Помимо нефти и газа горючими материалами на буровых являются запасы топлива для двигателей, промывные растворы на углеводородной основе, нефтепродукты, применяемые для нефтяных ванн, материалы для использования при сооружении буровых, химические реагенты и нефть для промывочного раствора, обтирочные материалы и т.д.

В нормальных условиях эксплуатации бурового оборудования горючая среда не образуется, так как в окружающей среде буровых нет паров нефти и газа в достаточном количестве, необходимом для образования взрывоопасных концентраций (ВНК).

Наиболее опасными на стадии бурения скважин являются операции возбуждения скважины путем продувки ее газом или воздухом (при этом существует возможность свободного образования взрывоопасной смеси в скважине), а также окончание процесса бурения, когда скважина нашла нефть или газ, находящиеся под большим давлением (10 МПа и выше). Пожарная опасность процесса бурения резко возрастает при осложнениях, нарушающих нормальный ход работ и способных привести к открытому фонтанированию нефти и газа из скважины.

К созданию аварийной ситуации на скважине может также привести неконтролируемое развитие газонефтепроявлений ± поступлений нефти и газа на поверхность земли в небольших количествах, при нормальных условиях не

ВКР УлГУ

препятствующих проведению основных операций бурения. Газонефтепроявления могут также перейти в аварийное фонтанирование при отсутствии, неисправности или неправильном использовании оборудования против выбросов (превенторов) на устье скважин, а также при нарушении герметичности обсадных колонн.

Основными местами и причинами возникновения открытого фонтанирования нефти и газа на скважинах:

1. обсадная колонна за неимением в скважине бурильных труб;
2. колонна бурильных труб за отсутствием или неисправностью обратного клапана;
3. кольцевое пространство между бурильной и обсадной колоннами;
4. неплотности разъемных соединений обвязки устья скважины;
5. кольцевые зазоры между колоннами вследствие некачественного цементирования и нарушения герметичности в нарезных соединениях обсадных колонн;
6. трещины и пласты, выходящие на поверхность за пределами скважины (грифоны).

Основной причиной опасных газонефтепроявлений и открытого фонтанирования нефти и газа является нарушение оптимального соотношения между пластовым давлением и противодавлением, создаваемым столбом промывной жидкости (бурового раствора) в стволе скважины.

Снижению противодавления бурового раствора и тем самым повышению уровня опасности способствуют: -подъем бурильного инструмента из скважины без дополнительной подачи бурового раствора; -насыщение бурового раствора газами (за счет этого уменьшается удельный вес раствора); - внезапный отход бурового раствора из скважины в пористые породы (при недостаточной пропитке стенок скважины буровым раствором и при подаче его под большим давлением); -захват бурильного инструмента (при условии прилипания инструмента к стенкам ствола скважины, закупорки труб, обвалу осадков или оползанию породы в скважине);-обводнение бурового раствора пластовой

ВКР УлГУ

водой; -несоответствие бурового раствора геологоразведочному наряду

Таким образом, одним из условий предотвращения выбросов и открытого фонтанирования нефти и газа на скважинах является контроль за густотой и подачей бурового раствора.

Пожар и взрыв на скважинах возникают при появлении и образовании источников зажигания различного происхождения.

Характерными источниками зажигания горючей паро-газовоздушной смеси во время бурения скважин могут быть:

1. искры вследствие удара выбрасываемых камней о стальные части оборудования, а также при подъеме или опускании металлических устройств;
2. разогретые части, шайбы, колодки тормозного устройства бурильной лебедки (при быстром спуске бурильного оборудования происходит перегрев тормозных колодок до температуры 600 °С);
3. перегрев подшипников и масла в компрессорах;
4. самовоспламенение отложений сернистых соединений железа, образующихся на внутренних стенках технологического оборудования в результате химического воздействия сероводорода или свободной серы на стальные поверхности;
5. самовоспламенение продукции скважины;
6. искры двигателей внутреннего сгорания;
7. открытое пламя аппаратов с огневым обогревом (трубчатые печи пунктов комплексной подготовки нефти);
8. проведение сварочных и других огневых работ (сварка обсадных труб над устьем скважины);
9. разряды статического электричества (при трении нефти о стенки труб) и т.д.

Возникший на буровых пожар достигает грандиозных размеров и может быстро распространяться на другие сооружения и соседние буровые установки. Быстрому распространению пожара при бурении скважин способствуют также аварийные выбросы и разливы нефти и газа.

ВКР УлГУ

Пожарная опасность процессов эксплуатации нефтегазовых скважин (как и при бурении скважин) обуславливается прежде всего наличием большого количества горючих веществ – нефти и газа, выходящих на поверхность земли, а также возможностью выброса и появления открытого нефтяного фонтана за счет высокого пластового давления. Но при этом следует учитывать, что уровень пожарной опасности во время эксплуатации нефтегазовых скважин значительно влияют особенности технологических процессов добычи нефти и газа.

В то же время следует отметить, что пожары, возникающие на нефтегазопромыслах, имеют такой же характер, что и на буровых.

Пожарная опасность процессов эксплуатации скважин обуславливается прежде всего рассмотренными выше пожароопасными свойствами нефти и газа и их количеством.

При обычных условиях эксплуатации скважин горючая среда не появляется, так как в окружающей среде отсутствуют пары нефти и газа в достаточных количествах, нужных для образования взрывоопасных концентраций (ВНК).

В то же время пожароопасная операция возбуждения («возбуждения») скважины путем продувки ее газом или воздухом, так как существует возможность свободного образования взрывоопасной паро- или газовоздушной смеси в скважине. Пожарная опасность процессов добычи нефти и газа резко возрастает при осложнениях, нарушающих нормальный ход работ и способных привести к открытому фонтанированию нефти и газа из скважины.

Рассмотрим причины и условия образования горючей среды при эксплуатации скважин нефтегазовых с использованием указанных выше способов.

Пожарная опасность фонтанного способа эксплуатации скважин определяется возможностью выброса горючих веществ (открытое фонтанирование) наружу вследствие нарушения плотности соединений, разрыва арматуры и т.п.

ВКР УдГУ

Открытое фонтанирование нефти при добыче ее фонтанным способом также может произойти:

1. при пуске скважины, когда столб бурового раствора заменяют нефтью (при этом противодавление на забой снижается);
2. при неверном устройстве забоя скважины;
3. при подъеме эксплуатационных труб с целью ремонта их на поверхности земли;
4. при разрушении фонтанной арматуры (наличие в нефти песка, засорение отдельных участков арматуры парафином и т.п.);
5. местами аварийного фонтанирования нефти являются;
6. не плотности фланцев фонтанной арматуры;
7. межколонные кольцевые зазоры;
8. трещины и пласты с большой проницательностью, выходящие на поверхность за пределами скважины (грифоны).

При эксплуатации скважин, дающих парафинистую нефть, одним из частых видов неисправностей является запарафинирование ствола скважины и бросовых линий. Растворенный в нефти парафин при охлаждении нефтегазовой смеси в процессе ее движения от забоя к устью скважины начинает выпадать в осадок и откладываться на стенках трубопроводов на всем пути прохождения нефти вплоть до приемных емкостей. Интенсивному отложению парафина способствуют: повышенное содержание газа в нефтегазовой смеси, что вызывает охлаждение нефти газом при его расширении; низкая температура окружающей среды; нестабильность процесса фонтанирования; низкая скорость движения нефтегазовой смеси; шероховатость внутренней поверхности труб. Откладывание парафина на стенках аппаратов, трубопроводов приводят к забиванию линий, уменьшению площади сечения отверстий, которое вызывает резкое повышение давления и разгерметизацию оборудования, что очень опасно.

Опасны также и процессы, связанные с удалением парафиновых отложений. Обычно очистку оборудования от парафина осуществляют с

ВКР УлГУ

помощью трех основных способов: механическое удаление парафина с внутренней поверхности труб специальными скребками; растворение парафина разными растворителями; тепловая обработка трубопроводов нагретыми агентами особенно пожароопасен последний способ, связанный с применением нагревательных установок вблизи скважины и заключающийся в закачке в скважину пара или горячей нефти.

При компрессорном способе добычи нефти основная пожарная опасность возникает при:

1. засасывание воздуха в рабочую магистраль при работе компрессоров;
2. пропускание газа из-за неплотностей сальников, фланцевых соединений, вентилей и защелок;
3. превышение давления в компрессоре сверх допустимого (может сопровождаться взрывом).

Пожарная опасность глубинно-насосного способа добычи нефти определяется возможностью возникновения аварийных ситуаций и аварий в стволе и вокруг устья скважины, разливами нефти, разгерметизацией линий, транспортирующих продукцию скважины и зон загазования на территории комплекса.

Вероятность аварий возрастает при значительных поступлениях песка в скважину. Песок вызывает заклинивание плунжера, способствует интенсивному износу оборудования, приводит к разбалансированию станка-качалки и т.п.

Среди основных причин аварий глубинно-насосного способа добычи нефти могут быть:

1. заедание поршня в цилиндре;
2. обрыв штанг и балансиров;
3. прорыв газа из скважины;
4. перегрузка электродвигателей;
5. самовоспламенение приводных ремней и т.д.

ВКР УдГУ

К источникам зажигания, которые могут являться причиной пожара и даже взрыва при добыче нефти и газа, относятся:

1. искры, образующиеся при подъеме или опускании металлических устройств за счет удара их о твердую породу;

2. самовоспламенение отложений сернистых соединений железа, образующихся на внутренних стенках технологического оборудования в результате химического воздействия сероводорода или свободной серы на стальные поверхности;

3. искры двигателей внутреннего сгорания;

4. перегрев подшипников и масла в компрессоре;

5. открытое пламя аппаратов с огневым обогревом (трубчатые печи пунктов комплексной подготовки нефти);

6. открытый огонь при проведении сварочных и других огневых работ (например, сварка обсадных труб над устьем скважины);

7. самовоспламенение продукции скважины;

8. разряды статического электричества (например, при трении нефти о стенки труб) и т.п.

Быстрому распространению пожара на нефтегазодобывающих комплексах способствуют выбросы и образование паро-газовоздушных облаков, разливы на большие площади нефти, тепловое излучение от горящих нефтяных фонтанов.

ВКР УлГУ

1.3 Пожарная профилактика бурения и эксплуатации скважин

Как свидетельствуют вышеприведенные примеры, основной причиной пожаров на буровых является несоблюдение требований пожарной безопасности.

Обеспечение пожарной безопасности технологических процессов бурения скважин достигается мерами, предотвращающими образование горючей среды,

возникновение в этой среде источников зажигания и распространение пожара на случай его возникновения.

Для предотвращения образования горючей среды при бурении скважин необходимо:

1. соблюдать режим бурения;
2. контролировать давление в скважине, насосах, компрессорах;
3. контролировать плотность бурового раствора;
4. контролировать температуру углеводородного раствора, исходящего из скважины;
5. устраивать на бурильных трубах обратные клапаны, позволяющие избежать выбросов через колонну бурильных труб. Обычно клапан устанавливают на первой свече бурильных труб, с помощью которой буровой (глинистый) раствор беспрепятственно проходит от устья к забою скважины. При прекращении подачи глинистого раствора клапан под действием пружины срабатывает и сечение трубы перекрывается;
6. проверять (не реже 1раза в смену) превенторы на герметичность и надежность в работе перед каждым спуском и подъемом инструмента, если бурение производится с продувкой забоя воздухом;
7. проверять перед началом бурения с продувкой забоя воздухом герметичность устья скважины путем холостой продувки газообразного агента через скважину;
8. не допускать (запретить) осушать ствол скважины горючим сжатым воздухом в раскрытых нефтегазоносных пластах;
9. приостановить буровые работы при обнаружении в скважине природного газа в количестве 20 % от нижней концентрационной границы распространения пламени;
10. иметь в наличии запас бурового раствора и химических реагентов в таком количестве, которое не меньше одного объема скважины;
11. контролировать герметичность нефте- и газопроводов, идущих от скважины (трубопроводы должны производиться из бесшовных труб,

ВКР УлГУ

соединенных сваркой).

Эти и другие меры позволяют предотвратить образование горючей среды при бурении скважин.

С целью исключения появления источников зажигания на буровых необходимо соблюдать следующие требования:

1. все опускающиеся в скважину металлические устройства обязательно смазываются маслом во избежание искрообразования;
2. запрещается использовать факелы для определения мест выхода газа;
3. обязательное применение надежного заземления труб, предназначенных для налива нефти в емкости. Контроль над верным выполнением заземления осуществляется электротехническим персоналом;
4. контролировать системы смазки компрессора;
5. размещать буровые насосы с двигателями внутреннего сгорания в отдельных помещениях из трудногорючих материалов;
6. устраивать на выхлопных трубах двигателей искрогасители;
7. контролировать выбросы газов двигателей внутреннего сгорания буровых установок Выбросы должны осуществляться на расстояние, не менее 15 м от устья скважины и 5 м от стены машинного помещения (при горизонтальной прокладке выкидышного трубопровода) и 1,5 м выше конька кровли (при вертикальной прокладке).

Анализ вышеприведенных примеров пожаров показывает, что в большинстве случаев быстрое распространение пожара и возникающие при их тушении трудности были обусловлены прежде всего несоблюдением требований противопожарной защиты скважин (например, на устье скважин отсутствует запорная арматура).

Основными мерами по предотвращению распространения пожара на буровых являются:

1. соблюдение противопожарных разрывов между буровыми вышками и другими сооружениями. В случае расположения буровой лесной местности лес должен быть вырублен от центра скважины в пределах 50 м., а вся площадь

ВКР УлГУ

очищена от горючих материалов;

2. наличие на территории устья скважин обвалования;

3. устройство в бурильных трубах нижней части колонны обратных клапанов Данный клапан позволит предотвратить попадание пластового газа в бурильные трубы;

4. устройство специальных линий для выбросов или канав для подачи нефти в открытые хранилища (амбары) на случай перекрытия устья скважины. Открытые хранилища нефти (кладовые) располагаются на расстоянии не менее 60 м от

скважины и ограждаются валом.

Важное значение в системе противопожарной защиты нефтегазовых скважин имеет своевременное обнаружение пожара и успешное его тушение. К основным способам тушения пожаров на скважинах относятся:

5. охлаждение верхов скважины сжиженным азотом;

6. использование взрывных методов;

7. отрыв факела пламени высоко напорными газоводными струями.

Таким образом, пожарная опасность процессов бурения скважин говорится, прежде всего, возможностью открытого фонтанирования нефти, которая при наличии источника зажигания может заняться и начинающийся на буровой пожар приобретает грандиозные размеры. В связи с этим профилактика пожаров при бурении скважин имеет большое значение.

По статистическим данным тушение пожаров на нефтегазовых скважинах протекает в достаточно тяжелых условиях. При открытом фонтанировании на поверхность земли выбрасывается колоссальное количество нефти, которая заливает большую территорию и горит. При тушении таких пожаров к огню на необходимое расстояние не может подъехать даже техника, не говоря уже о людях.

На поле под ногами двигает земля: с такой силой газоконденсат вырывается на поверхность. Что касается давления, то в трубе он, когда горел конденсат, составлял 175 атм., вне ± 225 атм.

Факел пламени в начале пожара достигал 7-10 метровой высоты, а затем

ВКР УдГУ

достиг 20 м. Огонь был виден на расстоянии 30-35 км.

Тушение пожара происходило в тяжелых условиях. Для того чтобы подобраться к огню, необходимо было сбить арматуру газонефтяной установки, чтобы на ее место устроить новую. Для этого сначала применили пушки (гаубицы Д-30), привезенные из Сумского артиллерийского училища. Стрельбу осуществляли осколочно-фугасными 122 миллиметровыми артиллерийскими снарядами 1974 выпуска. Но с помощью этого метода (было произведено 16 выстрелов) только частично удалось оторвать факел пламени. 9 пожарных стволов охлаждали арматуру водой, которую пожарные брали из специально созданных 2-х бассейнов общим объемом 4000 м^3.

Ежедневно возле ячейки пожара работало 60 единиц техники, 120-150 ликвидаторов ЧС. Было проложено и введено в действие 2200 м водопровода для заполнения искусственных озер и водоснабжения.

Локализовать пожар удалось спустя 5 суток. После ликвидации пожара был установлен превентор на устье скважины.

Причиной пожара стало возгорание газоконденсата в результате разгерметизации (во время кражи) соединения на газопроводе.

Таким образом, несоблюдение требований пожарной безопасности на нефтегазовых скважинах – одна из основных причин возникновения пожаров.

Основными мерами по предотвращению образования горючей среды при освоении и эксплуатации скважин являются:

1. контроль за густотой, количеством и циркуляцией бурового раствора, а также степенью заполнения этим раствором скважин. Особое внимание необходимо уделять при операциях спуска и подъему оборудования, когда снижается противодавление на пласт;
2. герметизация устья скважин с помощью заслонок;
3. контроль рабочего давления фонтанной арматуры, который должен соответствовать максимальному давлению, которое ожидается на устье во время эксплуатации скважины;
4. контроль за появлением пластового газа в бурильных трубах. С этой

ВКР УлГУ

целью в нижней части бурильной колонны устраивают обратный клапан;

5. немедленное поднятие из скважины сваба при появлении признаков фонтанирования;

6. контроль за попаданием нефти и газа из скважины в компрессор. Для этого на линиях газо- и воздухораспределительных будок у скважины необходимо устанавливать обратные клапаны;

7. устройство на конце колонны труб специальных фильтров с целью предупреждения заклинивания плунжера насоса, которое может быть вследствие попадания в него песка, грунта и т.п.;

8. контроль уровня и давления в трапах с помощью регуляторов;

9. контроль герметичности трапа и т.д.

В случае открытого фонтанирования скважины необходимо немедленно остановить подачу электроэнергии, эксплуатацию оборудования, перекрыть превенторы, задвижки, клапаны и вызвать пожарные подразделения.

Предупреждение возникновения источников зажигания на нефтегазодобывающих комплексах достигается следующими мерами:

1. контроль за смазкой всех металлических устройств, опускаемых в скважину (предупреждение искрообразования);

2. запрещается определять места выхода газа с помощью факела;

3. контроль температуры газа и воды в холодильниках (tводы -3035 °С) при работе компрессора;

4. регулярная смазка трущихся частей компрессора;

5. контроль за работой механизмов станка-качалки (контроль за натяжением приводных ремней для предотвращения пробуксовки) при глубиннонасосном способе;

6. расположение буровых насосов с двигателями внутреннего сгорания в отдельном помещении из трудногорючих материалов;

7. защита выхлопных труб двигателей искрогасителями и т.п.

Для предотвращения распространения пожара в случае его возникновения при нефтегазодобыче важное значение придается мерам,

ВКР УлГУ

направленным прежде всего на ограничение площади разливов, выбросов. Среди этих пожарно-профилактических мероприятий следует отметить следующие:

1. соблюдение противопожарных разрывов между вышками и другими сооружениями;

2. наличие обвалования на территории устьев скважин;

3. защита бурильных труб от попадания пластового газа обратными клапанами;

4. на случай перекрытия устья скважины, устраивают специальные линии для выбросов (или прокапывают канавы), по которым нефть направляется в открытое хранилище (кладовую). Данное хранилище должно располагаться на расстоянии не менее 60 м от скважины и иметь вал.

Наряду с действующими скважинами пожарно-профилактическому обслуживанию подлежат и консервированные скважины. При консервации скважины заливают раствором, плотность которого должна преувеличивать давление столба жидкости на 25-30 % за пластовое давление, а верхнюю часть колонны заполняют незамерзающей жидкостью. На фонтанной арматуре скважины должны быть закрыты и запломбированы все задвижки, а их маховики сняты. Проверка скважины производится 1 раз в месяц.

Таким образом, пожарная опасность процессов добычи нефти и газа обуславливается, прежде всего, возможностью открытого фонтанирования нефти, которая при наличии источника зажигания может заняться и начинающийся пожар может стать неуправляемым. В этой связи профилактика пожаров, как при бурении, так и эксплуатации нефтегазовых скважин, имеет большое значение.

1.4 Особенности тушения пожара на нефтяных и газовых скважинах

ВКР УлГУ

Лучший способ устранить дорогостоящие потери и опасные условия из-за пожара на объектах нефтегазового комплекса - предотвратить возникновение пожаров. Системы противопожарной защиты могут быть дорогостоящими и требовать постоянного обслуживания и обучения, но результат того стоит: минимальный риск повреждения имущества и опасности для персонала.

