

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Организация работ по локализации и ликвидации аварийного разлива нефти и нефтепродуктов на водной поверхности</b>

УДК 504.5:665.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Дурдыев Максатнияз		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Саруев А.Л.	К.Т.Н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Клемашева Е.И.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ООД ШБИП	Фех А.И.			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Брусник О.В.	К.П.Н., доцент		

Томск – 2021 г.

## Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_     \_\_\_\_\_     О.В. Брусник  
 (Подпись)     (Дата)     (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Дурдыеву Максатниязу

Тема работы:

Организация работ по локализации и ликвидации аварийного разлива нефти и нефтепродуктов на водной поверхности
---

Утверждена приказом директора (дата, номер)	
---	--

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и научная литература, патенты, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Методы локализации и сбора разлитой нефти на водной поверхности Методы ликвидации разливов нефти на водной поверхности Организация работ по локализации и ликвидации аварийных разливов Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение Социальная ответственность

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы***(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
Методы локализации и сбора разлитой нефти на водной поверхности	Саруев Алексей Львович
Методы ликвидации разливов нефти на водной поверхности	Саруев Алексей Львович
Организация работ по локализации и ликвидации аварийных разливов	Саруев Алексей Львович
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Фех Алина Ильдаровна

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Методы локализации и сбора разлитой нефти на водной поверхности
Методы ликвидации разливов нефти на водной поверхности
Организация работ по локализации и ликвидации аварийных разливов
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

**Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику****Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Саруев А.Л.	К.Т.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Дурдыев Максатнияз		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: высшее  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения: весенний семестр 2020 /2021 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.03.2021	Методы локализации и сбора разлитой нефти на водной поверхности	20
12.04.2021	Методы ликвидации разливов нефти на водной поверхности	20
01.05.2021	Организация работ по локализации и ликвидации аварийных разливов	20
03.05.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
17.05.2021	Социальная ответственность	20

#### СОСТАВИЛ:

##### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Саруев А.Л.	к.т.н.		

#### СОГЛАСОВАНО:

##### Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н., доцент		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 123 страницы, в том числе 21 рисунок, 18 таблиц, 28 источников литературы.

Ключевые слова: локализация, ликвидация, разлив нефти, водная поверхность, организация работ.

Объектом исследования являются методы локализации и ликвидации разливов нефти на водной поверхности.

Цель работы – провести анализ существующих методов и тактических мероприятий по локализации и ликвидации разливов нефти на водной поверхности.

В процессе исследования проводился анализ имеющихся данных, на основе которых были выделены наиболее эффективные методы локализации и ликвидации разливов нефти на водной поверхности. Проведен расчет объема вытекшей нефти и количества сорбента, требуемого для ликвидации разлива.

В результате исследования было выявлено, что наиболее эффективным способом локализации разливов на водной поверхности являются боны с различными механизмами их установки, а наиболее эффективными методами ликвидации – использование скиммеров и сорбентов.

## **СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

В настоящей выпускной квалификационной работе были применены следующие сокращения:

РН – разлив нефти

ПАВ – поверхностно-активные вещества

РЛС – радиолокационные системы

СИЗ – средства индивидуальной защиты

МТ – магистральный трубопровод

МН – магистральный нефтепровод

БЗ – боновые заграждения

ЧС – чрезвычайная ситуация

ВКПР – верхний концентрационный предел распространения

НКПР – нижний концентрационный предел распространения

ПДК – предельно допустимая концентрация

НП – нефтепровод

ЛАРН – ликвидация аварийных разливов нефти

## **Оглавление**

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>11</b>
<b>1 МЕТОДЫ ЛОКАЛИЗАЦИИ И СБОРА РАЗЛИТОЙ НЕФТИ НА ВОДНОЙ ПОВЕРХНОСТИ .....</b>	<b>13</b>
1.1 Особенности локализации разлива нефти на водной поверхности .....	13
1.2 Использование боновых заграждений .....	16
1.2.1 Особенности боновых заграждений .....	16
1.2.2 Использование бонов для локализации разливов .....	20
1.2.3 Инновационные способы локализации .....	23
1.3 Особенности локализации и сбора нефти в арктических условиях .....	30
<b>2 МЕТОДЫ ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА ВОДНОЙ ПОВЕРХНОСТИ .....</b>	<b>35</b>
2.1 Методы сжигания нефти .....	35
2.2 Механические методы удаления разливов .....	38
2.2.1 Классификация скиммеров .....	40
2.2.2 Эксплуатация скиммеров .....	45
2.3 Применение химических методов устранения нефти .....	46
2.4 Применение сорбентов для сбора нефти на водной поверхности .....	48
2.4.1 Виды сорбентов.....	48
2.4.2 Тактика локализации разливов с использованием сорбентов...	51
<b>3 ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО ЛОКАЛИЗАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ.....</b>	<b>54</b>
3.1 Разработка и содержание планов ликвидации аварийных разливов нефти (ЛАРН).....	54
3.2 Организация работ по локализации и ликвидацию разлива нефти .....	58
3.3 Определение необходимого количества средств ликвидации .....	60
<b>4 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ .....</b>	<b>65</b>
4.1 Исходные данные.....	65
4.2 Расчет количества вылившейся в результате аварии нефти.....	67



## **5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ..... 79**

5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	80
5.1.1 Анализ конкурентных технических решений.....	80
5.1.2 SWOT-анализ.....	82
5.2 Планирование научно-исследовательских работ .....	83
5.2.1 Структура научно-технического исследования.....	83
5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ .....	84
5.2.3 Разработка графика проведения научно-технического исследования.....	85
5.2.4 Бюджет научно-технического исследования .....	87
5.2.5 Материальные затраты .....	87
5.2.6 Амортизационные отчисления .....	88
5.2.7 Заработная плата исполнителей .....	89
5.2.8 Формирование бюджета затрат .....	91
5.3 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования .....	93
5.3.1 Определение сравнительной эффективности исследования.....	93

## **6 ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ..... 10**

6.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	10
6.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	99
6.3 Производственная безопасность .....	100
6.4 Анализ выявленных вредных и опасных факторов.....	103
6.4.1 Вредные факторы.....	103
6.4.2 Опасные факторы.....	106
6.5 Обоснование мероприятий по снижению воздействия.....	107
6.6 Экологическая безопасность.....	109

6.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	111
6.8 Список нормативных актов.....	116
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>118</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>121</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Одним из видов наиболее распространенных, масштабных, быстро протекающих чрезвычайных ситуаций (ЧС), имеющих отношение к практически всем объектам народного хозяйства (промышленность, транспорт, энергетика), являются аварийные разливы нефти (ЧС(Н)), которые сопровождаются интенсивным загрязнением важнейших компонентов природной среды (поверхностных водных объектов, почвы, атмосферного воздуха, биоресурсов), вызывают их последующую деградацию и/или гибель на достаточно больших территориях вокруг источника загрязнения, что обуславливается физико-химическими свойствами нефти и параметрами окружающей среды (ОС). Следует отметить, что в настоящее время нефть является самым распространенным веществом, загрязняющим водные объекты.

**Тема:** Организация работ по локализации и ликвидации аварийного разлива нефти и нефтепродуктов на водной поверхности

**Актуальность:** С увеличением объемов добычи, переработки, транспортировки, хранения и потребления нефти и нефтепродуктов, расширяются и масштабы их разливов и загрязнения ими окружающей среды. Наибольшие потери нефти связаны с ее морской транспортировкой из районов добычи. Аварийные ситуации при пересечении трубопроводами водных препятствий обуславливает присутствие постоянных полей загрязнения на водных объектах. В России основное количество нефти попадает в окружающую среду при транспортировке нефти в результате многочисленных аварий на нефтепроводах. Все это обуславливает актуальность работ по локализации и ликвидации аварийных разливов нефти.

					<i>Организация работ по локализации и ликвидации аварийного разлива нефти и нефтепродуктов на водной поверхности</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Дурдыев М.</i>			<b>Введение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					11	121
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ вр. 2Б7А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

**Цель:** анализ существующих методов и тактических мероприятий по локализации и ликвидации разливов нефти

**Задачи:**

1. Провести литературный обзор методов локализации и сбора разлитой нефти;
2. Выявить методы ликвидации разлитой нефти;
3. Описать процедуры локализации и ликвидации разлитой нефти;
4. Привести методику расчета количества средств, необходимых для ликвидации.

**Объект:** проводимые работы по локализации и ликвидации разлитой нефти

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

# 1 МЕТОДЫ ЛОКАЛИЗАЦИИ И СБОРА РАЗЛИТОЙ НЕФТИ НА ВОДНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

## 1.1 Особенности локализации разлива нефти на водной поверхности

Вылившаяся в результате аварии нефть быстро растекается по поверхности воды, образуя поля нефтяных пленок [3]:

- на тихой воде, при отсутствии ветра и течения, нефть растекается во все стороны одинаково, образуя круг, радиус которого изменяется во времени;
- при наличии ветра и течения нефтяное пятно приобретает вытянутую форму по направлению суммарного вектора скоростей ветра и течения.

Разлившаяся на поверхности воды нефть перемещается в том же направлении и с той же скоростью, что и поверхностный слой воды. Главными факторами, определяющими перемещение нефтяного пятна, является течение и ветер.

Перемещение нефтяного пятна в пространстве происходит за счет действия поверхностных течений и ветра. Направление дрейфа пятна определяется путем сложения векторов направления поверхностного течения и ветра (рис. 1). Скорость дрейфа складывается из 97-95% скорости поверхностного течения и 3-5% скорости ветра (рис. 2).

					<i>Организация работ по локализации и ликвидации аварийного разлива нефти и нефтепродуктов на водной поверхности</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Дурдыев М.</i>				<b>1 Методы локализации и сбора разлитой нефти на водной поверхности</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>						13	121
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 2Б7А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							

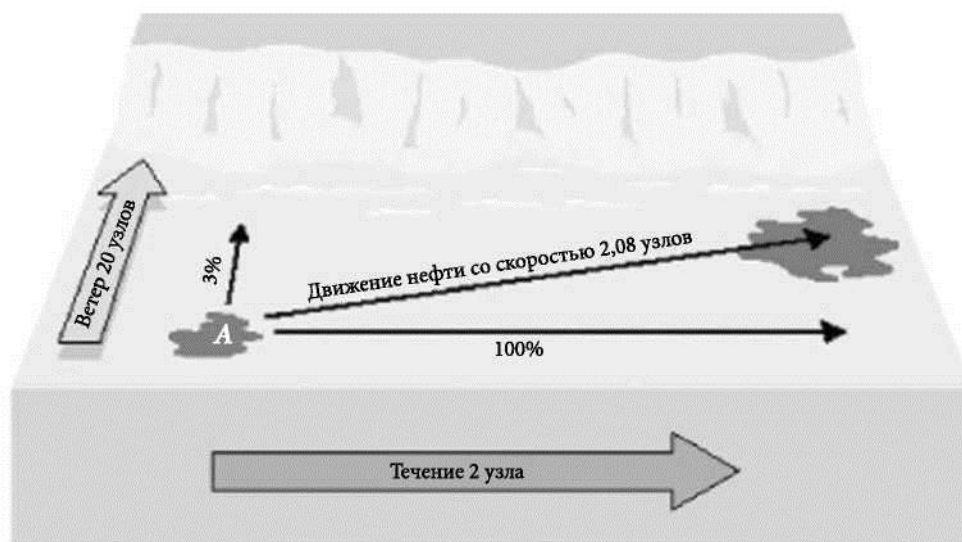


Рисунок 1 – Направление движения нефтяного пятна на водной поверхности [9]

Рассеивание нефтяной пленки происходит за счет эмульгирования. При волнении 5 баллов уже через 12 часов эмульгирует около 15% нефти. Большая часть распределенной в воде нефти находится в виде эмульсии типа «нефть в воде» (прямая эмульсия). При разливах нефти образуется также эмульсия типа «вода в нефти» (обратная эмульсия). Образование прямой эмульсии может привести к исчезновению с поверхности воды. Однако при изменении условий нефтяное пятно может восстановиться. Обратная эмульсия отличается высокой стойкостью. Она характерна для смеси воды с вязкой нефтью и содержит от 50 до 80% свободной воды. Внешне она выглядит как чистая нефть. Иногда ее называют «шоколадный мусс».

Нефтяное пятно при своем движении будет постоянно трансформироваться. В качестве примера на рис. 2 изображен сценарий трансформации разлива 1000 м нефти [3].

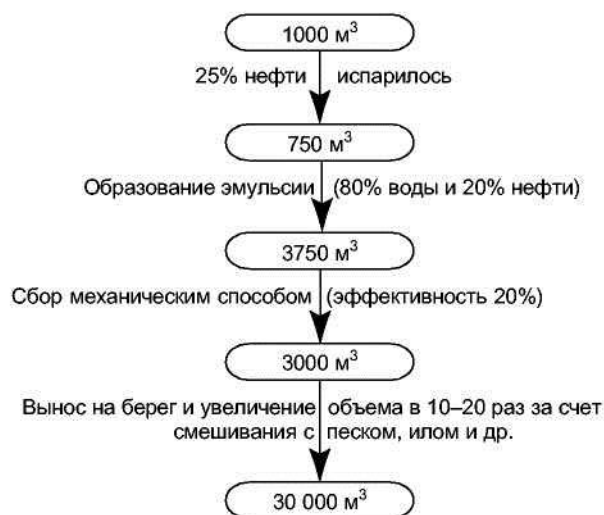


Рисунок 2 – Сценарий трансформации разлива нефти

Нефть, разлитая на открытой водной поверхности, быстро растекается, формируя тонкую пленку. В таких условиях в первую очередь необходимо осуществить локализацию нефтяного пятна, чтобы предотвратить дальнейшее растекание нефти и обеспечить максимальную толщину нефтяной пленки для ее эффективного сбора [27].

Для локализации разливов нефти на открытой воде при малой сплоченности льда (до 30%) зачастую используют следующие традиционные технологии [22]:

- боновые ограждения «нулевого» рубежа - заранее или оперативно устанавливаемые ограждения судов, платформ и причалов, являющихся источниками разливов нефти; отклонение/остановка дрейфа - линии направляющих боновых ограждений с закреплением концов бонов на берегу или на морских сооружениях;
- применение сорбентов для сбора нефти на водной поверхности
- сбор нефти и нефтепродуктов скиммерами, установленными (закрепленными) на судах в нефтесборных ловушках, образующихся при тралении разлива или сбор спускаемыми на воду плавающими скиммерами в местах с наибольшими концентрациями

нефтепродуктов, создаваемыми в U- или J-образных нефтесборных ловушках с использованием буксируемых линий бонов;

- использование комбинированных схем для получения преимуществ каждой из технологий.

Рассмотрим эти технологии подробнее.

## 1.2 Использование боновых заграждений

### 1.2.1 Особенности боновых заграждений

Боновые заграждения применяются в качестве стандартной практики для ограждения и ограничения распространения разлитой в море нефти, а также для изменения направления ее перемещения в сторону от уязвимых природных ресурсов или по направлению к пункту сбора нефти. Успех операций с применением бонов может быть ограничен быстрым распространением плавающей нефти и воздействием течений, приливов-отливов, ветра и волн. Эффективная конструкция бона и хорошо спланированное и координируемое реагирование на разлив могут минимизировать эти проблемы, хотя в некоторых обстоятельствах применение бона может быть нецелесообразным.

Боны представляют собой плавающие заграждения, предназначенные для выполнения одной или нескольких из следующих функций [1]:

- сдерживание и локализация нефти: окружение плавающей нефти для предотвращения ее распространения по водной поверхности и повышение толщины ее слоя для облегчения сбора;
- изменение направления движения: перенаправление нефти в соответствующий пункт сбора на береговой линии для ее последующего устранения, например, с помощью автоцистерн с вакуумным насосом, иных насосов и других методов сбора;

					1 Методы локализации и сбора разлитой нефти на водной поверхности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16



- защита: отведение нефти от важных экономических или экологически уязвимых участков, таких как входы в гавань, водозаборные сооружения охлаждающей воды для электростанций, объекты морского фермерства и заповедные зоны.

В настоящее время существует большой ассортимент бонов различных размеров и конструкций из разных материалов для удовлетворения потребностей в различных ситуациях и условиях окружающей среды. Бывают и легкие по весу модели малого размера для разворачивания в гаванях вручную и крупногабаритные, дорогостоящие и высокопрочные установки для применения в открытом море, требующие использования катушек, кранов и судов значительного размера для их перевозки.

Длина бонов варьируется; конструкция включает оконечные соединительные узлы для скрепления секций для получения требуемой общей длины ограждения. Соединительные узлы также служат для буксировки и постановки на якорь. В дополнение к катушкам может потребоваться разнообразное вспомогательное оборудование, такое как бридели для буксировки бонов, воздуходувки и якоря.

Самой важной характеристикой бона является его способность сдерживать или отводить нефть, определяемая его перемещением по отношению к перемещению воды. Для улучшения данной функции все бонны обычно имеют следующие особенности [7]:

- надводный борт для предотвращения или минимизации расплескивания нефти;
- подводная юбка для предотвращения или минимизации утечки нефти под бонном;
- обеспечение плавучести с использованием воздуха, пены или другого плавучего материала;
- элемент продольного натяжения (цепь или провод) для выдерживания сил ветра, волн и течений;
- балласт для поддержания вертикальной ориентации бона.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Большинство конструкций бонов подразделяются на две категории:

1. Боны-занавесы – имеют неразрывную подводную юбку или гибкий экран, поддерживаемый воздухом или флотационной камерой с пенным наполнителем, обычно круглого поперечного сечения (Рис. 3).



Рисунок 3 – Бон-занавес

2. Боны-ограждения – обычно плоского поперечного сечения, удерживаемые в толще воды вертикально за счет собственной плавучести или внешних средств обеспечения плавучести, балласта и подкосов (Рис. 4).

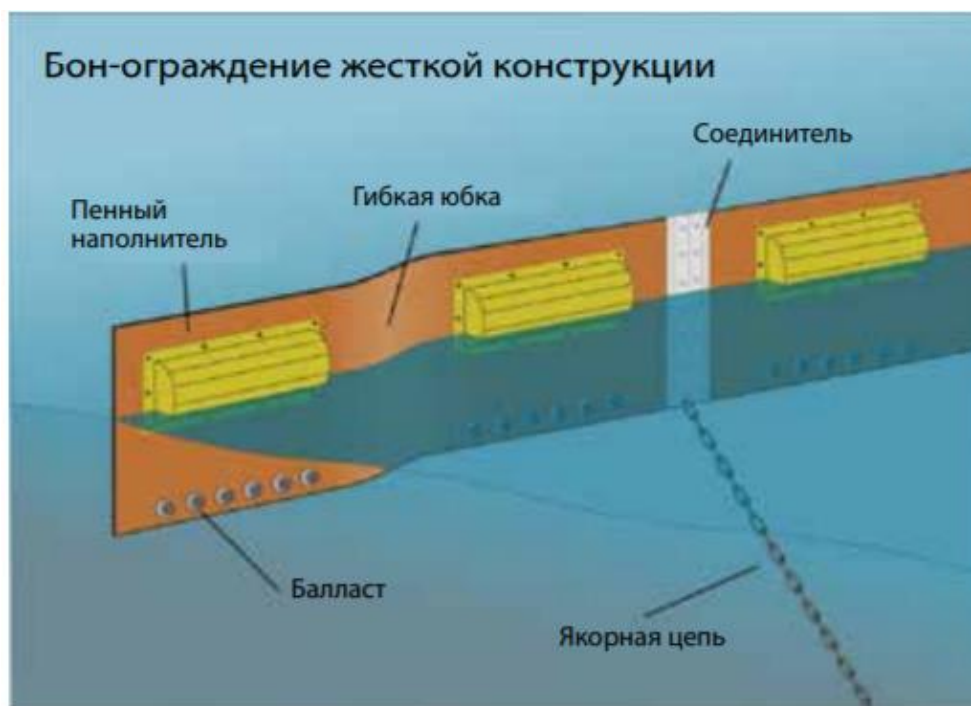


Рисунок 4 – Бон-ограждение

Огнеупорный бон специально сконструирован так, чтобы выдерживать высокие температуры, имеющие место при горении нефти, и может иметь конструкцию занавеса или ограждения с сопутствующими плюсами и минусами этих двух конструкций в отношении сдерживания распространяемой нефти.

Боны должны быть достаточно гибкими, чтобы следовать перемещению волн, и достаточно жесткими, чтобы удерживать как можно больше нефти. Некоторые конструкции бонов-ограждений и бонов-занавесов с жесткой конструкцией имеют плохую способность следовать волновому движению, в результате чего надводный борт бона уходит под воду, или же юбка едет по гребням волн, давая нефти возможность выходить за ограждение. Следовательно, боны такой конструкции следует применять только на тихой воде.



В зависимости от имеющихся технических возможностей, а также от особенностей нефтяного пятна, применяют одну из трех схем развертывания оборудования в U-, J-, и V-образных конфигурациях (рис. 6) [12]. Для постановки боновых заграждений, хранящихся на лебедках с гидроприводом, требуются специализированные суда бонопоставщики. Для этих целей могут быть также использованы средние рыболовные траулеры и большие морозильные рыболовные траулеры (СРТ и БМРТ), имеющие кормовые слипы. Для постановки заграждений на мелководье могут быть использованы самоходные плашкоуты с носовой аппарелью или самоходные баржи.

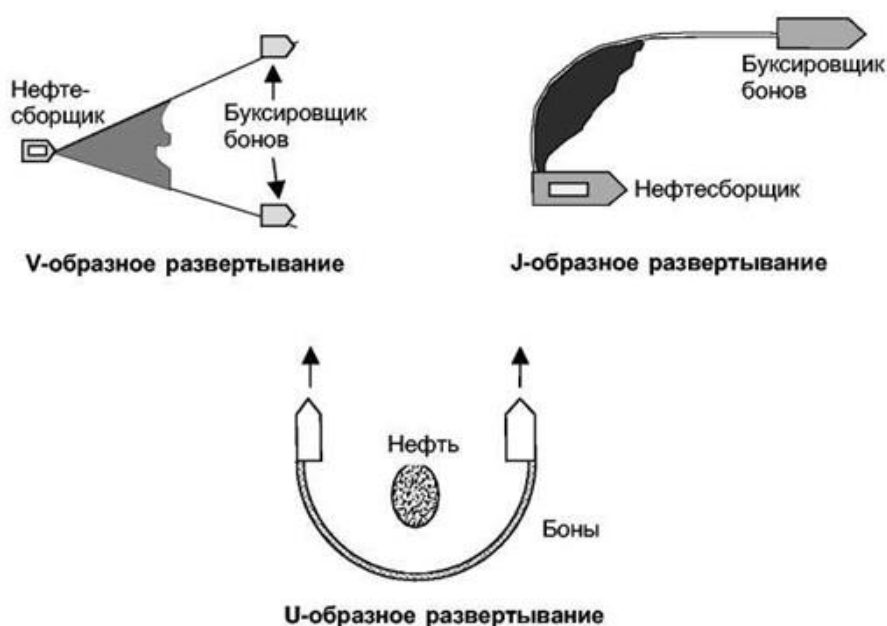


Рисунок 6 – Схемы развертывания оборудования

Непосредственно процесс локализации нефтяного пятна с помощью бонового заграждения в акватории и у берега имеет свои особенности, представленные на рисунке 7.

