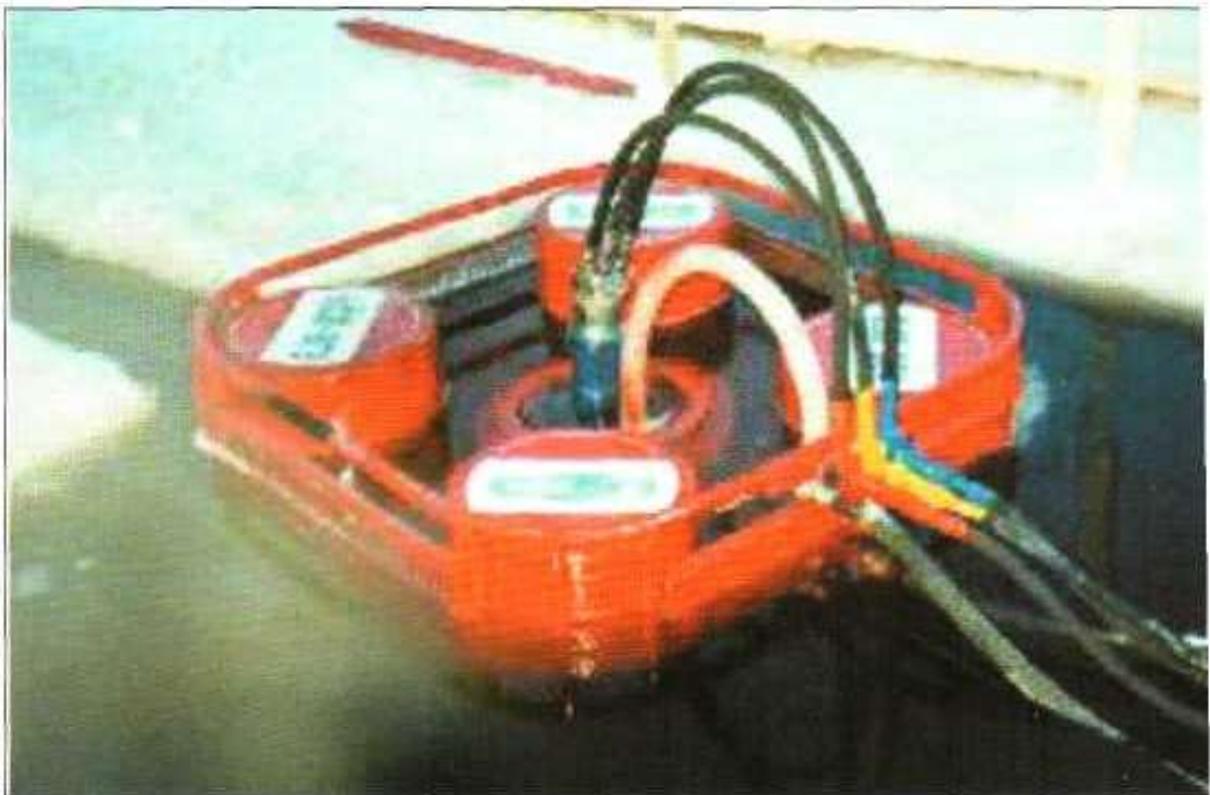


Сакович Н. Е.

**Методы и средства ликвидации последствий разливов
нефти и нефтепродуктов**



Брянск – 2012

УДК 628.74
ББК 38.96.67.99.(2)
С 17

Сакович, Н.Е.: Методы и средства ликвидации последствий разливов нефти и нефтепродуктов: *МОНОГРАФИЯ* / **Н.Е. Сакович.** – Брянск. Издательство Брянской ГСХА, 2012. – 198 с.

ISBN 978-5-88517-207-3

В монографии рассмотрены возможные источники разлива нефти и нефтепродуктов, методы локализации разливов, применяемое оборудование для локализации аварийных разливов на водной и твердой поверхности, оборудование для утилизации шламов, вопросы реабилитации территорий и акваторий.

Монография предназначена для инженерно-технических работников, занимающихся проблемами экологической безопасности. Она может быть использована в учебном процессе преподавателями, аспирантами и студентами специальности «Безопасность технологических процессов и производств» изучающих дисциплины «Инженерная экология», «Промышленная экология».

Рецензенты:

Зав. каф. «Природообустройства
и водопользования», Брянской ГСХА
д.т.н., профессор

В.Ф. Василенков

Зав. каф. «Безопасность жизнедеятельности
и химия», Брянского ГТУ
д.т.н., профессор

А.В. Тотай

ISBN 978-5-88517-207-3

Монография рекомендована к изданию методической комиссией инженерно – технологического факультета, протокол №13 от 27.03.2012 г.

© Сакович Н.Е., 2012

ВВЕДЕНИЕ

Современное развитие мировой экономики требует более интенсивного использования жидких и газообразных углеводородов, в связи с чем нефтегазовые комплексы многих стран ведут работы во все более сложных геолого-технических условиях: постоянно увеличиваются глубины нефтяных и газовых скважин; морские платформы удаляются от береговой линии; нефте- и газопроводы прокладываются в море на больших глубинах и в зоне многолетнемерзлых грунтов. Кроме того, увеличиваются диаметры трубопроводов, их рабочее давление; вблизи мегаполисов и промышленных гигантов растут подземные и наземные нефте- и газохранилища: увеличиваются мощности нефтегазоперерабатывающих предприятий. При этом эксплуатация объектов нефтегазодобычи, нефтегазопереработки и нефтепродуктообеспечения сопровождается непреднамеренным негативным воздействием на окружающую среду.

Как принято в мировой практике, нефтяные, газовые, транспортные и перерабатывающие компании должны планировать и осуществлять мероприятия по снижению риска возникновения аварийных разливов нефти и нефтепродуктов и обеспечивать готовность к их локализации и ликвидации, включая реабилитацию загрязненных территорий. В мире действует большое количество нормативно-правовых актов в области предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, охраны окружающей среды, регулирующих, в частности, вопросы предупреждения и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. Создаются специальные службы и подразделения, отвечающие за экологическую безопасность производства, увеличивается число подразделений, занимающихся локализацией и ликвидацией разливов нефти и нефтепродуктов, рекультивацией загрязненных территорий и водоемов.

