Федеральное агентство по образованию

Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования

# Уфимский Государственный Авиационный Технический Университет

## Пояснительная записка

К выпускной квалификационной работе

Обеспечение безопасности, прогнозирование и разработка мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС, вызванной аварией на магистральном нефтепроводе

Уфа 2008

Содержание

Список принятых сокращений

Реферат

Введение

1. Состояние проблемы прогнозирования, предотвращения и ликвидации чрезвычайной ситуации, вызванной аварией с разливом нефти

1.1 Состав сооружений магистральных нефтепроводов

1.2 Анализ причин возникновения аварий на магистральных нефтепроводах

1.2.1 Внешние воздействия на нефтепровод

1.2.2 Коррозионные повреждения нефтепровода

1.2.3 Дефекты труб

1.2.4 Нарушения правил технической эксплуатации нефтепроводов

1.2.5 Эксплуатационные нагрузки и воздействия

1.3 [Классификация ЧС, вызванных авариями](#_Toc74565360) на магистральных нефтепроводах

1.4 Причинно-следственный анализ ЧС, вызванных авариями на нефтепроводах

1.5 Анализ ЧС, возникших в результате аварий на магистральных нефтепроводах

1.6 Статистика ЧС, вызванных авариями на нефтепроводах

1.7 Превентивные мероприятия, проводимые в режимах повседневной деятельности и повышенной готовности на магистральных нефтепроводах

1.7.1 Информационно-экспертная система безопасной эксплуатации нефтепровода

1.7.2 Спутниковый мониторинг трубопроводов и технология мониторинга геотехнических систем

1.7.3 Система комплексного анализа надежности линейной части нефтепровода

1.7.4 Надежность и безопасность нефтепроводов с технологическими и эксплуатационными повреждениями

1.8 Анализ патентной литературы в области технической диагностики состояния трубопроводов

1.9 Основные принципы и требования к планированию аварийно-спасательных и других неотложных работ при ЧС на МНП

1.9.1 Особенности проведения аварийно-спасательных работ при ликвидации аварии с разливом нефти

1.9.2 Порядок проведения аварийно-спасательных и других неотложных работ при ликвидации аварии с разливом нефти

1.10 Организация управления ликвидацией ЧС, вызванной аварией с разливом нефти

1.11 Основы организации материально–технического обеспечения подразделений, привлекаемых для ликвидации последствий чрезвычайной ситуации

1.12 Основные принципы организации первоочередного жизнеобеспечения при ликвидации ЧС с разливом нефти

1.13 Обеспечение безопасности при ликвидации ЧС на магистральных нефтепроводах

2. Анализ возможных чрезвычайных ситуаций на магистральных нефтепроводах и их развития. Оценка риска и прогнозирование последствий чрезвычайных ситуаций

2.1 Общие сведения об объекте

2.2 Сведения о гидрогеологических особенностях района расположения линейной части МНП УБКУА

2.3 Виды ЧС, вызванных авариями с разливом нефти

2.3.1 Идентификация и оценка опасностей

2.4 Оценка степени риска возникновения чрезвычайных ситуаций

2.4.1 Оценка вероятности возникновения ЧС на магистральном нефтепроводе

2.4.2 Оценка количества опасных веществ, способных участвовать в техногенной аварии, сопровождающейся проливом

2.4.3 Определение массы нефти, разлившейся при ЧС

2.4.4 Определение площади растекания и толщины слоя разлившейся нефти

2.4.5 Определение количества нефти, впитавшейся в грунт

2.4.6 Определение зоны образования взрывоопасных концентраций паров нефти в приземном слое атмосферы

2.4.7 Определение массы паров нефти, поступившей в окружающее пространство при ЧС

2.4.8 Определение зоны опасных давлений ударной волны

2.4.9 Определение зоны опасного теплового воздействия для людей и зданий

3. Пожаровзрывозащита. Обоснование пожаро-взрывоопасности магистрального нефтепровода

3.1 Характеристика опасного вещества, обращающегося на нефтепроводе УБКУА

3.2 Мероприятия по предупреждению пожаров и взрывов

3.2.1 Мероприятия по исключению разгерметизации

3.2.2 Мероприятия, направленные на предупреждение развития ЧС и локализацию выбросов нефти

3.3 Описание чрезвычайной ситуации

3.4 Обоснование пожаровзрывоопасности объекта

3.4.1 Определение горизонтальных размеров зон, ограничивающих газопаровоздушные смеси с концентрацией горючего выше нижнего концентрационного предела распространения пламени, при аварии с разливом нефти

3.4.2 Определение избыточного давления и импульса волны давления при сгорании смесей газов и паров с воздухом в открытом пространстве

3.4.3 Определение интенсивности теплового излучения при пожаре пролива нефти

3.5 Оценка риска

3.5.1 Оценка индивидуального риска

3.5.2 Оценка социально риска

4. Планирование аварийно-спасательных и других неотложных работ при чрезвычайной ситауции, вызванной аварией на магистральном нефтепроводе

4.1 Прогноз обстановки, которая может сложиться в результате чрезвычайной ситуации

4.2 [Развитие и состояние дорожной сети в зоне](#_Toc74565397) ЧС

[4.3 Наличие водоисточников в зоне чрезвычайной ситуации](#_Toc74565398)

4.4 Районы расположения формирований, выдвигаемых в район чрезвычайной ситуации

4.5 Описание имеющихся сил и средств для ликвидации последствий чрезвычайной ситуации

4.6 Порядок проведения аварийно – спасательных и других неотложных работ в зоне чрезвычайной ситуации

4.7 Определение сил и средств формирований РСЧС, необходимых для ликвидации чрезвычайной ситуации

4.7.1 Расчет времени выдвижения формирований из мест дислокации в зону ЧС

4.7.2 Расчет сил и средств пожаротушения

4.7.3 Расчет сил и средств для рекультивации загрязненных земель

4.8 Завершение аварийно-спасательных и других неотложных работ

5. Организация управления ликвидацией чрезвычайной ситуации, вызванной аварией сразливом нефти

5.1 Координационные и рабочие органы управления

5.2 Определение категории ЧС и структуры системы управления ее ликвидацией

5.3 Органы управления ЛПДС "Черкассы"

## 5.4 Порядок сбора данных и информирования об обстановке, возникшей в результате ЧС и в ходе ее развития

5.5. Организация взаимодействия органов управления, объектовых аварийных формирований и профессиональных аварийно-спасательных формирований

5.6 Порядок оповещения и связи органов управления и сил при ликвидации ЧС

## 5.7 Решение руководителя ликвидации чрезвычайной ситуации на магистральном нефтепроводе

6. Обеспечение безопасности при ведении аварийно-спасательных и других неотложных работ по ликвидации ЧС, вызванной аварией с разливом нефти

## 6.1 Идентификация поражающих, опасных и вредных факторов, действующих на личный состав формирований, ликвидирующих ЧС на МНП

6.2 Защита от теплового излучения пожара

6.3 Защита от вредных факторов чрезвычайной ситуации

6.3.1 Средства индивидуальной защиты органов дыхания

6.3.2 Средства индивидуальной защиты кожи

6.4 Защита от опасных факторов чрезвычайной ситуации

6.5 Оценка тяжести и напряженности трудового процесса спасателей

6.5.1 Оценка тяжести и напряженности труда пожарных при ликвидации горения паров нефти

6.5.2 Оценка тяжести и напряженности труда работников аварийно-восстановительной бригады при ликвидации ЧС

6.5.3 Оценка тяжести и напряженности труда медицинских работников при оказании помощи пострадавшим

6.6 Режим труда и отдыха при ведении работ

7. Обеспечение медицинской помощи при ликвидации чрезвычайной ситуации, вызванной аварией с разливом нефти

7.1 Организация обеспечения медицинской помощи при чрезвычайной ситуации на МНП УБКУА

7.2 Экстренная реанимационная помощь

7.3 Интоксикация парами нефти и оказание первой медицинской помощи

7.4 Первая медицинская помощь при термических травмах

## 7.5 Отравление продуктами сгорания нефти

7.6 Оказание первой неотложной помощи при переломах и различных видах травм (головы, груди, живота)

7.7 Психологическая устойчивость. Психологическая помощь лицам, принимающим участие в ликвидации чрезвычайной ситуации

8. Материально-техническое обеспечение аварийно-спасательных и других неотложных работ при ликвидации чрезвычайной ситуации с разливом нефти

8.1 Особенности организации МТО при ликвидации ЧС с разливом нефти на МНП УБКУА

8.2 Первоочередное жизнеобеспечение пострадавшего населения в ЧС с разливом нефти на МНП УБКУА

## 8.3 Исходные данные для определения объемов материально – технического обеспечения формирований РСЧС

## 8.4 Определение сил и средств, привлекаемых для работ в зоне ЧС

8.5 Расположение баз, складов обеспечения ГСМ, продуктами питания и предметами первой необходимости

8.6 Потребность формирований РСЧС в различных видах жизне- и материально-технического обеспечения

8.7 Обеспечение личного состава водой

8.7.1 Определение потребного количества воды для ликвидации ЧС

8.7.2 Определение потребного количества воды для обеспечения потребностей личного состава формирований

8.8 Обеспечение личного состава формирований РСЧС продуктами питания

8.8.1 Определение потребности в продуктах питания личного состава формирований

8.9 Обеспечение предметами первой необходимости

8.9.1 Обеспечение предметами первой необходимости личного состава формирований РСЧС

8.10 Обеспечение личного состава жильем и коммунально-бытовыми услугами

8.11 Обеспечение топливом и смазочными материалами техники, участвующей в ликвидации ЧС

8.11.1 Расчет нормативного расхода топлива для пожарных автоцистерн

8.11.2 Расчет нормативного расхода топлива для легковых автомобилей и автобусов

8.11.3 Расчет нормативного расхода топлива для бортовых грузовых автомобилей

8.11.4 Расчет нормативного расхода топлива для автосамосвалов

8.11.5 Расчет расхода топлива для спасательной техники

8.11.6 Определение потребности в топливе тракторной техники

8.11.7 Определение нормативного расхода топлива для подвижной АЗС

### 8.11.8 Определение потребности в смазочных материалах

### 8.12 Техническое обеспечение при ликвидации ЧС

### 8.12.1 Определение потребности в средствах техобслуживания

8.13 Определение потребности в текущем ремонте

9. Расчет экономического ущерба в чрезвычайной ситуации, вызванной аварией с разливом нефти

9.1 Определение величины экологического ущерба

9.1.1 Определение размера компенсационных выплат за загрязнение земель

9.1.2 Определение размера компенсационных выплат за загрязнение атмосферного воздуха

9.2 Расчет экономического ущерба от чрезвычайной ситуации

9.2.1 Расчет экономического ущерба от безвозвратных потерь нефти

9.2.2 Расчет экономического ущерба из-за неиспользованных мощностей нефтепровода

9.3 Расчет затрат на ликвидацию чрезвычайной ситуации

9.4 Расчет суммарного ущерба при ЧС на магистральном нефтепроводе "Усть-Балык – Курган – Уфа - Альметьевск"

Выводы

Список литературы

Приложение. Продольный профиль МНП УБКУА

Список принятых сокращений

АВБ – Аварийно – восстановительная бригада

АВР – Аварийно – восстановительные работы

АСДНР – Аварийно-спасательные и другие неотложные работы

АСФ – Аварийно-спасательные формирования

БТП – Башкирская территориальная подсистема

ВСМК – Всероссийская служба медицины катастроф

ГИБДД – Государственная инспекция безопасности дорожного движения

ГПС – Головная перекачивающая станция

ГСМ – Горюче-смазочные материалы

ГУ МЧС России по РБ – Главное управление министерства по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий России по Республике Башкортостан

ЕДДС – Единая дежурно-диспетчерская служба

ИВЛ – Искусственная вентиляция легких

ИТР – Инженерно–технические работники

КЧС ПБ – Комиссия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и пожарной безопасности

ЛАРН – Ликвидация аварии с разливом нефти

ЛВЖ – Легко воспламеняющаяся жидкость

ЛПДС – Линейная производственно – диспетчерская станция

ЛС – Личный состав

ЛУ – Лечебное учреждение

МВД – Министерство внутренних дел

МНП – Магистральный нефтепровод

МТО – Материально-техническое обеспечение

МТС – Материально-технические средства

НКПР – Нижний концентрационный предел распространения пламени

ОПБ – Обеспечение противопожарной безопасности

ОЭ – Объект экономики

ПДК – Предельно-допустимая концентрация

ПЖОН – Первоочередное жизнеобеспечение населения

ПМП – Первая медицинская помощь

ППС – Промежуточная перекачивающая станция

ПРВГ – Подвижная ремонтно-восстановительная группа

ПТУС – Производственно-техническое управление связи

ПУ – Пункт управления

ПЧ – Пожарная часть

РСЧС – Единая государственная система предупреждения и ликвидации

чрезвычайных ситуаций

СИЗ - Средство индивидуальной защиты

СИЗОД – Средство индивидуальной защиты органа дыхания

СИЗК – Средство индивидуальной защиты кожи

СППМ – Сборный пункт поврежденных машин

ТО – Техническое обеспечение

УАВР – Участок аварийно-восстановительных работ

УБКУА - "Усть – Балык – Курган – Уфа –Альметьевск"

УОН – Участок откачки нефти

УУД – Участок устранения дефектов

ЦРС – Центральная ремонтная служба

ЦТТ и СТ – Центр технологического транспорта и спецтехники

ЧНУ – Черкасское нефтепроводное управление

ЧС – Чрезвычайная ситуация

Реферат

Чрезвычайная ситуация, магистральный нефтепровод, авария с разливом нефти, пожар, аварийно – спасательные и другие неотложные работы, управление, ликвидация последствий ЧС, безопасность, материально-техническое обеспечение, ущерб

Нефтепроводы являются в настоящее время самым экономически целесообразным видом транспорта, но, представляя собой сложный технический комплекс с находящимся в нем опасным веществом, нефтью, так же являются источником техногенных аварий, приводящих к чрезвычайным ситуациям (ЧС), и поэтому возникает необходимость своевременного прогнозирования, предотвращения и оптимизации мероприятий по ликвидации ЧС.

Цель данной работы – разработка мероприятий по защите населения и территории от ЧС, вызванной техногенной аварией на магистральном нефтепроводе, сопровождающейся загрязнением окружающей среды, пожарами, разрушениями сооружений, гибелью людей, значительными потерями материальных ценностей.

На основании поставленной цели решены следующие задачи:

– анализ состояния проблемы прогнозирования, предотвращения и ликвидации последствий ЧС, вызванной аварией с разливом нефти, проработка патентной литературы в области диагностирования нефтепроводов с целью предупреждения ЧС;

– анализ возможных ЧС на магистральном нефтепроводе и их развитие. Оценка риска и прогнозирование последствий ЧС;

– обоснование пожаровзрывоопасности магистрального нефтепровода, разработка мероприятий по предупреждению пожаров;

* планирование АСДНР при локализации, ликвидации ЧС; расчет необходимого количества сил и средств на их выполнение;
* определение порядка организации управления АСДНР при ликвидации ЧС;
* обеспечение безопасности АСДНР. Техника безопасности и охрана труда при проведении спасательных работ;
* определение порядка организации и оказания первой медицинской помощи при характерных для данной ЧС поражениях;
* определение объемов материально–технических средств для всестороннего и бесперебойного обеспечения ведения АСДНР;
* определение экономического ущерба при ликвидации ЧС.

Объект исследования – магистральный нефтепровод "Усть-Балык – Курган – Уфа – Альметьевск" (УБКУА) на участке Улу-Теляк – Черкассы, вблизи д. Минзитарово.

Пояснительная записка 197 стр., рисунков 49, таблиц 50, приложений 10, источников 84.

Введение

Магистральные нефтепроводы (МНП) предназначены для транспорта нефти, и являются на сегодняшний день самым экономически обоснованным видом транспорта, но так же представляют собой сложный комплекс с находящимся в нем опасным веществом, нефтью. Мировой и отечественный опыт эксплуатации МНП показывает, что, несмотря на значительные достижения в области проектирования, строительства и эксплуатации МНП, полностью исключить отказы не удается, в результате которых возникают техногенные аварии, приводящие к загрязнению окружающей среды, пожарам, разрушениям сооружений, гибели людей, значительным потерям материальных ценностей. Таким образом, возникает необходимость своевременного и достоверного прогнозирования, предотвращения и ликвидации последствий ЧС, которые возникают на трубопроводном транспорте.

Цель - разработка мероприятий по защите населения и территории от ЧС, вызванной техногенной аварией на магистральном нефтепроводе, сопровождающейся загрязнением окружающей среды, пожарами, разрушениями сооружений, гибелью людей, значительными потерями материальных ценностей.

На основании поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

– проанализировать состояние проблемы прогнозирования, предотвращения и ликвидации последствий ЧС, вызванной аварией с разливом нефти, проработать патентную литературу в области диагностирования нефтепроводов с целью предупреждения ЧС;

– проанализировать возможные ЧС на магистральном нефтепроводе и их развитие. Оценить риск и спрогнозировать последствия ЧС;

– обосновать пожаровзрывоопасность магистрального нефтепровода;

* спланировать АСДНР при локализации, ликвидации ЧС; необходимое количество сил и средств на их выполнение;
* определить порядок организации управления АСДНР при ликвидации ЧС;
* обеспечить безопасность АСДНР. Техника безопасности и охрана труда при проведении спасательных работ;
* определить порядок организации и оказание первой медицинской помощи при характерных для данной ЧС поражениях;
* определить объемы материально–технических средств для всестороннего и бесперебойного обеспечения ведения АСДНР;
* рассчитать экономический ущерб при ликвидации ЧС.

Действия по снижению уровня негативного воздействия на население и территорию от ЧС на магистральных нефтепроводах основана на Конституции РФ, Федеральных законах, Постановлениях Правительства и нормативных документах, таких как:

1. ФЗ № 68 от 21 декабря 1994 г. "О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера";

2. Постановление Правительства РФ № 613 от 21.08.2000 г. "О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти";

3. Положение об Единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (РСЧС), утвержденное постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2003 г. N 794 и другие нормативные документы, регулирующие отношения в области прогнозирования, предотвращения и ликвидации последствий ЧС, которые возникают на трубопроводном транспорте.

ЧС, вызванные аварией с выходом нефти и последующим ее возгоранием, приводят к загрязнению окружающей среды, а так же к нарушению нормального экономического, социального, политического, духовного развития общества или его части.

Основными аспектами обеспечения безопасности при ЧС являются:

Экономические аспекты: эксплуатация магистральных трубопроводов в режиме повседневной деятельности приносит огромную прибыль. Но при ЧС сокращается эта прибыль и затрачиваются средства на ликвидацию последствий ЧС и восстановление аварийного участка, выплаты за нанесенный ущерб и т. д., поэтому чем быстрее ликвидация ЧС, тем меньше ущерб.

Экологические аспекты: экологическая опасность ЧС, вызванных авариями с разливом нефти, связана с испарением легких фракций придельных углеводородов, сероуглерода и других ядовитых веществ. При пожарах пролива в окружающую среду поступает продукты горения нефти и нефтепродуктов, которые обладают ещё большим токсическим эффектом.

Этические аспекты: по-прежнему недостаточными темпами решается проблема организации защиты населения и территорий от последствий ЧС. Не всегда своевременно и качественно осуществляются прогнозирование и оценка возможной инженерной обстановки, оповещение населения и экстренное реагирование при возникновении угрозы ЧС.

Социально-политические аспекты: при социально-политической нестабильности, сложившейся на территории нашей страны, существует угроза террористических акций, направленных на потенциально опасные объекты с целью увеличения последствий нападения. Такие действия чаще всего влекут за собой ЧС, в которых участвует большая часть пожаро- и взрывоопасных веществ.

Аспекты нарушения устойчивого развития: снижения доверия к государственным институтам, рост социальной напряженности в обществе.

Аспекты безопасности труда: остается нерешенным вопрос повышения степени защищенности населения, проживающего вблизи пролегания магистральных нефтепроводов. Существующие на МНП защитные сооружения не обеспечивают защиту населения, проживающего в зонах риска.

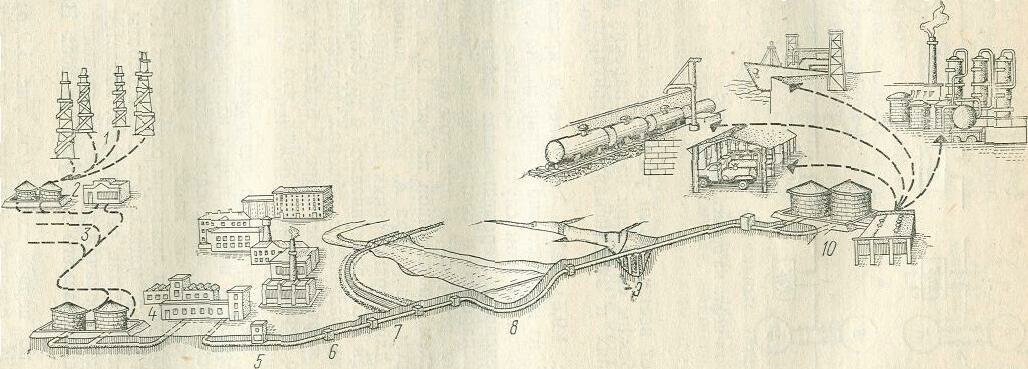
Для повышения экологической и промышленной безопасности магистральных нефтепроводов необходимо внедрение новых технологий диагностирования состояния трубопроводов. С этой целью в работе одной из задач является проработка патентной литературы в области технической диагностики МНП.

1. Состояние проблемы прогнозирования, предотвращения и ликвидации чрезвычайной ситуации, вызванной аварией с разливом нефти

Теоретическое обосновании работы по прогнозированию, предотвращению и ликвидации ЧС, вызванной аварией с разливом нефти, позволяет по литературным источникам установить закономерности возникновения ЧС, выявить их основные причины и способы снижения негативных последствий ЧС на магистральных нефтепроводах. Для достижения поставленной цели необходимо рассмотреть основные составные части сооружений магистральных нефтепроводов (МНП), входящих в трубопроводный транспорт.

## 1.1 Состав сооружений магистральных нефтепроводов

Магистральный нефтепровод представляет собой сложное инженерное сооружение, содержащее целый комплекс технических систем: линейную часть, головные и промежуточные перекачивающие станции, резервуарные парки и др. Линейная часть магистрального нефтепровода – система линейно-протяженных объектов, предназначенных для обеспечения процесса перекачки нефти. Она включает: собственно трубопровод с отводами, лупингами и арматурными узлами; защитные противопожарные сооружения; линейные службы эксплуатации; устройства энергоснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками электрохимзащиты; линии электропередачи и технологической связи; вдольтрассовые дороги и проезды, переходы через естественные и искусственные препятствия; устройства пуска и приема очистных устройств и приборов диагностики. Назначение линейных сооружений – обеспечение заданных режимов перекачки нефти. В отличие от других линейных сооружений, таких, как автодороги, железные дороги, МНП в течение всего срока эксплуатации находится в сложном напряженном состоянии под воздействием внутреннего давления перекачиваемого продукта и работает как сосуд высокого давления [5]. По нему перекачивается нефть, и это делает его к тому же чрезвычайно энергонасыщенным сооружением. МНП включает следующие группы сооружений, приведенные на рисунке 1.1. Головные сооружения, состоящие из головной перекачивающей станции (ГПС) и подводящих трубопроводов, по которым нефть поступает в резервуарный парк ГПС, где имеются основная и подпорная насосные, внутри площадочные трубопроводы, установка счетчиков, площадка запуска шаровых разделителей, помещение фильтров тонкой очистки, системы общего и оборотного водоснабжения, канализация, электроснабжения, здания административно-бытового и эксплуатационно-хозяйственного назначения, включая лабораторию, ремонтно – механическую мастерскую, склад горюче-смазочных материалов. Резервуарный парк предназначается для приёмки и сдачи нефти и нефтепродуктов, разделения нефтепродуктов по сортам, а также для их приёмки в случае аварийной остановки трубопровода.



1– промысел; 2– пункт переработки нефти; 3– подводящие трубопроводы; 4– головные сооружения; 5– колодец пуска скребка (шара, диагностирующего устройства); 6– линейный колодец; 7– переход под железной дорогой; 8– переход через реку; 9– переход через овраг; 10– конечный распределительный пункт

Рисунок 1.1 – Схема магистрального нефтепровода

Промежуточные перекачивающие станции (ППС) принимают и направляют нефть по трубопроводу до следующей станции, к конечной и промежуточным распределительным станциям. Линейная часть трубопровода сооружается по трем конструктивным схемам: подземной, наземной и надземной. Подземная схема составляется около 98% от общей длины всех построенных трубопроводов [5]. По этой схеме трубы укладывают ниже естественной поверхности грунта. На освоенных территориях глубина заложения обычно не менее 1 м над верхней образующей труб. Наземная схема предусматривает укладку труб на поверхности спланированного грунта или на грунтовое сплошное основание, устраиваемое из привозного грунта. При надземной схеме трубопровод укладывают на опоры, размещаемые на определенном расстоянии друг от друга. При подземной укладке трубопровод и транспортируемый по нему продукт не повергаются резким перепадам температур, что имеет немаловажное значение для обеспечения технологической надёжности трубопровода. Необходимость в наземной и надземной схемах прокладки магистральных трубопроводов возникает при строительстве в неблагоприятных грунтовых условиях. Хотя магистральный трубопровод и представляет собой непрерывную нитку, однако он имеет устройства, позволяющие отсекать отдельные его участки в случае возникновения аварийных ситуаций с целью ограничения объема потерь транспортируемого продукта и уменьшения ущерба, наносимого природе при вытекании продукта из разрушенного участка. На нефтепроводах устанавливают задвижки [5].

1.2 Анализ причин возникновения аварий на магистральных нефтепроводах

Повреждения магистральных нефтепроводов вызываются действием двух групп факторов. Первая группа связана со снижением несущей способности нефтепровода, вторая - с увеличением нагрузок и воздействий. Снижение несущей способности нефтепровода происходит из-за наличия дефектов в стенке труб и старения металла. Факторы второй группы появляются при эксплуатации действующего нефтепровода (давление, напряжения от воздействий температур перекачиваемой нефти и окружающего трубу грунта, давление слоя грунта над трубой, различные статические и подвижные нагрузки, деформация земной поверхности на подрабатываемых территориях, сейсмические воздействия)[18]. Классификация причин аварий и повреждений на нефтепроводах представлена на рисунке 1.2.

Аварии и повреждения нефтепроводов

Внешнее воздействие

Коррозионные повреждения трубопровода

Стихийные бедствия

Дефекты труб, сварных швов и монтажа

Нарушение правил эксплуатации

Эксплуатационные нагрузки и воздействия

Преднамеренные действия физических лиц (диверсия), террористический акт

Ошибка проекта

Рисунок 1.2 – Причины аварий и повреждений на нефтепроводах

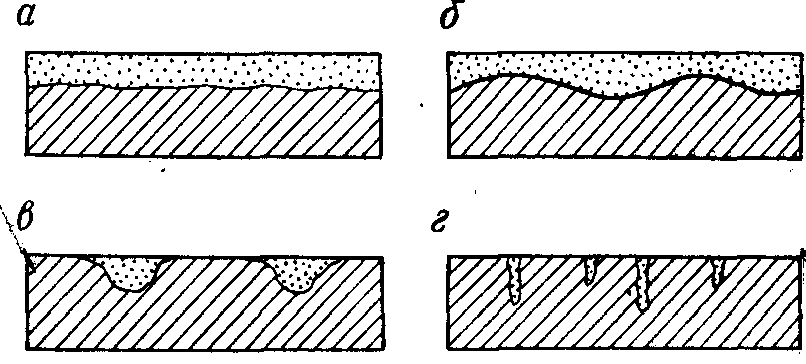
Для детального анализа причин аварий и повреждений на нефтепроводах рассмотрим каждую причину отдельно.

1.2.1 Внешние воздействия на нефтепровод

К внешним воздействиям на подземные трубопроводы относят возможные нагрузки при производстве различных работ вблизи нефтепровода, наезды тяжелого транспорта, оползни, землетрясения, взрывы и др. Результаты анализа отказов свидетельствуют о том, что одной из основных причин повреждений подземных трубопроводов является воздействие внешних сил, приводящее к образованию поверхностных вмятин, трещин, трещин во вмятинах, разрывов в сварных швах и по телу трубы. [18]. Наиболее распространены повреждения, возникающие в результате проведения ремонтных или строительных работ в непосредственной близости от действующего трубопровода; они относятся к числу потенциально наиболее опасных. Необходимо своевременно оценивать опасность таких повреждений и возможность дальнейшей эксплуатации поврежденного участка трубопровода. Из-за внешних воздействий на отечественных нефтепроводах происходит более 5 % аварий от общего их числа, а по наносимому ущербу они занимают первое место.

1.2.2 Коррозионные повреждения нефтепровода

Коррозионные повреждения нефтепроводов – это разрушение металлических поверхностей под влиянием химического или электрохимического воздействия окружающей среды. Подземные нефтепроводы могут подвергаться коррозии под воздействием почвы, блуждающих токов и переменного тока электрифицированного транспорта [80]. Почвенная коррозия подразделяется на химическую и электрохимическую. Химическая коррозия обусловлена действием на металл различных газов и жидких неэлектролитов. Эти химические соединения, действуя на металл, образуют на его поверхности пленку, состоящую из продуктов коррозии. При химической коррозии толщина стенки нефтепровода уменьшается равномерно,т.е. практически не возникают сквозные повреждения труб. Химической коррозии в большей степени подвергаются внутренние стенки нефтепровода [80].



а, б – химическая коррозия; в, г – электрохимическая коррозия.

Рисунок 1.3 – Коррозионные повреждения

Электрохимическая коррозия обусловлена взаимодействием металла трубы с агрессивными растворами грунта. При этом металл выполняет роль электродов, а агрессивные растворы электролитов. Под действием электрохимической коррозии в теле трубы образуются местные каверны и сквозные отверстия. Поэтому этот вид коррозии является более опасным, чем химическая коррозия.

Еще более опасна электрическая коррозия. Она возникает под действием на нефтепровод электрических токов. Эти токи называют блуждающими, так как они проникают в грунт обычно из рельсов электрифицированного транспорта и попадают на нефтепровод в тех местах, где он оголен или имеет поврежденную изоляцию. Двигаясь по трубопроводу, токи выходят из него близ тяговых подстанций. Участки входа тока в нефтепровод называют катодными, а участки выхода – анодными.

Наиболее опасны анодные зоны, так как токи выходят из нефтепровода в виде положительных ионов, что сопровождается интенсивным выносом частичек металла и образованием сквозных отверстий. Для питания электрифицированного транспорта применяется постоянный ток, причем вторым проводом служат рельсы. Хотя рельсы являются хорошим проводником, тем не менее, часть тока, особенно в местах соединений рельсов, попадает в грунт. Двигаясь в грунте, токи имеют тенденцию возвращаться к своим источникам по путям наименьшего сопротивления. Один из таких путей – подземные трубопроводы, имеющие поврежденную изоляцию. В местах повреждения изоляции блуждающие токи попадают на нефтепровод и выходят из него вблизи тяговой подстанции в виде положительных ионов металла. Таким образом, начинается электролиз металла. Анализ отказов отечественных МН показывает, что отказы нефтепроводов из-за наружной коррозии составляют 30 – 35 % от общего их числа.

1.2.3 Дефекты труб

Дефекты труб - любое несоответствие контролируемого параметра качества материалов и изделий регламентированным нормам. Дефекты труб можно классифицировать по двум видам: металлургические и чисто внешние (механические) дефекты стенки трубы. К металлургическим относятся следующие [18]:

а) дефекты металла трубы: неметаллические шлаковые, флюсовые включения; плены, закаты, коррозия (атмосферная кристаллитная, атмосферная поверхностная, газовая высокотемпературная и т.д.); ликвация, науглероживание, перегрев, пережог, пузыри газовые, разнотолщинность листов, разрывы внутренние, раковины усадочные, трещины (водородные, горячие, термические, усталостные и т.д.), флоксны и др.;

б) дефекты стенки трубы: царапины, риски, задиры, забоины, вмятины с различными геометрическими характеристиками (глубина, радиус кривизны, длина, расположение на трубе и т.д.); эрозионные разрушения внутренней поверхности трубы; трещины, возникающие при нарушениях технологии проката; вмятины (в отличие от вмятин механического происхождения), образовавшиеся от вдавливания валками неудаленной окалины, металлической крошки или случайных ударов.

К дефектам сварных швов относятся наплавы (натеки), непостоянные по длине, ширине и высоте швы, грубая чешуйчатость шва, подрезы, трещины, непровары, поры, шлаковые включения, прожоги и др.

Наплавы чаще всего образуются при сварке горизонтальными швами вертикальных поверхностей в результате натекания жидкого металла на кромки холодного основного металла. Причины возникновения наплавов – большая сила сварочного тока, длинная дуга, неправильное положение электрода, большой угол наклона изделия при сварке на подъем и спуск. Подрезы представляют собой углубления (канавки), образующиеся в основном металле вдоль края шва при большой силе сварочного тока и длинной дуге. Подрезы приводят к ослаблению сечения основного металла и могут явиться причиной разрушения сварного соединения [18].

1.2.4 Нарушения правил технической эксплуатации нефтепроводов

Анализ причин отказов магистральных нефтепроводов показывает, что на долю отказов, происшедших из-за нарушения правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов, приходится от 2 до 7 %. Сюда входят отказы по вине эксплуатационного персонала в связи с нарушением сроков и качества технического обслуживания и ремонта, несоблюдением правил техники безопасности при обслуживании и ремонте нефтепроводов и т.д. К дополнительным внешним нагрузкам, возникающим вследствие нарушения правил эксплуатации и вызывающим разрушение трубопровода, относятся гидравлические удары. Они представляют большую опасность для трубопроводов.

Гидравлические удары являются следствием внезапного отключения перекачивающих станций или неправильного переключения задвижек, а также образования в трубопроводе воздушных пробок, которые в ряде случаев могут вызвать толчки давления, подобные гидравлическому удару [18].

1.2.5 Эксплуатационные нагрузки и воздействия

Основными эксплуатационными нагрузками и воздействиями являются внутреннее давление продукта в трубопроводе и температурный перепад (разность между температурами металла труб при укладке и в процессе эксплуатации). При нормальной эксплуатации магистральных нефтепроводов в соответствии с правилами технической эксплуатации внутреннее давление существенно не меняется. Достаточно полно отработаны методы выбора материалов, оборудования и конструкций магистральных нефтепроводов с учетом внутреннего давления. Несколько сложнее учет температурного перепада. Влияние этого параметра на напряженно-деформированное состояние трубопровода зависит от многих факторов [18].

В результате приведенных причин возникают аварии, приводящие к ЧС, классификация которых приведена ниже.

1.3 [Классификация ЧС, вызванных авариями](#_Toc74565360) на магистральных нефтепроводах

Аварии, возникающие на МНП, приводят к ЧС, так как в результате разлива нефти возможен пожар, разрушения сооружений, гибель людей, значительные потери материальных ценностей, загрязнение окружающей среды.

Классификация ЧС, вызванных авариями на МНП, отображена на рисунке 1.4.

**ЧС, вызванные авариями**

**на МНП**

**ЧС, вызванные авариями на линейной части МНП**

**ЧС, вызванные авариями и повреждениями**

**производственной связи при ее отсутствии более двух часов**

**ЧС, вызванные авариями и повреждениями основного и вспомогательного оборудования и сооружений перекачивающих станций, наливных пунктов**

Рисунок 1.4 – ЧС, вызванные авариями на магистральных нефтепроводах

ЧС, вызванные авариями на МНП, могут сопровождаться одним или несколькими следующими событиями:

– смертельным(и) случаем(ями);

– травмированием с потерей трудоспособности или групповым травматизмом;

– воспламенением нефти или взрывом его паров;

– утечкой транспортируемой нефти в количестве более 1 т.

Нарушение исправного состояния МНП, приведшее к безвозвратным потерям нефти в окружающей природной среде (ОПС) в количестве 1 т и менее, классифицируется как повреждение.

Последствия аварий в зависимости от тяжести разделяются на I, II, III категории.

К последствиям I категории относятся аварии, приведшие к одному из следующих событий:

– смертельному(ым) случаю(ям); травмированию с потерей трудоспособности или групповому травматизму;

– воспламенению нефти или взрыву его паров;

– безвозвратным потерям нефти, равным 100 т и более.

К последствиям II категории относятся аварии, приведшие к безвозвратным потерям нефти, равным 10 т и более.

К последствиям III категории относятся аварии, приведшие к безвозвратным потерям нефти более 1 т [9, 61].

ЧС на объектах транспорта и хранения нефти могут проходить по одному из сценариев, описанных в таблице 1.1.

Пожары на объектах возможны при наличии одновременно горючего материала, окислителя и источника зажигания. На объектах хранения и транспортировки нефти горючим веществом является разлившаяся в результате аварии нефть.

Таблица 1.1 – Сценарии развития ЧС и их проявления

|  |  |
| --- | --- |
| Сценарий ЧС | Последствия (проявления) ЧС |
| Загазованность | Образование зон загазованности горючим или токсичным продуктом, распространение и рассеяние облака парогазовоздушной смеси. Токсическое воздействие на персонал. |
| Пожар пролива | Устойчивое горение паров пролива над поверхностью жидкости, сопровождающееся мощным тепловым излучением, которое воздействует на соседние аппараты, здания, сооружение и на персонал. |
| Взрыв паров нефти | Быстропротекающий процесс физических и химических превращений, сопровождающийся освобождением значительного количества энергии, в результате которого в окружающем пространстве образуется и распространяется ударная волна, сопровождающееся мощным тепловым излучением, которое воздействует на соседние аппараты, здания, сооружение и на персонал. |

В результате причин, приведенных в пункте 1.2, происходят ЧС на МНП, сопровождающиеся поражающими факторами, которые приведены на рисунке 1.5 [15].

Поражающие факторы ЧС на МНП

Поражающие факторы физического действия

Поражающие факторы химического действия

Воздушная ударная волна

Обломки, осколки, разрушившегося здания

Тепловое излучение

- Избыточное давление во фронте ударной волны;

-Длительность фазы сжатия;

- Импульс фазы сжатия.

- Масса обломка, осколка;

- Скорость разлета обломка, осколка.

- Энергия теплового излучения;

- Мощность теплового излучения;

- Время действия источника теплового излучения.

Токсическое действие опасных химических веществ

- Концентрация опасного химического вещества в среде;

- Плотность химического заражения местности и объектов.

Рисунок 1.5 – Поражающие факторы ЧС и параметры их воздействия на МНП

ЧС с пожарами и взрывами на объектах с наличием горючих жидкостей и газов являются, как правило, следствием ситуаций, развивающихся по следующей типовой схеме, представленной на рисунке 1.6 [79].

Отказ оборудования

Внешние воздействия природного и техногенного характера

Ошибочные действия персонала

Разрушение трубопровода

Одновременное образование пролива углеводородов и взрывоопасной парогазовой смеси горючих углеводородов и воздуха

Поступление в окружающую среду жидких и газообразных углеводородов

Одновременное распространение парогазового облака и пролитых углеводородов

Горение парогазового облака и (или) горение пролива

Инициирующее воздействие на парогазового облака и (или) разлитых углеводородов от источника загорания

Попадание в зону действия возможных поражающих факторов населенного пункта, объектов экономики, транспортных магистралей, водных объектов и т.п.