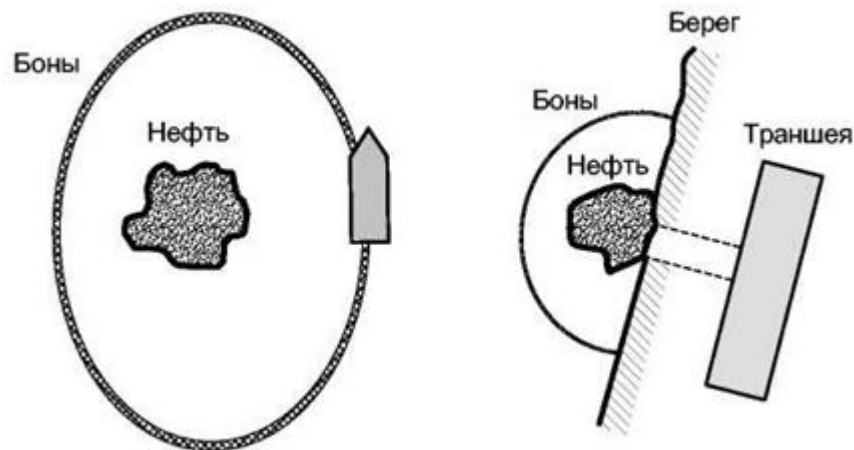


Рисунок 7 – Схемы локализации нефтяных пятен с помощью бокового заграждения [26]

Для локализации разливов нефти требуются нефтеограждающие боны различного типа, рабочие характеристики, которых, включая габариты и прочность, должны соответствовать поставленным задачам. Основными важными характеристиками бонов являются предел прочности на разрыв, простота и скорость разворачивания, надежность, вес и стоимость (Таблица 1).

Таблица 1 – Характеристики бонов [6]

Вид бона	Метод флотации	Хранение	Следование волнам	Якорь или буксир?	Простота очистки	Относит, стоимость	Предпочтительное использование
бон-занавес	Надувной	Компактный, когда спущен	Хорошее	И то, и другое	Простая	Высокая	У берега и в море
	Твердая пена	Громоздкий	Удовлетворительное	Якорь	Легкая Простая	Средняя - низкая	Под укрытием в прибрежных водах (например, гавани)

бон-ограждение	Внешние поплавки	Громоздкий	Плохое	Якорь	Трудно/средняя трудность; нефть уносится за внешний поплавок/ в стыки камер	Низкая	Защищенные от волнения воды
Бон экранирования береговой линии	Надувная верхняя камера, водонаполненные нижние камеры	Компактный в сдутом виде	Хорошая	Якорь	Средняя трудность; нефть уносится в стыки камер	Высокая	У защищенной приливной зоны (без волнорезов)

Важно, чтобы бон был достаточно прочным и долговечным в соответствии со своим целевым назначением. Бон должен иметь конструктивную прочность, чтобы выдерживать силы воздействия воды и ветра, а также буксировку или постановку на якорь. Простота и скорость развертывания в сочетании с надежностью несомненно являются чрезвычайно важными в быстро изменяющейся ситуации и также могут влиять на выбор бонов.

### 1.2.3 Инновационные способы локализации

Проведенный патентный поиск выявил устройства для локализации нефтяных разливов, выполненные из **надувных эластичных оболочек**, например, патент Великобритании 1594698, патент Бельгии 703356, авторское свидетельство СССР 1465488, заявки Японии 4-40488, 4-48889. Конструкция этих заграждений такова, что для постановки заграждения необходимо предварительно наполнить эластичную оболочку воздухом или газом, а затем установить заграждение с помощью катера. Подобные заграждения эффективно локализуют разливы нефти на спокойной воде и на не широких реках.

Недостатком таких устройств является ограниченная область их применения. Поскольку на реках с быстрым течением требуется создание заграждения, которое выставлено по прямой линии, ибо наличие изгиба (дуги) в линии заграждения приводит к подныриванию нефтяного пятна под боновое заграждение (БЗ). Также это сложно сделать на широких реках, когда нужно выставить в линию 50 и более десятиметровых секции БЗ.

Устройство для локализации разливов нефти патенту России №2192516 включает заграждение в виде эластичной надувной оболочки, трубопровод, соединенный с источником сжатого газа, установленным на берегу водоема, и подсоединенный к эластичной оболочке, причем, эластичная оболочка выполнена многосекционной. В хорошую погоду по прямой линии устанавливают необходимое количество якорей, к которым закрепляют секции бонового заграждения. Затем заграждение затапливают. В таком положении заграждение может находиться долгое время, не мешая судоходству. При необходимости подают сжатый газ в секции, они всплывают, преграждая растекание нефтяного пятна. Это устройство эффективно и надежно перекрывает распространение нефтяного загрязнения, оно может выдержать достаточно высокие нагрузки и может использоваться и на широких реках с быстрым течением. Способ постановки такого заграждения оперативен и не требует большой подготовительной работы в момент аварии на трубопроводе, но требует постоянного присутствия как минимум 2-х человек для охраны оборудования и заграждения.

Однако при экстренной постановке требуется большое количество времени на установку якорей (при длине БЗ 500-900 м нужно 50-90 якорей), это время значительно увеличивается при неблагоприятных погодных условиях (туман, дождь, ветер, ночь и пр.), что делает невозможным оперативно локализовать нефтеразлив.

Еще одним устройством для локализации разливов нефти на реке служит заграждение в виде соединенных между собой плавучих секций

					1 Методы локализации и сбора разлитой нефти на водной поверхности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24



бонового заграждения, концы крайних секций закреплены на противоположных берегах реки.

Отличие состоит в том, что дополнительно содержит трос с надетыми на него свободно скользящими кольцами, который закреплен на противоположных берегах реки над ее поверхностью, причем концы заграждения и места соединения секций подсоединены к соответствующим кольцам с помощью поводков соответствующей длины.

Устройство устанавливается в виде соединенных между собой плавучих секций БЗ от берега до берега под углом к направлению течения реки. Предварительно над поверхностью реки натягивают трос с надетыми на него свободно скользящими кольцами, а постановку заграждения осуществляют путем буксировки заграждения вдоль троса к противоположному берегу с последовательным подсоединением мест стыковки секций БЗ к соответствующим кольцам с помощью поводков соответствующей длины (рис. 8).

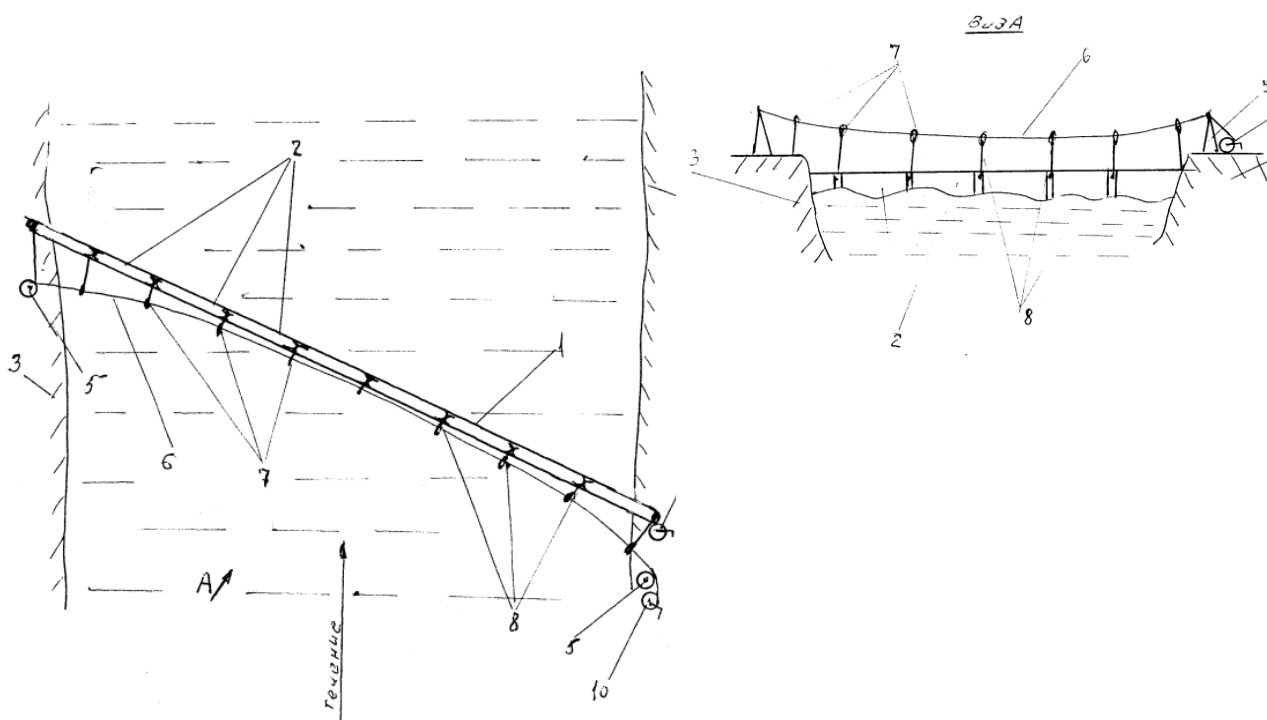


Рисунок 8 – Схема расположения устройства для локализации разливов нефти на реке (вид сверху и вид сбоку)

Заграждение устанавливают вдоль натянутого над рекой троса под углом относительно оси течения реки.

При аварии на нефтепроводе, с помощью катера-бонопостановщика заводят трос 6 на противоположный берег и закрепляют его на заранее подготовленных опорах (сваях) 5 над рекой на высоте примерно 2-3 м. Опоры 5 заранее установлены с учетом скорости течения реки и, следовательно, с учетом угла установки БЗ. Трос может быть установлен заблаговременно и уложен на грунт. С помощью лебедки 10 на берегу 4 трос 6 натягивают. Постановку БЗ осуществляют путем его буксировки к противоположному берегу, с последовательным подсоединением мест стыковки секций 2 БЗ к соответствующим кольцам 7 с помощью поводков 8 соответствующей длины.

При невозможности использовать катера-боноукладчики или стационарные боны, предлагается использовать **вертолетное устройство** для установки бонового заграждения на водной поверхности с помощью вертолета, содержащее внешнюю подвеску вертолета с вертлюгом-токосъемником, прикрепляемую к ней раму с двумя электрозамками и подвешиваемый к раме пакет ленточного бонового заграждения в мягком чехле (патент РФ №1767085, кл. E02B 15/04, 1987). Мягкий чехол является средством упаковки, в котором плотно сложено «гармошкой» (слоями по вертикали) боновое заграждение: в таком виде оно подготовлено к раскладыванию на воде. Чехол имеет наружные стропы для погрузо-разгрузочных работ на земле, которые в известном устройстве также используются и для подцепки к электрозамку. Чехол сверху снабжен плавучими элементами, а снизу – грузами, которые должны обеспечить вертикальное положение чехла в воде и освобождение от бонового заграждения. Боновое заграждение выполнено в виде широкой ленты, на одной кромке которой вставлены плавучие элементы, а на другой кромке – грузы, поэтому оно также способно занимать вертикальное положение в воде. К каждому концу ленты бонового заграждения прикреплен трос с

					1 Методы локализации и сбора разлитой нефти на водной поверхности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

якорем для закрепления на дне водоема. Перед полетом на задание по раскладке заграждения к одному электрозамку подцепляют первый якорь, который прикреплен к началу ленты бонового заграждения. К этому же электрозамку подвешивают и собранные в одну точку стропы мягкого чехла, а к другому электрозамку – второй якорь, прикрепленный к концу ленты бонового заграждения.

Такое устройство не всегда обеспечивает равномерный выход бонового заграждения из чехла (часто несколькими слипшимися слоями, т.е. пачками). Это возможно по нескольким причинам: из-за перехлестывания пакета бонов стропами раскрывающегося чехла на воде, и из-за слипания слоев «гармошки» при длительном хранении на складе в стянутом стропами чехле. При появлении пачки на водной поверхности экипажу необходимо увеличить скорость полета и контролировать перемещение вертолета, чтобы ее растянуть, не повреждая боновое заграждение. Однако с резким увеличением тягового усилия в тросах, пачка и отрезки выпрямленной боновой ленты могут выйти из воды, и под действием потока воздуха от несущего винта вертолета возможно их скручивание. Для предотвращения этого экипажу необходимо снизить высоту, но этот маневр ограничен запретом уменьшения высоты висения вертолета над водной поверхностью менее диаметра несущего винта. Такие вынужденные и ограниченные манипуляции по скорости и высоте полета усложняют экипажу выполнение задания, а возможные образования при этом перехлестов и скруток ленты бонового заграждения могут снизить его эффективность.

Для нейтрализации указанных недостатков используют вертолетное устройство для локализации разливов нефти на акваториях, содержащее внешнюю подвеску вертолета с вертлюгом-токосъемником, прикрепляемую к ней раму с двумя основными электрозамками и подвешиваемое к раме ленточное боновое заграждение в мягком чехле (патент РФ №2080435) (рис. 9).

					1 Методы локализации и сбора разлитой нефти на водной поверхности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

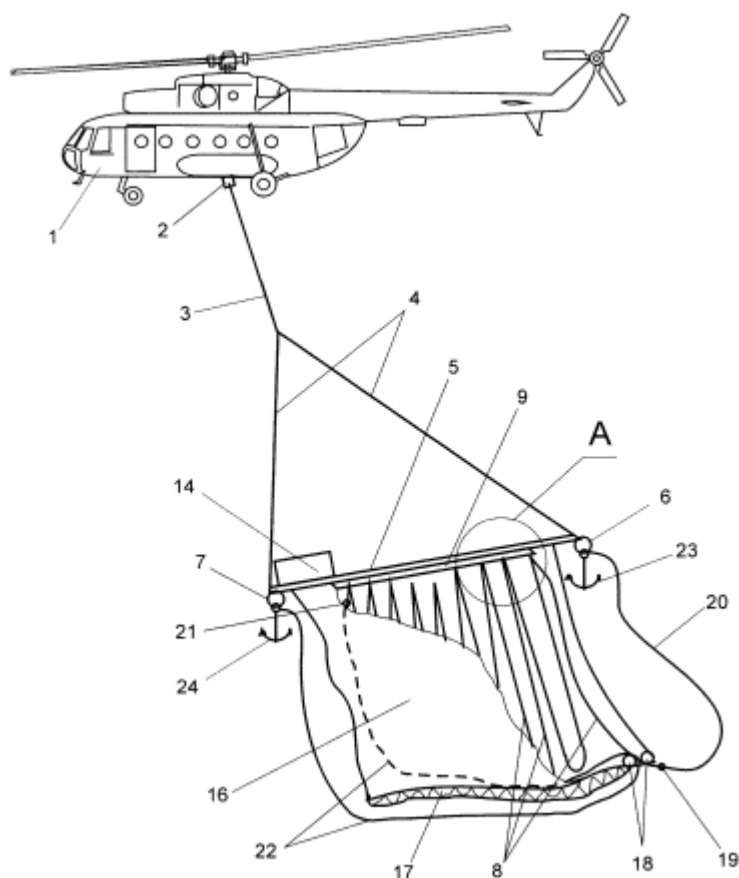


Рисунок 9 – Схема использования вертолетного устройства

Вертолет 1 снабжен внешней подвеской, включающей вертлюг-токосъемник 2, канат 3 со стропами 4, к которым прикреплена рама 5. На концах рамы 5 закреплены электрозамки 6 и 7, питание к которым поступает через вертлюг-токосъемник 2 по кабелям, закрепленным на канатах, чем обеспечено управление экипажем из кабины. В средней части рамы установлены промежуточные средства подцепки бонового заграждения 8, изготовленные в виде двух параллельных направляющих 9. Расстояние между направляющими выбрано равным ширине ленты бонового заграждения 8, входящего в комплект устройства. Каждая направляющая представляет собой рейку с пазами, выполненными с постоянным шагом и образованием ряда последовательных проушин 10 с осевыми отверстиями 11, в которых размещен шток 12 с возможностью поступательного перемещения. На раме 5 установлен привод 14, электрическое питание к которому подается

из кабины по кабелям через вертлюг- токосъемник 2. Привод 14 по командам экипажа обеспечивает синхронное поступательное перемещение обоих штоков 12.

К верхней и нижней кромкам ленты бонового заграждения 8 через равные расстояния прикреплены (пришнурованы) элементы подцепки к штокам 12. Они могут быть выполнены в виде колец 15, толщина которых меньше ширины проушин 10. Кольца 15 поочередно введены в проушины 10 и навешены на выдвигающиеся штоки 12. В результате боновое заграждение 8 сформировано в пакет в виде горизонтальной гармошки. Для упаковки пакета предназначен чехол 16, который выполнен из мягкого прочного материала в форме параллелепипеда, габариты которого соизмеримы с пакетом. Сверху чехол 16 снабжен открывающимся клапаном с деталями крепления к раме 5 (не показаны), а снизу снабжен отсеком с грузом 17. В нижнем углу чехла 16 выполнено выпускное отверстие, размеры которого соответствуют ширине и толщине ленты бонового заграждения 8. Выпускное отверстие может быть обрамлено надувными валиками 18. Перед упаковкой к началу ленты 19 бонового заграждения 8 присоединен трос 20, а к концу ленты 21 присоединен трос 22. Длина тросов назначается исходя из глубины моря в месте аварии. Оба троса (они выполнены из мягкой синтетики) выводят из чехла через выпускное отверстие, причем вместе с тросом 20 выпускают начало ленты 19. Чехол 16 надевают снизу на пакет, закрывают сверху клапан и прикрепляют к раме 5.

К тросу 20 подсоединяют якорь 23, который подцепляют к электрозамку 6. К выпущенному из чехла тросу 22 подсоединяют якорь 24, который подцепляют к электрозамку 7. При этом излишнюю длину тросов сматывают в бухты, которые подвешивают вместе с якорями к электрозамкам.

### 1.3 Особенности локализации и сбора нефти в арктических условиях

В последнее время началась добыча нефти и газа на шельфах России. Продолжаются или планируются дальнейшие шельфовые нефтепоисковые работы в других регионах Арктики, например, в море Бофорта и у побережья Аляски, в Чукотском море, в Западной Гренландии, в Карском и в Баренцевом морях. Нефтяные разливы в море могут произойти на любом из этапов добычи, хранения или транспортировки нефти. При этом локализация и сбор нефти затруднены особыми арктическими условиями.

Типичные зимние условия в Арктике - низкие температуры, образование и движение морских льдов, экстремальные и непредсказуемые погодные условия и продолжительные периоды темноты (полярная ночь). Любое из перечисленных условий является фактором повышения рисков значительных аварийных разливов нефти и способно привести к снижению эффективности мероприятий по ликвидации таких разливов. Но одновременно наличие льда может помочь локализовать разлив нефти, за счет этого можно выиграть время на подготовку мероприятий по ликвидации разлива и, соответственно, снизить ущерб окружающей среде. А низкие температуры и малые амплитуды волн в ледяном поле замедляют выветривание разлитой нефти, что и увеличивает окно реализации некоторых способов уборки нефти [13].

Под воздействием внешних природных факторов, в условиях ледяного покрова, растекание нефти при разливе, ее дрейф и процессы деградации имеют свои особенности.

На процесс растекания большое влияние оказывает температура окружающей среды, в зависимости от которой изменяются свойства нефти (вязкость, плотность, поверхностное натяжение), направление, сила течения и ветра [25].

					1 Методы локализации и сбора разлитой нефти на водной поверхности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Нефть, попадая на ограниченную поверхность воды с плавающим льдом, оказывается подо льдом, на поверхности льда и во льду (сорбирована льдом).

На попадание нефти под лед основное влияние оказывает плотность нефтепродукта. При температуре 0°C плотность большинства тяжелых нефтей больше плотности льда. Эта разница увеличивается по мере деградации нефти. В этом случае лед как бы напозаает на нефть. Легкие сорта нефти попадают под лед под влиянием течения, ветра. Наблюдения показали, что при скорости ветра 12 м/с и скорости течения 0,5 м/с при толщине льда 15-45 см нефть легко загоняется под лед.

Подо льдом нефть может сохраняться длительное время. При этом она дрейфует вместе со льдом, либо перемещается относительно льда под действием течения. На скорость перемещения влияют скорость течения, неровности нижней поверхности льда, его рыхлость, а также плотность и вязкость нефти. На дрейф нефти большое влияние оказывает ветер, а на дрейф льда - течение. Следовательно, могут иметь место случаи, когда нефть и лед двигаются в различных направлениях. Для перемещения нефти подо льдом требуется повышение определенной скорости течения воды, так называемой «предельной скорости». Установлено, что для сырой нефти, находящейся подо льдом со значительной шероховатостью нижней поверхности, величина предельной скорости течения составляет около 0,3 м/с, то есть при скорости течения ниже 0,3 м/с нефть не будет перемещаться относительно льда, а будет дрейфовать вместе со льдом [9].

На поверхность льда нефть попадает непосредственно из источника разлива, проникая через поры и трещины рыхлого льда, выбрасываясь на лед при раскачивании льдин во время волнения относительно друг друга. Процесс налипания резко прогрессирует при наличии на поверхности льда снежного покрова, с которым нефть образует вязкую кашу, что значительно осложняет процесс очистки и сбора нефти.