В монографии содержится информация, отражающая основные вопросы теории и практики локализации и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
СОДЕРЖАНИЕ	4
Глава 1. ВОЗМОЖНЫЕ ИСТОЧНИКИ РАЗЛИВА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ	9
1.1. Источники разливов нефти	9
1.1.1. Источники разливов нефти при разработке нефтяных месторождений (на море)	9
1.1.2. Источники разливов нефти при разработке нефтяных месторождений (на суше)	11
1.1.2.1. Разведка и поиск	11
1.1.2.2. Бурение скважин	12
1.1.3. Источники разливов нефти при транспортировке нефти магистральными трубопроводами	14
1.1.4. Основные причины аварий на магистральных трубопроводах	16
1.1.5. Аварийные разливы нефти на нефтеперерабатывающих предприятиях	16
1.1.6. Разливы нефтепродуктов при эксплуатации автозаправочных станций	17
Глава 2. НЕФТЬ В ПРИРОДЕ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НЕФТЯНЫХ РАЗЛИВОВ НА ЧЕЛОВЕКА И КОМПОНЕНТЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	19
2.1. Общая характеристика нефти. Фракционный состав	19
2.2. Физико-химические свойства нефти	21
2.3. Влияние разливов нефти на компоненты ОС и человека	23
Глава 3. МЕТОДЫ ЛОКАЛИЗАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ	25
3.1. Методы локализации разливов нефти и нефтепродуктов на водной поверхности	25

3.1.1. Заградительный метод	26
3.1.2. Сорбционный метод	29
3.1.3. Принудительное подтопление	29
3.1.4. Химические барьеры	30
3.1.5. Контролируемое сжигание	31
3.2. Методы локализации нефтяного разлива в ледовых условиях	31
3.2.1. Локализация разлива с помощью ограждения	32
3.2.2. Сжигание нефти на месте разлива	38
3.2.3. Особенности применения сорбентов в зимних условиях	41
3.3. Очистка сточных вод от нефтепродуктов физико – химическими, химическими и термическими методами	42
3.3.1. Требования к сточным водам при ее очистке	42
3.3.2. Коагуляция и флотация	46
3.3.3. Очистка сточных вод от нефтепродуктов электрохимическими методами	54
3.3.4. Механический способ отстаивания сточных вод (отстаивание, центробежное осветление , фильтрация)	64
3.3.5. Озонирование	72
3.3.6. Очистка водоемов от серосодержащих нефтепродуктов при аварии трубопроводов	77
3.3.7. Очистка сточных вод от нефтепродуктов биохимическими методами. Сущность биохимических методов	81
3.3.8. Гидродинамические методы очистки природных и сточных вод	90
3.3.9. Локальная установка для очистки сточных вод от нефтепродуктов	95
Глава 4. ОБОРУДОВАНИЕ, ИСПОЛЬЗУЕМОЕ ДЛЯ ЛОКАЛИЗАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ	98
4.1. Боновые заграждения. Технологии постановки боновых заграждений в различных условиях	98

4.1.1. Бон сорбирующий	99
4.1.2. Боны заградительные	99
4.1.3. Бон нефтеограждающий легкий	100
4.1.4. Боны морские	101
4.1.5. Боны универсальные	103
4.1.6. Бон зимний	105
4.2. Технология постановки боновых заграждений	107
4.2.1. Технология постановки бонового заграждения на реке	107
4.2.2. Технология постановки боновых заграждений на стоячем водоеме (озере, водохранилище и т.д)	109
Глава 5. МЕТОДЫ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ВОДНОЙ ПОВЕРХНОСТИ	110
5.1. Механический метод.	110
5.1.1. Нефтесборщики (скиммеры) адгезиозного типа	110
5.1.2. Нефтесборщики порогового типа	113
5.1.2.1 Нефтесборщик НП – 1	115
5.1.2.2. Нефтесборщик НП – 2	116
5.1.2.3. Нефтесборщик НП – 3	117
5.1.2.4. Нефтесборщик НП –	119
5.1.3. Особенности механического сбора нефти и нефтепродуктов в зимний период	120
5.1.3.1. Особенности работы нефтесборщиков	121
5.1.3.2. Отделение нефти от больших обломков льда	122
5.1.3.3. Сбор нефти, перемешанной с мелкими обломками льда	124
5.2. Химическое диспергирование.	125
5.2.1. Механизм действия диспергентов	127
5.2.2. Типы диспергентов	129
5.2.2.1. Эксплуатационные характеристики диспергентов	131
5.2.3. Определение «временных окон» по использованию диспергентов	132

5.2.4. Особенности применения диспергентов в зимний период	133
5.3. Биохимический метод ликвидации разливов	134
5.3.1. Технология очистки биологическим методом	135
5.4. Сорбционный метод	136
5.5. Методы сбора нефти и нефтепродуктов, осевших на дно водоема	137
5.5.1. Использование землеройной экскаваторной техники	138
5.5.2. Выполнение водолазных работ	138
5.5.3. Использование пескоснарядов	139
5.5.3.1. Использование пневматических пескоснарядов	139
5.5.4. использование батискафов	139
Глава 6. МЕТОДЫ ЛОКАЛИЗАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА ТВЕРДОЙ ПОВЕРХНОСТИ	140
6.1. Ограждения для предотвращения распространения нефти	141
6.1.1. Ограждения для предотвращения распространения нефти по поверхности	142
6.2. Локализация разлива на твердой поверхности в зимний период	145
6.3. Заграждения из сорбирующих материалов	145
6.4. Оборудование для сбора нефтепродуктов и загрязненного грунта с твердой поверхности	148
6.5. Контролируемое сжигание	151
Глава 7. ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ	153
7.1. Оборудование и методы временного хранения нефти	155
7.1.1. Разборные резервуары РР-30, 50, 100, 250	155
7.1.2. Каркасные резервуары	157
7.1.3. Полога для создания емкости	158
7.2. Вспомогательное оборудование	159
7.2.1. Вспомогательное оборудование общего назначения	159
7.2.1.1. Шанцевый инструмент	159
7.2.2. Сервисный комплект средств ликвидации незначительных	