Зажигание облака и (или) пролива

Рисунок 1.6 – Типовая схема развития аварийной ситуации, связанной с разрушением трубопровода

Таким образом, можно сделать вывод, что ЧС, вызванные авариями на магистральных нефтепроводах, сопровождаются загрязнением окружающей среды, пожарами, гибелью людей, а так же значительным материальным ущербом, поэтому проведем причинно-следственный анализ таких ЧС [9, 79].

1.4 Причинно-следственный анализ ЧС, вызванных авариями на нефтепроводах

Трубопроводный транспорт эксплуатируется достаточно долгое время и причины, по которым возникают ЧС, в течение времени изменяются, поэтому проанализируем причины ЧС в динамике начиная с 1951 года по 2007 год.

В эксплуатировавшихся МНП за период 1951-1965гг. повреждения возникали в основном из-за невыполнения в процессе строительства "Технических условий на производство строительно – монтажных работ по сооружению магистральных трубопроводов", а также из–за отступлений и нарушений "Правил технической эксплуатации магистральных трубопроводов".

Кроме того, повреждения появлялись вследствие неудовлетворительной организации защиты трубопроводов от почвенной коррозии и действия блуждающих токов, из–за повышенных температурных колебаний в течение года (и, следовательно, повышенных температурных напряжений в трубопроводе), в результате размыва грунта под трубопроводом на переходах через водные преграды, оползней, неравномерной осадки грунта после строительства и, наконец, вследствие поставки на строительство некачественных труб (слоистый прокат, неравномерность толщин листов сварных труб, дефекты в заводской сварке и т.д.) [9].

С 1951 по 1965 г зарегистрировано 160 случаев разрушения трубопроводов. Причем, 41,3% составляют сквозные локальные повреждения (свищи), 33,7%– разрывы по монтажным кольцевым стыкам, 20%– разрывы по целому металлу труб и 5% – разрывы по заводским сварным швам.

Однако если рассмотреть разрушения трубопроводов по годам, то можно видеть следующую картину (рисунки 1.7, 1.8).



А - сквозные локальные повреждения (свищи), Б - разрывы по монтажным кольцевым стыкам, В - разрывы по целому металлу, Г - разрушения по заводским сварным швам, Д – другие причины

Рисунок 1.7 – Основные причины ЧС на МНП за период 1951–1958 гг.

Из рисунка 1.7 следует, что основными причинами ЧС на МНП за период 1951–1958 гг. являются сквозные локальные повреждения (свищи) и разрывы по монтажным кольцевым стыкам, а за период 1959–1965 гг. (см. рисунок 1.8) к этим причинам прибавилась еще одна не менее значимая, разрывы по целому металлу.



А - сквозные локальные повреждения (свищи), Б - разрывы по монтажным кольцевым стыкам, В - разрывы по целому металлу, Г - разрушения по заводским сварным швам, Д – другие причины

Рисунок 1.8 – Основные причины ЧС на МНП за период 1959–1965 гг.

Свищи в 95 % случаев образуются в результате действия на трубопровод блуждающих токов (не была предусмотрена катодная защита, так как проекты трубопроводов были составлены значительно раньше электрификации железных дорог, пролегающих вблизи них) и только 4–5% –агрессивными грунтами (почвенной коррозией). Анализ аварий, произошедших до 1982 года [5], показывает, что в зависимости от года эксплуатации нефтепровода процентное отношение причин разрушений изменяется (таблица 1.2). По представленным данным можно сделать вывод, что коррозионное разрушение трубопроводов занимает первое место, и с течением времени его доля увеличивается. Это связано с тем, что к началу 80–х годов не были разработаны устройства, позволяющие контролировать толщину стенок трубопровода в процессе эксплуатации. Также перед промышленным комплексом не стояла задача очистки нефти вблизи промысла, и нефть перекачивали в неочищенном виде на большие расстояния.

Таблица 1.2 – Разрушения (в % к общему числу) в период эксплуатации в зависимости от различных причин

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Причины | Годы эксплуатации | |
| 4-й | 5-й |
| Дефекты труб | 17,5 | 18 |
| Дефекты сварных швов (не заводских) | 21 | 20 |
| Дефекты строительно-монтажные | 11 | 3,5 |
| Коррозия | 40 | 50,5 |
| Нарушение правил эксплуатации | 8,5 | 3 |
| Другие причины | 8,5 | 3 |

Достаточно велика доля разрушений, связанных с различными дефектами (труб, сварных швов, СМР). Это также связано с невозможностью своевременно диагностировать аварийное состояние трубопровода. Анализ данных об авариях на линейной части нефтепроводов за 1983–2007 года отражен в таблице 1.3 [79].

Таблица 1.3 – Статистические данные об авариях на линейной части нефтепроводов за 1983–2007 г.г.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Категория | Кол-во аварий, шт. | Потери нефти, т. | Причины аварий, количество | | | | | | |
| Почвенная коррозия | Некач. выполнение СМР | Заводской дефект | Механ. повреждение | Устал. разрушение металла | Наруш. правил работ в охран. зоне | Прочие |
| I | 166 | 86242,0 | 21 | 47 | 55 | 10 | 15 | 4 | 14 |
| II | 101 | 2567,1 | 16 | 24 | 22 | 15 | 5 | 5 | 14 |
| III | 135 | 747,2 | 27 | 38 | 24 | 11 | 6 | 4 | 25 |
| Некатег | 38 | 245,4 | 9 | 7 | 4 | 1 | 2 | 2 | 13 |
| ВСЕГО | 440 | 89801,7 | 73 | 116 | 105 | 37 | 28 | 15 | 66 |

Первое и второе места по количеству занимают некачественное выполнение СМР и заводские дефекты. Высокий показатель именно этих причин обусловлен тем, что только в 1994 г. МНП были оснащены прибором "Ультраскан", которым можно определять различные дефекты труб, изоляционных покрытий.

За период с 1997 - 2007 гг. на нефтепроводах на территории РФ произошли ЧС, вызванные авариями с разливом нефти, по следующим причинам, приведенным на рисунке 1.9.

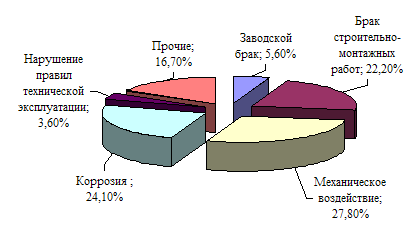


Рисунок 1.9 – Основные причины ЧС на МНП на территории РФ за период 1997-2007 гг.

Таким образом, для более полного описания чрезвычайной ситуации на объектах хранения и перекачки нефти, рассмотрим некоторые аварии на магистральных нефтепроводах, произошедшие в РФ за последние 2 года.

1.5 Анализ ЧС, возникших в результате аварий на магистральных нефтепроводах

Анализ ЧС, происшедших в результате аварий на магистральных нефтепроводах, необходим для того, чтобы выявлять сценарии возможных ЧС и особенности прогнозирования, предотвращения и ликвидации ЧС.

В настоящее время возникают ЧС, вызванные авариями на магистральных нефтепроводах, в ходе которых происходит утечка нефти, пожары и взрывы. Рассмотрим несколько подобных ЧС, происшедших на территории РФ за последнее время.

20 февраля 2005 года во время ремонтных работ ООО "Транссибнефть" в районе с. Старый Боготол Красноярского края произошел разлив нефти. В результате оказались загрязненными 45 земельных участков жителей села Старый Боготол и ручей Боготольчик.

22 января 2006 года в ОАО Уфимский НПЗ (топливное производство, установка ЭЛОУ-АВТ-6) был обнаружен очаг возгорания в районе блока теплообменников с последующим возникновением пожара. Через 3,5 часа пожар был ликвидирован. Эксплуатация установки приостановлена. Пострадавших нет [78].

7 февраля 2006 года - во время ремонтных работ на магистральном нефтепроводе "Нижневартовск - Курган - Куйбышев" под городом Миасс Челябинской области произошел разлив 10 т нефти. Начался пожар, который уничтожил передвижную насосную установку.

23 марта 2006 года на магистральном трубопроводе "Малгобек - Тихорецк" обнаружилась нелегальная врезка. Во время вспашки поля плугом был подрезан резиновый шланг, при помощи которого осуществлялись хищения. В результате произошел разлив 2 кубометров нефти.

13 марта 2007 года в официальной сводке МЧС РФ появилось сообщение о том, что в 9 утра 12.03.2007 на нефтепродуктопроводе "Нижний Новгород-Альметьевск" в районе Кстово (Нижегородская область) произошла авария с разливом около 50 т дизельного топлива. Причина аварии – неудовлетворительное техническое состояние [78].

31 июля 2007 года произошла ЧС на нефтепроводе в Мелеузовском районе Башкирии, в результате ремонтных работ, площадь загрязнения составила 250-300 кв. м грунта. По данным спасателей, в понедельник в 19:45 в 3 км западнее поселка Зирган произошел прорыв нефтепровода диаметром 300 миллиметров. В водоемы нефтепродукт не попал. Жертв и пострадавших нет [78].

Таким образом, из приведенных данных можно сделать вывод, что ЧС, вызванные авариями на магистральных нефтепроводах, случаются довольно часто и приводят к загрязнению окружающей среды нефтью, пожарам, взрывам, гибели людей, животных, а так же к значительному материальному ущербу. И поэтому возникает необходимость в разработке мероприятий по ликвидации последствий аварии в полном объеме в кратчайшие сроки. И так как невозможно точно определить, что же явится причиной возможного разрушения трубопровода, приведем статистические данные по ЧС, вызванным авариями на магистральных нефтепроводах.

[1.6 Статистика ЧС, вызванных авариями на нефтепровод](#_Toc74565363)ах

На несущую способность, а, следовательно, и надёжность магистральных нефтепроводов, влияет много различных факторов. Нельзя заранее точно предсказать, что явится причиной возможного разрушения нефтепровода, а значит, и определить их число и распределение во времени. В какой–то мере разрушение является случайным событием, и для оценки вероятности разрушения на том или ином трубопроводе или его участке необходимо использовать вероятностно – статистический подход. Общая ориентировочная оценка может быть определена по статистическому анализу аварий, имевших место в предыдущие годы [27]. В таблице 1.4 приведены данные о частоте отказов в год на 1000 км нефтепроводов.

Таблица 1.4 – Частота отказов (в %) в год на 1000 км

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Вид трубопровода | Аварии | Годы эксплуатации | | | | | | |
| 1-й | 2-й | 3-й | 4-й | 5-й | 6-й | 7-й |
| Нефтепроводы | крупные | 3,7 | 2,33 | 2,77 | 1,18 | 1,21 | 0,7 | 1,0 |
| мелкие | 10,7 | 5,64 | 3,97 | 3,62 | 3,59 | 3,2 | 5,23 |

На основании данных таблицы 1.4 построены графики зависимости частоты отказов от года эксплуатации (рисунки 1.10, 1.11).



Рисунок 1.10 – График зависимости частоты отказов, влекущих крупные аварии, от года эксплуатации



Рисунок 1.11 - График зависимости частоты отказов, влекущих мелкие аварии, от года эксплуатации

Из графика, изображенного на рисунке 1.10 видно, что частота отказов с течением времени постепенно снижается. С учетом того, что анализируется достаточно короткий период времени, это вполне закономерно, так как в первые годы эксплуатации отказывают те участки МНП, где присутствует дефект (они обнаруживаются быстрее всего), ремонтные работы в первые годы ведутся не так активно, поэтому наблюдается убывающая зависимость.

График, изображенный на рисунке 1.11, что он является типовой графиком изменения интенсивности отказов с течением времени. Первые три года – участок приработки, проявляются отказы, вызванные нарушениями технологического процесса и производством работ; 4–6–й года – участок нормальной эксплуатации, 7–й и далее года – участок старения и износа.

Статистические данные об авариях на нефтепроводах за 1987–2007 годы в СССР и России (таблица 1.5) [27, 78].

Таблица 1.5 – Статистические данные об авариях на нефтепроводах за 1987–2007 годы

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Год | Протяженность нефтепроводов, тыс. км | Число  аварий | Число аварий, приведенное  к 1000 км нефтепроводов |
| 1987 | 43,7 | 50 | 1,21 |
| 1988 | 45,7 | 31 | 0,71 |
| 1989 | 45,4 | 47 | 1,03 |
| 1990 | 48,0 | 25 | 0,52 |
| 1991 | 50,9 | 37 | 0,73 |
| 1992 | 54,2 | 23 | 0,42 |
| 1993 | 56,2 | 22 | 0,39 |
| 1994 | 56,6 | 18 | 0,32 |
| 1995 | 57,1 | 18 | 0,31 |
| 1996 | 59,5 | 16 | 0,27 |
| 1997 | 60,4 | 24 | 0,40 |
| 1998 | 62,2 | 27 | 0,43 |
| 1999 | 64,2 | 24 | 0,37 |
| 2000 | 64,1 | 16 | 0,25 |
| 2001 | 65,9 | 25 | 0,38 |
| 2002 | 66,3 | 17 | 0,26 |
| 2003 | 66,7 | 17 | 0,25 |
| 2004 | 49,7 | 10 | 0,20 |
| 2005 | 49,7 | 10 | 0,20 |
| 2006 | 49,7 | 12 | 0,24 |
| 2007 | 49,6 | 12 | 0,24 |

Частота возникновения аварий на линейной части магистральных нефтепроводов за период эксплуатации имеет следующие количественные значения:

– частота возникновения аварий на линейной части магистральных нефтепроводов в России равна 2,98×10-4 событий×км-1×год –1;

– частота возникновения аварий на линейной части магистральных нефтепроводов в Западной Европе равна 1,92×10-4 событий × км-1 × год –1.

Среднее значение приведенных выше частот возникновения аварий на линейной части магистральных нефтепроводов 2,45×10-4 событий×км-1 × год–1.

Кроме того, имеются сведения о частоте отказов нефтепроводов в зависимости от характера отказа или повреждения (таблица 1.6).

Таблица 1.6 – Частота отказов в зависимости от характера отказа нефтепровода

|  |  |
| --- | --- |
| Характер отказа нефтепровода | Частота отказов,  событий×км-1×год –1 |
| Коррозионный отказ. Одиночный коррозионный сквозной дефект с эквивалентным диаметром 2 дюйма | 2,4×10-4 |
| Структурный отказ. Усталостная трещина в стенке трубопровода с эквивалентным диаметром 12 дюймов | 6,0×10-5 |
| "Гильотинный" разрыв. Разрыв трубы на полное сечение в результате внешних воздействий | 6,12×10-5 |

Таким образом, анализ статистических данных дает сведения о частоте отказов нефтепроводов и вероятности возникновения ЧС, негативные последствия которых возможно снизить за счет превентивных мероприятий.

1.7 Превентивные мероприятия, проводимые в режимах повседневной деятельности и повышенной готовности на магистральных нефтепроводах

Предупреждение аварий с разливов нефти достигается комплексом превентивных мероприятий, а именно:

- создание собственных формирований (подразделений) для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, проведение аттестации указанных формирований в соответствии с законодательством Российской Федерации, оснащение их специальными техническими средствами или заключение договоров с профессиональными аварийно-спасательными формированиями (службами);

- создание резервов финансовых средств и материально-технических ресурсов для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;

- обучение работников способам защиты и действиям в чрезвычайных ситуациях, связанных с разливами нефти и нефтепродуктов;

- разработка декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов [78];

- организация и осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте;

- проведение корректировки планов при изменении исходных данных;

- создание и поддержание в готовности системы обнаружения разливов нефти и нефтепродуктов, а также системы связи и оповещения [78];

- проверка работоспособности автоматических систем обнаружения и оповещения о возникновении аварии на объектах;

- контроль на объекте за выполнением правил противопожарной безопасности;

- защита персонала и населения: организация системы оповещения о возникновении ЧС, обеспечение персонала индивидуальными средствами защиты, планирование проведения эвакуации;

- подготовка к привлечению при необходимости дополнительных сил и средств в соответствии с планом взаимодействия [27].

Так же для предупреждения ЧС, вызванных авариями на магистральных нефтепроводах необходимо выполнение графиков планово - предупредительного ремонта механо-технологического и энергетического оборудования и средств автоматизации и телемеханизации, обеспечение готовности технических средств, применяемых при ликвидации возможных ЧС, обеспечение готовности ремонтного персонала [78].

Для обеспечения нормальной эксплуатации трубопровода требуется целый комплекс научно-технического и аппаратно-программного обеспечения. Рассмотрим основные методы обеспечения безопасности эксплуатации магистральных нефтепроводов.

1.7.1 Информационно-экспертная система безопасной эксплуатации нефтепровода

С появлением специфических программных продуктов геоинформационных систем (ГИС) появилась возможность анализа надежности работы и управления эксплуатацией таких пространственно распределенных объектов, к которым относятся нефтепроводы, на единой графической основе [25].

Опыт внедрения ГИС технологий позволяет утверждать, что информационно-экспертная система безопасной эксплуатации нефтепроводов осуществляет следующие функции.

1) Функции сбора и накопления информации:

- накопление информации об эксплуатируемой аппаратуре нефтепровода и эксплуатационных характеристиках (тип, марка, год сдачи в эксплуатацию, паспортные данные, завод изготовитель, технологические схемы, наработка, число и виды отказов, средств электрохимической защиты, катодной защиты и др.);

- накопление информации о сроке, типе и содержании технического обслуживания и планово-предупредительных ремонтах;

- накопление информации о дефектах (характеристики, развитие, степень опасности, место расположения и др.);

- описание условий прокладки и залегания трубопровода (картографическая, геодезическая, геодинамическая, геоморфологическая, геологическая, экологическая и другая информация, характеризующая трассу нефтепровода);

- точное определение местоположения на цифровой карте и на местности дефектов, характерных точек трубы, характеристик трассы нефтепровода.

2) Функции отчетности:

- формирование отчетов по установленной нормативными документами форме о работе отдельных агрегатов и узлов, составляющих трубопроводную геотехническую систему;

- формирование электронных и бумажных вариантов Паспорта нефтепровода, Технологического регламента. Отчета об охране окружающей среды и других необходимых технологических документов с автоматизацией соответствующих расчетов;

- формирование бумажных проектов и смет на ремонт отдельных участков, агрегатов и узлов нефтепровода, графиков, таблиц и справок для руководящего состава организации [25].

3) Функции экспертной системы как системы оценки надежности и принятия решений:

- сбор и представление данных о всех видах диагностики трубопроводной системы;

- расчеты долговечности трубопровода при наличии на них дефектов в виде коррозии, расслоений, вмятин, гофр и др.;

- расчеты критических размеров дефектов, при достижении которых линейные участки необходимо ремонтировать или заменять;

- обобщение и анализ поступающей в систему информации о работе нефтепровода и изменениях на земной поверхности в его районе;

- разработка комплексов алгоритмов и программ по расчетам характеристик работы трубопроводной геотехнической системы (гидравлических характеристик, остаточного ресурса и др.)

4) Функции экономического и геоэкологического анализа:

- разработка алгоритмов и программ расчета экологического ущерба от возникновения возможных аварий: оценка риска возникновения аварий и чрезвычайных ситуаций на нефтепроводе;

- разработка алгоритмов и программ расчета стоимости замены трубы на отдельных участках нефтепровода и стоимости ремонтно-восстановительных работ;

- расчеты необходимого количества электроэнергии для обеспечения надежной работы нефтепровода;

- расчеты, связанные с ведением земельного кадастра и с определением экономических показателей [25].

Применение геоинформационных систем и совмещение данных аппаратной диагностики имеет важное значение в формировании безопасности на магистральном нефтепроводе.

1.7.2 Спутниковый мониторинг трубопроводов и технология мониторинга геотехнических систем

В последние годы используется спутниковый мониторинг за коррозионным состоянием трубопроводов, в частности нефтепроводов ("Enbridge Pipeline Inc" США) [38]. Их использование особенно эффективно для коррозионного мониторинга удаленных и труднодоступных участков. Для мониторинга используются спутники, находящихся на низкой орбите. На наиболее вероятные, с точки зрения коррозионной активности, участки трассы накладывается специальная пленка, реагирующая на поступление к ней водорода в случае усиления коррозии. Изменение цвета фиксируется расположенными на земле специальными датчиками, а соответствующие сигналы передаются к спутникам, через которые поступают в главный офис компании.

Для контроля утечек применяются такие методы, как наблюдение с воздуха или обход линии, сообщения случайных очевидцев, мониторинг условий эксплуатации трубопроводов с использованием "интеллектуальной" технологии и другие; все они характеризуют той или иной степенью достоверности. Наилучший результат в определении утечек дает оптимальное сочетание этих методов [38]. Расчетный метод мониторинга утечек из трубопровода характеризуется различной сложностью в зависимости от сложности трубопроводной системы.

Мониторинг состоит из двух блоков: оперативного контроля за состояние и управления состоянием геотехнических систем. Организационно мониторинг представляется по схеме: статистика – динамика – прогноз. Он реализуется через три этапа: паспортизация объектов, стационарные исследования, моделирование и прогноз функционирования геотехнических систем при различных режимах и эксплуатации. В процессе паспортизации устанавливаются типы возможных дискомфортных ситуаций, причины и факторы, способные их вызвать, формы и масштабы проявления [66].

На втором этапе мониторинга осуществляются режимные исследования на участках прогнозируемых дискомфортных ситуаций. В их пределах осуществляется: ежегодные аэровизуальные обследования, аэрофотосъемки, тепловые инфракрасные аэросъемки, комплексные исследования. На третьем этапе осуществляется картографическое и математическое моделирование состояния и прогноз функционирования геотехнических систем при различных режимах её эксплуатации [66].

1.7.3 Система комплексного анализа надежности линейной части нефтепровода

Для предотвращения аварий на магистральных нефтепроводах и осуществления ремонтов осуществляется комплексный подход к получению, систематизации и анализу всей совокупности данных о состоянии нефтепровода: дефектах, предыдущих ремонтах, данных анализа аварий. Актуальным остается задача разработки общей методологии и создания базовой системы и анализа диагностической информации, учитывающий комплексный многофакторный характер данных о состоянии магистрального нефтепровода: данных внутритрубной диагностики инспекционными снарядами, об авариях и ремонтах, лабораторных и натуральных испытаний [1].

Оптимальный вариант диагностической системы в целом сочетает:

- средства эффективного анализа совокупности данных о состоянии магистрального нефтепровода;

- результаты комплексного материаловедческого исследования различных внешних и внутренних факторов (условий эксплуатации, степени и характера дефектности труб и сварных швов, структурного состояния металла труб);

- комплексное моделирования кинетики развития процессов разрушения линейной части магистрального нефтепровода, обеспечивающую возможность прогнозирования долговечности локальных участков нефтепровода [1].

На рисунке 1.12 приведена схема взаимосвязанного функционирования систем диагностирования и прогнозирования.

Фактическое техническое состояние и рабочий режим МН

Информационная система данного МН

Внутритрубная диагностическая информация с применением ВИС

Информация о внешних воздействиях

Комплексный моделирующий программный модуль (КМПМ)

Экспертная оценка технического состояния остаточного ресурса R

Принятие решений

1.R→0

2.R≈1

3.R≈0,5

Изменение рабочего режима МН

Ремонт дефектного участка МН

Планирование режимов работы и ремонтов МН

Рисунок 1.12 - Блок-схема взаимосвязанного функционирования систем диагностирования и прогнозирования

Прогнозирование аварий тесно взаимодействует с оценкой надежности. Актуальной является задача оценки эффективности трубопроводных систем с учетом конструктивно-технологических и эксплуатационных аспектов с позиций оценки показателей надежности и безопасности.

1.7.4 Надежность и безопасность нефтепроводов с технологическими и эксплуатационными повреждениями

Проблема надежности и безопасности нефтепроводов имеет комплексный характер и связана с поиском оптимальных решений экономических и инженерных задач.

Формально нефтепровод рассматривается как система из последовательно соединенных элементов труб. Надежность такой системы ограничена в пространстве и времени. Ограничения в пространстве связаны с действием масштабного фактора. Чем больше диаметр нефтепровода и чем больше его протяженность, тем выше вероятность появления критических дефектов или повреждений, способных привести к катастрофическому разрушению. Ограничения во времени связаны с неизбежным накоплением повреждений в металле труб [3]. Указанные ограничения отчетливо проявляются в статистических оценках надежности (рисунок 1.13).

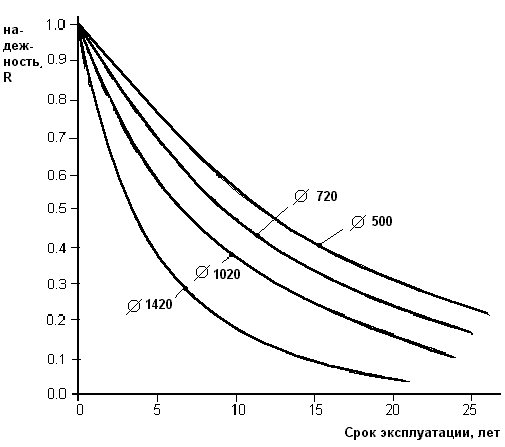


Рисунок 1.13 - Статистические оценки функции надежности нефтепроводов в зависимости от их диаметра и срока эксплуатации

Как видно из представленных данных даже при небольших сроках эксплуатации нефтепроводы имеют недопустимо низкие показатели надежности. Анализ возможностей повышения надежности нефтепроводов за счет конструктивно-технологических факторов показывает, что теоретическая надежность нефтепровода равна произведению надежностей элементов [1, 3].

По данным статистического анализа дефектности сварных соединений нефтепроводов расчетная надежность нефтепровода диаметром 500 мм протяженностью 1000 км (без учета накопления повреждений) составляет 0,6-0,98. Для нефтепроводов с диаметром выше 720 мм эти значения оказываются еще ниже – 0,3-0,95. Повысить надежность нефтепроводов за счет дальнейших конструктивно-технологических ограничений дефектов и повреждений крайне сложно.

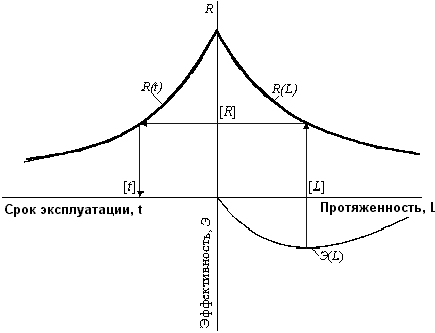


Рисунок 1.14 - Схема определения нормативной надежности, эффективной протяженности, и безопасного ресурса трубопровода

Учитывая эти обстоятельства, безопасность нефтепроводов повышается за счет ограничений масштабного фактора (диаметра, протяженности) или времени эксплуатации. На рисунке 1.14 приведена схема определения ограничений масштабного фактора. Для этого вводится комплексный показатель эффективности нефтепровода в процессе эксплуатации. В его структуре могут содержаться технико-экономические и стоимостные параметры затрат и доходов. На первой стадии при увеличении масштабного фактора эффективность нефтепровода возрастает за счет расширения числа потребителей и передачи большего числа продукта. В последствии начинается неизбежное снижение эффективности из-за возрастания потерь от аварий, затрат на диагностику и проведения ремонтных операций. Точка максимума эффективности определяет предельный уровень надежности нефтепровода и его оптимальные, с точки зрения безопасности, параметры: диаметр и протяженность. Протяженность служит основным ограничителем, а диаметр дополнительным. При уменьшении диаметра может быть увеличена допустимая протяженность нефтепровода.

Ограничения по времени носят соподчиненный характер. Они определяют безопасный ресурс нефтепровода. В качестве критерия здесь выступает нормативный уровень надежности, определяемый масштабным фактором. Надежность нефтепровода в процессе эксплуатации на любом отрезке времени не допускается ниже этой нормы. Исходя из этого, получается допустимый ресурс. Эксплуатация нефтепровода за пределами ресурса без проведения полной диагностики и необходимой реконструкции считается недопустимой [38].

Изложенная схема дает основания для системного решения экономических и инженерных задач безопасной эксплуатации нефтепроводных систем. Ограничения по протяженности, диаметру и времени эксплуатации нефтепровода являются неизбежными и объективно обусловленными. Расширение этих ограничений осуществляется только на базе принципиально иных конструктивно-технологических схем нефтепроводов.

Так же для обеспечения экологической и промышленной безопасности магистрального нефтепровода необходимо внедрение новых технологий. С этой целью проведем анализ патентной литературы в области технической диагностики состояния трубопроводов.

1.8 Анализ патентной литературы в области технической диагностики состояния трубопроводов

Одной из важнейших проблем трубопроводного транспорта является сохранение нормального состояния линейной части магистральных трубопроводов, т.е. заблаговременное нахождение дефекта на трубопроводе и устранение его. Совершенно очевидно, что вскрытие трубопровода для его непосредственного визуального обследования экономически неоправданно. К тому же обследовать можно только внешнюю поверхность трубопровода. Поэтому появляется необходимость в диагностике трубопровода без его вскрытия и остановки перекачки. Эта проблема решается с помощью технической диагностики.

Целью технической диагностики являются определение возможности и условий дальнейшей эксплуатации диагностируемого оборудования и в конечном итоге повышение промышленной и экологической безопасности [37].

Задачами технической диагностики, которые необходимо решить для достижения поставленной цели, являются:

-обнаружение дефектов и несоответствий, установление причин их появления и на этой основе определение технического состояния трубопровода;

-прогнозирование технического состояния и остаточного ресурса (определение с заданной вероятностью интервала времени, в течение которого сохранится работоспособное состояние трубопровода).

В настоящее время используются запатентованные способы диагностики состояния трубопроводов, приведенные в таблице 1.7.

Таблица 1.7 - Запатентованные способы диагностики состояния трубопроводов

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Название патента | № и дата публикации | Индекс МПК | Описание способов и методов |
| Способ и устройство акустической диагностики сварных швов трубопроводов | № 2325637,  27.05.2008г | G01N29/04 | Осуществляется ударное возбуждение акустических затухающих колебаний в расположенных вдоль сварного шва участков (зон) и последующая регистрация этих колебаний преобразователем с последующей обработкой данных в компьютере. |
| Способ диагностики состояния магистрального трубопровода | № 2318203,  27.02.2008 г. | G01N23/18 | Стенку трубопровода изнутри облучают пучком рентгеновского излучения с панорамной геометрией относительно оси источника рентгеновского излучения, используя рентгеночувствительные элементы первой и второй группы, при этом предварительно на бездефектном участке трубопровода многоэлементный преобразователь устанавливают в рабочее положение ось источника рентгеновского излучения и ось трубопровода, а в фиксированных положениях источника рентгеновского излучения измеряют разность сигналов между каждой из N пар рентгеночувствительных элементов первой и второй групп, имеющих одинаковый порядковый номер n=1, 2, 3, ..., N, причем о наличии и месте дефекта судят соответственно по величине и знаку измеряемых разностных сигналов [37]. |
| Способ прогнозирова-  ния аварийного технического состояния трубопровода | № 2286558,  27.10.2006 г. | G01N17/02 | Вблизи трубопровода устанавливают датчик скорости коррозии (ДСК) и периодически снимают его текущие показания. Затем показания с ДСК сравнивают с соответствующим пороговым значением. После чего суммируют за определенный период времени показания ДСК и сравнивают суммарные значения со вторым пороговым значением. При превышении полученными сигналами хотя бы одного из пороговых значений прогнозируют аварийное состояние трубопровода |
| Система внутритрубной диагностики трубопровода | № 2279652,  10.07.2006 г. | G01M3/28 | Система внутритрубной диагностики трубопровода выполняется в виде снаряда батитермографа, представляющего собой герметичную капсулу с ведущими манжетами из мягкой резины с преобразователями продольной координаты, и аппаратуры отложенной обработки [37]. Технический результат: определение высотного положения трубопровода, контроль за температурой и гидростатическим давлением, создаваемыми в трубе, определение сопротивления трению, измерение падения давления по длине трубопровода и определение мест утечек из трубы через свищи и трещины [37]. |
| Устройство для автоматизиро-  ванной диагностики трубопроводов | № 2251049,  27.04.2005 г. | F17D5/00 | Устройство включает в себя корпус, диагностическую аппаратуру, турбину, предохранительный механизм, электрогенератор и аккумуляторную батарею. Техническим результатом изобретения является повышение надежности заявленного устройства за счет применения предохранительного механизма, который предотвращает выход устройства из строя, например, в случае его остановки (застревания) в трубопроводе. |
| Измеритель параметров коррозии | № 2225594,  10.30.2004 г. | G01D9/00 | Прибор содержит датчик-зонд, блок предварительной обработки сигналов, многоканальный аналого-цифровой преобразователь, микропроцессор, энергонезависимый модуль памяти, жидкокристаллический дисплей, клавиатуру, часы реального времени, нагревательный элемент и датчик температуры. Техническим результатом данного технического решения является расширение функциональных возможностей прибора и увеличение температурного диапазона, при котором может работать прибор [37]. |
| Способ путевого обследования и диагностики действующих магистральных нефтепроводов и система для его осуществления | № 2228487,  10.05.2004 г | F17D5/00 | Способ заключается в телеинспекции обследуемого объекта, при этом система включает видеокамеру типа VB21C-R36 или KPC-190SW с углом обзора 92 градуса, галогеновые источники света мощностью 5-10 Вт, цифровую записывающую видеокамеру типа DCR-TRV17E Sony с монитором 3,5 дюйма или ей подобную, горизонтальную платформу толщиной 80 мм, выполненную из брусков хвойных пород дерева, пропитанных в кипящем индустриальном масле, барабан с трехжильным питающим кабелем,  имеющим двойную изоляцию, поплавки и знаки длины пройденного расстояния, направляющий ролик для кабеля и независимый источник постоянного тока напряжением 12 вольт. Техническим результатом изобретения является оперативное обследование трубопровода[37]. |
| Способ диагностики состояния магистральны трубопроводов с использованием радиоактивных индикаторов | № 2159930,  27.11.2000 г. | G01N23/00 | Способ включает перемещение внутри трубопровода снаряда-дефектоскопа, регистрацию его перемещения и излучения радиоактивных индикаторов. В качестве радиоактивных индикаторов используют содержащиеся в транспортируемом продукте природные радионуклиды и радиоактивные продукты их распада, накопившиеся в стенке трубопровода и прилегающем к внешней поверхности трубопровода грунте за время эксплуатации трубопровода. Характер дефекта определяют, сравнивая уровень гамма-излучения короткоживущих изотопов с суммарным уровнем гамма-излучения или/и с уровнем низкоэнергетического гамма-излучения на выделенном участке стенки трубопровода. |
| Способ акустико-эмиссионной диагностики трубопроводов | № 2057332,  27.03.1996 г. | G01N29/14 | Способ заключается в перемещении диагностической системы по трубопроводу под действием протекающей жидкости, регистрации акустического излучения от течи, создании волны локальных напряжений стенок трубопровода в области диагностической системы по мере ее продвижения, дополнительной регистрации возникающих при этом сигналов акустической эмиссии[37]. |
| Внутритрубный многоканальный профилемер | № 2164661,  27.03.2001 г. | G01B5/28 | На корпусе профилемера закреплен пояс чувствительных рычагов, прижимаемых к внутренней поверхности трубопровода. В корпусе размещены средства обработки и хранения измеренных данных, одометрическая система и электромагнитный маркерный передатчик для определения положения дефектоскопа внутри трубопровода. |

Все рассмотренные запатентованные способы диагностики состояния магистральных трубопроводов способны повысить экологическую и промышленную безопасность [37].

В случаях, когда рассмотренные методы и способы по предупреждению ЧС оказываются недостаточными и возникает авария, приводящая к ЧС, на МНП, необходимо выполнять аварийно-спасательные и другие неотложные работы (АСДНР), для чего рассмотрим основные принципы и требования к планированию АСДНР при аварии на объектах хранения и транспортировки нефти.

1.9 Основные принципы и требования к планированию аварийно спасательных и других неотложных работ при ЧС на МНП

При планировании ведения АСДНР для ликвидации аварии с разливом нефти и уменьшения последствий необходимо:

- заблаговременно спрогнозировать и оценить возможную обстановку;

* выбрать технологию ведения АСДНР;
* рассчитать количество потребных сил и средств;
* организовать взаимодействие между подразделениями;
* предусмотреть аттестацию формирования на право ведения специализированных АСДНР.

При получении сообщения об обнаружении аварии для оперативного реагирования на чрезвычайную ситуацию начальник ЛПДС посылает оперативную группу, которая производит разведку и рекогносцировку [58].

По прибытии представителей служб, функциональных звеньев РСЧС создается штаб руководства АСДНР из числа представителей (руководителей) сил, участвующих в проведении АСДНР. Определяется место работы штаба, порядок представления донесений и взаимодействия по обмену информацией.

Руководителю АСДНР подчиняются все подразделения, участвующие в ликвидации последствий аварии. Он несет ответственность за организацию и проведение АСДНР, безопасность людей, участвующих в АСДНР[58].

При ликвидации ЧС на МНП проведение АСДНР имеет особенности, рассмотрим их ниже.

1.9.1 Особенности проведения аварийно-спасательных работ при ликвидации аварии с разливом нефти

Трудности проведения аварийно-спасательных и других неотложных работ при ликвидации последствий аварии с разливом нефти заключаются в том, что:

- магистральные нефтепроводы пролегают под землей на глубине равной или меньше толщины промерзания почвы в зависимости от рельефа местности;

- нефть заливает и скрывает места повреждений;

- затрудняется передвижение людей и техники у места аварии;

- загрязняется местность, люди и техника;

- ограничено применение эффективных средств ликвидации ЧС с потенциальными источниками зажигания (резка и сварка, взрывная техника, техника с двигателями внутреннего сгорания, электрооборудование) вследствие пожароопасности обстановки[51].

В результате возникающих затруднений возрастает время ликвидации ЧС, увеличивается прямой и косвенный ущерб (затраты на ремонтные работы, увеличение периода сокращенного производства).

А при возникновении пожара ликвидация ЧС должна основываться, преимущественно, на механических способах: ликвидация пожара, локализации разлива, механическом сборе разлившейся нефти, использовании сорбирующих материалов многоразового использования [16, 46].

1.9.2 Порядок проведения аварийно-спасательных и других неотложных работ при ликвидации аварии с разливом нефти

Все аварийно-спасательные и другие неотложные работы при ликвидации аварии с разливом нефти должны выполняться в строгой последовательности для обеспечения выполнения работ в минимальные сроки и в полном объеме.

Мероприятия по ликвидации ЧС с разливом нефти:

- разведка, установление границ опасной зоны, информирование населения;

- спасательные работы при необходимости, оказание первой медицинской помощи (ПМП), эвакуация, жизнеобеспечение населения, МТО формирований;

- локализация и ликвидация пожара при его наличии, предупреждение его возникновения;

- локализация разлива;

- сбор нефти, сбор нефти с поверхности воды при попадании ее в водные объекты, установка боновых заграждений;

- ремонт поврежденного нефтепровода;

- срезание загрязненного грунта;

- вывоз загрязненного грунта;

- ввоз чистого грунта, выравнивание грунта;

- возвращение населения, вывод формирований.

Для успешного проведения АСДНР необходимо обеспечение эффективного использования сил и средств различного предназначения, т.е. организация управления ликвидацией ЧС [49].