Из-за характера работ объекты нефтегазового комплекса подвержены пожароопасности. Легковоспламеняющиеся жидкости и газы могут привести к сильным пожарам, с которыми трудно справиться, угрожая материальным ущербом, загрязнением окружающей среды и риском для жизни людей.

Наибольшие риски возникают при утечке нефти из защитной оболочки, где случайная искра может воспламениться и вызвать опасный пожар. Вот шесть наиболее распространенных пожаро- и взрывоопасных ситуаций в нефтехимии, которые могут возникнуть на нефтеперерабатывающем предприятии:

Взрыв кипящей жидкости с расширением паров происходит, когда температура содержимого превышает температуру кипения, и контейнер выходит из строя.

Взрывы: Один из самых опасных сценариев на любом нефтехимическом предприятии, взрывы вызваны воспламенением легковоспламеняющихся паров в замкнутом пространстве.

Пожары в бассейнах с легковоспламеняющимися жидкостями: возникают в результате потери герметичности продукта в любом резервуаре для хранения в сочетании с общим источником воспламенения, например, находящимся поблизости электрооборудованием. Пожары в резервуарах для хранения горючих или легковоспламеняющихся жидкостей также являются одним из видов крупных пожаров в бассейнах.

Внезапные пожары: воспламенение легковоспламеняющихся паров в незащищенной зоне, которое чаще всего происходит во время обычных операций перекачки резервуаров с легковоспламеняющимися жидкостями, разливов или утечек из сосудов с легковоспламеняющимися жидкостями.

ВКР УдГУ

Струйное воспламенение: воспламененная жидкость или газ, вытекающие под давлением из технологического резервуара или трубы.

Обычный горючий пожар: пожары класса А столь же вероятны, как и возгорания легковоспламеняющихся жидкостей на любом нефтегазовом объекте, и их следует учитывать, особенно в любых офисах или хозяйственных постройках.

Для защиты оборудования и персонала от пожара системы противопожарной защиты нефтехимической промышленности должны быть спроектированы с учетом специфических пожарных рисков отрасли.

Четыре основных компонента надежной системы противопожарной защиты: системы водяного и пенного пожаротушения, огнетушители, пожарная сигнализация и обучение пожарной безопасности.

1 Системы пожаротушения.

Пенное пожаротушение особенно желательно в системах противопожарной защиты нефтехимической промышленности. Когда датчики системы обнаруживают пожар, они подавляют легковоспламеняющуюся жидкость вязкой, пузырящейся жидкостью, которая гасит любое активное пламя, одновременно предотвращая возгорание в других помещениях.

Системы водяного тумана также эффективны на объектах нефтегазового комплекса, поскольку они распыляют мелкие капли воды (менее 1000 микрон в поперечнике). Туман минимизирует повреждение водой при тушении пожара.

Большие системы сухих химических реагентов являются эффективным средством тушения пожаров легковоспламеняющимися жидкостями, особенно там, где нет легкодоступных источников воды.

2 Огнетушители.

На объектах нефтепереработки в первую очередь следует использовать огнетушители ВС, поскольку они подходят для классов пожаров, которым подвержена отрасль. Этот тип огнетушителя отлично справляется с возгоранием обычных горючих материалов, электрооборудования и проводки, а также легковоспламеняющихся жидкостей и газов. Убедитесь, что все

ВКР УдГУ

сотрудники знают, где находятся огнетушители и как ими пользоваться.

3 Системы пожарной сигнализации.

На объектах нефтегазового комплекса требуется система пожарной сигнализации, включающая датчики тепла, пламени и газа для автоматического включения, выдвижные станции для ручного включения, а также стробоскопы и сирены для предупреждения персонала об опасности. Пожарная сигнализация должна регулярно проверяться, чтобы убедиться, что она соответствует требованиям NFPA и API и может эффективно функционировать в любых условиях.

4 Обучение пожарной безопасности.

Даже при наличии лучших технологий в области предотвращения и тушения пожаров ничто не может заменить обучение пожарной безопасности. Подход к обеспечению пожарной готовности на объектах нефтехимии, ориентированный на безопасность, сводится к обучению персонала, который будет использовать средства пожаротушения и соответствующим образом реагировать на угрозу пожара, быстро уведомляя власти.

В силу различных причин в нефтегазовой отрасли происходят аварии, связанные с открытым выбросом пластовой жидкости с последующим воспламенением. Такие аварии иногда имеют катастрофические последствия. Тушение газовых скважин осуществляется методом ограничения доступа кислорода в зону горения. Этот метод включает в себя применение взрыва вблизи скважины и создание временного вакуума. Этот метод включает в себя использование взрыва вблизи скважины и создание временного вакуума. Этот метод неприменим для тушения нефтяной скважины, потому что нефть, снова попадая на горячую поверхность устьевого оборудования, снова загорается. Возгорание нефтяных и газовых скважин - одна из самых сложных аварий в нефтегазовой отрасли. Они могут принимать размеры стихийных бедствий, значительно усложнять деятельность буровых и нефтегазовых компаний, требовать привлечения большого количества оборудования, людских и материальных ресурсов, приводить к истощению минеральных ресурсов и

ВКР УлГУ

наносить непоправимый ущерб окружающей среде. Еще более катастрофическими последствиями являются взрывы и пожары при разработке морских месторождений.

Пожары на нефтяных и газовых скважинах могут быть результатом аварии, поджогов или стихийных бедствий, например, такого как удар молния. Пожары могут быть как небольшие, например, при загорании разлива нефти на нефтяном месторождении, так и весьма значительными, например, в виде гейзероподобных струй пламени из воспламененных скважин высокого давления.

Пожароопасность скважины в целом определяется неустойчивостью баланса между пластовым давлением и давлением, создаваемым закачкой глинистого раствора в скважину. Этот баланс может быть нарушен: Увеличенным водопоглощением при бурении пород, содержащих полости и трещины. Если глинистый раствор перенасыщен нефтяным газом или обводнен пластовой водой, плотность глинистого раствора уменьшится.

Период промышленной эксплуатации скважины при нормальной эксплуатации всего объекта характеризуется стабильным режимом работы технологического оборудования. Однако некоторые операции, связанные с освоением скважин, могут создавать опасные ситуации. Таким образом, при освоении скважины, если стимуляция пласта происходит за счет снижения забойного давления, устьевое давление может значительно увеличиться и вызвать повреждение клапана или отказ открытого потока.

Открытый поток вызывает массовый выброс нефти и газа и образование крупных горючих парогазовоздушных облаков. Облака могут простираться на 1-2 км и более от фонтанного колодца, в зависимости от мощности фонтана, погодных условий и местности.

Случаи аварийных взрывов очень распространены и все требуют специального изучения. Поведение потока зависит от состояния устья и его конструкции, а также от вида работ, выполняемых в скважине.

Пожар в проточном колодце характеризуется составом:

ВКР УлГУ

1. Масло, если масла более 50 %.
2. Газ и нефть. Масло 10-50 %.
3. Газ 90 % газа.

По внешним признакам их можно отличить по типу пламени и выпадению масла вокруг скважины. По конфигурации пожара (рис. 1):

1. сплошные (устье идет из открытой трубы или технологической колонны, крестообразное);

2. разбрызгивание (течение из-за негерметичных соединений или при заполнении устья скважины буровым оборудованием).

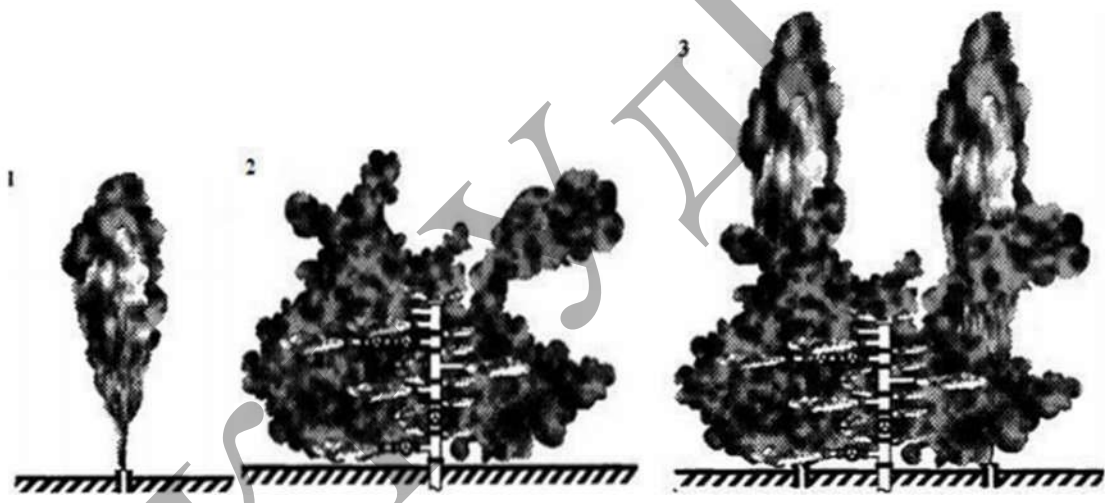


Рисунок 1 – Виды струй фонтана:1 – компактная; 2 – распыленная; 3 – комбинированная

По количеству скважин:

1. одиночные;
2. групповые.

По дебиту (расходу) фонтанирующие скважины делятся на (табл.1):

1. слабые;
2. средние;
3. мощные.

ВКЗДГУ

Таблица 1 – Деление фонтанирующих скважин по внешним признакам

Вид фонтана	Дебит фонтана млн. $м^3$/сутки	
	компактного	распыленного и комбинированного
Слабый	до 2	до 1
Средний	2-5	1-2
Мощный	5	2

Основным параметром проточной скважины, определяющим способ тушения и стоимость огнетушащего вещества, является расход фонтана.

Процесс тушения пожара состоит из трех основных этапов, включающих в себя ряд тактических действий.

1. Охлаждение скважины, металлоконструкции вокруг скважины и прилегающих территорий. струйное орошение для снижения интенсивности теплового излучения, тушения нефтяных и конденсатных пожаров вокруг скважины. очистка помещений от металлоконструкций, создание необходимого водоснабжения (2,5-5,0 тыс. $м^3$) и др.

2. Немедленное закрытие крана с одновременным продолжением работы первой ступени.

3. Охлаждение в скважине и струйное орошение после тушения пожара.

Боевые действия по охлаждению на 1-й и 2-й ступенях ведутся с учетом наличия двух зон. Первый касается площади, охватываемой фронтом пожара (площадью) и металлоконструкциями. Вторая зона включает территорию в пределах 10-15 метров от пожаров и металлоконструкций.

Сплошные струи обеспечиваются ручными экранами и противопожарными экранами для охлаждения. В первой зоне используются только противопожарные экраны с насадками 25-28 мм. В зависимости от характеристик гидранта, его типа и возможностей пожарной команды тушение пожаров производят закачкой воды в колодцы, сплошными водометами и газовыми водометами и взрывчатыми веществами. При сохранении

ВКР УлГУ

скважинного оборудования в скважину можно закачать воду для отключения фонтана и подключить заправочный узел. Вода в скважину подается с помощью установки высокого давления.

Противопожарные экраны с насадками диаметром 25-28 мм применяются для тушения твердогазовых и нефтяных фонтанов струей воды. Распределяется равномерно вокруг устья скважины по дуге 210-270° на расстоянии 68 м от противоположного борта, но в пределах 15 м и 60-80 м перед стволом.

Газовые водометы применяются для тушения всех видов фонтанов. Для этого используются автомобили с турбореактивной установкой (АГВТ). При недостаточности АГРО фонтан гасится сочетанием газовых струй от АГРО и водяных струй от пожарных завес. При тушении пожара вокруг колодца устанавливают лафетные стволы, чтобы газоводяные струи не могли попасть в него из выбранного места.

Тушение фонтана подрывом взрывчатки является запасным методом. Этот метод используется для тушения всех видов фонтанов и любой мощности. Для тушения используется заряд, состоящий из смеси ВВ и глушителя. Наиболее эффективными взрывчатыми веществами являются Аммонит 6ЖВ, Зерновой гранулит 79/21В и Аммонит №1. 6, у которого кислородный баланс близок к нулю. Хлористый натрий (поваренная соль техническая) используется как отпугивающая добавка в соотношении 1:1 со взрывчатыми веществами.

Повышение уровня промышленной безопасности в нефтегазовых комплексах является важнейшим фактором обеспечения защиты человека от техногенных угроз [5]. Как правило, повышение степени пожарной опасности увеличивается по следующим причинам:

1. вертикальные и массивные строения на территории завода;
2. стимулирование развития производства в противовес усилению мер по предупреждению аварийных ситуаций и пожароопасности;
3. непрерывный рост энергонасыщенности объектов промышленной нефтепереработки;
4. обновление технологии, увеличение мощности устройства. В

ВКР УдГУ

результате такие параметры, как температура, давление, взрывчатые и горючие материалы увеличиваются и приближаются к критическим.

1.5 Статистика пожаров на объектах нефтегазовой отрасли

По статистике, около 10 % всех пожаров приходится на системы Транснефти,

14 % на нефтеперерабатывающие заводы, 27,7 % на нефтеперерабатывающие заводы. Наибольший процент возгораний (48,3 %) произошел в резервуарах. (Рисунок 2).

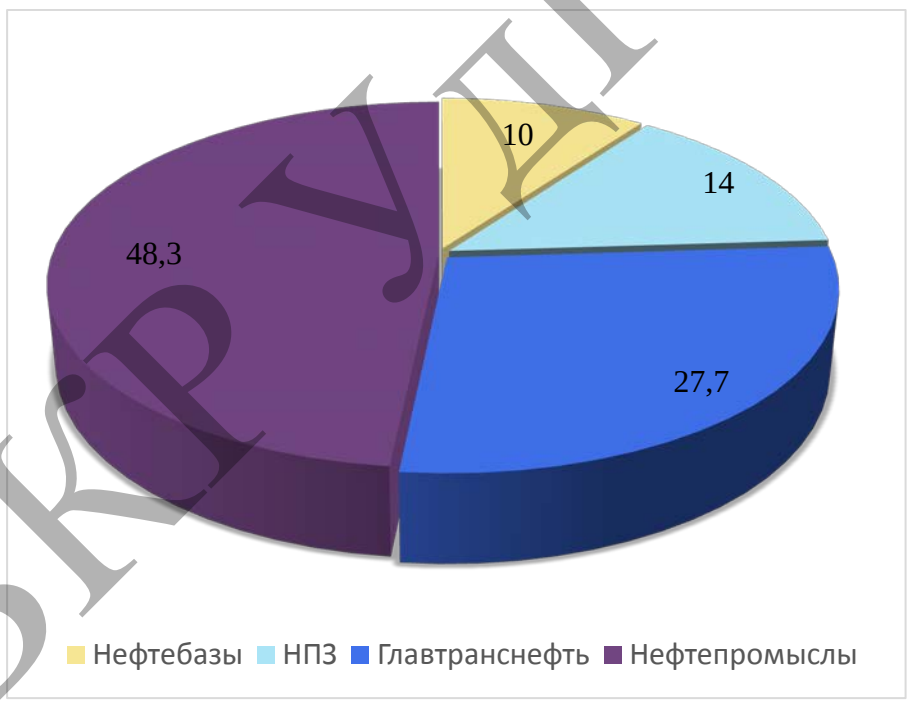


Рисунок 2 – Распределение пожаров по предприятиям нефтепромысла

На рисунке 3 показано распределение количества пожаров по типу хранимых нефтепродуктов. Как видно, 32,4 % всех возгораний произошло в цистернах с сырой нефтью, 53,8 % в цистернах с газом и 13,8 % - в цистернах с другими видами нефтепродуктов (нефть, керосин, дизель и др.).

Пожары резервуарных парков вызываются атмосферным и статическим

ВКР УГТУ

электричеством, самовозгоранием горючих материалов, механическим ударом при отборе проб и измерении уровня, искрами от электрооборудования. Около 18 % всех пожаров вызвано самовозгоранием пирофорных отложений, 64 % случаев по этой причине на объектах нефтедобычи и 36 % в резервуарах.

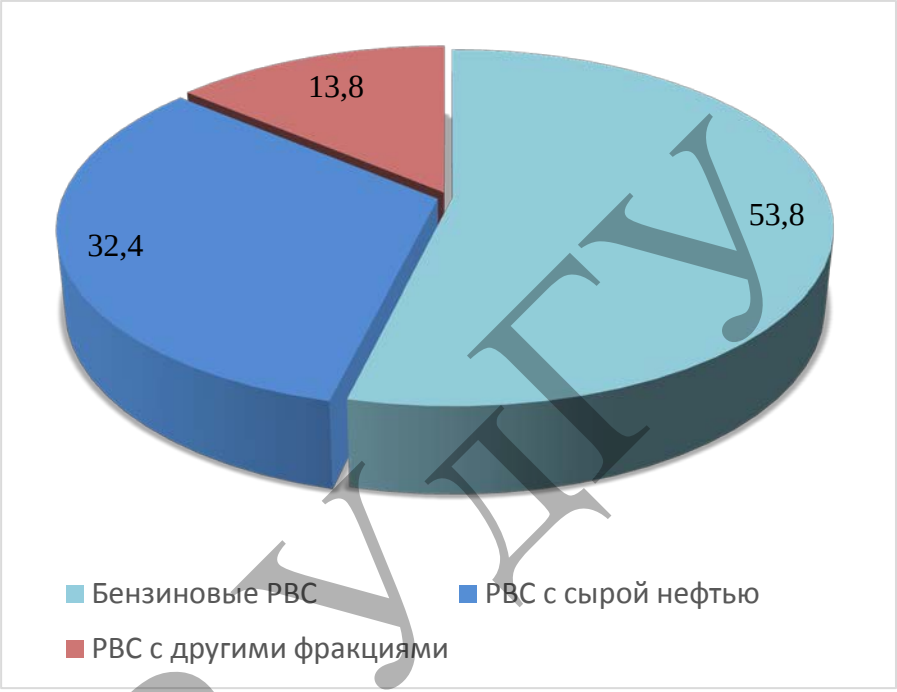


Рисунок 3 – Распределение пожаров по виду хранимой жидкости

Так, в 1998 году на территории Ханты-Мансийского автономного округа произошло два пожара из-за статического электричества. Первый пожар произошел при перекачке бензина из железнодорожной цистерны в бензовоз, а второй – при переливании нефти из автоцистерны в сельхозцистерну. Обе операции были проведены с нарушением основного правила, что привело к воспламенению топлива из-за статического электричества.

Большинство нефтяных пожаров носят затяжной характер. Такие пожары, если их не потушить в течение 10-15 минут после начала, могут привести к обширному материальному ущербу и гибели людей. Зафиксировано много пожаров, загорелось несколько танков.

ВКР УлГУ

Массовые пожары в стальных вертикальных резервуарах без поплавков чаще всего связаны с загазованностью местности.

Противопожарное оборудование может не иметь положительного эффекта, поскольку оно повреждается на ранних стадиях пожара [4]. Примером может служить возгорание нефтебазы объемом 20 000 м³, произошедшее в 1989 г. на нефтеперекачивающей станции центральной нефтепроводной станции Северо-Западной Сибири. Пожар, вызванный ударом молнии, сразу уничтожил почти весь танк, а стационарная автоматическая система пожаротушения вышла из строя, когда взорвалась.

Около 40 % резервуара очищается или ремонтируется.

Эти пожары могут быть классифицированы как пожары перед осмотром и очисткой, пожары на огневых работах, пожары перед очисткой резервуаров и пожары перед очисткой резервуаров. Исследования материалов, вовлеченных в обрушение водохранилища, показали, что наиболее опасным фактором, возникающим в результате этого, является гидродинамическая утечка горючих жидкостей через паводковые дамбы или насыпи.

Поэтому вопросы противопожарной защиты требуют особого внимания, чтобы обеспечить адекватные противопожарные барьеры и установить барьеры для предотвращения распространения жидкостей. Также важно обратить внимание на контроль паровоздушной концентрации в резервуаре, профилактический ремонт и очистку и техническую эксплуатацию по строжайшим мерам противопожарной защиты.

ВКР УлГУ

1.6 Анализ причин возникновения пожаров на объектах нефтедобычи

Основными причинами возникновения пожаров на объектах нефтедобычи являются как технические причины, так и организационные. Об этом свидетельствуют примеры следующих аварий.