проливов нефти	161
7.2.3. Миникомплект для ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов	162
7.2.4. Поддоны	163
7.2.5. Сани прицеп к снегоходу	164
7.3. Вспомогательное оборудование для постановки бонов	165
7.3.1. Якоря	165
7.3.2. устройство механическое отжимное	166
Глава 8. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ НЕФТЕШЛАМОВ	168
8.1. Установка Факел – 1 М	168
8.2. Установка Факел – 1 МК	170
Глава 9. РЕАБИЛИТАЦИЯ ТЕРРИТОРИЙ И АКВАТОРИЙ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ЛАРН	172
9.1. Реабилитация территорий	172
9.1.1. Подготовка к рекультивации	174
9.1.2. Основные методы рекультивации земель	175
9.1.2.1. Методы активации абиотических физико – химических процессов деградации нефти	176
9.1.2.2. Методы стимулирования аборигенной микрофлоры	176
9. 1.3. Биовентиляция	177
9.1.4. Внесение культур микроорганизмов	178
9.1.5. Фитомелиорация	179
9.1.5.1. Внесение торфа	180
9.1.6. Посадка стойких к нефтяным загрязнениям и активизирующих почвенную микрофлору растений (фиторемедиация)	180
9.1.7. Применение методов рекультивации в зависимости от доз загрязнения	182
9.1.8. Естественное восстановление при реабилитации территорий	184
9.2. Реабилитация акваторий	187

Глава 1. ВОЗМОЖНЫЕ ИСТОЧНИКИ РАЗЛИВА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Аварийные разливы углеводородов (УВ) возможны на всех этапах освоения нефтяных месторождений:

- ▶ при проведении геолого-разведочных работ;
- ▶ бурении скважин;
- ▶ разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений на нефтяных и газовых промыслах;
- ▶ транспортировке УВ от скважин к установкам комплексной подготовки нефти на автомобилях, по железной дороге и трубопроводам;
- ▶ перевозке УВ к нефтеперерабатывающим заводам, экспортным терминалам и далее автомобильным, железнодорожным, морским, речным и трубопроводным транспортом.

Кроме того, разливы нефти случаются при хранении ее на нефтебазах, в резервуарных парках ТЭЦ и др., а также при оптовой и розничной реализации.

Разлив нефти возможен во время проведения работ и на месторождениях, расположенных на суше, и на морских месторождениях. Так же на магистральных нефтепроводах, разливы нефти на нефтеперерабатывающих предприятиях, автозаправочных станциях (АЗС). Ниже рассмотрены возможные источники разливов УВ.

1.1. Источники разливов нефти

1.1.1. Источники разливов нефти при разработке нефтяных месторождений (на море)

В Мировом океане обнаружено около 1000 нефтегазовых районов. Площадь перспективных для промышленного освоения участков морского дна составляет 60-80 млн. км², из которых 13 млн. км² приходится на морской шельф. По оценкам, запасы этих месторождений варьируются в очень широких пределах: от 320 до 2000 млрд. т условного топлива в пересчете на нефть.

На вероятность разливов нефти оказывают влияние следующие основные факторы:

- ▶ наличие погрузочно-разгрузочных нефтяных терминалов как на морском побережье, так и вдоль берегов рек, впадающих в море;
- ▶ наличие в регионе нефтедобывающих платформ;
- ▶ проведение операций по бункеровке;
- ▶ плотность судопотока в отдельных районах и вероятность прохождения крупных танкеров;
- ▶ сложность навигационной обстановки (близость расположения навигационных опасностей к судоходным путям, эффективность системы разделения движения судов и другие).
- ▶ гидрометеорологические условия (ветер, видимость, ледовая обстановка, волнение, температура воды и воздуха).

На продолжительность сбора нефти с поверхности моря большое влияние оказывают:

- ▶ размеры нефтяного пятна и тип разлившегося нефтепродукта;
- ▶ метеоусловия (волнение, низкие температуры воды и воздуха, ледовая обстановка);
- ▶ удаленность района разлива от места дислокации основных сил и средств, предназначенных для ликвидации последствий разлива нефти и нефтепродуктов и степень их готовности;
- ▶ применяемая тактика ликвидации разливов.

Размеры экономического и экологического ущерба зависят:

- ▶ от размеров загрязненных акваторий и береговой линии;
- ▶ чувствительности пораженных акваторий и участков берега к нефтяному загрязнению;
- ▶ наличия и чувствительности объектов природопользования (рыборазводных предприятий, зон отдыха и туризма, портов и других).

Добыча нефти на морских месторождениях производится в ограниченном пространстве, в суровых и непредсказуемых погодных условиях, при постоян-

ной угрозе возникновения катастроф и потерь.

1.1.2. Источники разливов нефти при разработке нефтяных месторождений (на суше)

Основные разливы происходят на следующих этапах работы:

1. Разведка, поиск.
2. Бурение скважин.

1.1.2.1. Разведка и поиск

На этапе сейсмологических работ, предвещающих освоение территории и являющихся обязательным методом поиска и локализации месторождений нефти и газа, воздействие на окружающую среду минимально. Упрощенно он заключается во взрывных работах, проводимых в зимнее время, сопровождается вырубкой площадок под места базирования сейсмоотрядов и просек для бурения шурфов под взрывчатку и протаскивания вагончиков с регистрирующей аппаратурой.