1.10 Организация управления ликвидацией ЧС, вызванной аварией с разливом нефти

Управление ликвидации ЧС, вызванной аварией с разливом нефти заключается в целенаправленной деятельности органов управления по развитию и совершенствованию мероприятий по локализации и ликвидации ЧС, а также мероприятий по поддержанию территориальных и функциональных подсистем в готовности и практическому их пополнению в повседневной деятельности при угрозе или возникновении опасности разгерметизации трубопровода и выхода нефти на поверхность.

Главной целью управления ликвидацией ЧС является обеспечение эффективного использования сил и средств различного предназначения, в результате чего работы в зонах ЧС должны быть выполнены в полном объеме, в кратчайшие сроки, с минимальными потерями населения и материальных средств [44]. Оперативность, устойчивость и непрерывность управления обеспечивается:

- максимальным приближением управления в повседневных условиях к управлению при возникновении, угрозе возникновения и ликвидации ЧС;

- заблаговременным созданием во всех звеньях управления запасных и основных пунктов управления;

- оснащением пунктов управления средствами связи и оповещения;

- сопряжением средств связи и систем оповещения РСЧС с соответствующими системами оповещения Министерства обороны и МВД;

- заблаговременной подготовкой дублирующих органов управления;

- заблаговременной разработкой со своевременным осуществлением мероприятий по восстановлению нарушенного управления.

Организация связи и оповещения осуществляется в соответствии с постановлением Совета Министров Правительства РФ от 1 марта 1993 года № 178 "О создании локальных систем оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов".

Рассмотрим основные мероприятия, проводимые органами управления и силами при возникновении разливов нефти:

- оповещение органов управления и сил, порядок доведения информации о факте разлива нефти;

- оценка объемов разлива нефти, определение границ зоны разлива и его влияния на природные и производственные объекты;

- прогнозирование возможных последствий аварии с разливом нефти;

- принятие решения о локализации разлива нефти;

- выдвижение сил и средств в зону разлива;

- мероприятия по защите населения (при необходимости);

- мероприятия по локализации разлива нефти;

- контроль за состоянием окружающей природной среды в районе разлива нефти и обстановкой на аварийном объекте, осуществляющем транспортировку нефти, и на прилегающей к нему территории [44].

Так же эффективность проведения АСДНР зависит от организации обеспечения их ведения.

## 1.11 Основы организации материально–технического обеспечения подразделений, привлекаемых для ликвидации последствий чрезвычайной ситуации

МТО формирований, участвующих в проведении АСДНР заключается в бесперебойном снабжении их продовольственными товарами, медицинским имуществом, средствами индивидуальной защиты (СИЗ), приборами разведки, сменной одеждой, горюче - смазочными материалами (ГСМ) и другими материально – техническими средствами (МТС) [81].

Для выполнения мероприятий по материально–техническому снабжению привлекаются звенья обеспечения самих формирований, а также формирования служб продовольственного, материально–технического, вещевого снабжения. Привлекаются сохранившиеся стационарные объекты материально–технического, продовольственного, вещевого снабжения.

К материально-техническим средствам относятся:

- инженерная и автомобильная техника;

- средства индивидуальной защиты (СИЗ);

- средства медицинской защиты и медикаменты;

- средства связи и оповещения;

- горюче – смазочные материалы (ГСМ);

- специальная одежда, белье и обувь, промышленные товары;

- продовольствие и продовольственные товары;

- строительные материалы;

- ремонтные материалы и запасные части;

и другие средства, необходимые для обеспечения действий сил и средств, при проведении мероприятий РСЧС в мирное и военное время.

Основными принципами и требованиями МТО формирований РСЧС в зоне бедствия являются:

- органы управления и силы РСЧС обеспечиваются МТС за счет бюджета объекта экономики, администраций территорий и государством в целом;

- накопление МТС производится путём эшелонирования с учетом достаточной потребности в них;

- оснащение органов управления и сил РСЧС МТС осуществляется в соответствии с табелями оснащения;

- источниками МТО являются материальные ресурсы страны, независимо от вида (форм) собственности и ведомственной принадлежности [81].

## Кроме МТО формирований необходима организация первоочередного жизнеобеспечения пострадавшего в ЧС населения.

1.12 Основные принципы организации первоочередного жизнеобеспечения при ликвидации ЧС с разливом нефти

Первоочередное жизнеобеспечение населения (ПЖОН) – комплекс экономических, организационных, инженерно–технических и социальных мероприятий для защиты населения и территорий от ЧС природного и техногенного характера и социальной защиты пострадавших[68].

ПЖОН при возникновении ЧС является одной из основных задач РСЧС, позволяющих уменьшить его потери и сохранить ему здоровье.

Основным объектом ПЖОН в ЧС является личность с ее правом на безопасные условия жизнедеятельности [68].

Вопросы ПЖОН, равно как и его защиты в ЧС, имеют приоритет перед любыми другими сферами деятельности органов исполнительной власти РФ, органов местного самоуправления.

Главной целью ПЖО в ЧС является создание и поддержание условий для сохранения жизни и здоровья пострадавшего населения и личного состава формирований и подразделений, участвующих в проведении АСДНР.

Организация ПЖО осуществляется постоянно действующими органами управления, силами и средствами, создаваемыми решениями руководителей исполнительной власти субъектов РФ и органами местного самоуправления. Данные органы управления и силы осуществляют свою деятельность в составе региональных и территориальных подсистем РСЧС.

ПЖО пострадавшего в ЧС населения и ЛС формирований и подразделений, участвующих в проведении АСДНР, осуществляется силами и средствами организаций, учреждений, предприятий (независимо от форм собственности), в обязанности которых входит решение вопросов ПЖОН, и осуществляющих свою деятельность на территории субъекта РФ.

Объёмы и содержание мероприятий по подготовке территорий к организации ПЖО определяются исходя из необходимой достаточности и максимально возможного использования имеющихся сил и средств.

Снабжение пострадавшего населения, ЛС аварийно–восстановительных подразделений продуктами питания и водой в зонах бедствия, в районах эвакуации осуществляется, исходя из принципа физиологической (для неработающих) и энергетической достаточности. [68].

Личный состав сил, привлекаемых для организации ПЖОН в зонах бедствия и районах эвакуации, оснащается соответствующими техническими средствами, материальными ресурсами и подготовлен к действиям в случае ЧС.

Все мероприятия организуются своевременно, комплексно и увязаны по срокам и месту с другими мероприятиями, проводящимися для спасения, сохранения жизни и здоровья людей.

При функционировании на территории нескольких потенциально опасных объектов или вероятности возникновения на ней ЧС, планы организации ПЖОН разрабатывают на все случаи возникновения ЧС, а оценка её возможности и подготовленность для наиболее крупномасштабных ЧС.

При планировании мероприятий учитывают специфику их организаций: при различных источниках возникновения ЧС и влияние фактора времени на потерю людей.

Для успешного проведения АСДНР так же необходимо соблюдение мер безопасности при ликвидации ЧС, вызванной аварией с разливом нефти [68].

1.13 Обеспечение безопасности при ликвидации ЧС на магистральных нефтепроводах

При проведении АСДНР от личный состав (ЛС) формирований требуется строгое соблюдение мер безопасности. Только соблюдение мер безопасности позволит предотвратить несчастные случаи, потери личного состава формирований и спасаемых при проведении АСДНР.

Поэтому командиры формирований обязаны заблаговременно разъяснять

ЛС характерные особенности проводимых работ, разъяснять правила безопасности, строго следить за их выполнением всем ЛС.

Конкретные меры безопасности указываются на участке (объекте) работ одновременно с постановкой задач.

ЛС формирований обязан знать технологию проведения всех видов работ и требований безопасности при проведении АСДНР.

Основными требованиями безопасности являются:

– устранение непосредственного контакта работающих с теми предметами (материалами), которые могут нанести вред здоровью самому работающему;

– замена технологических процессов и операций процессами и операциями, при которых отсутствуют опасные и вредные факторы по отношению к работающему персоналу;

– использование комплексной механизации и автоматизации работ, систем дистанционного управления и т. д.;

– использование средств индивидуальной и коллективной защиты ЛС;

– рациональная организация труда и отдыха [4].

Кроме того, ЛС формирований должен знать поражающие факторы, воздействующие на работающих при проведении АСДНР.

Поражающие факторы, возникающие при ЧС на магистральных нефтепроводах, приведены в пункте 1.4 на рисунке 1.10. Кроме поражающих факторов при ЧС на МНП, имеют место и опасные физические факторы, такие как движущаяся техника, подвижные рабочие органы машин, а также передвигаемые изделия и заготовки, в частности трубы и фасонные части, используемые при ремонте поврежденного трубопровода.

### При воздействии опасных физических факторов на человека последует травма, ухудшение здоровья или снижение работоспособности. Для недопущения или снижения вероятности такого воздействия на личный состав необходимо придерживаться правил техники безопасности. Это организационные меры, предписывающие соблюдение определенной осторожности при проведении различных видов работ.

Проведение АСДНР в зоне разлива нефти сопровождается таким поражающим фактором, как токсическое действие опасных химических веществ. В условиях высокой концентрации паров нефти не допускается проведение работ без средств индивидуальной защиты. Пары нефти могут поступать в организм человека и негативно воздействовать на него через органы дыхания и кожные покровы. К индивидуальным средствам защиты органов дыхания относятся противогазы, респираторы, тканевые маски, ватно-марлевые повязки; к средствам защиты кожи - защитная одежда.

Весь личный состав формирований РСЧС, участвующий в ликвидации ЧС, заранее извещается об особенностях произошедшей ЧС и должен приезжать к месту проведения работ полностью экипированным [4].

Таким образом, из всего выше сказанного можно сделать вывод, что аварии на МНП приводят к ЧС, сопровождающимся загрязнением окружающей среды, взрывами, пожарами, большими потерями материальных ценностей, гибелью людей, разрушениями сооружений. И поэтому возникает необходимость в разработке мероприятий по прогнозированию, предотвращению и ликвидации последствий ЧС в полном объеме в кратчайшие сроки [4].

Таким образом, цель раздела, состоящая в теоретическом обосновании работы по прогнозированию, предотвращению и ликвидации ЧС, вызванной аварией с разливом нефти, позволяющем по литературным источникам установить закономерности возникновения ЧС, выявить их основные причины и способы снижения негативных последствий ЧС на магистральных нефтепроводах, достигнута, и поэтому определим масштаб последствий возможной ЧС, вызванной аварией с разливом нефти на линейной части нефтепровода УБКУА ОАО "Уралсибнефтепровод" вблизи д. Минзитарово.

2. Анализ возможных чрезвычайных ситуаций на магистральных нефтепроводах и их развития. Оценка риска и прогнозирование последствий чрезвычайных ситуаций

Эксплуатация нефтепроводов представляет определенную опасность для персонала, населения и окружающей среды. Эта опасность характеризуется спецификой магистральных трубопроводных систем: значительной протяженностью линейной части нефтепроводов, большой массой обращающегося опасного вещества в системе, пожароопасностью, высокой биологической активностью перекачиваемого продукта, способного оказывать вредное воздействие на человека и экосистемы окружающей природной среды. Главной потенциальной опасностью (фактором риска эксплуатации магистральных нефтепроводов) является наличие определенной вероятности возникновения аварии с выбросом нефти в окружающую среду.

Определение риска и прогнозирование последствий ЧС, вызванных авариями на магистральных нефтепроводах, является важной задачей для предотвращения или снижения негативного последствия ЧС.

Решение данной задачи основывается на теоретическом обосновании работы, выполненном в разделе 1, а так же на общих сведениях об объекте, исследовании района его расположения, особенностей функционирования.

2.1 Общие сведения об объекте

Объектом исследования является магистральный нефтепровод (МНП) "Усть-Балык – Курган – Уфа – Альметьевск" (УБКУА) на участке "Улу-Теляк-Черкассы", протяженностью 56,6 километров, и диаметром 500 мм. Пропускная способность нефтепровода - 50 млн. т/год, фактически перекачивается – 25 млн. т/год. Рабочее давление составляет 5 МПа [20]. Нефтепровод предназначен для перекачки западносибирской нефти в западном направлении для дальнейшего транспорта на нефтеперерабатывающие заводы России, в ближнее и дальнее зарубежье. Схема МНП ОАО "Уралсибнефтепровод" приведена на рисунке 2.1.

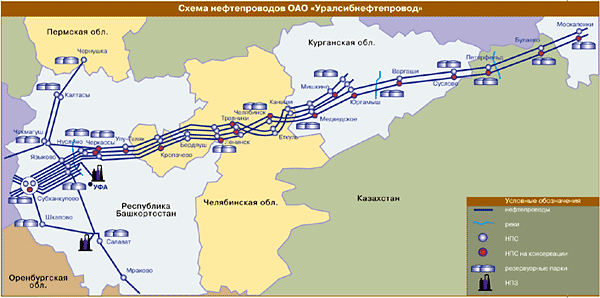


Рисунок 2.1 - Схема нефтепроводов ОАО "Уралсибнефтепровод"

МНП УБКУА является структурным подразделением Черкасского нефтепроводного управления, входящего в состав открытого акционерного общества "Урало-Сибирские магистральные нефтепроводы" (оао "Уралcибнефтепровод").

Карта района месторасположения объекта представлена на рисунке 2.2.

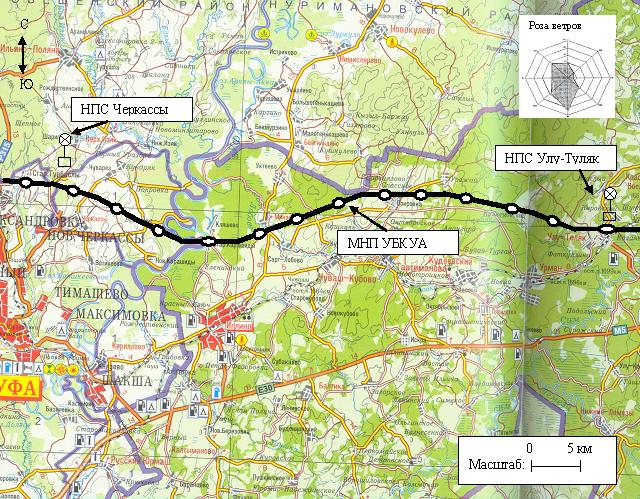


Рисунок 2.2 – Карта района месторасположения объекта

Продольный профиль, технологическая схема и ситуационный план магистрального нефтепровода УБКУА на участке "Улу-Теляк-Черкассы" приведены в приложении А [20].

2.2 Сведения о гидрогеологических особенностях района расположения линейной части МНП УБКУА

МНП УБКУА на участке "Улу-Теляк - Черкассы" расположен в гористой зоне Предуралья. Рельеф окружающей местности холмистый. Склоны пологие.

Район МНП УБКУА расположен в зоне резко континентального климата, который обуславливается большой удаленностью от морей и океанов.

Зима холодная, продолжительная, лето теплое, но сравнительно короткое. Характерной особенностью района является позднее прекращение весенних и ранее возобновление осенних заморозков в воздухе и на поверхности почвы [20].

Самым холодным месяцем является январь со средней месячной температурой минус 20 0С. Самым теплым является июль со средней месячной температурой плюс 19 0С.

Преобладающее направление ветра в течении года по району юго-западное. Средняя годовая скорость ветра, повторяемость превышения которой более 5% равна 8 м/с.

Жилой поселок Минзитарово располагается в 600 м от МНП УБКУА в северном направлении. Направление ветра в сторону жилого поселка не является преобладающим и составляет 3,1 м/с. Направление и скорость ветра приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Характеристика направлений и скорости ветра на территории объекта исследования

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Направление и скорость ветра, м/с | | | | | | | |
| С | СВ | В | ЮВ | Ю | ЮЗ | З | СЗ |
| 3,1 | 3,3 | 3,4 | 4,3 | 5,5 | 4,5 | 4,0 | 4,4 |

Нормативная глубина промерзания почвы 100-110 см.

Распределение осадков по сезонам не одинаково. Максимальное их количество выпадают в теплый период в виде дождя. За этот период выпадает 362 мм, что составляет 65% годового объема. За холодный период года доля осадков выпавших в виде снега составила 35% годовой суммы или 195 мм. Среднестатистический годовой слой осадков для района расположения объекта составил 557 мм [20].

Средняя месячная и годовая температура воздуха по району расположения объекта представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Средняя месячная и годовая температура воздуха

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Средняя температура воздуха, 0С | | | | | | | | | | | | |
| I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | год |
| минус 13,0 | минус 12,1 | минус 6,2 | 5,0 | 13,1 | 18,3 | 19,4 | 16,5 | 10,9 | 4,4 | минус 5,3 | минус 10,6 | 3,4 |

Грозы, туманы, метели, гололед. За лето обычно бывает до 20…24 дней с грозой, при максимуме в июле 7…8 дней, в том числе с градом в среднем 2 дня. Туманы за год наблюдаются 35…40 дней, при максимуме в холодный период 25…27 дней. За год бывает 30…36 дней с метелью. Наибольшее число дней с метелью отмечается в конце февраля – начале марта 7…8 дней.

За 30 летний период наблюдались следующие опасные метеорологические явления:

- 2 случая шквала при скорости ветра 25 м/с (наблюдался ветер 26 м/с и 36 м/с);

- 1 случай сильного дождя с количеством осадков 50 мм за 12 часов и менее

(наблюдалось 50,7 мм);

- 1 случай сильного ливня с количеством осадков 30 мм за 1 час и менее (наблюдалось 31,7 мм);

- 1 случай сильного снегопада при количестве выпавших осадков 20 мм и более за 12 часов и менее (выпало 21 мм осадков).

## 2.3 Виды ЧС, вызванных авариями с разливом нефти

С целью анализа развития чрезвычайных ситуаций, возможные аварии, вызывающие ЧС, связанные с разливом нефти, необходимо разделить на два класса:

– проектные аварии – аварии, для которых проектом определены исходные и конечные состояния и предусмотрены системы безопасности (активные и пассивные), обеспечивающие ограничения масштабов воздействия утечек нефти на население прилегающих территорий в установленных пределах;

– запроектные аварии – аварии, вызванные неучтёнными в проекте исходными состояниями и сопровождающиеся дополнительными, по сравнению с проектными авариями, отказами систем безопасности и ошибочными действиями персонала, приведшими к катастрофическим последствиям.

Запроектные аварии, с точки зрения показателей уровня безопасности населения и окружающей среды, представляют наибольший интерес, хотя вероятность их возникновения сравнительно мала по сравнению с проектными.

Проектные аварии, как правило, являются локальными и представляют индивидуальный риск для обслуживающего персонала. Поэтому они в наиболее полном объёме представлены в "Оперативном плане ликвидации возможных аварий промышленного объекта", пересматриваемом ежегодно [43]. Согласно "Оперативному плану ликвидации возможных аварий" по утверждённому графику с обслуживающим персоналом проводятся учебно-тренировочные занятия, где отрабатываются все варианты действий обслуживающего персонала при возникновении аварий.

Дерево событий развития вероятных сценариев аварий, приводящих к ЧС, на линейной части МНП приведено в приложении Б.

2.3.1 Идентификация и оценка опасностей

В соответствии с РД 03-418-01 "Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов", под "идентификацией опасности" промышленного объекта понимается процесс выявления и признания того, что для рассматриваемого объекта опасность существует, а также определение ее характеристик.

Данный процесс является одним из этапов анализа риска (оценки степени риска) ЧС на объектах и включает в себя сбор и анализ информации о причинах возникновения и развития чрезвычайных ситуаций, а также получение предварительных оценок опасности. На основе предварительных оценок опасности, исходя из принятых критериев, принимается решение о продолжении или прекращении процедуры анализа риска [43].

Наибольшую опасность для населения и окружающей природной среды, представляют чрезвычайные ситуации, связанные с неконтролируемым выходом (разливом) наружу нефти.

ЧС на магистральном нефтепроводе считается внезапный вылив или истечение нефти (утечки) в результате полного разрушения или повреждения нефтепровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими из следующих событий:

- смертельным травматизмом людей;

- травмированием людей с потерей трудоспособности;

- воспламенением нефти или взрывом её паров;

- загрязнением рек, водоемов и водотоков сверх пределов, установленных стандартом на качество воды;

- утечками нефти объемом 10 м3 и более [72].

Причины, в результате которых возможны ЧС на линейной части МНП приведены на рисунке 1.2 пункт 1.2.

К опасным участкам магистрального нефтепровода относятся:

- пересечения с автодорогами и ж/д;

- пересечения с водными преградами;

- места нахождения задвижок МНП;

- точки локального минимума – наиболее низкие точки рельефа местности, через которые проходит МНП. Важным критерием выбора точек локального минимума послужило расположение рядом с ними населенных пунктов [72].

ЧС на магистральном нефтепроводе может проходить по одному из сценариев, описанных в таблице 1.1 пункт 1.3.

Поражающие факторы ЧС на нефтепроводе, от которых должна быть обеспечена защита собственных и соседних объектов, приведены на рисунке 1.5 пункт 1.3.

Дерево событий развития вероятных сценариев аварий, приводящих к ЧС, на линейной части МНП приведено в приложении Б.

2.4 Оценка степени риска возникновения чрезвычайных ситуаций

В соответствии с действующими нормативными документами, под "Оценкой риска" или "Оценкой степени риска" понимается процесс, используемый для определения степени риска анализируемой опасности для здоровья человека, имущества или окружающей среды.

При этом, "Риск" или "Степень риска" определяется как сочетание частоты (или вероятности) и последствий конкретного опасного события. Таким образом, понятие риска всегда включает два элемента: частоту, с которой осуществляется опасное событие, и последствия этого события [19].

В процедуру оценки риска чрезвычайных ситуаций входит:

- прогноз частоты (вероятности) возникновения ЧС;

- оценка количества опасных веществ, способных участвовать в ЧС;

- определение площади разлива нефти, зоны взрывоопасных концентраций при испарении нефти с поверхности разлива;

- оценка последствий чрезвычайных ситуаций для человека, окружающей природной среды и самого объекта.

2.4.1 Оценка вероятности возникновения ЧС на магистральном нефтепроводе

Существует два вида сценариев развития возможной ЧС: наиболее вероятный и с наибольшими последствиями. Для ЧС с разливом нефти наиболее вероятно протекание ЧС без воспламенения, в этом случае образуется облако опасных для человека концентраций паров нефти. Сценарий с наибольшими последствиями менее вероятен, но влечет за собой большие потери - это пожар или взрыв пролива нефти.

Практика показывает, что ЧС, как правило, характеризуются комбинацией случайных событий, возникающих с различной частотой на разных стадиях возникновения и развития ЧС. Так, например, для образования облака опасных концентраций паров нефти необходимо наличие разлива, определенных метеоусловий. При движении образовавшегося облака в сторону населенного пункта происходит отравление людей, проживающих в нем [19].

Для выявления причинно – следственных связей между этими событиями используется логико-графический метод анализа "дерево событий".

Частота отказов в зависимости от характера отказа нефтепровода приведена в таблице 1.6 пункт 1.6.

Вероятность присутствия источника зажигания приведена в таблице 2.3 [42, 76].

Таблица 2.3 - Вероятность присутствия источника зажигания

|  |  |
| --- | --- |
| Вид события | Вероятность события |
| Появление источников зажигания от атмосферного электричества при пожаре | 0,041 |
| Присутствие случайного источника зажигания | 0,001 |

Деревья событий для количественного анализа различных сценариев ЧС, вызванных авариями на МНП, представлены на рисунках 2.3, 2.4, 2.5.

**1. Опасная концентрация паров нефти**

**Р**1 =45∙10-6

**2. Авария с разливом нефти**

**Р**2 =3,61∙10-4

**Коррозионный отказ НП**

**Р**2.1 =2,4∙10-4

**Структурный отказ НП**

**Р**2.2 =6∙10-5

**«Гильотинное»разрушение**

**Р**2.3 =6,12∙10-5

**3. Ветер в сторону населенного пункта**

**Р**3 =0,125

Рисунок 2.3 - Дерево событий для наиболее вероятного сценария

Из рисунков 2.3 и 2.4 видно, что вероятности появления нежелательных событий равные 45∙10-6 и 15∙10-6 соответственно превышают допустимое значение.

4. Пожар пролива

Р4 =15∙10-6

5. Авария с разливом нефти

Р5 =3,61∙10-4

Коррозионный отказ НП

Р5.1 =2,4∙10-4

Структурный отказ НП

Р5.2 =6∙10-5

«Гильотинное»разрушение

Р5.3 =6,12∙10-5

6. Источник зажигания

Р6 =0,042

Случайный источник

Р6.1 =1∙10-3

Атмосферное электричество

Р6.2 =0,041

Рисунок 2.4 - Дерево событий для сценария с наибольшими последствиями (пожар пролива)

**7. Взрыв паров нефти**

**Р**7 =8,1∙10-7

**8. Авария с разливом нефти**

**Р**8 =3,61∙10-4

**Коррозионный отказ НП**

**Р**8.1 =2,4∙10-4

**Структурный отказ НП**

**Р**8.2 =6∙10-5

**«Гильотинное»разрушение**

**Р**8.3 =6,12∙10-5

**9. Источник зажигания**

**Р**9 =0,042

**Случайный источник**

**Р**9.1 =1∙10-3

**Атмосферное электричество**

**Р**9.2 =0,041

**10. Вероятность нахождения концентрации паров нефти в пределах взрываемости**

**Р**10 =0,054

Рисунок 2.5 - Дерево событий для сценария с наибольшими последствиями (взрыв паров нефти)

Значение частоты возникновения отдельного события или сценария пересчитывается путем умножения частоты возникновения инициирующего события на условную вероятность развития аварии по конкретному сценарию [19].

Значение частоты P1 возникновения первого сценария (образование облака опасных для человека концентраций паров нефти):

P1 = P2∙Р3, (2.1)

где P2, P3 - вероятности возникновения событий 2, 3 соответственно.

P1 = 3,61∙10-4∙0,125=45∙10-6

Для второго сценария (пожара пролива нефти):

P4= P5∙Р6= 3,61∙10-4∙0,042=15∙10-6

Для третьего сценария (взрыв паров нефти):

P7= P8∙Р9 ∙Р10= 3,61∙10-4∙0,042∙0,054=8,1∙10-7

Можно сделать вывод, что вероятность возникновения первого и второго сценария превышает допустимую, и поэтому для МНП УБКУА требуется разработка и принятие мер по повышению надежности, а для этого необходимо прогнозирование последствий ЧС, т.е. определение ее параметров.

Так как из двух сценариев ЧС, вероятности возникновения которых превышают допустимое значение, далее будем рассматривать второй, т.е. пожар пролива нефти.

2.4.2 Оценка количества опасных веществ, способных участвовать в техногенной аварии, сопровождающейся проливом

При разрушении магистрального нефтепровода объём вытекшей жидкости определяется по формуле [72]:

 (2.2)

где  - давление перекачки, составляющее 5 МПа;

Q – расход нефти, равный 0,06 м3/с [80];

t – время перекрытия задвижек, равное 3600 с (так как ЧС произошла на линейной части МНП, расположенной в значительном удалении от ЛПДС, а так же длина отрезка между соседними задвижками составляет 12,6 км);

D - диаметр трубопровода, 500 мм;

L - длина отрезка между соседними задвижками, 12,6 км.

Таким образом, объем вытекшей нефти составляет 250 м3.

2.4.3 Определение массы нефти, разлившейся при ЧС

Количество пролившейся нефти, вследствие разгерметизации нефтепровода, рассчитывается:

, (2.3)

где - плотность нефти при расчетной температуре, кг/м3;

- объем вытекшей нефти, 250 м3;

Е – коэффициент заполнения трубопровода нефтью (Е = 0,79).

Таким образом, масса разлившейся нефти составляет:

 т.

2.4.4 Определение площади растекания и толщины слоя разлившейся нефти

Линейный размер разлития нефти при аварии на линейной части МНП зависит от объёма вытекшей жидкости и условий растекания. При свободном растекании диаметр разлития может быть определён из соотношения [72]:

d=  (2.4)

где V - объём жидкости, 250 м3;

Толщина слоя разлившейся нефти рассчитывается по формуле:

, (2.5)

где V- объем разлившейся жидкости, 250 м3,

F – площадь растекания нефти, м2, которая определяется по формуле:

 (2.6)

Таким образом, диаметр разлития составит:

d= м

Площадь растекания:

м2

Толщина слоя разлившейся нефти:

 0,05 м.

2.4.5 Определение количества нефти, впитавшейся в грунт

Количество нефти (масса Мвп или объем Vвп), впитавшейся в грунт, определяется по соотношениям [62]:

Мвп=Кн· Vгр· ρ, (2.7)

Vвп=Кн· Vгр , (2.8)

где ρ - плотность нефти, 0,86 т/м3[20];

Vгр - объем нефтенасыщенного грунта, м3;

Кн - нефтеемкость грунта, 0,16 % [52].

Объем нефтенасыщенного грунта вычисляется по формуле:

Vгр=Fгр·hср , (2.9)

где Fгр - площадь нефтенасыщенного грунта, равная площади пролива нефти, т.е 5024 м2;

hср - средняя глубина пропитки грунта по всей площади, принимается равной 0,15 м.

Объем Vгр нефтенасыщенного грунта составляет:

Vгр=5024⋅0,15=754 м3.

Масса нефти, впитавшейся в грунт, составляет:

Мвп=0,16 ⋅754⋅0,86=104 т.

Объем нефти, впитавшейся в грунт, составляет:

Vвп=0,16· 754 = 121м3.

Таким образом, объем нефтенасыщенного грунта составляет 754 м3, объем нефти, впитавшейся в грунт равен 121 м3, количество нефти, впитавшейся в грунт, равно 104 т.

### 2.4.6 Определение зоны образования взрывоопасных концентраций паров нефти в приземном слое атмосферы

Зоны взрывоопасных концентраций при испарении нефти с поверхности разлива определяют для наиболее неблагоприятного варианта – при подвижности воздуха, равной нулю (штиль), и температуре нефти, равной среднемесячной температуре самого жаркого месяца.

Среднемесячная температура июля для нефтепровода, проходящего по территории Республики Башкортостан, принята по нормативным данным равной 19 °С.

Время испарения нефти принято равным одному часу, т.е. количеству времени до момента появления источника зажигания. Глубина взрывоопасной зоны определяется по формуле:

, (2.10)

где Хзвк– расстояние от источника испарения, м;

А– константа, равная 0,17 [62];

i – интенсивность испарения, кг/с;

τ – продолжительность испарения, с, τ=3600 с;

φнп – нижний концентрационный предел распространения пламени для нефти, кг/м3.

Интенсивность испарения нефти определяется по формуле:

, (2.11)

где Мп – молярная масса нефти (т.к. при разлитии нефти испаряются легкие углеводороды то, в расчетах используется молярная масса бензина, равная 61,525 кг/кмоль);

РS – давление насыщенных паров нефти, кПа;

Fзр– площадь зоны разлива нефти, м2;

Давление насыщенных паров нефти определяется по формуле:

, (2.12)

где tн – температура нефти, ˚С;

tвсп– температура вспышки нефти в закрытом тигле, равная минус 31˚С.

Расчетная температура при испарении нефти принята равной среднемесячной температуре ОПС для июля 19˚С.

Тогда давление насыщенных паров нефти составляет:

 кПа.

Интенсивность испарения нефти, подставив известные данные в (2.11), составляет:

=0,42 кг/с

Глубина взрывоопасной зоны по формуле (2.10) составляет:

 м.

Взрывоопасная зона отражена на карте расположения объекта на рисунке 1В в приложении В.

2.4.7 Определение массы паров нефти, поступившей в окружающее пространство при ЧС

Масса паров нефти, поступившей в окружающее пространство при ЧС рассчитано по формулам, приведенным в [62].

Масса паров нефти, поступивших в окружающее пространство:

, (2.13)

где w— интенсивность испарения, кг/(см2);

Fи — площадь испарения, принимается равной площади разлива нефти 5024 м2;

T – время испарения нефти, принято равным одному часу, т.е. количеству времени до момента появления источника зажигания.

Интенсивность испарения рассчитывается по формуле:

, (2.14)

где  - безразмерный коэффициент (принимается равным 1),

М – молярная масса нефти (т.к. при разлитии нефти испаряются легкие углеводороды то, в расчетах используется молярная масса бензина, равная 61,525 кг/кмоль);

Рн– давление насыщенных паров нефти, равное 13,3 кПа.

Интенсивность испарения по формуле 2.14 составляет:

 кг/(см2)

Масса паров нефти, поступивших в окружающее пространство, равна:

 кг.

### 2.4.8 Определение зоны опасных давлений ударной волны

Зоны опасных давлений ударной волны взрыва определены для чрезвычайных ситуаций, связанных с разливом нефти и ее испарением.

Для проведения расчетов радиуса зон опасных значений ударной волны взрыва при сгорании паровоздушных облаков используется следующее выражение:

 при mП<5000 кг, (2.15)

где Ri– радиус класса опасной зоны с заданным избыточным давлением на границе зоны, м;

Кi– коэффициент взаимосвязи величины избыточного давления с радиусом опасной зоны;

mП– масса испарившихся паров с поверхности разлива нефти, кг.

При этом определяем радиусы зон избыточного давления всех классов, в которых возможны малые, умеренные, средние, сильные и полные разрушения зданий и сооружений [72].

Классификация и характеристика зон разрушений в зависимости от значений избыточного давления во фронте ударной волны взрыва определялись по приведенной ниже таблице 2.4.

Определим радиусы зон избыточного давления всех классов. По формуле (2.15) рассчитаем радиус зоны полных разрушений зданий и сооружений:

м.

Результаты проведенных расчетов отражены в таблице 2.5.

Таблица 2.4 – Классификация и характеристика зон разрушений в зависимости от значений избыточного давления во фронте ударной волны взрыва

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Класс  зоны | Кi | Величина избыточного давления, кПа | Степень разрушения зданий и сооружений |
| 1 | 3,8 | >100 | Полное обрушение здания, от которого могут сохраниться только поврежденные (или неповрежденные) подвалы и незначительная часть прочных элементов. При полном разрушении образуется завал.  Здания и сооружения восстановлению не подлежат. |
| 2 | 5,6 | 53 | Разрушение большей части несущих конструкций. При этом могут сохраняться наиболее прочные элементы здания, каркасы, ядра жесткости, частично стены и перекрытия нижних этажей. При сильном разрушении образуется завал [72]. |
| 3 | 9,6 | 28 | Среднее повреждение — разрушение зданий без обрушения. Разрушаются резервуары нефтехранилищ. |
| 4 | 28 | 12 | Умеренные разрушения, повреждения  внутренних перегородок, рам, дверей. |
| 5 | 50 | 5 | Нормативное значение. |

Зоны избыточного давления всех классов отражены на карте района расположения объекта исследования на рисунке 2В в приложении В.

Таблица 2.5 – Результаты расчетов по определению размеров зон избыточного давления всех классов

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| №  п/п | Зоны избыточного давления всех классов | Радиус, м |
| 1 | Зона полного разрушения (> 100 кПа), К=3,8 | 23 |
| 2 | Зона 50%-го разрушения сооружений (53 кПа), К=5,6 | 34 |
| 3 | Зона разрушения без обрушений (28 кПа), К=9,6 | 58 |
| 4 | Зона умеренного разрушения сооружений (12 кПа), К=28 | 169 |
| 5 | Зона повреждения около 10 % остекления (5 кПа), К=50 | 302 |

### 

### 2.4.9 Определение зоны опасного теплового воздействия для людей и зданий

В качестве критериев опасного теплового воздействия принимаются тепловые нагрузки для людей– ≥1400 Вт/м2, для зданий – ≥7500 Вт/м2 [72].

Плотность теплового потока при пожаре разлива нефти принимается равной 80 кВт/м2[72].

Глубина зоны опасного теплового излучения согласно "Методике оценки последствий аварий на пожаровзрывоопасных объектах МЧС России" определяется по формуле:

, (2.16)

где х– глубина зоны опасного теплового излучения, м;

Qо – тепловой поток на поверхности факела пламени, кВт/м2;

q– тепловой поток, опасный для зданий, сооружений и людей, находящихся вне здании и укрытий, кВт/м2.

Глубина зоны опасного теплового излучения для людей составляет:

м.

Глубина зоны опасного теплового излучения для зданий и сооружений составляет:

м.

При пожаре разлива нефти тепловые зоны будут повторять форму зон разлива нефти [72].

Зоны опасного теплового излучения отражены на карте расположения объекта исследования на рисунке 3В в приложении В.

Результаты расчета параметров ЧС, вызванной аварией на магистральном нефтепроводе, приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Результаты расчета параметров ЧС

|  |  |
| --- | --- |
| Параметры ЧС | Значения |
| Объем вытекшей нефти, м3 | 250 |
| Масса вытекшей нефти, т | 170 |
| Диаметр разлития нефти, м | 80 |
| Толщина слоя разлившейся нефти, м | 0,05 |
| Площадь загрязнения, м2 | 5024 |
| Объем нефтенасыщенного грунта, м3 | 754 |
| Объем впитавшейся в грунт нефти, м3 | 121 |
| Количество впитавшейся в грунт нефти, т | 104 |
| Приведенная масса паров нефти, поступившей в окружающее пространство, кг | 1881 |
| Глубина взрывоопасной зоны, м | 75 |
| Глубина зоны опасного теплового излучения:  для людей, м  для зданий и сооружений, м | 141  85,5 |

Анализируя результаты расчета параметров ЧС, вызванной аварией на магистральном нефтепроводе, которые необходимы для обоснования пожаровзрывоопасности магистрального нефтепровода, а так же для определения количества сил и средств для ликвидации возможной ЧС, можно сделать вывод, что данная ЧС муниципального характера [48].

Таким образом, определив риск ЧС на МНП, можно сделать вывод, что вероятность возникновения ЧС с образованием опасной концентрации паров нефти или с возгоранием паров нефти превышает допустимые значения, поэтому обоснование пожароопасности магистрального нефтепровода и разработка мероприятий по обеспечению безаварийной работы и противопожарной защиты на объекте проведем на основе ЧС с возгоранием паров нефти на магистральном нефтепроводе УБКУА, вблизи д. Минзитарово.

3. Пожаровзрывозащита. Обоснование пожаро-взрывоопасности магистрального нефтепровода

Производственная деятельность МНП "Усть-Балык-Курган-Уфа-Альметьевск" заключается в перекачке западно-сибирской нефти, температура вспышки которой не превышает 61°С, на нефтеперерабатывающие заводы России, в ближнее и дальнее зарубежье. Согласно требованиям [42], МНП УБКУА относится к особо опасным производствам, так как количество опасного вещества (нефть входящая в группу ЛВЖ) обращающегося (транспортируемого) по МНП превышает предельное количество - 200 тонн.

По данным [76] на объектах транспорта и хранения нефти в Российской Федерации c 1984 по 2008 года произошло 480 пожаров (около 20 пожаров в год), причем из них 149 случаев приходится на технологические сооружения. Характерными причинами возникновения пожаров является образование опасных концентраций паров нефти и появление в этой зоне источника зажигания.

Исходя из этого необходимо обоснование пожаровзрывоопасности магистрального нефтепровода, разработка мероприятий по предупреждению пожаров и взрывов. Решение данных задач основывается на теоретическом обосновании работы, выполненном в разделе 1, а так на результатах прогнозирования, полученных в разделе 2.