Так, 04.01.2022 на площадке производства ООО «РУСИНВЕСТ» -

«ТНПЗ» при ведении технологического процесса произошла разгерметизация трубопровода линии прогрева коксовых камер установки глубокой переработки мазута с последующим истечением углеводородно-воздушной смеси и ее самовоспламенением.

Последствия аварии:

1. Повреждены технологические устройства, здания, сооружения, разрушены объекты инфраструктуры.

2. Пострадавших нет.

3. Экономический ущерб от аварии составил 1,239 млрд. рублей. Причины аварии:

1. Технические причины аварии: разгерметизация трубопровода линии прогрева коксовых камер из-за разрушения стенок отвода, вследствие коррозионного износа внутренней поверхности стенки.

2. Организационные причины аварии:

– неудовлетворительный контроль за осуществлением ревизии трубопровода линии прогрева коксовых камер на высоте 17.7 м с правой стороны фракционирующей колонны;

– отсутствие контроля за своевременным обследованием технологического трубопровода.

Мероприятия по локализации и устранению причин аварии:

1. Пройти внеочередную аттестацию в области промышленной безопасности в Территориальной аттестационной комиссии инженерно-техническим работникам.

2. Обстоятельства и причины аварии довести до работников опасного производственного объекта.

3. Организовать проведение ревизии технологических трубопроводов.

4. Провести внеплановое техническое диагностирование участков трубопроводов в границах колонного оборудования установки глубокой переработки мазута.

5. Увеличить численность подразделения, ввести в штатное

ВКР УлГУ

расписание отдела технического надзора инженера-коррозиониста.

6. Организовать повышение квалификации специалистов ЛНК и ОТН в области неразрушающего контроля.

В результате данной аварии сделан вывод о том, что недопустимо отсутствие контроля за техническим состоянием технологического оборудования, в том числе за герметичностью трубопроводов линии прогрева коксовых камер в течение межремонтного периода его эксплуатации.

05.01.2022 на Тагринском месторождении Нижневартовского района ХМАО-Югра ПАО НК «РуссНефть» во время проведения работ по ремонту скважины № 42478 Тагринского месторождения, произошло ГНВП с последующим возгоранием подъемного агрегата.

Последствия аварии:

1. Пострадавших нет.

2. Сгорели агрегат для ремонта и освоения скважин УПА-60/80, спайдер гидравлический СПГ-50.000.000.ПС.

Причины аварии:

Технические причины аварии:

1. Неосуществление долива жидкости для поддержания безопасного статического уровня в скважине.

2. При возникновении ГНВП не проведена герметизация устья скважины. Организационные причины аварии:

1. Отсутствие в плане работ на проведение ремонта скважины информации о типе, плотности, количестве раствора

и цикличности при глушении скважины.

2. Проведение ремонта скважины без утвержденного техническим руководителем организации ПАО НК «РуссНефть» плана работ.

3. Отсутствие ответственных за производство работ по спуску электроприводного центробежного насоса.

4. Оставление устья скважины незагерметизированнымво время перерыва в работе.

ВКР УдГУ

Для устранения и предупреждения причин аварии необходимо:

1. Провести внеплановый инструктаж работников бригад технического и капитального ремонта скважин по действиям при ГНВП и открытых фонтанах, охране труда и промышленной безопасности.

2. Организовать систему контроля за обеспечением выполнения работ в строгом соответствии с планом работ по капитальномуи текущему ремонту скважин.

3. Провести учебно-тренировочные занятия по действиям бригад при ГНВП.

4. Пересмотреть план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте.

5. Произвести проверку средств аварийной сигнализации, контроля возгораний и состояния воздушной среды, установленных в соответствии с проектной документацией, а также в мероприятиях, установленных планом работна капитальный и текущий ремонт скважин.

В результате данной аварии сделаны следующие выводы:

1. Необходимо выполнять работы в строгом соответствии с планом работ по текущему и капитальному ремонту скважин.

2. Необходимо обеспечивать бесперебойную работу аварийной сигнализации, контроля возгораний и состояния воздушной среды, установленных в соответствии с проектной документацией.

14.01.2022 на опасном производственном объекте «Система промысловых (межпромысловых) трубопроводов Западно-Бурейкинского месторождения нефти» ООО «МНКТ» II класса опасности, рег.№А43-018980034 произошел неконтролируемый выброс опасного вещества.

Последствия аварии:

1. Прямые потери составили более 39,7 тонн с содержанием нефти 99,0-99,92 %.

2. Затраты на локализацию места аварии, вывоз грунта и привлечение специальной техники – 7,5 млн. рублей.

ВКР УлГУ

3. Продолжительность простоя 10 часов.

4. Причины аварии:

Технические причины аварии:

1. Коррозия внутренней поверхности напорного трубопровода на участках скопления дефектов металла.

2. Входе металлографического анализа было обнаружено большое количество неметаллических включений в материале трубопровода.

Организационные причины аварии:

1. Отсутствует проектная документация на напорный нефтепровод.

2. Состояние антикоррозионного покрытия неудовлетворительное и не соответствует ГОСТ Р 51164-98.

3. Система электрохимической защиты не обеспечивает эффективную защиту трубопровода.

Для устранения и предупреждению причин аварии необходимо:

1. Замерить воздушную среду на предмет превышения предельно-допустимой концентрации с определением возможной зоны загазованности.

2. Подготовить инструмент, оборудование и собирающие материалы.

3. Обеспечить готовность членов НАСФ необходимым оборудованием и техникой.

4. Провести внеплановый инструктаж задействованного персонала.

5. Обследовать наличие нефти на территории.

6. Обеспечить вывоз замазученного грунта на утилизацию.

7. Обеспечить техническую рекультивацию земельного участка на месте ремонта нефтепровода.

8. Провести ревизию и подготовку оборудования, спасательных средств и инвентаря на складе неприкосновенного запаса НАСФ для работы.

9. Усилить замазученную зону обваловкой для предотвращения распространения нефти в сторону.

10. Заменить дефектный участок трубопровода путем замены катушки.

11. Привести в соответствие паспорта на трубопроводы.

ВКР УдГУ

12. Привести в соответствие технологический регламент.

13. Провести экспертизу промышленной безопасности напорного нефтепровода от ДНС-1с Западно-Бурейкинского месторождения нефти до СИКН «Бурейка» ООО «МНКТ», II класса опасности, рег.№ А43-018980034.

14. Обеспечить прохождение в территориальной комиссии Ростехнадзора внеочередной аттестации в области промышленной безопасности начальника отдела добычи нефти.

В результате данной аварии сделаны следующие выводы:

1. Эксплуатацию трубопровода вести при наличии проектной и исполнительной документации.

2. Необходимо применять средства защиты от возможных видов коррозии, которые обеспечивают безаварийное функционирование трубопровода в соответствии с условиями и сроком его эксплуатации.

3. Необходимо обеспечить эффективную работу установок электрохимической защиты.

31.01.2022 при проведении ремонтных работ скважины № 21 ТОП Тортасинского месторождения ООО «Соровскнефть» произошло газонефтеводопроявление с последующим возгоранием газопаровоздушной смеси в районе устья скважины.

Последствия аварии:

1. Травмы различной степени тяжести получили 4 работника.

2. Повреждение подъемного агрегата АПР-80 и цементировочного агрегата ЦА-320.

3. Общий ущерб от аварии составляет 1 377 669,04 руб.

4. Объем выброса газовой смеси составил 4,5 м^3. Причины аварии

Технические причины аварии:

1. Газонефтеводопроявление.

2. При перерыве в работе оставление устья скважины незагерметизированным.

Организационные причины аварии:

ВКР УлГУ

1. Нарушение порядка организации и проведения газоопасных работ.

2. Необеспечение проведения контроля за соблюдением работниками опасных производственных объектов требований промышленной безопасности.

Прочие причины аварии:

1. Допуск к работе лиц, не прошедших аттестацию в области промышленной безопасности.

Для устранения и предупреждения причин аварии необходимо:

1. Обстоятельства и причины аварии довести до работников, связанных с эксплуатацией, текущим и капитальным ремонтом скважин.

2. Переработать положение о порядке допуска сторонних организаций на опасные производственные объекты с целью исключения из числа работников, которые могут быть допущены к работам на опасных производственных объектах лиц, не аттестованных в области промышленной безопасности в объеме должностных обязанностей.

3. Провести внеочередную проверку знаний работникам по безопасному производству работ при текущем и капитальном ремонте скважин.

4. Провести внеочередную проверку знаний персоналу по порядку расстановки и подготовки к работе спецтехники при текущем и капитальном ремонте скважин.

5. Переработать перечень газоопасных работ ЦДНГ-2 ООО «Соровскнефть».

6. Определелить специалистов из числа инженерно-технических работников, ответственных за подготовку к проведению газоопасных работ.

В результате данной аварии разработаны следующие рекомендации:

1. Соблюдать технологию и последовательность производства работ при проведении ремонтных работ. Не оставлять устье скважины открытым при перерыве в работе.

2. Производство газоопасных работ должно осуществляться по наряду-допуску.

3. Необходимо производить достаточный контроль со стороны

ВКР УлГУ

заказчика за подрядными организациями при проведении работ.

06.02.2022 на Тегусском месторождении Уватского района Тюменской области произошла разгерметизация трубопровода по нижней образующей с полным раскрытием трубопровода, выброс газоводонефтяной эмульсии на площади 7600 м², расчетный объем излившейся жидкости (93,4 тонны нефти с учетом обводненности).

Последствия от аварии:

1. Двое пострадавших, один из которых погиб.
2. Поврежден участок нефтегазосборного трубопровода протяженностью 10 метров. На 4 суток остановлен фонд скважин в количестве 159 скважин с режимом 41 127 $м^3$/сутки.
3. Прямые убытки: 2 653789 руб.
4. Затраты на локализацию, ликвидацию авариии расследование причин аварии: 40 080 руб.
5. Социально-экономические потери: 6 842 493 руб.
6. Экологический ущерб: 17 941 500 руб. Причины аварии:

Технические причины аварии:

1. Разрушение трубопровода вследствие развития интенсивной внешней коррозии, связанной с нарушением наружной изоляции.
2. Выполненные диагностические работы не обеспечили безопасную эксплуатацию нефтегазосборного трубопровода.

Организационные причины аварии:

1. Невыполнение плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах.
2. Неприостановление работ на аварийном участке трубопровода при обнаружении выхода нефтяной эмульсии.

Прочие причины аварии:

1. Некачественно выполненные работы по устройству наружной изоляции фасонного изделия трубопровода.

Для устранения и предупреждения причин аварии необходимо:

ВКР УлГУ

1. Обстоятельства и причины авариидонести до работников, связанных с эксплуатацией промысловых трубопроводов.

2. Разработать календарный план мероприятий по обеспечению защиты нефтегазосборного трубопровода (лупинга) от кустовой площадки до точки врезки в нефтесборный трубопровод от наружной коррозии.

3. При проведении ревизии, техническом диагностировании промысловых трубопроводов обеспечить выполнение работ по оценке состояния наружного изоляционного покрытия.

4. Провести диагностический контроль мест соединения труб и фасонных изделий из разнородных материалов с разным электрохимическим потенциалом нефтегазового трубопровода от кустовой площадки до точки врезки в нефтесборный трубопровод.

5. По результатам анализа проектной и исполнительной документации произвести идентификацию и выявление участков нефтегазосборного трубопровода от кустовой площадки № 9 до точки врезки в нефтесборный трубопровод ЦПС Усть-Тегусского месторождения (2ой участок), на которых отсутствует изоляция, предусмотренная проектной документацией. Произвести оценку состояния участков с помощью визуального и измерительного контроля. Выполнить устранение выявленных дефектов.

6. Произвести экспертизу промышленной безопасности участка нефтегазосборного трубопровода от кустовой площадки № 9 до точки врезки в нефтесборный трубопровод ЦПС Усть-Тегусского месторождения (2ой участок).

7. Пересмотреть планы мероприятий по локализации и ликвидации по ОПО «Системы промысловых трубопроводов» (далее - ПЛА на предмет распределения ответственности за организацию, согласование и проведение работ руководящего состава, функций руководителя по организации безопасного исполнения работ.

8. Регламентировать включение в техническое здание на проектирование новых объектов определение необходимости и метода

ВКР УлГУ

электрохимической защиты трубопроводов на основе технико-экономического сравнения технических и технологических решений.

Извлеченные уроки из данной аварии:

1. Для безаварийного функционирования промысловых трубопроводов, необходимо реализовывать в полном объеме весь комплекс мер по защите от коррозии, с учетом условий и срока эксплуатации, установленных проектной документацией.

2. Обеспечивать проведение мероприятий по очистке внутренней полости промыслового трубопровода с периодичностью в зависимости от особенностей его эксплуатации на основании графиков для обеспечения его безопасной эксплуатации.

3. Своевременно принимать меры по ремонту участков промыслового трубопровода, при выявленных в ходе проведения диагностики неудовлетворительных состояниях.

4. Неукоснительно соблюдать порядок действий в случае аварии на ОПО, установленный ПЛА.

02.03.2022 на площадке нефтебазы по хранению и перевалке нефти и нефтепродуктов ООО «Газпромнефть-Терминал» при проведении подготовительных работ к зачистке резервуара (перекачка нефтепродукта (бензина) из одного резервуара в другой произошел взрыв топливно-воздушной смеси, с последующим возгоранием нефтепродукта. В результате чего было разрушено сооружение.

Последствия аварии:

1. Разрушен резервуар вертикальный стальной, повреждены и разрушены технические устройства.

2. Пострадавших нет.

3. Экономический ущерб от аварии составил 40 тыс. рублей.

Причины аварии:

1. Технические причины аварии:

Применение электрооборудования (контактора) общего назначения и

ВКР УДГУ

способа разборного электрического контактного соединения кабеля с вводом (выводом) контактора, не предназначенного для применения во взрывоопасной среде.

2. Организационные причины аварии:

2.1. Неудовлетворительная организация и проведение газоопасных работ (подготовка документации, подготовительные работы и обеспечение безопасности при проведении газоопасных работ).

2.2. Эксплуатация и подключение установленного электрооборудования без взрывозащищенного исполнения.

Мероприятия по локализации и устранению причин аварии:

1. Довести до работников опасного производственного объекта информацию об обстоятельствах и причинах аварии.

2. Организовать проведение техническому персоналу обучение по организации и безопасному проведению газоопасных работ.

3. Провести внеочередную аттестацию в области промышленной безопасности в территориальной аттестационной комиссии ИТР.

4. Организовать проведение внеочередной проверки знаний по электробезопасности в территориальной отраслевой комиссии Ростехнадзора ИТР.

5. Внести изменения в Технический регламент нефтебазы, в части включения порядка освобождения резервуаров от мертвых (технологических) остатков нефтепродуктов (с разбивкой на виды продуктов) по временным схемм с использованием переносного оборудования, предназначенного только для перекачки нефтепродуктов соответствующего исполнения по взрывозащите.

6. Провести ревизию передвижного насосного и другого электрического оборудования на предмет наличия технической документации заводов-изготовителей, эксплуатационной документации, возможности использования во взрывоопасных средах.

7. Внести изменения в План мероприятий по локализации и

ВКР УлГУ

ликвидации последствий аварий, в части актуального количества сил и средств, используемых для локализации и ликвидации последствий аварий на объекте, а также действий производственного персонала.

8. Провести внеплановую усчебную тревогу по Плану мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий, с учетом внесенных изменений.

В результате данной аварии установлено, что недопустимо применение электрооборудования для работы во взрывоопасных средах, не соответствующего требованиям технических регламентов.

04.04.2022 на 1535 км участка магистрального газопровода «Уренгой-Центр 2» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» при транспортировке газа произошло разрушение участка трубопровода.

Последствия аварии:

1. Пострадавших нет.

2. Экономический ущерб – 39 685 тыс. руб. Причины аварии:

Технические причины аварии: вследствие сочетания ускоренного износа металла трубы под действием высоких эксплуатационных нагрузок и разрушения антикоррозионного наружного изоляционного слоя произошло образование стресс-коррозионного дефекта трубы по линии сплавления продольного заводского шва с основным металлом трубы, с последующим развитием сквозной трещины.

Организационные причины аварии:

1. Эксплуатирующая организация не обеспечила безопасную эксплуатацию участка магистрального газопровода в соответствии с требованиями промышленной безопасности;

2. Производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности, в части обеспечения эксплуатационной надежности, со стороны ответственных должностных лиц не осуществлялся должным образом.

Для устранения и предупреждению причин аварии необходимо:

ВКР УдГУ

1. провести повторное внутритрубное диагностирование с применением электромагнитоакустических дефектоскопов;

2. рассмотреть вопрос применения альтернативных методов диагностирования участков магистральных трубопроводов эксплуатируемых организацией;

3. провести мониторинг участков магистральных газопроводов, эксплуатируемых организацией на предмет возникновения дефектов стресс-коррозии;

4. провести диагностику участка магистрального газопровода «Уренгой –Центр 2» в объеме: контроль состояния наружной изоляции, контроль коррозионной агрессивности, анализ эффективности электрохимической защиты;

5. провести экспертизу промышленной безопасности восстановленного участка магистрального газопровода «Уренгой – Центр 2»;

6. провести внеочередную аттестацию лиц на которых возложена ответственность за безопасную эксплуатацию магистрального газопровода.

Извлеченные уроки:

– ужесточить контроль за техническим состоянием трубопроводов;

– применять методы проведения ВТД согласно технической документации, для получения достоверной информации о техническом состоянии трубопровода;

– обеспечить контроль за полнотой и достоверностью исследований при проведении ВТД и экспертизы промышленной безопасности трубопроводов для

получения достоверной оценки и прогноза технического состояния объектов экспертизы.

13.04.2022 на Южно-Приобском месторождении Нефтеюганского района Ханты-Мансийский автономный округ ООО «Буровая компания «Евразия» при производстве работ по подъему колонны бурильных труб из скважины произошёл выброс газонефтяной эмульсии.

ВКР УлГУ

В результате аварии разрушены технических устройства и оборудования буровой установки БУК-2007.

Причины аварии:

Технические причины аварии: допущена эксплуатация технических устройств, рабочие параметры которых по причиненеисправности не обеспечили безопасность технологических процессов, а именно в результате негерметичности противовыбросового оборудования газонефтеводопроявлениена скважине перешло в неуправляемое истечение пластового флюида через устье скважины.

Организационные причины аварии:

1. Недостаточная обученность производственного персонала, несоответствие его квалификации характеру проводимых работ и принимаемых решений.

2. Отсутствие конкретных обязанностей в производственных инструкциях рабочих кадров, задействованных в бурении нефтяных и газовых скважин при возникновении газонефтеводопроявления.

3. Неправильные действия вахты при обнаружении газонефтеводопроявления.

4. Отсутствие контроля за объемом доливаемого раствора в скважину при подъеме бурильных труб.

5. Отсутствие производственного контроля в соответствиис требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации.

К прочим причинам аварии относятся ошибки в прогнозировании пластовых давлений и определении проектной плотности бурового раствора.

Для устранения и предупреждения причин аварии необходимо:

1. Обстоятельства, причины аварии и меры по предупреждению аварии довести до сведения всех работников ООО «БКЕ».

2. Провести внеплановые проверки буровых установок на предмет обвязки устья скважин с блоком долива.

3. Провести внеплановые учебно-тренировочные занятия по

ВКР УдГУ

действиям бригад при газонефтепроявлениях по команде «Выброс».

4. Провести внеочередную аттестацию в соответствии с должностными обязанностями в территориальной аттестационной комиссии.

5. Обеспечить аттестацию ответственных лиц за организацию и проведение производственного контроля на объектах ООО «БКЕ» в территориальных аттестационных комиссиях Ростехнадзора.

6. Обеспечить согласование инструкции по предупреждению возникновения ГНВП и открытых фонтанов с профессиональным аварийно-спасательным формированием.

7. Обеспечить согласование плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий с профессиональной аварийно-спасательной службой или профессиональным аварийно-спасательным формированием.

8. Запретить ввод в эксплуатацию буровых установок без обвязки с устьем скважины доливной емкости с таким расчетом, чтобы обеспечивался самодолив скважины или принудительный долив с помощью насоса.

В результате данной аварии извлечены следующие уроки:

1. Не допускать эксплуатацию технических устройств в неисправном состоянии.

2. Проводить проверку технического состояния и комплектности оборудования перед пуском в эксплуатацию после испытаний, ремонта, обслуживания.

3. Необходимо обеспечивать строгое соблюдение технологии проведения работ.