При строительстве поисково-разведочных скважин на отведенном во временное пользование земельном участке производится вырубка леса и обустройство различных технологических объектов (буровой и вертолетной площадок, подъездного пути, жилого поселка, технологической зоны). На этом этапе воздействие на окружающую среду более заметное и проявляется:

- ▶ в формировании антропо- и экзогенных, а также эндолитических геологических процессов и явлений;
- ▶ механическом уничтожении растительного и почвенного покрова;
- ▶ химическом загрязнении атмосферы, почвы, поверхностных и грунтовых вод, геологической среды;
- ▶ биологическом загрязнении территории и геологической среды.

Максимальное отрицательное воздействие на окружающую природную среду при геологоразведочном бурении заключается в химическом загрязнении, происходящем в результате:

1. Утечек жидкостей из устьев скважин;
2. Миграции химреагентов и нефти из буровых амбаров;
3. Разливов ГСМ в местах хранения топлива, стоянки транспорта и дизельных агрегатов.

Вследствие длительного простоя и отсутствия технического обслуживания поисково-разведочные скважины разрушаются, что приводит к нарушению герметичности и нефтеводогазовым проявлениям на устье. Утечка нефти и минерализованных пластовых вод формирует стойкий очаг химического загрязнения прилегающей территории, нефтяное загрязнение в виде разливов нефти, горючесмазочных материалов и скоплений нефти в буровых амбарах.

Таким образом, на этапах сейсмических работ и разведки бурением техногенное воздействие на окружающую среду носит преимущественно точечный, очаговый и линейный характер.

1.1.2.2. Бурение скважин

Аварийные ситуации, возникающие в процессе бурения, обычно не приводят к значительному экологическому ущербу, а оказывают сверхнормативное воздействие, связанное с дополнительными выбросами, сбросами, образованием отходов при работах по ликвидации последствий аварии. Значительный экологический ущерб может быть причинен при аварийной ситуации, связанной с фонтанированием скважины. Источники и объекты загрязнения окружающей среды при бурении скважин, согласно РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих» представлены на рисунке 1.

На основании обобщения статистической информации по аварийным ситуациям в филиале «Тюмень – бургаз» с 1994 по 2003 г. установлено следующее:

- ▶ вероятность возникновения аварий – 7,2 события в год (т. е. ориентировочно 1 авария на 40 скважин);
- ▶ средняя частота аварий на 1 км проходки – 0,033 события в год; сред-

32295,82 руб./год(4485,53 руб./авария).

1.1.3. Источники разливов нефти при транспортировке нефти магистральными нефтепроводами

Транспортировка сырой нефти осуществляется по сети трубопроводов, которые поставляют нефть от скважин к хранилищам на промысле или к магистральным терминалам. По магистральным трубопроводам нефть перекачивают к нефтеперерабатывающим заводам или терминалам танкеров.

В основной состав нефтепроводов входят трубопроводы, насосные станции и нефтехранилища. Трубопровод - это сложное сооружение и включает в себя:

- ▶ систему подключения нефтеперекачивающих станций (НПС), компрессорных станций (КС), узлов пуска и приема очистных устройств;
- ▶ установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии, линии и сооружения технологической связи, средства телемеханики трубопроводов;
- ▶ линии электропередачи, предназначенные для обслуживания трубопроводов, и устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками электрохимической защиты трубопроводов;
- ▶ противопожарные средства, противозэрозийные и защитные сооружения трубопроводов;
- ▶ емкости для хранения и разгазирования конденсата, земляные амбары для аварийного выпуска нефти, нефтепродуктов, конденсата и сжиженных УВ;
- ▶ здания и сооружения линейной службы эксплуатации трубопроводов;
- ▶ постоянные дороги и вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы трубопровода, и подъезды к ним, опознавательные и сигнальные знаки местонахождения трубопроводов;
- ▶ головные и промежуточные перекачивающие и наливные насосные станции, резервуарные парки;

► пункты подогрева нефти и нефтепродуктов.

Наиболее массовыми и ответственными объектами контроля и управления на телемеханизированных МН являются линейные задвижки, перекрывающие поток нефти при аварии. Их устанавливают на линейной части нефтепровода на расстоянии порядка от 20 до 30 км друг от друга.

Сырая нефть и готовые нефтепродукты хранятся в объемных резервуарах, обычно располагаемых в удаленных районах. Группы таких резервуаров, получившие название резервуарных парков (РП), являются неотъемлемой частью трубопроводного транспорта.

Особую опасность представляют промысловые и межпромысловые трубопроводные системы. Это связано со следующими неблагоприятными факторами:

► транспортировка многофазных пластовых флюидов, включая нефть, попутный газ, в том числе сероводород и углекислый газ, а также агрессивную пластовую воду, вызывает прогрессирующую коррозию стальных трубопроводов;

► опережающая скорость старения трубопроводов в сравнении со скоростью замены «старых» трубопроводов, эксплуатируемых более 15 лет.

► недостаточные объемы работ по замене стальных труб, уложенных на коррозионно-опасных направлениях транспортировки смесей, на неметаллические трубы.

Наиболее часто аварийные разливы нефти происходят из-за нарушений герметичности промысловых нефтепроводов, общая длина которых в России превышает 300 тыс. км.

Протяженность МН в нашей стране составляет почти 50 тыс. км. В состав сооружений МН входят 387 нефтеперекачивающих станций, резервуарные парки общей вместимостью 17 млн. м³.

Более 30% российских МН состоит из труб большого диаметра (1020 и 1220 мм); на них приходится транспортировка свыше 70% нефти, поставляемой по системе. Средняя протяженность транспортировки нефти по территории

России в настоящее время составляет 2200 км.

1.1.4. Основные причины аварий на магистральных нефтепроводах

- ▶ внешние физические воздействия на нефтепроводы (34,7%);
- ▶ нарушения норм и правил производства работ при строительстве, ремонте, отступлении от проектных решений (24,7%);
- ▶ коррозионные повреждения (23,5%);
- ▶ нарушения технических условий при изготовлении труб, деталей оборудования (12,4%);
- ▶ ошибочные действия эксплуатационного и ремонтного персонала (4,7%).