## 3.1 Характеристика опасного вещества, обращающегося на нефтепроводе УБКУА

Нефть – маслянистая, обычно темная, реже желтая или светлая жидкость, легче воды. Плотность большинства нефтей колеблется от 770 до 960 кг/м3. Лишь очень немногие нефти имеют плотность, равную 1000 кг/м3 или даже немного больше. Чем меньше плотность нефти, тем лучше ее качество, т. е. тем больше содержится в ней бензиновых и керосиновых фракций. По химическому составу нефть представляет собой смесь различных органических соединений, главным образом углеводородов [26].

По требованиям ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ 12.1.007 –76 пары нефти относятся к вредным веществам 4 класса опасности [13, 14]. Характеристика опасного вещества по пожаровзрывоопасности приведена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Характеристика опасного вещества по пожаровзрывоопасности

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование параметра | Параметр |
| Название вещества | Нефть |
| Химическое | Смесь органических соединений |
| Температура вспышки, оС | От минус 31 до минус 36 |
| Температура самовоспламенения, оС | Выше 250 |
| Пределы взрываемости | 1,1 – 6,5% |

## 3.2 Мероприятия по предупреждению пожаров и взрывов

Мероприятия по предупреждению пожаров и взрывов направлены на недопущение выхода наружу (разлив) нефти, её испарения, образования взрывопожароопасных концентраций паров, а также образования (внесения) в опасное паровоздушное облако источников зажигания [67].

Выход наружу нефти возможен при:

– нарушении герметичности трубопровода, запорной арматуры;

– выходе из нормального режима эксплуатации технических средств обеспечения и средств автоматики;

– ошибках производственного персонала;

– преднамеренных действиях (диверсиях) и др.

3.2.1 Мероприятия по предупреждению разгерметизации

Для предотвращения указанных выше причин разлива нефти на МНП, предусмотрены следующие технические решения с установкой соответствующего оборудования, приборов контроля и автоматизации управления технологическими процессами и сигнализации его происхождения обслуживающему персоналу[75]:

– антикоррозионное покрытие наружных поверхностей трубопроводов, позволяющее снизить вероятность его разгерметизации за счет коррозийного разрушения;

– техническое обследование, диагностика и испытание в соответствии с требованиями "Правил технической эксплуатации МНП и инструкции по их ремонту";

– техническое обслуживание, ремонт и восстановление МНП;

– соединение трубопровода и запорно-регулирующей арматуры выполняется сваркой или фланцами. Прокладки фланцевых соединений изготовляются из негорючих материалов, не разрушающимся при сборке (монтаже) и обеспечивающих герметичность соединений.

Главным фактором поддержания работоспособного состояния нефтепровода и надёжной его работы является система планово-предупредительных ремонтов магистральных нефтепроводов и их объектов[24].

С целью обеспечения надёжности работы магистрального нефтепровода на нём предусмотрена система катодной защиты. Так же необходимо проводить техническую диагностику трубопроводов.

Диагностика технического состояния нефтепроводов осуществляется путём пропуска внутритрубных диагностических снарядов [8]. На основе патентной проработки, произведенной в литературном обзоре в разделе 1.8, был сделан вывод, что для диагностики состояния магистрального трубопровода на предмет дефектов геометрии, которые возникают вследствие механического воздействия, которое и явилось причиной выхода нефти в рассматриваемой ниже ЧС, наиболее подходящим является внутритрубный профилемер ПРН. Справка об анализе патентной литературы по теме выпускной квалификационной работы приведена в приложении Г.

Одним из главных требований, выполнение которого необходимо для надежного диагностирования линейной части, является требование к подготовке линейной части МНП.

Каждый участок МНП, представленный к диагностированию, должен быть оборудован камерами пуска и приема средств очистки и диагностирования (СОД). Технологическая схема узла приема-пуска СОД приведена в приложении Г.

Камера пуска и приема предназначена для запасовки СОД в трубопровод и начала его движения, а также для остановки СОД в конце обследуемого участка и его выемки. Камера пуска и приема состоит из корпуса, затвора для открытия или закрытия камеры, арматуры и трубопроводов технологической обвязки и других комплектующих узлов, манометров, вантузов, сигнализаторов прохождения СОД. Корпус камеры состоит из расширенной части с затвором и трубы номинального диаметра, соединенных коническим переходником, и подключенных через выходную задвижку к магистральному нефтепроводу. Операции по запасовке и выемке СОД выполняются без остановки перекачки нефти [8, 82].

Так же в местах установки камер пуска и приема СОД на линейных участках МНП должна быть оборудована площадка с обязательным обвалованием. Схема площадки узла запуска и приема СОД приведена в приложении Г на рисунке 1Г.

Внутритрубный профилемер ПРН, внешний вид которого приведен на рисунке 3.1, является средством диагностики, состоит из двух секций – стальных герметичных корпусов, связанных между собой карданным соединением. В передней и задней частях первой секции установлены манжеты, предназначенные для центрирования и приведения в движение прибора в трубопроводе. Коническая манжета, установленная на передней секции, предотвращает застревание прибора в трубах, имеющих тройное разветвление – "тройниках", не оборудованных предохранительными решетками. В носовой части первой секции установлен бампер, под которым находится антенна приемопередатчика в защитном кожухе, а на задней части, на подпружиненных рычагах, размещены одометрические колеса, предназначенные для измерения пройденного расстояния. Чертеж одометра приведен на странице 68.

На второй секции установлены манжеты и измерительная система, состоящая из множества рычагов с колесами (так называемый "спайдер") для измерения проходного сечения и других геометрических особенностей трубы. Колеса спайдера прижимаются к внутренней поверхности трубы и при движении профилемера перекатываются через препятствия, встречающиеся на их пути, перемещая конец рычага, на котором они установлены. Это движение через тяги передается на качающийся диск, к центру которого через шарниры и тягу подсоединен движок потенциометра. Перемещение движка потенциометра вызывает изменение сигнала, который затем преобразуется в цифровую форму и записывается в память профилемера [8, 82]. Чертеж спайдера приведен на странице 70.

9

1

2

8

3

4

5

6

7

8

1, 5 – передний и задний бамперы, 2 – коническая манжета; 3 – одометры; 4 – блок потенциометров; 6 – спайдер; 7 – карданный узел с измерителем поворота; 8 – манжеты; 9 – маркерный приемопередатчик.

Рисунок 3.1 – Внутритрубный профилемер ПРН 16

На карданном соединении смонтирована система измерения угла поворота, состоящая из неподвижного "грибка" на передней секции и находящегося с ним в контакте подвижного подпружиненного щупа на второй секции, соединенного с потенциометром. При повороте секции относительно друг друга "грибок", благодаря своему профилю, сдвигает щуп пропорционально углу поворота, а потенциометр преобразует это перемещение в электрический сигнал [8, 82].

Таким образом, в запоминающем устройстве происходит одновременная регистрация и хранение данных спайдера, угла поворота, сигналов одометра, сигналов маркерных передатчиков.

Наличие дефектов и особенностей на трубопроводе, их геометрические параметры и места расположения определяются по распечатке данных профилеметрии после пропуска профилемера по трубопроводу.

Минимальное проходное сечение трубопровода, необходимое для пропуска профилемера, составляет 70 % внутреннего диаметра трубопровода.

Чувствительность измерительной системы прибора составляет 2 мм.

Точность измерения высоты вмятин на прямых участках трубопровода составляет 0,4-0,6% относительно внешнего диаметра трубы [82].

Таким образом, при оборудовании линейной части магистрального нефтепровода камерами пуска и приема средств очистки и диагностирования и использовании для выявления дефектов геометрии трубопровода внутритрубного профилемера, можно заблаговременно выявить дефектные участки и устранить их, тем самым предупредить возможные чрезвычайные ситуации, а значит и повысить промышленную и экологическую безопасность [82].

3.2.2 Мероприятия, направленные на предупреждение развития ЧС и локализацию выбросов нефти

В целях повышения надёжности МНП УБКУА осуществлены следующие технические решения:

- внутритрубная диагностика путём прогона внутритрубных диагностических снарядов ПРН для определения дефектных мест нефтепроводов, замена дефектных мест нефтепроводов, замена дефектных мест МНП по результатам диагностики [8, 82];

- внедрение линейных контроллеров ЛКА-2 для линейной части по системе телемеханики;

- увеличение толщины стенки трубопроводов и строительство защитных сооружений, позволяющих локализовать аварийные разливы нефти на участках МНП, проложенных вблизи населённых пунктов и переходах через водные препятствия;

- водные переходы МНП при ширине водных преград с меженным горизонтом 75 м и более, выполнены с резервной ниткой. Заглубление трубопровода, в дно водоёма, выполняются на глубину исключающую повреждение труб [8];

При получении сообщения об аварии:

- немедленно определяется место аварии;

- остановка перекачки нефти по повреждённому участку нефтепровода;

- закрытие линейных задвижек на повреждённом участке нефтепровода.

По прибытию бригады на место аварии руководитель аварийно-восстановительных работ принимает решения по обеспечению безопасности и локализации аварии. С этой целью:

- останавливается движение транспорта на участках автодорог, железных дорог, находящихся в опасной близости к разлившейся нефти;

- оповещается население близлежащих населённых пунктов об опасности и мерах предосторожности (вплоть до эвакуации); соответствующие службы в соответствии со схемой оповещения информируют органы местного самоуправления, КЧС и ПБ и другие органы.

В местах, где отсутствуют сооружения для задержания нефти, устанавливаются временные запруды. Если на пути движения нефти заблаговременно созданы запруды или амбары нефти, руководитель работ организует дежурство с целью своевременного принятия мер по предотвращению перелива нефти.

В случае попадания нефти в реку принимаются меры по её улавливанию и утилизации. Улавливание производится с помощью матов из соломы или других подручных средств. Улавливаемую нефть направляют к одному из берегов, где собирают специальными нефтесборщиками и откачивают в специальные ёмкости. Места устройства заграждений определяются с учётом того, чтобы к подходу головной части нефтяного потока работы по сооружению заграждений были закончены [82].

Для поддержания в МНП определенного давления, предусмотренного технологическим режимом, применяются системы автоматического регулирования давления на выходе насосной, автоматические регуляторы (гидравлические заслонки) и исполнительные механизмы, установленные на площадках регуляторов давления. Исполнительным механизмом является электропривод, который от получения команды из операторной приводит в движение заслонку в трубопроводе; датчики также установлены в камере регуляторов до заслонки и после заслонки, сигналы от датчиков давления суммируются в процессе, где вырабатывается команда на необходимое давление в магистрали в зависимости от необходимости величины давления заслонки приоткрывают или прикрывают трубопровод [82].

## При недостаточности превентивным мероприятий возможно возникновение техногенной аварии, приводящей к ЧС. Поэтому рассмотрим чрезвычайную ситуацию, возникшую на МНП УБКУА.

3.3 Описание чрезвычайной ситуации

При проведении дорожно-ремонтных работ на пересечении автодороги Иглино-Павловка и магистрального нефтепровода произошло повреждение нефтепровода дорожной техникой. Это привело к разгерметизации нефтепровода по сварному шву. Как следствие, в результате аварийного истечения из МНП "Усть-Балык-Курган-Уфа-Альметьевск" (Ду 500мм) на 1512 км объем вышедшей нефти составил 250 м3, при этом загрязненной оказалась площадь, равная 5024 м2 (см. раздел 2, пункты 2.4.2 – 2.4.6). ЧС произошла 15 апреля в 10:30 местного времени. В это время производился пал сухой травы, что и явилось источником зажигания. Начался пожар.

Метеообстановка: температура воздуха 10°С, влажность воздуха 65 %, ветер северный, со скоростью 3 м/с.

Карта района, где произошла ЧС, представлена в разделе 2, пункте 2.1 на рисунке 2.2.

## 3.4 Обоснование пожаровзрывоопасности объекта

Для обоснования пожаровзрывоопасности объекта исследования, т.е. для определения категории наружной установки, чем и является магистральный нефтепровод, по пожарной опасности необходимо провести расчеты по определению:

- горизонтальных размеров зон, ограниченных газопаровоздушной смесью с концентрацией горючего выше НКПР, при аварии с разливом нефти;

- избыточного давления и импульса волны давления при сгорании смесей газов и паров с воздухом в открытом пространстве;

- интенсивность теплового излучения при пожаре пролива нефти;

- индивидуального и социального рисков.

3.4.1 Определение горизонтальных размеров зон, ограничивающих газопаровоздушные смеси с концентрацией горючего выше нижнего концентрационного предела распространения пламени, при аварии с разливом нефти

Нижний концентрационный предел распространения пламени (НКПР) – минимальное содержание горючего вещества в однородной смеси с окислительной средой, при которой возможно распространение пламени по смеси на любое расстояние от источника зажигания. Невозможность воспламенения горючей смеси при концентрации ниже НКПР объясняется малым количеством горючего вещества и избытком воздуха.

В соответствии с [17] определяются размеры зон, ограниченных НКПР газов и паров:

, (3.1)

, (3.2)

где m- масса паров ЛВЖ, поступивших в открытое пространство за время полного испарения, 1881 кг (см. раздел 2 пункт 2.4.7);

ρп - плотность паров нефти при расчетной температуре и атмосферном давлении, кг/м3;

рн - давление насыщенных паров нефти при расчетной температуре, кПа;

К - коэффициент (К =  для ЛВЖ);

Т - продолжительность поступления паров нефти в открытое пространство, 3600 c;

СНКПР — нижний концентрационный предел распространения пламени паров нефти, 1,1 % (об.).

Плотность паров нефти при расчетной температуре [17]:

 (3.3)

где М – молярная масса, кг/кмоль;

V0 – мольный объем (равен 22,4 м3/кмоль);

t1 – расчетная температура, ºС (расчетная температура принимается равной 19˚С).

= 2, 57 кг/м3.

Плотность паров нефти при расчетной температуре по формуле (3.3) составляет 2,57 кг/м3.

Размеры зон, ограниченных НКПР газов и паров по (3.1) и (3.2):

= 88 м;

= 3,5 м.

Граница зоны, ограниченной НКПР по горизонтали будет проходить на расстоянии 88 м от места разрушения трубопровода, а по вертикали на высоте 3,5 м от поверхности земли.

3.4.2 Определение избыточного давления и импульса волны давления при сгорании смесей газов и паров с воздухом в открытом пространстве

При реализации сценария аварии с разливом нефти и горением газопаровоздушной смеси развивается избыточное давление, воздействующее на людей, здания, сооружения и вызывающее повреждения и разрушения различной степени.

Величина избыточного давления, развиваемого при сгорании газопаровоздушных смесей [43]:

, (3.4)

где p0 – атмосферное давление, p0=101 кПа;

r- расстояние от геометрического центра газопаровоздушного облака до д. Минзитарово, r = 600 м;

mпр – приведенная масса паров, кг;

Приведенная масса паров нефти определяется по формуле:

, (3.5)

где - удельная теплота сгорания пара, = 4,3∙107 кДж/кг;

- константа, равная 4,52∙106 Дж/кг;

mп – масса паров нефти, поступивших в результате аварии в окружающее пространство, кг;

Z – коэффициент участия паров в горении, Z = 0,1,

= 1790 кг

Избыточное давление по формуле (3.4):

= 2 кПа

Величина импульса волны давления:

, (3.6)

= 30 Па∙с.

Таким образом, д. Минзитарово, расположенная на расстоянии 600 метров от нефтепровода, не попадает в зону разрушений.

3.4.3 Определение интенсивности теплового излучения при пожаре пролива нефти

При реализации сценария аварии с разливом нефти, сопровождающегося пожаром пролива, возникает опасность воздействия теплового излучения на соседние объекты и персонал.

Интенсивность теплового излучения пожара [17]:

, (3.7)

где Еf – среднеповерхностная плотность теплового излучения пламени, кВт/м2;

Fq – угловой коэффициент облученности;

τ – коэффициент пропускания атмосферы.

Высота пламени рассчитывается по формуле [17]:

, (3.8)

где d – эффективный диаметр пролива, равный 80 м (см. раздел 2 пункт 2.4.4);

m – удельная массовая скорость выгорания топлива, кг/(м2∙с). Для нефти m = 0,04 кг/(м2∙с);

ρв – плотность окружающего воздуха, равная 1,29 кг/м3;

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с;

Значение высоты пламени согласно (3.8):

= 15 м.

Угловой коэффициент облученности определяется по формуле:

, (3.9)

где

, (3.10)

где h = 2∙H/d = 2∙15/80=0,375,

S1 = 2∙r/d, (r – расстояние от геометрического центра пролива до облучаемого объекта).

S1 = 2∙600/80=15;

А = (h2 + S12 + 1)/(2∙S1) = (0,3752 +152 +1)/(2∙15)=7,5.

Согласно формуле 3.10:

0,0046 , (3.11)

где B = (1+S12)/(2∙S1) = (1+152)/(2∙15)=7,5

Согласно формуле 3.11:

0,01

Согласно формуле (3.9) угловой коэффициент облученности Fq равен:

0,011

Коэффициент пропускания атмосферы определяют по формуле [17]:

τ = exp[-0,7∙10-4∙(r-0,5∙d)] (3.12)

τ = exp[-0,7∙10-4∙(600-0,5∙80)]=0,9616

Среднеповерхностная плотность теплового излучения пламени Еf для нефти равна 10 кВт/м2.

Учитывая данные расчетной ситуации, интенсивность теплового излучения q по формуле (3.7) равна:

q = Еf ∙ Fq ∙ τ = 10∙0,011∙0,9616= 0,11 кВт/м2.

Таблица 3.2 - Предельно допустимая интенсивность теплового излучения пожаров проливов ЛВЖ и ГЖ

|  |  |
| --- | --- |
| Степень поражения | Интенсивность теплового излучения, кВт/м2 |
| Без негативных последствий в течение длительного времени | 1,4 |
| Непереносимая боль через 20–30 с  Ожог 1-й степени через 15–20 с  Ожог 2-й степени через 30–40 с  Воспламенение хлопка-волокна через 15 мин | 7,0 |
| Воспламенение древесины с шероховатой поверхностью (влажность 12 %) при длительности облучения 15 мин | 12,9 |
| Воспламенение древесины, окрашенной масляной краской по строганной поверхности; воспламенение фанеры | 17,0 |

Время выгорания [17]:

, (3.13)

где m – масса нефти, разлившейся в результате аварии, кг;

F – площадь пролива, м2;

 - удельная массовая скорость выгорания,  = 0,04 кг/(м2∙с),

.

Таким образом, время выгорания нефти составит 848 с, что примерно составляет 14 минут. Интенсивность теплового излучения на расстоянии 600 м, где находится д. Минзитарово, не представляет опасности, так же деревня не попадает и в зону разрушений.

Определим индивидуальный и социальный риски.

## 3.5 Оценка риска

Под риском понимают относительную частоту возникновения нежелательного события [17]. В данном случае под оценкой риска понимается процедура нахождения индивидуального и социального риска для участка МНП УБКУА, в защитной зоне которого проживает население деревни Минзитарово Иглинского района.

3.5.1 Оценка индивидуального риска

Настоящий метод применим для расчета индивидуального риска (далее – риска) на наружных технологических установках при возникновении таких поражающих факторов, как избыточное давление, развиваемое при сгорании газопаровоздушных смесей и тепловое излучение.

Вероятность реализации различных сценариев аварии рассчитывается по формуле[17]:

Q (A) = Qав Q (A)ст, (3.14)

где Q (A)ст – статистическая вероятность развития аварии определяемая по таблице 3.3;

Qав– вероятность разгерметизации нефтепровода и выброса горючего вещества в течении года.

Вероятность сгорания паровоздушной смеси в открытом пространстве с образованием волны избыточного давления:

Qс.д = 1,35 10-2 0,0119 = 1,6 10-4 год -1.

Вероятность воспламенения пролива:

Qв.п = 1,35 10-2 0,0287 = 3,8 10-4 год -1.

Вероятности развития аварии в остальных случаях принимают равными 0.

Таблица 3.3 - Статистические вероятности различных сценариев развития аварии

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Сценарий аварии | Вероятность | Сценарий аварии | Вероятность |
| Факел  Огненный шар  Горение пролива  Сгорание облака | 0,0574  0,7039  0,0287  0,1689 | Сгорание с развитием избыточного давления  Без горения  Итого | 0,0119  0,0292  1 |

Согласно расчетам, избыточное давление Δр и импульс i волны давления, на расстоянии 600 м составляют:

Δр = 2 кПа,

i = 30 Па с.

Значение интенсивности теплового излучения от пожара пролива нефти на расстоянии 600 м составляет: qп = 0,11 кВт/м2.

Для приведенных значений поражающих факторов определяются значения "пробит"-функции Рr,:

Рr = 5 – 0,26 ln (V), (3.15), где

 (3.16)

Δp – избыточное давление, Па,

i – импульс волны давления, Па с.

== 153∙107.

Рr = 5 – 0,26 ln 153∙107 = 0,2.

Условная вероятность поражения человека тепловым излучением определяется по формуле [17]:

Рr = -14,9 + 2,56 ln (t q1,33), (3.17)

где q – интенсивность теплового излучения, кВт/м2 ,

t – эффективное время экспозиции, с.

t определяется:

t = tо + x/v, (3.18)

где tо — характерное время обнаружения пожара, с (допускается принимать t = 5 с);

х — расстояние от места расположения человека до зоны (интенсивность теплового излучения не превышает 4 кВт/м2), м;

v — скорость движения человека, м/с (допускается принимать v = 1 м/с);

t = 5+600/1 = 605 с,

"Пробит"-функции Рr для пожара проливов ЛВЖ и ГЖ:

Рr = -14,9 + 2,56 ln (t q1,33)= -14,9 + 2,56 ln (605 0,111,33)= -6,02.

Для указанных значений "пробит"-функции по таблице 3.4 условная вероятность поражения человека поражающими факторами равна:

QСД = 0; QП = 0.

Индивидуальный риск R, год-1, определяется по формуле [17]:

, (3.19)

где  – условная вероятность поражения человека,

Q – вероятность реализации , год-1;

## R = 1,6 10-4 0 + 3,8 10-4 0 = 0год-1 .

## Индивидуального риска при данной ЧС нет.

Таблица 3.4 – Значения условной вероятности поражения человека в зависимости от Рr

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Условная вероятность поражения, % | Рr | | | | | | | | | |
|  | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 0 | - | 2,67 | 2,95 | 3,12 | 3,25 | 3,36 | 3,45 | 3,52 | 3,59 | 3,66 |
| 10 | 3,72 | 3,77 | 3,82 | 3,90 | 3,92 | 3,96 | 4,01 | 4,05 | 4,08 | 4,12 |
| 20 | 4,16 | 4,19 | 4,23 | 4,26 | 4,29 | 4,33 | 4,36 | 4,39 | 4,42 | 4,45 |
| 30 | 4,48 | 4,50 | 4,53 | 4,56 | 4,59 | 4,61 | 4,64 | 4,67 | 4,69 | 4,72 |
| 40 | 4,75 | 4,77 | 4,80 | 4,82 | 4,85 | 4,87 | 4,90 | 4,92 | 4,95 | 4,97 |
| 50 | 5,00 | 5,03 | 5,05 | 5,08 | 5,10 | 5,13 | 5,15 | 5,18 | 5,20 | 5,23 |
| 60 | 5,25 | 5,28 | 5,31 | 5,33 | 5,36 | 5,39 | 5,41 | 5,44 | 5,47 | 5,50 |
| 70 | 5,52 | 5,55 | 5,58 | 5,61 | 5,64 | 5,67 | 5,71 | 5,74 | 5,77 | 5,81 |
| 80 | 5,84 | 5,88 | 5,92 | 5,95 | 5,99 | 6,04 | 6,08 | 6,13 | 6,18 | 6,23 |
| 90 | 6,28 | 6,34 | 6,41 | 6,48 | 6,55 | 6,64 | 6,75 | 6,88 | 7,05 | 7,33 |
| – | 0,00 | 0,10 | 0,20 | 0,30 | 0,40 | 0,50 | 0,60 | 0,70 | 0,80 | 0,90 |
| 99 | 7,33 | 7,37 | 7,41 | 7,46 | 7,51 | 7,58 | 7,65 | 7,75 | 7,88 | 8,09 |

## Анализируя результаты можно сделать заключение, что, индивидуального риска нет, что соответствует требованиям ГОСТ 12.1.010-76 по обеспечению уровня безопасности 10-6.

3.5.2 Оценка социального риска

Так как в д.Минзитарово, расположенной на расстоянии 600 метров от магистрального нефтепровода УБКУА, где произошла ЧС с выходом нефти и возгоранием паров нефти, проживает 1000 человек, то необходимо определить и социальный риск.

Ожидаемое число погибших человек определяется по формуле [17]:

, (3.20)

где  - условная вероятность поражения человека (см. раздел 3 пункт 3.4.1),

 - число человек в зоне воздействия поражающих факторов.

Результаты вычисления приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Результаты вычислений, необходимые для определения социального риска

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Расстояние от трубопровода, м | Число человек в зоне | Условные вероятности поражения человека (средние по зонам) | | Ожидаемое число погибших человек | |
|  |  | 102 | 102 | Nс.д | Nп |
| 600 | 1000 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Социальный риск S рассчитывается по формуле:

 (3.21)

где l — число ветвей логической схемы.

Таким образом:  год-1 .

Социального риска так же нет, что связано с удалением деревни от трубопровода.

Таким образом, наружной установке МНП УБКУА присваивается категория Ан по пожаровзрывоопасности, так как размеры зон, ограниченные нижним концентрационным пределом распространении пламени, превышают рамки 30 м (см. пункт 3.3.1) [36].

4. Планирование аварийно-спасательных и других неотложных работ при чрезвычайной ситауции, вызванной аварией на магистральном нефтепроводе

Планирование мероприятий по локализации и ликвидации разлива нефти на территории РБ осуществляется в соответствии с приказом МЧС России № 242 "О дальнейшем совершенствовании работы в области предупреждения и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов", постановлениями Правительства РФ № 613 и № 240 "О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации".

Планирование АСДНР при ликвидации ЧС необходимо для установления последовательности и порядка проведения мероприятий в кратчайшие сроки, с использованием минимально достаточного числа сил и средств. Задачами планирования работ по ликвидации разлива нефти является определение:

- порядка и особенностей проведения АСДНР;

- видов технических средств, которые необходимо задействовать для успешной ликвидации ЧС;

- количества технических средств;

- числа сил (личного состава формирований РСЧС), привлекаемых к ликвидации ЧС;

- подразделений, которые необходимо привлечь для проведения работ, районов их расположения [64].

В разделе используются данные теоретического обоснования работы, а так же результаты расчетов, выполненные в разделе "Анализ возможных чрезвычайных ситуаций на магистральном нефтепроводе" (объем разлива нефти, площадь загрязнения, количество нефти, впитавшейся в грунт и др).

4.1 Прогноз обстановки, которая может сложиться в результате чрезвычайной ситуации

В результате сложившейся ЧС с разливом нефти в приземном слое воздуха образовалась концентрация паров нефти, которая начала гореть, источником зажигания явился пал сухой травы. В 600 метрах от места прорыва нефтепровода располагается деревня Минзитарово, население которой составляет 1000 человек, из которых никто не пострадает.

4.2 [Развитие и состояние дорожной сети в зоне](#_Toc74565397) ЧС

Поскольку ЧС произошла на пересечении МНП с автодорогой, аварийно-восстановительная бригада (АВБ) и пожарные подразделения прибывают к месту ЧС по автодороге с асфальтовым покрытием IV категории.

Развитие и состояние дорожной сети в зоне ЧС оценивается как хорошее.

[4.3 Наличие водоисточников в зоне чрезвычайной ситуации](#_Toc74565398)

В деревне Минзитарово функционирует центральное водоснабжение, вода в котором соответствует требованиям к качеству воды на различные нужды для подачи потребителям, т.е. полностью подходит как для питьевых, так и для технических нужд [11, 12, 70]. Для тушения пожара используется вода из речки Лобовка, протекающей в 350 метрах от места ЧС. В условиях рассматриваемой ЧС вода требуется для тушения пожара, а так же для питья и удовлетворения личных нужд личного состава формирований РСЧС, ликвидирующих ЧС.

4.4 Районы расположения формирований, выдвигаемых в район чрезвычайной ситуации

К месту ЧС прибывают необходимые технические средства из ЛПДС "Черкассы".

Для регулирования дорожного движения привлекается патрульная рота (ГИБДД), расположенная в с. Иглино.

Для тушения пожара привлекаются пожарные подразделения Иглинского района РБ и Калининского района г.Уфы.

Для оказания при необходимости первой медицинской помощи привлекается скорая помощь Иглинского района.

Карта местности, с обозначенными на ней маршрутами прибытия сил и средств, представлена в приложении Д.

4.5 Описание имеющихся сил и средств для ликвидации последствий чрезвычайной ситуации

МНП УБКУА на участке Улу-Теляк -Черкассы обслуживается аварийными бригадами ЛПДС "Черкассы".

По состоянию на 01.01.08 г. численность аварийной бригады составляла:

ЛПДС "Черкассы" -25 человек, место аварийно-восстановительного пункта - ЛПДС "Черкассы" [20].

Ответственным за информирование и взаимодействие с общественностью является начальник ЛПДС "Черкассы".

На ЛПДС "Черкассы" имеется аварийный запас труб диаметром 219х8 мм, общей длиной 66 метров, марка стали 20 ГОСТ 8732 – 78.

В бригаду ЛПДС "Черкассы" входит один санитарный пост составом из 4 человек. Оснащение поста: носилки санитарные-1 шт., санитарные сумки-4 шт.

В блоке подсобно-производственного и обслуживающего персонала предусматривается установка шкафчиков для медицинских аптечек с необходимым набором медикаментов и перевязочных материалов.

Обеспечение рабочих и служащих, находящихся на ликвидации ЧС, медицинскими средствами индивидуальной защиты организовываются за счет запасов объектов и ближайших лечебных заведений, а также аптек [20].

В боевом расчете пожарного депо на ЛПДС "Черкассы", имеется 2 пожарных автомобиля АЦ-5-40 (шасси ЗИЛ-131), в резерве- 1 пожарный автомобиль АЦ- 5-40 (шасси "Урал-375 Н").

Оперативная связь с местом аварии или повреждения, которые могут возникнуть на участках магистральных нефтепроводов обслуживаемых ЛПДС ''Черкассы" Уфимского ПО осуществляется с помощью раций установленных на аварийных автомашинах:

- ЗИЛ-131 гос. № В 014 ЕВ (позывной "МЫС" -18)

- УАЗ-469 гос. № 2884 БАВ (позывной "МЫС"-46) [20].

Перечень защитных средств на ЛПДС "Черкассы" и техническое оснащение аварийно-восстановительной бригады (АВБ) ЛПДС "Черкассы" приведены в приложении Е.

4.6 Порядок проведения аварийно – спасательных и других неотложных работ в зоне чрезвычайной ситуации

После сообщения дежурному машинисту о ЧС к месту аварии выдвигается оперативная группа. Прибыв к месту ЧС, для предотвращения выхода нефти из трубопровода закрывает линейные задвижки, о характере ЧС сообщается диспетчеру ЛПДС, начальнику ЛДПС. Так же одновременно к месту ЧС прибывают пожарные подразделения для тушения пожара из с. Иглино, м-на Шакша и ЛПДС "Черкассы".

Диспетчер сообщает о ЧС во все структуры, согласно схеме оповещения приведенной в приложении Ж на рисунке Ж6.

На трейлерах доставляется необходимая техника. Одновременно устанавливается надежная связь с диспетчером.

В зависимости от повреждения бригада подготовляет котлован, размеры которого должны обеспечить свободный доступ к трубопроводу для выполнения сварочных работ. Котлован тщательно очищают от нефти.. Прежде чем начинать сварочные работы, надо добиться, чтобы нефть не поступала из трубопровода.

При ликвидации повреждения основное — остановить выход нефти из трубы. После перекрытия задвижек необходимо приступить к локализации и ликвидации горения паров нефти, после чего приступают непосредственно к ликвидации повреждения. До начала огневых (сварочных) работ берут пробу воздуха в котловане (в дальнейшем постоянный контроль концентрации паров нефти в воздухе) для определения содержания в нем паров нефти. Анализ воздуха производится переносным портативным газоанализатором. Производится ремонт трубопровода. После оппрессовки, трубопровод нагружают рабочим давлением, закапывают [39].

Загрязненный слой грунта срезается и вывозится на шламонакопитель, расположенный в с.Иглино в 10 км от места ЧС. Чистый грунт либо покупается либо завозится с участков, отведенных по договоренности администрацией района. Площадка разравнивается.

После завершения работ формирования отбывают на место базирования [69].

Схема размещения технических средств при ликвидации ЧС, вызванной аварией с разливом нефти и возгоранием паров нефти приведена на рисунке 4.1.

11

3

2

1

4

5

6

7

8

9

12

13

14

14

15

1 - МНПП УБКУА; 2- место ЧС (1718 км МНП УБКУА); 3- граница разлива нефти; 4- жилые застройки (д. Минзитарово); 5- аварийные машины; 6- бульдозер; 7- экскаватор; 8- автосамосвал; 9- бензовозы; 10- линия оцепления; 11- пожарные автоцистерны; 12- сборно-разборные трубопроводы; 13- передвижная автозаправочная станция; 14 – автодорога "Иглино-Павловка"; 15 – гидранты, расположенные в д. Минзитарово.

Рисунок 4.1 - Схема размещения технических средств при ликвидации ЧС, вызванной аварией с разливом нефти и возгоранием ее паров

Все аварийно-спасательные и другие неотложные работы должны выполняться в строгой последовательности для обеспечения выполнения работ в максимальные сроки и в полном объеме [69]. Блок-схема последовательности выполнения работ по ликвидации ЧС приведена на рисунке 4.2.

Обнаружение ЧС

Сбор КЧС и ПБ

МТО формирований

Информирование населения, ПМП

Разведка района аварии

Установление границ опасной зоны

- ремонт техники и инструмента

- техническое обслуживание техники и инструмента

- специальной одеждой

- продовольствием и водой

- коммунально-бытовыми услугами и жильем

- ГСМ

- средствами связи

- техникой и инструментом

Вывод формирований

Ремонт поврежденного трубопровода

Выравнивание грунта

Ввоз чистого грунта

Вывоз загрязненного грунта

Срезание загрязненного грунта

Доставка необходимой техники

Локализация и ликвидация пожара

## Рисунок 4.2 – Блок-схема ликвидации ЧС, вызванной аварией с разливом нефти и возгоранием ее паров

Линейный график выполнения работ по ликвидации ЧС приведен в таблице 4.3 [69].

Таблица 4.3 - График выполнения работ при ликвидации ЧС, вызванной аварией с разливом нефти

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование  процесса | Кол-во ЛС, чел. | Продол. процесса, час | Время начала мероприятия, час | Время заверш. мероприятия, час | Часы | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | | 2 | | 3 | | 4 | | 5 | | 6 | | 7 | | 8 | |
| Минуты | | | | | | | | | | | | | | | |
| 30 | 60 | 30 | 60 | 30 | 60 | 30 | 60 | 30 | 60 | 30 | 60 | 30 | 60 | 30 | 60 | |
| Оповещение оператора, руководства ЛПДС, диспетчера УПО, вызов ПЧ | 1 | 1 | 16ч 50м | 17ч 50м |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | |
| Разведка района аварии | 3 | 7 | 17ч 50м | 24ч 50м |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | |
| Информирование населения, ПМП | 9 | 2 | 17ч 50м | 19ч 50м |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | |
| Организация МТО формирований | 6 | 7 | 17ч 50м | 24ч 50м |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | |
| Локализация и ликвидация пожара | 74 | 2 | 17ч 50м | 19ч 50м |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | |
| Срезание загрязненного грунта | 4 | 5 | 19ч 50м | 24ч 50м |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | |
| Вывоз загрязненного грунта и ввоз чистого грунта | 3 | 5 | 19ч 50м | 24ч 50м |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | |
| Выравнивание грунта | 2 | 40 мин | 24ч 10м | 24ч 50м |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | |
| Ремонт поврежденного трубопровода | 4 | 3 | 20ч 20м | 23ч 20м |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | |

4.7 Определение сил и средств формирований РСЧС, необходимых для ликвидации чрезвычайной ситуации

В данном разделе производится выбор техники, необходимой для ликвидации аварии, определяется число сил и средств, которые необходимо привлечь для успешной ликвидации рассматриваемой ЧС.

Выбор вида технического средства проводится исходя из содержания мероприятия АСДНР. Исходя из этого, для всех мероприятий, проводимых с целью ликвидации ЧС, подобрана соответствующая техника (см. табл.4.2)

Таблица 4.2 – Техника, необходимая для проведения АСДНР

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование мероприятия | Техника, необходимая для проведения мероприятия |
| Тушение пожара | Пожарные автомобили |
| Оказание медицинской помощи пострадавшим | Автомобили скорой помощи |
| Доставка необходимой техники | Грузовые автомобили, седельные тягачи |
| Срезание загрязненного нефтью слоя грунта | Бульдозеры |
| Погрузка загрязненного грунта | Экскаваторы |
| Вывоз загрязненного грунта | Автосамосвалы |
| Ввоз чистого грунта | Автосамосвалы |
| Выравнивание грунта | Бульдозеры |
| Ремонт трубопровода | Специальная техника |

Потребное количество различных видов техники определяется исходя из объема выполняемых работ и производительности каждой единицы техники [21].

Число сил (личного состава формирований РСЧС) – исходя из количества техники, времени, необходимого на проведение определенного вида работ и условий ЧС [77].

Так же необходимо определить количество времени, необходимое для прибытия подразделений на место ЧС.

4.7.1 Расчет времени выдвижения формирований из мест дислокации в зону ЧС

Рассчитаем время выдвижения пожарных отделений, бригады ЛПДС "Черкассы" (карта местности с обозначенными маршрутами движения подразделений приведена в приложении Д).

Исходные данные для расчета времени выдвижения пожарных отделений:

Места нахождения пожарных частей, которым необходимо прибыть на место ЧС:

- команда пожаротушения с. Иглино ПЧ- 79, расположенная в 10 км от места чрезвычайной ситуации, (выезд на 4-х машинах).

- команда пожаротушения м-н Шакша ПЧ- 35, расположенная в 28 км от места чрезвычайной ситуации, (выезд на 4-х машинах).

- команда пожаротушения ЛПДС "Черкассы" ПЧ-60, расположенная в 35 км от места чрезвычайной ситуации, (выезд на 2-х машинах).

Время свободного развития пожара [22]:

τсв = τд.с. + τсб + τсл + τб.р., (4.1)

где τд.с. – время до сообщения о пожаре. Равно времени от начала возникновения пожара до сообщения о нем в пожарную часть. Это время колеблется в пределах 8-12 мин;

τсб - время сбора личного состава по тревоге. Это время принимается по нормативным показателям для работников противопожарной службы, но не более одной минуты;

τсл - время следования на пожар. Определяется практически при наибольшей интенсивности движения транспорта или по формуле:

τсл = L·60 / Vсл (4.2)

где L - расстояние от пожарной части до объекта, км;

Vсл - средняя скорость движения пожарного автомобиля, км/час, для сельской местности принимается равной 30 км/час;

τб.р - время боевого развертывания, которое принимается от 6 до 8 мин.

Подставим исходные данные:

- Команда пожаротушения с. Иглино ПЧ- 79, расположенная в 10 км от места чрезвычайной ситуации.

τсл = L·60 / Vсл = 10·60/30 = 20 мин

τсв = τд.с. + τсб + τсл + τб.р. = 12 + 1 + 20 + 8 = 41 мин.