					1 Методы локализации и сбора разлитой нефти на водной поверхности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Традиционный сбор нефти с использованием боновых заграждений наиболее эффективен на открытой водной поверхности и при сплоченности льда до 10%, но может быть использован с относительной эффективностью и при сплоченности ледяного покрова до 20-30% и в сопровождении ледокола, если концентрация льда превышает 70% [7]. Нефтесборные системы с одним судном, оборудованным выносными бортовыми стрелами, на которых закреплены боны, могут маневрировать между крупными льдинами и работать при большей концентрации льда, чем это возможно для традиционных боновых систем. По мере увеличения сплоченности льда использование бонов ограничивается и на приток нефти можно рассчитывать только при наличии течения, приносящего нефть к нефтесборным устройствам или прижимающего разлив к кромке сплоченного льда, у которой могут формироваться участки с толщиной, достаточной для эффективного сбора. При концентрации льда более 70% лед выполняет функцию барьера, препятствующего растеканию нефти, и при достаточной сплоченности полностью предотвращает растекание и утончение нефтяного пятна.

Такая естественная локализация может быть преимуществом при мероприятиях ЛАРН, так как в таких условиях нефтяное пятно занимает меньшую площадь и собирается в более толстую пленку между льдинами, откуда ее легче собрать, чем при разливе среди множественных фрагментов разреженного льда или в открытой воде. Кроме того, присутствие льда изменяет характер ветрового волнения в море, так как льдины гасят короткие волны. В отсутствие разбивающихся волн нефть, скопившаяся между льдинами, выветривается не так быстро, как в условиях открытой воды, когда под действием атмосферных условий она эмульгируется и выветривается, становясь вязкой [13].

Уплотнение разливов у участков высокой сплоченности или у кромки сплошного льда создает опасность захвата нефти льдами и сбор нефти на таких участках должен производиться максимально оперативно.

					1 Методы локализации и сбора разлитой нефти на водной поверхности	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Сбор крупного разлива нефти в битом льду не будет непрерывным и потребует многократных перестановок нефтесборных устройств в покрытых нефтью разводьях между льдами. При этом производительность нефтесборного оборудования может быть далека от его паспортных характеристик в силу перерывов в его работе, по свойствам собираемой нефти, имеющей повышенную вязкость при низких температурах, и характеристик разливов.

Скиммеры могут использоваться при скоплениях нефти практически в любых ледовых условиях, если специализированные суда могут подойти к месту разлива без нарушения естественной локализации нефти льдинами.

Предпочтительные типы скиммеров, применяемые в ледовых условиях: вакуумные, барабанные, щеточные, барабанно-щеточные и дисковые системы. Использование ленточных скиммеров допустимо, если куски льда перед скиммером раздвигаются вручную или собираются с ленты скиммера. При использовании скиммеров на водной поверхности с битым льдом следует минимизировать их столкновения с льдинами (кроме щеточного и барабанно-щеточного, которые лучше всего подходят для отклонения небольших льдин).

Выбор типов скиммеров определяется следующим образом [27]:

- при незначительной сплоченности льда и сплоченности до 30% - все типы скиммеров, размещаемые на участках чистой воды в сочетании с искусственной локализацией боновыми ограждениями;
- в условиях крупнобитого льда повышенной сплоченности льда могут использоваться спускаемые на воду в разводьях специализированные скиммеры, позволяющие отделять нефтеводяную смесь ото льда;
- в условиях мелкобитого льда предпочтительно использование небольших спускаемых с судна скиммеров (например, съемных устройств типа, а также щеточных скиммеров, которые крепятся к стреле-манипулятору).

					1 Методы локализации и сбора разлитой нефти на водной поверхности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Стоит отметить, что разлив нефти не останавливает процесс ледообразования, который будет продолжаться после выравнивания температуры разлитой нефти с температурой морской воды под слоем разлитой нефти. Этот процесс является одним из факторов, ограничивающих подвижность разлива нефти в зимнее время.

В случаях, когда отделение нефти ото льда оказывается невозможным (ледовая каша, вмерзшая в лед нефть и т.п.) может потребоваться подъем загрязненного льда на палубу судна, хотя возможности обработки загрязненного льда на судах без специально оборудованных палубных площадок обычно ограничены.

Не исключена и такая ситуация, когда разлив нефти происходит под сплошным или сильно сплоченным льдом (например, при авариях на морских трубопроводах). В таком случае в предполагаемых местах скопления нефти производится вскрытие ледового покрова ледоколами и разрушение крупных льдин, способных удерживать нефть, для обеспечения сбора нефти. Если использование ледоколов невозможно (например, при разливе на мелководье) и имеется возможность высадки людей на лед, то производится поиск локальных скоплений нефти точечным вскрытием ледового покрова и, при обнаружении нефти, устройство ледовых каналов для сбора всплывающей в них нефти.

					1 Методы локализации и сбора разлитой нефти на водной поверхности	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



на относительно открытой воде. Однако при повышении сплоченности льда применение бонового заграждения становится затруднительным. В таком случае для увеличения толщины нефтяного пятна применяют собирающие поверхностно-активные веществ (ПАВ), которые во множестве экспериментов доказали свою эффективность за счет значительного уплотнения нефтяных пятен в холодной воде, а также в битом и снеговом льду при сплоченности ледового покрова до 70% [1].

Технология сжигания на открытой воде позволяет очень быстро и эффективно удалить нефть с водной поверхности. Применение буксируемого огнеупорного бонового заграждения, с помощью которого улавливается разлитая нефть, увеличивает ее толщину, а также изолирует некоторую часть разлива на открытой воде или в разреженных льдах, с последующим воспламенением нефти гораздо проще проводить операции по ЛАРН, предусматривающие использование механических средств сбора, транспортировки, хранения, обработки и утилизации. Воспламенение нефти осуществляется путем выброса на нефть запального устройства (желатинообразного топлива), как правило, с вертолета или с судна. В случае успешного воспламенения некоторая часть или вся нефть выгорает с поверхности воды или льда. Но некоторое количество нефтепродуктов после горения остается в любом случае. Эти остаточные продукты могут оставаться на плаву, оседать на дно или обладать нейтральной плавучестью (в зависимости от типа разлитой нефти и условий горения).

Нефть может попасть на поверхность льда в результате непосредственного разлива либо вследствие ее миграции сквозь лед в весеннее время (из слоев нефти, заключенных под ледовым покрытием или внутри него, после подводного выброса в зимнее время). В таких ситуациях сжигание на месте может рассматриваться как одна из контрмер для удаления нефтяных пятен. В случае с большим количеством проталин, разбросанных на большой территории, для воспламенения отдельных

					2 Методы ликвидации разливов нефти на водной поверхности	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нефтяных пятен можно применять вертолеты с воспламенителями. На небольших территориях могут применяться способы ручного воспламенения.

Под действием ветра нефть в проталинах может сгоняться к подветренной кромке льда, где ее толщина достигает нескольких миллиметров. Эффективность сжигания нефти в отдельных проталинах может превышать 90-95%. Общая эффективность сжигания на месте при удалении нефти с поверхности льда, установленная при проведении полевых испытаний, лежит в пределах от 30 до 90% и в среднем составляет 60-70%. Эффективность зависит от обстоятельств разлива, например, от распределения размеров проталин относительно точности внесения воспламенителя, толщины пленки, степени эмульгирования и т.д. Для областей неподвижного льда, где нефть может появиться на поверхности ранней весной, возможно вручную смыть и/или собрать остатки горения до момента окончательного разрушения ледового покрова [13].

Нефть, разлитая на поверхности льда и смешавшаяся со снегом, может успешно сжигаться в сугробах даже в условиях арктической зимы. Загрязненная нефтью снежная масса, доля снега в которой достигает 70%, может сжигаться на месте. Для смесей с более низким содержанием нефти для инициации горения могут использоваться катализаторы, такие как дизельное топливо или свежая сырая нефть. Для еще более разжиженных смесей нефти в снегу целесообразно сгребать загрязненный нефтью снег в сугробы, пока нефть не сконцентрируется до уровня, допускающего успешное воспламенение и сжигание. При этом сугробы загрязненного нефтью снега должны быть конусообразными с углублением посередине, куда помещается воспламенитель. Под действием тепла от пламени тают окружающие внутренние стенки конического сугроба, при этом из снега высвобождается нефть, которая стекает в центр сугроба и служит топливом для огня. При таком способе образуются значительные количества талой воды у основания сугроба, которую следует отводить.

					2 Методы ликвидации разливов нефти на водной поверхности	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Несмотря на множество факторов за использование технологии сжигания на месте как основного способа борьбы с разливами нефти, применение данного метода имеет ряд недостатков [26]:

- Ограниченные условия использования. Эффективность технологии в значительной мере зависит от первоначальных условий разлива, а особенно – от толщины пятна. В случае, если разлив нефти произошел на неподвижном поле относительно сплоченного льда, нефть в основном не растекается, при этом образуя пятно с толщиной, достаточной для эффективного сжигания. С другой стороны, при разливе нефти на менее сплоченный лед, отмечается ее тенденция к распространению и истончению слоя с течением времени, что делает сжигание неэффективным, если не применять какие либо средства локализации пятна.
- Возможность вторичных возгораний, представляющих угрозу для человеческой жизни, имущества и природных ресурсов.
- Существенное отрицательное вредное воздействие на окружающую среду и здоровье человека со стороны побочных продуктов сжигания, в первую очередь - дыма.

Ввиду выше изложенного, технология сжигания нефти на месте разлива является дополнительной и применяется в тех случаях, когда ее механический сбор, транспортировка или ликвидация оказываются невозможными.

Сжигание нефти на месте выполняется в соответствии с [23] и только по согласованию с Департаментом Росприроднадзора по соответствующему федеральному округу.

## 2.2 Механические методы удаления разливов

Специалисты считают, что лучшим способом удаления нефти с поверхности воды является механическая очистка. В зависимости от типа и

					2 Методы ликвидации разливов нефти на водной поверхности	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

количества разлившихся нефтепродуктов и погодных условий, применяются различные типы скиммеров – устройств для сбора нефти и нефтепродуктов, как по конструктивному исполнению, так и по принципу действия. Сбор нефти с поверхности воды при помощи устройства типа «скиммер» находит широкое применение благодаря простоте реализации, возможности ликвидации аварийных разливов различных видов нефтепродуктов и всесезонного использования метода. Скиммеры являются простыми по конструкции, перспективными и экологически безопасными аппаратами.

Механические устройства для сбора нефти и нефтепродуктов, или **скиммеры** базируются на использовании разницы в плотностях воды и нефти. Для удаления нефтепродуктов с поверхности воды можно использовать следующие методы [24]:

1. **Адгезию:** нефтепродукты хорошо прилипают к олеофильным поверхностям. Олеофильные скиммеры с вращающимися дисками, щетками или непрерывными лентами, с которых налипшие нефтепродукты удаляют механическим способом. Скиммер такого типа отличается незначительным количеством собираемой совместно с нефтью воды, малой чувствительностью к сорту нефти и возможностью сбора нефти на мелководье, в затонах, прудах при наличии густых водорослей.

2. **Порог:** тонкий поверхностный слой воды и нефтепродукта протекает через порог, после чего нефтепродукты отделяются от воды и откачиваются из емкости. Пороговые скиммеры отличаются простотой и эксплуатационной надежностью. Скиммер порогового типа способен служить долгие годы без поломок.

3. **Циклоны:** создается водоворот с понижением уровня в центре, откуда и выкачивается нефть. Скиммер - циклон предназначен для сбора нефти с поверхности воды при авариях на подводных переходах магистральных нефтепроводов через судоходные реки. Скиммеры, основанные на эффекте циклона, должны быть собраны особенно тщательно,

					2 Методы ликвидации разливов нефти на водной поверхности	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ведь от качества их работы зависит быстрота сбора нефти в сложнейших ситуациях, когда дорога каждая минута.

4. **Вакуум:** поверхностный слой воды всасывается, после чего нефть отделяют от воды. Принцип работы вакуумного скиммера заключается в следующем. Вакуумным насосом создается разрежение в отстойно-вакуумном резервуаре. Под воздействием вакуума происходит засасывание пленки нефти вместе с водой с помощью нефтесборного устройства. Поступающая в резервуар смесь нефти с водой отстаивается и откачивается насосом, если это вода, обратно в реку, если нефть - в специально подготовленную емкость. Разновидностью вакуумного нефтесборщика является ручной щеточный скиммер, предназначенный для удаления с твердых поверхностей тяжёлых и вязких нефтей, для очистки береговой полосы и работы в труднодоступных местах.

### 2.2.1 Классификация скиммеров

Скиммеры – механические устройства для локализации и сбора нефти на водной поверхности. Заборное устройство скиммера отводит или собирает нефть с водной поверхности, направляя ее во входное отверстие в насосную систему для перекачки в накопительный бак.

По *способу передвижения* (крепления), скиммеры подразделяются на [3]:

- Самоходные скиммеры
- Скиммеры, устанавливаемые стационарно
- Буксируемые и переносимые скиммеры на различных плавательных средствах

По принципу действия выделяют следующие типы скиммеров.

*Засасывающие скиммеры (вакуумные)*

С теоретической точки зрения простейшей конструкцией является засасывающее устройство, в котором сбор нефти осуществляется насосами

					2 Методы ликвидации разливов нефти на водной поверхности	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



или вакуумными системами непосредственно с поверхности воды. В частности, передвижные вакуумные установки, объединяющие устройства для сбора, накопления, транспортировки и разделения нефти и воды обычно легкодоступны вблизи от места разлива, идеально пригодны для сбора нефти на берегу или в прибрежной зоне (Рис. 10).



Рисунок 10 – Вакуумный скиммер<sup>1</sup>

Вакуумный скиммер имеет следующий принцип работы. Вместе с водой под действием вакуума осуществляется засасывание нефтяной пленки нефтесборным устройством (щелевой насадкой или щеточным ручным скиммером, удаляющим тяжелые и вязкие нефти с твердых поверхностей и в труднодоступных местах). Смесь нефти с водой поступает в резервуар, происходит отстаивание, после чего нефть откачивается насосом в специальную емкость, а вода сливается обратно в реку.

<sup>1</sup> <https://www.lam32.ru/catalog/detail18.htm>

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

### *Олеофильные скиммеры*

В олеофильных скиммерах применяются материалы, привлекающие нефть и отталкивающие воду. Нефть прилипает к поверхности материала, обычно в форме диска, барабана, ленты, щетки или троса-швабры, которые при вращении поднимают нефть с поверхности воды (рис.11). После освобождения от воды нефть счищается или выжимается из олеофильного материала и попадает в отстойный резервуар, из которого перекачивается в накопительные баки. Посредством использования олеофильных скиммеров обычно достигается максимальное соотношение количества собранной нефти и забранной отдельно или вместе с нефтью воды, известного как коэффициент забора нефти.

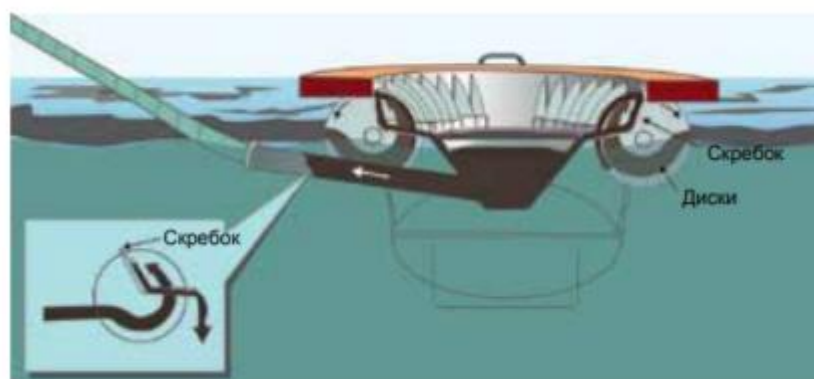


Рисунок 11 – Олеофильный дисковый скиммер

Принцип действия скиммеров олеофильного типа:

- вращающаяся щетка проходит через слой нефть/вода,
- нефть налипает на щетку, вода скатывается,
- щетка очищается о скребок и нефть попадает в сборную емкость скиммера,
- нефть перекачивается откачивающей головкой на берег в резервуар временного хранения.

Универсальными рабочими органами являются щетки, они эффективно работают при любых толщинах слоя нефти и вязкости собираемой нефти (рис. 12). Дисковые и барабанные рабочие органы имеют узкое применение.

					2 Методы ликвидации разливов нефти на водной поверхности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42



Рисунок 12 – Олеофильный щеточный скиммер<sup>2</sup>

### *Пороговые скиммеры*

В основе работы пороговых скиммеров лежит перетекание нефтяной смеси через преграду (пороговое устройство), расположенную на границе нефтяной пленки и воды, для разделения ее на нефтяную и водную фракции (рис. 13). Во многих условиях скиммеры такого типа оказываются менее эффективными, чем олеофильные, и отличаются высоким содержанием воды в собранной нефти, что требует больших резервуаров для хранения собранной жидкости, чем при использовании олеофильных систем.

<sup>2</sup> <https://www.lam32.ru/catalog/detail17.htm>

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



Рисунок 13 – Пороговый скиммер<sup>3</sup>

Одним из преимуществ пороговых скиммеров является их малая чувствительность к вязкости нефти. При сборе высоковязких нефтепродуктов иногда требуется добавление воды в собранный материал для облегчения его перекачивания в резервуар для хранения. Недостатком данных скиммеров является то, что в условиях сильных волн они становятся малоэффективны.

#### *Механические скиммеры*

В основе работы таких систем лежит физический сбор нефти с поверхности воды, для чего используются различные устройства, начиная с конвейерных лент и заканчивая захватывающими ковшами. Этот тип скиммеров больше подходит для сбора очень вязкой нефти.

<sup>3</sup> <https://www.lam32.ru/catalog/detail16.htm>

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

## 2.2.2 Эксплуатация скиммеров

Для сосредоточения плавающей нефти в море применяются боны, разворачиваемые в виде U-, V- или J-образной конфигурации, обычно с использованием двух судов. Нефтесборное устройство либо спускается с одного из судов, либо буксируется в составе схемы бонового заграждения (Рис. 14) [3].

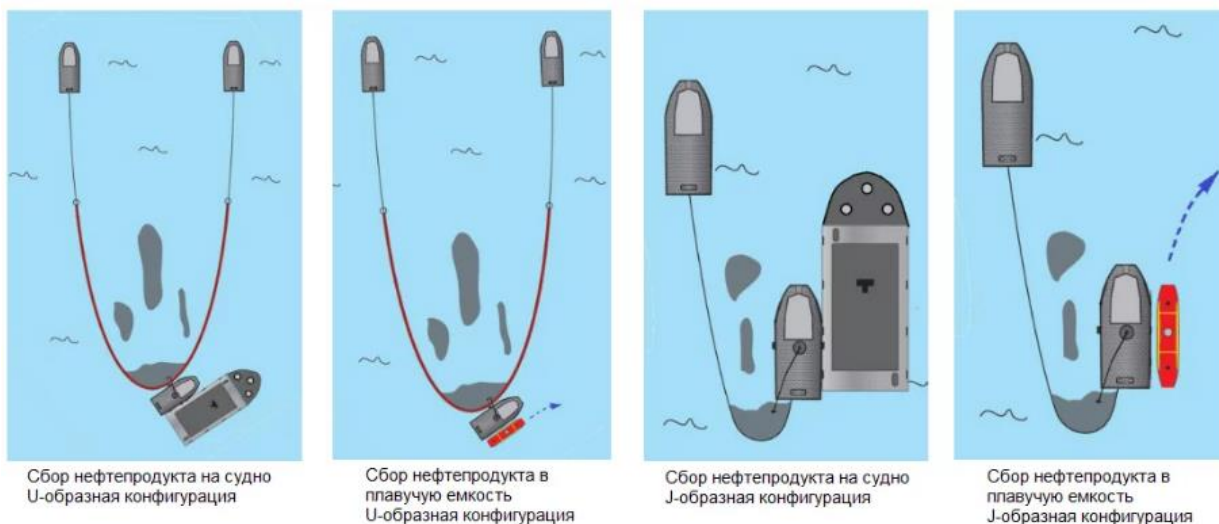


Рисунок 14 – Схемы организации сбора нефти и нефтепродуктов с буксируемыми линиями бонов

Скиммер должен удерживаться на участке с максимальной толщиной нефтяного слоя, но контакта между скиммером и боном следует избегать для защиты бона от трения и других механических повреждений. Отражение волн от крупногабаритных скиммеров может мешать течению нефти к устройству забора. Необходимо обеспечить умелое управление оборудованием вместе с проведением постоянных корректировок при изменяющихся условиях. Умение, необходимое для буксировки бонов с малой скоростью, достигается с опытом работы на разливах и при регулярных практических учениях. На практике поддержание требуемой конфигурации системы сбора с участием нескольких судов может быть проблематичным, прежде всего, из-за трудности координации между судами, участвующими в операции. Альтернативным решением является

объединение функций сосредоточения, сбора и накопления нефти в рамках одного судна с использованием гибкой или жесткой схемы захвата.

*Гибкие системы* применяют бон, прикрепляемый к выносной стреле. При слишком широкой полосе захвата эта система может быть повреждена при штормовой погоде или большом накате волн с возможным ограничением маневренности, что сильно усложняет управление ею с судна. В таких системах скиммер размещается в вершине конфигурации бона, где нефть наиболее сконцентрирована; скиммер может быть как свободно плавающим, так и встроенным в борт судна с соответствующим отверстием для поступления нефти [6].

*Жесткие системы* включают неподвижный плавающий барьер или выметающую стрелу, выпускаемую с судна краном или гидравлическими рычагами. Скиммер, обычно водосливной или щеточный, в зависимости от собираемого нефтепродукта, встроен в рычаг близко от судна, чтобы облегчить сбор нефти. Сравнительная легкость в эксплуатации и простота конструкции - это главные факторы, обеспечивающие успешную работу жестких нефтесборных систем.

### 2.3 Применение химических методов устранения нефти

Для ликвидации аварийных разливов нефти используют диспергенты и различные сорбенты.

**Диспергент** – смесь поверхностно-активного вещества, разбивает сплошную нефтяную пленку на множество мелких капелек, которые могут опускаться в толщу воды. Они ускоряют переработку нефти микроорганизмами за счет образования капелек.