1.1.5. Аварийные разливы нефти на нефтеперерабатывающих предприятиях

Для современных предприятий нефтепереработки характерна концентрация потенциальных опасностей, связанных с возможными разливами нефти и нефтепродуктов. Например, средняя производительность их достигает 10 млн. т в год, что означает наличие одновременно на промышленной территории от 200 до 500 тыс. т углеводородного топлива.

К возможным источникам разлива относятся: резервуарные парки, приемные и сливные эстакады.

Ежегодно в мире на предприятиях нефтепереработки происходит до 1500 аварий, материальный ущерб от которых в среднем превышает 100 млн. долларов в год.

Аварии на предприятиях данной отрасли обусловлены:

- ▶ интенсификацией, связанной с возрастанием мощности объектов (блоков, аппаратов, установок и т. д.);
- ▶ комплексной переработкой сырья, ведущей к концентрации на единой площади различных производств, а, следовательно, и к увеличению размеров промышленного комплекса в целом;

▶ модернизацией технологий, усугубляющей противоречия между темпами научно-технического прогресса и методами управления новой техникой.

1.1.6. Разливы нефтепродуктов при эксплуатации автозаправочных станций

Возможными источниками разливов нефтепродуктов на автозаправочных станциях (АЗС) являются:

- ▶ резервуарный парк;
- ▶ технологическое оборудование (трубопроводы, топливораздаточные колонки ТРК);
- ▶ заправляемый автотранспорт;
- ▶ автоцистерны, используемые для доставки нефтепродуктов.

Возможными причинами аварий и связанных с ними разливов могут быть:

- ▶ перелив топлива при заполнении резервуара;
- ▶ возникновение взрывоопасной среды в технологической системе АЗС при ее эксплуатации и ремонте;
- ▶ появление источника зажигания в местах образования горючих паровоздушных смесей (заправка транспортных средств с включенным двигателем, использование заглушек на патрубках резервуаров, выполненных из искрящих материалов, и т. п.);
- ▶ разгерметизация резервуаров и стенок трубопроводов (или прокладок) технологического оборудования АЗС:
 - ▶ механическое повреждение технологического оборудования АЗС вызванное воздействием транспортных средств или проведением обслуживающим персоналом некачественных регламентных и ремонтных работ и приводящее к разгерметизации или выходу из строя элементов защиты оборудования АЗС;
 - ▶ противоправные действия людей, приводящие к умышленному созданию аварийной ситуации.

При авариях на АЗС наибольшую опасность представляют разлив большого количества топлива, пожар и взрыв топливоздушной смеси при разгерметизации односменных надземных резервуаров и/или автоцистерны. Частота разрушения автоцистерны при сливноналивных операциях на эстакаде слива нефтепродуктов составляет $4,62 \cdot 10^4$ в год.

Вероятными последствиями разлива нефтепродуктов на площадке АЗС являются разлив по прилегающей территории, испарение продуктов, воспламенение и/или взрыв топливоздушной смеси.

Вероятность подземных утечек топлива на АЗС, имеющих герметичное оборудование, минимальна. Количество проливов у ТРК и на площадке слива топлива оценивается до 100 г на 1 т бензина.

Глава 2. НЕФТЬ В ПРИРОДЕ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НЕФТЯНЫХ РАЗЛИВОВ НА ЧЕЛОВЕКА И КОМПОНЕНТЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

2.1. Общая характеристика нефти. Фракционный состав

Нефть – это смесь углеводородов различного строения.

Она представляет собой самое ценное «вещество» на планете, так как из нее получают до 7000 различных наименований продукции, из которых наибольшую известность получили дизельное топливо и бензины различных марок.

С другой стороны, нефть представляет собой один из самых опасных загрязнителей окружающей среды. В первую очередь это связано с ее повсеместным использованием во всех сферах жизнедеятельности общества.

Нефть рассматривают с трех основных позиций:

1. Элементный
2. Групповой
3. Фракционный

Элементный состав нефти таков: на первом месте углерод, затем водород, затем сера, азот, кислород и, наконец, металлы. Количество углерода составляет от 83 до 87%, водорода от 11 до 14%. Оставшиеся доли процента делят между собой сера, азот и кислород.

По **групповому** составу соединения, из которых состоит нефть, можно разделить на две части: те, что закипают при температуре до 360°C, и кипящие при температуре выше 360°C. Первые – это в основном чисто углеводородные соединения и частично гетеро-атомные, вторые – преимущественно гетеро-атомные (кислородные, сернистые, азотистые) и в меньшей степени углеводородные (парафины и гибридные углеводороды).

Фракционный состав нефти определяется при разделении соединений с различной температурой кипения. Фракцией называется доля нефти, выкипаю-

шая в определенном интервале температур. Фракции, которые получают на нефтеперерабатывающих заводах, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Фракционный состав нефти

№	Название фракции	T кипения, С	Число атомов углерода	Содержание фракции
1	Газы	<40	1-4	3
2	Бензин	40-100	4-8	7
3	Лигроин	80-180	5-12	7
4	Керосин	160-250	10-16	13
5	Газойл	220-450	15-20	25
6	Мазут			
	А) Смазочные масла	350-500	20-35	25
	Б) Битум	>500	>35	25

Нефтяной остаток после выкипания всех фракций именуется небезызвестным мазутом. Мазут тоже подвергается делению на фракции: масляную и смолистую. Только происходит это в вакууме, поскольку соединения этих фракций при нормальном атмосферном давлении разрушаются. Из масляной фракции получают известные всем масла: соляровое, веретенное, вазелиновое, машинное, цилиндрическое, из смолистой – битум или гудрон.