15.04.2022 на площадке переработки попутного нефтяного газа Южно-Балыкского ГПЗ «Няганьгазпереработка» - филиал АО «СибурТюменьГаз» при ведении технологического процесса на блоке осушки газа на установке низкотемпературной конденсации в районе фильтров произошла разгерметизация технологического трубопровода углеводородного конденсата, с последующим истечением горючего газа и возгоранием.

Последствия аварии:

ВКР УлГУ

1. Повреждены технологические трубопроводы и аппараты, запорная арматура, металлоконструкции, теплоизоляция.

2. Пострадавших нет.

3. Экономический ущерб от аварии составил 66,2 тыс. рублей. Причины аварии:

1. Технические причины аварии: образование кристаллогидратов на клапане-регуляторе с последующим разрывом паронитовой прокладки в следствие отсутствия обогрева технологического трубопровода углеводородного конденсата, газа осушенного, газа регенерации, газа охлаждения, без возможности дренирования участка.

2. Организационные причины аварии:

2.1. Отсутствие контроля обслуживающим персоналом и инженерно-технических работников за работоспособностью системы теплоносителя тупикового участка трубопровода;

2.2. Отсутствие контроля за параметрами проведения технологического процесса в соответствии с технологическим регламентом.

Мероприятия по локализации и устранению причин аварии:

1. Довести до работников опасного производственного объекта информацию об обстоятельствах и причинах аварии;

2. Провести комплексную проверку работоспособности систем обогрева тупиковых участков трубопроводов опасного производственного объекта;

3. Провести внеочередную аттестацию в области промышленной безопасности в территориальной аттестационной комиссии ИТР;

4. Провести обучение персонала опасного производственного объекта правилам обхода, эксплуатации тупиковых участков трубопроводов и организовать внеочередную проверку знаний с отработкой практических навыков;

5. Провести комплексную проверку технической документации на технические трубопроводы на соответствие установленным требованиям;

ВКР УдГУ

6. Определить места для монтажа и смонтировать устройства для замера температур тупиковых участков (термопар, карманов для термопар.

В результате данной аварии установлено, что недопустимо отсутствие контроля за эксплуатацией технологических трубопроводов для транспортирования влагосодержащих газов и продуктов, в том числе тупиковых участков, с усилением контроля в зимнее время года.

17.04.2022 в ходе проведения работ по освоению скважины на ОПО «Фонд скважин Самбургского лицензионного участка» Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа произошла разгерметизация устья скважины с последующим опрокидыванием елки фонтанной арматуры с коренной задвижкой, неконтролируемый выброс газоконденсатной смеси, перешедший в открытый фонтан.

Последствия аварии:

1. Повреждение устьевого оборудования.

2. Расходы за негативное воздействие на окружающую среду –8 622 688, 41 руб.

Причины аварии:

Технические причины аварии:

1. Гидравлический удар в факельной линии.

2. Монтаж оборудования был произведен с деформацией соединительных деталей.

3. Использование элемента обвязки устья скважины (патрубок) из стали, марка которой не соответствует установленным требованиям.

Организационные причины аварии:

1. Нарушение технологии производства работ, установленной локальными нормативными документами.

2. Допуск к работе лиц, не прошедших аттестацию в области промышленной безопасности.

Для устранения и предупреждения причин аварии необходимо:

1. Не допускать отклонений от типовых схем обвязки устья скважин,

ВКР УдГУ

согласованных и утвержденных в установленном порядке. Запретить использование в обвязке скважин оборудование, не имеющее маркировки согласно ГОСТ.

2. Монтаж выкидных линий начинать от устьевого оборудования, исключив дополнительную натяжку устьевого оборудования.

3. Впланах работ после гидравлического разрыва пласта (двлее – ГРП) до вызова притока предусмотреть технологические операции по проведению обратной промывки скважины с контролем параметров скважины до полного выведения остатков неиспользованного расклинивающего наполнителя из скважины для надежной работы клапана - отсекателя.

4. Разработать производственную инструкцию по вызову притока (освоению) скважины после ГРП с описанием требований безопасности при выполнении технологических операций (ревизия/ смена штуцера, монтаж/демонтаж выкидных линий, порядок контроля параметров).

5. Не допускать отклонений от утвержденных планов работ при капитальном ремонте, освоении скважин.

6. Все гидроиспытания смонтированной устьевой обвязки на объектах бурения, ремонта и освоения скважин осуществлять комиссией назначенной приказом АО «АРКТИКГАЗ» с составлением акта установленной формы.

7. Запретить использование подгоночных патрубков в факельных линиях при обвязке скважин на лицензионных участках АО «АРКТИКГАЗ».

8. Перед вызовом притока специально созданной комиссией проводить проверку клапанов – отсекателей с составление акта. Не допускать начало работ

по вызову притока при неисправном клапане – отсекателе.

9. Не допускать к работам на скважнах расположенных на лицензионных

участках АО «АРКТИКГАЗ» работников подрядных организаций, не прошедших аттестацию в области промышленной безопасности.

10. Провести работникам, осуществляющим эксплуатацию опасных

ВКР УлГУ

производственных объектов в АО «АРКТИКГАЗ» внеплановые инструктажи и ознакомление с обстоятельствами и причинами аварии.

В результате данной аварии извлечены следующие уроки:

1. Необходимо выполнять работы в строгом соответствии с планом работ по освоению скважины.

2. Не допускать применения оборудования, не соответствующего условиям эксплуатации.

3. Не допускать к производству работ лиц, не имеющих аттестации в области промышленной безопасности.

04.08.2022 при производстве работ по проверке наличия конденсата в надземной емкости для сбора конденсата (конденсатосборник) (V-4м3) узла сбора конденсата, находящегося на трассе газопровода «БУСО-КС17» Бавлинского газового участка ОПО «Система промысловых трубопроводов» (I класс опасности) произошел выброс газа из подземной емкости в надземную. Через горловину надземной емкости произошел выплеск газового конденсата наружу с последующим воспламенением (неконтролируемым взрывом) газовоздушной смеси от искры, вызванной падением инструмента в неустановленном требованиями исполнении.

Последствия аварии:

1. Два оператора по сбору газа получили ожоги конечностей тяжелой степени.

2. Повреждение надземной емкости для сбора конденсата.

3. Общий ущерб от аварии составляет 154 098 руб. Причины аварии:

Технические причины аварии:

1. Засорение дренажного патрубка конденсатосборника продуктами коррозии данной емкости. При этом осуществление слива газового конденсата осуществлялось через верхний люк емкости.

2. Скопление взрывоопасной газовоздушной смеси на площадке размещения указанной емкости по причине её разгерметизированности в течение длительного периода.

ВКР УлГУ

3. Воспламенение газовоздушной смеси от искры, возникшей при ударе инструмента в неискробезопасном исполнении о металлическую поверхность.

Организационные причины аварии:

1. Невыполнение требований, установленных инструкцией по эксплуатации конденсатосборника.

2. Нарушение требований инструкции по охране труда операторами в случае возникновении вытеснения жидкости из подземных конденсатосборников газопроводов в надземные емкости сбора конденсата.

3. Отсутствие производственного контроля со стороны структурного подразделения «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

Для устранения и предупреждения причин аварии необходимо:

1. Восстановить проектную документацию «Напорного газопровода БУСО-КС-17 НГДУ «Бавлынефть», входящего в состав ОПО «Система промысловых трубопроводов» Управления «Татнефтегазпереработка» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина и провести экспертизу проекта.

2. Переработать и привести технологический регламент ОПО «Система промысловых трубопроводов» Управления «Татнефтегазпереработка» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, в соответствие требованиям федеральных норм и правил «Федеральные нормы и правила промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 №534

3. Паспорта технических устройств и сооружений, установленных на ОПО «Система промысловых трубопроводов» Управления «Татнефтегазпереработка» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, привести в соответствие требованиям федеральных норм и правил «Федеральные нормы и правила промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 №534.

4. Переработать инструкции по обслуживанию узла слива конденсата (УСК) с указанием всех проводимых технологических операций. Организовать

ВКР УлГУ

повторное ознакомление персонала с инструкциями и требованиями промышленной безопасности при проведении работ.

5. Провести внеплановый инструктаж по безопасному проведению газоопасных работ со всеми работниками структурного подразделения «Татнефть-Добыча» департамента добычи нефти и газа «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

6. Обеспечить проведение экспертизы промышленной безопасности технических устройств, зданий и сооружений, входящих в состав ОПО «Система промысловых трубопроводов» Управления «Татнефтегазпереработка» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

В результате данной аварии сделаны следующие выводы:

1. Обеспечить производственный контроль со стороны эксплуатирующей организации.

2. Необходимо выполнять техническое обслуживание оборудования и технических устройств в соответствии с эксплуатационной документацией.

3. Проводить работы по опорожнению узла сбора конденсата в строгом соответствии с инструкцией по обслуживанию, а также с соблюдением требований промышленной безопасности.

Таким образом, проведенной исследование показало, что основными причинами возникновения пожаров на объектах нефтедобычи являются как технические, так и организационные причины.

ВКР УдГУ

1.7 Общие сведения о месторождении

Шимское месторождение расположено в Аскинском районе Республики Башкортостан Приволжского федерального округа.

Лицензионный участок расположен в южной части Бымско-Кунгурской впадины на территории Дуванского района Республики Башкортостан. Площадь равна 3190 км^2.

Участок объединяет ряд площадей, на которых в разные годы были выполнены геолого-геофизические исследования, включающие комплекс геологических, геофизических работ, а также бурение глубоких и колонковых скважин. Бурение скважин на нефть и газ проводилось на территории Дуванского района Республики Башкортостан.



Рисунок 4 – Положение месторождений нефти и газа на северо-востоке Республики Башкортостан.

Месторождения: 1 – Апутовское; 2 – Яныбаевское ; 3 – Муслюмовское; 4 – Устькинское; 5 – Алегазовское; 6 – Кызылбаевское; 7 – Метелинское; 8 – Аязовское; 9 − Шимское; 10 – Исламовское; 11 – Кунгакское; 12 – Сухоязское; 13 – Биавашское.

Обоснованием для постановки глубокого бурения на нефть и газ послужили прямые газопроявления, полученные в калиепоисковых колонковых скважинах, пробуренных в 1964-1969 гг. В эти годы Приангарским калиепоисковым отрядом ПГО «Уфагеология» проводилось бурение колонковых профилей по р. Лена. На территорию лицензионного участка попадают калиепоисковые скважины № 11, 12, 13, 14. В этих скважинах при

ВКР УГГУ

вскрытии карбонатных отложений ангарской и булайской свит были отмечены газопроявления и фонтанные притоки газа. В 1965 году проводилось бурение глубокой калиепоисковой скважины № 15 –Петровская. Кроме основной задачи – поисков калийных солей, ставилась задача оценки нефтегазоносности карбонатного и терригенного разреза. Скважина № 16 вскрыла боханский горизонт и отложения ушаковской свиты. При испытании боханского горизонта нижнемотской свиты был получен слабый приток газа с дебитом 80 $м^3$/сут и воды 3 $м^3$/сут.

В 1968 году при бурении калиепоисковой скважины № 17 при вскрытии отложений булайской свиты при забое 1039 м произошел аварийный выброс газа с дебитом 80-100 тыс. $м^3$/сут. Попытки ликвидировать скважину положительных результатов не давали. Скважина продолжала фонтанировать в открытом аварийном режиме. На этом поиски калийных солей на участке закончились. Залежей калийных солей в отложениях галогенно-карбонатного комплекса не обнаружено. Открытый фонтан газа в скв. №17 ликвидировать не удалось. Скважина продолжала фонтанировать газом еще длительное время с дебитом до 100 тыс. $м^3$/сут.

Глубокое бурение с целью поисков залежей нефти и газа было начато в 1971 году на Коркинской площади. Поисковая скважина №21 была заложена для изучения карбонатного комплекса. Проектный горизонт – отложения бельской свиты. При опробовании христофоровского горизонта был получен слабый приток пластовой воды, насыщенной сероводородом.

В 1972-1973 гг. бурилась параметрическая скважина №22, вскрывшая кристаллический фундамент платформы. При бурении отложений ангарской свиты (при забое 1205 м) был получен приток газа и воды. Дебит газа составлял 100-150 тыс. $м^3$/сут., дебит воды 86 $м^3$/сут. При опробовании атовского и бильчирского горизонтов получены притоки газа до 2 тыс. $м^3$/сут. и пластовой воды с дебитом 80-96 $м^3$/сут. соответственно. Христофоровский и парфеновский горизонты оказались

«сухими». Из боханского горизонта был получен приток пластовой воды

ВКР УлГУ

с дебитом 8,6 м^3/сут.

С 1980 года проводилось бурение трех поисковых скважин на площади Х в пределах Большелугского поднятия, выявленного геолого-съемочными работами.

Поисковая скважина №1 пробурена двумя стволами. Первый ствол бурился с целью испытания карбонатной части разреза. При испытании низов ангарской свиты, рекомендованного по ГИС, получен слабый приток газа до 1 тыс. м^3/сут. Бурением второго ствола установлено газо-водяное насыщение боханского горизонта. Дебит газа составлял 5 тыс. м^3/сут., дебит воды до 0,5 м^3/сут.

Поисковая скважина №2, пробуренная в 3 км южнее скважины №1, вскрыла отложения боханского горизонта ушаковской свиты на более высокой отметке, чем скважина №1. При испытании боханского горизонта получен приток газа с дебитом 16 тыс. м^3/сут. и воды до 1,5 м^3/сут. В скважине №3, пробуренной в 5 км южнее скважины №2, объектов для испытания не выделено. Боханский горизонт в скважине залегает гипсолитрически выше, чем в скважине №2, но пластовых флюидов не получено, горизонт «сухой». Таким образом, по результатам бурения 3-х скважин можно предположить, что в песчаниках боханского горизонта вскрыта газовая залежь литолого-структурного типа.

В 1983-1984 гг. на площади Х проводились площадные сейсморазведочные работы методом общей глубинной точки (МОГТ). По отражающему горизонту (кровля мотской свиты) к юго-западу от пробуренных скважин было подготовлено к бурению Коркинское поднятие. Размер поднятия 17х5 км, амплитуда 60 м, площадь

50 км^2. Пробуренные скважины №1, 2, 3 оказались на северо-восточном крыле выделенной структуры. Наличие Коркинского поднятия, где отметки кровли мотской свиты выше на 5 метров, чем в скважине №2, положительные результаты испытания первых поисковых скважин, оказавшихся на крыле поднятия, а также наличие установленных коллекторов с газовым насыщением

ВКР УлГУ

в карбонатной части разреза (колонковая скважина № 17 в это время продолжала открыто фонтанировать), позволили продолжить поисковое бурение на площади Х.

В 1985 г. при возобновлении ликвидационных работ на аварийной скважине №17 (глушение газовых притоков) дебит газа составлял 300 тыс. $м^3$/сут. Открытый фонтан не был ликвидирован из-за отсутствия средств.

В 1986 году была начата бурением поисковая скважина №4, заложенная в 9 км юго-западнее скв. №3, в сводовой части коркинского поднятия. Скважина бурилась двумя стволами. Первый ствол с целью изучения карбонатной части разреза, прекращен бурением при забое 1124 м в кровле булайской свиты (биркинский горизонт). Опробование горизонта проведено в интервале 1040-1124 м. При подъеме пластоиспытателя началось интенсивное газопроявление. Через закрытый превентор и через отвод скважину отработали на шайбах 12,7 мм, 9,51 мм, 4,2 мм, дебит газа составил соответственно 82, 70 и 37 тыс. $м^3$/сут, пластовое давление составило 110 атм (11,0 мПа). Попытки задавить скважину тяжелым раствором положительного результата не давали. Скважина вела себя аналогично скважине № 17. Первый ствол скважины ликвидировали цементированием вместе с компоновкой пластоиспытателя.

При бурении второго ствола биркинский горизонт проявил себя поглощением до полной потери циркуляции. Отобранный в верхней части горизонта керн представлен доломитами с открытыми вертикальными трещинами. Кровля булайской свиты в скважине №4 вскрыта гипсометрически выше на 76 м, чем в скважине №17, давшей промышленный приток газа. При дальнейшем бурении скважина №4 вскрыла отложения ушаковской свиты и при глубине 3110 м закончена бурением. При опробовании боханского горизонта получен приток газа с дебитом 1,5-2 тыс. $м^3$/сут. После спуска эксплуатационной колонны 146 мм на глубину 1410 м биркинский горизонт был испытан под защитой колонны. Горизонт был вскрыт перфоратором ПКС-105 в интервале 11111179 м с плотностью 12 отв./п.м. Скважину испытали на 3-х режимах: 6,35 мм, 5,38 мм, 4,12 мм. Дебит газа составлял соответственно – 12

ВКР УлГУ

тыс. $м^3$/сут, 10,3 тыс. $м^3$/сут., 5,8 тыс. $м^3$/сут. Для интенсификации притока была проведена кислотная обработка в объеме 13 $м^3$ соляной кислоты плотностью 1,13 г/$см^3$. После семичасовой выдержки скважину разрядили, очистили и исследовали на 6-ти режимах: 7,95 мм, 15,85 мм, 22,19 мм, 25,4 мм. Дебит составил соответственно 91,3 тыс. $м^3$/сут., 203,0 тыс. $м^3$/сут., 288,2 тыс. $м^3$/сут., 304,0 тыс. $м^3$/сут. Пластовое давление составило 110 атм. (11,0 мПа); пластовая температура 210С. После завершения исследования скважину ввели в консервацию 1987-1992 гг., а в 1993 году в связи с отсутствием потребителя газа скважину ликвидировали.

В течение всего периода бурения и исследования скважины №4, колонковая скважина № 17 продолжала находиться в аварийном состоянии и фонтанировала газом. В июне 1997 года состоялось рабочее совещание при заместителе главы администрации Республики Башкортостан, на котором было принято решение о поджоге газа. 16 июня 1997 года газ на скв. № 17 был зажжен. Через 4-е дня стоявшая на скважине буровая вышка рухнула. Постоянного мониторинга за состоянием открытого горящего фонтана газа в те годы не проводилось. В 2002 г. факел на скважине № 17 и грифоны потухли. Скважина работала в слабом пульсирующем режиме водой и газом. Затем все газоводопроявления прекратились.

С 2006 года проводились мониторинговые наблюдения за скв. № 17 в соответствии с условиями лицензионного соглашения. Обследования скважин показали, что никаких газопроявлений не наблюдается. Скважина самоликвидировалась. Причины самоликвидации аварийного фонтана были установлены в результате испытания восстановленной скважины № 4.

Данные по гипсометрическому положению кровли мотской свиты, полученные по результатам бурения скважин № 1,2,3,4, не подтвердили существования Коркинской структуры с амплитудой до 60 м, выделенной по данным геофизики. На основании результатов испытания терригенных отложений было сделано заключение о том, что песчаники боханского горизонта слабо газонасыщены и для продолжения поисковых работ на

ВКР УдГУ

терригенный комплекс на площади оснований нет.

Основные перспективы на площади связывались с отложениями биркинского горизонта булайской свиты, промышленная газоносность которого подтверждена испытанием скважин №4 и №17. В те годы по имеющемуся комплексу геофизических исследований скважин ёмкостные свойства биркинского горизонта оценить не представлялось возможным. Керновый материал отсутствовал. По этой же причине не проведен предварительный подсчет запасов газа с целью постановки месторождения на баланс. Разведочное бурение планировалось начать в 1987-1988 году.

Согласно лицензионному соглашению на лицензионном участке предусмотрено бурение трех поисковых скважин. По состоянию на май 2009 года на участке закончено строительство двух поисковых скважин, которые не дали положительного результата. Третья поисковая скважина (№ 5) была заложена недалеко от пробуренной в 1986 году скважины №4, которая дала приток газа, а затем ликвидирована из-за отсутствия потребителя газа. В процессе бурения этой скважины необходимых данных для оценки ее потенциальных возможностей и подсчета запасов получено не было. Не отобран керн из продуктивного пласта, не получены гидродинамические параметры пласта, не проведены исследования на газоконденсатность. Поэтому поисковая скважина № 5 была заложена вблизи ликвидированной скважины № 6 с целью получения всех недостающих показателей.

В январе 2009 года строительство скважины № 5 было приостановлено из-за отсутствия финансовых средств. Одновременно было принято очень рискованное решение – попытаться восстановить ликвидированную 20 лет назад скважину № 6. Риск состоял в том, что скважина была ликвидирована установкой цементных мостов на глубинах 1250-1410 м и 1040-1110 м, а устье скважины оказалось совершенно открытым и не загерметизированным.