**Сорбенты** - материалы способные поглощать (абсорбировать или адсорбировать) другие вещества. Адсорбенты – материалы, удерживающие другие вещества на своей поверхности, но препятствующие их

					2 Методы ликвидации разливов нефти на водной поверхности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

проникновению внутрь. Абсорбенты – материалы, удерживающие другие вещества внутри, благодаря своей пористой структуре.

Для очистки водной поверхности и грунтов от разливов нефти и нефтепродуктов в настоящее время используются **адсорбенты** как природного, так и синтетического происхождения. Среди природных сорбентов можно упомянуть древесные опилки и щепу, торф и торфяные волокна, солому [10], пемзу, мелко раздробленное стекло, вермикулит и перлит, кизельгур и диатомную землю [11]. В качестве синтетических сорбентов применяются трехмерные сшитые, пенные и волокнистые полимерные материалы: пенополиуретаны, в том числе модифицированные полистиролом, этиленалкилакрилатные сополимеры, нетканые волокнистые материалы. В последнее время все чаще используются комбинированные сорбирующие материалы, когда на неорганический, часто природный носитель с развитой поверхностью, обладающий гидрофильными свойствами, наносится гидрофобный органический модификатор [8]. Цель такой модификации – желание снизить гидрофильность сорбирующего материала с тем, чтобы вода не заполняла центры адсорбции, снижая тем самым эффективную емкость материала по отношению к углеводородам.

Большинство синтетических полимеров являются гидрофобными/олеофильными материалами и с этой точки зрения годятся для использования в качестве сорбентов углеводородов. Однако при обычных методиках синтеза их удельная поверхность и, как следствие, сорбционная емкость слишком малы. Одним из способов увеличения удельной поверхности материала является его вспенивание в ходе синтеза. Новыми сорбентами, разработанным в недавнее время являются открыто-ячеистые пенополиуретаны как наиболее доступные и дешевые [11].

**Пенополиуретаны** образуются в результате реакции поликонденсации ди- или триизоцианатов с полиспиртами (содержащими фрагменты простых или сложных эфиров), сопровождаемой вспениванием полимерной массы с образованием множества газовых пузырьков ячеек. Полиуретаны являются

					2 Методы ликвидации разливов нефти на водной поверхности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

хорошими сорбентами для широкого круга органических веществ, в том числе для углеводородов [10]. Их сорбционная емкость существенно зависит от степени открытости ячеек, которая определяет проницаемость материала. Сорбционная емкость зависит также от удельной поверхности материала.

## **2.4 Применение сорбентов для сбора нефти на водной поверхности**

### **2.4.1 Виды сорбентов**

Материалы, применяемые для сбора нефти и нефтепродуктов с поверхности водоемов, принято называть нефтяными сорбентами, а также нефтесобирателями и нефтепоглотителями. Для определения качества нефтяных сорбентов используют три основных показателя: нефтепоглощение, водопоглощение, плавучесть. Эффективность сорбентов для сбора нефти оценивают в первую очередь по значению нефтеемкости. Высокое водопоглощение можно устранить практически для всех материалов дополнительной гидрофобизацией. Материалы с низкой плавучестью могут эффективно использоваться в изделиях с армирующей оболочкой – бонах, матах, салфетках и др.

Для производства нефтяных сорбентов применяют разнообразное сырье. По механизму удаления нефти различают сорбенты, для которых доминирует физическая поверхностная сорбция. Здесь сбор нефти происходит за счет адгезии на поверхность частиц сорбента. В этом случае количество поглощаемых нефтепродуктов определяется величиной удельной поверхности материала и ее свойствами (гидрофобностью и олеофильностью). Такой механизм сбора нефти и нефтепродуктов реализуется для олеофильных порошковых и гранулированных материалов с закрытой пористой структурой и материалов, в которых поры по размеру недоступны для молекул удаляемого вещества. Характерным примером этого механизма является сбор нефти с помощью порошковой

					2 Методы ликвидации разливов нефти на водной поверхности	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



корбамидоформальдегидной смолы (размер частиц менее 1 мм), гранулированного полипропилена и пенополистирола.

Измельчение сорбирующего материала является наиболее простым способом увеличения площади его поверхности и поглотительной способности по отношению к нефти и нефтепродуктам. При измельчении может достигаться критический размер частиц сорбента, когда процесс смачивания нефтью прекращается и сорбция не происходит. Реальный предел измельчения в технологии производства нефтяных сорбентов зависит от природы используемого материала и составляет не менее 0,1 мкм[3].

Поглощение нефти и нефтепродуктов гидрофобными порошковыми материалами не сводится только к поверхностной сорбции. Этот процесс в реальных условиях доминирует при очистке поверхности водоемов от мономолекулярных пленок поллютанта. При контакте твердых олеофильных частиц с толстой пленкой нефти вокруг них образуются мицеллы, взаимодействующие между собой с образованием своеобразной сетчатой структуры. Это приводит к значительному увеличению вязкости суспензии в целом, и при больших концентрациях порошковых сорбентов в нефти наблюдается образование плотных конгломератов. В этом случае порошковые гидрофобные материалы играют роль веществ-сгустителей и приводят к уменьшению площади пятна нефти. При больших концентрациях сыпучих материалов может происходить потопление нефтепродуктов, что из-за большого экологического риска недопустимо.

При использовании гранулированного материала с закрытой пористой структурой (например, гранулированный полистирол и полипропилен) размещение нефти возможно лишь между гранулами в слое сорбента за счет капиллярных сил и олеофильности. При достаточной толщине нефтяной пленки происходит эффективное внедрение нефти в зону порозности, но при контакте слоя с водой начинается также всасывание воды в пространство между гранулами несмотря на гидрофобность сорбента. Жидкость между гранулами удерживается за счет адгезии и капиллярных сил, поэтому в

					2 Методы ликвидации разливов нефти на водной поверхности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

отстойниках под действием гравитации происходит частичное стекание из слоя поглотителя собранной нефти (до 90 %).

Другой вид нефтяных сорбентов – это материалы, для которых характерен процесс поглощения нефти и нефтепродуктов всем объемом. Эффективность нефтепоглощения зависит от химического средства материала сорбента и поглощаемой жидкости и от структуры материала. Поглощение нефти протекает в результате начального быстрого смачивания поверхности сорбента нефтью. Затем нефть более медленно проникает в пористую структуру материала, заполняя все пустоты под действием, в основном, капиллярных сил.

По структурному типу сорбенты делятся на волокнистые и объемно-пористые (с закрытой или открытой структурой пор). Волокнистые материалы представляют собой систему хаотично уложенных свободно распределенных в пространстве тонких нитей. Они, как правило, имеют пространственно неориентированную структуру, позволяющую загрязнениям контактировать с большой поверхностью в единицу времени.

Типичными волокнистыми материалами для сбора нефти являются вата, войлок, ткани, синтепон, текстильный горошек, базальтовое волокно и др. В процессе поглощения нефти волокна сорбентов способны раздвигаться, создавая специфическую структуру сорбент – НП, которая после сбора начинает постепенно сжиматься под действием силы тяжести и отцеживать до 20-25 % собранного нефтепродукта. Все волокнистые сорбенты характеризуются высокой степенью отжима поглощенной нефти. Некоторые поглотители с волокнистой структурой демонстрируют достаточно высокое водопоглощение (синтепон, листовой поролон толщиной 18 мм), что обусловлено низкой гидрофобностью поверхности. Данный недостаток может быть устранен введением специальных гидрофобизирующих добавок.

Необходимо отметить, что для волокнистых поглотителей характерно наличие периода нестационарного состояния структуры материала, в течение которого происходит увеличение объема сорбента от минимального значения

					2 Методы ликвидации разливов нефти на водной поверхности	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

при сжатии до максимальной величины при упругом расширении структуры материала. Если сорбент, не обладающий селективностью к нефти, попадает в период нестационарного состояния структуры на зеркало воды с пленкой нефти, то восстанавливаемая структура начинает одинаково интенсивно поглощать нефть и воду. Это явление препятствует использованию таких материалов в механизированных устройствах для сбора нефти.

Особый интерес представляют волокнистые композиционные нефтесобиратели, в которых в качестве наполнителей используются разнообразные растительные отходы. Доступность и дешевизна таких наполнителей позволяют значительно снизить себестоимость синтетических композитов и расширить масштабы их применения для решения экологических задач. Известно, что в таких композитах удается сочетать значительную степень замещения синтетического материала (от 25 % и выше) и высокие показатели нефтеемкости и возврата нефтепродуктов.

#### **2.4.2 Тактика локализации разливов с использованием сорбентов**

Использование нефтяных сорбентов аналогично применению других порошкообразных сорбентов. При ликвидации нефтяных загрязнений водной поверхности прежде всего производят локализацию разлившейся нефти или нефтепродуктов болами, что является обязательным при любой технологии очистки. Затем производят нанесение сорбента на загрязненную поверхность любым механизированным или ручным способом до полного поглощения нефтяной пленки и образования плавучего конгломерата. После этого производят стягивание бонового загрязнения, концентрируя сорбент с поглощенной нефтью вблизи места, удобного для сбора, и тем или иным образом удаляют отработанный сорбент с поверхности воды.

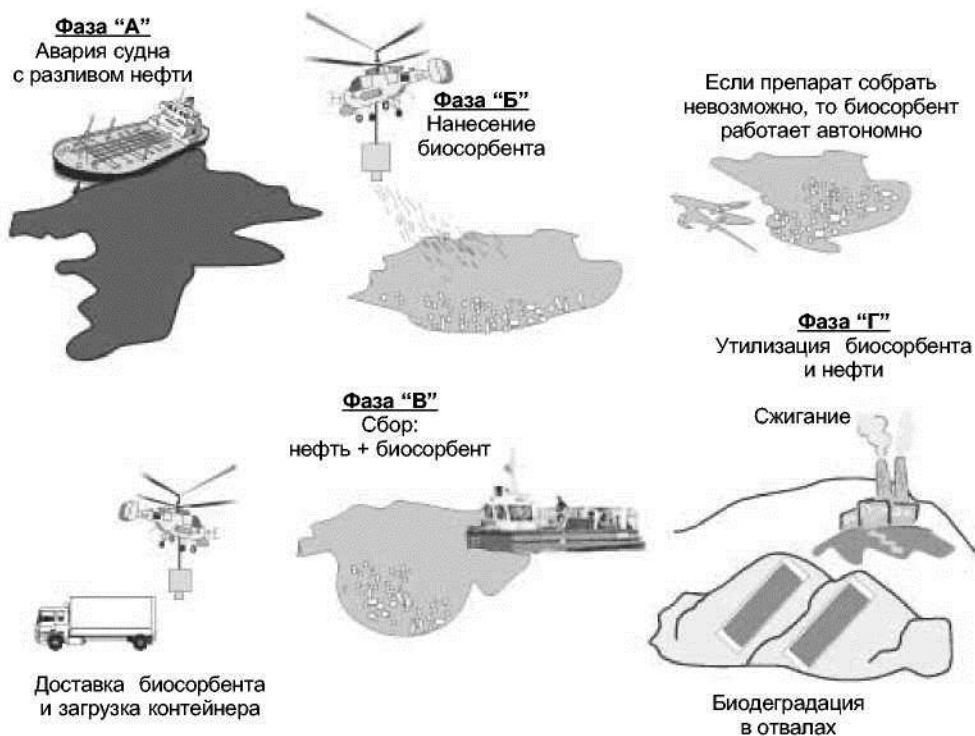
Резерв времени для локализации нефтяного разлива без существенного ущерба окружающей среде, в зависимости от погодных условий, обычно не должен превышать 24-72 часов с момента аварии. Использование при

					2 Методы ликвидации разливов нефти на водной поверхности	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ликвидации нефтяного загрязнения порошковых сорбентов, сохраняющих плавучесть в течение длительного периода времени, позволяет значительно увеличить резервы времени для проведения подготовительных мероприятий и сбора нефти.

При сборе нефти на воде могут применяться крупные конструкции сорбционно-заградительных бонов длиной 5 метров, состоящие из нетканого сорбента, элемента, обеспечивающего плавучесть, и сетки, придающей конструкции необходимую форму. Боны легко соединяются между собой и образуют заграждения, ограничивающие нефтяное пятно и препятствующие его распространению по поверхности воды или почвы. С помощью бонов огражденное пятно разлива буксируется к урезу воды и концентрируется для последующего сбора, одновременно сорбируя нефть. Боны обладают плавучестью даже в состоянии полного насыщения нефтепродуктами.

Биосорбент может применяться как автономно, так и в сочетании с традиционными средствами механического сбора. Тактика и технология применения биосорбентов с использованием вертолета отражены на рис. 15 [26].



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

## Рисунок 15 – Тактика и технология применения биосорбента при разливе нефти

Распыление биосорбентов с судов ограничивается погодными условиями. Применение биосорбентов с помощью авиации позволяет начинать ликвидацию аварии при ветре до 25 м/сек, т.е. немедленно после разлива даже в штормовых условиях. Важно, что процесс биодеструкции нефти идет также в донных отложениях и береговой зоне, в том числе и в анаэробных условиях.

					2 Методы ликвидации разливов нефти на водной поверхности	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 3 ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО ЛОКАЛИЗАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ

#### 3.1 Разработка и содержание планов ликвидации аварийных разливов нефти (ЛАРН)

Российское законодательство обязывает все компании, деятельность которых связана с транспортировкой или хранением нефтематериалов, иметь план ликвидации аварийных разливов нефти (планы ЛАРН). Основными нормативными актами, действующими в РФ и определяющими требования к разработке планов ЛАРН, а также порядок организации работ по ЛАРН, являются:

- Постановление Правительства РФ от 21 августа 2000 г. за № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов»;
- Постановление Правительства РФ от 15 апреля 2002 г. за № 240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории РФ».

Данными нормативными актами сформулированы требования по разработке и выполнению планов ЛАРН различного уровня: объектового, регионального, межрегионального, федерального.

С 1 июля 2006 года в соответствии с утвержденным Положением о Государственной экспертизе проектов МЧС России в субъектах Российской Федерации создаются представительства окружных филиалов ГЭП МЧС

					<i>Организация работ по локализации и ликвидации аварийного разлива нефти и нефтепродуктов на водной поверхности</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Дурдыев М.</i>			<b>3 Организация работ по локализации и ликвидации аварийных разливов</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					54	121
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ зр. 2Б7А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

России. Во втором полугодии 2006 года также создано обособленное подразделение по Мурманской области Северо-Западного филиала ГЭП МЧС России в составе четырех экспертов. Представительство уполномочено проводить экспертизу планов ЛАРН организаций с местным и локальным уровнями разливов.

Разработка объектового плана ЛАРН, т.е. уровня конкретного потенциально-опасного объекта регламентируется также федеральным законом РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». В плане ЛАРН описывается количество сил и средств для ликвидации разлива, максимально возможный объем разлива нефтепродуктов, ожидаемая площадь разлива, свойства нефти, а также природные и погодные условия в месте расположения объектов.

В плане ЛРН также должны быть смоделированы сценарии возможных разливов. Моделирование проводится на стадии разработки Плана ЛРН для конкретного объекта на основе анализа рисков с учетом наиболее вероятных расчетных объемов разливов и рекомендаций, изложенных в постановлении Правительства Российской Федерации от 21 августа 2000 г. № 613.

Моделирование осуществляется на основе исходных данных, в состав которых входят: описание объекта, тип и характеристики продукта, гидрометеорологические и гидрогеологические условия, наличие экологически уязвимых зон в районе возможного загрязнения.

Целью моделирования аварийных разливов нефти является: определение возможных последствий аварийных разливов нефти, их значение и влияние на население, объекты жизнеобеспечения и окружающую природную среду.

Российскими нормативами по разработке планов ЛАРН на море установлен ряд основных требований к компаниям, которые ограничивают срок локализации разливов [16]:

- до 4 часов с момента получения сообщения о разливе нефти в акватории (учитывая, что обычно команды реагирования расположены

					3 Организация работ по локализации и ликвидации аварийных разливов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

в региональном центре, а для ликвидации аварии им нужно добраться до удаленных установок или танкеров, то такое требование может быть просто невыполнимо);

- до 6 часов при разливе на почве с момента обнаружения разлива нефти и нефтепродуктов или с момента поступления информации о разливе (Постановление Правительства РФ от 15.04.2002 г. № 240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации»).

Если разлив нефти произошел с морской платформы или терминала, то у компании-оператора, или у специальной службы, с которой заключен соответствующий договор, должны быть аварийно-спасательные средства в таком объеме, чтобы ликвидировать разлив в 1500 тонн. Если разлив нефти произошел с танкера, то спасательных средств должно быть достаточно, чтобы ликвидировать объем нефти до содержимого двух танков, что составляет 4000-5000 тонн для танкера дедвейтом 20000 тонн и 12000 тонн для типового танкера дедвейтом 70000 тонн.

Это означает, что аварии на морских платформах априорно классифицируются как чрезвычайные ситуации регионального уровня (от 500 до 5000 тонн разлитой нефти), а аварии с танкерами - федерального уровня (более 5000 тонн) [13].

Разработанные для каждого нефтегазового проекта планы ЛАРН имеют локальный характер, а создаваемые силы и средства оказываются привязанными к районам базирования объектов.

Практика заключения договоров на обеспечение готовности к аварийным ситуациям силами государственных аварийно-спасательных служб может привести к их распылению и невозможности использования для ликвидации других региональных разливов нефти.

Специалисты отмечают, что План ЛАРН остается в большей степени документом, имеющим черты научно-исследовательской работы, нежели практическим руководством для компаний, занимающихся нефтепродуктами.

					3 Организация работ по локализации и ликвидации аварийных разливов	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Ряд компаний нефтегазового сектора подходит к плану ЛАРН не как к инструменту экологического управления внутри компании, а как к доказательству технической готовности к возможным разливам для природоохранных органов. Они создают Планы ЛАРН в первую очередь для государственных структур, отвечающих за экологическую безопасность. В этом случае для судовладельцев план ЛАРН становится еще одним видом отчетности, усложняющим им жизнь, но в практическом отношении не приносящий никакой пользы.

Для того чтобы сделать планы ЛАРН практическим инструментом реагирования на чрезвычайные ситуации, необходима еще большая работа по методической проработке содержания плана.

План ЛРН должен в большей степени концентрироваться на вариантах действий, производимых при тех или иных условиях, нежели на технических характеристиках устройств, используемых для ликвидации разливов, которые обычно занимают большую часть плана.

Все мероприятия должны быть направлены на снижение вероятности инцидентов и величины последствий аварии. Предотвращение аварий - наиболее экономически эффективное средство управления риском и означает принятие мер по обеспечению безопасности источника. И хотя план называется «По предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов», первая часть (предупреждение) фактически отсутствует.

Факторами, во многом определяющими величину последствий от уже свершившейся аварии, являются гидрометеороусловия в районе разлива нефти, поскольку они влияют на выбор технологии ведения борьбы с разливами. Раздел «Географические и гидрометеорологические особенности района разлива нефтепродуктов» должен быть в планах ЛРН. Он требуется согласно различным Постановлениям [23]. Однако он помещается вне связи с другими разделами плана и потому не имеет практической ценности. Для того чтобы сделать эту информацию полезной, «работающей», необходимо построение

					3 Организация работ по локализации и ликвидации аварийных разливов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

сценариев аварии, увязывающих погодные условия с возможными действиями.

Более четко должно быть определено понятие «достаточности» сил и средств для ликвидации аварии. Пока есть одна отправная точка: время локализации разлива на акватории не должно превышать 4 часов (по Постановлению Правительства № 240), отсюда с достаточной точностью можно указать необходимую величину боновых заграждений (исходя из объема разлива и условий растекания конкретных нефтепродуктов).

### **3.2 Организация работ по локализации и ликвидации разлива нефти**

При выявлении аварийной ситуации с разливом нефти на водной поверхности необходимо предпринять меры по немедленной ликвидации разлива, целью которых является перенаправить разлив нефти к указанному месту сбора. Наиболее оптимальный алгоритм проведения операций по ЛЧС(Н) [23]:

- сообщение о разливе нефти;
- сбор отряда по ликвидации ЧС;
- оценка обстановки на месте разлива нефти;
- оценка своих сил и средств по локализации и ликвидации ЧС(Н) и изучение необходимости и возможности привлечения дополнительных средств от других взаимодействующих организаций;
- нанесение на карту фактической обстановки, прогноза растекания нефтепродуктов;
- разработка оперативного плана ликвидации разлива нефти и принятие решения на проведение операции по ликвидации разлива;
- постановка задач силам и средствам, привлекаемым к проведению операции по ЛЧС(Н);
- организация мероприятий по обеспечению пожарной безопасности;

					3 Организация работ по локализации и ликвидации аварийных разливов	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- организация материально-технического обеспечения операции по ЛЧС(Н);
- локализация разлива нефти на водной поверхности. Для этого используются установки боновых заграждений (БЗ). Первое судно аварийно-спасательной готовности (АСГ ЛРН) выпускает бон в воду, второе – подбирает второй край. Как только нефть достигнет бона, оба судна дрейфуют с одинаковой скоростью вместе с нефтью, унося ее к месту сбора. Для первичной локализации утечек нефти, именуемой «нулевой» рубеж, используются линии бонов до 300 м, которые устанавливаются вокруг аварийного объекта. Дальнейшее эффективное реагирование невозможно достичь без дополнительной установки для сбора нефти, вышедшей на акваторию до установки рубежа локализации и/или проникающей через боновые установки. Поэтому устанавливаются несколько каскадов БЗ общей длиной не менее 250-300 м для операции ЛРН за пределами «нулевых» рубежей.
- выбор тактики ликвидации в зависимости от имеющихся технических средств. Например, может быть применена следующая тактика (рис. 16):



Рисунок 16 – Схема организации нефтесборных ордера [3]

- первичная локализация разлива осуществляется U-ордерами. Они будут последовательно выставляться по нефтяным загрязнениям судами аварийно-спасательной готовности ЛРН и катерами-бонопостановщиками;
  - в случае надежного удержания разлива, катер-бонопостановщик выдвигается навстречу потоку и перестраивается в J-ордер с созданием нефтесборной ловушки у борта судна ЛРН;
  - для повышения эффективности сбора нефти и при благоприятных гидрометеорологических условиях ордер может продвигаться по направлению к месту утечки при условии соблюдения минимального удаления от места разлива.
- применение нефтесборных систем для сбора нефти в соответствии с планом и имеющимися техническими возможностями. Например, при использовании скиммеров, судно, расположенное ниже по направлению дрейфа, устанавливает скиммерную систему и приступает к сбору нефтепродукта [22].
  - определение количества емкостей, предназначенных для временного хранения собранных нефти;
  - ликвидация нефти на водной поверхности;
  - составление отчета о ликвидации ЧС(Н) и проведение восстановительных мероприятий по ликвидации последствий разлива.