- Команда пожаротушения м-н Шакша ПЧ- 35, расположенная в 28 км от места чрезвычайной ситуации.

τсл = L·60 / Vсл = 28·60/30 = 56 мин

- Команда пожаротушения ЛПДС "Черкассы" ПЧ-60, расположенная в 35 км от места чрезвычайной ситуации.

τсл = L·60 / Vсл = 35·60/30 = 70 мин

Таким образом, в течении 70 минут после сообщения о пожаре все пожарные формирования прибудут в зону ЧС.

Учитывая то, что аварийно-восстановительная бригада ЛПДС "Черкассы" расположена в 35 км от места ЧС, найдем время ее выдвижения в зону ЧС (скорость движения принимается 60 км/час):

τсл = L·60 / Vсл = 35·60/60 = 35 мин

Следовательно, через 50 мин после сообщения об утечки нефти и начала пожара бригада ЛПДС "Черкассы" прибудет на место ЧС.

Учитывая то, что скорая помощь с.Иглино расположена в 10 км от места ЧС, найдем время ее выдвижения в зону ЧС (скорость движения принимается 60 км/час) [22]:

τсл = L·60 / Vсл = 10·60/60 = 10 мин

Через 10 минут, после вызова скорая помощь будет на месте ЧС.

Определив время следования подразделений на место ЧС, определим необходимое количество сил и средств для ликвидации ЧС.

4.7.2 Расчет сил и средств пожаротушения

Существует четыре способа тушения пожаров: охлаждения, разбавления, изоляции и химического торможения реакций.

Для тушения легко воспламеняющейся жидкости целесообразно применить способ изоляции слоем пены средней кратности [22].

Для ликвидации пожара привлекаются отделения пожарных частей с. Иглино, м-на Шакша, а так же ЛПДС "Черкассы".

Пожарное водоснабжение производится из речки Лобовка, протекающей в 350 метрах от места ЧС.

Определим количество стволов и отделений для ликвидации горения нефти.

Для расчета примем следующие исходные данные:

– площадь пожара примем равной площади пролива нефти, т.е. 5024 м2;

– интенсивность подачи раствора пенообразователя Iтр = 0,08л/(м2с).

Требуемое количество генераторов пены средней кратности типа ГПС рассчитывается по формуле:

, (4.3)

где qгпс – расход раствора пенообразователя для ГПС-600 принимается равным 6 л/с (технические характеристики ГПС-600 приведены в приложении И).

Требуемый расход раствора пенообразователя рассчитывается по формуле:

Qтр= Sп⋅ Iтр, , (4.4)

где Sп – площадь пожара, м2;

Iтр – интенсивность подачи раствора пенообразователя, (для ЛВЖ с tвсп≤ 28 ° принимается 0,08 л/(м2с));

Требуемое количество пенообразователя для тушения пожара определяют по формуле:

WПО =N ГПС ⋅q ГПС ⋅ tн ⋅ 60K, (4.5)

где q ГПС – расход пенообразователя через генератор, 6 л/с;

NГПС – количество генераторов пены;

tн – нормативное время тушения пожара, принимается равным 10 мин;

К – коэффициент запаса, принимается равным 3.

Требуемое количество отделений на тушение пожара определяется по формуле [22]:

Nотд=Nст / nст. отд., (4.6)

где Nст – общее количество стволов;

nст. отд. – количество стволов ГПС, которое может подать отделение.

Подставим исходные данные:

Количество генераторов пены средней кратности типа ГПС:

 шт.

Требуемый расход раствора пенообразователя:

Qтр= Sп⋅ Iтр= 5024⋅0,08 = 132 л/с.

Количество пенообразователя для тушения пожара:

WПО =N ГПС ⋅q ГПС ⋅ tн ⋅ 60K = 20 ⋅6 ⋅10 ⋅60⋅3 = 237600 л.

Количество отделений на тушение пожара:

Nотд=Nст / nст. отд. = 20/2 = 10 отделений.

Следовательно, для тушения горящих паров нефти потребуется:

– 10 отделений пожарной части, общей численностью 40 человек, для ликвидации пожара, а также руководитель тушения пожара (командир команды) – 1, зам.командира команды – 1.

Таким образом, общее количество сил, привлекаемых для локализации и тушения пожара, составляет 42 человека, требуемое количество пожарных автомобилей АЦ-5-40 (шасси ЗИЛ-433104) - 6 единиц и АЦ-5-40 (шасси КАМАЗ-43253) – 4 единицы. Технические характеристики АЦ-5-40 (шасси ЗИЛ-433104) и АЦ-5-40 (шасси КАМАЗ-43253) приведены в приложении И в таблицах И2 и И3 соответственно.

После ликвидации горения паров нефти на месте ЧС остается дежурить пожарная автоцистерна ПЧ-60 ЛПДС "Черкассы" в связи с вероятность повторного возгорания паров нефти во время работ по ликвидации ЧС [40].

4.7.3 Расчет сил и средств для рекультивации загрязненных земель

При горении разлившейся нефти большая часть ее сгорит, а часть необходимо удалить с поверхности земли с помощью механического снятия с поверхности загрязненного грунта [6]. Таким образом, необходимо определить потребное количество техники для срезания части загрязненной почвы и ее вывоза, а затем и количество техники для ввоза чистого грунта.

Для определения количества сил и средств для рекультивации загрязненных земель необходимо вычислить количество:

- бульдозеров для срезания грунта;

- экскаваторов для погрузки грунта, а так же и для вскрытия поврежденного участка трубопровода;

- автосамосвалов для вывоза загрязненного грунта и привоза чистой почвы.

а) Расчет количества бульдозеров для срезания загрязненного грунта

Эксплуатационная среднечасовая производительность бульдозера определяется объемом разработанного и перемещенного грунта в плотном теле, м3 /ч:

 (4.11)

где Vф – фактический объем призмы волочения грунта впереди отвала, м3;

kу – коэффициент, учитывающий влияние уклона местности на производительность (при работе на подъемах от 5 до 15% kу уменьшается от 0.67 до 0.4, при работе на уклонах от 5 до 15% kу увеличивается с 1.35 до 2.25) [6].

 ; м3(4.12)

где В, Н – соответственно длина и высота отвала; для бульдозера ДЗ–110 на базе трактора Т–170: В = 4,43 м и Н = 1,2 м;

kр – коэффициент разрыхления грунта (для растительного грунта равен 3…4);

Кпр –коэффициент, зависящий от характера грунта в призме волочения (связности, коэффициента разрыхления) и от отношения высоты отвала Н к ширине В; для бульдозера ДЗ-110 Н/В=0,3, отсюда Кпр = 0,8 (связный грунт)

Тц - длительность цикла, с;

Тц=tр+tп+tох+tс+tо (4.13),

где tр - время необходимое для формирования призмы волочения, с;

с; (4.14)

lр - длина пути резания, равная 7 м;

v1 - скорость движения бульдозера при копании грунта, равная 0,4…0,5 м/с (уточняется по характеристике базовой машины с учетом буксования движителей);

tп - время, необходимое на перемещение грунта на требуемое расстояние, с;

с; (4.15)

lп - длина участка перемещения грунта, м;

v2 - скорость движения бульдозера при перемещении грунта, равная 0,9…1,0 м/с (уточняется по характеристике базового шасси с учетом буксования движителей) [6, 31];

tох - время обратного холостого хода бульдозера, с;

с; (4.16)

v3 - скорость движения трактора в обратном направлении, равная 1,1…2,2 м/с (уточняется по характеристике базового шасси);

tс - время на переключение скоростей, равное 4…5 с;

tо - время на опускание отвала, равное 1…2с.

Тц=tр+tп+tох+tс+tо = 14 + 10 + 8,5 + 4 + 2 = 38,5 с.

 м3

 м3/час

В рассматриваемой ЧС площадь разлива нефти составляет 5024 м3, а высота срезаемого грунта составляет 20 см, найдем объем грунта, который необходимо срезать.

м3

Рассчитаем время работы бульдозера:

ч

Таким образом, для выполнения работы за 6 часов, что является нормативом для данных работ при разлитии нефти, необходимо 9/6 = 2 бульдозера ДЗ–110 на базе трактора Т–170 [46]. Техническая характеристика бульдозера ДЗ–110 на базе трактора Т–170 приведена в приложении И в таблице И4.

б) Расчет количества экскаваторов для вскрытия трубопровода и погрузки загрязненного грунта

1) Рассчитаем количество экскаваторов для вскрытия трубопровода [6, 31].

Продолжительность цикла копания:

tц = tк+ tп+ tв+ tпз = 10+11+3+10 = 34 с; (4.17)

где tк – продолжительность копания, равная 6-10 с;

tп – продолжительность поворота на выгрузку, равная 7 – 11с;

tв – продолжительность выгрузки, равная 1 – 3 с;

tпз – продолжительность поворота в забой, равная 7 –10 с.

Наибольшее возможное число циклов в минуту:

пТ = 60/tц = 60/34 = 1,8 раз/мин. (4.18)

Теоретическая производительность экскаватора:

По = q п =0,25·108 =27 м3/ч (4.19)

где n=1,8·60=108 раз/ч – расчетное число рабочих циклов,

q – геометрическая емкость ковша, м3; для экскаватора ЭО-2621 q = 0,25 м3.

Техническая производительность[6, 31]:

 м3/ч. (4.20)

где пТ – наибольшее возможное число циклов в минуту при данных условиях грунта и забоя;

КН – коэффициент наполнения ковша, равный 1,05;

Кр - коэффициент разрыхления грунта, равный 1,20 [55, 56].

Эксплуатационная производительность:

ПЭ=ПТ · КВ ·Км = 24 · 0,75 · 0,86 = 15,5 м3/ч, (4.21)

где КВ – коэффициент, учитывающий использование экскаватора по времени; КВ =0,75 при работе в транспорт;

Км – коэффициент, учитывающий квалификацию машиниста; Км = 0,86.

Рассчитаем объем грунта, который необходимо убрать для вскрытия трубопровода в месте утечки, и время на его уборку [55, 56].

Исходные данные:

- глубина залегания трубопровода - 1 м, для расчета примем 2 м, т.к для работ по восстановлению трубопровода необходимо расстояние ниже трубопровода на 0,5 метров;

- длина участка, который необходимо отрыть – 10 м;

- ширина участка, который необходимо отрыть – 2,5 м.

Так как диаметр трубопровода составляет 500 мм и необходимо освободить от грунта участок длиной 10 метров, определим объем, который занимает сам трубопровод:

 м3

где r – радиус трубопровода, равный 0,25 м,

l – длина участка трубопровода, освобождаемого от грунта.

Таким образом, объем грунта, который необходимо убрать для вскрытия трубопровода в месте утечки, равен:

 м3

Таким образом, для вскрытия трубопровода необходимо 48 / 15,5 = 3,1 часа и, следовательно, 1 экскаватор ЭО-2621, техническая характеристика которого приведена в приложении И в таблице И5.

2) Рассчитаем количество экскаваторов для погрузки загрязненного грунта.

Так как объем загрязненного грунта, который необходимо погрузить в самосвалы, составляет значительную величину (1005 м3), то для этой работы необходимо привлечь экскаваторы ЭО-33211 с геометрическим объемом ковша 1,5 м3 [6, 31].

Продолжительность цикла копания:

tц = tк+ tп+ tв+ tпз = 10+11+3+10 = 34 с;

где tк – продолжительность копания, равная 6-10 с;

tп – продолжительность поворота на выгрузку, равная 7 – 11с;

tв – продолжительность выгрузки, равная 1 – 3 с;

tпз – продолжительность поворота в забой, равная 7 –10 с.

Наибольшее возможное число циклов в минуту:

пТ = 60/tц = 60/34 = 1,8 раз/мин.

Теоретическая производительность экскаватора:

По = q п =1,5·108 = 162 м3/ч

где n=1,8·60=108 раз/ч – расчетное число рабочих циклов

q – геометрическая емкость ковша, м3; для экскаватора ЭО-33211 q = 1,5 м3.

Техническая производительность:

 м3/ч.

где пТ – наибольшее возможное число циклов в минуту при данных условиях грунта и забоя;

КН – коэффициент наполнения ковша, равный 1,05;

Кр - коэффициент разрыхления грунта, равный 1,20 [6, 31].

Эксплуатационная производительность:

ПЭ=ПТ ·КВ· Км = 141,75 · 0,75 · 0,86 = 91,4 м3/ч,

где КВ – коэффициент, учитывающий использование экскаватора по времени; КВ =0,75;

Км – коэффициент, учитывающий квалификацию машиниста; Км = 0,86.

Таким образом, для погрузки загрязненного грунта потребуется 1005 / 91,4 = 11 часов для 1 экскаватора, а так как эти работы необходимо выполнить в течении 6 часов, то поэтому потребуется 11 / 6 = 2 экскаватора ЭО-33211 для погрузки загрязненного грунта и столько же для погрузки чистого. Поэтому всего потребуется 4 ЭО-33211. Техническая характеристика ЭО-33211 приведена в приложении И в таблице И6.

в) Расчет количества автосамосвалов для вывоза загрязненного грунта и привоза чистой почвы [6, 31]

Рассчитаем количество и модель самосвалов для вывоза загрязненного грунта и привоза чистой почвы в возможно короткие сроки. По таблице 4.3 выбираем рациональную грузоподъемность автосамосвала КрАЗ-256Б1 Ра =18 т при объеме ковша экскаватора 1,5 м3 и дальности перемещения грунта 10 км.

Эмпирический коэффициент, учитывающий дальность возки грунта:

, (4.22)

где Sа – дальность возки, км;

;

Коэффициент, учитывающий объемную массу груза, для грунта плотностью 1,4 т/м3 (растительный грунт) и производительности экскаватора Пэ=91,4 м3/ч:



- эмпирический коэффициент, учитывающий объемную массу грунта.

Производительность одного автосамосвала, м3/ч:

 (4.23)

 м3/ч.

Потребное количество автосамосвалов [6, 31]:

 шт. (4.24)

Для проверки определяется масса грунта, набираемая в ковш за одно черпание, при объеме ковша экскаватора q=1,5 м3, коэффициенте наполнения ковша kH=1,05, коэффициенте разрыхления kр=1,2:

т (4.25)

Число ковшей загружаемых в автосамосвал будет равно (округленно):



Коэффициент использования грузоподъемности автосамосвала:

,

т.е. ka≤1.1 и выбранный автосамосвал подходит для произведения заданной работы.

Таблица 4.3 - Рациональная грузоподъемность автосамосвалов

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Дальность перемещения грунта, км | Объем ковша экскаватора, м3 | | | | | |
| 0.4 | 0.65 | 1.0 | 1.25 | 1.5 | 2.5 |
| 0.5 | 4.5 | 4.5 | 7 | 7 | 10 | - |
| 1.0 | 7 | 7 | 10 | 10 | 10 | 12 |
| 1.5 | 7 | 7 | 10 | 10 | 12 | 18 |
| 2.0 | 7 | 10 | 10 | 12 | 18 | 18 |
| 3.0 | 7 | 10 | 12 | 12 | 18 | 27 |
| 4.0 | 10 | 10 | 12 | 18 | 18 | 27 |
| 5.0 | 10 | 10 | 12 | 18 | 18 | 27 |

Таким образом, для вывоза загрязненного грунта и привоза чистой почвы понадобится 21 автосамосвал КрАЗ-256Б1, техническая характеристика которого приведена в приложении И в таблице И7.

Для организации рекультивации загрязненных земель понадобится [6, 31]:

- 2 бульдозера ДЗ–110 на базе трактора Т–170;

- 1 экскаватор ЭО-2621 и 4 экскаватора ЭО-33211;

- 21 автосамосвал КрАЗ-256Б1.

Так как работа напряженная и связана с пребыванием на местности, загрязненной нефтью и ее парами то, работа проводится в две смены, поэтому потребуется 56 водителей.

На основании пунктов 4.8.2 – 4.8.4 составлена сводная таблица 4.4 сил и средств, задействованных в ликвидации ЧС.

Таблица 4.4 - Сводная таблица сил и средств, задействованных в тушении пожара и рекультивации земли

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Вид работ | Объем работ | Время на выполнение, мин | Силы, чел | Средства, ед. техники | Место базирования |
| Тушение пожара | 5024 м2 | - | 42 | АЦ-5-40 (шасси ЗИЛ-433104) – 6 ед,  АЦ-5-40 (шасси КАМАЗ-43253) – 4 ед. | м-н Шакша, с. Иглино, ЛПДС "Черкассы" |
| Срезание загрязнен-  ного слоя грунта | 1005м3 | 360 | 4 | Бульдозер ДЗ-110 на базе трактора Т-170 – 2 ед. | ЛПДС "Черкассы" |
| Погрузка и разгрузка грунта | 2010 м3 | 360 | 10 | Экскаваторы ЭО – 2621 – 1 ед, ЭО-33211 – 4 ед. | ЛПДС "Черкассы" |
| Вывоз и завоз грунта | 2010 м3 | 360 | 42 | КрАЗ-256Б1 – 21 ед. | ЛПДС "Черкассы" |
| Итого | - | 360 | 98 | 38 | - |

Таким образом, в проведении работ по тушению пожара и рекультивации земли задействовано 38 единиц техники и 98 человек.

Так же для организации АСДНР необходимо привлечь:

- связистов - 2 чел.;

- повара – 1 чел.;

- работников службы собственной безопасности – 8 чел.;

- работников линейной эксплуатационной службы (ЛЭС) – 4 чел.;

- инженерно-технических работников центральной ремонтной службы – 10 чел;

- патрульную группу – 3 чел.;

- водителей для выезда патрульной группы, аварийно-восстановительной бригады, для доставки продуктов питания – 4 чел.

Таким образом, для организации АСДНР в полном объеме необходимо задействовать еще 32 человека. И в общей сложности в работах по ликвидации ЧС примут участие 130 человек.

4.8 Завершение аварийно-спасательных и других неотложных работ

Руководитель АСДНР принимает доклады руководителей работ на участках о результатах работ (их завершении), уточняет достоверность сведений и на месте дает указание пункту управления АСДНР о составлении акта проведения (завершения) АСДНР и передаче объекта (территории) его руководству. После составления акта руководитель АСДНР ставит задачу руководителям (старшим) работ на участках и старшим оперативных групп по выводу сил и средств и возвращению в места постоянной дислокации [39].

По прибытии в места постоянной дислокации руководители (старшие) работ и оперативных групп докладывают по линии дежурных диспетчерских служб в КЧС и ПБ (через оперативно - дежурную службу) о прибытии.

Руководитель АСДНР докладывает в вышестоящий орган управления о завершении и результатах работ и в месячный срок представляет на рассмотрение Администрации Муниципального образования Уфимский район (органа местного самоуправления) через КЧС и ПБ отчет о выполненных работах, размерах ущерба и затратах на выполнение АСДНР.

Таким образом, в разделе определены:

- порядок и особенности проведения АСДНР при ликвидации аварийного разлива нефти;

- виды технических средств, которые необходимо задействовать для успешной ликвидации ЧС, в зависимости от типа проводимых работ и от оснащенности техникой подразделений, привлекаемых для ведения работ;

- количество технических средств участвующих в ликвидации ЧС. В зависимости от объема работ и производительности каждой единицы техники;

- число сил (личного состава формирований РСЧС), привлекаемых к ликвидации ЧС, исходя из количества техники, времени, необходимого на проведение определенного вида работ, условий ЧС;

- подразделения, привлекаемые для проведения работ, районы их расположения [39].

Данные, полученные в разделе, в дальнейшем используются для определения объемов материально – технического обеспечения формирований РСЧС, участвующих в ликвидации ЧС.

5. Организация управления ликвидацией чрезвычайной ситуации, вызванной аварией с разливом нефти

Для обеспечения полного и эффективного использования возможностей сил и средств, успешного выполнения поставленных задач по ликвидации последствий ЧС в короткие сроки необходима организация управления ликвидацией ЧС. Управление ликвидацией ЧС заключается в целенаправленной деятельности начальников по организации и обеспечению максимальной эффективности использования подчиненных формирований при спасении пострадавших, локализации и ликвидации факторов, препятствующих ведению аварийно-спасательных работ и создающих опасность для жизни и здоровью людей, при проведении других неотложных работ и мероприятий, направленных на ликвидацию ЧС и жизнеобеспечение спасателей и пострадавшего населения [47]. Для организации управления ликвидацией ЧС, вызванной аварией на магистральном нефтепроводе (МНП) "Усть-Балык-Курган-Уфа-Альметьевск" (УБКУА), необходимо использование теоретического обоснования работы, а так же данных, полученных при расчетах в разделах 2,3 и 4.

## 5.1 Координационные и рабочие органы управления

В соответствии с Федеральным Законом от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ "О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера" и постановлением Правительства РФ от 30 декабря 2003г. № 794 "О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций" на территории РФ образована РСЧС. РСЧС состоит из территориальных и функциональных подсистем и имеет уровни: федеральный, межрегиональный, региональный, муниципальный, объектовый. На каждом уровне РСЧС создаются координационные органы, постоянно действующие органы управления, органы повседневного управления, силы и средства, резервы финансовых и материальных ресурсов, системы связи, оповещения и информационного обеспечения [47]. На объектовом уровне силами и средствами является объектовое звено БТП РСЧС ЛПДС "Черкассы", координационным органом управления является комиссия по предупреждению и ликвидации ЧС и обеспечению пожарной безопасности (КЧС ПБ) ЛПДС "Черкассы". Организационная структура КЧС и ПБ ЛПДС "Черкассы" представлена в приложении Ж на рисунке Ж1. КЧС ПБ ЛПДС "Черкассы" действует во взаимодействии с КЧС ПБ Черкасского нефтепроводного управления (НУ) и КЧС ПБ ОАО "Уралсибнефтепровод". Организационные структуры которых приведены в приложении Ж на рисунках Ж2 и Ж3 соответственно. Для непосредственного руководства операциями по ликвидации ЧС на нефтепроводе организован пункт управления (ПУ), который выполняет функции рабочего органа КЧС ПБ [47]. Для организации работ по ликвидации ЧС создана оперативная группа ЛПДС "Черкассы", организационная структура которой приведена в приложении Ж на рисунке Ж4.

5.2 Определение категории ЧС и структуры системы управления ее ликвидацией

Согласно Постановлению Правительства РФ от 21.08.2000 № 613 "О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов", данная ЧС является локальной по масштабу и муниципального характера по размеру материального ущерба. Рассматриваемая ЧС на нефтепроводе произошла в относительной близости от ЛПДС "Черкассы", поэтому ее ликвидацией занимается ЛПДС "Черкассы" с привлечением сил Черкасского НУ, ОАО "Урпалсибнефтепровод", а так же сил и средств Иглинского районного звена БТП РСЧС и ПЧ-35 Калининского района г.Уфа.

5.3 Органы управления ЛПДС "Черкассы"

Для непосредственного руководства операциями по ликвидации ЧС на линейной части МНП существует ПУ ликвидацией ЧС, который выполняет функции рабочего органа КЧС ПБ ЛПДС "Черкассы". Схема управления при ликвидации ЧС, вызванной аварией на МНП УБКУА, представлена на рис. 5.1.

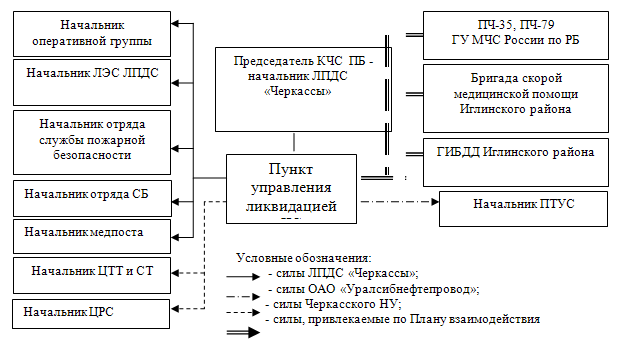


Рис. 5.1 - Схема организации управления ликвидацией ЧС

Организационная структура ПУ ЛПДС "Черкассы" приведена в приложении Ж на рисунке Ж5.

## 5.4 Порядок сбора данных и информирования об обстановке, возникшей в результате ЧС и в ходе ее развития

Сбор и обмен информацией осуществляется в целях принятия мер по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, а также для своевременного оповещения населения о прогнозируемых и возникших чрезвычайных ситуациях [47]. В связи с тем, что ЧС с разливом нефти и возгоранием ее паров представляет опасность для жителей деревни Минзитарово, расположенного в 600 метрах от места ЧС, проводится их оповещение о возникновении чрезвычайной ситуации. Работы по локализации и ликвидации ЧС организуются и проводятся только после получения данных разведки о состоянии территории в зоне ЧС. Разведка района ЧС проводится силами оперативной группы. После получения сигнала об аварии дежурный диспетчер сообщает об этом начальнику ЛДПС. Начальник ЛДПС оперативно, т.е. в рабочее время в течении 1 часа, в нерабочее время не позднее чем через 2 часа высылает оперативную группу во главе с заместителем начальника ЛПДС "Черкассы" для контрольного осмотра трассы с целью точного определения места ЧС, её характера и условий ликвидации. По прибытию на место ЧС руководитель оперативной группы докладывает по рации в ПУ по ликвидации ЧС сведения о месте появления пятна нефти относительно трассы МНП и возгорании ее паров. Отмечает на карте трассы указанные сведения на момент начала обследования и затем организует фиксирование их через каждые два часа. Измеряет скорость и направление ветра анемометром на высоте 1 – 1,5 м от поверхности земли. Информацию передаёт в ПУ.

5.5 Организация взаимодействия органов управления, объектовых аварийных формирований и профессиональных аварийно-спасательных формирований

Данная ЧС относится по масштабу к локальной ЧС. В соответствии с этим определяется уровень реагирования – первый [48].

Работы по ликвидации ЧС при первом уровне реагирования производятся силами и средствами ЛДПС "Черкассы". Оперативная группа объекта производит работы по немедленному ограничению или полной остановке разлива нефти, локализации, механическому сбору и утилизации разлившейся нефти в соответствии с Оперативным планом мероприятий по ликвидации аварии на участке "Улу-Теляк-Черкассы" и решением руководителя работ.

Схема организации управления при возникновении ЧС на магистральном нефтепроводе приведена на рисунке 5.1 в пункте 5.3.

Реабилитацию загрязнённой территории производит специализированная организация, имеющая соответствующее свидетельство ГУ МЧС России по РБ и лицензии государственного экологического органа.

Локальный разлив нефти: работы по ликвидации ЧС, локализации разлива и механическому сбору организуются на первом этапе силами и средствами ЛПДС "Черкассы" с последующим подключением сил Черкасского НУ, ОАО "Уралсибнефтепровод".

Работы по реабилитации проводит специализированная организация, имеющая соответствующие лицензии на осуществление работ (услуг) природоохранного назначения в части проведения на территориях (акваториях) хозяйственных и природных объектов рекультивационных и иных восстановительных работ или ликвидации экологических последствий при ЧС техногенного и природного характера [39].

При получении извещения о ЧС начальник оперативной группы обязан поднять группу по тревоге, обеспечить беспрепятственный проезд на место ЧС спецмашин, прибывших для ликвидации ЧС, оказанию помощи пострадавшим, а также обеспечить беспрепятственный проход лиц, имеющих в пропуске соответствующий шифр.

Тушение пожара, возникшего при ЧС на МНП, производиться силами службы пожарной безопасности ЛПДС "Черкассы" с привлечением пожарных подразделений ГУ МЧС России по РБ.

Для регулирования дорожного движения на месте ЧС организуется взаимодействие с ГИБДД Иглинского района.

Порядок взаимодействия ЛПДС "Черкассы" со скорой медицинской помощью Иглинского района заключается в следующем:

- при получении извещения о ЧС дежурный диспетчер сообщает в прикрепленную поликлинику (больницу) по телефону;

- при получении извещения о ЧС дежурный врач выезжает на машине скорой помощи по указанному адресу.

По прибытии к месту ЧС медицинский работник должен доложить руководителю о наличии медицинского персонала, прибывшего на место и получить задание по оказанию помощи пострадавшим.

Медперсонал должен организовать отправку пострадавших в медицинское учреждение после оказания им первой медицинской помощи.

При недостаточном количестве на месте ЧС машин скорой помощи вызываются еще машины скорой помощи.

После ликвидации пожара, отправка скорой помощи с место ЧС осуществляется только с разрешения руководителя работами по ликвидации ЧС и тушению пожара [39].

## 5.6 Порядок оповещения и связи органов управления и сил при ликвидации ЧС

Организация связи и оповещения осуществляется в соответствии с постановлением Правительства РФ от 1 марта 1993 года № 178 "О создании локальных систем оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов".

Оперативная и информационная связь между ЛПДС "Черкассы" и другими производственными подразделениями и службами Черкасского НУ, ОАО "Уралсибнефтепровод", а также другими организациями, участвующими при выполнении работ по ликвидации ЧС, осуществляется силами и средствами производственно-технических управлений связи (ПТУС) ОАО "Уралсибнефтепровод".

Подразделения (бригада связи) ПТУС, выделенные для обеспечения связи в период ликвидации ЧС, начиная с момента возникновения до окончания работ по устранению её последствий, должны находиться в подчинении у ответственного руководителя по ликвидации ЧС [53].

Дежурный оператор ЛПДС "Черкассы" при получении сообщения о возникновении ЧС обязан немедленно сообщить об этом диспетчеру связи или руководителю ПТУС. Сообщение должно быть зарегистрировано в диспетчерском журнале.

Производственно-техническое управление связи после получения сообщения диспетчера о возникновении ЧС должно немедленно приступить к выполнению работ по организации связи.

Диспетчер связи ПТУС, получив сообщение о ЧС, обязан:

- немедленно доложить о возникновении ЧС руководителю ПТУС;

- оповестить и обеспечить сбор работников подразделений связи;

- выяснить у диспетчера ЛПДС "Черкассы" нахождение пункта сбора группы, фамилию лица, возглавляющего группу, характер ЧС и особенности организации связи.

Ответственность за организацию и обеспечение устойчивой связи с подразделениями, участвующими в ликвидации ЧС, инспектирующими и другими организациями, возлагается на руководителя аварийной бригады связи, назначенного приказом руководства ПТУС.

Продолжительность выполнения мероприятий по организации и обеспечению связи на период ликвидации ЧС и её последствий должна быть регламентирована утвержденными схемами организации связи с учетом возможного распространения последствий ЧС.

Руководитель аварийной бригады связи, развернув средства связи, обязан доложить о её готовности ответственному руководителю по ликвидации ЧС, диспетчеру связи, руководству ПТУС и организовать постоянное дежурство у аппаратуры связи на все время ликвидации ЧС и её последствий[53].

Свертывание и демонтаж аварийных средств связи после ликвидации ЧС проводятся по указанию ответственного руководителя по ликвидации ЧС с согласия руководства ПТУС. Бригада связи должна выполнять свои функции до полного завершения аварийных восстановительных работ и на постоянное место дислокации может вернуться только по разрешению ответственного руководителя по ликвидации ЧС.

При организации связи используются мобильные радиостанции, установленные на транспортных средствах, резервные радиостанции ПТУС, а также, по согласованию с ПТУС, используются резервные частоты для организации симплексной связи.

Схема оповещения должностных лиц структурных подразделений и организаций при возникновении ЧС представлена в приложении Е на рисунке 6.

Существующая система связи позволяет оперативно решать вопросы управления силами по ликвидации ЧС и своевременно производить оповещение в случае угрозы и возникновения чрезвычайной ситуации.

Оповещение населения, попадающего в зону поражения, осуществляется при помощи местного теле- и радиовещания [53].

## 5.7 Решение руководителя ликвидации чрезвычайной ситуации на магистральном нефтепроводе

Решение на проведение АВР в зоне ЧС является основой управления; его принимает и организует выполнение руководитель органа управления (руководитель ликвидации чрезвычайной ситуации). Решение отрабатывается графически и текстуально.

Решение включает в себя следующие основные элементы:

- краткие выводы из оценки обстановки;

- замысел действий;

- задачи подчиненным формированиям, частям и подразделениям;

- меры безопасности;

- организацию взаимодействия;

- обеспечение действий формирований.

Решение

Начальника ЛПДС "Черкассы" – председателя КЧС ПБ на действие сил формирований объектового звена БТП РСЧС ЛПДС "Черкассы" при проведении АСДНР при ликвидации последствий ЧС на 1512 км МНП УБКУА.

ЧС обнаружена 15 апреля в 10 часов 30 мин вблизи д. Минзитарово. В результате разлива происходит загрязнение плодородного слоя почвы, а так как пары нефти из-за наличия источника огня начали гореть, то существует опасность для людей и близлежащих зданий и сооружений от теплового излучения, а так же задымление территории [29].

Для организации действий сил объектового звена БТП РСЧС ЛПДС "Черкассы" при ликвидации ЧС на 1512 км МНП

Решил:

1. Основные усилия сосредоточить на оцепление района ЧС и на локализацию и ликвидацию последствий чрезвычайной ситуации.

Работы проводить в последовательности: ликвидация горения нефти, восстановление загрязненного слоя грунта выполнить путем срезания, вывоз загрязненного грунта на шламонакопитель, расположенный в с.Иглино, завоз чистого грунта, ремонт трубопровода, использование сорбентов и биопрепаратов для очистки почвы.

С целью снижения влияния вредных последствий ЧС на людей, обеспечить первоочередное выполнение аварийно-спасательных и других неотложных работ и немедленно приступить к действиям по ликвидации чрезвычайной ситуации на 1512 км трассы МНП силами личного состава ЛДПС "Черкассы" с привлечением сил Черкасского НУ, ОАО "Уралсибнефтепровод", для ликвидации горения нефти привлечь пожарные команды ГУ МЧС России по РБ, для оказания медицинской помощи привлечь бригаду скорой медицинской помощи Иглинского района, для регулирования дорожного движения на месте ЧС привлечь ГИБДД Иглинского района.

С 16 часов 00 минут 15 апреля для органов управления сил ЛДПС "Черкассы" ввести режим "Чрезвычайной ситуации", а также ввести в действие в полном объеме План взаимодействия ОАО "Уралсибнефтепровод" при ЧС, вызванной аварией с разливом нефти [29].

Оперативной группе ЛДПС "Черкассы" к проведению АСДНР приступить с 16 часов 50 минут 15 апреля. Время окончания АСДНР 00 часов 50 минут 16 июля. Работы вести в две смены по 4 часа.

2. С 16 часов 50 минут 15 апреля:

Главному инженеру ЛПДС "Черкассы" - начальнику пункта управления ликвидацией ЧС:

- развернуть пункт управления ликвидацией ЧС на площадке, рядом с местом ведения работ;

- оборудовать к 16 часам 50 мин. здание школы в деревне Минзитарово под место отдыха личному составу;

- в соответствии с Планом взаимодействия организовать взаимодействие с силами Иглинского районного звена БТП РСЧС.

Начальнику производственно-технических управлений связи (ПТУС) ОАО "Уралсибнефтепровод" ответственному за оповещение и связь:

- организовать связь диспетчера ЛПДС "Черкассы" с местом ЧС по радиосвязи и по телефону, а также круглосуточное дежурство связистов на месте разлива и ликвидации ЧС;

- организовать связь начальника оперативной группы с бригадами (группами, звеньями), работающими на месте разлива нефти и ремонта поврежденного участка, а также связь между бригадами (группами, звеньями);

- поддерживать постоянную связь с диспетчером ОАО "Уралсибнефтепровод";

- обеспечить устойчивую радио-, проводную связь с пунктами сбора пораженных, постоянное информирование население о действиях и изменениях обстановки.

Заместителю начальника ЛПДС "Черкассы":

- направить оперативную группу для уточнения места и масштабов ЧС;

- организовать полное обеспечение средствами защиты, связи и инструментами;

- направить пожарную команду на место ЧС;

- принимать меры по организации горячего питания и мест отдыха для участников ликвидации ЧС [29].

Начальнику пожарной службы ЛПДС "Черкассы":

- приступить к проведению работ по тушению пожара собственными силами, а так же по Плану взаимодействия привлечь пожарные части: ПЧ- 79 (с. Иглино), ПЧ- 35 (м-н Шакша);

- координировать работу служб, участвующих в тушении пожара;

- обеспечить постоянное наличие резерва сил и средств;

- оценить возможность образования взрывоопасных паровоздушных смесей, не допустить распространение огня на близлежащие здания и сооружения;

- локализовать и ликвидировать пожар;

- принять участие в спасении людей.

Начальнику службы собственной безопасности ЛПДС "Черкассы":

- организовать оцепление зоны заражения и контроль допуска в зону разлива до завершения всех работ по ликвидации последствий;

- проводить патрулирование жилого сектора, прилегающего к зоне заражения;

- обеспечить поддержание общественного порядка.

Начальнику центральной ремонтной службы (ЦРС) Черкасского НУ:

- принять меры по сбору начальников участков, инженерно-технических работников (ИТР) и персонала ЦРС;

- организовать выезд на место ЧС ЦРС;

- при необходимости произвести распределение обязанностей м/у персоналом и инженерно-техническими работниками участка аварийно-восстановительных работ (УАВР) и участка устранения дефектов (УУД) ЦРС "Черкассы";

- принять все меры по скорейшей ликвидации ЧС и ее возможных последствий [29].

Начальнику линейной эксплуатационной службы (ЛЭС) ЛПДС "Черкассы":

- принять меры по обозначению и оцеплению места ЧС и разлива нефти, а также недопущению попадания нефти в реки и населенные пункты;

- направить специалистов на ближайшие линейные задвижки для контроля их закрытия;

- принять меры по локализации ЧС;

- выехать с патрульной группой на место ЧС.

Начальнику центра технологического транспорта и спецтехники (ЦТТ и СТ) Черкасского НУ:

- оповестить всех механиков и водителей;

- предоставить дополнительную технику для выезда патрульной группы и служебные а/м;

- оформить все документы на технические средства с проведением инструктажа водителей и машинистов УАВР ЦРС и привлекаемой дополнительной техники;

- организовать доставку ГСМ на место производства работ по ликвидации ЧС;

- организовать своевременную доставку запчастей и смену водителей;

- организовать дежурство автотранспорта для оперативного решения вопросов по ликвидации ЧС.

Начальнику медицинского поста ЛПДС "Черкассы":

- организовать выезд к месту ЧС;

- организовать медицинское обеспечение формирований, ликвидирующих ЧС, а так же в случае необходимости по Плану взаимодействия привлечь силы медицинской помощи Иглинского района.

Главному энергетику отключить электроснабжение.

Главному механику:

- организовать сбор водителей, участвующих в ликвидации ЧС, отправку необходимой техники на место ликвидации ЧС;

- обеспечивать технику ГСМ;

-обеспечивать искрогасителями всю технику, непосредственно участвующую в ликвидации ЧС;

- обеспечивать техническое обслуживание и ремонт техники, привлеченной к ликвидации ЧС [29].

Директору столовой ЛПДС "Черкассы" обеспечить личный состав, участвующий в ликвидации ЧС, трех разовым питанием в расчете на количество 88 человек (см. пункты 4.8.2 – 4.8.4).

Донесения о ходе ликвидации представлять через каждые 2 часа с 16.50 часов. Графическое решение председателя КЧС ПБ приведено в приложении З.