В таком виде скважина простояла более 20-ти лет. В стволе скважины, начиная с самого устья, находились посторонние металлические предметы.

ВКР УлГУ

С середины февраля по апрель 2009 года на ликвидированной скважине №6 были выполнены восстановительные виды работ:

1. Из ствола скважины поднято большое количество металлических предметов. Ствол скважины очищен до глубины 1248 м.

2. Проведен комплекс ГИС.

3. Проведена дополнительная перфорация обсадных колонн в интервале продуктивного горизонта с плотностью 10 отв./п. м.

4. Проведена кислотная обработка призабойной зоны скважины в объеме 5 м^3 соляной кислоты.

5. После промывки скважины от продуктов реакции, скважину запустили заменой бурового раствора на конденсат.

6. Скважину исследовали изохронным методом через сепарационную установку на трех режимах прямого хода на штуцерах 3 мм, 5 мм, 7 мм и шайбах соответственно 6,35 мм, 9,51 мм, 12,7 мм. Дебит газа составил соответственно 11,25 тыс. м^3/сут., 25,29 тыс. м^3/сут., 43,71 тыс. м^3/сут. Таким образом, испытание восстановленной скважины №6 подтвердило наличие залежи газа в биркинском горизонте и решило задачи, стоящие перед скважиной №5.

Существование залежей газа в биркинском горизонте подтверждается двумя скважинами: колонковой скважиной №17 и поисковой восстановленной скважиной №6, давшими промышленные притоки газа.

Наличие положительной структуры по кровле булайской свиты, установленной по сейсмическим данным, получение промышленных притоков газа в скв. №6 и №17 дает основание для проведения подсчетов запасов газа и постановки месторождения на баланс.

По состоянию на 31 декабря 2022 года на месторождении имеется три скважины.

На территории Шимского месторождения имеется противопожарный трубопровод для подачи воды в случае необходимости, резервный пожарный парк, состоящий из двух резервуаров по 450 м³. За этот пункт отвечает

ВКР УлГУ

пожарная служба ПЧ №57.

Строительная площадка оборудована автоматической системой пожарной сигнализации, в состав которой входят: извещатели (дымовые, тепловые, пожарные извещатели), устройства оповещения (сирены, устройства визуальной информации), резервный источник питания, центральный блок управления и периферийный блок приемного блока управления (ПКА), - программное обеспечение.

Основными средствами пожаротушения являются пенотушитель ОХП-10, песочница, лопата, пожарный лом, ленточный пожарный топор, огнетушитель, бочковой пожарный рукав и датчик окружающего газа.

К объектам Шимского нефтяного месторождения относятся береговые сооружения технического комплекса по добыче, сбору, транспортировке и переработке нефти.

ВКР УдГУ

2 Технические решения и мероприятия при ликвидации пожаров нефтяных фонтанов

2.1 Расчет сил и средств для тушения пожара

Для профилактики новых случаев воспламенений, а также их быстрого устранения необходимо разрабатывать совокупность практических мероприятий. Действующие требования законодательной базы РФ обязывают заранее производить расчеты сил и средств, которые требуются для эффективного пожаротушения.

Расчет сил и средств для тушения пожара позволяет заранее предусмотреть все необходимые мероприятия и спрогнозировать возможные последствия.

В данной статье рассматривается твердый пожар в нефтяной скважине с выбросом газовых конденсатов. Инцидент был смоделирован на буровой установке скважины № 2, которая находилась в эксплуатации. Оборудование для локализации пожара отсутствует. В таблице 2 представлены предварительные данные по показателям скважин, расположенных в комплексе.

В данной работе смоделирован и рассмотрен пожар компактного нефтяного фонтана на скважине Шимского месторождения с выбросом газового конденсата. Инцидент был смоделирован на кусте буровой установке скважины № 2, которая находилась в эксплуатации. Оборудование для локализации пожара отсутствует. В таблице 2 представлены предварительные данные по показателям скважин, расположенных на кусте.

Таблица 2 – Исходные данные показателей скважин Шимского месторождения

ВКР УдГУ

Параметр Номер скважины	Внешний диаметр НКТ $D_{НКТ}$, мм	Плотность ρ, кг/м^3	Дебит скважины Q, т/сут	Пластовое давление Р, атм
Разведочная скважина Р-1	73	907	122	145
Куст скважин №1	73	907	316	130
Куст скважин №2	73	907	78	210

Поскольку скважина № 1 имеет самый высокий дебит и является наиболее опасной в случае пожара со взрывом, расчеты основаны на показателях именно этой скважины.

Для того, чтобы определить зоны теплового воздействия пожара и оценить безопасное расстояние для работников и техники необходимо установить все параметры пожара.

1. Высота факела пламени рассчитана следующим образом:

$$\mathrm{H_ф} = 23 \cdot Q^{0,4} = 14{,}51 \text{ м}, \#\ (1)$$

где Q – дебит нефтяного фонтана, тыс. м^3/сут;

$H_Ф$ – высота факела пламени, м.

2. Площадь поверхности фонтана нефти, охваченного пламенем, рассчитан следующим образом:

$$\mathrm{S} = \frac{0{,}7 \cdot \mathrm{Q} \cdot 10^{-3}}{\rho \cdot \mathrm{L}} = \frac{0{,}7 \cdot 316 \cdot 10^{-3} \cdot 24 \cdot 60}{907 \cdot 2{,}04 \cdot 10^{-3}} = 146{,}33 \text{ м}^2, \#\ (2)$$

где Q - дебит скважины (производительность скважины по нефти), т/сут;

ρ - плотность нефти, кг/м^3;

L - линейная скорость выгорания нефти, мм/мин.

ВКР УдГУ

Для расчета длины стороны факела пламени l угол распыленности струи принимаем усредненный для компактного нефтяного фонтана α=30˚:

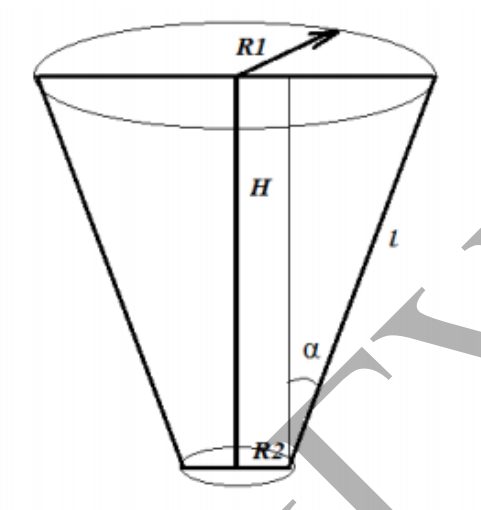


Рисунок 5 – Схема формы факела пламени нефтяного фонтана

$$l = \frac{\mathrm{H_ф}}{cos\alpha} = \frac{14{,}51}{0{,}866} = 16{,}75 \text{ м}, \#\ (3)$$

Зная длину боковой поверхности пламени l фонтана нефти, воспользуемся формулой площади боковой поверхности усеченного конуса и определим максимальный диаметр у верхней части факела:

$$S = \pi \cdot \left(R_ф + R_{НКТ}\right) \cdot l\ \#\ (4)$$

где S – площадь поверхности фонтана нефти, охваченного пламенем, м^2;

$R_Ф$ – радиус верхней части факела, м;

$R_{НКТ}$ – радиус НКТ, м.

ВКР УдГУ

$$R_{\text{ф}} = \frac{S - \pi \cdot R_{\text{НКТ}} \cdot l}{\pi \cdot l} = \frac{172{,}15 - 3{,}14 \cdot 69 \cdot 16{,}75}{3{,}14 \cdot 265{,}5} = 2{,}75 \text{ м}, \qquad \#(5)$$

Диаметр верхней части факела равен:

$$D_{\text{ф}} = R_{\text{ф}} \cdot 2 = 44{,}25 \cdot 2 = 5{,}5 \text{ м}, \qquad \#\ (6)$$

3. Теплота пожара– тепловыделение в зоне горения в единицу времени определяется по формуле:

$$q_{\text{П}} = v_{\text{м}}^{\text{абс}} \cdot Q_{\text{н}} \cdot \beta \ \#(7)$$

где $v_{\text{м}}^{\text{абс}}$– масса горючего вещества, сгорающая в единицу времени (массовая скорость выгорания абсолютная), кг/с;

$Q_{\text{Н}}$ – низшая теплота сгорания нефти, 43600 кДж/кг;

β – коэффициент теплоты сгорания (принят по справочным данным 0,85).

Массовая скорость выгорания находится из выражения:

$$v_{\text{м}}^{\text{уд}} = \frac{v_{\text{м}}^{\text{абс}}}{F_{\text{П}}} \ \#\ (8)$$

где $v_{\text{м}}^{\text{уд}}$– удельная массовая скорость выгорания, кг/м^2·с (для нефти принимается 0,04 кг/м^2·с);

$F_{\text{П}}$ – площадь пожара, м^2 .

Площадь пожара $F_{\text{П}}$ – это площадь проекции зоны горения на горизонтальную плоскость. Для фонтанирующей нефтяной скважины (представлена на рисунке 6) вычисляется по формуле:

ВКР УлГУ



Рисунок 6 – Площадь пожара при горении нефтяного фонтана

$$F_{\text{П}} = \pi \cdot \left(\frac{D_{\text{Ф}}}{2}\right)^2 = 3{,}14 \cdot \left(\frac{5{,}5}{2}\right)^2 = 23{,}75\ \text{м}^2, \#\ (9)$$

$$\text{v}_{\text{м}}^{\text{абс}} = \text{F}_{\text{П}} \cdot \text{v}_{\text{м}}^{\text{уд}} = 23{,}75 \cdot 0{,}04 = 0{,}95 \frac{\text{кг}}{\text{с}}, \qquad \#\ (10)$$

4. При расчёте мощности (интенсивности) лучистого теплового потока в зависимости от расстояния до устья скважины рассматривается схема, представленная на рисунке 7.

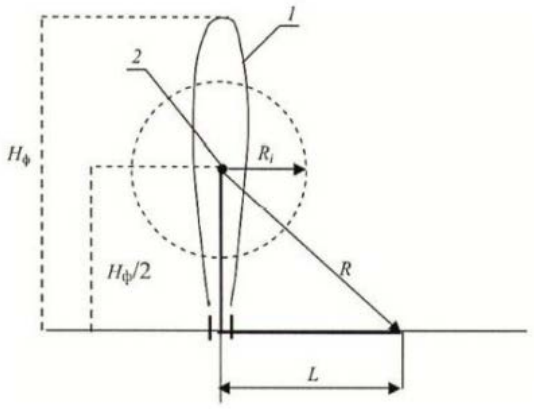


Рисунок 7 – Модель для расчёта мощности излучения пламени

ВКР УлГТУ

Поверхность пламени фонтана (1) заменяется точкой (2), расположенной над устьем на ½ высоты факела и излучающей тепловую энергию в единицу времени такую же, как и весь факел. Это излучение воспринимается поверхностью шара:

$$S = 4 \cdot \pi \cdot R^2 \quad \#(11)$$

С возрастанием радиуса шара интенсивность излучения снижается, так как возрастает поверхность, воспринимающая это излучение.

Согласно рисунку 7 и теореме Пифагора мощности теплового потока, поступающего на поверхность земли, заменим R в уравнении на её составляющие:

$$R^2 = \left(\frac{H}{2}\right)^2 + L^2 \ \#(12)$$

Теплопотери излучением пожара от нефтяного фонтана могут быть рассчитаны по уравнению:

$$\eta_Л = 0{,}048 \cdot \sqrt{\mathrm{M}} = 0{,}048 \cdot \sqrt{185{,}7} = 0{,}65 \ \#(13)$$

где M – молекулярная масса нефти, кг/моль, определяется по формуле:

$$\mathrm{M_{ср}} = 60 + 0{,}3 \cdot t_{\text{ср}} + 0{,}001 t_{\text{ср}}^2 =$$
$$60 + 0{,}3 \cdot 106 + 0{,}001 \cdot 106^2 = 185{,}7 \frac{\text{кг}}{\text{моль}} \quad \#(14)$$

где tср- средняя температура кипения нефти, °С. Определяется по справочным данным в зависимости от плотности нефтепродукта. Для нефти, приведенной в данном расчете, составляет 106°С.

ВКР УлГУ

Мощность лучистого теплового потока от пламени на различных расстояниях от устья скважины может быть рассчитана по формуле:

$$q_{Л} = \frac{\eta_{Л} \cdot q_{П}}{S} = \frac{\eta_{Л} \cdot q_{П}}{4 \cdot \pi \left(\left(\frac{H}{2} \right)^{2} + L^{2} \right)} \quad \#(15)$$

Согласно таблице и рисунку, существует 4 зоны теплового воздействия пламени, обусловленные определенной плотностью теплового поток:

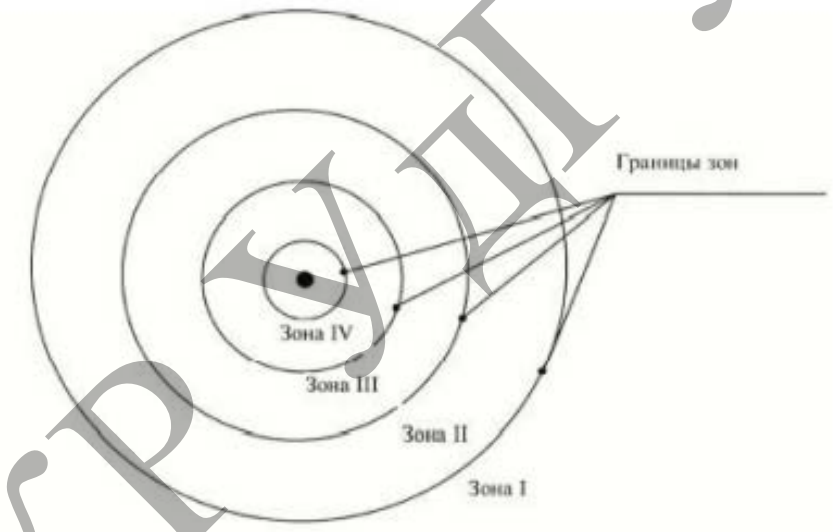


Рисунок 8 – Схема зон теплового излучения пожар

Таблица 3 – Зоны теплового воздействия пламени фонтана

Границы	Максимальная плотность теплового потока, кВт/м^2	Последствия теплового воздействия				Характеристика зон по условиям работы личного состава
		На кожу человека	На технику			
			Металлическое оборудование	Деревянные элементы	Резина, одежда, ткань	
1	2	3	4	5	6	7

ВКР УлГУ

I	4,2	Болевые ощущения через 20 с.	Без видимых изменений			Личный состав может находиться и выполнять физическую работу длительное время в боевой одежде без специального теплозащитного снаряжения
II	8,4	Появление волдырей через 20 с.	Вспучи-вание краски	Разложение	Обугли-вание	Личный состав может находиться и выполнять физическую работу не более 5 минут в боевой одежде, смоченной водой

ВКР УДГУ

1	2	3	4	5	6	7
III	0,5	Мгновенные ожоги	Обгорание краски	Загорание	Загорание	Личный состав может находиться и выполнять физическую работу не более 5 минут в боевой одежде, под защитой распыленных водяных струй
IV	14,0	Мгновенные ожоги	Обгорание краски	Загорание	Загорание	Личный состав может находиться и выполнять физическую работу не более 5 минут в теплозащитном снаряжении под защитой распыленных водяных струй

ВКР УДГУ

Чтобы определить границы этих зон, рассчитаем радиус каждой зоны при максимальной для неё плотности теплового. Для этого из уравнения выразим L:

$$L = \sqrt{\frac{\eta_{Л} \cdot q_{П}}{q_{Л} \cdot 4 \cdot \pi} - \left(\frac{H}{2}\right)^2} \quad \#(16)$$

Занесем полученные данные в таблицу 4.

Таблица 4 – Удаление границ опасных зон теплового потока от устья скважины

Зона теплового воздействия пламени пожара	Максимальная плотность теплового потока, кВт/м2	Граница зон до устья скважины, м
I	4,2	19,5
II	8,4	12,8
III	10,5	11
IV	14,0	9

На основании полученных данных можно делаем выводы:

– личный состав может выполнять работы по тушению и ликвидации последствий аварии без средств теплозащиты на расстоянии, не ближе чем 19,5 метров;

– на расстоянии 12,82 м на технике, не защищенной дождеванием, происходит расширение краски и горение резины;

– на расстоянии 11 м краска обгорает, а деревянные, резиновые элементы, а также элементы одежды и тканей загораются;

– при приближении на 8,8 м к устью скважины личный состав может находиться и работать в теплозащитном снаряжении, под защитой распыленных водяных струй не более 5 минут;

– на расстоянии менее 8,8м от устья скважины техника начинает выходить из строя, для человека наступает мгновенная гибель.

Расчет сил и средств для тушения пожара при помощи техники, имеющейся на вооружении пожарной части.

Тушение пожаров на нефтяных и газовых скважинах включает в себя 3 этапа:

1) подготовка к тушению;

2) тушение фонтана;

3) охлаждение устья скважины и орошение фонтана после тушения.

Согласно этим этапам произведем оценку сил и средств для тушения пожара.

Первый этап.

Требуемый расход воды на охлаждение устья скважины:

ВКР УлГУ

$$N_{\text{ПЛС}-20} = \frac{Q_{\text{зтр.}}}{q_{\text{ПЛС}-20}} \qquad \#(17)$$

Исходя из того, что дебит скважины составляет 316 т/сут, по таблице 10.2 учебника Я.С. Повзик «Пожарная тактика», принимаем требуемый расход воды Qзтр. = 40 л/с.

Определяем требуемое количество стволов с диаметром насадка мм при давлении атмосфер на охлаждение устья скважины:

$$N_{\text{ПЛС}-20} = \frac{Q_{\text{зтр.}}}{q_{\text{ПЛС}-20}} = \frac{40}{21} = 2\ \text{ПЛС} - 20$$

Определяем фактический расход воды на охлаждение устья скважины:

$$Q_{\text{ф}} = N_{\text{ПЛС}-20} \cdot q_{\text{ПЛС}-20} = 2 \cdot 21 = 42\frac{\text{л}}{\text{с}} \quad \#(18)$$

Второй этап.

Выбираем способ тушения с помощью АГВТ. Для этого определяем необходимое количество машин для данного дебита нефтяного фонтана:

$$N_{\text{АГВТ}} = \frac{Q}{q} = \frac{316}{4{,}5} = 1\ \text{автомобиль}\ \#\ (19)$$

где Q – дебит фонтана, тыс. м^3/сут.;

q – предельный дебит, который может потушить один автомобиль, тыс. м^3/сут.

Определяем фактический расход воды на тушение от АГВТ,

ВКР УДГУ

согласно ТТХ автомобиля принимаем 90 л/с.

Учитывая оперативно-тактические особенности объекта, на защиту личного состава и АГВТ принимаем стволы «Б» из расчета 1 ствол «Б» на 1 ПЛС-20, 1 АГВТ.

Определяем фактический расход воды на защиту л/с

$$Q_{\text{ф}} = N_{\text{ств}} \cdot q_{\text{ств}} = 3 \cdot 3{,}7 = 11{,}1 \ \frac{\text{л}}{\text{с}} \ \#\ (20)$$

где $N_{\text{ств}}$ – количество стволов «Б», шт;

$q_{\text{ств}}$ – фактический расход одного ствола.

Следовательно, расход воды (q2) на втором этапе принимаем:

90 + 11,1+42 = 143,1 л/с.

Третий этап.

Определяем требуемый расход воды на охлаждение устья скважины после тушения:

По таблице № 10.2 учебника Я.С. Повзик «Пожарная тактика» Москва-2001, принимаем требуемый расход воды Q зтр. = л/с.