### 3.3 Определение необходимого количества средств ликвидации

С целью определения количества необходимого оборудования определяются эксплуатационные возможности каждого из компонентов системы сбора.

Для локализации нефтяного пятна и определения его толщины определяется объем смеси воды с нефтью. Расчеты должны учитывать изменения в объеме вследствие испарения, эмульгирования, естественного

					3 Организация работ по локализации и ликвидации аварийных разливов	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

диспергирования и других изменений в связи с нахождением во внешней среде. Большое количество относительно малых разливов, быстро локализованных в спокойных водах, вероятнее всего не будет подвержено значительному эмульгированию или испарению, а также естественной дисперсии.

Выбор нефтесборного оборудования и его размеров основывается на расчетном объеме разлитой нефти, ее свойстве и условиях моря.

Средства сбора обычно дают возможность работать от 8 до 12 часов в сутки в зависимости от длины светового дня, времени транзита к очищаемому участку и от него.

Планировщики должны также учитывать время, отпускаемое на техническое обслуживание, передислокацию скиммера и рабочей платформы, перекачку извлеченной нефти и воды в хранилища, а также время, потерянное вследствие плохой погоды. Однако разные скиммеры имеют разные номинальную и реальную скорость сбора, что также должно быть принято в расчет.

**Длина бонового** заграждения выбирается такой, при которой оно может быть легко установлено и эффективно управляемо на участке разлива. Для достижения цели качественной ликвидации аварии должна учитываться комбинация следующих требований для бонов: их удерживающая способность должна соответствовать текущим метеорологическим условиям и боновая установка не должна препятствовать оказанию помощи терпящей бедствие платформе. В среднем, для локализации разлива нефти на открытой воде, при максимальном развертывании всех сил и средств, необходимо 2 часа.

Длина боновых заграждений (на направляющей и удерживающей линиях) должна позволять подвести нефть к одному из берегов на участки с пониженной гидродинамикой потока, в которых скорость перемещения нефтяного пятна будет составлять не более 0,25 м/сек, таким образом снижая турбулентные завихрения и «подныривания» нефти под боновые

					3 Организация работ по локализации и ликвидации аварийных разливов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

заграждения. В данных участках устанавливается НСУ и производится сбор загрязняющего нефтепродукта.

Длина БЗ ( $L_{бз}$ , м) на линиях направления, удержания и дозачистки определяется шириной и скоростью течения реки, углом установки БЗ и при условии полного перекрытия водотока определяется по формуле [28]:

$$L_{БЗ} = \frac{H}{\sin\alpha}$$

где  $H$  – ширина водотока, м;

$\alpha$  - угол постановки БЗ.

Угол установки ( $\alpha$ ) БЗ по отношению к направлению течения рассчитывается по формуле:

$$\tan \alpha = \frac{v_H}{v_p}$$

где  $\alpha$  – угол постановки БЗ

$v_H$  – желаемая скорость перемещения нефтяного пятна относительно БЗ;

$v_p$  – скорость течения реки, м/сек.

Общая длина БЗ на водотоках складывается из длины направляющих, концентрирующих БЗ и БЗ (сорбирующих изделий), используемых на рубежах дозачистки и берегозащитных, устанавливаемых для защиты берегов у концентрирующих БЗ и иных местах (в случае необходимости).

Исходя из вышеизложенного минимальная оснащенность БЗ на внутренних водах определяется исходя из следующих условий [24]:

- БЗ береговые (2-х или 3-х камерные) - не менее 3-х секций длиной не менее 10-ти м каждая на рубеж локализации для установки в прибрежной части водотоков вместе с направляющими БЗ;
- БЗ направляющие - из расчета полного перекрытия водотока в половодье на каждом рубеже локализации удерживающей линией БЗ и дополнительным рубежом, выставляемым на 1/3 длины удерживающей линией БЗ;

- количество рубежей локализации в безледный период при разливе 50 м<sup>3</sup> – 1; 500 м<sup>3</sup> – 3; 5000 м<sup>3</sup> – 7. Количество рубежей локализации в ледовый период независимо от объема разлива – 2.

**Выбор скиммера** для работы в порту рекомендуется проводить, исходя из емкости наибольшего бортового танка танкера, подходящего к терминалу или заходящего в порт. Производительность сбора должна быть такой, чтобы, по крайней мере, 50% объема наибольшего бортового танка было собрано за 12 часов. Характеристики различных типов скиммеров приведены в таблице 2 [26].

Таблица 2 – Производительность скиммеров

Тип скиммера	Производительность, куб. м/ч, при сборе				
	Дизельное топливо	Сырая легкая нефть	Тяжелая сырая нефть	Мазут М100	Содержание нефти в собранной смеси
Олеофильные скиммеры					
Дисковый, малый	0,4-1	0,2-2			80-95
Дисковый, большой		10-20	10-50		80-95
Щеточный	0,2-0,8	0,5-100	0,5-20	0,5-20	80-95
Цилиндровый, большой		10-30			80-95
Цилиндровый, малый	0,5-5	0,5-5			80-95
Тросовый		2-20	2-10		75-95
Пороговые скиммеры					
Пороговый,	0,2-10	0,6-5	2-10		20-80





## 4 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

### 4.1 Исходные данные

На нефтепроводе диаметром 1220 мм и толщиной стенки 14 мм на 32 км от насосной станции в конце апреля произошел разлив нефти на подводном переходе. В трубе результате коррозии образовалось отверстие – 31 мм х 20 мм (овальной формы). Отверстие расположено по верхней образующей трубы в 15° от вертикальной оси.

$\tau_a = 7$  ч 15 мин – время повреждения нефтепровода;

$\tau_0 = 7$  ч 30 мин – время остановки насосов;

$\tau_3 = 8$  ч 10 мин – время закрытия задвижек;

$\tau_i = 0,133$  ч – элементарный интервал времени, внутри которого режим истечения принимается неизменным;

$Q_0 = 0,93$  м<sup>3</sup>/с – расход нефти в неповрежденном нефтепроводе при работающих насосных станциях;

$Q = 1,34$  м<sup>3</sup>/с – расход нефти при работающих насосах в поврежденном нефтепроводе;

$l = 83$  км – протяженность аварийного участка нефтепровода между двумя насосными станциями;

$x^* = 32$  км – расстояние от насосной станции до места повреждения;

$l_{\text{зав1}} = 28$  км – расстояние от НПС до задвижки 1;

$l_{\text{зав2}} = 38$  км – расстояние от НГПС до задвижки 2;

$Z_1 = 161,18$  м – геодезическая отметка начала аварийного участка;

$Z_2 = 123,17$  м – геодезическая отметка конца аварийного участка;

$P_1 = 50,2 \cdot 10^5$  Па – давление в начале участка;

					<i>Организация работ по локализации и ликвидации аварийного разлива нефти и нефтепродуктов на водной поверхности</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<b>4 Расчетная часть</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Разраб.		Дурдыев М.					65	121
Руковод.		Саруев А.Л.				<b>ТПУ гр. 2Б7А</b>		
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

$P_2 = 5.6 \cdot 10^5$  Па – давление в конце участка;

$\rho = 0,85$  т/м<sup>3</sup> – плотность нефти;

$m_0 = 1,75$  – показатель режима движения нефти по нефтепроводу;

$d_{\text{вн}} = 0,5$  м – внутренний диаметр нефтепровода;

$\nu = 0.076 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>/с – кинематическая вязкость нефти;

$h_a = 10$  м.вод. ст. – напор, создаваемый атмосферным давлением;

$h_T = 1,5$  м – глубина заложения нефтепровода;

Профиль нефтепровода с поврежденным участком изображен на рисунке 17.

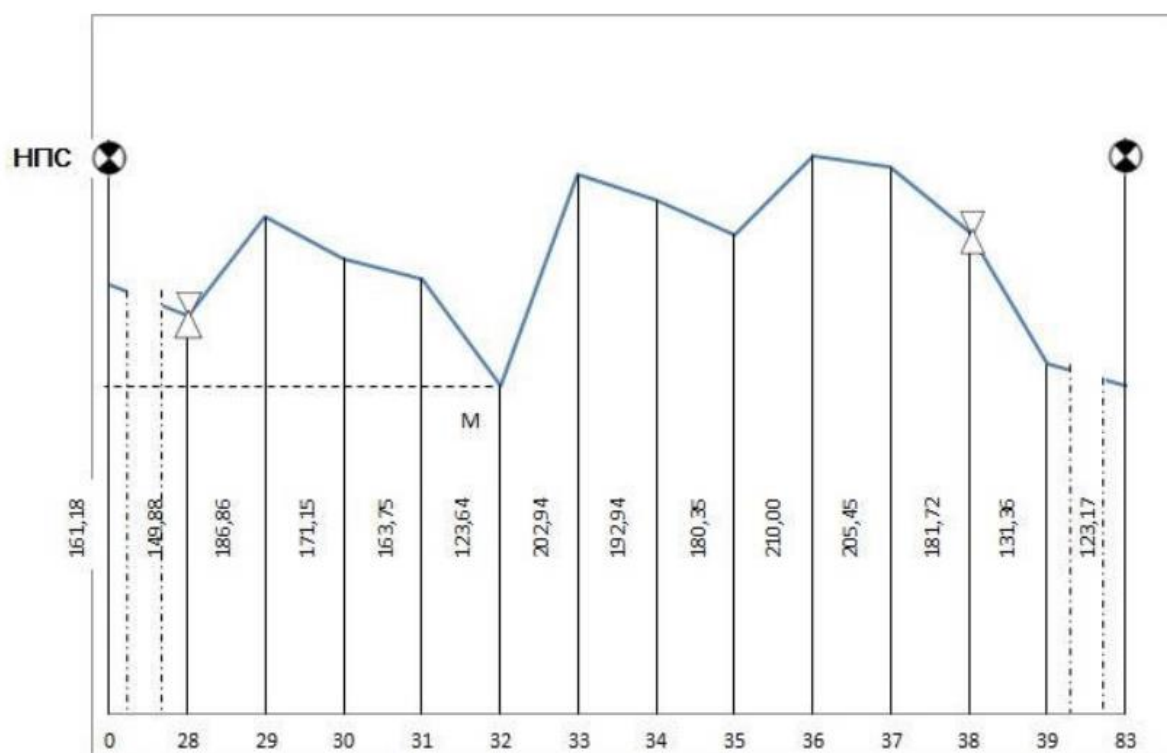


Рисунок 17 – Профиль нефтепровода с поврежденным участком

#### Необходимые расчеты:

1. Определение количества вылившейся в результате аварии нефти
2. Количество сорбента, которое необходимо для ее ликвидации.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

## 4.2 Расчет количества вылившейся в результате аварии нефти

*Определение объема нефти, вытекшей до момента остановки перекачки*

Согласно методике определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах объем нефти, вытекшей из нефтепровода с момента возникновения аварии до момента остановки перекачки рассчитывается по следующей формуле:

$$V_1 = Q_1 \cdot \tau_1 = Q_1 \cdot (\tau_0 - \tau_a)$$

Для того что бы найти  $Q_1$  нужно сначала найти гидравлический уклон  $i_0$ . Физический смысл гидравлического уклона – потеря напора на трение, приходящаяся на единицу длины трубопровода. То есть, гидравлический уклон есть отношение потери напора от трения к длине трубопровода.

Согласно формуле Дарси-Вейсбаха гидравлический уклон равен:

$$i = \frac{\lambda \cdot \omega^2}{D \cdot 2 \cdot g}$$

где  $\omega$  – средняя скорость потока течения жидкости в трубопроводе;

$\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления от трения;

$D_{\text{вн}}$  –внутренний диаметр трубопровода, м.

$$\omega = \frac{4 \cdot Q_0}{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2} = 0,835 \text{ м/с}$$

$Q_0 = 0,93 \text{ м}^3/\text{с}$  – расход нефти в неповрежденном нефтепроводе при работающих насосных станциях;

$$D_{\text{вн}} = 1220 - 2 \cdot 14 \text{ (толщина стенки)} = 1192 \text{ мм}$$

Скорость потока течения жидкости в трубопроводе определяет число Рейнольдса:

$$Re = \frac{\omega \cdot D_{\text{вн}}}{\nu} = \frac{0,835 \cdot 1192}{0,0000076 \cdot 1000} = 130775$$

где  $\nu$  - кинематическая вязкость жидкости,  $\text{м}^2/\text{с}$ .

По числу Рейнольдса определяем, что в нашем случае имеется турбулентный режим течения нефти, зона смешанного трения.

									Лист
									67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	4 Расчетная часть				

Значения коэффициентов эквивалентной шероховатости  $\Delta$  для стальных труб равен  $20 \cdot 10^{-2}$  мм.

$$\lambda = 011 \cdot \left( \frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{D_{\text{вн}}} \right)^{0,25} = 0,0178$$

Находим значение гидравлического уклона:

$$i = \frac{\lambda \cdot \omega^2}{D \cdot 2 \cdot g} = \frac{0,0178 \cdot 0,835^2}{1,192 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,0053$$

Расход нефти  $Q_1$  через место повреждения с момента возникновения аварии до остановки перекачки определим по формуле:

$$Q_1 = Q' - Q_0 \cdot \left( \frac{z_1 - z_2 + \frac{P' - P''}{\rho \cdot g} - i_0 \cdot x^* \cdot \left( \frac{Q'}{Q_0} \right)^{2-m_0}}{(l - x^*) \cdot i_0} \right)^{\frac{1}{2-m_0}} =$$

$$= 1,34 - 0,93 \cdot \left( \frac{161,18 - 123,17 + \frac{50,2 \cdot 10^5 - 5,6 \cdot 10^5}{0,85 \cdot 1000 \cdot 9,81} - 0,0053 \cdot 32000 \cdot \left( \frac{1,34}{0,93} \right)^{2-1,75}}{(83000 - 32000) \cdot 0,0053} \right)^{\frac{1}{2-1,75}} =$$

$$= 1,292 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Найдем объем нефти, вытекшей из нефтепровода с момента возникновения аварии до момента остановки перекачки:

$$V_1 = Q_1 \cdot (\tau_1 - \tau_a) = 1,292 \cdot (27000 - 26100) = 1163,21 \text{ м}^3$$

*Определение объема нефти, вытекшей с момента остановки перекачки до закрытия задвижек*

На рис. 18 красным цветом показан участок, с которого будет стекать нефть с момента остановки перекачки до закрытия задвижек, так как геодезическая отметка нефтепровода на 36 километре имеет наибольшее значение (210м).

					4 Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

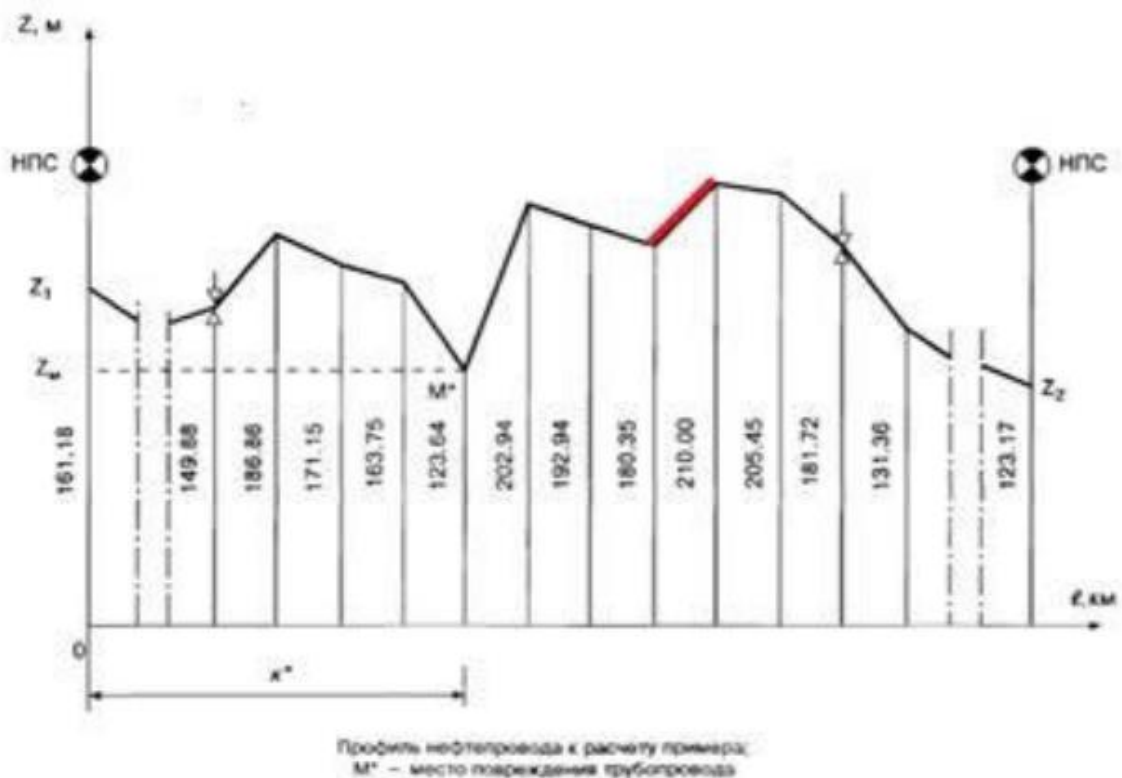


Рисунок 18 – Участок стекания нефти с момента остановки перекачки до закрытия задвижек

Рассчитаем объём  $V_2$  вытекшей нефти. Для этого разобьём процесс стекания нефти, который длился 40 минут, на 5 временных промежутков по 8 минут.

1. Рассчитаем объём вытекшей нефти за первый промежуток времени  $V_1^*$ .

Найдем напор в отверстии, соответствующий первому интервалу времени:

$$h_1 = z_1 - z_M - h_T - h_a = 210 - 123.64 - 1.5 - 10 = 74.86 \text{ м}$$

Найдем эквивалентный диаметр отверстия по формуле:

$$d_{\text{отв}} = \sqrt{\frac{4 \cdot \omega}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,001947}{\pi}} = 0,05 \text{ м}$$

Найдем число Рейнольдса по формуле:

$$Re_1 = \frac{d_{\text{отв}} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot h_1}}{\nu} = \frac{0.05 \cdot \sqrt{2 \cdot 9.81 \cdot 74.86}}{0.076 \cdot 10^{-4}} = 251072$$

					4 Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Так как число Рейнольдса находится в промежутке от 10000 до 300000, то коэффициент расхода  $\mu_1$  будет определяться по следующей формуле:

$$\mu_1 = 0,592 + \frac{5.5}{\sqrt{Re_1}} = 0,592 + \frac{5.5}{\sqrt{251072}} = 0,603$$

Определим расход  $Q_1$  нефти через дефектное отверстие соответствующий первому временному интервалу:

$$Q_1 = \mu_1 \cdot \omega \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot h_1} = 0,603 \cdot 0,001947 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 74,86} = 162 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Найдем  $V_1^*$ .

$$V_1^* = Q_1 \cdot \tau_1 = 162 \cdot 0,133 = 21,6 \text{ м}^3$$

2. Рассчитаем объём вытекшей нефти за второй промежуток времени  $V_2^*$

Сначала определим геодезическую отметку  $z_2^*$  начала участка, соответствующего второму временному интервалу. Для этого будет необходимо рассчитать длину участка  $l_1$ , соответствующего первому временному интервалу, и угол  $\alpha$ , изображенный на рис. 19.

$$l_1 = \frac{4 \cdot V_1}{\pi \cdot d_{\text{BH}}^2} = \frac{4 \cdot 21,6}{\pi \cdot 0,192^2} = 19,35 \text{ м}$$

$$\text{tg} \alpha = \frac{x_2 - x_1}{z_1 - z_2} = \frac{36000 - 35000}{210 - 180,35} = 11,52$$

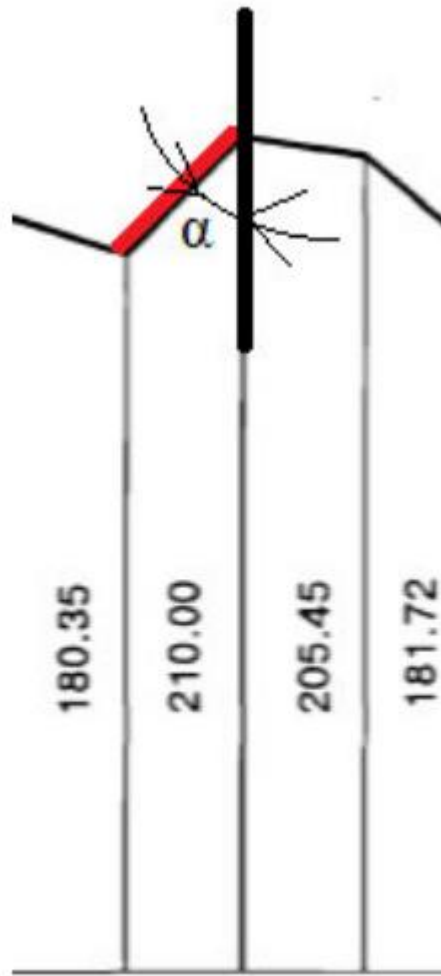


Рисунок 19 – Обозначение угла  $\alpha$

Отсюда  $\alpha = \arctg 11,52 = 85,04^\circ$ .