В нормальных условиях первые 4 члена метанового ряда – газы, следующие 13 жидкости, а, начиная с 18-го могут находиться в нефти в твердом состоянии в виде кристаллов, образованных смесью с другими компонентами, и входят в состав парафином. Отсюда метановые нефти имеют и второе название - парафиновые. Предполагают, что существуют нормальные парафины с числом углеродных атомов свыше 100. Последний член этого ряда еще не установлен. Все было бы не так сложно, если бы метановые углеводороды всегда имели одинаковое строение. Но, уже начиная с бутана - 4-го члена метанового ряда - все углеводороды имеют несколько разновидностей (как говорят химики, изомеров), молекулы которых построены по-разному, хотя химическая формула у них одинакова. Если основной член ряда имеет вид простой цепочки, то у его изомеров цепь ветвится. Различаясь по структуре, изомеры, естественно разли-

чаются и по свойствам. Температуры плавления и кипения у них ниже, чем у нормальных членов ряда.

2.2. Физико-химические свойства нефти

Основные физико-химические свойства представлены ниже.

1. Запах – это керосин, или нет, бензин... Нет, и не бензин, а довольно-таки сложный набор запахов, будто мы попали одновременно и в гараж, и в механический цех, и на дачную кухню. Обычно запах нефти трудно установить, но если это удалось, то вы можете смело утверждать что фракция, отвечающая распознанному вами запаху, является основной в данной нефти.

2. Цвет – бурая, и вроде зеленым отливает. Вот мы и установили, что черное золото на самом деле бурого цвета. Это нефть, которую добывают показали на одном из приволжских промыслов. А если отправиться в самый старинный нефтепромышленный район, в Баку, то тут мы выясним, что на месторождении Сураханы нефть не бурая, а вишнево-красного цвета. А если перелететь на самолете через полстраны, то в селе Маркове Иркутской области нам покажут нефть почти прозрачную. Состоит она практически из одного бензина, хоть прямо в бак автомобиля заливай. Впрочем, в тех же Сураханах наряду с красными нефтями есть и прозрачные «белые»:

Нефти из разных районов нашей страны могут иметь различный цвет — от прозрачного до почти черного.

3. Способность к флюоресценции – то есть отражать световые лучи определенных частот. Поэтому мы видим, как нефти отливают то зеленым, то фиолетовым цветом. Если в лабораторных условиях мы облучим нефти ультрафиолетовым светом, то выясним, что они светятся, люминесцируют, причем каждая по-своему. Под ультрафиолетовыми лучами некоторые нефти выглядят яркими, голубоватыми, другие – более темными, желтыми и даже коричневыми. Спектр люминесценции в отличие от теплового – линейчатый, полосчатый. На использовании этого свойства основан специальный люминесцентный анализ. С его помощью определяют даже не чтожные следы нефти в породах, под-

нятых из буровых скважин.

4. Оптическая активность - способностью поворачивать плоскость поляризованного света (обычно вправо и очень редко, как в случае индонезийской нефти, влево). Только прозрачные нефти лишены этого свойства. Оптическая активность возрастает с увеличением содержания в нефти смолисто-асфальтовых веществ. Эти сложные тяжелые вещества обладают, видимо еще многими неразгаданными свойствами. Какие-то из них, входящих состав асфальта, чувствительны к свету: буроватая пленка на поверхности асфальта труднее растворяется на участках, подвергшихся освещению.

5. Плотность нефти - После взвешивания выяснится, что более светлая нефть весит меньше. Плотность:

- «белых» нефтей колеблется от 0,777 до 0,798 г/см³;
- янтарных – от 0,792 до 0,820 г/см³;
- вишнево-красной нефти из Сураханов – от 0,802 до 0,840 г/см³.

Тем не менее, встречаются нефти, которые в воде тонут. Их плотность составляет 1,040 г/см³

6. Растворимость в воде – В воде нефть бесполезно растворять. Сколько бы мы ее ни налили в стакан, сколько бы ни мешали ложечкой, нефть все равно всплывет на водную поверхность. Какая-то ее часть, скажем лигроин, все таки растворится, но в растворе его будет ничтожно мало всего 0,027%. Один из нефтяных продуктов – трансформаторное масло легко впитывает воду. В нефти легко растворяются сера, йод, большинство смол, каучук, а при увеличении температуры и металлы. Лучше других растворяется железо. Тут дело доходит даже до беды. Нефть подчас разъедает прочные стальные трубы в скважинах, чему способствует высокая температура на больших глубинах.

Прекрасно растворяются в нефти газы: метан, этан, пропан, бутан, а также азот, кислород, двуокись и окись углерода.

7. Нефть – диэлектрик. Их диэлектрическая постоянная в 2 – 3 раза выше, чем у стекла или слюды. Это свойство нефти используется для создания жидких изоляторов. Примером тому служат трансформаторные масла, которые

при расстоянии между электродами всего 25 мм выдерживают напряжение 25 кВ. К сожалению, как все диэлектрики, нефть и ее продукты способны накапливать и удерживать в себе электрический заряд. Эта способность не раз приводила к неприятностям. При трении о железо в бензине возникает заряд до 2 кВ. Если по поверхности бензина поплывет простая щепка или другой подобный заостренный предмет, то между ним и стенкой резервуара может проскочить искра. Результат – взрыв. Поэтому у автомобилей-бензовозов за задним шасси очень часто можно увидеть болтающуюся металлическую цепь. Через нее убирается избыточный статический электрический заряд цистерны.

8. Вязкость нефти – свойство частиц жидкости сопротивляться взаимному перемещению. Не будем вдаваться в технические подробности, укажем только, что, применяя нефтяные продукты, особенно смазочные масла, мы должны довольно точно знать изменение их вязкости при повышении и понижении температуры и давления. Зависимость следующая, чем ниже температура, тем выше вязкость нефти, и наоборот.

2.3. Влияние разливов нефти на компоненты окружающей среды и человека

Содержание 10 г нефти в 1 м³ воды губительно действует на рыбную икру. Гибнут птицы, рыба, природная фауна и флора. Нефтяные загрязнения представляют угрозу для человечества, поскольку попадают в организм вместе с водой и продуктами питания.

Токсичность нефтепродуктов определяется сочетанием фракций углеводородов, входящих в их состав. Тяжелые бензины являются более токсичными, по сравнению с легкими, а токсичность смеси углеводородов выше токсичности её отдельных компонентов.