Определяем требуемое количество стволов ПЛС -20с диаметром насадки 28 мм при давлении 6 атмосфер на охлаждение устья скважины после тушения по формуле (17):

$$N_{\text{ПЛС}-20} = \frac{Q_{\text{зтр.}}}{q_{\text{ПЛС}-20}} = \frac{40}{21} = 2\ \text{ПЛС} - 20\ \#(21)$$

Определяем фактический расход воды на охлаждение устья скважины после тушения:

$$Q_{\text{ф}} = N_{\text{ств}} \cdot q_{\text{ств}} = 2 \cdot 21 = 42 \frac{\text{л}}{\text{с}} \ \#(22)$$

ВКР УдГУ

Для того чтобы в случае пожара можно было использовать воду из системы поддержания давления в резервуаре (ППР) для полива скважин, в водопроводе высокого давления предусматривается отвод Ду 100 со шлюзовой задвижкой и подключается передвижной редуктор давления (ПРУ). Редукторы давления предназначены для снижения давления воды с 18,0 МПа до 1,0 МПа, подаваемой системой поддержания давления в резервуаре в систему пожаротушения. Группа скважин имеет два ПРУ производительностью 90 л/с, что в общей сложности составляет 180 л/с воды для пожаротушения.

Общий расход воды на производимые операции складывается из расхода воды на каждом этапе:

$$Q_{\text{все}} = q_1 \cdot r_1 + q_2 \cdot r_2 + q_3 \cdot r_3 =$$
$$42 \cdot 3600 + 143{,}1 \cdot 540 + 42 \cdot 3600 = 431190 \text{ л} \quad \#(23)$$

За все время работы (2 часа 15 минут) ПРУ может отдать:

$$Q_{\text{БРУ}} = 180 \cdot 2{,}4 \cdot 3600 = 1458000 \text{ л воды} \quad \#(24)$$

Для обеспечения объекта водой должно выполняться условие:

$$Q_{\text{БРУ}} > Q_{\text{все}}$$

1458000 л > 431190 л

Следовательно, объект водой обеспечен.

Определяем расчетное количество техники:

$$N_{\text{п.а.}} = N_{\text{АЦ 6,0–40}} + N_{\text{АЦ 7,5–40}} + N_{\text{ПНС–110}} = 40+40+90=170 \text{ л/с}$$

170 л/с > 143,1 л/с, следовательно, техника выбрана верно.

ВКР УлГУ

Определяем количество личного состава:

$$N\text{л.с.} = 3N_{\text{ПЛС–20}} + N_{\text{ств.защ.}} + N_{\text{п.а.}} + N_{\text{св.}} + \cdots =$$
$$= 2 \cdot 4 + 1 \cdot 3 + 1 \cdot 3 + 1 \cdot 3 + 2 \cdot 2 + 3 \cdot 1 = 24 \text{ чел}$$

где $N_{\text{ПЛС–20}}$ – количество стволов на тушение пожара;

$N_{\text{ств.защ.}}$ – количество стволов на защиту (орошение);

$N_{\text{п.а.}}$ – количество насосно-рукавных систем (пожарных автомобилей);

$N_{\text{св.}}$ – количество связных.

Определяем требуемое количество пожарных подразделений исходя из расчета:

$$N_{\text{под}} = \frac{N_{\text{л.с}}}{4} = \frac{24}{4} = 6 \text{ подразделений} \quad \#\ (25)$$

Анализируя пожарное оборудование, можно сделать вывод, что у них было достаточно сил и средств, чтобы потушить этот пожар на нефтяной скважине.

ВКР УлГУ

2.2 Обеспечение противопожарной защиты с помощью теплозащитных экранов

Проведенный анализ ситуации с пожарами на объектах нефтедобычи, позволил сделать вывод о том, что существует постоянная потребность в поиске новых путей, методов и средств для значительного снижения риска всех несчастных случаев.

Одной из таких технологий является технология, основанная на способах поглощения и рассеивания теплового потока теплозащитными экранами.

Теплозащитные экраны «СОГДА» - это совершенно новое устройство (производства SpecPozhTech), основанное на уникальной инновационной технологии радикального снижения теплового потока. Ноу-хау и технология щитов защищены несколькими патентами в России и за рубежом, в том числе европейским патентом № 1181955 от 29.09.2004. Экраны «СОГДА» обеспечивают снижение теплового потока в 50 раз за счет теплофизических и оптических эффектов. Экраны предназначены для того, чтобы выдерживать плотность теплового потока до 60 кВт / $м^2$ * и позволяют пользователю локализовать пламя при температуре до 1200 °С.

Максимально допустимое значение теплового потока для пожарных в специальной одежде без дополнительного защитного снаряжения – 4,2 кВт/$м^2$.

Уникальность экранов:

– Уменьшение теплового потока не менее чем в 50 раз – обеспечение защиты оборудования и персонала от теплового воздействия даже во время крупномасштабных пожаров; сокращение времени тушения пожара за счет сокращения расстояния до источника горения и более эффективного использования огнетушащих веществ; снижение расхода этих веществ.

– Полная защита от открытого пламени – создание возможности эвакуации людей из зоны пожара с использованием проходов, образованных щитами, и монтаж ограждения для предотвращения распространения огня.

– Неограниченное время работы во время тушения пожара – в то время как люди и техника работают в экстремальных температурных условиях и условиях воздействия огня.

– Обеспечение видимости горящих объектов через экран – это позволяет отслеживать ситуацию в зоне пожара и принимать быстрые решения.

Экран «СОГДА» 1А защищает пожарную команду из двух человек от крупномасштабного теплового потока. Пожарные могут выполнять тушение пожара, а также выполнять поисково-спасательные работы. Тепловой экран

ВКР УлГУ

оснащен колесами для его перемещения. Для транспортировки щитов к очагу пожара следует использовать пожарную машину или прицеп. Новая модель – «СОГДА» 1А. С помощью этого портативного щита пожарные могут использовать как ручную пожарную насадку, так и портативный пожарный монитор (через специальное окно в нижней части щита).



Рисунок 9 – Тепловой экран «СОГДА» 1А

Тепловой экран «СОГДА» 2А устанавливается на стационарных шлангах-тележках на предприятиях нефтегазовой, топливной, химической промышленности, на свалках и других пожароопасных объектах. Во время пожара операторы шлангов, защищенные экраном, могут оставаться на своем рабочем месте, несмотря на экстремальные тепловые потоки, и продолжать тушить или охлаждать объект до тех пор, пока пожар не будет полностью потушен.

ВКР ЛГТУ



Рисунок 10 – Тепловой экран «СОГДА» 2А

Тепловой экран «СОГДА» 3предназначен как для защиты пожарных во время операций по тушению пожара, так и для защиты оборудования, зданий и людей от теплового излучения. Использование защитного экрана позволяет пользователю выполнять срочные работы с оборудованием во время пожара. Экраны позволяют устанавливать теплозащитные стены или проходы для безопасной эвакуации людей из зоны пожара. Конструкция экрана позволяет использовать как ручные насадки для пожаротушения, подающие непрерывную и распыленную струю воды, так и пеногенераторы во время операций пожаротушения.

ВКР УлГУ



Рисунок 11 – Тепловой экран «СОГДА» 3

Тепловой экран «СОГДА» 4 был разработан для обеспечения тепловой защиты людей, машин и оборудования для пожаротушения во время операций по ликвидации аварийных ситуаций, связанных с нефтегазовым фонтаном. Кроме того, в случае взрыва они обеспечивают механическую защиту персонала от возможных травм осколками технологического оборудования. Эти экраны устанавливаются вокруг горящего потока, в то время как вода, подаваемая через форсунки, отводит пламя от устья скважины, позволяя пользователю выполнять операции по ликвидации аварийных ситуаций, не прибегая к эшелонированной защите.

ВКР УДГ



Рисунок 12 – Тепловой экран «СОГДА» 4

Тепловой экран «СОГДА» 1 В – это портативный складной щит, предназначенный для индивидуальной тепловой защиты пожарного, выполняющего свои оперативные действия с помощью ручного пожарного шланга. Малый вес и компактность экрана делают это защитное устройство наиболее удобным при тушении пожаров в жилых и офисных зданиях и других помещениях, а также на открытой территории. Экран транспортируется и хранится в специальном футляре. Защитный кожух легко помещается в отсек пожарной машины и, при необходимости, может перевозиться на заднем сиденье или в багажном отделении автомобиля.

Мобильный комплекс пожаротушения «СОГДА» предназначен для локализации и тушения очага пламени на начальной стадии персоналом пожароопасного объекта (например, газонаполнительной станции) до прибытия пожарной команды. Он оснащен теплозащитным экраном и необходимым первичным противопожарным оборудованием (огнетушители, крюк, войлочный коврик и т. Д.). Экран может работать с водой из внешнего источника водоснабжения (через пожарный шланг) или может работать в режиме свободного хода.

ВКР УлГУ



Рисунок 13 – Мобильный комплекс пожаротушения «СОГДА»

Противопожарные барьеры «СОГДА» позволяют локализовать пламя при температуре до 1800 °С, выдерживает тепловые потоки выше 220 кВт / м^2 и снижает уровень теплового потока более чем в 50 раз.

Барьеры были протестированы для защиты резервуаров со сжиженным природным газом (СПГ), а также для противопожарной защиты резервуаров для нефтепродуктов вместимостью до 20 000 м^3.

ВКР УлГУ



Рисунок 14 – Противопожарный барьер «СОГДА»

Защитите резервуары с СПГ и сжиженным нефтяным газом (СНГ). В обычном режиме сетчатые панели вентилируются, и в случае небольшой утечки газы не накапливаются до взрывоопасной концентрации. В случае пожара вода разбрызгивается на сетчатые панели и образует водяные пленки, которые блокируют тепловые потоки и обеспечивают самозатухание.

Не разрушаются в случае взрывов, поскольку взрывная волна проходит через сетку. Водяные пленки образуются снова из-за распыленной воды, а тепловые барьеры постоянно защищают от огня.

Способны разделить помещение на противопожарные отсеки. Сократить расстояния между пожароопасными объектами.

Необходим на морских нефтяных и газовых платформах, судах. Зоны безопасности для персонала или пассажиров могут быть созданы с использованием противопожарных барьеров.

Применяется для противопожарной защиты резервуаров с нефтепродуктами (способны защищать емкости с огнетушащими веществами).

Рассеиватель газовых облаков на основе термостойких

ВКР УлГУ

конфигураций -принципиально новый тип устройств, разработанный для повышения пожарной безопасности объектов, занимающихся сжижением, хранением и использованием сжиженного природного газа (СПГ).

Уникальность рассеивателя описывается в следующих ситуациях:

В случае воспламенения СПГ он локализует пламя с температурой до 1800 °С, выдерживает тепловые потоки свыше 220 кВт/м^2 и уменьшает эти потоки более чем в 50 раз.

В случае случайной утечки газа он предотвращает накопление газа до его взрывоопасной предельной концентрации и защищает от крупномасштабной аварийной ситуации.

В случае взрыва газа это устройство не разрушается, поскольку взрывная волна проходит через сетчатые панели, и, таким образом, сохраняются все противопожарные свойства устройства.

Также возможно использование панелей «СОГДА» в пожарных башнях. Одной из основных задач оператора пожарного монитора во время крупных пожаров в резервуарах является охлаждение оборудования, чтобы предотвратить его возгорание. В этом случае тепловой защиты, подобной тепловому экрану «СОГДА» 2А, недостаточно, поскольку монитор может быть направлен в сторону от огня, и оператор не защищен от термических травм. Эта проблема может быть решена с помощью теплозащитных панелей «СОГДА», установленных на пожарных вышках. Панели подвешиваются и крепятся к направляющим /настенному кронштейну или могут перемещаться с помощью направляющих. Чтобы защитить себя, оператор легко перемещает панель в зависимости от направления теплового потока.

Пожарные на пожарной лестнице или лифте защищены аналогичным образом. Панели защищают пожарного, который приближается к источнику огня (например, к горящей квартире). Панели можно легко перемещать, позволяя пожарному проникать в помещение или

ВКР УлГУ

эвакуировать пострадавших. Количество панелей на башнях и пожарных люльках может варьироваться в зависимости от задач и других условий.

Конструкция противопожарного барьера «СОГДА» представлена на рис. 14.

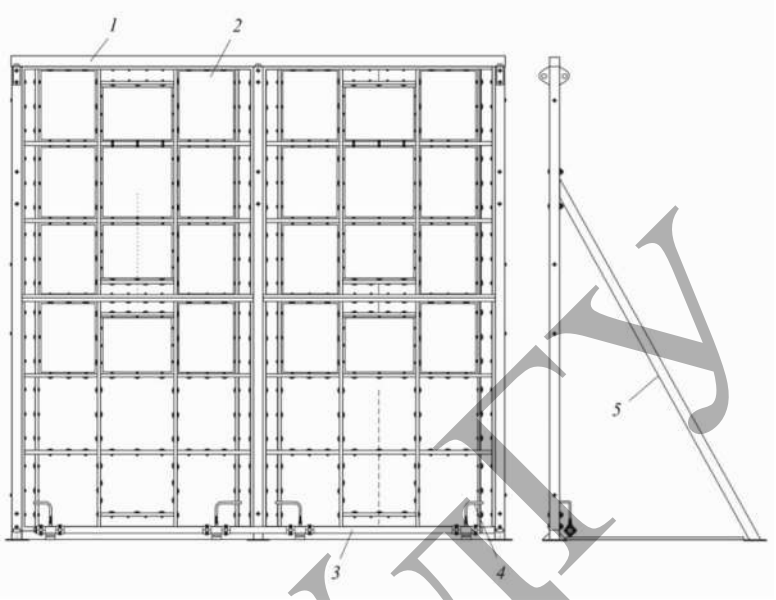


Рисунок 15 – Схема противопожарной преграды «СОГДА»

Каркас 1 изготовлен из профильной трубы 80х80х4 мм из коррозионностойкой стали. Блок-панель 2 состоит из верхней и нижней панелей теплозащитного экрана, каждая из которых состоит из двух каркасов (наружного и внутреннего), соединенных между собой и изготовленных из профильной трубы 20х20х1,5 мм из коррозионностойкой стали 12Х18Н10Т. К раме крепятся фильтрующие панели из коррозионностойкой металлической сетки. Между решетками внешнего каркаса и внутреннего каркаса имеется свободное пространство на всю толщину панелей. Система водоснабжения 3 состоит из фильтра сырой воды и патрубка, соединяющего фильтры.

Четырехрамочная система полива блока теплозащитного экрана состоит из перфорированных напорных струйных сопел с лопаточными отражателями, последовательно соединенных друг с другом трубами [20].

ВКР УдГУ

Предварительные эксперименты показывают, что водопленочные теплозащитные экраны позволяют снизить интенсивность теплового потока в десятки раз (более 50) и обладают многими другими преимуществами (проницаемостью, простотой конструкции, малым весом, экономичностью и др.).

2.3 Оценка эффективности использования предложенного технического решения для противопожарной защиты

Для расчета уменьшения плотности теплового потока за счет установки противопожарной преграды «СОГДА» (модель 1), необходимо выполнить расчет теплопередачи от огневого пространства малогабаритной печи, в которой проводились сертификационные испытания, через ее стенки и водяную завесу к наружному воздуху.

Уменьшение плотности лучистого теплового потока, проходящего через противопожарную преграду, оценим по величине коэффициента снижения плотности лучистого теплового потока:

$$k_{л} = \frac{q_{л}}{q}, \quad \#(26)$$

где $k_{л}$ – коэффициент снижения плотности лучистого теплового потока;

$q_{л}$ – плотность лучистого теплового потока, падающего на поверхность противопожарной преграды со стороны огневого пространства печи, Вт/м^2;

q – плотность лучистого теплового потока на расстоянии 0,5 м от геометрического центра необогреваемой поверхности конструкции преграды, полученная по результатам сертификационных испытаний,

ВКР УдГУ

Вт/м^2 .

Из-за повышенной сложности теплофизической картины процесса испытаний расчет будем проводить различными методами с использованием результатов сертификационных испытаний.

Основой для расчета нагрева строительной конструкции от теплового излучения является уравнение лучистого теплообмена:

$$q = \varepsilon_{пр} \cdot c_0 \left[\left(\frac{T_и}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_{пов}}{100} \right)^4 \right] \cdot \psi_{21}, \quad \#(27)$$

где q – плотность лучистого теплового потока, падающего на поверхность конструкции, Вт/м^2;

$T_и$ – температура излучающей поверхности, К;

$T_{пов}$ – температура на облучаемой поверхности конструкции, К;

$\varepsilon_{пр}$ – приведенная степень черноты системы;

c0 – коэффициент излучения абсолютно черного тела, равный 5,7 Вт/(м^2·К^4);

ψ_{21} – коэффициент облученности между излучающей и облучаемой поверхностями, в который в неявной форме входит расстояние r по нормали между излучающей и облучаемой поверхностями.

Коэффициент облученности для одной четвертой части площади поверхности факела вычисляется по формуле [8]:

$$\psi_{21} = \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\frac{a}{\sqrt{a^2 + r^2}} arctg \frac{b}{\sqrt{a^2 + r^2}} + \frac{b}{\sqrt{b^2 + r^2}} arctg \frac{a}{\sqrt{b^2 + r^2}} \right),$$

где r – расстояние между излучающей и облучаемой поверхностями по нормали, м;

a и b – стороны прямоугольника пламени, м.

Уравнение теплового баланса термодинамической системы,

ВКР УлГУ

ограниченной внутренними поверхностями печи, имеет вид:

$$Q_{\text{пож}} = Q_{\text{газ}} + Q_{\text{ок}} + Q_{\text{вых}} \quad \#(28)$$

где $Q_{пож}$ – тепловая мощность, выделяющаяся при горении природного газа внутри печи, Вт;

$Q_{газ}$ – тепловая мощность, идущая на нагрев газовой среды внутри печи, Вт;

$Q_{ок}$ – тепловая мощность, отводящаяся в стенки печи и в противопожарную преграду, Вт;

$Q_{вых}$ – тепловая мощность, уходящая со смесью газов через систему дымоудаления из печи, Вт.

Тепловая мощность, выделяющаяся при горении природного газа внутри печи равна:

$$Q_{\text{пож}} = W_{\text{газ}} \cdot Q = \frac{2 \cdot 40 \cdot 10^3}{3600} = 22{,}2 \text{ кВт} \quad \#(29)$$

где $W_{газ} = 2$ м^3/ч – объемный расход природного газа;

Q = 40 МДж/м^3 – низшая объемная теплота сгорания природного газа.

Тепловая мощность, идущая на нагрев газовой среды внутри печи, рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{газ}} = \rho \cdot c_{\text{р}} \cdot V \cdot \frac{dT}{d\tau}, \#(30)$$

где ρ – среднеобъемная плотность газовой смеси внутри печи, кг/м^3;

$c_р$ – удельная массовая изобарная теплоемкость газовой смеси внутри печи, Дж/(кг·К);

V – внутренний объем печи, м^3;

ВКР УлГУ

T – среднеобъемная температура газовой смеси внутри печи, K;

τ – время от начала горения, с.

Тепловая мощность, уходящая со смесью газов через систему вентиляции из печи наружу равна:

$$Q_{\text{газ}} = \rho \cdot c_{\text{р}} \cdot T \cdot W_{\text{вен}}, \#(31)$$

где $W_{\text{вен}}$ – объемный расход системы дымоудаления из печи, $м^3/с$.

Тепловая мощность, отводящаяся в стенки печи и в противопожарную преграду, рассчитывается из решения уравнений () – (), в которых среднеобъемная температура принимается равной температуре «стандартного» пожара. Результаты расчета вышеуказанной мощности показаны на рисунке 16.

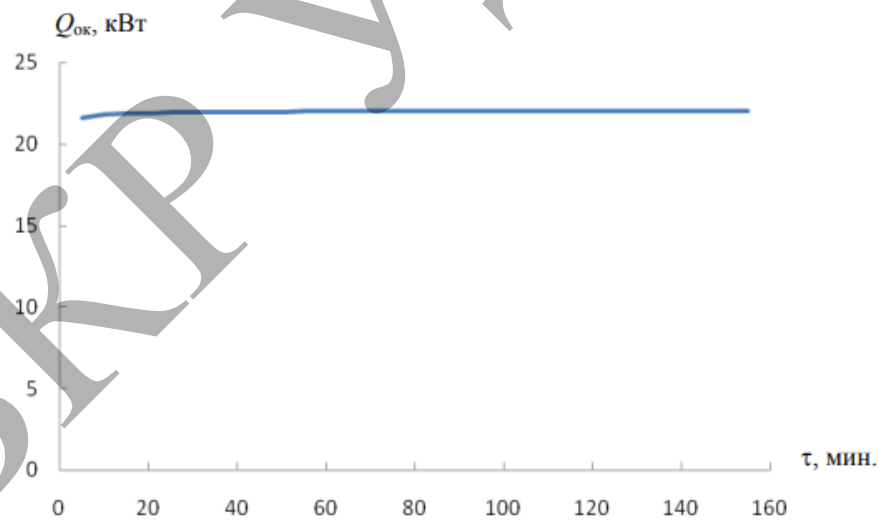


Рисунок 16 – Зависимость тепловой мощности, отводящейся в стенки печи и в противопожарную преграду, от времени с начала испытаний

Плотность теплового потока, отводящаяся в стенки печи и в противопожарную преграду, равна:

ВКР УдГУ

$$q_{ок} = \frac{Q_{ок}}{F_{ок}} \#(32)$$

где $F_{ок}$– суммарная площадь внутренней поверхности стенок печи и противопожарной преграды, м^2.