6. Обеспечение безопасности при ведении аварийно-спасательных и других неотложных работ по ликвидации ЧС, вызванной аварией с разливом нефти

Ликвидация чрезвычайной ситуации, вызванной аварией с разливом нефти и возгоранием ее паров, отличается повышенной опасностью для людей, находящихся в зоне действия поражающих факторов ЧС, кроме того личный состав формирований, ликвидирующих ЧС, и проживающее вблизи население подвергаются негативному воздействию опасных и вредных факторов, возникающих в ходе ликвидации ЧС. Поэтому необходимо обеспечение безопасности при ведении работ по ликвидации ЧС [54].

Обеспечение безопасности при ведении АСДНР достигается снижением уровня воздействия поражающих факторов до допустимой величины.

Для достижения поставленной цели необходима идентификация поражающих, опасных и вредных факторов, действующих на личный состав формирований РСЧС при ликвидации ЧС на МНП, а так же на проживающее вблизи население.

Исходными данными для разработки раздела являются данные, полученные при теоретическом обосновании работы, а так же результаты расчетов, произведенных в разделе 2.

6.1 Идентификация поражающих, опасных и вредных факторов, действующих на личный состав формирований, ликвидирующих ЧС на МНП

При ликвидации ЧС, связанных с разливом нефти на личный состав, участвующий в ликвидации ЧС, действуют поражающие, опасные и вредные факторы.

Все опасные и вредные факторы воздействуют на человека и могут привести к травмам, ухудшению здоровья или снижению работоспособности и необходима защита личного состава от их воздействия. Для недопущения воздействия физических опасных факторов на личный состав необходимо придерживаться правил техники безопасности, для сведения к минимуму опасного действия паров нефти – использовать средства индивидуальной защиты. Кроме того, немаловажно соблюдение режима труда и отдыха, что предотвращает физическое перенапряжение человека и чрезмерное воздействие на него опасного или вредного фактора [54]. В рассматриваемой ЧС на личный состав, а так же проживающее вблизи население действуют следующие негативные факторы, приведенные на рисунке 6.1.

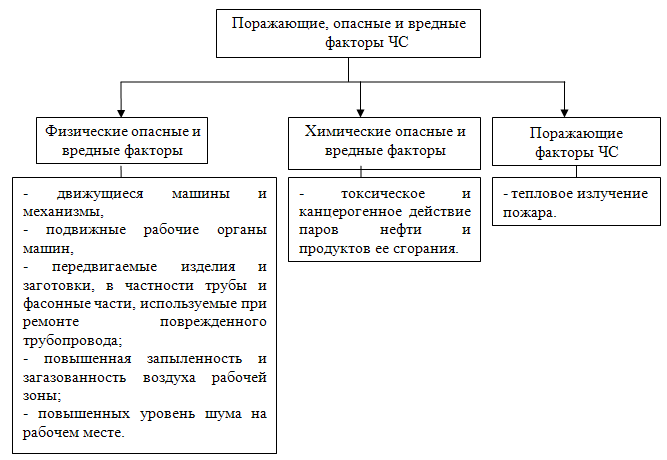


Рисунок 6.1 – Опасные и вредные факторы, действующие на личный состав при ликвидации ЧС на МНП

Проанализируем каждый негативно влияющий фактор и способы снижения его уровня до допустимой величины.

Перечень защитных средств на ЛПДС "Черкассы" приведен в таблице Е1 в приложении Е.

### 6.2 Защита от теплового излучения пожара

Тепловое излучение является поражающим фактором физического действия.

В рассматриваемой ЧС с разливом нефти при появлении источника зажигания возник пожар, глубина опасного теплового излучения которого для людей составляет 141 метр (см. раздел 2 пункт 2.4.9).

Таким образом, данный поражающий фактор действует на пожарных, ликвидирующих горение паров нефти, а так же формирования, прибывшие для дальнейшей ликвидации ЧС с разливом нефти. Поэтому рассмотрим способы снижения негативного воздействия теплового излучения на людей [54].

Комплексная защита от теплового излучения может быть обеспечена только с использованием набора различных видов спецодежды, а также средств защиты рук, ног, головы, органов дыхания, используемых в комплекте со спецодеждой, а так же соблюдением правил техники безопасности и использованием коллективных средств защиты.

Наиболее приемлемыми средствами индивидуальной защиты из разработанных в настоящее время являются [65]:

- боевая одежда для начальствующего и рядового состава пожарной охраны (ТУ17-08-249-86);

- комплект теплоотражательный (ТОК) для пожарных (ТУ 17-08-289-89);

- комплект теплозащитной (ТК-800) одежды для пожарных (ТУ 17-08-232-85);

- перчатки трехпалые специальные для пожарных (ТУ 17-08-283-89);

- сапоги резиновые формовые термостойкие (ТУ 38-106426-85).

Комплект теплоотражательный для пожарных (ТОК) обеспечивает защиту от воздействия ИК-излучения поверхностной плотностью до 18 кВт · м-2 и температуры окружающей среды до 200 °С в течение 8 мин. [65].

Комплект ТК-800 предназначен для защиты работающего при температуре окружающей среды 200 °С - в течение 16 мин, при температуре 800 °С - 40 с. Допускается кратковременный контакт с открытым пламенем. В качестве теплоизолятора используются либо шерстяной ватин, либо шерстяной войлок АТИМ-9.

Помимо средств индивидуальной защиты широко используются средства коллективной защиты - экраны, ширмы и т. п.

Средства коллективной защиты представляют собой металлический каркас с укрепленными на нем алюминиевыми листами, с вырезанными в них смотровыми отверстиями. Они обеспечивают защиту людей и техники от воздействия тепловых потоков, позволяют проводить работы вблизи очага пожара.

Людей, работающих в непосредственной близости от открытого огня, охлаждает группа ствольщиков, которая находится дальше от очага пожара на длину струи, их в свою очередь, при необходимости, орошает другая группа ствольщиков, т. е. осуществляется эшелонированная защита.

Вблизи работ организовываются пункты с питьевой водой [65].

Для безопасного ведения работ в зоне опасного теплового излучения необходимо соблюдение техники безопасности.

6.3 Защита от химических вредных факторов, возникающих при чрезвычайной ситуации с разливом нефти

В рассматриваемой ЧС вредными факторами являются токсическое действие паров нефти и продуктов ее сгорания.

Проведение АСДНР в зоне разлива нефти, а так же при горении нефти, в условиях высокой концентрации паров нефти и продуктов горения при пожаре, не допускается без средств индивидуальной защиты. Пары нефти или продукты горения могут поступать в организм человека и негативно воздействовать на него через органы дыхания и кожные покровы. К индивидуальным средствам защиты органов дыхания относятся противогазы, респираторы, тканевые маски, ватно-марлевые повязки; к средствам защиты кожи - защитная одежда [55].

6.3.1 Средства индивидуальной защиты органов дыхания

Средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) подразделяются на СИЗОД фильтрующего действия - это противогазы и респираторы, наиболее доступные, простые и надежные в эксплуатации и СИЗОД изолирующего типа, способные обеспечивать органы дыхания человека необходимым количеством свежего воздуха независимо от состава окружающей атмосферы.

Фильтрующие противогазы ГП-5 применяются для защиты органов дыхания, глаз и лица. Принцип защитного действия противогазов ГП-5 основан на том, что используемый для дыхания зараженный воздух предварительно очищается от вредных примесей при помощи специальных поглотителей и фильтров. Противогаз состоит из противогазовой коробки и лицевой части. В комплект противогаза входят также сумка и коробка с незапотевающими пленками или специальный "карандаш" для предохранения стекол очков от запотевания [55].

Изолирующие противогазы в отличие от фильтрующих полностью изолируют органы дыхания от окружающей среды. Дыхание осуществляется за счет запаса кислорода, находящегося в самом противогазе. Принцип действия основан на выделении кислорода из химических веществ, при поглощении углекислого газа и влаги, выдыхаемых человеком.

Изолирующие противогазы состоят из лицевой части, регенеративного патрона, дыхательного шланга и сумки. Регенеративный патрон обеспечивает получение кислорода для дыхания, поглощения углекислого газа и влаги из выдыхаемого воздуха. Запас кислорода в регенеративном патроне позволяет выполнять работу при тяжелых физических нагрузках в течение 45 минут, при средних – 70 минут, а при легких или в состоянии относительного покоя – 3 часа.

Респираторы представляют собой облегченные средства защиты органов дыхания от вредных газов, паров, аэрозолей и пыли. Очистка вдыхаемого воздуха от вредных примесей осуществляется за счет физико-химических процессов (абсорбции, хемосорбции и катализа), и от аэрозольных примесей – путем фильтрации через волокнистые материалы. В зависимости от срока службы респираторы могут быть одноразового потребления (ШБ-1, "Лепесток", "Кама", У-2К, Р-2) , которые после обработки не пригодны для дальнейшей эксплуатации. В респираторах многоразового применения предусмотрена замена фильтров.

6.3.2 Средства индивидуальной защиты кожи

Для предотвращения попадания паров нефти на открытые участи тела используют индивидуальные средства защиты кожи (СИЗК) изолирующего и фильтрующего типов.

Комплект изолирующий химический КИХ-4 предназначен для защиты личного состава аварийно спасательных формирований при выполнении работ в условиях воздействия высоких концентраций паров нефти. В состав комплекта входят защитный костюм, резиновые и хлопчатобумажные перчатки. Костюм состоит из герметичного комбинезона с капюшоном, в лицевую часть которого вклеено стекло. Брюки комбинезона оканчиваются чулками из прорезиненного материала, поверх которых надеваются резиновые сапоги.

Комплект фильтрующей защитной одежды ФЗО-МП состоит из куртки и брюк, перчаток и ботинок резинотекстильных. Конструкция ФЗО-МП исключает попадание паров на кожные покровы.

### Защитная фильтрующая одежда ЗФО-58 состоит из хлопчатобумажного комбинезона, нательного белья, подшлемника и двух пар перчаток. Используется в комплекте с фильтрующим противогазом [55, 65].

### 6.4 Защита от физических опасных факторов чрезвычайной ситуации

### Как уже упоминалось ранее, в условиях рассматриваемой ЧС опасные факторы это движущаяся техника, подвижные рабочие органы машин, а также передвигаемые изделия и заготовки, в частности трубы и фасонные части, используемые при ремонте поврежденного трубопровода. При воздействии любого из этих факторов на человека последует травма, ухудшение здоровья или снижение работоспособности. Для недопущения или снижения вероятности такого воздействия на личный состав необходимо придерживаться правил техники безопасности. Это организационные меры, предписывающие соблюдение определенной осторожности при проведении различных видов работ [65].

Безопасность личного состава заключается не только в соблюдении техники безопасности, использовании средств индивидуальной и коллективной защиты, но и в режиме и характере работы, которые обуславливают тяжесть и напряженность трудового процесса. Поэтому оценим тяжесть и напряженность труда спасателей.

6.5 Оценка тяжести и напряженности трудового процесса спасателей

Оценка тяжести и напряженности труда спасателей проводится на основании Р 2.2.2006-05 "Гигиеническая оценка факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда". Основными показателями тяжести трудового процесса являются:

- физическая динамическая нагрузка;

- масса поднимаемого и перемещаемого груза вручную;

- стереотипные рабочие движения;

- статическая нагрузка.

Напряженность труда оценивается по нагрузкам:

- интеллектуального характера;

- эмоциональным;

- сенсорным;

- монотонным;

- режима работы.

Оценка тяжести и напряженности трудового процесса проводится для следующих групп участников ликвидации ЧС:

- личный состав пожарных формирований;

- личный состав аварийно-восстановительной бригады при ликвидации ЧС на МНП;

- личный состав медицинских формирований [60].

6.5.1 Оценка тяжести и напряженности труда пожарных при ликвидации горения паров нефти

Определение тяжести работ пожарных при тушении определяется по величине статического усилия за период проведения работ (за смену).

Величина статической нагрузки определяется по формуле:

, кгс (6.1)

где Т – время удерживания пожарного ствола за смену с учетом перерывов в работе, с;

т – вес пожарного ствола, кг.

Таким образом, для рассматриваемой ЧС время удержания пожарного ствола для одного пожарного составит 3 часа, вес пожарного ствола равен 4,5 кг (технические характеристики генератора пены средней кратности ГПС-600 приведены в приложении И), но надо учитывать еще и вес пожарного рукава, который весит 5 кг [60]. Величина статической нагрузки равна:

 кгс.

Данная статическая нагрузка оценивается как тяжелая физическая нагрузка [60]. Помимо статической нагрузки на пожарного действует такой поражающий фактор ЧС, как тепловое излучение, для защиты от которого применяются СИЗ, работа в которых так же влияет на показатель тяжести трудового процесса. Поэтому по тяжести труда работа пожарного относится к 3.3 классу условий труда.

Оценим напряженность труда пожарного.

Интеллектуальные нагрузки:

- по содержанию работы труд пожарного относится к 3.2 классу условий труда, так как им приходиться решать сложные задачи;

- по восприятию сигналов и их оценке труд пожарного относится ко 2 классу условий труда, так как их деятельность включает ряд элементарных действий, иногда называемых приемами;

- по распределению функций по степени сложности задания труд пожарного относится ко 2 классу условий труда, так как осуществляет контроль своих действий, а у командира пожарного подразделения по этому показателю труд относится к 3.1 классу условий труда, так как он осуществляет контроль за действиями других лиц;

- по характеру выполняемой работы труд пожарного относится к 3.2 классу условий труда, так как работа выполняется при дефиците времени, информации и ответственности за конечный результат[60];

Сенсорные нагрузки:

- по длительности сосредоточения наблюдения (у пожарных это время составляет 26-50 % от смены) соответствует 2 классу условий труда;

- по плотности сигналов и сообщений в среднем за 1 час работы труд пожарных относится ко 2 классу условий труда (срочный вызов на пожар);

- по числу производственных объектов одновременного наблюдения труд пожарных относится к 1 классу условий труда (около 5 объектов одновременного наблюдения);

- по нагрузке на слуховой анализатор труд пожарного относится ко 2 классу условий труда, так как при тушении пожара уровень речи превышает шум на 10—15 дБА и соответствует разборчивости слов.

Эмоциональные нагрузки:

- по степени ответственности за результат собственной деятельности труд пожарных относится к 3.2 классу условий труда, так как допущенные ошибки могут привести к возникновению опасных ситуаций для жизни людей;

- по степени риска для собственной жизни труд пожарных относится к 3.2 классу условий труда, так как существует опасность воздействия поражающих факторов (взрыв, удар, самовозгорание);

- по степени ответственности за безопасность других лиц труд командира пожарного подразделения относится к 3.2 классу условий труда.

По степени монотонности труд пожарного относиться ко 2 классу условий труда.

Режим работы:

- по сменности работы труд пожарных относится к 3.1 классу условий труда, так как характеризуется регулярной сменностью с работой в ночное время.

Таким образом, труд пожарного по напряженности оценивается как вредный (3.2 класс условия труда), а труд командира пожарного подразделения относится к 3.3 классу условий труда.

6.5.2 Оценка тяжести и напряженности труда работников аварийно-восстановительной бригады при ликвидации ЧС

Определим тяжесть и напряженность труда для следующих работников аварийно-восстановительной бригады:

- экскаваторщик;

- бульдозерист;

- сварщик.

а) Оценка тяжести и напряженности труда экскаваторщика.

Экскаваторщик во время трудового процесса находится в кабине экскаватора в положении сидя, т.е. в свободном положении, и поэтому его труд по тяжести можно отнести к 1 классу условий труда.

Определим напряженность труда экскаваторщика [60].

Интеллектуальные нагрузки:

- труд экскаваторщика по содержанию работы соответствует 3.1 классу условий труда, так как им приходиться принимать решения сложных задач по известным алгоритмам;

- по распределению функций по степени сложности задания труд экскаваторщика относится к 3.1 классу условий труда, так как им свойственна обработка, проверка и, кроме того, контроль за выполнением задания;

- по характеру выполняемой работы труд экскаваторщика относится к 3.2 классу условий труда, так как работа выполняется при дефиците времени и ответственности за конечный результат[60];

- по восприятию сигналов и их оценке труд экскаваторщика относится к 3.2 классу условий труда, так как их трудовая деятельность требует восприятия сигналов с последующей комплексной оценкой всех производственных параметров.

Сенсорные нагрузки:

- по длительности сосредоточения наблюдения (у экскаваторщика это время составляет более 75 % от смены) соответствует 3.2 классу условий труда;

- по плотности сигналов и сообщений в среднем за 1 час работы труд экскаваторщика относится к 3.1 классу условий труда (около 200 сигналов);

- по числу производственных объектов одновременного наблюдения труд экскаваторщика относится ко 2 классу условий труда;

- по нагрузке на слуховой анализатор труд экскаваторщика относится ко 2 классу условий труда;

- по нагрузке на голосовой аппарат труд экскаваторщика относится к 1 классу условий труда;

- по нагрузке зрительного анализатора труд экскаваторщика относится ко 2 классу условий труда.

Эмоциональные нагрузки:

- по степени ответственности за результат собственной деятельности труд экскаваторщика относится к 3.2 классу условий труда, так как допущенные ошибки могут привести к возникновению опасных ситуаций для жизни людей, остановке технологического процесса;

- по степени риска для собственной жизни труд экскаваторщика относится к 3.1 классу условий труда, так как существует опасность воздействия поражающих факторов (взрыв, удар, самовозгорание, неисправность ТС);

- по степени ответственности за безопасность других лиц труд экскаваторщика относится к 3.1 классу условий труда.

По степени монотонности труд экскаваторщика относится ко 2 классу условий труда.

Режим работы:

- по наличию регламентированных перерывов труд экскаваторщика относится к 3.1 классу условий труда.

Таким образом, труд экскаваторщика по напряженности оценивается как вредный, напряженный 1-й степени (3.1 класс условий труда).

б) Оценка тяжести и напряженности труда бульдозериста.

Так как труд бульдозериста не значительно отличается от труда экскаваторщика, то можно сделать вывод, что по тяжести труд бульдозериста относится к 1 классу, а по напряженности к 3.1 классу условий труда [60].

в) Оценка тяжести и напряженности труда сварщика.

Тяжесть труда сварщика заключается в его рабочей позе. Так как трудовой процесс сварщика происходит в позе стоя и в этом положении он проводит около 75 % рабочего времени, то по тяжести такой труд относится к 3.1 классу условий труда.

Интеллектуальные нагрузки:

- труд сварщика по содержанию работы соответствует 3.2 классу условий труда, так как им приходиться принимать решения сложных задач эвристическим способом;

- по распределению функций по степени сложности задания труд сварщика относится к 3.1 классу условий труда, так как им свойственна обработка, проверка и, кроме того, контроль за выполнением задания;

- по характеру выполняемой работы труд сварщика относится к 3.2 классу условий труда, так как работа выполняется при дефиците времени и ответственности за конечный результат [60];

- по восприятию сигналов и их оценке труд сварщика относится к 3.2 классу условий труда, так как их трудовая деятельность требует восприятия сигналов с последующей комплексной оценкой всех производственных параметров.

Сенсорные нагрузки:

- по длительности сосредоточения наблюдения (у сварщика это время составляет 26-50 % от смены) соответствует 2 классу условий труда;

- по плотности сигналов и сообщений в среднем за 1 час работы труд сварщика относится ко 2 классу условий труда;

- по числу производственных объектов одновременного наблюдения труд сварщика относится к 1 классу условий труда (около 5 объектов одновременного наблюдения);

- по нагрузке на слуховой анализатор труд сварщика относится к 1 классу условий труда;

- по нагрузке на голосовой аппарат труд сварщика относится к 1 классу условий труда;

- по нагрузке зрительного анализатора труд сварщика относится к 3.2 классу условий труда.

Эмоциональные нагрузки:

- по степени ответственности за результат собственной деятельности труд сварщика относится к 3.2 классу условий труда, так как допущенные ошибки могут привести к возникновению опасных ситуаций для жизни людей, остановке технологического процесса;

- по степени риска для собственной жизни труд сварщика относится к 3.1 классу условий труда, так как существует опасность воздействия поражающих факторов (взрыв, удар, самовозгорание);

- по степени ответственности за безопасность других лиц труд сварщика относится к 3.1 классу условий труда.

По степени монотонности труд сварщика относиться ко 3.1 классу условий труда.

Режим работы:

- по наличию регламентированных перерывов труд сварщика относится к 3.1 классу условий труда.

Таким образом, труд сварщика по напряженности оценивается как вредный, напряженный 1-й степени (3.1 класс условий труда) [41, 60].

6.5.3 Оценка тяжести и напряженности труда медицинских работников при оказании помощи пострадавшим

Оказание медицинской помощи пострадавшим в ЧС производится врачами и средним медицинским персоналом, поэтому при оценке напряженности труда врачей определим их интеллектуальные, сенсорные, эмоциональные нагрузки и режим работы, а при оценке тяжести и напряженности труда среднего медицинского персонала – физическую механическую нагрузку, получаемую ими при транспортировке пострадавших в автомобили скорой помощи, а так же сенсорные, эмоциональные и другие нагрузки.

Оценим напряженность труда врачей.

Интеллектуальные нагрузки:

- труд врачей по содержанию работы соответствует 3.2 классу условий труда, так как им приходится принимать решения сложных задач эвристическим способом;

- по распределению функций по степени сложности задания труд врачей относится к 3.2 классу условий труда, так как им свойственна предварительная работа с последующим распределением задания другим лицам;

- по характеру выполняемой работы труд врачей относится к 3.2 классу условий труда, так как работа выполняется при дефиците времени, информации и ответственности за конечный результат[60];

- по восприятию сигналов и их оценке труд врачей относится к 3.2 классу условий труда, так как их трудовая деятельность требует восприятия сигналов с последующей комплексной оценкой всех производственных параметров.

Сенсорные нагрузки:

- по длительности сосредоточения наблюдения (у врачей это время составляет 51-75 % от смены) соответствует 3.1 классу условий труда;

- по плотности сигналов и сообщений в среднем за 1 час работы труд врачей относится ко 2 классу условий труда (срочный вызов к больному, сигнализация с мониторов о состоянии больного);

- по числу производственных объектов одновременного наблюдения труд врачей относится к 1 классу условий труда (около 5 объектов одновременного наблюдения);

- по нагрузке на слуховой анализатор труд врачей относится к 1 классу условий труда;

- по нагрузке на голосовой аппарат труд врачей относится к 1 классу условий труда;

- по нагрузке зрительного анализатора труд врачей относится к 3.1 классу условий труда.

Эмоциональные нагрузки:

- по степени ответственности за результат собственной деятельности труд врачей относится к 3.2 классу условий труда, так как допущенные ошибки могут привести к возникновению опасных ситуаций для жизни людей;

- по степени риска для собственной жизни труд врачей относится к 3.1 классу условий труда, так как существует опасность воздействия поражающих факторов (взрыв, удар, самовозгорание);

- по степени ответственности за безопасность других лиц труд врачей относится к 3.2 классу условий труда.

По степени монотонности труд врачей относится ко 2 классу условий труда.

Режим работы:

- по сменности работы труд врачей относится к 3.2 классу условий труда, так как характеризуется нерегулярной сменностью с работой в ночное время.

Таким образом, труд врачей по напряженности оценивается как вредный, напряженный 2-й степени (3.2 класс условий труда). Так как анализ производился при условии возникновении ЧС локального характера полученный результат не отражает всей картины напряженности труда врачей, и поэтому труд врачей необходимо отнести к 3.3 классу условий труда.

Оценим тяжесть труда среднего медицинского персонала.

Физическая динамическая нагрузка рассчитывается по формуле[60]:

, кгм (6.2)

где т – масса перемещаемого груза, кг;

l – расстояние, на которое перемещают груз, м;

w – груз, перемещаемый за смену, шт.

Так как в данном случае перемещаемым санитарами грузом является человек, то принята масса груза равная 70 кг, расстояние, на которое перемещается груз, принято равным 20 метров. В рассматриваемой ЧС пострадавших нет, поэтому при расчете примем возможное количество людей, которое могут переместить санитары за смену при условии транспортировки одного пострадавшего 10 минут и продолжительности смены 4 часа. Таким образом, w = 240/10 = 24 человека.

Физическая динамическая нагрузка равна:

 кгм.

Данная физическая динамическая нагрузка оценивается как тяжелая физическая нагрузка и соответствует 3.2 классу условий труда по тяжести трудового процесса [60].

Оценим напряженность труда среднего медицинского персонала.

Интеллектуальные нагрузки:

- труд среднего медицинского персонала по содержанию работы относиться ко 2 классу условий труда, так как им приходиться решать простые задачи с выбором (по инструкции);

- по распределению функций по степени сложности задания труд среднего медицинского работника относиться ко 2 классу условий труда, так как им свойственна обработка, выполнение с последующей проверкой выполненной работы;

- по характеру выполняемой работы труд среднего медицинского работника относиться ко 2 классу условий труда, так как работа выполняется по графику с возможной его коррекцией при необходимости [60];

- по восприятию сигналов и их оценке труд среднего медицинского работника относиться к 3.1 классу условий труда, так как их трудовая деятельность требует восприятие сигналов с последующим сопоставлением фактических значений параметров с их номинальными требуемыми уровнями.

Сенсорные нагрузки:

- по длительности сосредоточения наблюдения (у среднего медицинского работника это время составляет 26-50 % от смены) соответствует 2 классу условий труда;

- по плотности сигналов и сообщений в среднем за 1 час работы труд среднего медицинского работника относиться ко 2 классу условий труда (срочный вызов к больному, сигнализация с мониторов о состоянии больного);

- по числу производственных объектов одновременного наблюдения труд среднего медицинского работника относиться к 1 классу условий труда (около 5 объектов одновременного наблюдения);

- по нагрузке на слуховой анализатор труд среднего медицинского работника относиться к 1 классу условий труда;

- по нагрузке на голосовой аппарат труд среднего медицинского работника относиться к 1 классу условий труда;

- по нагрузке зрительного анализатора труд среднего медицинского работника относиться ко 2 классу условий труда.

Эмоциональные нагрузки:

- по степени ответственности за результат собственной деятельности труд среднего медицинского работника относится к 3.1 классу условий труда, так как им характерна ответственность за основной вид задания, а ошибки приводят к дополнительным усилиям со стороны целого коллектива;

- по степени риска для собственной жизни труд среднего медицинского работника относится к 3.1 классу условий труда, так как существует опасность воздействия поражающих факторов (взрыв, удар, самовозгорание).

По степени монотонности труд среднего медицинского работника относиться ко 2 классу условий труда.

Режим работы:

- по сменности работы труд врачей относиться к 3.2 классу условий труда, так как характеризуется нерегулярной сменностью с работой в ночное время.

Таким образом, труд среднего медицинского работника по напряженности оценивается как допустимый при условиях возникших при ЧС локального характера (2 класс условий труда) [60]. Так как на МНП возможны более значительные ЧС с наибольшими последствиями, в том числе и санитарными, труд среднего медицинского работника необходимо отнести к 3.2 классу условий труда.

Для наибольшей эффективности и безопасности проводимых работ в зоне ЧС необходимо устанавливает режим труда и отдыха для спасателей [60].

## 6.6 Режим труда и отдыха при ведении работ

Режим труда и отдыха - это устанавливаемые для каждого вида работ порядок чередования периодов работы и отдыха и их продолжительность. Рациональный режим - такое соотношение и содержание периодов работы и отдыха, при которых высокая производительность труда сочетается с высокой и устойчивой работоспособностью человека без признаков чрезмерного утомления в течение длительного времени [71].

Для бесперебойной работы личный состав разбивается на несколько групп с поочередной заменой их в зоне высоких температур. Вводить людей в такую зону сначала следует на 10 -15 мин.

После отдыха время пребывания в ней увеличивается (таблица 6.1).

Таблица 6.1 - Рекомендуемое время отдыха в зависимости от продолжительности работы

|  |  |
| --- | --- |
| Продолжительность работы, мин | Продолжительность отдыха, мин |
| 15 | 10 |
| 30 | 15 |
| 45 | 20 |
| 60 | 30 |
| 75 | 40 |
| 90 | 60 |

Планирование круглосуточных аварийно-спасательных и других неотложных работ в зоне ЧС определяется в зависимости от суточного ритма физиологических функций организма, предопределяющего наивысшую работоспособность человека (с 8 до 12 и с15 до17 часов) и наименьшую (с 3 до 6 часов). Остановки-паузы (на 2-3 минуты) в работе спасателей делаются для кратковременного отдыха после окончания одного рабочего цикла [71].

Учитывая вышесказанное для личного состава, участвующего в ликвидации рассматриваемой ЧС, был определен оптимальный режим труда и отдыха, составляющий для тушения пожара – 10 минут отдыха через каждые 15 минут работы, для аварийно-восстановительных работ - 20 минут отдыха через каждые 45 минут работы в течение рабочей смены. Рабочая смена составляет 4 часа.

Таким образом, обеспечение безопасности при ведении АСДНР заключается в снижении негативного воздействия поражающих, опасных и вредных факторов ЧС, которое достигается комплексным подходом, а именно одновременным использованием средств индивидуальной и коллективной защиты, а так же соблюдением техники безопасности и режима труда и отдыха спасателей [2, 73].

В случае недостаточности данных мер и ухудшения здоровья личного состава или населения появляется необходимость в медицинском обеспечении, особенности организации которого при ЧС с разливом нефти рассмотрены в разделе 7.

7. Обеспечение медицинской помощи при ликвидации чрезвычайной ситуации, вызванной аварией с разливом нефти

Чрезвычайные ситуации, вызванные авариями с разливом нефти, сопровождаются загрязнением окружающей среды, пожарами, в результате чего на сооружения трубопроводного транспорта, на персонал и проживающее вблизи население действуют поражающие факторы (см. рисунок 1.5 пункт 1.3), которые в свою очередь приводят к отравлениям людей парами нефти или продуктами их сгорания, а так же к ожогам и различным травмам.

Поэтому при ликвидации ЧС с разливом нефти необходима организация медицинского обеспечения, как личного состава (ЛС) подразделений, так и пострадавшего населения.

Исходными данными для разработки данного раздела являются данные, полученные при теоретическом обосновании работы, а так же результаты расчетов, приведенных в разделах 2 и 3.

7.1 Организация обеспечения медицинской помощи при чрезвычайной ситуации на МНП УБКУА

Так как в результате ЧС, вызванной аварией с разливом нефти и возгоранием ее паров, на магистральном нефтепроводе (МНП) "Усть-Балык-Курган-Уфа-Альметьевск" (УБКУА) проживающее близи население д.Минзитарово, расположенной в 600 метрах от места ЧС, не пострадало. Оказание медицинской помощи будет организовано только при условии возникновения ситуаций по ухудшению здоровья среди личного состава подразделений.

На ЛПДС "Черкассы" имеется один санитарный пост, состоящий из 4 человек. Они обеспечивают медицинской помощью личный состав формирований РСЧС, участвующий в ликвидации ЧС. Так же по Плану взаимодействия на место проведения работ прибудет бригада скорой помощи Иглинского района для оказания помощи в случае необходимости как формированиям, ликвидирующим ЧС, так и населению.

При возникновении ситуаций с ухудшением здоровья среди личного состава или населения первая медицинская помощь (ПМП) будет состоять:

– в первую очередь, удаление пострадавших из опасной зоны;

– оказание экстренной реанимационной помощи при остановке дыхания и сердца;

– оказание ПМП при отравлении парами нефти;

– оказание ПМП при термических травмах (ожоги, перегревание);

– оказание ПМП при отравлениях продуктами сгорания;

– оказание ПМП при переломах, различных видах травм (головы, груди) [28, 74].

По окончании проведения АСДНР, оказывается психологическая помощь лицам, принимающим участие в ликвидации ЧС (реабилитация ЛС аварийно-восстановительных формирований).

Так как возможна любая из выше перечисленных ситуаций, рассмотрим все виды ПМП.

7.2 Экстренная реанимационная помощь

Определение признаков клинической смерти осуществляется согласно схеме, приведённой на рисунке 7.1. При наличии признаков клинической смерти проводится реанимация, т.е. восстановление жизненно важных функций организма. Если реанимация начата в первую минуту, вероятность оживления составляет более 90 %, через 3 минуты – не более 50 %. Важно, что перед тем, как приступить к непрямому массажу сердца, необходимо убедиться в отсутствии повреждения позвоночника [74].

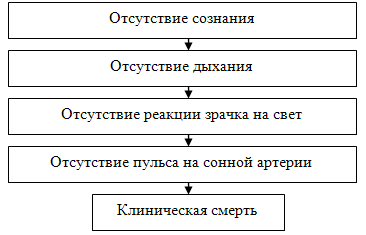


Рисунок 7.1 – Схема определения признаков клинической смерти

Эффективность реанимации зависит от точности выполнения техники непрямого массажа сердца и искусственной вентиляции лёгких, а также от их соотношения в процессе действий. Если реанимацию проводит один человек, то необходимо делать 60 нажатий в минуту. На каждые 10 надавливаний на грудину проводят два выдоха.

7.3 Интоксикация парами нефти и оказание первой медицинской помощи

Нефть, её пары, газы, а также продукты её переработки (бензины, растворители, смазочные масла, парафины, битумы, нефтяной кокс и т.д.) высокотоксичны. Предельно допустимая концентрация суммы углеводородов в воздухе рабочей зоны равна 300 мг/м3 [10, 57]. Чем выше содержание в нефти серосодержащих соединений, тем токсичнее её действие.

Клиническая картина зависит от концентрации и качественного состава нефти, например, ароматические углеводороды более токсичны, чем неароматические.

Пары нефти поступают в организм через дыхательные пути и кожные покровы, оказывая раздражающее, наркотическое и кожно–резорбтивное действие. Нефть отдельных месторождений обладает канцерогенной активностью [10].

Лёгкая и средняя степени отравления парами нефти проявляются в первые же часы после контакта головными болями, чувством опьянения, головокружением, тошнотой, слабостью, сухостью во рту, развивается вялость сонливость. Чётко выражено раздражающее действие на слизистые оболочки: неприятные ощущения в носу, в горле, кашель, покраснение век, слезотечение, резь в глазах. Температура тела и артериальное давление нормальные или понижены, пульс может быть замедлен. Тоны сердца приглушены. Это состояние имеет быстро обратимый характер и полностью проходит через 2- 4 дня без всяких последствий. Но при отравлении средней тяжести вегетативные и психиатрические синдромы носят более выраженный и длительный характер.

Тяжёлая степень отравления характеризуется быстрым развитием головной боли, головокружением, нарушением координации движений, резким возбуждением, быстро сменяющимся состоянием угнетения. Могут развиться судороги. Пульс нитевидный, дыхание поверхностное, редкое. Сухожильные рефлексы угнетены или отсутствуют, брадикардия, чаще – резкая гипотония. Температура тела повышена. После перенесённых тяжёлых форм отравления развивается энцефалопатия.

Наибольшая опасность для здоровья возникает при вдыхании высоких концентраций (5000 – 10000 мг/м3) паров выраженные симптомы отравления проявляются уже через несколько минут. Быстро возникают головная боль, головокружение, неустойчивая походка, возбуждение, делирий, который быстро сменяется состоянием угнетения. Температура тела повышена до 40оС. Возможно развитие токсического геморрагического менигоэнцефалита, химического пневмонита [57].

ПМП при отравлении парами нефти:

1. Удаление пострадавшего из зоны насыщенной парами. Дегазация кожных покровов и одежды пострадавшего. При попадании внутрь – промывание желудка через зонд (вводят 20 мл вазелинового масла или активированный уголь).

2. При вдыхании паров или аспирации – оксигенотерапия, антибиотики, банки, горчичники.

3. При сердечной недостаточности: камфора 20% – 2 мл подкожно, кордиамин 25% – 2 мл подкожно, внуртимышечно; кофеин 10% – 2 мл подкожно; коргликон 0,06% – 1 мл или строфанин 0,05% – 0,05 мл внутривенно на глюкозе 40% – 30–50 мл., при болях – промедол 1% – 1 мл подкожно. При нарушении дыхания в коматозном состоянии – искусственное аппаратное дыхание, кислород [56].

7.4 Первая медицинская помощь при термических травмах

При пожаре пролива нефти возможно получение следующих термических травм: ожоги, перегревание.

При высокой температуре окружающего воздуха основная роль в сохранении постоянной температуры тела принадлежит коже. Когда температура окружающего воздуха достигает температуры тела человека, теплоотдача осуществляется преимущественно за счет потоотделения (испарение 1 литра воды ведет к потере тепла равной 580 кал.). Поэтому при повышенной влажности и высокой температуре воздуха, когда испарение пота затруднено, возникает перегревание организма[10].

В зависимости от степени тяжести поражения различают легкие, средние и тяжелые формы перегревания.

При легкой степени развиваются: общая слабость, недомогание, жажда, шум в ушах, сухость во рту, головокружение. Может быть тошнота и рвота.

При средней степени тяжести к выше перечисленным симптомам присоединяются: повышение температуры тела (до 39–40 °С), заторможенность или кратковременная потеря сознания. Кожные покровы влажные, тонус мышц понижен.

Тяжелая степень перегревания протекает в виде так называемого теплового удара, являющегося проявлением декомпенсации в системе терморегуляции организма. Как правило, ему предшествуют различного рода психические нарушения в виде галлюцинаций, бреда преследования, психомоторного возбуждения и др. Сознание отсутствует (тепловая кома), температура тела достигает 40–42 °С. Кожные покровы и видимые слизистые оболочки сухие. Зрачки расширены, реакция их на свет вялая или отсутствует. Пульс 140–160 ударов в минуту и более. Дыхание нередко патологическое, частое, поверхностное, прерывистое.

При легкой и средней степени перегревания проводят мероприятия, направленные на быстрейшее охлаждение организма. Пострадавшего помещают в прохладное помещение (тень от зданий, деревьев и т. д.), освобождают от стесняющей одежды, укладывают с приподнятой головой. На голову и туловище накладывают пузыри со льдом, делают влажные обертывания. Одновременно больному назначают обильное питье, создают покой.

При тяжелой степени перегревания, помимо указанных мероприятий подкожно вводят 2–4 мл 20% раствора камфоры, 2 мл раствора кордиамина, осуществляют ингаляции кислорода. При нарушении дыхания — внутримышечно вводят 0,5– 1 мл 1% раствора лобелина. По показаниям проводят искусственную вентиляцию легких. Эвакуация в тяжелых случаях должна осуществляться лежа на носилках [10].

Термические ожоги классифицируют:

– по площади поражений (в процентах к поверхности тела, принятой за 100%);

– по глубине поражения (I, II, ША, ШБ и IV степень):

I степень – гиперемия и отек кожи;

II степень – гиперемия и отек кожи с отслоением эпидермиса и образованием пузырей, наполненных прозрачной жидкостью;

ША степень – эпидермис отсутствует, мягкие покровные ткани отечны, напряжены, поверхность их белесовато-серой окраски, сосудистый рисунок отсутствует, болевая и тактильная чувствительность снижены;

ШБ степень – некроз кожных покровов, имеющих вид плотных сухих буровато-коричневых струпов. Струп не берется в складку, спаян с подлежащими тканями. Болевая и тактильная чувствительность отсутствуют;

IV степень – некроз кожи и глубжележащих тканей (подкожная клетчатка, фасции, сухожилия, мышцы, кости);

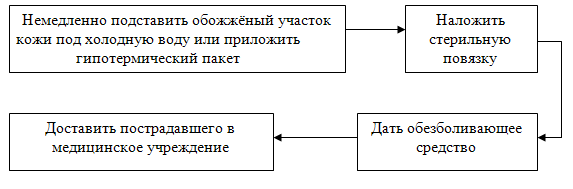
– по периодам течения ожоговой болезни (ожоговый шок, острая ожоговая токсемия, септикотоксемия, реконвалесценция).