Углеводороды влияют на нервную систему, особенно страдает центральная нервная система, а именно: головной мозг. На этом отрицательное влияние нефтепродуктов на организм не ограничивается. Токсичное влияние распространяется на сердечно-сосудистую систему, а также на гемолитические пока-

затели крови (снижается содержание гемоглобина и эритроцитов). Возможны поражения печени, нарушения в эндокринном аппарате организма. Особенно сильное воздействие оказывает нефть и нефтепродукты на кожные покровы – образуются дерматиты и экземы. Еще более негативное влияние на организм человека оказывают отдельные фракции: бензиновая и керосиновая.

В основе действия бензина и керосина на организм лежит его способность растворять жиры и липиды. Бензин поражает центральную нервную систему и кожные покровы, вызывая острые и хронические отравления. В результате частых повторных отравлений бензином происходит развитие острых нервных расстройств.

При работе с нефтяными разливами необходимо использовать средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД). Если концентрации нефти или нефтепродуктов низкие используются противогазы с маркировкой «А» или «М». В случае высоких концентраций используют противогазы со шлангом или герметичные маски с кислородными баллонами. Для защиты кожи используют масло – бензостойкие костюмы (в основном из прорезиненной химически стойкой ткани).

Глава 3. МЕТОДЫ ЛОКАЛИЗАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Одной из самых главных задач, стоящих перед работниками специальных формирований, является локализация разлива нефти и нефтепродуктов. То есть, предотвращение распространения нефтяного загрязнения на больших площадях. Наибольшие трудности вызывает локализация нефтяного разлива на водной поверхности.

3.1. Методы локализации разливов нефти и нефтепродуктов на водной поверхности

В практике для локализации аварийных разливов нефти применяют 5 основных методов локализации:

1. Заградительный метод (применяется чаще всего).
2. Сорбционный метод.
3. Принудительное подтопление.
4. Химические заграждения.
5. Сжигание на месте разлива.

Заградительный метод применяют для предотвращения распространения нефти и нефтепродуктов по поверхности воды с помощью препятствий: физических или химических. Из физических барьеров чаще всего используют боновые заграждения различного типа.

Сорбционный метод основан на способности ряда соединений поглощать нефть и продукты ее переработки, а так же удерживать их в себе в течение длительного времени. Применяется, в основном, при локализации небольших разливов.

Принудительное подтопление основано на использовании специальных веществ и/или сорбентов взаимодействующих с НП, что приводит к образова-

нию соединений с плотностью большей, чем у воды. И последующему их подтоплению. Метод применяется редко, так как дальнейшая очистка основана на способности водоемов к самоочищению. Постепенно образованные соединения разрушаются, что приводит к повторному всплыванию нефти.

Химические заграждение основано на способности химических соединений вступать в реакцию с разлитой нефтью или нефтепродуктом, образуя устойчивые водонерастворимые комплексы.

Сжигание на месте разлива основано на искусственно вызванном возгорании непосредственно на месте разлива нефти. Продукты сгорания попадают в атмосферу вместе с отходящими газами, а так же осаждаются на дно водоема.

3.1.1. Заградительный метод

Этот метод является самым часто применяемым. Основными типами заграждений являются:

1. Боновое заграждение
2. Барьеры (гидравлические и пневматические)
3. Дамбы (гидрозатворы)

Рассмотрим каждый тип заграждения, область их применения, преимущества и недостатки.

Боновое заграждение (БЗ). Это плавучий физический барьер, предназначенный для локализации нефтяных разливов, ограждения защищаемых участков акватории, расширения зоны захвата нефтесборных средств. БЗ применяются как отдельно, так и в сочетании с другими средствами.

Основные функции БЗ:

- ▶ локализация пятен и увеличение толщины нефтяной пленки на водной поверхности;
- ▶ направление пятен в зону сбора или отвод от уязвимых природных объектов;
- ▶ предотвращение воздействия нефтяного пятна на различные объекты (береговые линии, корабли);

▶ используется как отдельно, так и совместно с другими методами.

БЗ состоят из:

▶ элемента, обеспечивающего плавучесть бона (поплавка с наполнителем из вспененного материала или воздуха);

▶ балласта, обеспечивающий вертикальное положение бонов (может быть выполнен в виде цепи, троса или грузов);

▶ силового элемента (цепи, тросы, усилительные ленты), воспринимающего нагрузки от ветра, волн, течений и при буксировке;

▶ соединительных узлов(замки и т.д.), обеспечивающих сборку заграждения из отдельных секций;

▶ надводной части, препятствующей перебрасыванию нефти через заграждение (часть поплавка и юбки выше ватерлинии);

▶ подводной части (юбки), препятствующей уносу нефти под заграждением (часть поплавка и юбки ниже ватерлинии).

Боновое заграждение представлено на рисунке 2.



Рисунок 2 – Боновое заграждение

Основными эксплуатационными характеристиками БЗ, с учетом которых необходимо их выбирать, являются:

1. Поперечная устойчивость.
2. Гибкость.
3. Плавучесть.
4. Прочность на разрыв.
5. Удобство хранения и развертывания.

6. Гладкость поверхности.

7. Хорошая видимость материала.

В зависимости от условий, в которых боновое ограждение эксплуатируется, применяют различные типы БЗ.

Типы БЗ:

- ▶ постоянной плавучести;
- ▶ надувные;
- ▶ самонадувные;
- ▶ ограждающие.

Наиболее часто применяют БЗ постоянной плавучести и надувные.

БЗ постоянной плавучести. Так же называются БЗ с поплавками из вспененного материала. Поплавки с наполнителем покрывают ткань с полиуретановым или ПВХ – покрытием, которые определяют прочность БЗ. Тканью обычно покрывают и балласт с силовым элементом (рисунок 2).