Выполним оценку физических механизмов ослабления лучистого теплового потока противопожарной преградой в режиме «мокрой» сетки.

Конвективный тепловой поток в сетку со стороны печи стремится к нулю, так как образующиеся пары воды являются преградой на пути движения продуктов горения к сетке (режим «оттеснения» пограничного слоя [9]).

Плотность лучистого теплового потока, падающего на поверхность противопожарной преграды, можно записать в виде:

$$q_{л} = q_{л.м} + q_{л.о}, \#(33)$$

где $q_{л.м}$– часть плотности лучистого теплового потока, падающая на металлическую поверхность преграды, охлаждаемую водой, Вт/м^2 ;

$q_{л.о}$– часть лучистого теплового потока, попадающая на отверстия металлической решетки, Вт/м^2.

Из геометрических соображений:

$$q_{л.м} = k_{м} \cdot q_{л}; \#(34)$$

$$q_{л.о} = (1 - k_{м}) \cdot q_{л}, \#(35)$$

где $k_м = F_м/F$ – коэффициент, равный отношению площади поверхности преграды, занимаемой металлом (Fм, м^2), к суммарной площади поверхности преграды (F, м^2).

ВКР УдГУ

При размерах металлической ячейки сетки 0,9×0,9 мм и квадратного отверстия ячейки 0,4×0,4 мм коэффициент $k_м$ = 0,6213.

Таким образом, примерно 62,13 % суммарного лучистого теплового потока, падающего на противопожарную преграду, можно считать полностью поглощенной, отраженной и рассеянной металлической частью ячейки, и охлаждающей ее водой.

Этот вывод подтверждается результатами сертификационных испытаний, по которым температура на наружной поверхности металлической сетки, непосредственно контактирующей с газовой средой печи, не превышает 367 ºС. При этой температуре величиной лучистого теплового потока, излучаемого наружной поверхностью вышеуказанной металлической сетки внутрь противопожарной преграды, по сравнению с падающим на преграду лучистым тепловым потоком, можно пренебречь.

Экспериментальное значение коэффициента снижения плотности лучистого теплового потока ($k_л$, выражение ()) при температуре внутри печи 1000 ºС равно:

$$k_л = 100 \left(q_л = 20 \frac{кВт}{м^2}; q = 0{,}2 \frac{кВт}{м^2} \right) \#(36)$$

Тогда коэффициент ослабления части лучистого теплового потока, проходящей через отверстия в металлической решетке равен:

$$k_о = \frac{q_{л.о}}{q} = \frac{(1 - k_м) q_л \cdot k_л}{q_л} = (1 - k_м) q_л \cdot k_л = 36{,}87 \quad \#(37)$$

Таким образом, можно предположить, что примерно 36,87 % от падающего на поверхность преграды лучистого теплового потока,

ВКР УлГУ

отражается и рассеивается за счет дифракционных явлений внутри противопожарной преграды и поглощается металлическими сетками и охлаждающей водой. Этот вывод можно объяснить тем, что порядка 70 % длина волны теплового излучения сопоставима с размерами квадратного отверстия ячейки металлической. Поэтому процессы отражения и рассеивания излучения превышают по своему эффекту процесс пропускания лучистой тепловой энергии [10]. Подробный механизм дифракции требует дополнительных исследований.

Таким образом, разработанная преграда поглощает, отражает и рассеивает 99 % падающего на нее лучистого теплового потока. На рисунке 17 приведена принципиальная схема ослабления лучистого теплового потока преградой при рассмотренных выше исходных данных.

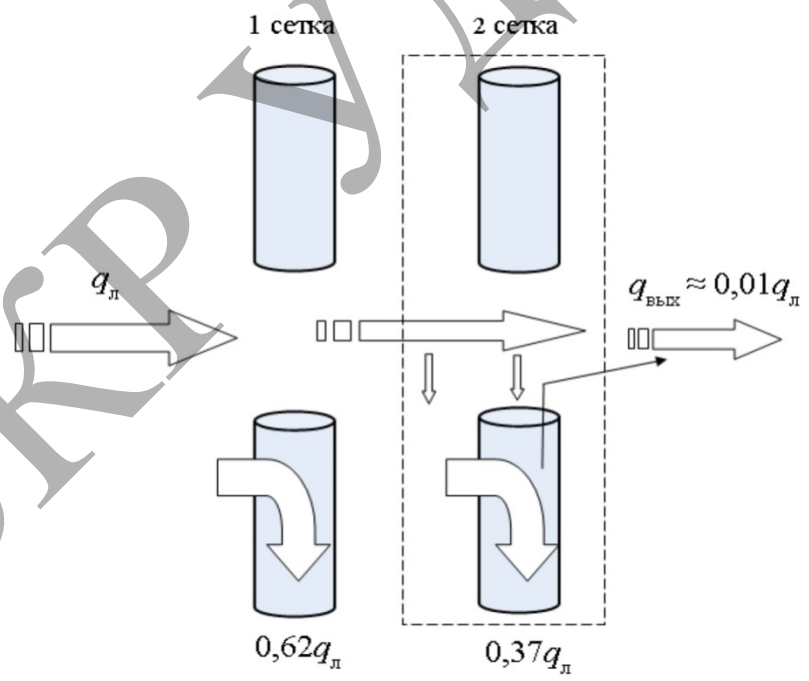


Рисунок 17 – Принципиальная схема ослабления лучистого теплового потока противопожарной преградой

ВКР УлГУ

2.4 Безопасность жизнедеятельности

Обязанности руководителей и персонала предприятия по обеспечению пожарной безопасности

Ответственность за состояние пожарной безопасности предприятий возлагается персонально на руководителей этих предприятий.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных объектов (цехов, лабораторий, складов, мастерских и других производственных участков) несут руководители объектов.

Руководители предприятий обязаны:

– обеспечить выполнение настоящих инструкций всеми инженерно-техническими работниками (ИТР), рабочими и служащими;

– обеспечить выполнение правил и норм пожарной безопасности;

– организовывать на объекте добровольную пожарную охрану и пожарно-техническую комиссию;

– устанавливать в помещениях строгий противопожарный режим;

– периодически проверять состояние пожарной безопасности объекта, боеготовность объектовых пожарных частей и ДПО;

– издавать приказы на основе анализа противопожарного состояния объектов по улучшению пожарной безопасности и принятию конкретных мер к лицам, виновным в нарушении настоящих инструкций;

– совместно с курирующими органами Госпожнадзора разрабатывать планы внедрения автоматических систем пожаротушения;

– предусматривать необходимые ассигнования для выполнения противопожарных мероприятий и приобретения средств пожаротушения;

– заслушивать периодически председателя пожарно-технической комиссии о работе но улучшению состояния пожарной безопасности предприятия;

– организовывать занятия по пожарно-техническому минимуму в отдельных классах (кабинетах), оборудованных для этих целей техническими

ВКР УлГУ

средствами.

Работники предприятий обязаны:

− соблюдать на производстве требования пожарной безопасности, а также соблюдать противопожарный режим;

− выполнять меры предосторожности при пользовании газовыми приборами, проведении работ с легковоспламеняющимися (ЛВЖ) и горючими (ГЖ) жидкостями, другими опасными в пожарном отношении веществами, материалами и оборудованием.

Руководящие работники и специалисты, виновные за нарушение Правил пожарной безопасности, а рабочие - за нарушение требований настоящих инструкций, в зависимости от характера нарушений и их последствий, несут дисциплинарную, административную уголовную и материальную ответственность.

Обучение по программам пожарно-технического минимума обязаны пройти следующие категории лиц:

− руководители и инженерно-технические работники, рабочие и служащие предприятий, организаций, занятые на взрыво,- пожароопасных операциях, а также в помещениях и на участках, отнесенных к взрыво-, пожароопасным категориям (15 часов 1 раз в год);

− работники складов (10 часов 1 раз в год);

− председатели пожарно-технических комиссий предприятий (15 часов 1 раз в год);

− начальники и члены добровольной пожарной охраны предприятий, учреждений, организаций (15 часов 1 раз в два года);

− лица, выполняющие сварочные и другие огневые работы, электрики и слесари, а также работники, занятые на работах по обслуживанию автомобилей и тракторов (10 часов 1 раз в год);

− инженеры по пожарной безопасности промышленных предприятий, организаций и учреждений (15 часов 1 раз и год);

− по окончании изучения программы пожарно-технического

ВКР УлГУ

минимума у обучаемых принимаются зачеты комиссией.

2.5 Содержание территории, производственных и административных зданий, помещений и оборудования

Территория производственных объектов бурения скважин и добычи нефти и газа, а также производственные помещения и оборудование должны постоянно содержаться в чистоте и порядке.

Хранение нефти и других ЛВЖ и ГЖ в открытых ямах и амбарах на территории предприятий не допускается.

Перед взрывоопасными объектами должны быть вывешены таблички с указанием местонахождения средств пожаротушения, которое обязаны знать все работающие.

Дороги и подъезды к пожарным водоемам и гидрантам должны иметь твердое покрытие.

Курение на предприятиях допускается в специально отведенных (по согласованию с пожарной охраной) местах, оборудованных урнами для окурков и емкостями с водой.

Запрещается на территории предприятия разведение костров, выжигание травы, нефти.

Запрещается применять для освещения взрывопожароопасных объектов источники открытого огня.

Запрещается выполнять производственные операции на оборудовании, установках и станках с неисправностями.

Проходы, выходы, коридоры, тамбуры, стационарные пожарные лестницы и несгораемые ограждения на крышах зданий, лестничные клетки, чердачные помещения должны постоянно содержаться в исправном состоянии и ничем не загромождаться.

Все двери эвакуационных выходов должны свободно открываться в направлении выхода из здания.

ВКР УдГУ

В цехах и лабораториях, где применяются ЛВЖ, ГЖ и газы, следует предусматривать централизованное транспортирование и раздачу их на рабочие места. Во всех других случаях для переноски ЛВЖ и ГЖ нужно использовать безопасную тару специальной конструкции.

Производственные помещения и их оборудование надо периодически очищать от пыли и других горючих отходов.

Спецодежда должна храниться в индивидуальных шкафчиках в специально предназначенных для этих целей помещениях. В карманах спецодежды запрещается оставлять промасленные тряпки и обтирочные материалы.

Первичные средства пожаротушения и пожарный инвентарь должны содержаться в исправном состоянии и находиться видных местах. К ним должен быть обеспечен свободный доступ.

Огнетушители, ящики для песка, бочки для воды, ведра, ручки для лопат и другое оборудование в отличие от хозяйственного инвентаря должны быть окрашены в красный цвет.

Для личного транспорта вне территории предприятия должно быть выделено место для стоянки, согласованное с ПЧ.

Пожарная безопасность при бурении нефтяных скважин

Площадка, предназначенная для монтажа буровой установки, должна быть свободна от наземных и подземных трубопроводов, кабелей, очищена от леса, кустарника, травы и спланирована в радиусе не менее 50 м.

Территория для размещения пожарной техники вокруг буровой площадки должна быть шириной не менее 12 м. Расстояние от площадки до устья скважины должно быть не более 15 м.

Расстояние между отдельными механизмами и станками должно быть не менее 1 м, а ширина рабочих проходов – не менее 0.75 м, для передвижных и блочно-модульных установок и агрегатов ширина рабочих проходов допускается не менее 0,75 м.

Хранение топлива, смазочных материалов в открытой таре и

ВКР УдГУ

обтирочного материала в помещениях буровой запрещается.

Курение на буровой запрещается.

Топливные резервуары для двигателей внутреннего сгорания (ДВС) должны быть расположены на расстоянии не менее 40 м от наружных стен зданий и сооружений буровой.

Нефть для технологических целей необходимо подвозить к скважине в герметично закрытых емкостях.

Жилые, бытовые и административные вагончики для вахтовых бригад следует располагать на расстоянии, равном высоте вышки плюс 10 м, но не менее 60 от устья скважины.

Буровая бригада должна быть обеспечена следующими первичными средствами пожаротушения согласно Нормам:

- огнетушителями порошковыми ОП-5 или ОП-10 – 6 шт.;
- ящиками с песком (V=0.5 м3) – 2 шт.;
- багром – 1 шт.;
- ломом – 1 шт.;
- лопатами – 2 шт.;
- ведрами пожарными – 2 шт.;
- топором – 1 шт.;

Кроме того, каждая будка – столовая должна обеспечиваться одним огнетушителем типа ОУ или ОП. Бригада по опробованию скважины кроме вышеперечисленного перечня первичных средств пожаротушения должна иметь дополнительно 2 огнетушителя типа ОУ и ОП.

Действия в случае пожара или аварии:

- прекратить все технологические операции;
- сообщить о пожаре, используя радиосвязь, пожарную часть по телефону 01 (при этом сообщить точный адрес, место возникновения пожара, фамилию лица, передавшего сообщение), сообщить непосредственному руководителю, и, до

прибытия соответствующих служб, срочно принять меры по ликвидации

ВКР УлГУ

загорания (аварии), имеющимися на буровой первичными средствами пожаротушения;

– отключить эл.энергию на буровой через масляный выключатель линейного ящика РВНО, (предварительно сняв нагрузку от электро двигателей), затем отключить шинный разъединитель;

– умело быстро выполнять обязанности, изложенные в плане ликвидации аварий;

– принять меры к удалению людей из опасной зоны;

– оказать первую доврачебную помощь пострадавшим.

2.6 Пожарная безопасность при текущем и капитальном ремонте скважин

Трактор-подъемник следует устанавливать на расстоянии не менее 25м от устья скважины с наветренной стороны.

Рабочая площадка у устья скважины, приемные мостки и подходы к ним должны быть очищены от нефти.

Запрещается:

– установка передвижного агрегата или трактора-подъемника на территории, загрязненной горюче-смазочными материалами;

– использование неисправных электрических кабелей для подвода электроэнергии к аппаратам для свинчивания и развинчивания труб и штанг;

– эксплуатация неисправных прожекторов, светильников (неисправная вилка, оголенная электропроводка).

При подъеме труб с нефтью необходимо установить приспособление против ее разбрызгивания и разлива.

Запрещаются все виды работ, на связанные с глушением скважины, при открытых газонефтепроявлениях.

При заправке подъемника горючим двигатель должен быть

ВКР УлГУ

заглушён.

Заправлять следует после охлаждения двигателя.

Курение и разведение огня на территории скважины запрещаются.

Бригады ПРС и КРС должны в вагон-домике (культбудке) иметь пожарный щит, укомплектованный первичными средствами пожаротушения:

- огнетушители типа ОП-5 – 4 шт.;
- ящиком с песком (V=1м3) – 1 шт.;
- лопатой совковой – 1 шт.;
- лопатой штыковой – 1 шт.;
- ломами – 2 шт.;
- багром – 1 шт.;
- кошмой-1шт.

На видном месте в культбудке должен висеть план ликвидации аварий и список телефонов, необходимых в аварийной ситуации и при пожаре.

В случае пожара (аварии) на скважине:

- прекратить все технологические операции на скважине;
- сообщить в диспетчерскую о пожаре с указанием точного адреса объекта, места возникновения пожара, фамилию лица, передавшего сообщение и до прибытия пожарной команды приступить к тушению, используя первичные средства пожаротушения;
- сообщить непосредственному руководителю;
- принять меры по удалению людей из опасной зоны;
- оказать первую доврачебную помощь пострадавшим;

В случае выброса или открытого фонтанирования нефти или газа необходимое:

- потушить находящиеся вблизи технические и бытовые точки;
- отключить силовую и осветительную линии, которые могут оказаться в загазованных участках;
- запретить пользование инструментом, дающим искру;

ВКР УлГУ

– вызвать пожарную охрану;

– перекрыть движение на прилегающих к фонтану проезжих дорогах.

2.7 Пожарная безопасность при проведении промыслово-геофизических исследований скважин на нефтяных месторождениях

Геофизические работы должны проводиться в присутствии представителя предприятия, в ведении которого находится скважина.

Геофизические работы разрешается проводить после специальной подготовки территории и ствола скважины, обеспечивающей удобную и безопасную эксплуатацию наземного оборудования, беспрепятственный спуск (подъем) свежинных приборов на кабеле до интервалов исследования. Готовность территории и скважины подтверждается двухсторонним актом.

К геофизическим работам допускается сертифицированное оборудование, кабель и аппаратура.

Шланговый кабель эхолота следует подключать к электросети посредством штепсельного соединения.

Регистратор эхолота должен быть заземлен.

В случаях возникновения признаков газонефтепроявления после перфорации жидкости и др. скважина должна быть загерметизирована.

В случае пожара или газонефтепроявления на нефтяной скважине:

– подать сигнал тревоги об опасности; сообщать по рации в диспетчерскую или пожарную часть по телефону01 (при этом сообщить точный адрес, место возникновения пожара, фамилию лица, передавшего сообщение), сообщить непосредственному руководителю, и, до прибытия соответствующих служб, срочно приступить к тушению, используя первичные средства пожаротушения;

– при газонефтеводопроявлениях действовать по плану ликвидации

ВКР УлГУ

возможных аварий;

– принять меры по удалению людей из опасной зоны;

– оказать первую доврачебную помощь пострадавшим.

2.8 Пожарная безопасность на насосной (закрытой) по перекачке нефтепродуктов

Ответственность за противопожарное состояние в насосной станции несет ответственное лицо, назначенное приказом по предприятию (цеху).

Помещение насосной площадью 50 м2 должно быть обеспечено:

– огнетушителями углекислотными (ОУ) или порошковыми (ОП) - 3 шт.;

– ящиками с песком (0,5 м3) – 3 шт.;

– лопатами – 3 шт.;

– ведрами – 2 шт.;

– кошмой – 2 шт.

При работе следует постоянно следить за герметичностью насосов и трубопроводов, смазкой трущихся частей, а также температурой подшипников и сальников насосов. Течь в сальниках насосов и соединениях трубопроводов следует немедленно устранять.

Курение допускается в специально отведенных местах.

Не допускается:

– пуск насосов в работу при неисправной или выключенной вентиляции;

– растекание и разбрызгивание смазочных материалов;

– скопление смазочных материалов под насосами.

В случае пожара в помещении насосной: сообщить в пожарную часть по телефону 01 точный адрес объекта, место возникновения пожара, фамилию лица, передавшего сообщение. Отключить питание электродвигателя насоса, закрыть задвижки на входе и выходе, отключить

ВКР УдГУ

вентиляцию и до прибытия пожарной команды приступить к тушению, используя первичные средства пожаротушения.

2.9 Пожарная безопасность на ДНС, ГЗНУ

Территория, на которой расположены объекты, а также помещения ДНС, ГЗНУ должны содержаться в чистоте и порядке.

Вокруг ДНС и ГЗНУ должна скашиваться трава в радиусе не менее 5 м.

Помещения ДНС, ГЗНУ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения согласно Нормам пожарной безопасности.

Помещение площадью 100 м^2 должно быть обеспечено:

- огнетушителями типа ОП-5 или ОУ-5 – 3 шт.;
- ящиками с песком (V = 1м^3) – 2шт.;
- лопатами совковыми – 2 шт.;
- лопатами штыковыми – 2 шт.;
- багром – 1шт.;
- ведрами – 2шт.

В помещениях ДНС, ГЗНУ курение запрещается, о чем на видных местах должны быть вывешены предупреждающие надписи "Курить запрещается".

Противопожарные разрывы между отдельными механизмами и стенами должны быть не менее 1 м, а ширина рабочих проходов 0,75 м.

Оборудование, устанавливаемое в помещениях ДНС, ГЗНУ должно быть взрывобезопасного исполнения.

При работе следует постоянно следить за герметичностью насосов и трубопроводов, смазкой трущихся частей, а также температурой подшипников и сальников насосов. Течь в сальниках насосов и соединениях трубопроводов следует устранить.