Ожог в большинстве случаев возникает вследствие воздействия на кожные покровы высокой температуры.

Оказание первой медицинской помощи при термических ожогах осуществляют согласно схеме, представленной на рисунке 7.2 [10 ].

Ожоговый шок – это патологический процесс, в основе которого лежит обширное термическое поражение кожи, возникающий тотчас после получения травм и приводящий к тяжелым расстройствам центральной и периферической гемодинамики с преимущественным нарушением микроциркуляции и обменных процессов в организме пострадавшего. Для предупреждения шокогенного процесса необходимо обезболивание.

При ограниченном ожоге



При обширных ожогах

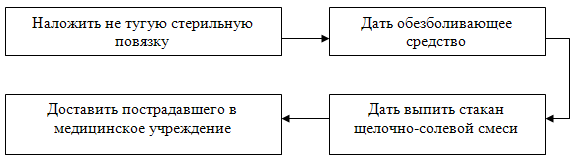


Рисунок 7.2 – Порядок оказания первой медицинской помощи при термических ожогах

## 

## 7.5 Отравление продуктами сгорания нефти

Отравления – заболевания, развивающиеся при попадании в организм человека химических веществ в токсической дозе, способной вызвать нарушения жизненно важных функций и создать опасность для жизни.

При разгерметизации МНП и пролива нефти, отравления могут так же возникнуть в результате вдыхания угарного газа при возникновении пожара.

Симптомы отравления угарным газом при сгорании паров нефти приведены на рисунке 7.3.

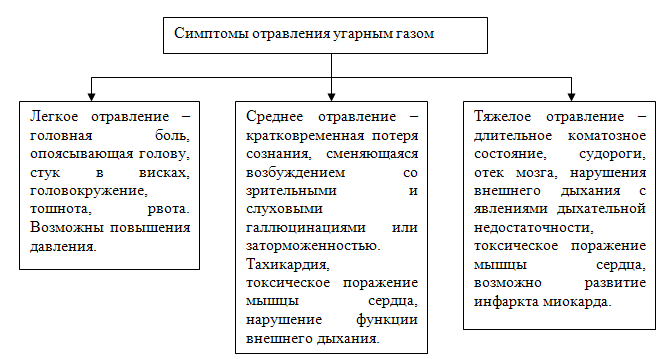


Рисунок 7.3 – Симптомы отравления угарным газом при горении паров нефти

Неотложная медицинская помощь при отравлении угарным газом – непрерывная ингаляция кислорода в течение 2-3 часов. При поражении верхних дыхательных путей – санация. Профилактика легочных: антибиотики, гепарин (до 25000 ЕД в сутки внутримышечно). При выраженной дыхательной недостаточности – искусственное аппаратное дыхание, эуфилин – 10 мл 2,4% раствора внутривенно, аскорбиновая кислота – 10-20 мл 5% раствора с 5% раствором глюкозы – 500 мл. Витаминотерапия [7].

7.6 Оказание первой неотложной помощи при переломах и различных видах травм (головы, груди, живота)

Основной принцип оказания первой медицинской помощи – освободить от действия поражающего фактора.

При черепно– мозговых травмах необходимо оберегать голову от резких изменений положения, скорейшая эвакуация, введение наркотических средств запрещено.

При травмах живота не желательно давать обезболивающие, при выпадение внутренностей необходимо их завернуть в чистый бинт и прибинтовать к телу. Нельзя засовывать внутренности обратно.

При травмах груди наложить окклюзионную повязку, прибинтовать на выходе, обезболить, эвакуировать в полусидящем положении.

При травмах опорно – двигательного аппарата основным принципом оказания ПМП является иммобилизация транспортная и лечебная травмированной конечности и обезболивание.

Абсолютные признаки перелома при диагностике:

наличие костных обломков в ране или патологическая подвижность (на протяжении диафиза);

нарушение целостности кости, определяемое рентгенологическим обследовании;

костная крепитация;

укорочение или деформация конечности.

Относительные признаки перелома при диагностике:

припухлость и кровоизлияние в зоне травмы;

ощущение боли при нагрузке оси конечности;

нарушение функций;

характерная локализация входных и выходных отверстий.

Повреждение сустава определяется по нарушению формы сустава, вызываемому скоплением крови; по боли в суставе; по ограничению движений или патологической активности.

При разъединении суставных концов двух костей образуется вывих [56].

Часто механические травмы сопровождаются различными видами кровотечений.

Кровотечение – излияние (вытекание) крови из кровеносных сосудов при нарушении целостности их стенок.

Сильное артериальное кровотечение из сосудов верхних и нижних конечностей останавливают в два этапа: прижимают артерию выше места повреждения кости, чтобы прекратить поступление крови к месту ранения, а затем накладывают стандартный или импровизированный жгут.

При поверхностных ранениях верхних или нижних конечностей одним из возможных способов остановки венозного кровотечения является придание возвышенного положения конечности.

При внутреннем кровотечении выполняются следующие рекомендации:

прижать область кровотечения;

приподнять травмированную конечность;

использовать холод (прикладывают на 15 мин каждый час);

осмотреть пострадавшего с целью обнаружения у него травм внутренних органов.

Также ещё одним простым и надёжным способом остановки кровотечения, уменьшения боли и создания покоя повреждённой части тела является наложение давящей повязки [56].

При открытых травмах пострадавшим необходимо провести противостолбнячную вакцинацию.

7.7 Психологическая устойчивость. Психологическая помощь лицам, принимающим участие в ликвидации чрезвычайной ситуации

Обязательным видом подготовки спасателя является психологическая подготовка, которая включает:

- общую (выработка гражданской сознательности, готовности к самопожертвованию);

- специальную (выработка высокой профессиональной активности и психологической устойчивости к социальным и физиологическим поражающим факторам ЧС);

- целевую (формирование активного, боевого психологического состояния, выработка четкой внутренней установки на конкретные действия).

Опасности, сопровождающие ЧС, являются также и стрессовыми факторами, которые могут причинить психический вред не только спасателю, но и населению, оказавшемуся в зоне ЧС.

Поэтому после и во время проведения АСДНР необходимо оказывать психологическую помощь нуждающимся.

Психологическая помощь осуществляется в целях:

- предоставления возможности человеку выразить свои переживания;

- предоставления пострадавшим полной информации о ЧС;

- поддержания и внушения человеку уверенности в себе;

- побуждения к скорейшему возвращению к нормальной деятельности.

При оказании пострадавшим психологической помощи руководствуются следующими принципами:

- безотлагательность;

- приближённость к зоне ЧС;

- ожидаемость восстановления;

- единство психотерапевтического воздействия;

- простота психотерапевтического воздействия;

- приемственность психологического сопровождения [56].

Восстановление психологических потенций человека осуществляется путём проведения дебрифинга, который заключается в проведении психологом (либо командиром) особым образом организованного обсуждения.

Задачи дебрифинга:

- прорабатывается реакция, чувства;

- познание на основе мышления пережитого опыта;

- уменьшение индивидуального или группового напряжения;

- уменьшение ощущения уникальности и болезненности воспоминаний;

- мобилизация внешних и внутренних групповых ресурсов и усиление групповой поддержки;

- подготовка к переживанию болезненных воспоминаний;

- определение средств дальнейшей помощи в случае необходимости [56].

Для профилактики психологических травм проводится групповая с ведущим (10-12 человек) релаксация (физическое и психологическое расслабление под спокойную музыку, успокаивающие запахи).

7.8 Расчет потребного количества медицинского персонала

Потребное количество медицинского персонала в рассматриваемой ЧС определяется исходя из числа личного состава формирований, ликвидирующих ЧС, так как поражающие факторы на проживающее вблизи население не действуют, а непосредственно действуют на ликвидаторов ЧС.

Количество отрядов ПМП, численность врачей и среднего медицинского персонала, общая численность личного состава для отрядов ПМП определяются по формулам (7.1–7.3) в соответствии с нормами медицинского обеспечения, приведенными в приложении К в таблице К1.

Количество отрядов ПМП (nпмп):

nпмп = Nсп / 100, (7.1)

где Nсп - численность санитарных потерь, чел.

Численность врачей (Nвр ) определяется следующим образом:

Nвр = 8 ∙ nпмп, (7.2)

Численность среднего медицинского персонала отрядов ПМП:

Nсм = 38 ∙ nпмп, (7.3)

Так как в рассматриваемой ЧС в ликвидации ЧС участвует 130 человек, то количество отрядов ПМП привлекаемых для оказания равно: nпмп = 130 / 100=2 ед., в т.ч. врачей – Nвр = 8 ∙ 2 = 16 чел, среднего медицинского персонала– Nсм = 38∙2 = 76чел.

Общая численность личного состава отрядов ПМП – 16 + 76 = 92 чел [7].

Так как, пострадавших среди населения и формирований нет, то на место ЧС прибудет одна машина скорой помощи из с.Иглино для оказания ПМП в случае необходимости.

Кроме медицинского обеспечения для успешного проведения работ по ликвидации ЧС необходимо организовать материально-техническое обеспечение.

8. Материально-техническое обеспечение аварийно-спасательных и других неотложных работ при ликвидации чрезвычайной ситуации с разливом нефти

В условиях чрезвычайных ситуаций эффективность проведения АСДНР зависит от организации обеспечения их ведения.

Целью данного раздела является рассмотрение структуры и задач службы материально-технического обеспечения привлекаемых формирований, сил и средств, особенности материально-технического обеспечения при ликвидации ЧС, вызванной аварией с разливом нефти.

Основными направлениями материально-технического обеспечения являются:

- создание чрезвычайных резервных запасов материально-технических средств, необходимых для обеспечения плана действий предприятия, учреждения, организации по предупреждению и ликвидации ЧС;

- разработка и своевременная корректировка планов материально - технического обеспечения;

- усовершенствование способов хранения, защиты продовольствия, медицинского имущества и других материально- технических средств, и их своевременное освежение;

- создание, подготовка, поддержание высокой готовности сил и средств материально-технического обеспечения к действиям в ЧС;

- организация обучения работников материально-технических служб к действиям в чрезвычайных ситуациях;

- совершенствование и расширение в загородной зоне материально-технической базы торговли, общественного питания и материально-технического снабжения [45].

В разделе используются данные, полученные в результате расчетов, выполненных в разделе "Планирование аварийно-спасательных и других неотложных работ при ликвидации ЧС, вызванной аварией на магистральном нефтепроводе", а так же данные теоретического обоснования работы, выполненного в разделе 1.

Так как в рассматриваемой ЧС пострадавших среди населения нет, то первоочередное жизнеобеспечение организовываться не будет.

## В условиях ЧС, связанной с ликвидацией разлива нефти, имеются особенности, которые учитываются при организации материально – технического обеспечения.

## 8.1 Особенности организации МТО при ликвидации ЧС с разливом нефти на МНП УБКУА

АСДНР при ликвидации ЧС на МНП проводится в условиях поражающего влияния на человека продуктов сгорания паров нефти и теплового излучения пожара, следовательно, необходимо обеспечение участников ликвидации ЧС средствами индивидуальной защиты. Кроме того, организуются места отдыха и приема пищи на территории, в пределах которой отсутствуют поражающие факторы ЧС [45, 63].

8.2 Исходные данные для определения объемов материально – технического обеспечения формирований РСЧС

Для определения потребных объемов материально – технического обеспечения формирований РСЧС в качестве исходных, используются данные, полученные в разделе "Планирование аварийно-спасательных и других неотложных работ при ликвидации ЧС, вызванной аварией на магистральном нефтепроводе", а именно:

- в ходе АСДНР задействовано 130 человек и 38 единиц техники, без учета автомашин ГИБДД;

- метеообстановка: подвижность воздуха равна 3 м/с, температура воздуха 10°С, влажность воздуха 65 %;

- развитие и состояние дорожной сети в зоне ЧС - оценивается как хорошее (см раздел 4, пункт 4.2)

- в д.Минзитарово функционирует центральное водоснабжение. Вода из местной водопроводной системы полностью подходит как для питьевых, так и для технических нужд (см. раздел 4, пункт 4.3). Для тушения пожара используется вода из речки Лобовка, протекающей в 350 метрах от места ЧС [63].

8.3 Определение сил и средств, привлекаемых для работ в зоне ЧС

Для работ в зоне бедствия привлекаются 130 человек и 38 единиц техники (в том числе автомобильной), занятых непосредственно в ликвидации ЧС (см. раздел 4, пункт 4.7.3).

Районы расположения формирований, выдвигаемых в зону ЧС, указаны в разделе 4, пункте 4.4.

Таблица 8.1 - Сводная таблица сил и средств, задействованных в ликвидации ЧС

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Вид работ | Объем работ | Силы, чел | | Средства (ед. техники) |
| Тушение пожара | 5024 м2 | 42 | | АЦ-5-40 (шасси ЗИЛ-433104) (6)  АЦ-5-40 (шасси КАМАЗ-43253) (4) |
| Сооружение ремонтного котлована | 48 м3 | 2 | | Экскаватор ЭО-2621 (1) |
| Срезание загрязненного слоя грунта | 1005м3 | 4 | | Бульдозер ДЗ-110 на базе трактора Т-170 (2) |
| Погрузка и разгрузка грунта | 2010 м3 | 8 | Экскаватор ЭО-33211 (4) | |
| Вывоз и завоз грунта | 2010 м3 | 42 | Автосамосвалы КрАЗ-256Б1(21) | |
| Доставка ЛС к месту ЧС |  | 3 | НЗАС 4951 4320(2)  НЗАС 4947 У-37(1) | |
| Организация связи |  | 2 | УАЗ-31512(1) | |
| Закрытие задвижек работниками ЛЭС |  | 4 | УАЗ-31512(2) | |
| Инженерно-технические работы |  | 10 |  | |
| Охрана общественного порядка | 1000 чел. | 11 |  | |
| Оказание медицинской помощи |  | 3 | УАЗ-452(1) | |
| Подвоз продуктов и предметов первой необходимости |  | 1 | УАЗ-452(1) | |
| Приготовление пищи |  | 1 |  | |
| Итого |  | 130 | 59 | |

Таким образом, для ликвидации ЧС привлекаются 130 человек и 59 единиц техники.

8.4 Расположение баз, складов обеспечения ГСМ, продуктами питания и предметами первой необходимости

Спецтехника, производящая земляные работы, автосамосвалы обеспечивается ГСМ со склада ЛПДС "Черкассы", расположенной в 35 км от места ЧС (см приложение Д) [63].

Обеспечение ГСМ автомобилей отрядов ГИБДД производится в общем порядке (за счет ГИБДД).

Запасы продовольствия поставляют на точку питания, а именно в здание школы в д.Минзитарово, с продовольственных магазинов г.Уфы. Для перевозки продовольственных товаров используется автомобиль УАЗ-452.

Предметы первой необходимости завозятся из хозяйственных отделов магазинов г. Уфы.

8.5 Потребность формирований РСЧС в различных видах жизне- и материально-технического обеспечения

Потребности формирований РСЧС в различных видах материально-технического обеспечения:

- вода;

- пища;

- предметы первой необходимости (одежда, моющие средства и т.п.);

- коммунально-бытовые услуги;

- техника, материалы, запасные части, оборудование и т.д., необходимых для ликвидации чрезвычайной ситуации;

- оперативное информирование;

- горюче-смазочные материалы для техники участвующей в ликвидации чрезвычайной ситуации;

- средства техобслуживания;

- текущий ремонт.

8.6 Обеспечение личного состава водой

Вопросы обеспечения водой являются наиболее важными, поэтому в ходе проведения инженерной разведки и оценки обстановки в первую очередь определяется местонахождение водоисточников. Следует различать водоисточники питьевой воды и для технических нужд. Основными параметрами выбора являются: местонахождение водоисточника и легкодоступность.

Обеспечение личного состава формирований РСЧС водой производится в соответствии с руководящим документом – ГОСТ 22.3.006-87 "Нормы водоснабжения населения"[11, 12, 70].

8.6.1 Определение потребного количества воды для ликвидации ЧС

В условиях рассматриваемой ЧС вода требуется для организации подачи пены для тушения пожар. Для этой цели используется вода из речки Лобовка, протекающей в 350 метрах от места ЧС [12].

Так же производится перекрытие автодороги Иглино-Павловка в непосредственной близости от места ЧС, для защиты пожарных рукавов.

Для тушения легко воспламеняющейся жидкости целесообразно применить способ изоляции слоем пены средней кратности. Так как на 1 литр пенообразователя приходится 24 л воды, то расход воды составит:

dп=237600\*24=5702400л = 5702,4 м3.

8.6.2 Определение потребного количества воды для обеспечения потребностей личного состава формирований

Минимальная физиолого-гигиеническая норма обеспечения спасателей питьевой водой при дефиците воды в зоне ЧС составляет 31 л/чел в сутки, из них для питья 4,5 л/чел в сутки (ГОСТ 22.3.006-87В).

Для 42 человек пожарных требуется (из расчета , что пожар ликвидирован в течении 3 часов):

Dводы. спасат.=t\*Nл.с,сднр.\*Kводы\*Kнагрузк. (8.1)

где Dводы. спасат. – расчетное потребное количество воды для спасателей, л;

t - время ликвидации чрезвычайной ситуации, сут;

Nл.с,сднр.- общая численность личного состава формирований для проведения АСДНР;

Kводы - норма обеспечения одного спасателя водой для питья в течение 1 суток, л./сут;

Kнагрузк -коэффициент тяжести работ.

Спасательные работы относятся к категории: тяжелые - им соответствует коэффициент равный 1,75.

Dводы. спасат=0,125\*42\*4,5\*1,75=42 л – для пожарных.

Для аварийной бригады ЛПДС "Черкассы", 88 человек, потребуется воды (из расчета, что работы ведутся 8 часов):

Dводы. спасат.=t\*Nл.с,сднр.\*Kводы\*Kнагрузк =0,333\*88\*2,5\*1,75=128,2 л – для питья.

Для прочих нужд (31-2,5)∙88 = 2508 л.

Всего питьевой воды потребуется 42 + 128,2 = 170,2 л.

Таким образом, ЛС потребуется 2508+170,2=2678,2 л воды всего.

Личный состав обеспечивается водой на месте проведения работ – в деревне Минзитарово, т. к. там имеется водопроводная сеть, вода из которой пригодна как для питья, так и для удовлетворения личных нужд.

8.7 Обеспечение личного состава формирований РСЧС продуктами питания

Обеспечение личного состава формирований РСЧС проводится в соответствии с нормами энергетических потребностей в пищевых веществах и энергии для различных групп населения Российской Федерации [35].

8.7.1 Определение потребности в продуктах питания личного состава формирований

Весь личный состав, участвующий в ликвидации аварии, выполняет работу легкой степени тяжести (работы, проводимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим усилием) и средней степени тяжести (работы, связанные с постоянной ходьбой, перемещением тяжестей массой до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим усилием). Основные продукты питания, для приготовления горячей пищи и составляющие суточный рацион личного состава формирований, выполняющих работу средней или легкой степени тяжести, приведены в таблице 8.2 [35].

Таблица 8.2 - Необходимое количество продуктов питания для обеспечения личного состава формирований, выполняющих работу средней и легкой степени тяжести

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Наименование продукта | Норма, г/чел в сутки | Колич человек | Время сут. | Всего, кг |
| 1 | Хлеб из смеси ржаной и пшен муки 1 сорта | 400 | 88 | 0,33 | 11,6 |
| 2 | Хлеб белый из пшеничной муки 1 сорта | 400 | 88 | 0,33 | 11,6 |
| 3 | Мука пшеничная 2 сорта | 24 | 88 | 0,33 | 0,7 |
| 4 | Крупа разная | 80 | 88 | 0,33 | 2,3 |
| 5 | Макаронные изделия | 30 | 88 | 0,33 | 0,9 |
| 6 | Молоко и молокопродукты | 300 | 88 | 0,33 | 8,7 |
| 7 | Мясо и мясопродукты | 80 | 88 | 0,33 | 2,3 |
| 8 | Рыба и рыбопродукты | 40 | 88 | 0,33 | 1,15 |
| 9 | Жиры | 40 | 88 | 0,33 | 1,15 |
| 10 | Сахар | 60 | 88 | 0,33 | 1,8 |
| 11 | Картофель | 400 | 88 | 0,33 | 11,6 |
| 12 | Овощи | 150 | 88 | 0,33 | 4,35 |
| 13 | Соль | 25 | 88 | 0,33 | 0,72 |
| 14 | Чай | 1,5 | 88 | 0,33 | 0,043 |

Личный состав обеспечивается питанием в здании школы д. Минзитарово, расположенной в 600 метрах от места ЧС, куда формирования после рабочей смены отправляются пешком. После приема пищи личный состав направляется в места дислокации [35].

8.8 Обеспечение предметами первой необходимости

Обеспечение предметами первой необходимости производится в соответствии с нормами обеспечения населения средствами первой необходимости приведенными в таблице К2 в приложении К.

8.8.1 Обеспечение предметами первой необходимости личного состава формирований РСЧС

В обеспечении спасателей комплектами одежды нет необходимости, т.к. они приезжают в место аварии полностью экипированными.

В обеспечении личного состава предметами, предназначенными для принятия пищи (ложки, тарелки и пр.) также нет необходимости, т.к. они имеются в школьной столовой в достаточном количестве.

Работы ведутся в две смены по 4 часа и после смены спасатели отправляются домой для дальнейшего отдыха.

Таким образом, из предметов первой необходимости учитывается только мыло и моющие средства, которые доставляются на место ЧС из хозяйственных магазинов г.Уфы на УАЗ-452.

Расчет предметов первой необходимости приведен в таблице 8.3.

Таблица 8.3 - Расчет потребного количества средств первой необходимости для личного состава формирований

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| №пп | Наименование  предметов | Норма,  г/чел. в месяц | Количество чел | Всего,г |
| 1 | Мыло | 200 | 88 | 195 |
| 2 | Моющие средства | 500 | 484 |

Кроме того, личный состав необходимо обеспечивать и коммунально-бытовыми услугами [63].

8.9 Обеспечение личного состава жильем и коммунально-бытовыми услугами

Личный состав, участвующий в АСДНР размещается в здании школы в д.Минзитарово, и так как работы ведутся в две смены по 4 часа, то потребности в обеспечении коммунально-бытовыми услугами ограничиваются потребностями в умывальниках, туалетах и банях. Потребности формирований в средствах для обеспечения коммунально-бытовых услуг (душевых, умывальниках, туалетах) определяются в соответствии с нормами для условий ЧС (Приложение К таблица К3). Расчет необходимого количества коммунально-бытовых услуг приведен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расчет необходимого количества коммунально-бытовых услуг для формирований, участвующих в ликвидации ЧС

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| №№  пп | Виды обеспечения  (услуг) | Норма | Количество на 88 чел спасателей  за 8 часов |
| 1 | Умывальниками | 10-15 чел./1 кран | 6 шт |
| 2 | Туалетами | 30-40 чел./1 очко | 3 шт |
| 3 | Банями и душевыми установками | 0,007 мест/чел. | 1 баня |

В здании школы имеются в достаточном количестве умывальники, туалеты. Так же в деревне Минзитарово имеется общественная баня, где личный состав помоется и отправится в места дислокации.

8.10 Обеспечение топливом и смазочными материалами техники, участвующей в ликвидации ЧС

Для непрерывного и бесперебойного проведения АСДНР в зоне ЧС, необходимо обеспечить технику горюче-смазочными материалами. Технику, привлекаемую для аварийно-восстановительных работ при ЧС на МНП, снабжает ГСМ подвижная АЗС. В ГУ МЧС России по РБ действуют нормы расхода горючего, масел, смазок и специальных жидкостей, установленные при эксплуатации, ремонте вооружения и наземной военной техники армии и флота[59]. Техника общего назначения пользуется нормами расхода топлив и ГСМ, установленными Департаментом автотранспорта Минтранса РФ от 18.02.97 Р 3112194-0366-97 [34].

8.10.1 Расчет нормативного расхода топлива для пожарных автоцистерн

Для пожарных машин и автоцистерн нормативный расход топлива рассчитывается по формуле:

Qн = (0,01 ∙ Hsc ∙ S+Hт ∙ T)∙(1+0.01 ∙ D), л (8.2)

где Hsc– индивидуальная норма расхода топлива на пробег, л/100 км;

S – пробег спецавтомобиля к месту работы и обратно, км;

Hт – норма расхода топлива на работу спецоборудования, л/ час;

T – время работы оборудования , ч или кол-во выполненных операций;

D - суммарная относительная надбавка или снижение к норме, процент [59].

Расчет нормативного расхода топлива для пожарных автоцистерн АЦ-5-40 (шасси КАМАЗ-43253) и АЦ-5-40 (шасси ЗИЛ-433104) приведен в таблице 8.5.

Таблица 8.5 - Нормативный расход топлива для пожарных автоцистерн

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Марка  автомобиля | N,  шт. | S,  км | Hsc,  л/100 км | вид  топлива | QН,  л | Итого топлива, л |
| АЦ-5-40(шасси КАМАЗ-43253) | 4 | 10 | 40 | Д | 49 | 196 |
| АЦ-5-40 (шасси ЗИЛ - 433104) | 4 | 28 | 40 | Д | 56,2 | 224,8 |
| АЦ-5-40 (шасси ЗИЛ - 433104) | 2 | 35 | 40 | Д | 59 | 118 |

8.10.2 Расчет нормативного расхода топлива для легковых автомобилей и автобусов

Для легковых автомобилей нормируемое значение расхода топлива рассчитывается по следующему соотношению[34]:

Qн = 0,01\*Hs\*S\*(1 + 0,01\* D), (8.3)

где Qн - нормативный расход топлива, литры;

НS -базовая линейная норма расхода топлива на пробег автомобиля, л/100 км;

S - пробег автомобиля, км;

D - поправочный коэффициент (суммарная относительная надбавка или снижение) к норме в процентах, 5%.

Для автобусов нормируемое значение расхода топлива устанавливается аналогично легковым автомобилям.

Результаты расчета нормативного расхода топлива для легковых автомобилей и автобусов приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 - Нормативный расход топлива для легковых автомобилей и автобусов

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Марка  автомобиля | N,  шт. | S,  км | Hsc,  л/100 км | вид  топлива | QН,  л | Итого топлива, л |
| УАЗ-31512 | 3 | 70 | 18 | Б | 13,2 | 39,6 |
| НЗАС 4951 4320 | 2 | 70 | 34 | Д | 25 | 50 |
| НЗАС У-37 | 1 | 70 | 30 | Д | 22 | 22 |

Расчет производился с учетом удвоенных расстояний, так как топливо необходимо как для прибытия к месту ЧС, так и для возвращения к местам дислокации.

8.10.3 Расчет нормативного расхода топлива для бортовых грузовых автомобилей

Для бортовых грузовых автомобилей или автопоездов нормируемое значение расхода топлива определяется по следующему соотношению[34]:

Qн = 0,01\*(Нsan\*S + Нw\*W)\*(1 + 0,01\*D), (8.4)

где Qн - нормативный расход топлива, литры или куб. метры;

S - пробег автомобиля или автопоезда, км;

Нsan - норма расхода топлива на пробег автопоезда:

Нsan = Нs + Нg ∙ Gпр, л/100 км или куб. м/100 км (где Нs - базовая норма расхода топлива на пробег автомобиля, л/100 км или куб. м/100 км;

Нg - норма расхода топлива на дополнительную массу прицепа или полуприцепа, л/100 т. км или куб. м/100 т. км;

Gпр - собственная масса прицепа или полуприцепа, т);

Нw - линейная норма расхода топлива на транспортную работу, л/100 т. км или куб. м/100 т. км;

W - объем транспортной работы, т. км:

W = Gгр\*Sгр,

(где Gгр - масса груза; Sгр - пробег с грузом);

D - поправочный коэффициент (суммарная относительная надбавка или снижение) к норме в процентах, 5%.

При работе бортовых автомобилей с прицепами и седельных тягачей с полуприцепами норма расхода топлива на пробег (л/100 км или куб.м/100 км) автопоезда увеличивается на каждую тонну собственной массы прицепов и полуприцепов в зависимости от вида топлива в следующих размерах: бензина - 2л; дизельного топлива - 1,3 л.

Расчет расхода топлива для бортовых грузовых автомобилей приведен в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Нормативный расход топлива для бортовых грузовых автомобилей

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Марка  автомобиля | N,  шт | S,  км | HW,  л/100т км | Hs,  л/100км | Вид топлива | QН,л | Итого топлива, л |
| УАЗ-452 | 1 | 70 | 2 | 16 | Б | 15 | 15 |
| УАЗ-452 | 1 | 20 | 2 | 16 | Б | 15 | 6 |

8.10.4 Расчет нормативного расхода топлива для автосамосвалов

Для автомобилей-самосвалов и самосвальных автопоездов нормируемое значение расхода топлива определяется по следующему соотношению[34]:

Qн = 0,01\*Нsanc\*S\*(1 + 0,01\*D) + Нz\*Z, (8.5)

где Нsanc - норма расхода топлива самосвального автопоезда:

Нsanc = Нs + Нw ∙ (Gпр + 0,5 ∙ q), л/100 км

(где Нw - норма расхода топлива на транспортную работу и на дополнительную массу прицепа или полуприцепа, л/100 т. км или куб. м/100 т. км;

Gпр - собственная масса прицепа, полуприцепа, т;

q - грузоподъемность прицепа, т;

Нs - базовая норма расхода топлива автомобиля-самосвала с учетом транспортной работы, л/100 км);

S - пробег автомобиля или автопоезда, км;

Нz - дополнительная норма расхода топлива на каждую ездку с грузом автомобиля-самосвала, л;

Z - количество ездок с грузом за смену;

D - поправочный коэффициент (суммарная относительная надбавка или снижение) к норме в процентах, 5%.

Расчет расхода топлива для автосамосвалов приведен в табл. 8.8.

Таблица 8.8 - Нормативный расход топлива для автосамосвалов

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Марка  автомобиля | N,  шт | S,  км | HW,  л/100т км | Hs,  л/100км | Вид топлива | QН,  л | Итого топлива, л |
| КрАЗ-256Б1 | 21 | 90 | 1,3 | 31 | Д | 53 | 1113 |

8.10.5 Расчет расхода топлива для спасательной техники

Нормативный расход топлива для спецавтомобилей, выполняющих основную работу в период стоянки определяется следующим образом [34]:

Qн = (0,01\*Hsc\*S + Нт\*Т)∙(1 + 0,01\*D), (8.6)

где Hsc- индивидуальная норма расхода топлива на пробег спецавтомобиля, л/100 км (спецавтомобиль предназначен также для перевозки груза, индивидуальная норма рассчитывается с учетом выполнения транспортной работы: Hsc' = Hsc+Hw\*W);

S - пробег спецавтомобиля к месту работы и обратно, км;

Нт - норма расхода топлива на работу специального оборудования, л/час или литры на выполняемую операцию (заполнение цистерны и т.п.);

Т - время работы оборудования, час или количество выполненных операций;

D - суммарная относительная надбавка или снижение к норме, в процентах (при работе оборудования применяются только надбавки на работу в зимнее время и в горных местностях) [34].

Расчет расхода топлива для экскаваторов приведен в табл. 8.9.

Таблица 8.9 - Нормативный расход топлива для экскаваторов

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Марка  автомобиля | N,  шт | S,  км | Вид топлива | Hsc, л/100 км | Нт,  л/час | QН,  л | Итого топлива, л |
| ЭО- 2621 | 1 | 70 | Д | 30 | 6 | 57 | 57 |
| ЭО -33211 | 4 | 70 | Д | 35 | 8 | 72,5 | 290 |

8.10.6 Определение потребности в топливе тракторной техники

Для бульдозеров на базе тракторов расход топлива определяется в зависимости от продолжительности работы и мощности двигателя.

Потребное количество топлива определяется по формуле [34]:

QH=T\*HP\*K, (8.7)

где Hp – нормируемое значение расхода топлива, л;

Т – общее время работы, ч;

К – мощность двигателя, кВт.

Расчет расхода топлива для тракторной техники приведен в табл. 8.10.

Таблица 8.10 - Нормативный расход топлива для тракторной техники

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Марка  автомобиля | N,  шт | Время работы, ч | Мощность двигателя, кВт | Нр, кг | Вид топлива | QН,  кг | Итого топлива, кг |
| Т-170 | 2 | 6 | 125 | 0,218 | Д | 163,5 | 327 |

8.10.7 Определение нормативного расхода топлива для подвижной АЗС

Определение нормативного расхода топлива для подвижной АЗС (АТЗ-3,8-130, на базе а/м ЗИЛ-130) производится по формуле 8.3 [34].

Q=0,01\*33\*70 = 23 литра бензина.

Место расположения подвижной АЗС в зоне ЧС указано на рисунке 4.1 в разделе 4. Все полученные данные представлены в виде сводной таблицы 8.11.

Таблица 8.11 - Нормативный расход топлива техники, участвующей в АСДНР

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Марка автомобиля | Кол-во | Путь, км | Вид топлива | Итого топлива |
| АЦ-5-40(шасси КАМАЗ-43253) | 4 | 10 | Д | 196 |
| АЦ-5-40 (шасси ЗИЛ - 433104) | 4 | 28 | Д | 224,8 |
| АЦ-5-40 (шасси ЗИЛ - 433104) | 2 | 35 | Д | 118 |
| УАЗ-31512 | 3 | 70 | Б | 39,6 |
| НЗАС 4951 4320 | 2 | 70 | Д | 50 |
| НЗАС У-37 | 1 | 70 | Д | 22 |
| УАЗ-452 | 2 | 90 | Б | 21 |
| КрАЗ-256Б1 | 21 | 90 | Д | 1113 |
| ЭО- 2621 | 1 | 70 | Д | 57 |
| ЭО -33211 | 4 | 70 | Д | 290 |
| ДЗ-110 на базе трактора Т-170 | 2 | - | Д | 327 |
| АТЗ-3,8-130, на базе а/м ЗИЛ-130 | 1 | 70 | Б | 23 |

Итого: бензина - 77,6 литров, дизельного топлива - 2398 литров.

Запас топлива, хранящегося на складе ЛПДС "Черкассы" (20520 л дизтоплива и 25500 л бензина) достаточен для техники участвующей в АСДНР [34].

8.10.8 Определение потребности в смазочных материалах

Нормы расхода смазочных материалов установлены на 100 л общего расхода топлива, рассчитанного по нормам для данного автомобиля.

Нормы расхода масел установлены в литрах на 100 л расхода топлива, нормы расхода смазок соответственно в кг на 100 л расхода топлива. Расчет потребного количества смазочных материалов производится на основании [34].

С учетом нормативов, а также с учетом рассчитанного расхода топлива для автомобилей в предыдущем разделе, результаты по расчету расхода смазочных материалов сводится в таблицу 8.12. Временные нормы расхода масел и смазок приведены в приложении К в таблице К5.

Таблица 8.12 - Расход смазочных материалов

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Марка техники | | К-во | | Расход топли-  ва, л | Кол-во масла моторного  л | Трансмиссион-ные и гидравличес-кие масла, л | Специаль-  ные масла и жидкости, л | Пластич-ные  смазки,  кг | | |
| АЦ-5-40(шасси КАМАЗ-43253) | | 4 | | 196 | 2,2/4,3 | 0,3 / 0,59 | 0,1 / 0,2 | 0,2 / 0,4 | | |
| АЦ-5-40 (шасси ЗИЛ - 433104) | | 6 | | 342,8 | 2,2/7,5 | 0,3 / 1,03 | 0,1 / 0,35 | 0,2 / 0,7 | | |
| УАЗ-31512 | | 3 | | 39,6 | 2,2 / 0,9 | 0,2 / 0,08 | 0,05 / 0,02 | 0,2 /0,08 | | |
| НЗАС 4951 4320 | | 2 | | 50 | 3,5/1,75 | 0,5/0,25 | 0,1/0,05 | 0,2/0,1 | | |
| НЗАС У-37 | | 1 | | 22 | 3,5/0,77 | 0,5/0,11 | 0,1/0,022 | 0,2/0,04 | | |
| УАЗ-452 | 2 | | 21 | | 2,2 / 0,33 | 0,2 / 0,03 | 0,05 / 0,008 | | 0,2 /0,03 |
| КрАЗ-256Б1 | 21 | | 1113 | | 4,5/50 | 0,5/5,6 | 1,0/11,13 | | 0,2/2,2 |
| ЭО- 2621 | 1 | | 57 | | 1,7/0,97 | 0,2/0,11 | 0,1/0,06 | | 0,2/0,12 |
| ЭО -33211 | 4 | | 290 | | 4,25/12,3 | 0,5/1,45 | 0,25/0,725 | | 0,5/1,45 |
| ДЗ-110 | 2 | | 327 | | 4,3/14,1 | 0,5/1,6 | 0,2/0,7 | | 0,4/1,3 |
| АТЗ-3,8-130 | 1 | | 23 | | 2,2 / 0,5 | 0,3 / 0,07 | 0,1 / 0,02 | | 0,2 /0,05 |

Итого:

- моторного масла – 93,4 л;

- трансмиссионных и гидравлических масел – 11 л;

- специальных масел и жидкостей – 13,3 л;

- пластичных смазок – 6,5 кг.

### Все потребности формирований РСЧС, задействованных для ликвидации ЧС на МНП УБКУА, приведены в приложении К в таблице К4.

### 8.11 Техническое обеспечение при ликвидации ЧС

Основными задачами технического обеспечения являются: проведение технического обслуживания машин в установленные сроки и в полном объеме; текущий ремонт и эвакуация техники, вышедшей из строя в ходе выполнения задач[32].

Для технического обеспечения действий сил привлекаются их штатные силы и средства.

При организации технического обеспечения определяются порядок снабжения запасными частями и ремонтными материалами, размещение и порядок использования ремонтных мастерских, места развертывания сборных пунктов поврежденных машин и порядок эвакуации на них поврежденной техники. В необходимых случаях производится подготовка машин к действиям в сложных условиях местности и климата.

В ходе проведения АСДНР ткущий ремонт техники производится силами водителей и подвижных ремонтных групп на месте повреждения в объеме, обеспечивающем ее использование для работ. В первую очередь подлежит восстановлению техника, требующая наименьшего объема ремонтных работ.

Техника, не подлежащая восстановлению на месте повреждения, доставляется на сборные пункты поврежденных машин, которые развертываются вблизи путей подвоза и эвакуации по возможности на территории ремонтных предприятий.

Транспортное обеспечение имеет своей целью вывоз эвакуируемого населения, доставку сил РСЧС и их рабочих смен к местам работ, вывоз из зоны чрезвычайной ситуации материальных ценностей путем привлечения для перевозок автомобильного и других видов транспорта организаций, расположенных на территории соответствующего субъекта Российской Федерации или муниципального образования, использование табельных средств сил РСЧС, эвакуацию пораженных в загородные больничные базы всеми видами транспорта, а также доставку материальных средств, необходимых для проведения АСДНР. Подвоз первых и вторых смен первого эшелона к районам проведения АСДНР осуществляется, как правило, автомобильным транспортом, а последующих смен и эшелонов - при необходимости, железнодорожным и водным транспортом.

8.11.1 Определение потребности в средствах техобслуживания

В настоящее время установлен [32] табель оснащения управлений механизации передвижными средствами техобслуживания машин по норме на 100 машин с радиусом обслуживания до 20 км, шт.:

- агрегаты техобслуживания – 3;

- подвижные мастерские – 2;

- механизированные заправочные агрегаты – 3.