Теперь определим разность геодезических отметок  $\Delta z_1^*$  начал первого и второго участков:

$$\Delta z_1^* = l_1 \cdot \cos \alpha = 19,35 \cdot \cos 85,04^\circ = 1,674 \text{ м}$$

Найдем  $z_2^*$ :

$$z_2^* = z_1 - \Delta z_1^* = 210 - 1,674 = 208,326 \text{ м}$$

Найдем напор в отверстии, соответствующий первому интервалу времени:

$$h_2 = z_2^* - z_M - h_T - h_a = 208,326 - 123,64 - 1,5 - 10 = 73,186 \text{ м.}$$

Найдем число Рейнольдса по формуле:

					4 Расчетная часть	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Re_2 = \frac{d_{\text{отв}} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot h_2}}{\nu} = \frac{0.05 \cdot \sqrt{2 \cdot 9.81 \cdot 73.186}}{0.076 \cdot 10^{-4}} = 248249$$

Так как число Рейнольдса находится в промежутке от 10000 до 300000, то коэффициент расхода  $\mu_1$  будет определяться по следующей формуле:

$$\mu_2 = 0,592 + \frac{5.5}{\sqrt{Re_2}} = 0,592 + \frac{5.5}{\sqrt{248249}} = 0,603$$

Определим расход  $Q_2$  нефти через дефектное отверстие соответствующий второму временному интервалу:

$$Q_2 = \mu_2 \cdot \omega \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot h_2} = 0,603 \cdot 0,00072 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 73,186} = 164 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Найдем  $V_1^*$ .

$$V_2^* = Q_2 \cdot \tau_2 = 164 \cdot 0.133 = 21,88 \text{ м}^3$$

3. Аналогичным образом рассчитаем объёмы вытекшей нефти на участках, соответствующих третьему, четвертому и пятому временным интервалам. Они получились следующие:

$$V_3^* = Q_{23} \cdot \tau_3 = 158,36 \cdot 0.133 = 21,115 \text{ м}^3$$

$$V_4^* = Q_4 \cdot \tau_4 = 156,56 \cdot 0.133 = 20,874 \text{ м}^3$$

$$V_5^* = Q_5 \cdot \tau_5 = 164 \cdot 0.133 = 20,634 \text{ м}^3$$

4. На основании рассчитанных объёмов определим объём нефти, вытекшей с момента остановки перекачки до закрытия задвижек:

$$V_2 = V_1^* + V_2^* + V_3^* + V_4^* + V_5^* = 21,6 + 21,88 + 21,115 + 20,874 + 20,634 = 105,575 \text{ м}^3$$

*Определение объема нефти, вытекшей с момента закрытия задвижек до прекращения утечки*

Определим участки нефтепровода, с которых будет вытекать нефть с момента закрытия задвижек до прекращения утечки. Этими участками

					4 Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72



являются участки  $\Gamma_1, \Gamma_2, \Gamma_3, \Gamma_4, \Gamma_5$ , которые обращены в пространстве к месту повреждения нефтепровода. Данные участки отображены на рис.20.

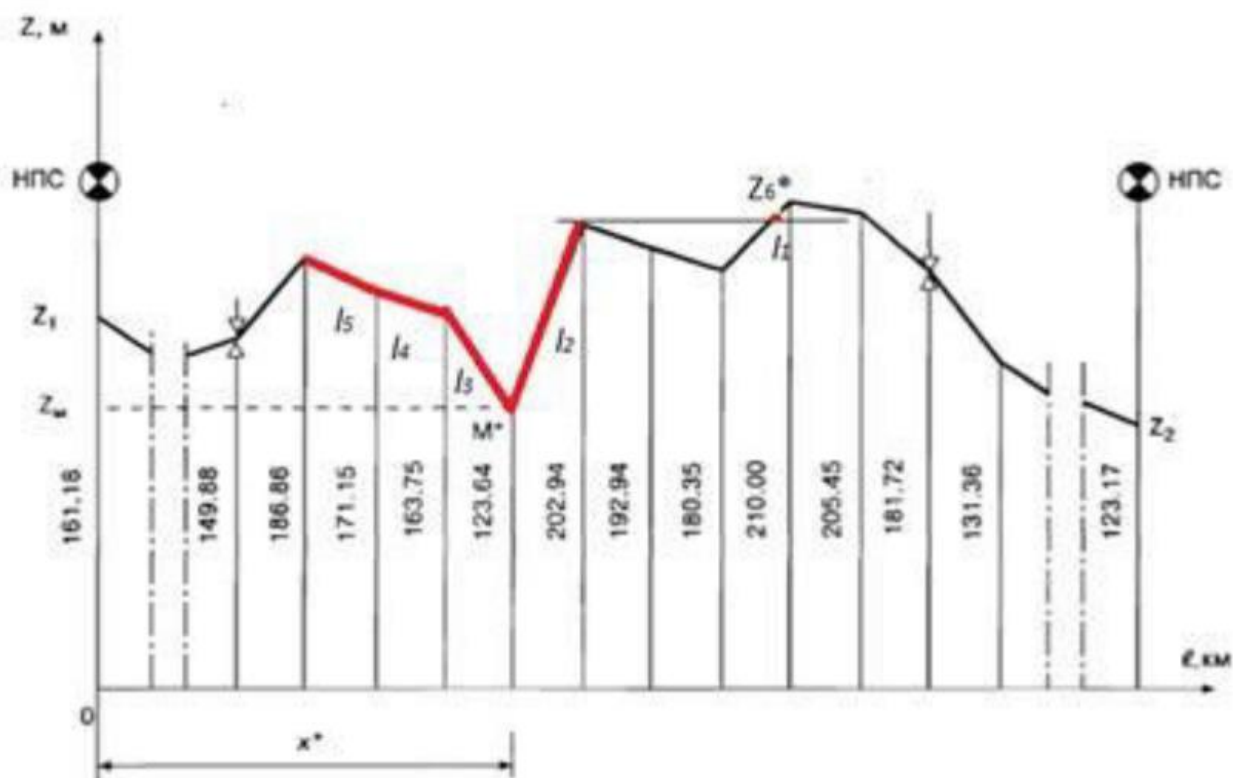


Рисунок 20 – Участки нефтепровода, с которых стекает нефть с момента закрытия задвижек до прекращения утечки

Основной объём вытекшей после закрытия задвижек нефти  $V_3$  определим по формуле:

$$V_3 = \frac{\pi \cdot d^2 \cdot l}{4}$$

где  $l$  - сумма длин участков нефтепровода обращенных к месту повреждения.

##### 5. Расчёт длины первого участка $\Gamma_1$ .

Определим разность геодезических отметок  $\Delta z_5^*$  начала и конца участка, соответствующего пятому временному интервалу:

$$\Delta z_5^* = l_5 \cdot \cos \alpha = 29.82 \cdot \cos 85.04^\circ = 1.599 \text{ м}$$

Найдем геодезическую отметку конца участка, соответствующего пятому временному интервалу по формуле:

$$z_6^* = z_5^* - \Delta z_5^* = 203.416 - 1.599 = 201.817 \text{ м}$$

Определим разность геодезических отметок конца участка, соответствующего пятому временному интервалу, и самой высокой точкой участка  $\Gamma_2$  (на 53 километре, рис.20.):

$$\Delta z_1^* = z_6^* - z_1 = 201.817 - 202.94 = -1.123 \text{ м}$$

Следовательно, с участка  $l_1$  истечение закончилось и длина  $\Gamma_1$  в дальнейших расчётах принимается за 0.

#### 6. Расчёт длины второго участка $\Gamma_2$ .

Определим разность геодезических отметок начала и конца участка  $\Gamma_2$  (по рис.20.):

$$\Delta z_2 = 201.82 - 123.64 = 78.177 \text{ м}$$

Рассчитаем длину второго участка  $l_2$  :

$$l_2 = \sqrt{x^2 + \Delta z_2^2} = \sqrt{1000^2 + 78.177^2} = 1003.051 \text{ м}$$

где  $x$  - горизонтальное проложение между началом и концом участка.

#### 7. Расчёт длины третьего участка $\Gamma_3$ :

Определим разность геодезических отметок начала и конца участка  $l_3$ : (по рис.20.):

$$\Delta z_3 = 163.75 - 123.64 = 40.11 \text{ м}$$

Рассчитаем длину третьего участка  $l_3$ :

$$l_3 = \sqrt{x^2 + \Delta z_3^2} = \sqrt{1000^2 + 40.11^2} = 1000.804 \text{ м}$$

где  $x$  - горизонтальное проложение между началом и концом участка.

#### 8. Расчёт длины четвертого участка $\Gamma_4$ :

					4 Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Определим разность геодезических отметок начала и конца участка  $l_4$ : (по рис.20.):

$$\Delta z_4 = 171,15 - 163,75 = 7,4 \text{ м}$$

Рассчитаем длину четвертого участка  $l_4$ :

$$l_4 = \sqrt{x^2 + \Delta z_{34}^2} = \sqrt{1000^2 + 7,4^2} = 1000,027 \text{ м}$$

где  $x$  - горизонтальное проложение между началом и концом участка.

9. Расчёт длины пятого участка  $l_5$ :

Определим разность геодезических отметок начала и конца участка  $l_5$ : (по рис.20.):

$$\Delta z_5 = 186,86 - 171,15 = 15,71 \text{ м}$$

Рассчитаем длину пятого участка  $l_5$ :

$$l_5 = \sqrt{x^2 + \Delta z_5^2} = \sqrt{1000^2 + 15,71^2} = 1000,123 \text{ м}$$

где  $x$  - горизонтальное проложение между началом и концом участка.

10. Найдем  $l$ :

$$l = l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5 = 1003,139 + 1000,804 + 1000,027 + 1000,123 = 4004,093 \text{ м}$$

Рассчитаем основной объём нефти вытекшей после

$$V_3 = \frac{\pi \cdot d^2 \cdot l}{4} = \frac{\pi \cdot 1,192^2 \cdot 4004,093}{4} = 4468,343 \text{ м}^3$$

Из исходных данных отверстие расположено по верхней образующей трубы в  $15^\circ$  ( $0,26$  рад.) от вертикальной оси. Согласно таблице 2.2 из методики определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утв. Минтопэнерго РФ 1 ноября 1995 г.) для данной конфигурации повреждения коэффициент  $A$  составляет  $0,528$ .

Объём опорожнения участка нефтепровода, примыкающего к месту повреждения  $\Delta V_3$ , учитывая его профиль, находится по формуле:

					4 Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

$$\Delta V_3 = A \cdot D_{\text{BH}}^3 \cdot \left( \frac{1}{k(x_i)} + \frac{1}{k(x_j)} \right)$$

Необходимость расчета данного объема заключается в том, что при опорожнении участка в трубопроводе остается нефть, которую следует учесть для более точных расчетов.

Определим  $k(x_i)$  по формуле:

$$k(x_i) = \left| \frac{z_{i+1} - z_i}{x_{i+1} - x_i} \right| = \left| \frac{163.75 - 123.64}{31000 - 32000} \right| = 0.04011$$

Определим  $k(x_j)$  по формуле:

$$k(x_j) = \left| \frac{z_{j+1} - z_j}{x_{j+1} - x_j} \right| = \left| \frac{202.94 - 123.64}{33000 - 32000} \right| = 0.0793$$

Рассчитаем  $\Delta V_3$

$$\begin{aligned} \Delta V_3 &= A \cdot D_{\text{BH}}^3 \cdot \left( \frac{1}{k(x_i)} + \frac{1}{k(x_j)} \right) = \\ &= 0.528 \cdot 1.192^3 \cdot \left( \frac{1}{0.04011} + \frac{1}{0.0793} \right) = 33.57 \text{ м}^3 \end{aligned}$$

Определим объём нефти, вытекшей с момента закрытия задвижек до прекращения утечки  $V_3$  по формуле:

$$V_3 = V_3' - \Delta V_3 = 4468,343 - 33,57 = 4434,773 \text{ м}^3$$

### Расчет необходимого сорбента

Определим общий объём (общей массы), вылившийся при аварии нефти с момента возникновения аварии до прекращения утечки:

$$V = V_1 + V_2 + V_3 = 1163,21 + 105,575 + 4434,773 = 5703,558 \text{ м}^3$$

И соответственно, зная плотность, рассчитаем массу нефти:

$$M = \rho \cdot V = 0.85 \cdot 5703.558 = 4848.024 \text{ т}$$

Количество сорбентов  $P_c$ , кг, определяется в соответствии с РД 153-39.4Р-125-02\* по формуле:

$$P_c = \frac{N_q \cdot M_{\Sigma H}}{100 \cdot C_{\text{сп}}}$$

Где	$N_q$ – доля нефти, собираемой сорбентом (%);				Лист
		4 Расчетная часть			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	76

$M_{\Sigma H}$  -- количество вылившейся нефти, т;

$C_{сп}$  – сорбционная способность используемого сорбента

В качестве сорбента выбираем «Ньюсорб» с сорбционной способностью 9 г/г. Доля нефти, собираемой сорбентом принимается 2-3%.

Учитывая процент нефти находящейся на поверхности воды, загрязняющей берег и растительность, испаряющейся и эмульгирующей, количество сорбентов необходимых для ликвидации последствий аварийного разлива нефти составит:

$$P_c = \frac{N_q \cdot M_{\Sigma H}}{100 \cdot C_{сп}} \cdot 0,95 = \frac{2 \cdot 4848,024}{100 \cdot 9} \cdot 0,95 = 10,72 \text{ т}$$

					4 Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7А	Дурдыеву Максатниязу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 "Нефтегазовое дело"

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Бюджет проекта – не более 340000 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 245000 руб., затраты на оборудование – 7000 руб., материальные затраты – 41000руб..
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент – 1,3. Накладные расходы – 16%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды: 30% от фонда оплаты труда (ФОТ) 0,2% отчисления на травматизм

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ конкурентных технических решений. Анализ потенциальных потребителей. SWOT-анализ.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование работ и оценка их выполнения. Разработка диаграммы Ганта. Бюджет проекта.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Определение интегрального показателя ресурсоэффективности.

**Перечень графического материала** (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Анализ конкурентных технических решений
2. Матрица SWOT
3. График проведения исследования.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН ШБИП	Клемашева Елена Игоревна	Кандидат экономических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б7А	Дурдыев Максатнияз		

## 5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Нефть, разлитая на открытой водной поверхности, быстро растекается, формируя тонкую пленку. В таких условиях в первую очередь необходимо осуществить локализацию нефтяного пятна, чтобы предотвратить дальнейшее растекание нефти и обеспечить максимальную толщину нефтяной пленки для ее эффективного сбора.

Для локализации аварийных разливов нефти (ЛАРН) на открытой воде используют следующие традиционные технологии:

- боновые ограждения «нулевого» рубежа - заранее или оперативно устанавливаемые ограждения судов, платформ и причалов, являющихся источниками разливов нефти; отклонение/остановка дрейфа - линии направляющих боновых ограждений с закреплением концов бонов на берегу или на морских сооружениях;
- применение сорбентов для сбора нефти на водной поверхности
- сбор нефти и нефтепродуктов скиммерами, установленными (закрепленными) на судах в нефтесборных ловушках, образующихся при тралении разлива или сбор спускаемыми на воду плавающими скиммерами в местах с наибольшими концентрациями нефтепродуктов, создаваемыми в U- или J-образных нефтесборных ловушках с использованием буксируемых линий бонов;
- использование комбинированных схем для получения преимуществ каждой из технологий.

					<i>Организация работ по локализации и ликвидации аварийного разлива нефти и нефтепродуктов на водной поверхности</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<b>5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	<i>Дурдыев М.</i>						79	121
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>					<b>ТПУ гр. 2Б7А</b>		
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							

Данная выпускная квалификационная работа направлена на изучение технологий локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на водной поверхности. Цель данного раздела – анализ и подбор конкурентоспособных технологии и материалов ЛАРН, а именно выбор подходящих сорбентов, которые являются ресурсоэффективными и отвечают современным требованиям ресурсосбережения.

## **5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

### **5.1.1 Анализ конкурентных технических решений**

В настоящее время существует большое количество сорбентов, которые применяются при локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на водной поверхности. Наиболее часто используются следующие: «Экосорб», «Ньюсорб» и «Унисорб».

Произведем оценку основных характеристик по 5-ти бальной шкале, где 5 – наилучший показатель данного критерия, а 1 – наихудший. Сведем имеющиеся данные по разным методам эксплуатации скважин в таблицу 3.

					ресурсосбережение 5 Финансовый менеджмент. ресурсоэффективность и	Лист
Изм.	Лист	докум.	Подпись	Дата		80



Таблица 3 – Оценочная карта для сравнения конкурентных методов эксплуатации скважин

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Экосорб	Ньюсорб	Унисорб	Экосорб	Ньюсорб	Унисорб
1. Простота использования	0,15	4	1	5	0,6	0,15	0,75
2. Экономичность	0,2	4	5	2	0,8	1	0,4
3. Скорость действия	0,25	3	4	2	0,75	1	0,5
4. Безопасность	0,1	1	2	1	0,1	0,2	0,1
5. Цена	0,3	4	5	1	1,2	1,5	0,3
<b>Итого</b>	<b>1</b>				<b>3,45</b>	<b>3,85</b>	<b>2,05</b>

Наибольшее количество баллов получил сорбент «Ньюсорб» (рис. 21.).

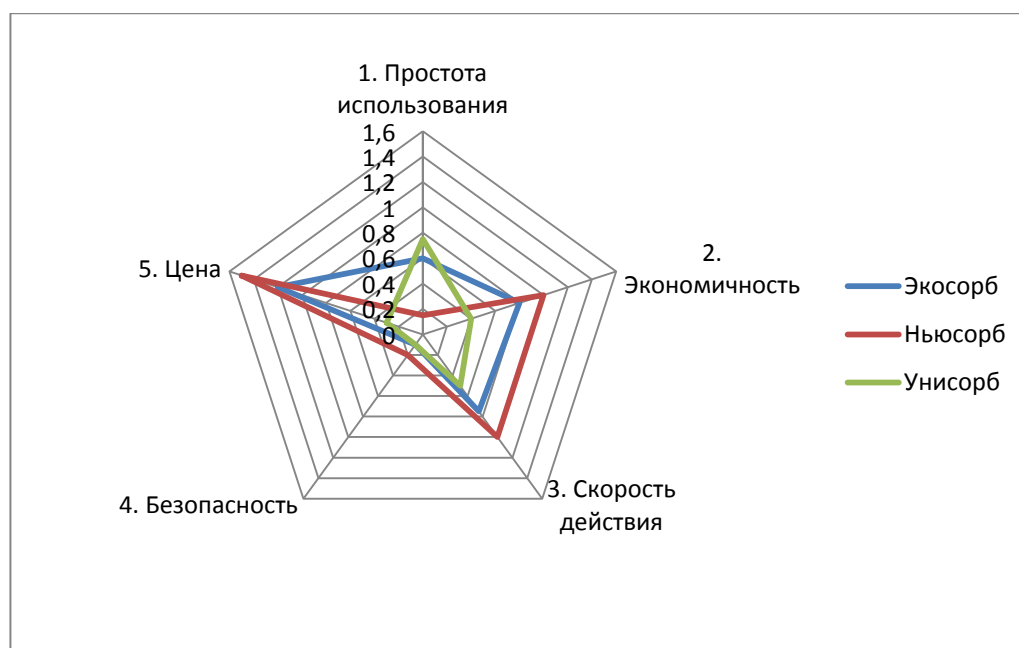


Рисунок 21 – Сравнение конкурентных сорбентов

При этом у Ньюсорба минимальный балл за простоту использования и безопасность. Но при этом отличные показатели по таким критериям как Цена и Экономичность. Поэтому рекомендовано использовать именно этот сорбент.

## 5.1.2 SWOT-анализ

В предыдущей части мы выяснили, что использование ингибитора Ньюсорб является наиболее подходящим методом ликвидации аварийных разливов нефти на водной поверхности. Проведем SWOT анализ.

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Сильные и слабые стороны – это внутренняя среда, то что имеется уже на текущий момент времени. Возможности и угрозы – факторы внешней среды, они могут произойти, а могут и нет, это зависит в том числе и от принятых действий и решений. Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Матрица SWOT-анализа

<p>Сильные стороны:</p> <p>C1. Низкая стоимость проведения операций</p> <p>C2. Небольшой расход сорбента</p>	<p>Слабые стороны:</p> <p>Сл1. Низкая безопасность</p> <p>Сл2. Сложность транспортировки и хранения</p>
<p>Возможности:</p> <p>V1. Увеличение дохода предприятия за счет низкого расхода</p> <p>V2. Использование новых более эффективных сорбентов</p>	<p>Угрозы:</p> <p>У1. Плохая разработанность методики ликвидации при помощи сорбентов</p> <p>У2. Снижение производительности труда</p>

При анализе таблицы 4 выявлены корреляции сильных сторон и возможностей проекта : V1C2C3, V2C1C3, V3C1C3; корреляции слабых сторон и возможностей проекта : V1Сл1Сл3, V3Сл3; корреляции сильных сторон и угроз проекта : У2С2, У3С2С3; корреляции слабых сторон и угроз проекта : У1Сл2, У2Сл2Сл3, У3Сл1Сл2.

**Вывод:** проект имеет высокую актуальность научного исследования, что приведет к совершенствованию технологической составляющей, созданию конкуренции зарубежным предприятиям и появлению заинтересованных заказчиков. Задержка финансирования разработки проекта может служить существенной угрозой.

Из матрицы SWOT видно, что необходимо сделать упор на такие сильные стороны, как стоимость и небольшой расход сорбента, так как именно эти сильные стороны проекта связаны с наибольшим количеством возможностей. Что касается слабых стороны, необходимо обратить внимание на повышение экологической безопасности и проблемы транспорта, и хранения сорбента. Работа над этими недостатками позволит повысить конкурентоспособность, уменьшить влияние внешних угроз на проект.

## **5.2 Планирование научно-исследовательских работ**

### **5.2.1 Структура научно-технического исследования**

Для реализации проекта по научно-техническому исследованию ингибиторной защиты предполагается выполнить ряд работ:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Указанные работы с распределением исполнителей приведены в таблице 5.

					ресурсосбережение 5 Финансовый менеджмент. ресурсоэффективность и	Лист
Изм.	Лист	докум.	Подпись	Дата		83

Таблица 5 – Перечень работ и распределение исполнителей

№ этапа работы	Наименование работы	Исполнители работы
1 Разработка технического задания	Составление и утверждение технического задания	Консультант, инженер
2 Выбор направления исследования	Планирование методики проведения исследования Календарное планирование работ	Консультант, инженер
3 Теоретические исследования	Проведение теоретических исследований, изучение литературы Расчет параметров и характеристик методов ПЭС и КЭС	Инженер
4 Обобщение и оценка результатов	Проведение практического расчета энергоэффективности методов Оценка эффективности полученных результатов	Инженер
5 Оформление отчета	Оформление расчетов Составление пояснительной записки	Инженер

### 5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{minі} + 2t_{maxі}}{5},$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;

$t_{minі}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.;

$t_{maxі}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.

Определим продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_{pi}$ , учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}$$

где –  $T_{pi}$  продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.- дн.