При возникновении пожара на ДНС, следует:

- прекратить подачу нефти, закрыв задвижку на приеме;

ВКР УлГУ

– вызвать пожарную охрану, сообщив по телефону 01 точный адрес объекта, место возникновения пожара, фамилию лица, передавшего сообщение и до прибытия пожарной команды приступить к тушению, используя первичные средства пожаротушения (углекислотные или порошковые огнетушители) или ликвидации аварии;

– сообщить непосредственному руководителю работ, начальнику цеха (участка);

– принять меры по удалению людей из опасной зоны;

2.10 Безопасность при тушении пожаров теплозащитными устройствами

При тушении пожаров с применением теплозащитных экранов типа ТЗУ пожарный находится в защищаемой зоне. ТЗУ защищает обслуживающий персонал от высоких температур, тепловых потоков и возможных выбросов продуктов пожара. Уровень опасности возрастает при выполнении работ вблизи устья фонтана скважины или на подходе к ТЗУ в боевой одежде пожарного (БОП) второго уровня защиты.

Одним из способов обеспечения безопасности персонала, подвергающегося воздействию высоких тепловых потоков, является ограничение времени, которое он проводит в опасной зоне.

Весь вероятный диапазон плотностей тепловых потоков, генерируемых фонтаном, с учетом достижения второго уровня защиты личного состава в боевой одежде из брезента можно разделить на следующие зоны:

I – зона безопасных интенсивностей тепловых потоков – не выше 4,2 кВт/м^2. Безопасное время пребывания личного состава в боевой одежде второго уровня защиты в этой зоне ничем не ограничено;

II – зона средних интенсивностей тепловых потоков в диапазоне от 4,2 до 6-7 кВт/м^2. Время безопасного пребывания личного состава в

ВКР УлГУ

этой зоне ограничено опасностью получения тепловых ударов. Необходимость применения ТЗУ в данной зоне и их количество определяется решением РТП исходя из наличия в достаточном количестве ТЗУ, климатических и погодных условий, оценки уровня физической и психологической подготовки личного состава;

III – зона высоких интенсивностей тепловых потоков – от 6-7 до 10 кВт/м^2. Время безопасного пребывания личного состава в этой зоне ограничивается только возможностью кратковременного пребывания в БОП, смоченной водой или под защитой водяного орошения. В указанной зоне устанавливаются отдельно стоящие укрытия ТЗУ-03, расположение которых определяется РТП таким образом, чтобы обеспечить безопасность личного состава при продвижении к устью фонтана или проведении работ по охлаждению техники;

IV – зона очень высоких интенсивностей тепловых потоков – более 10 кВт/м^2. В этой зоне кратковременное пребывание личного состава в боевой одежде второго уровня защиты из брезента возможно только при орошении водяными струями. Для обеспечения тепловой защиты личного состава в этой зоне необходимо установить требуемое количество ТЗУ-04, ТЗУ-02 и теплозащитный коридор, длина которого определяется в зависимости от конкретных условий на пожаре.

Таким образом, требуемый уровень защиты личного состава служб от термического воздействия фонтана при выполнении работ возле устья и на маршрутах движения смен к боевым позициям достигается соответствующей экипировкой личного состава, а также обоснованным размещением теплозащитных устройств в опасных зонах. Определяющими показателями рациональной расстановки ТЗУ при проведении работ при тушении газовых и нефтяных фонтанов является следующее:

– обоснованный выбор расстояния установки теплозащитных укрытий на основе ТЗЭ от устья горящего фонтана;

– размещение входа в теплозащитный коридор производится в зоне с

ВКР УдГУ

плотностью теплового потока, не превышающей 10 кВт/м^2;

– расстояние между ТЗЭ на маршруте движения смен ко входу в теплозащитный коридор определяется РТП в зависимости от конкретных условий на пожаре.

Практика ликвидации аварийных газонефтяных фонтанов показывает, что их следует отнести к сложным авариям, для ликвидации которых требуется привлечение большого количества сил, а также технических средств, находящихся на опорных пунктах тушения крупных пожаров, расположенных в районах добычи нефти и газа.

Для успешного тушения газовых и нефтяных фонтанов опорный пункт помимо ПНС-110, автомобилей газоводяного тушения, запаса напорных пожарных рукавов и др. должен иметь необходимый набор ТЗУ, по назначению и количеству достаточный для обеспечения работ по тушению мощного фонтана — по дебиту газа не менее 9 млн м^3/сут.

С учетом практического опыта применения ТЗУ при тушении фонтана, а также рассмотренной выше схемы рациональной их расстановки необходимое количество и вид подобных устройств оснащения опорного пункта предлагаются следующие:

– четыре единицы ТЗУ-02, каждый из которых предназначен для защиты от термического воздействия фонтана дежурной смены в количестве по 8-10 чел. Устанавливаются на расстоянии 25-40 м от устья фонтана;

– 8-12 единиц теплозащитных укрытий индивидуального пользования ТЗУ-04, оснащенных лафетными стволами ПЛС-20. Предназначены для установки в непосредственной близости вокруг устья фонтана, в зоне с наиболее сильным тепловым воздействием, для подачи воды в ствол фонтана;

– теплозащитный коридор длиной 24-30 м, собирается из ТЗУ03 в количестве 48-60 шт.;

– 10-15 единиц ТЗУ03, используемых в качестве отдельно стоящих

ВКР УлГУ

укрытий на пути следования к теплозащитному коридору.

Подобная система из теплозащитных устройств обеспечивает необходимый уровень защиты личного состава служб от термического воздействия даже мощных газовых и нефтяных фонтанов на протяжении длительного времени. ТЗУ могут быть также использованы при тушении и других крупных пожаров в районе нахождения опорного пункта.

Высокая готовность к применению ТЗУ достигается правильным их обслуживанием и хранением, а также наличием грузовых автомобилей или транспортных тележек с закрепленными на них экранами.

Следует отметить, что предложенный вариант комплекса ТЗУ в целях снижения уровня риска предполагает использование применявшихся ранее металлических укрытий и спецтранспорта. В случае непредвиденных ситуаций (выброс из устья бурового оборудования, твердой породы, нарушениях в системе водоохлаждения ТЗЭ) по приказу РТП личный состав может быть перемещен под защиту обычных укрытий, дублирующих ТЗУ.

ВКР УлГУ

ВЫВОДЫ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была достигнута поставленная цель — разработаны мероприятия по противопожарной защите при добыче нефти на примере Шимского месторождения.

В рамках решения первой задачи проведён анализ технологического процесса добычи нефти и текущего состояния системы пожарной безопасности на объекте.

При систематизации данных об авариях на объектах нефтедобычи определены основные причины возникновения пожароопасных ситуаций — в первую очередь негерметичность оборудования, нарушения регламентов при проведении работ и износ технических средств.

Анализ действующей противопожарной защиты на Шимском месторождении показал, что существующая система в целом соответствует базовым требованиям.

На основании проведённых исследований разработан комплекс инженерно-технических решений, направленных на повышение уровня пожарной безопасности.

Оценка эффективности предложенного решения подтвердила целесообразность. При этом мероприятие характеризуются приемлемой стоимостью внедрения и быстрой окупаемостью за счёт предотвращения потенциального ущерба.

Таким образом, разработанные мероприятия формируют комплексную систему противопожарной защиты, учитывающую специфику технологического процесса на Шимском месторождении. Их реализация позволит существенно повысить уровень безопасности объекта, снизить вероятность возникновения пожаров и минимизировать возможные последствия аварийных ситуаций.

ВКР УлГУ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Риск возникновения пожара присутствует на всех этапах и операциях нефтяной промышленности, как во время разведки и добычи, так и во время переработки или транспортировки, хранения или во время выдачи конечному потребителю. Все нефтепродукты, от сырой нефти до конечных продуктов, выделяют пары, которые при смешивании с воздухом создают потенциал для воспламенения смеси. Хотя нефтепродукты имеют разную скорость выделения паров в окружающую среду, все они имеют общий риск возникновения пожара при попадании в смесь источника воспламенения. Пожары, связанные с углеводородами, могут принимать различные формы: от возгорания в бассейне до возгорания огненных шаров и струйных пожаров. Из-за серьезности и скорости тепловыделения углеводородных пожаров (которые могут привести к катастрофическим последствиям) меры по предотвращению, защите и смягчению последствий пожара считаются чрезвычайно важными по сравнению с аналогичными мерами в других отраслях.

Пожары на производственных объектах могут быть: пожары в результате выброса из скважины, внезапные пожары, пожары в бассейнах с жидкостью, пожары в газовых бассейнах, струйные пожары, пожары с жидкостью, закрытые и неконтролируемые пожары и т.д.

Утечка в любой системе трубопроводов или оборудовании / сосудах может привести к возгоранию струей, огненными шарами, возгоранием в бассейнах с жидкостью / газом, возгоранием текущей жидкости и т.д.

Утечка при любом способе транспортировки (сеть трубопроводов, железнодорожные вагоны, цистерны) может привести к возгоранию струи, возгоранию вытекающей жидкости, возгоранию в бассейне и т.д.

Утечка в любом резервуаре для хранения может привести к возгоранию струи, возгоранию в бассейне, возгоранию проточной жидкости.

ВКР УлГУ

Итак, угроза пожара в нефтяной промышленности существует постоянно. Для предотвращения возникновения пожаров в первую очередь необходимо принять несколько мер, включая надлежащий дизайн, надлежащие строительные материалы, надлежащие процессы и строгий контроль переходных горючих веществ и источников воспламенения. Выбор надлежащей системы обнаружения / тушения гарантирует контроль и тушение любых потенциальных пожаров, как только они начнут развиваться. При наличии должным образом обученных сотрудников службы реагирования необходимо смягчение любых последствий любого потенциального пожара. Такие меры необходимо будет периодически пересматривать и проверять. В то время как технология пожаротушения быстро развивается, в нефтяной промышленности всегда должны применяться новейшие технологии (будь то методы предотвращения, подавления, смягчения последствий или анализа), чтобы обеспечить дополнительные гарантии безопасности операторов и непрерывности производства. С увеличением спроса на нефть во всем мире и увеличением затрат на производство, переработку и хранение нефти и нефтепродуктов, пожарная безопасность становится более приоритетной, чем когда-либо прежде.

ВКР УлГУ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Конституция Российской Федерации» (установлена народным голосованием 12.12.1993 г.) (ред. с 04.03.2020 г.) [Электронный ресурс]. – URL: http://constitution.garant.ru/ (дата обращения: 25.12.2022).
2. Общегосударственный указ с 21.12.1994 г. № 68-ФЗ «Об охране населения и территорий от чрезвычайных обстановок естественного и техногенного характера» Справочная законная система (ред. с 23.06.2018 г.) [Электронный ресурс]. – URL: http://www.consultant.ru/ (дата обращения: 10.03.2026).
3. Общегосударственный указ с 21.12.1994 г. № 69-ФЗ «О пожарной безопасности» (ред. с 23.06.2018 г.) [Электронный ресурс]. – URL: http://www.consultant.ru/ (дата обращения: 10.03.2026).
4. Общегосударственный указ с 12.02.1998 г. № 28-ФЗ «О гражданской обороне»: [Текст] (ред. с 30.12.2016 г.) [Электронный ресурс]. – URL: http://www.consultant.ru/ (дата обращения: 10.03.2026).
5. Распоряжение Правительства Российской федерации с 30.12.2003 г. № 794 «О единой общегосударственной концепции предотвращения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» (ред. с 15.02.2014 г.) [Электронный ресурс]. – URL: http://base.garant.ru/ (дата обращения: 10.03.2026).
6. Приказ МЧС России от 06.08.2004 г. № 372 «Об утверждении Положения о территориальном органе Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий - органе, специально уполномоченном решать задачи гражданской обороны и задачи по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций по субъекту Российской Федерации» (Зарегистрировано в Минюсте России 13.08.2004 г., № 5977) (ред. от 01.07.2018 г.) [Электронный ресурс]. –

ВКР УлГУ

URL: http://base.garant.ru/ (дата обращения: 10.03.2026).

7. Приказ МЧС России от 01.10.2004 г. № 458 «Об утверждении Положения о территориальном органе Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий - региональном центре по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий» (Зарегистрировано в Минюсте России 15.10.2014 г., № 6068) (ред. от 01.07.2015 г.) [Электронный ресурс]. – URL: http://ivo.garant.ru/ (дата обращения: 10.03.2026).
8. Приказ МЧС России от 05.05. 2008 г. № 240 «Об утверждении Порядка привлечения сил и средств подразделений пожарной охраны, гарнизонов пожарной охраны для тушения пожаров и проведения аварийно-спасательных работ» (зарегистрировано в Минюсте России 29.05.2008 г., №11779) (ред. от 29.07.2018 г.) [Электронный ресурс]. – URL: http://ivo.garant.ru/ (дата обращения: 10.03.2026).
9. Приказ МЧС России от 05.04.2011 №167 «Об утверждении Порядка организации службы в подразделениях пожарной охраны» [Электронный ресурс]. – URL: http://base.garant.ru/ (дата обращения10.03.2026).
10. Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах. Утв. Приказом МЧС России №404 от 04.07.2009 [Электронный ресурс]. – URL: http://base.garant.ru/196118/ (дата обращения: 10.03.2026)
11. Аксенов, С.Г. Анализ пожаров на объектах нефтяной промышленности на примере республики Башкортостан / С.Г. Аксенов, Р.М. Салихов, К.А. Саитова

    // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. 2022. –

    №11-2 (74). – С. 78-82.

ВКР УлГУ

12. Аксенов, С.Г. Об алгоритмах расследования пожаров на объектах нефтяной промышленности / С.Г. Аксенов, З.И. Харисова // Закон и право. 2022. № 7. С. 132-135.
13. Баширова, К.Ф. К вопросу о пожарной безопасности при добыче газа и нефти / К.Ф. Баширова, С.Г. Аксенов // Студенческий форум, 2021. – № 40-1 (176). – С. 86-87.
14. Беляков, Г.И. Безопасность жизнедеятельности / Г.И. Беляков. – М.:Издательство Юрайт, 2023. – 484 с.
15. Беляков, Г.И. Пожарная безопасность: учебное пособие для вузов / Г.И. Беляков. – М.: Издательство Юрайт, 2023. – 143 с.
16. Ваншулин, А.В. К вопросу о тушении пожара на нефтяной скважине / А.В. Ваншулин, С.Г. Аксенов // Студенческий форум, 2022. – № 15-2 (194). –С. 31-32.
17. Варнаков, Д.В. Повышение пожарной безопасности на объектах нефтяной отрасли / Д.В. Варнаков, А.С. Неваев, А.В. Бугаенко // ModernScience, 2020. – № 1-2. –С. 247-250.
18. Грехнева, В.В. Предупреждение и методы тушения пожаров на нефтяной скважине / В.В. Грехнева, С.Г. Аксенов // Студенческий форум, 2022. – № 12-1 (191). –С. 32-33.
19. Зубаиров, А.Р. Предупреждение и методы тушения пожаров на нефтяной скважине / А.Р. Зубаиров, С.Г. Аксенов // Студенческий форум. 2022. –№ 19-2 (198). –С. 45-46.
20. Куликов, К.И. Методика расчета пожарных рисков на объектах нефтяной отрасли / К.И. Куликов // Студенческий. 2022. № 19-6 (189). С. 4042.
21. Мержоева, М.С. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности на нефтяных объектах / М.С. Мержоева, С.А. Чевычелов

ВКР УдГУ

// Перспективы науки. 2022. № 3 (150). С. 101-104.

22. Мухаметзянов, Н.З. Классификация параметров организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности объектов нефтяной промышленности / Н.З. Мухаметзянов, Ф.Ш. Хафизов // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело, 2022. – № 5. – С. 39-54.
23. Нуриахметова, А.Р. К вопросу о пожарной безопасности на объектах нефтяной и газовой промышленности / А.Р. Нуриахметова, С.Г. Аксенов // Студенческий форум, 2022. – № 13-3 (192). – С. 3335.
24. Присяжнюк, Н.Л. Экономик пожарной безопасности / Н.Л. Присяжнюк, Г.А. Александров, И.И. Кузмичев, Е.С. Кузнецова, Т.Н. Соловьева. – М.: Академия ГПС МЧС России, 2009. – 248 с.
25. Тартышный, Д.А. Предупреждение взрывов и пожаров при разливе нефтепродуктов и нефти / Д.А. Тартышный, С.Г. Аксенов // Студенческий форум, 2022. – № 12-1 (191). – С. 5556.
26. Тоцкий, Д.В. Пожарная безопасность на предприятиях нефтяной промышленности / Д.В. Тоцкий, А.С. Широкова, А.О. Яковлев // Молодой исследователь Дона, 2022. – № 1 (34). – С. 67-70.
27. Тыртышный, Д.А. К вопросу о причинах и методах тушения пожара на нефтяной скважине / Д.А. Тыртышный, С.Г. Аксенов // Студенческий форум, 2022. – № 37-2 (216). – С. 2122.
28. Уразбахтин, Д.А. Пожарная безопасность на предприятиях нефтяной промышленности / Д.А. Уразбахтин, С.Г. Аксенов // Студенческий форум, 2021. – № 40-2 (176). – С. 7677.
29. Чудова, А.В. К вопросу о тушении пожаров проливов нефти и нефтепродуктов / А.В. Чудова, С.Г. Аксенов // Студенческий форум, 2022. – № 22-3 (201). –С. 52-53.
30. Эйвазов, С.С. Тушение пожаров при воспламенении нефти и нефтепродуктов / С.С. Эйвазов, С.Г. Аксенов // Студенческий форум, 2022. – № 5-2 (184). –

ВКР УлГУ

С. 5-6.

31. Юсупов, С.Е. Пожарная безопасность в нефтяной промышленности / С.Е. Юсупов, С.Г. Аксенов // Студенческий форум, 2021. – № 12 (148). – С. 59-61.

ВКР УдГУ

ПРИЛОЖЕНИЕ

Перечень иллюстрационно-графического материала ВКР

Таблица 1 – Перечень демонстрационных материалов ВКР

Наименование материала	Вид материала	Форма представления
1 Тема дипломной работы	плакат	демонстрация
2 Цель и задачи дипломной работы	плакат	демонстрация
3 Распределение пожаров по предприятиям нефтепромысла	плакат	демонстрация
4 Распределение пожаров по виду хранимой жидкости	плакат	демонстрация
5 Положение месторождений нефти и газа на северо-востоке Республики Башкортостан	плакат	демонстрация
6 Исходные данные показателей скважин Шимского месторождения	плакат	демонстрация
7 Схема зон теплового излучения пожар	плакат	демонстрация
8 Зависимость тепловой мощности, отводящейся в стенки печи и в противопожарную преграду, от времени с начала испытаний	плакат	демонстрация
9 Оснащение опорного пункта	плакат	демонстрация
10 Основные результаты и выводы	плакат	демонстрация

Таблица 2– Перечень рисунков в ВКР

Наименование рисунка	Номер	
	рисунка	листа
Виды струй фонтана	1	34
Распределение пожаров по предприятиям нефтепромысла	2	37
Распределение пожаров по виду хранимой жидкости	3	38
Положение месторождений нефти и газа на северо-востоке Республики Башкортостан, выделен Рустамовский участок	4	60
Схема формы факела пламени нефтяного фонтана	5	68
Площадь пожара при горении нефтяного фонтана	6	70
Модель для расчёта мощности излучения пламени	7	70
Схема зон теплового излучения пожар	8	71
Тепловой экран «СОГДА» 1А	9	78

ВКР УдГУ

Наименование рисунка	Номер	
	рисунка	листа
Тепловой экран «СОГДА» 2А	10	78
Тепловой экран «СОГДА» 3	11	79
Тепловой экран «СОГДА» 4	12	80
Мобильный комплекс пожаротушения «СОГДА»	13	81
Противопожарный барьер «СОГДА»	14	82
Схема противопожарной преграды «СОГДА»	15	83
Зависимость тепловой мощности, отводящейся в стенки печи и в противопожарную преграду, от времени с начала испытаний	16	87
Принципиальная схема ослабления лучистого теплового потока противопожарной преградой	17	90

Таблица 3– Перечень таблиц в ВКР

Наименование таблицы	Номер	
	таблицы	листа
Деление фонтанирующих скважин по внешним признакам	1	34
Исходные данные показателей скважин Шимского месторождения	2	67
Зоны теплового воздействия пламени фонтана	3	72
Удаление границ опасных зон теплового потока от устья скважины	4	72

ВКР УГГУ