При определении потребности в передвижных средствах обслуживания в числе 100 машин учитываются только автомобили грузоподъемностью 15 т и более.

При радиусах обслуживания до 50 км установленное табелем число средств техобслуживания увеличивается в 1,3, а при более 50 км – в 1,8 раза.

Таким образом, поскольку в ходе АСДНР рассматриваемой ЧС радиус техобслуживания порядка 35 км, то необходимое количество средств техобслуживания составляет:

- агрегаты техобслуживания – 4;

- подвижные мастерские – 3;

- механизированные заправочные агрегаты – 4.

Для ремонта и эвакуации техники предназначены формирования технического обеспечения, которые состоят из подвижных ремонтно – восстановительных групп (ПРВГ) по ремонту техники и эвакуационных групп, создаваемых на базе стационарных ремонтных предприятий. Ремонтное звено постоянно находится в формировании и имеет задачу оказывать техническую помощь в устранении неисправностей машин.

ПРВГ оказывает помощь водителям в проведении ТО, проведении текущего ремонта техники, в доставке на СППМ в тех случаях, когда ремонт связан с заменой сложных деталей, целого узла или производством сварочных работ.

Эвакуационная группа производит вытаскивание опрокинутых, застрявших и затонувших машин, определяет их техническое состояние и осуществляет доставку к местам ремонта. Эвакуационная группа работает в тесном взаимодействии с ПРВГ, и, как правило, они размещаются совместно.

В настоящее время ПРВГ создаются на базе ремонтных предприятий трестов механизации строительных работ [32].

### 8.12 Определение потребности в текущем ремонте

Для определения количества ремонтных органов и штатного числа ремонтников определяются ожидаемые потери в технике (количество неисправных машин) и трудозатраты на их ремонт.

Кроме того, предварительная оценка возможного количества выходящей из строя техники и ее размещения в полосе действий формирований РСЧС позволяет наметить организацию эвакуации и ремонта машин и порядок обеспечения запасными частями и агрегатами ремонтных подразделений. Прогнозируемая численность среднесуточного выхода машин из строя при ведении АСДНР составляет 10%[32].

Принимается, что из общего количества машин, вышедших из строя, 50–60% потребует текущего ремонта, 20–25%–среднего и 10–15% капитального. Безвозвратные потери составят 15–20%.

В связи с тем, что период ликвидации составляет 8 часов, спецтехника при ведении АСДНР не выходит из строя.

Машины списываются в том случае, если их восстановление с помощью капитального ремонта невозможно. К ним относятся:

– сгоревшие или разрушенные машины;

– машины, рамы (корпуса) которых разрушены или деформированы настолько, что восстановление их или установка на них агрегатов (узлов) невозможны;

– машины, у которых сорвано или разрушено более 50% основных агрегатов причем установка на их место новых невозможна [32].

Таким образом, поставленная в разделе цель выполнена, рассмотрена структура и задачи службы материально-технического обеспечения МНП, сил и средств, особенности материально-технического обеспечения при ликвидации ЧС связанной с разливом нефти. В соответствии с выбранной технологией проведения работ произведен подбор комплекса и комплекта техники для осуществления эффективного и непрерывного производства АСДНР, проведено планирование мероприятий для обеспечения потребностей (в питьевой воде, пищевых продуктах, предметах первой необходимости и т.д.) личного состава формирований РСЧС.

Успешная реализация задач, стоящих перед РСЧС, немыслима без создания достаточной и надежной системы финансового и материально- технического обеспечения мероприятий и действий сил. Ликвидация любой чрезвычайной ситуации сопровождается материальными затратами, ущербом, нанесенным этой чрезвычайной ситуацией и прочими расходами. С целью минимизации этих расходов необходимо осуществлять строгий контроль и подсчет затрачиваемых средств. Значения, полученные в ходе расчетов данного раздела используются для стоимостной оценки экономического ущерба, характеризующего масштаб ЧС и воздействие опасности на людей, окружающую среду, материальные ценности.

9. Расчет экономического ущерба в чрезвычайной ситуации, вызванной аварией с разливом нефти

Возникновение ЧС на МНП, как правило, влечет за собой ущерб здоровью и жизни людей, окружающей природной среде (ОПС), потери материальных ценностей и затраты на проведение АСДНР. Последствия ЧС имеют стоимостное выражение, характеризующее масштаб ЧС и воздействие опасности на людей, окружающую среду, материальные ценности.

Эколого–экономический ущерб ОПС определяется фактическими экономическими, экологическими и социальными потерями, возникающими в результате нарушения природоохранного законодательства, хозяйственной деятельности человека, стихийных экологических бедствий и катастроф.

Ущерб проявляется в виде потерь природных, материальных, финансовых, трудовых ресурсов, а также в ухудшении социально–гигиенических условий проживания населения и качественных изменений экономического потенциала страны [30].

Целью данного раздела дипломного проекта является оценка ущерба при возникновении ЧС в стоимостном выражении. Суммарный ущерб от ЧС на МНП складывается из элементов, представленных на схеме на рисунке 9.1.

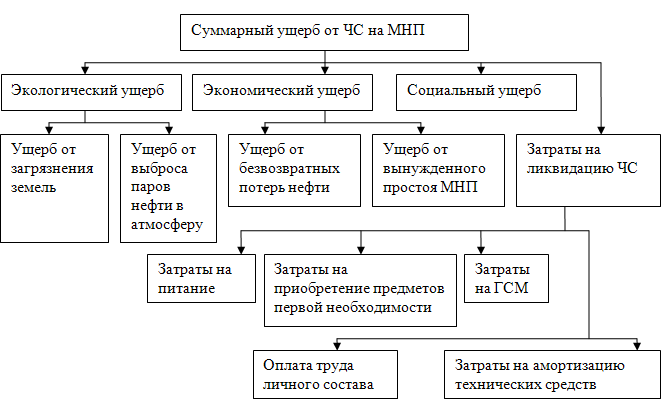


Рисунок 9.1 – Схема определения суммарного ущерба от ЧС

Исходными данными для расчета раздела являются данные, полученные в разделах 2, 4 и 8.

Для достижения цели необходимо произвести расчеты согласно схеме на рисунке 9.1.

Так как в рассматриваемой ЧС нет пострадавших, то расчет социального ущерба производиться не будет [30].

9.1 Определение величины экологического ущерба

Оценка экологического ущерба производится в соответствии с [62].

При ЧС на МНП "Усть-Балык – Курган – Уфа - Альметьевск" произошел разлив нефти объёмом 250 м3, при этом загрязненной оказалась площадь 5024 м2. Объем испарившейся в атмосферу нефти составил 1881 кг, объем нефти, впитавшейся в грунт равен 121 м3, количество нефти, впитавшейся в грунт, равно 104 т (см. пункты 2.4.2 - 2.4.5 ).

9.1.1 Определение размера компенсационных выплат за загрязнение земель

В соответствии с [62] ущерб от загрязнения земель нефтью определяется по формуле:

Уз=КП\* Ки\*Нс\*Fгр\*Кэ(i)\*КВ\*Кг, (9.1)

где Уз - размер платы за ущерб от загрязнения земель нефтью или нефтепродуктами, руб.;

КП- коэффициент перерасчета в зависимости от периода времени по восстановлению сельскохозяйственных земель (определяется по табл.П.7.1.[62]), КП=2,5 ;

Ки - коэффициент индексации платы за загрязнение окружающей среды в связи с изменением уровня цен на природоохранные мероприятия и строительство (утверждается ежегодно государственным комитетом РФ по охране окружающей среды), принимается равным 85 [62];

Нс - норматив стоимости сельскохозяйственных земель, руб/м2, принимается равным 0,21 (определяется по табл.П.7.1[81]);

Fгр - площадь нефтенасыщенного грунта, м2 (5024 м2);

Кэ(i) - коэффициент экологической ситуации и экологической значимости территории экономического района (определяется по табл.П.7.4[62]), равно 1,9;

КВ- коэффициент в зависимости от степени загрязнения земель нефтью (определяется по табл.П.7.3.[62]), КВ=1,5 ;

Кг - коэффициент пересчета в зависимости от глубины загрязнения земель (определяется по табл.П.7.5.[62]), равно 1.

Уз=2,5\*85\*0,21\*5024\*1,9\*1,5\*1= 638 958,6 руб.

Таким образом, компенсационные выплаты за ущерб окружающей природной среде вследствие загрязнения земель нефтью составят 638 958,6 рубля.

### 9.1.2 Определение размера компенсационных выплат за загрязнение атмосферного воздуха

Степень загрязнения атмосферы вследствие АРН определяется массой углеводородов, испарившихся с покрытой нефтью поверхности земли.

Расчет ущерба от выбросов паров нефти в атмосферу при АРН выполняется по формуле:

Уа. =5\*Ки\*Са\*Ми.в, (9.2)

где Ки - коэффициент индексации платы за загрязнение окружающей среды в связи с изменением уровня цен на природоохранные мероприятия, составляет 85 [23, 33, 50];

Са - ставка платы за выброс одной тонны углеводородов в атмосферу в пределах установленного лимита, руб/т;

Ми.в. - масса испарившихся углеводородов нефти, т, составляет 1881 кг (см. п.п. 2.4.5).

Ущерб, подлежащий компенсации, рассчитывается как плата за сверхлимитный выброс загрязняющих веществ с применением повышающего коэффициента 5.

Ставка платы определяется по формуле:

Са=Нба\*Кэв, (9.3)

где Нба — базовый норматив платы за выброс одной тонны углеводородов в атмосферу в пределах установленного лимита, руб/т; (определяется по табл.П.9.1.), Нба=64,7 руб/т;

Кэв - коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния атмосферы в данном регионе (определяется по табл.П.9.2.[62]), для республики Башкортостан Кэв= 2,0.

Са=64,7\*2,0= 129,4 руб/т ,

Уа. =5\*85\*129,4\*1,881 = 103\*445,6 руб.

Таким образом, компенсационные выплаты за ущерб окружающей природной среде от выбросов углеводородов нефти в атмосферу составит 103445,6 рубля.

Суммарный экологический ущерб от загрязнения окружающей природной среды разлившейся нефтью при ЧС на магистральном нефтепроводе, складывается из ущерба, подлежащего компенсации, за загрязнение земель, Уз, и атмосферы, Уа:

Уэкол=Уз +Уа ,(9.4)

Уэкол= 638\*958,6 + 103\*445,6 руб.= 742404,2 руб.

Таким образом, экологический ущерб оценивается в 742404,2 рубля.

9.2 Расчет экономического ущерба от чрезвычайной ситуации

Для определения экономического ущерба необходимо рассчитать:

- ущерб от безвозвратных потерь нефти;

- ущерб от вынужденного простоя МНП.

Исходными данными для определения экономического ущерба являются результаты расчетов в разделах 2, 4 и 8.

9.2.1 Расчет экономического ущерба от безвозвратных потерь нефти

Ущерб от безвозвратных потерь нефти рассчитывается по формуле [33]:

Уб.п=Мб.п\*Цтон, (9.5)

где Мб.п- масса безвозвратно потерянной нефти, т (принимается равной массе всей вытекшей нефти, так как во время пожара вся нефть сгорела, т.е. 170 т);

Цтон- цена одной тонны нефти, 2559 руб/т.

Уб.п=2559\*170= 358260 рублей.

Таким образом, экономический ущерб от прямых потерь нефти составляет 358 260 рублей.

## 9.2.2 Расчет экономического ущерба из-за неиспользованных мощностей нефтепровода

Ущерб от вынужденного простоя МНП определяется по формуле:

, (9.6)



где К – удельные капитальные вложения в тонну перекачиваемой нефти, руб/т, принимается 47,7 руб/т;

Е – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений в транспортировку нефти, принимается 1,3;

А – удельные эксплуатационные расходы, руб/т, принимается 43 руб/т ;

Qтр – расход нефти по простаивающему участку трубопровода, составляет 2778 т/ч;

t – время простоя трубопровода, ч (принимается 10 ч).

(47,7⋅1,3+43)⋅2778⋅10= 2917 177,8 руб.

Убытки из-за простоев МНП компенсируются за счет повышения производительности перекачки после ликвидации ЧС.

Таким образом, суммарный экономический ущерб составит

Уэкон = Уб.п + Упростоя = 358 260 + 2917177,8 = 3275437,8 рубля.

## 9.3 Расчет затрат на ликвидацию чрезвычайной ситуации

Затраты на ликвидацию последствий ЧС с разливом нефти включают:

- затраты на питание формирований;

- затраты на приобретение предметов первой необходимости;

- затраты на горюче-смазочные материалы;

- затраты на оплату труда спасателей;

- затраты на амортизацию технических средств.

Расчеты ведутся на основе данных, полученных в разделе 8.

а) Расчет затрат на питание.

Затраты на питание рассчитываются исходя из суточных норм обеспечения питанием разных групп населения, по общей формуле [33, 62]:

, (9.7)

где Зпсут, - суточная норма обеспечения питанием, руб./(сут. на чел.);

Зпсутi – суточная норма обеспечения питанием, руб./(сут. на чел.);

Чi – численность населения, человек.

Полные затраты на питание спасателей:

, (9.8)

где Чспас –численность спасателей, обеспечиваемых питанием, человек;

Дн1 - продолжительность работ ЛС , дни.

Согласно полученным данным о потребности в обеспечении продуктами питания личного состава формирований РСЧС (пункт 8.8.1) и учитывая стоимость продуктов питания, произведен расчет затрат на питание, расчеты которого приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1- Затраты на питание личного состава формирований в зависимости от потребности в обеспечении продуктами и их цены (на 8 часов)

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование продукта | Цена за  1 кг (руб.) | Потребное количество, кг | Затраты на приобретение, руб. |
| Хлеб из смеси ржаной обдирной и пшеничной муки 1 сорта | 14 | 11,6 | 162,4 |
| Хлеб белый из пшеничной муки 1 сорта | 16 | 11,6 | 162,4 |
| Мука пшеничная 2 сорта | 15 | 0,7 | 10,5 |
| Крупа разная | 25 | 2,3 | 57,5 |
| Макаронные изделия | 50 | 0,9 | 45 |
| Молоко и молокопродукты | 28 | 8,7 | 243,6 |
| Мясо и мясопродукты | 125 | 2,3 | 287,5 |
| Рыба и рыбопродукты | 100 | 1,15 | 115 |
| Жиры | 60 | 1,15 | 69 |
| Сахар | 25 | 1,8 | 45 |
| Картофель | 10 | 11,6 | 116 |
| Овощи | 30 | 4,35 | 130,5 |
| Соль | 4 | 0,72 | 2,88 |
| Чай | 150 | 0,043 | 6,45 |
| Итого |  |  | 1454 |

Зп = 1454 рубля.

Таким образом, полные затраты на питание ликвидаторов составляют 1454 рубля.

б) Расчет затрат на обеспечение личного состава формирований предметами первой необходимости [30].

Затраты на приобретение предметов первой необходимости для личного состава формирований, определяются исходя из стоимости предметов первой необходимости, рассчитанного на одного человека в сутки, по формуле:

Расчет затрат на обеспечение предметами первой необходимости:

, (9.9)

где Зпн.сут1 – затраты на обеспечение предметами первой необходимости одного человека в сутки, руб/(чел в сутки);

Чнас – численность населения, обеспечиваемого предметами первой необходимости, человек;

Дн – продолжительность обеспечения предметами первой необходимости, в рассматриваемой ЧС – 1 день.

Согласно полученным данным о потребности в обеспечении формирований РСЧС предметами первой необходимости (пункт 8.9.1), и учитывая их стоимость, произведен расчет затрат на их приобретение, приведенный в таблице 9.2.

Таблица 9.2 - Затраты на обеспечение предметами первой необходимости

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование предметов | Цена за 1 кг,руб. | Потребное к-во, кг | Затраты на покупку, руб |
| Мыло | 27 | 0,195 | 5,3 |
| Моющие средства | 37,5 | 0,484 | 18,2 |
| Итого |  |  | 23,5 |

Таким образом, затраты на обеспечение личного состава предметами первой необходимости составляют 23,5 рубля.

в) Расчет затрат на горюче – смазочные материалы .

Затраты на ГСМ определяются по формуле:

(9.10)



где Vбенз – количество использованного бензина, 77,6 л;

Цбенз – стоимость бензина АИ-80, 20 руб/л;

Vдиз.т - количество использованного дизельного топлива, 2398 л;

Цдиз.т – стоимость дизельного топлива, 22 руб/л;

Vмот.м. - количество использованного моторного масла, 93,4 л;

Цмот.м – стоимость моторного масла, 27 руб/л;

Vтранс.м. - количество использованного трансмиссионного масла, 11 л;

Цтранс.м – стоимость трансмиссионного масла, 36 руб/л;

Vспец.м – количество использованных специальных масел, 13,3 л;

Цспец.м – средняя стоимость специальных масел, 23 руб/л;

Vпласт.м – количество использованных пластичных смазок, 6,5 кг;

Цпласт.м – средняя стоимость пластичных смазок, 26 руб/кг;

ЗГСМ=77,6∙20+2398∙22+93,4∙27+11∙36+13,3∙23+6,5∙26= 54868,9 руб.

Затраты на ГСМ составляют 54 868,9 рубля.

г) Затраты на оплату труда личного состава формирований Зопл, руб., рассчитываются по формуле [30]:

Зопл=, (9.11)

###### где Mокл – месячный оклад, принимается равным 7000 рублей;

1,15 – уральский коэффициент;

Ч – количество личного состава, 88 человек;

Nдн – количество дней ликвидации ЧС, принимается 1 день.

Зопл== 32 200 руб.

д) Затраты на амортизацию технических средств Зам, руб., определяются по формуле:

Зам =, (9.12)

где Ст –стоимость основных производственных фондов оборотных технических средств, используемых при ликвидации ЧС, принимается равной 3000 000 рублей (стоимость одной единицы техники) [62];

На–норма амортизации, %, принимается равной 12,5%.

Зам == 1 736,1 руб.

Учитывая, что для ликвидации ЧС привлекаются 59 единиц техники, затраты на амортизацию составят 1736,1∙59 = 102 430,6 рубля.

Величина общих затрат на ликвидацию ЧС составляет:

УликЧС = Зп + Зпн + Згсм + Зопл + Зам.= 1454 + 23,5 + 54 868,9 + 32200 + +102430,6 = 190 977 рублей.

9.4 Расчет суммарного ущерба при ЧС на магистральном нефтепроводе "Усть-Балык – Курган – Уфа - Альметьевск"

# Суммарный эколого – экономический ущерб при возникновении ЧС на МНП УБКУА составляет [30]:

У= Уэкол+ Уэкон + УликЧС, (9.13)

У= 742 404,2 + 3275437,8 + 190 977 = 4208 819 руб.

Таким образом, суммарный ущерб от ЧС на МНП УБКУА составит 4208819 рублей. Полученное значение величины ущерба показывает, что возникновение ЧС на МНП сопряжено со значительными затратами финансовых ресурсов.

Выводы

Анализ аварий на нефтепроводах показал, что основными причинами разрушений являются скрытые дефекты различного происхождения (металлургические, сварочные, механические, коррозионные). Отрицательная роль дефектов усиливается, если допущены конструктивные ошибки, имеются перегрузки различного происхождения (гидроудары, ремонтные перенапряжения, размывы), нарушена защита от коррозии.

Определена категория ЧС, возникшей на МНП УБКУА, как локальная по масштабу и муниципального характера по экономическому ущербу.

Проведена оценка вероятности реализации ЧС, вызванной аварией с разливом нефти, с использованием метода "дерева событий". Рассчитано значение частоты возникновения для трех сценариев возникновения и развития ЧС.

Анализ вероятных сценариев возникновения и развития ЧС на магистральных нефтепроводах и результаты расчетов показали, что при вышеприведенных условиях и при наличие источника зажигания начнется пожар пролива, сопровождающийся задымлением территории и тепловым излучением.

Определено избыточное давление (2 кПа) и импульс волны давления (30 Па∙с) при сгорании смесей газов и паров с воздухом в открытом пространстве. Согласно расчета данная наружная установка относится к категории Ан, так как зона, ограниченная концентрационным пределом распространения пламени, превышает 30 метров.

Дана оценка интенсивности теплового излучения при пожаре пролива 250м3 нефти (q = 0,11 кВт/м2) и время выгорания (14 минут).

Дана оценка пожарной безопасности технологических процессов повышенной опасности с помощью критериев индивидуального риска. Условие пожарной безопасности выполнено, т.к. рассчитанный индивидуальный и социальный риски для жителей д. Минзитарово равны нулю.

В соответствии с поставленными задачами предложены мероприятия по предупреждению ЧС на магистральных нефтепроводах, а так же для выявления дефектов геометрии, возникающих при механическом воздействии на трубопровод, подобран на основе патентной проработки прибор, внутритрубный профилемер ПРН 16.

Также разработана технология проведения АСДНР при локализации и ликвидации разлива нефти. Спланирован порядок, последовательность и сроки проведения различных видов работ. Определено число сил и средств, которые необходимо привлечь к проведению АСДНР.

Представлена общая схема и организационная структура управления операциями по ликвидации ЧС.

В соответствии с поставленными задачами описаны принципы обеспечения безопасности при проведении работ по ликвидации ЧС, проведена оценка тяжести и напряженности труда спасателей, установлен режим работы для участников ликвидации ЧС.

Рассмотрен порядок организации оказания первой медицинской помощи, описаны принципы оказания первой медицинской помощи при отравлении парами нефти, при ожогах, при различных травмах. Также описаны принципы оказания экстренной реанимационной помощи и психологической помощи лицам, принимавшим участие в ликвидации последствий ЧС.

Для организации медицинского обеспечения в зоне ликвидации ЧС задействованы силы Иглинского района.

В соответствии с поставленными задачами определены необходимые объёмы материально-технического обеспечения формирований, привлекаемых для ликвидации ЧС.

Для оценки последствий ЧС в стоимостном выражении произведен расчет экономического ущерба.

Суммарный экономический ущерб составил 4208819 рублей.

Ущерб окружающей природной среде от ЧС на МНП составил 742404,2 рубля.

Экономический ущерб от безвозвратных потерь нефти и простоя нефтепровода составил 3275437 рубля.

Затраты на ликвидацию ЧС включают:

- затраты на питание пострадавшего населения и личного состава –1 454 рубля;

- затраты на приобретение предметов первой необходимости – 23,5 рубля;

- затраты горюче-смазочные материалы – 54868,9 рублей;

- затраты на оплату труда личного состава – 32200 рублей;

- затраты на амортизацию технических средств – 102430,6 рубля.

Полученное значение экономического ущерба показывает, что возникновение ЧС на МНП и ликвидация ее последствий сопряжено со значительными затратами финансовых и материальных ресурсов. Для предупреждения ЧС предложен метод диагностирования трубопровода с помощью внутритрубного профилемера ПРН 16.

В случаях возникновения ЧС скорость реагирования, техническая профессиональность выполнения АСДНР позволяют снизить величину экономических, экологических и социальных потерь от ЧС.

Список литературы

1. Алфеев В.Н., Черняев К.В., Виноградов В.В., Поздняков В.А., Филиппов Г.А. Разработка системы комплексного анализа условий надежности линейной части магистральных нефтепроводов // Трубопроводный транспорт нефти. – 2000.- №12. – С.14-22.

2. Безопасность работ на карьерах. www.texbez.boom.ru.

3. Безопасность труда в промышленности, № 2, 2008 г.

4. Белов С.В., Ильницкая А.В., Козьяков А.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учебник для вузов. 3–е изд., испр. и доп.– М.: Высш. шк., 2001. – 485 с.

5. Бородавкин П. П. Подземные магистральные трубопроводы (проектирование и строительство). – М.: Недра, 1982.-С. 11-22.

6. Ветров Ю.А. Резание грунтов землеройными машинами. М.: Машиностроение, 1971. – 408 с.

7. Виноградов А.В., Шаховец В.В. Медицинская помощь в ЧС.- М.: Редакция журнала "Военное знание", 2002 г.

8. Внутритрубная дефектоскопия на одном из нефтепроводов Канады // Трубопроводный транспорт нефти. - 1999. - 3.

9. Галеев В. Б., Сощенко Е. М., Черняев Д. А. Ремонт магистральных трубопроводов и оборудования нефтеперекачивающих станций. Изд-во "Недра", 1968. Стр. 224.

10. .Галиев М.А., Карамова Л.М. и др. Нефть и здоровье. Часть 1. – Уфа: УфНИИ МТиЭЧ, 1993.–408 с.

11. ГОСТ 2874-82 "Вода питьевая. Гигиенические требования и контроль за качеством"

12. ГОСТ Р 51232-98 "Вода питьевая. Общие требования к организации и методам контроля качества"

13. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

14. ГОСТ 12.1.007 –76 Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

15. ГОСТ Р 22.0.07-95 "Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров".

16. ГОСТ Р 22.0.202-94 "Организации аварийно-спасательных и других неотложных работ".

17. ГОСТ Р 12.3.047-98 "Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля".

18. Гумеров А.Г., Ахметов Х.А., Гумеров Р.С., Векштейн М.Г. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов. – М.: ООО "Недра - Бизнесцентр", 1998.

19. Дадонов Ю.А., Лисанов М.В., Гражданкин А.И., Печеркин А.С., Сидоров В.И., Дегтярев Д.В., Сумской С.И. Оценка риска аварий на магистральных нефтепроводах КТК-Р и БТС//[Безопасность труда в промышленности. – 2002. - №6. - С.2-6](http://safety.fromru.com/BTP_copy/BTP_06_02/KtkBts.htm)

20. Декларация промышленной безопасности объектов ОАО "Уралсибнефтепровод".

21. Добронравов С.С., Дронов В.Г. Строительные машины и основы автоматизации: Учебник для строит. вузов.- М.: Высш. шк., 2001.- 575 с.

22. Евтюшкин Н.М., Панарин В.М. Методика расчета сил и средств для тушения пожаров. – М.: Научно-исследовательский и редакционно-издательский отдел, 1966. – 72 с.

23. Ёлкина Л.Г., Планида Ю.М., Копейкина Н.Г., Федотова М.Е. Методические указания к выполнению экономической части дипломного проекта/ Уфимск. гос. авиац. техн. ун–т; Уфа, 2003.– 46с.

24. Иванцов О.М. Надежность и безопасность магистральных трубопроводов в России // Трубопроводный транспорт нефти. – 1997. -10. С.26-31.

25. Кашников Ю.А., Кашников О.Ю., Шарцева Н.А., Рахимкулов Р.С., Кропачев В.М. Информационно-экспертная система безопасной эксплуатации межпромыслового нефтепровода // Нефтяное хозяйство. – 2005. -№6. – С.72-77.

26. Кнуцянц И.Л. Химическая энциклопедия: В 5 т.: т.1: А – Дарзана/ Редкол., М.: Советская энцикл., 1988.–623 с.

27. Котляровский В.А., Шаталов А.А., Ханухов Х.М. Безопасность резервуаров и трубопроводов.- Москва, "Экономика и информатика", 2000г

28. Конспект лекций по дисциплине "Радиационная и химическая защита". Уфимский государственный авиационный технический университет им. Серго Орджоникидзе., Кафедра БПиПЭ, 2006.

29. Конспект лекций по дисциплине "Тактика сил РСЧС и ГО". Уфимский государственный авиационный технический университет им. Серго Орджоникидзе, Кафедра БП и ПЭ, 2006.

30. Конспект лекций по дисциплине "Экономика среды обитания". Уфимский государственный авиационный технический университет им. Серго Орджоникидзе., Кафедра БПиПЭ, 2007.

31. Крившин А.П. Эксплуатационные свойства и эффективность землеройно-транспортных машин. М.: Транспорт, 1975. – 235 с.

32. "Методическое пособие по организации материального обеспечения при подготовке и в условиях возникновения ЧС", издательства Дальневосточного регионального центра по делам ГОЧС.

33. "Методическими указаниями по оценке и возмещению вреда, нанесенного окружающей природной среде в результате экологических правонарушений" (пр.Госкомэкологии России от 6.9.2006)

34. Нормы расхода топлив и ГСМ, установленными Департаментом автотранспорта Минтранса РФ от 18.02.97 Р 3112194-0366-97.

35. Нормы физиологических потребностей в пищевых веществах и энергии для различных групп населения Российской Федерации. М.: Медицина, 1992.

36. НПБ 107-97 " Определение категорий наружных установок по взрывопожарной опасности". Нормы государственной противопожарной службы.

37. Патентная литература. www. Fips.ru.

38. Перспективы развития технологий в трубопроводном транспорте нефти. // Трубопроводный транспорт нефти. 2005.-№3. С.32-33.

39. План по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти на объектах ЛПДС "Черкассы" ОАО "Уралсибнефтепровод".

40. Повзик Я.С., Клюс П.П., Матвейкин А. М. Пожарная тактика: Учебное пособие для пожарно-технических училищ. М.: Стройиздат, 1990. – 335 с.

41. Положение об аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства системы магистральных нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть" (утв. 30.01.2001 г. ОАО "АК "Транснефть", согл. с ГГТН РФ № 02-38/146 от 05.04.2001г).

42. "Порядок разработки декларации безопасности промышленного объекта РФ".

43. Пособие по оценке опасности, связанной с возможными авариями при производстве, хранении, использовании и транспортировке больших количеств пожароопасных и токсичных веществ. Межведомственный научно- методический центр "Информатика риска", 1992 г

44. Постановление кабинета министров РБ от 21 мая 1997 года № 107 "О Башкирской территориальной подсистеме Единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций" (с изменениями и дополнениями, внесенными постановлением Кабинета Министров Республики Башкортостан от 10 мая 2000 года № 125).

45. Постановление кабинета министров РБ от 16 октября 2002 г. № 307 "Об организации и обеспечении эвакуационных мероприятий в чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера на территории Республики Башкортостан".

46. Постановление кабинета министров РБ №100 от 13.05.1997 "Об организации проведения АСДНР в ЧС в РБ".

47. Постановление Правительства РФ от 30 декабря 2003 г. № 794 "О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций".

48. Постановление Правительства РФ от 12.05.07 г № 304 "О классификации ЧС природного и техногенного характера".

49. Постановление Правительства РФ от 21.08.00 № 613 "О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов".

50. Постановление Правительства РФ от 12.6.2003 N 344 "О нормативах платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, размещение отходов производства и потребления".

51. Постановление Правительства РФ от 15 апреля 2002 года № 240 "О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации".

52. Постановление Правительства РФ от 7.5.2003 N 262 "Об утверждении Правил возмещения собственникам земельных участков, землепользователям, землевладельцам и арендаторам земельных участков убытков, причиненных изъятием или временным занятием земельных участков, ограничением прав собственников земельных участков, землепользователей, землевладельцев и арендаторов земельных участков либо ухудшением качества земель в результате деятельности других лиц".

53. Постановление совета министров Правительства РФ от 1 марта 1993 года № 178 "О создании локальных систем оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов".

54. ПОТ РО 112–002–98 "Правила по охране труда при эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов". Согласовано письмом Министерства труда и социального развития Российской Федерации от 12 мая 1998 г. № 2751-BB, утверждено приказом Министерства топлива и энергетики Российской Федерации от 16 июня 1998 г. № 208

55. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов, утв. Госкомнефтепродуктом СССР 23.07.84 г.

56. Предельно допустимая концентрация вредных веществ в воздухе и в воде. - Л.: Химия, 1975

57. Приказ министерства здравоохранения РБ от 23.03.00 № 185–Д "О службе медицины катастроф Республики Башкортостан"

58. Приказ МЧС Российской Федерации от 18 мая 2002 года № 242 "О дальнейшем совершенствовании работы в области предупреждения и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов".

59. Расход топлива и ГСМ. – М.: "Издательство Приор", 2002.

60. Р 2.2.2006-05 "Гигиеническая оценка факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда"

61. РД 153–39.2–076–01 "Инструкция по техническому расследованию причин аварий и повреждений магистральных нефтепродуктопроводов, учету аварий и повреждений и списанию безвозвратных потерь нефтепродуктов"

62. РД "Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах" (утв. Минтопэнерго РФ, АК"Транснефть", 2002 г.).

63. РД 39-025-90 Норматив–табель технического оснащения аварийно–восстановительных пунктов магистральных нефте– и продуктопроводов. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1990.-60 с.

64. РД 153-39.4-2003 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.

65. РД 153-39.4-143-99 Табель технического оснащения нефтепроводных предприятий ОАО "Уралсибнефтепровод" для восстановления трубопровода и ликвидации разлива нефти при аварии на подводных переходах магистральных нефтепроводов. – М.: ОАО "Уралсибнефтепровод", 1999.-78 с.

66. Ревзон А.П. Картографирование состояний геотехнических систем. М: 1992.- 157с. ил.

67. "Рекомендации по обеспечению пожарной безопасности объектов нефтепродуктообеспечения, расположенных на селитебной территории", Минтопэнерго, 1997 г.

68. Рекомендации по оборудованию и жизнеобеспечению полевого палаточного лагеря для временного размещения эвакуированных и беженцев. М.: ГКЧС, 1992.

69. Рекомендации к разработке проекта плана ЛАРН, утвержденные совместным приказом МЧС Республики Башкортостан, Башкирским управлением Госгортехнадзора РФ, Башкирским республиканским отделением Российской транспортной инспекции от 11 сентября 2002 года № 25/124п.

70. СанПиН 2.1.4.559-96 "Контроль качества питьевой воды".

71. "Сборник временных типовых инструкций по охране труда и безопасному ведению ПСР в условиях ЧС". Москва 1998 г., приложение к приказу МЧС РФ от 5 июня 1998 № 354.

72. Сборник методик по прогнозированию возможных аварий, катастроф, стихийных бедствий в РСЧС. книга 2. Методика оценки на пожаровзрывоопасных объектах. М., 1994.

73. СНиП III-4-80 Правила производства и приемки работ. Техника безопасности в строительстве.

74. Справочник спасателя. Кн.1 – М.: МЧС России, ВНИИ ГОЧС, 1994 г.

75. Султанов М.Х., Ирмякова Н.Р. Интегрированная система в техническом диагностировании напряженно-деформированного состояния трубопроводов // Тезисы стендовых докладов. - Уфа. Транстэк. 2001. - С. 91-92.

76. Сучков В.П., Безродный И.Ф. и др. Пожары резервуаров с нефтью и нефтепродуктами. Обзорная информация. Серия. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. Выпуск 3-4. ЦНИИТЭнефтехим, 2005.

77. Тараканов Н.Д., Овчинников В.В. Комплексная механизация спасательных и неотложных аварийно–восстановительных работ. М.: Энергоатомиздат, 1984.–304 с

78. Трубопроводный транспорт нефти, № 1, 2008 г.

79. Характеристика аварий на нефтепроводах за период с 1970 по 1992 г. г. Нефтепродуктопроект, 1993 г.

80. Цикерман Л. Я., Красноярский В. В. Противокоррозионные покрытия для подземных трубопроводов. Гостоптехиздат, 1962.

81. Шойгу С.К. Развернутый план–проект учебника: Обеспечение мероприятий и действий сил ликвидации чрезвычайной ситуацией. 1992 г.–С.–264.

82. Шолухов В.И. О разработке правил технической диагностики магистральных нефтепроводов // Трубопроводный транспорт нефти. -1998. -12. -С.36-39.

Приложение

Продольный профиль, технологическая схема и ситуационный план МНП УБКУА

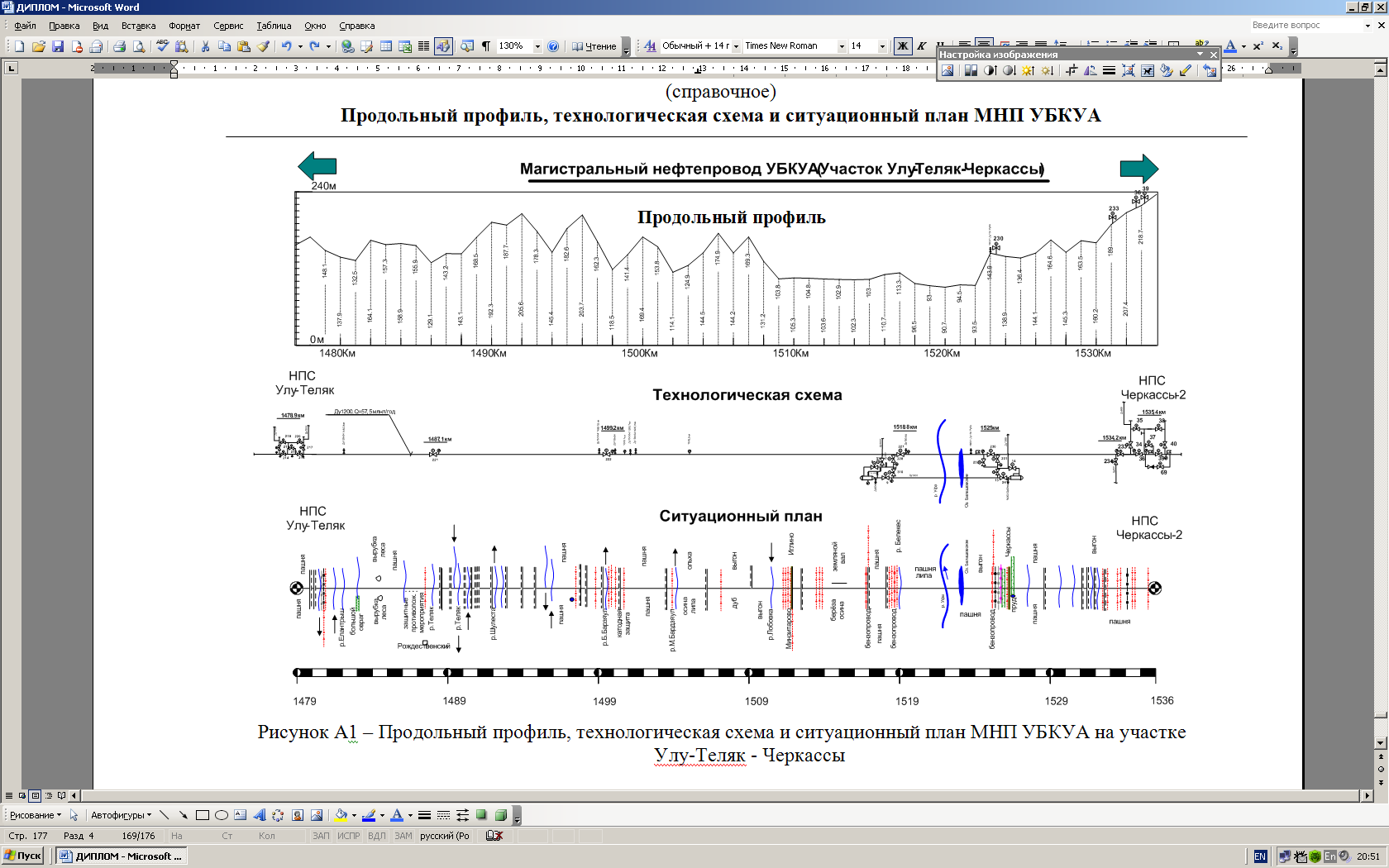


Рисунок А1 – Продольный профиль, технологическая схема и ситуационный план МНП УБКУА на участке Улу-Теляк - Черкассы