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

### 5.2.3 Разработка графика проведения научно-технического исследования

Построим наглядный график проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. График представлен в таблице 6.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней переведем в календарные дни и занесем данные в таблицу 4.5. Для этого воспользуемся следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;  $T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$  – коэффициент календарности.

Согласно производственному календарю (для 6-дневной рабочей недели) в 2020 году 365 календарных дней, 299 рабочих дней, 66 выходных/праздничных дней.

Рассчитаем коэффициент календарности:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22,$$

где  $T_{кал}$  – количество календарных дней в году ( $T_{КАЛ} = 365$ );

$T_{вых}$  – количество выходных дней в году;

$T_{пр}$  – количество праздничных дней в году.

					ресурсосбережение	Лист
					5 Финансовый менеджмент. ресурсоэффективность и	85
Изм.	Лист	докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6 – Календарный план-график проведения НИОКР

Вид работы	Исполнители	$T_{ki}$ , дней	Продолжительность выполнения работ											
			февраль		март			апрель			май			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2		
1 Разработка технического задания	Консультант, инженер	20												
2 Выбор направления исследования	Консультант, инженер	10												
3 Теоретические исследования	Инженер	30												
4 Обобщение и оценка результатов	Инженер	2												
5 Оформление отчета	Инженер	4												

Руководитель	Инженер

Таблица 7 – Временные показатели проведения научного исследования

Наименование работы	Исполнители работы	Трудоёмкость работ, чел-дни			Длительность работ, дни	
		$t_{\min}$	$t_{\max}$	$t_{\text{ож}}$	$T_p$	$T_k$
1 Разработка технического задания	Консультант, инженер	10	15	12	10	10
2 Выбор направления исследования	Консультант, инженер	10	15	12	5	5
3 Теоретические исследования	Инженер	10	15	12	15	15
4 Обобщение и оценка результатов	Инженер	10	15	12	11	11
5 Оформление отчета	Инженер	20	25	22	12	12

Таблица 7 показывает распределение трудоёмкости проекта.

#### 5.2.4 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета НТИ обеспечиваем полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета используем следующие группировки по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- амортизационные отчисления;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- накладные расходы;

#### 5.2.5 Материальные затраты

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

В стоимость материальных затрат включается стоимость материалов, которые используются при проектировании системы ликвидации аварийных разливов нефти на водной поверхности, а именно канцелярских принадлежностей (таблица 8).

Таблица 8 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на комплект, (З <sub>м</sub> ), руб.
Ингибитор, мешок	Шт.	40	880	35200
Суммарная стоимость				35200
Итого, с транспортными расходами				40480

Расчеты по приобретению оборудования сводятся в таблицу 9.

Таблица 9 – Бюджет на приобретения оборудования

Наименование	Кол-во	Цена за ед., тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
Компьютер	1	60	60
ИТОГО			60

### 5.2.6 Амортизационные отчисления

Под амортизационными отчислениями понимаются отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа. Произведем расчет амортизации персонального компьютера с начальной стоимостью 40 тыс. руб. Срок использования ПК примем равным 4 месяца. Срок службы компьютера примем равным 3 годам. Тогда:



Норма амортизации:

$$A_n = \frac{1}{n} * 100\% = \frac{1}{3} \times 100\% = 33,33\%$$

Годовые амортизационные отчисления:

$$A_g = 60000 \times 0,33 = 19800 \text{ рублей}$$

Ежемесячные амортизационные отчисления:

$$A_m = \frac{19800}{12} = 1650 \text{ рублей}$$

Итоговая сумма амортизации основных средств:

$$A = 1650 \times 4 = 6600 \text{ рублей}$$

### 5.2.7 Заработная плата исполнителей

Оклад руководителя проекта составляет 26050 руб., оклад инженера 23100 руб.

В данном пункте рассчитываем основную заработную плату работников участвующих в выполнении работ по данной теме.

Затраты на заработную плату:

$$Зп = Зосн + Здоп$$

Зосн – основная заработная плата, руб.

Здоп – дополнительная заработная плата, руб.

Заработная плата основная:

$$Зосн = Здн \times Тр \times (1 + Кпр + Кд) \times Кр$$

Здн – среднедневная заработная плата, руб.

Кпр – премиальный коэффициент (0,3);

Кд – коэффициент доплат и надбавок (0,2-0,5);

Кр – районный коэффициент (для Томска 1,3);

Тр – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дни

Среднедневная заработная плата:

$$Здн = \frac{Зм \times М}{Fд}$$

					5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и	Лист
Изм.	Лист	№ докум. №	Подпись	Дата		89

Зм –оклад работника за месяц, руб.

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года. Для преподавателя отпуск составляет 56 дней, следовательно М = 10,1

Фд – Фд – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (табл. 10).

Таблица 10 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Консультант	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни/праздничные дни	66	66
Потери рабочего времени - отпуск/невыходы по болезни	58	58
Действительный годовой фонд рабочего времени	241	241

Рассчитаем среднедневную заработную плату для инженера и консультанта, данные внесем в таблицу 4.8:

$$З_{дн\_конс.} = \frac{Зм \times М}{Фд} = \frac{26050 \times 10,1}{241} = 1091,72 \text{ руб.}$$

$$З_{дн\_инж.} = \frac{Зм \times М}{Фд} = \frac{23100 \times 10,1}{241} = 968,1 \text{ руб.}$$

Полученные значения сведем в таблицу 11

Таблица 11 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Здн, руб.	Кпр	Кд	Кр	Тр	Зосн
Инженер	968,10	0,05	0,05	1,3	110	152 280,76
Консультант	1091,72	0,05	0,05	1,3	9	14 050,46
Итого						166 331,22

Рассчитаем дополнительную заработную плату, отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы, данные внесем в таблицу 12.

Расчет дополнительной заработной платы исполнителей:

$$З_{\text{доп}} = 0,12 \times З_{\text{осн}}$$

Расчет отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления):

$$З_{\text{внеб}} = 0,3 \times (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}})$$

Рассчитаем накладные расходы:

$$З_{\text{накл}} = 0,16 \times (З_{\text{мат}} + З_{\text{амор}} + З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} + З_{\text{внеб}}).$$

Полученные значения сведем в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчеты дополнительной заработной платы, отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы

Исполнитель	Здоп, руб.	Звнеб, руб.	Знакл, руб.
Инженер	18 273,69	51 166,34	
Консультант	1 686,06	4 720,96	
Итого	19 959,75	55 887,29	46 281,32

В результате расчетов получили суммы дополнительной заработной платы, отчисления в страховые фонды и накладные расходы. Сумма указанных затрат составляет 128 535,37 руб.

### 5.2.8 Формирование бюджета затрат

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основной для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку. Данные бюджета затрат НИИ приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Бюджет затрат

Наименование	Сумма, руб.	Удельный вес, %
Материальные затраты	40 480	12%
Затраты на амортизацию	6 600	2%
Затраты на основную заработную плату	166 331,22	49%
Затраты на дополнительную заработную плату	19 959,75	6%
Страховые взносы	55 887,29	16%
Отчисления на травматизм	3 725,82	1%
Накладные расходы	46 281,32	14%
<b>Общий бюджет</b>	<b>339 265,40</b>	<b>100%</b>

Таблица 4.13 показывает распределение затрат по статьям расходов в бюджете НТИ. 49% составляют затраты на основную заработную плату. Общий бюджет составил около 340 тыс. рублей.

#### **Выводы по результатам расчетов:**

В данном разделе был выполнен анализ ресурсоэффективности и ресурсосбережения проведения научно-исследовательской работы на тему оценки эффективности использования сорбента для ликвидации разливов нефти на водной поверхности. В ходе расчета было выявлено, что по сравнению с конкурентами сорбент Ньусорб обладает многими преимуществами, основным из которых является низкая стоимость проведения работ и высокая эффективность. Но данный метод имеет и слабые стороны, и происходящие из них угрозы.

Проведен расчет бюджета на проведение научно-исследовательской работы. Посчитаны материальные затраты и затраты на амортизацию оборудования, заработная плата с отчислениями и накладными расходами. Общий бюджет составил **339,265** руб. При этом почти половина средств уйдет на оплату труда.

## 5.3 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования

### 5.3.1 Определение сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования. Для получения интегрального показателя финансовой эффективности наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится финансовое значение по варианту исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{\text{р}i}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (8)$$

где – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{\text{р}i}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

$I_{\text{финр} 1} = 1.$

$I_{\text{финр} 2} = 411/330=1,25;$

					5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		93

**Интегральный показатель ресурсоэффективности** вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (9)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$b_i^a, b_i^p$  – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

$n$  – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности в форме таблицы, приведен ниже (табл. 14).

Таблица 14 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Проект	Аналог
1. Простота использования	0,15	1	5
2. Экономичность	0,2	5	2
3. Скорость действия	0,25	4	2
4. Безопасность	0,1	2	1
5. Цена	0,3	5	1
ИТОГО	1	17	11

Основываясь на данных таблицы показатели ресурсоэффективности текущей работы и аналога принимают следующие значения:

$$l_m^p = 0,15 \cdot 1 + 0,2 \cdot 5 + 0,25 \cdot 4 + 0,1 \cdot 2 + 0,3 \cdot 5 = 2,35$$

$$l_m^a = 0,15 \cdot 5 + 0,2 \cdot 2 + 0,25 \cdot 2 + 0,1 \cdot 1 + 0,3 \cdot 1 = 1,75$$

Интегральный показатель эффективности разработки ( $l_{финр}^p$ ) и аналога ( $l_{финр}^a$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$l_{финр}^p = l_m^p / l_\phi^p = 2,35 / 1 = 2,35;$$

$$l_{финр}^a = l_m^a / l_\phi^a = 1,75 / 1,25 = 1,4.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность исследования. Сравнительная эффективность исследования рассчитывается по формуле:

$$Эср = l_{финр}^p / l_{финр}^a = 2,35 / 1,4 = 1,68.$$

где Эср – сравнительная эффективность исследования.

Таблица 15 – Сравнительная эффективность исследования

№ п/п	Показатели	Проект	Аналог
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	1,25
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	2,35	1,75
3	Интегральный показатель эффективности	5	3,32
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,68	

Сравнение на основании таблицы 15 позволяет сделать вывод, что рассматриваемое исследование по сравнению с аналогом имеет большую эффективность, как по интегральному финансовому показателю, так и по показателю ресурсоэффективности разработки.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7А	Дурдыеву Максатнизу

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

<b>Организация работ по локализации и ликвидации аварийного разлива нефти и нефтепродуктов на водной поверхности</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объектом исследования является аварийный разлив нефти на водную поверхность (реки, озера, моря). Разливы нефти на водную поверхность крайне негативно влияют на окружающую среду и биоту. Последствия аварийного разлива могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации. Следовательно объект исследования представляет особую опасность и требует своевременного обнаружения и быстрой и качественной ликвидации.</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 05.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда</i></li> <li>– РД 153-112-014-97 «Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепродуктопроводах»</li> <li>– РД 153-112-014-97 «Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепродуктопроводах»</li> <li>– РД 39-0147103-365-86 «Инструкция по рекультивации земель, загрязненных нефтью»</li> <li>– РД 52.24.476- 2007 «Массовая концентрация нефтепродуктов в водах»</li> <li>– СанПиН 2.2.4.548-96 «Физические факторы производственной среды»</li> <li>– ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»</li> </ul>



<p><b>2. Производственная безопасность:</b>  2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов  2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p><i>2.1. Вредные факторы:</i>  – загазованность парами испарений разлива нефти воздуха рабочей зоны (зоны ликвидации последствий аварии);  – повышенная или пониженная температура воздуха;  – повышенный уровень шума;  – недостаточная освещенность рабочей зоны;  – превышение уровня вибрации.  <i>Опасные факторы:</i>  – механическое травмирование;  – термическое воздействие;  – электрический ток.</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность:</b></p>	<p><i>При аварийных разливах нефти в первую очередь страдает гидросфера. Однако последствия разлива оказывают влияние и на другие компоненты:</i>  - воздействие объекта на селитебную зону.  - воздействие объекта на атмосферу;  - воздействие объекта на литосферу;  Предложить решения по снижению негативного влияния разлива и работ по его ликвидации на окружающую среду.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<p>Возможные ЧС на объекте:  - разрыв трубопровода на участке или отводе нанефтебазу, утечка нефтепродукта с выходом на водную поверхность;  - выход нефтепродукта из-под сальниковых трещин, свищей запорной арматуры или нефтепродуктопровода с последующим возгоранием;  - несанкционированная врезка в трубопровод, приводящая к утечке и пожару.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику \_\_\_\_\_

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Дурдыев Максатнияз		

## 6 ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

### 6.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

В соответствии с нормативными документами, к работам, связанным с ликвидацией аварийного разлива нефти, допускаются лица достигшие 18-летнего возраста, которые прошли медицинское освидетельствование и не имеют противопоказаний, обученные безопасным методам ведения работы, прошедшие инструктаж на рабочем месте и получившие допуск к самостоятельной работе. Все работники обязаны использовать спецодежду, спецобувь, иные средства индивидуальной защиты в соответствии с установленными нормами.

Рабочий персонал, в соответствии с федеральным законом от 28.12.13 № 426 – ФЗ «О специальной оценке условий труда», ст. 147 ТК РФ и ст. 117 ТК РФ, получает надбавку к заработной плате в размере не менее 4% от оклада и дополнительный оплачиваемый отпуск в размере 7 календарных дней, как работники занятые на работах с вредными или опасными условиями труда.

Социальная ответственность **при ликвидации разлива нефти на водной поверхности**, возникшего по причине аварийной ситуации на промышленном трубопроводе заключается в следующем: работники имеют право на досрочную пенсию, а работодатель обязан перечислять повышенные взносы в пенсионный фонд.

					<i>Организация работ по локализации и ликвидации аварийного разлива нефти и нефтепродуктов на водной поверхности</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Дурдыев М.</i>				<b>6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>						98	121
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ зр. 2Б7А10</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							

## 6.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Для наиболее безопасного и эффективного процесса ликвидации участок проведения работ необходимо правильно обустроить. Это касается расположения оборудования и техники для сбора загрязнения, машин, пунктов отдыха и обогрева. Все механизмы и оборудование в рабочей зоне устанавливаются в соответствии с РД 153-112-014-97 «Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепродуктопроводах» на безопасных расстояниях.

Размеры площадок определяются в зависимости от габаритов механизма, запаса устойчивости площадки на уклоне, условий обслуживания таким образом, чтобы во всех случаях от крайних габаритных точек до конца площадки со всех сторон было не менее 1 м.

В слабых грунтах и топких местах должен быть устроен настил из бревен, брусьев, инвентарных щитов или сланей таким образом, что бы общая нагрузка технических средств на настил не превышала расчетной величины, а инвентарных покрытий - паспортных данных.

Площадка проведения ремонтных работ должна быть очищена от нефтепродукта в радиусе 15 м путем снятия плодородного верхнего слоя почвы, при этом снятый слой необходимо перенести во временный отвал для дальнейшей технической и биологической рекультивации. Глубина снятия определяется по ГОСТ 17.5.3.06-85 «Охрана природы земли. Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ».

До начала работ по ликвидации аварий на горных участках трубопроводов руководитель работ должен осмотреть зону производства АВР и принять меры по обеспечению безопасности работ.

Разработку грунта в непосредственной близости от действующих подземных коммуникаций следует выполнять в соответствии с п. 4.4, 4.10 РД 153-112-014-97 «Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на

					6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	99 Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

магистральных нефтепродуктопроводах». Необходимо пользоваться инструментом, исключающим искрообразование.

После окончания аварийно-восстановительных работ должна быть проведена очистка рабочей зоны и рекультивация земель, поврежденных в результате аварии согласно РД 39-0147103-365-86 «Инструкция по рекультивации земель, загрязненных нефтью».

### 6.3 Производственная безопасность

Согласно ГОСТ 12.0.002-2014 [24] факторы производственной среды делят на опасные и вредные. **Опасные** факторы – это факторы, приводящие к травме или другому резкому ухудшению здоровья. **Вредные** факторы – это факторы, воздействие которых на организм человека может привести к профессиональному заболеванию. По природе опасные и вредные производственные факторы подразделяют на следующие группы:

- физические;
- химические;
- биологические;
- психофизиологические.

Аварийный разлив нефти на водной поверхности является опасным производственным объектом, а процесс его ликвидации несет в себе ряд опасностей для персонала, местного населения и окружающей среды. Также не исключена возможность возникновения чрезвычайных ситуаций.

В таблице 16 представлен перечень опасных и вредных производственных факторов, характерных для проектируемой производственной среды, в соответствии с ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

Таблица 16 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ ликвидации аварийного разлива нефти

					6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работы			Нормативные документы
	установка локализирующих устройств в месте	монтаж/демонтаж оборудования для сбора загрязняющего	Проведение сбора и утилизации нефтепродукта	
1.Отклонение показателей физического состояния воздуха	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [3] ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [1]
2.Повышенное значение напряжения в электрической цепи	-	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.[17] ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов [18]
3.Повышенная температура воздуха окружающей среды	+	+	+	СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарноэпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. [9] Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. [19]
4.Повышенная температура материальных объектов	+	-	+	СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. [9] Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. [19]

Факторы (ГОСТ	Этапы работы	Нормативные документы
---------------	--------------	-----------------------

12.0.003-2015)	установка локализирующих устройств в месте	монтаж/демонтаж оборудования для сбора загрязняющего	Проведение сбора и утилизации нефтепродукта	
1. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;	-	-	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [3] ГН 2.2.5.3532-18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [1]
2. Повышенная / пониженная температура воздуха окружающей среды	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 «Физические факторы производственной среды» [10] СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарноэпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. [9]
3. Повышенный уровень шума;	-	+	+	СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарноэпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. [9] СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки [11]
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	-	СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно- эпидемиологическимские требования к физическим факторам на рабочих местах. [9] СНиП 11-4-79 «Естественное и искусственное освещение» [12]

Проведем анализ выявленных вредных и опасных факторов

## 6.4 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

### 6.4.1 Вредные факторы

#### Загазованность парами испарений разлива нефти воздуха рабочей зоны

Как только нефть попадает в водную среду естественных водоемов, она подвергается физико-химическим и биохимическим процессам. Особую опасность представляют пары легких углеводородов и пары сероводорода, содержащиеся и выделяющиеся при испарении нефти.

В соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 и гигиеническими нормативами ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны», ПДК для предельных углеводородов  $C_2-C_{10}$  (в пересчете на углерод) в воздухе рабочей зоны составляет:  $300 \text{ мг/м}^3$  – среднесменная,  $900 \text{ мг/м}^3$  – максимальная разовая (ПДК метана –  $7000 \text{ мг/м}^3$ ). ПДК сероводорода ( $H_2S$ ) в воздухе в рабочей зоне –  $10 \text{ мг/м}^3$ , в смеси с углеводородами —  $3 \text{ мг/м}^3$ .

#### Повышенная или пониженная температура воздуха

Повышенные или пониженные температуры воздуха рабочей зоны вредно влияют на организм: ухудшается самочувствие, понижается работоспособность. Поэтому режим труда и отдыха при ведении такого вида работ должен соответствовать устанавливаемым требованиям, которые регламентированы соответствующими нормативными документами.

Так, в соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96 «Физические факторы производственной среды». Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы» устанавливаются рекомендуемое время пребывания на рабочем месте. Так как, работы, связанные с ликвидацией аварийного разлива нефти, относят к категории работы III, т.е. тяжелые работы, связанные с передвижениями, перемещением тяжестей выше 10 кг и требующие больших физических усилий (по Приложению 1 к СанПиНу), то время пребывания при

					6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

превышении температуры воздуха допустимых величин будут соответствовать значениям, указанным в таблице 17.

Таблица 17 - Время пребывания на рабочих местах при температуре воздуха выше допустимых величин

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания, не более, при III категории работ, ч
32,5	-
32,0	-
31,5	-
31,0	-
30,5	1
30,0	2
29,5	2,5
29,0	3
28,5	4
28,0	5
27,5	5,5

Работы при пониженных температурах воздуха проводятся по требованиям, регламентированным СанПиН 2.2.3.1384-03. При температурах -28 °С и ниже работающим должны предоставляться перерывы (минимальная продолжительность от 10 минут и более по усмотрению руководства) для обогрева в специально отведенных помещениях через каждый час работы, при этом время перерыва входит в рабочее время.

Работающие на открытой территории в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, работа должна быть организована таким образом, чтобы рабочие имели возможность периодически находиться в теплом помещении. К СИЗ относятся: специальная теплая одежда, обувь, средства защиты рук, средства защиты головы, лица и глаз. Согласно ГОСТ 12.1.005-88 «Воздух рабочей зоны» при определенной температуре воздуха и скорости ветра работы приостанавливаются (таблица 18).



Таблица 18 – Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,1-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

### **Производственный шум**

Ликвидация аварийного разлива нефти происходит в условиях повышенного шумового фона, источником которого являются процессы работы той или иной техники, которая используется в качестве транспорта и для очистки нефти (экскаваторы, нефтесборщики, мотопомпы и др.).

Если уровень шума превышает нормированные значения, то он оказывает прямое неблагоприятное воздействие на организм человека и его работоспособность. Согласно ГОСТ 12.1.003-83, нормированный уровень шума для данного вида работ составляет 80 дБ А.

### **Освещенность**

Недостаточный уровень освещения при выполнении работ влияет на функционирование зрительного аппарата, вызывает усталость центральной нервной системы и негативно сказывается на работоспособности. Работа в ночное время несет с собой особые риски по отношению к рабочему персоналу. Любые ночные работы по очистке загрязнений следует избегать, если нет возможности обеспечить достаточное освещение, так как при плохом уровне освещения достаточно трудно определить разлившийся нефтепродукт, а также высок риск несчастных случаев, связанных со скольжением, спотыканием или падением. Естественное освещение в помещениях и на производственных объектах регламентируется нормами, предусмотренными СНиП 11-4-79 «Естественное и искусственное освещение».

					6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

В нефтяной и газовой промышленности для освещения широко применяются лампы накаливания. Это связано с тем, что светильники во взрывобезопасном исполнении выпускаются только для ламп накаливания. Одно из преимуществ таких ламп - большая тепловая инерционность их нитей, что снижает пульсацию светового потока при питании их переменным током промышленной частоты, а также относительно небольшое изменение светового потока к концу срока службы (примерно на 15% от первоначального).

### **Вибрация**

Источниками вибраций являются машины и аппараты, в которых движутся неуравновешенные массы. Они характерны для машин роторного типа (турбины, электродвигатели, ручной механизированный инструмент), для механизмов с возвратно-поступательным движением (вибромолоты). Вибрация возникает при соударении деталей в зубчатых зацеплениях, подшипниковых узлах, соединительных муфтах. Источником вибрации, является и движущийся транспорт. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц.

## **6.4.2 Опасные факторы**

### **Механическое травмирование**

Подвижные части производственного оборудования, перемещение оборудования при их монтаже и демонтаже, острые кромки и заусенцы на поверхностях оборудования и инструмента могут травмировать рабочих.

Требования безопасности подробно описаны в ГОСТ 12.2.003-74 «ССБТ. Оборудование производственное».

### **Термическое воздействие**

Основную опасность получения термического ожога или ошпаривания представляют предметы, конструкции или материалы, имеющие чрезвычайно высокую или низкую температуру, вызванную пламенем или взрывом, а

					6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

также излучениями источников тепла. В процессе ликвидации разлива нефти к таким источникам относятся нагретые части оборудования, трубопровод и его конструкции, транспортируемый нефтепродукт. Так, например, температура наружной поверхности изоляции промышленного трубопровода согласно СНиП 41-03- 2003 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов», принимается не более 55°С (температура для изолируемых поверхностей с металлическим покровным слоем, расположенных на открытом воздухе в рабочей или обслуживаемой зоне).

### *Электробезопасность*

Опасность поражения электрическим током присутствует при работе с любым электрооборудованием, которое используется повсеместно. При ликвидации аварийного разлива нефти к электрической сети подключены источники освещения, установленное на трубопровод оборудование защиты от коррозии, автоматика запорной арматуры. Так же опасность представляют линии электропередачи, так как в основном они проходят вблизи трассы трубопровода. Опасное и вредное воздействия электрического тока на персонал проявляется в виде электротравм или профессиональных заболеваний. Требования, предъявляемые к электробезопасности производственных процессов, подробно описаны в ГОСТ Р 12.1.019.2009.

## **6.5 Обоснование мероприятий по снижению воздействия**

Для минимизации воздействия фактора *загазованности парами испарений разлива нефти воздуха рабочей зоны* необходимо организовывать непрерывный контроль газовоздушной среды в ходе проведения работ при помощи специальных устройств. При превышении ПДК составляющих газа работы необходимо приостановить и провести мероприятия по поиску и ликвидации утечек. В зонах работы с превышенными значениями ПДК необходимо использовать соответствующие СИЗ для дыхательных путей (противогазы), а также соблюдать правила безопасности.

					6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

С целью снижения воздействия фактора *низких и высоких температур*, работающие на открытой территории обеспечиваются комплектом средств индивидуальной защиты (СИЗ) от холода с учетом климатического пояса. Теплозащитная специальная одежда и утепленная специальная обувь как средство защиты от холода выдаются работникам по профессии и должностям, предусмотренным Типовыми отраслевыми нормами или соответствующими отраслевыми нормами. При высоких температурах, необходимо соблюдать регламентируемое время пребывания на открытом пространстве и использовать средства защиты от перегрева и солнечных ожогов.

Для избежания негативного *воздействия шума*, рабочему персоналу предоставляются необходимые СИЗ: наушники, беруши и др.

Коллективная *виброзащита* включает в себя простые и составные средства виброизоляции и виброгашения: установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов. Средствами индивидуальной защиты считаются специальные платформы, сидения, перчатки, рукоятки и некоторые виды обуви, позволяющие минимизировать воздействие вибрации.

Для предотвращения *производственного травматизма* лица, задействованные в процессе ликвидации разлива, должны знать и соблюдать технику безопасности при работе с соответствующим оборудованием, применять их только по назначению, а также быть обеспечены необходимыми средствами индивидуальной защиты: рабочая одежда, перчатки, защитные экраны, каска и т. д.

Для уменьшения риска *возникновения ожогов*, работникам необходимо использовать соответствующие СИЗ, а также провести правильную компоновку рабочей зоны.

К основным методам *электрозащиты* относят: применение защитного ограждения, изоляции, защитного заземления, молниеотводов. Для

					6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

предупреждения опасности используют специальные плакаты и знаки безопасности. Работающий персонал обязан использовать средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и боты, диэлектрические резиновые коврики и настилы, инструменты с изолированными ручками.

## 6.6 Экологическая безопасность

При разгерметизации промышленного трубопровода и последующем выходе нефтесодержащей жидкости происходит необратимое взаимодействие компонентов нефти с окружающей средой. Так как разлив подвергается различным внешним биохимическим и физическим воздействиям, составляющие нефтесодержащей жидкости попадают в окружающую среду и тем или иным образом воздействуют на нее.

При аварии и попадании нефти на водные объекты, в первую очередь ущерб наносится **гидросфере**.

Компоненты разлива нефти, имеющие низкий молекулярный вес легко испаряются, а более тяжелые оседают на дно водоема. Большая часть разлива распространяется на водной глади, образуя олеофильную пленку, которую достаточно трудно удалять. Так же колебания воды и течения смешивают нефть с водой в результате чего образуется водо-нефтяная эмульсия, которая не будет растворяться, что также затрудняет процесс ликвидации и очистки.

При разливе нефти наибольшую опасность представляет распространение ее на больших площадях, приводящее к необратимому нарушению экологического баланса и делающее невозможным в дальнейшем нормальное функционирование биологических систем.

Пороговые концентрации для большинства нефти, ее составляющих и нефтепродуктов составляют 0,1-0,3 мг/л в соответствии с РД 52.24.476-2007 «Массовая концентрация нефтепродуктов в водах».

Трассы промышленных трубопроводов следует прокладывать, как правило, вне зоны **селитебной территории городов** и других населенных

					6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

пунктов, в основном в пределах промышленных, коммунально-складских и санитарно-защитных зон предприятий и по другим территориям, свободным от жилой застройки.

Руководствуясь СНиП 2.05.13-90 «Нефтепродуктопроводы, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов», выбор трассы трубопровода следует выбирать из обеспечения надежности трубопровода, предотвращения возможного проникновения нефтепродуктов в селитебные зоны, а также возможности подъезда транспортных и ремонтных машин к любому участку трубопровода для проведения требуемых работ.

В зоне селитебной территории допускается прокладка трубопроводов при условии, что рабочее давление не должно превышать 1,2 МПа, а участок трубопровода укладывается в защитный кожух. Расстояния от трубопроводов до зданий, сооружений и инженерных сетей следует принимать в зависимости от условий пролегания трассы и необходимости обеспечения безопасности.

Для исключения возможности повреждения трубопроводов (при любом виде их прокладки) устанавливаются охранные зоны вдоль трасс трубопроводов, транспортирующих нефть, природный газ, нефтепродукты, нефтяной и искусственный углеводородные газы. Охранные зоны представляют собой участок земли, ограниченный условными линиями, проходящими в 25 метрах от оси крайнего трубопровода с каждой стороны в соответствии с пунктами СП 36.13330.2012 «СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы» и СП 34-116-97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов».

Особое внимание стоит уделить процессу испарения, который приводит к образованию нефтяных паров, негативно влияющих на состояние персонала, задействованного в процессе ликвидации аварийной ситуации, а также воздействию на **атмосферу**. При большом содержании углеводородов

					6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

в воздухе (более 20 %) возникает недостаток кислорода, что провоцирует удушье, отравление, возможно, даже к летальным исходам. Так же стоит отметить, что эксплуатация оборудования, используемого в процессе ликвидации разлива нефти, сопровождается неизбежными выбросами вредных веществ в атмосферу. Поэтому воздействие разлива нефти на атмосферу обусловлено токсичностью природных углеводородов и сопутствующих им химических соединений.

При разливе нефти и попадании ее на **почву** начинаются процессы деградация растительного покрова, изменяются водно-физические свойства и структура почв, происходит просачивание нефтепродуктов из почв в подземные и поверхностные воды. В конечном итоге почва принимает формы химического загрязнения, опустынивания, заболачивания и т.д.

В природных средах, незагрязненных нефтью и нефтепродуктами, фоновое содержание естественных углеводородов может колебаться от 0,01 до 1–2 мг/дм<sup>3</sup>. При содержании углеводородов в почвогрунтах от 2 до 100 мг/дм<sup>3</sup> нефтепродукты не оказывают заметного вредного влияния на окружающую среду. Техногенное загрязнение нефтью может достигать 100 г/дм<sup>3</sup> и более.

О присутствии нефтепродуктов в грунтовых водах судят по наличию или отсутствию характерного запаха. Пороговые значения запаха составляют для бензола 1–10 мг/л, для бензина 0,001–0,01 мг/л, для дизельного топлива 0,001– 0,01 мг/л, для керосина 0,01–0,1 мг/л в соответствии с ГОСТ 17.4.3.06-86 «Охрана природы. Почвы».

## **6.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Классификация нефтяных разливов в законодательстве РФ прямо зависит от объёма и территории загрязнения. Применительно к разливам нефти в пресных водах существует следующая классификация:

1. Локальные разливы – утечка до 100 тонн нефти;

					6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

2. Муниципальные разливы – утечка от 100 до 500 тонн нефти;
3. Территориальные разливы – утечка от 500 до 1000 тонн нефти;
4. Региональные разливы – утечка от 1000 до 5000 тонн нефти;
5. Разливы федерального значения – утечка свыше 5000 тонн нефти.

Время локализации разлива нефти и нефтепродуктов, которое не должно превышать 4 часов при разливе в акватории и 6 часов - при разливе на почве.

Авария на промышленном трубопроводе характеризуется одним из признаков или их совместным действием:

- 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 м<sup>3</sup> и более.

Существуют следующие наиболее распространенные ситуационные модели опасных ЧС на нефтепроводе:

- разрыв на участке или отводе на нефтебазу, утечка нефтепродукта с выходом на рельеф местности;
- выход нефтепродукта из-под сальниковых трещин, свищей запорной арматуры или нефтепродуктопровода с последующим возгоранием;
- несанкционированная врезка в трубопровод;

При произошедшей ЧС необходимо, в первую очередь, при получении информации об аварии, остановить перекачку по поврежденному участку трубопровода и принять меры по отключению электроснабжения аварийного участка. С момента получения сигнала об аварии должно быть организовано выполнение мероприятий плана ликвидации аварий, которые в основном осуществляются в 3 этапа:

					6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112



1. Поиск места аварии, определение характера аварии. Производится классифицирование экологического ущерба, принимаются действия по соответствующему сценарию ликвидации и последующей очистке мест загрязнения. Важную роль в этом процессе играет быстрое и своевременное реагирование и предотвращение распространения нефти.

2. Доставка персонала и технических средств к месту производства восстановительных работ. До начала проведения аварийно-восстановительных работ, ответственным руководителем должны быть уточнены и доведены до сведения каждого работника конкретные обязанности, объемы и сроки предстоящих работ, меры техники безопасности и пожарной безопасности, а так же действия на случай возможных обвалов, наводнений, и других опасных явлений.

3. Организация и выполнение аварийно-восстановительных работ на трубопроводе. Выполнение работ производится при помощи специальных инструментов и средств. Для локализации разлива и устранения неблагоприятного растекания нефти используют боновые заграждения и подпорные стенки. После предотвращения распространения с помощью различных средств технического характера, управляемых профессионалами, идёт стадия очистки как самого локализованного загрязнения, так и его последствий. Для этого используется механические нефтесборщики, специальные средства сбора (сорбенты, диспергенты) и шанцевый инструмент.

Во время выполнения работ территорию, залитую нефтепродуктом, необходимо обозначить сигнальными знаками (красными флажками, лентами, плакатами). Проезд транспорта (кроме необходимого) запрещен. Запрещено применение открытого огня на объектах ликвидации, которые могут попасть в зону повышенной загазованности. При возникновении неисправности оборудования, рабочего инвентаря и инструмента, работник должен немедленно прекратить работу и сообщить руководителю работ. При производстве работ по ликвидации аварии работник должен соблюдать

					6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

требования по охране труда по видам выполняемых работ. При несчастном случае необходимо немедленно освободить пострадавшего от воздействия травмирующего фактора, оказать ему первую медицинскую помощь и сообщить о несчастном случае руководителю работ.

### **Выводы по разделу**

Работы в ходе ликвидации аварийного разлива нефти проводятся следующие мероприятия

- Установка локализирующих устройств;
- монтаж/демонтаж оборудования для сбора загрязняющего нефтепродукта;
- пусконаладочные работы;
- контроль работы устройств во время сбора нефти.

Все виды проводимых работ осложняются вредными и опасными производственными факторами. Так, при монтаже оборудования для сбора загрязняющего нефтепродукта используется автомобильный транспорт, который является причиной повышенной загазованности воздуха рабочей среды. Данный вредный фактор негативно сказывается на здоровье работающих на месте аварии. Для Западной Сибири характерны экстремально низкие температуры зимой. На работающих влияние температуры окружающей среды может быть очень существенным. К другим вредным производственным факторам относятся повышенный уровень шума и недостаточная освещенность рабочей зоны.

Кроме вредных выделяются еще опасные производственные факторы. Поскольку все работы проводятся с использованием различных механизмов, то опасными факторами являются подвижные части производственного оборудования, разрушающиеся конструкции, острые кромки, заусенцы на поверхностях оборудования и электрический ток.

При ликвидации аварийного разлива нефти к электрической сети подключены источники освещения, установленное на трубопровод оборудования защиты от коррозии, автоматика запорной арматуры. Так же

					6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

опасность представляют линии электропередачи, так как в основном они проходят вблизи трассы трубопровода. Опасное и вредное воздействия электрического тока на персонал проявляется в виде электротравм или профессиональных заболеваний. К основным методам электрозащиты относят: применение защитного ограждения, изоляции, защитного заземления, молниеотводов.

При разгерметизации промышленного трубопровода и последующем выходе нефтесодержащей жидкости происходит необратимое взаимодействие компонентов нефти с окружающей средой. Так как разлив подвергается различным внешним биохимическим и физическим воздействиям, составляющие нефтесодержащей жидкости попадают в окружающую среду и тем или иным образом воздействуют на нее. При аварии и попадании нефти на водные объекты, в первую очередь ущерб наносится гидросфере. Особое внимание стоит уделить процессу испарения, который приводит к образованию нефтяных паров, негативно влияющих на состояние персонала, задействованного в процессе ликвидации аварийной ситуации, а также воздействию на атмосферу.

С момента получения сигнала об аварии должно быть организовано выполнение мероприятий плана ликвидации аварий, которые в основном осуществляются в 3 этапа:

1. Поиск места аварии, определение характера аварии.
2. Доставка персонала и технических средств к месту производства восстановительных работ.
3. Организация и выполнение аварийно-восстановительных работ на трубопроводе.

В данном разделе рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые возникают при проведении работ по ликвидации аварийных разливов нефти. Так же проведен анализ воздействия на окружающую среду и приведены возможные чрезвычайные ситуации и возможности для их устранения.

					6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

## 6.8 Список нормативных актов

1. ГН 2.2.5.3532–18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
2. ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»
3. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
4. ГОСТ 17.5.3.06-85 «Охрана природы земли. Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ».
5. РД 153-112-014-97 «Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепродуктопроводах»
6. РД 153-112-014-97 «Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепродуктопроводах»
7. РД 39-0147103-365-86 «Инструкция по рекультивации земель, загрязненных нефтью»
8. РД 52.24.476- 2007 «Массовая концентрация нефтепродуктов в водах»
9. СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
10. СанПиН 2.2.4.548-96 Физические факторы производственной среды
11. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
12. СНиП 11-4-79 «Естественное и искусственное освещение»
13. Трудовой кодекс РФ ст. 147
14. Трудовой кодекс РФ ст. 212
15. Трудовой кодекс ст. 117
16. Федеральный закон от 28.12.13 № 426 – ФЗ, «О специальной оценке условий труда»

					6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

17.ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

18.ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов

19.Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

					6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Мероприятия по ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов (ЛАРН) включают в себя выполнение любых доступных технологических операций с привлечением техники и материалов, которые соответствуют требованиям по безопасному ведению работ на опасном производственном объекте.

Для локализации разлива проводят мероприятия в 2 стадии:

- на первой стадии локализации разлива нефтепродуктов обеспечивают недопущение распространения разлива по определенному направлению;
- на второй стадии производят локализацию разлива по всему периметру.

Локализация разливов нефтепродуктов в зоне действия с момента обнаружения разлива нефтепродуктов или с момента поступления информации о разливе любого уровня (значения) должна быть проведена на территории не более чем за 6 часов.

Выбор технологий локализации и ликвидации разлива производится, исходя из условий разлива и реальных возможностей, определяющихся имеющимися силами и средствами, а также местными условиями, связанными с разрешением использования сжигания, диспергентов для защиты районов высокой экологической ценности.

Работы по ликвидации разлива нефтепродуктов считаются завершенными после обязательного выполнения следующих мероприятий:

- прекращение сброса нефтепродуктов;
- сбор разлившихся нефтепродуктов до максимально достижимого уровня, обусловленного техническими характеристиками используемых технических средств;

- размещение собранных нефтепродуктов для последующей их переработки и утилизации, исключающее вторичное загрязнение производственных объектов и объектов окружающей природной среды.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Азизов, Х. Ф. Оценка риска аварийности нефтепроводных систем / Х. Ф. Азизов, Г. К. Ходжаева // Экологические системы и приборы. - 2008. - № 10. - С. 49-51.
2. Алексеева, М. Н. Оценка негативного воздействия аварийных разливов нефти на окружающую природную среду на основе космических снимков / М. Н. Алексеева, Т. О. Перемитина, И. Г. Яценко // Безопасность жизнедеятельности. - 2014. - № 2. - С. 12-17.
3. Альхименко А.И. Аварийные разливы нефти в море и борьба с ними. / СПб: ОМ-Пресс, 2004. - 113 с.
4. Антипьев, В. Анализ риска аварий и чрезвычайных ситуаций на нефтеперерабатывающих предприятиях - один из рычагов снижения аварийности / В. Антипьев // Безопасность труда в промышленности. - 2004- № 4. - С. 20-22.
5. Воробьев Ю.Л., Акимов В.А., Соколов Ю.И. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. Москва. 2005 г. 368 с
6. Вылкован, А. И. Современные методы и средства борьбы с разливами нефти: Научно-практическое пособие / А. И. Вылкован [и др.] – СПб: Центр-Техинформ, 2000. 568 с.
7. Грибов Г.Г Сальников А.В. Концепция микромоделирования применительно к исследованиям процесса распространения нефтяного slicka в ледовых условиях // Евразийский Союз Ученых (ЕСУ): научно-технический журнал. 2014. №6. С. 116 – 119.
8. Да Консейсао А. А.О ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов при помощи сорбента «GAbsorb-1» / А. А. Да Консейсао // Башкирский химический журнал. 2006. №4.



9. Измайлов В.В. Трансформация нефтяных пленок в системе «океан–лед–атмосфера». Проблемы химического загрязнения вод Мирового океана. Т. 9. Л.: Гидрометеиздат, 1988. 145 с.
10. Каменщиков Ф.А. Нефтяные сорбенты. / Богомольный Е.И. – Москва-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 268 с.
11. Кумпаненко И. В., Рошин А. В., Иванова Н. А., Панин Е. О., Сахарова Н. А. Использование сорбентов для сбора разливов нефти и нефтепродуктов // Химическая физика. 2015. том 34. № 4. с. 81–86
12. Мамедов А.Ш. Пути экологической безопасности и ликвидации разливов нефти на водных объектах с применением боновых заграждений / Закономерности формирования и воздействия морских, атмосферных опасных явлений и катастроф на прибрежную зону РФ в условиях глобальных климатических и промышленных вызовов ("опасные явления - II"). Материалы II Международной научной конференции памяти члена-корреспондента РАН Д.Г. Матишова. 2020. С. 298-302
13. Мансуров М.Н., Сурков Г.А., Журавель В.И., Маричев А.В. Ликвидация аварийных разливов нефти в ледовых морях / Под общ. ред. М.Н. Мансурова. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. 423 с.
14. Маценко С.В. Ликвидация разливов нефти и нефтепродуктов на море и внутренних акваториях. Расчёт достаточности сил и средств: Методические рекомендации / Г.Г. Волков, Т.А. Волкова. – Новороссийск МГА им. Адм. Ф.Ф. Ушакова, 2009. – 78 с.
15. Наумов В.С. Оценка ущерба при разливах нефти на объектах транспортного комплекса // Журнал университета водных коммуникаций. 2010. №5(1). —С. 152-157.
16. Пальников К.Г. Организация предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в море и на внутренних водных путях Российской Федерации // Транспортная безопасность и технологии. 2012. №1 (28) С.132-133.

17. Патент RU2192516
18. Патент RU2349704
19. Патент RU2556900
20. Патент РФ №1767085
21. План по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов для Пильтун-Астохского месторождения. Компания «Сахалин Энерджи». Москва - Южно-Сахалинск, 2016 г.
22. Положения об организации аварийно-спасательного обеспечения на морском транспорте (утверждено приказом Минтранса РФ от 07.06.99 г. № 32 в ред. приказа Минтранса РФ от 11.02.2005 № 9).
23. Постановление Правительства РФ от 15 апреля 2002 г. N 240 "О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации": с изменениями и дополнениями от: 14 ноября 2014 г.
24. Прокофьев В.В. Метод локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на подводных переходах нефтепроводов // Трубопроводный транспорт нефти. 1999. №11. С. 22 –25.
25. Руководство по ликвидации разливов нефти на морях, реках и озерах, изд. ЗАО «ЦНИИМФ», С.-Петербург, 2002, 344 с.
26. Сакович Н.Е. Методы и средства ликвидации последствий разливов нефти и нефтепродуктов: Монография. – Брянск, Изд-во Брянской ГСХА, 2012. – 198 с.
27. Стивен Поттер, Иан Бьюст и Кен Трудель. Ликвидация разливов нефти на арктическом шельфе. Передовой международный опыт. Москва. 2013 г. 140 с.
28. Фомина Е.Е. Учебное пособие по расчету ущерба окружающей природной среде при авариях на нефтепроводах с использованием программного продукта «Аварии на нефтепроводах». Фомина Е.Е.– М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2009. – 56 с.