Надувные БЗ. Плавучесть обеспечивается с помощью накачивания специальных камер воздухом. Для изготовления используется ткань с покрытием из ПВХ, неопрена, нитрилакрильного каучука или полиуретана. Не требуют большого пространства для хранения и транспортировки. Применяются для устройства как стационарных, так и буксируемых схем БЗ. Используются, в основном, на море (рисунок 3).

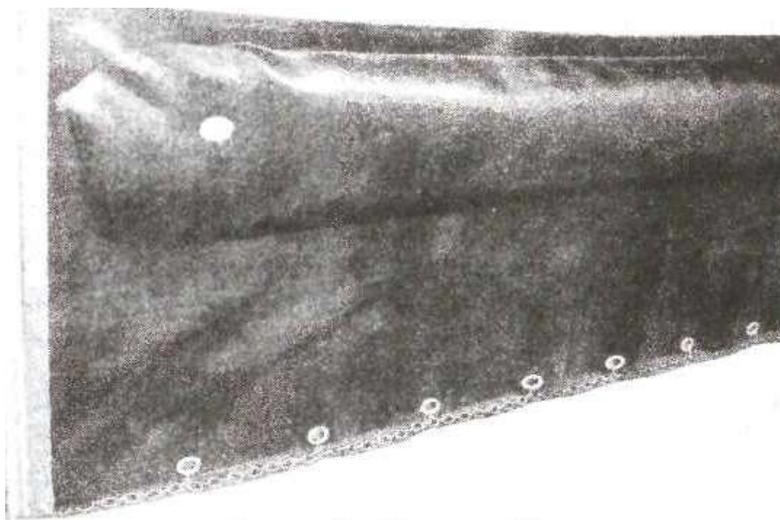


Рисунок 3 – Надувные боновые ограждения

Самонадувные БЗ характеризуются легкостью в обращении и наибольшей оперативностью при разворачивании, а также достаточной гибкостью (эластичностью). Камеры самонадувных БЗ сжаты при хранении и надуваются воздухом при разворачивании через воздухозаборные клапаны благодаря силе упругости встроенных рамок, обычных или спиралевидных пружин. Из – за коррозии и поломок могут возникать проблемы с различными внутренними элементами упругости.

Данный тип БЗ используется для локализации и отвода нефтяных пятен в спокойных прибрежных водах со слабым течением (скорость $< 0,25$ м/с).

Ограждающие БЗ выполняются из жесткой или полужесткой ткани, обладающей вертикальной устойчивостью и достаточной поперечной гибкостью. К верхней части секций крепятся пустотелые или выполненные из вспененных материалов, покрытые пластмассой поплавки, которые соединены с блоками болтами, при этом прочность ткани в зависимости от условий эксплуатации может меняться от минимальной до максимальной. Для обеспечения вертикального расположения бонов к нижней части крепятся балластные грузы, выполненные в виде гальванизированных или оцинкованных металлических блоков. В отличие от других типов БЗ могут обеспечивать долгосрочную локализацию при минимуме технического обслуживания, особенно в условиях воздействия мусора. Внешние поплавки могут создавать завихрения и способствовать уносу и перехлесту нефтяных пленок. Буксируются при малых скоростях (до 2,6 м/с) секциями длиной до нескольких сот метров.

3.1.2. Сорбционный метод

Используется для локализации небольших нефтяных разливов (до 1 тонны). В основном, сорбент наносят на водную поверхность с помощью распылителей различного типа. В некоторых случаях используют сорбирующие боны, в которых находится сорбционный картридж. Основным недостатком метода следует признать его высокую стоимость и необходимость замены отработанного сорбента.

3.1.3. Принудительное подтопление

Этот метод применяется, в основном в море на нефтедобывающих платформах. В качестве подтопляющего агента используют сорбенты, а так же химические соединения, образующие с нефтью комплексы с плотностью выше чем у воды. Основной недостаток данного метода, это всплытие нефтяных пятен после разрушения комплекса «нефть-подтопляющий агент». Для ликвидации разливов нефти на внутренних водах РФ практически не применяется.

3.1.4. Химические барьеры

Теоретически возможно применять химические ограждения в виде *жирных кислот*, окаймляющих нефтяной слив, в целях предотвращения его перемещения и уменьшения площади поверхности. Практически было установлено, что пленки жирных кислот неэффективны при наличии ветра и разрушаются волнами.

Санкт-Петербургские ученые разработали вещество (*структуратор*), способствующее изменению агрегатного состояния нефти и нефтепродуктов, которые после взаимодействия с ним переходят в гелеобразное или твердоупругое состояние и легко собираются с поверхности воды при помощи средств сбора нефти. Перспективным представляется применение структуратора для ликвидации разливов нефтепродуктов в море. Специфические свойства этого вещества позволяют создать принципиально новую тактику борьбы с ними. В случае разлива нефтепродуктов пятно с помощью специальных распыляющих устройств, имеющихся на любом плавсредстве, обрабатывается структуратором по контуру, что предотвращает увеличение площади загрязнения. Затем осуществляется подача структуратора от периферии пятна к центру с одновременным использованием средств сбора нефти, например вакуумных насосов. Вязкость геля должна быть достаточной для обеспечения эффекта стягивания пленки со всей обработанной поверхности, что позволит ускорить процесс ее сбора. Способность геля не разрушаться в морской воде в течение 5-7 сут дает возможность осуществлять его сбор даже в случае раз-

рыва пятна загрязнения на отдельные части. Толщина нефтяной пленки на водной поверхности при малых проливах не превышает 0,5-1 мм, при больших достигает 10-18 мм.

3.1.5. Контролируемое сжигание

Процесс сжигания является дорогостоящим и вредным с экологической точки зрения. Однако в случаях, когда невозможно или нерационально применить другой способ локализации, производят сжигание нефти на месте разлива.

На территории РФ применение данного метода локализации на месте разлива требуется разрешение органов исполнительной власти субъекта Федерации. Для этого оформляется заявление на получение разрешения на производство операции по сжиганию на месте, в котором отражаются результаты учета экологических и производственных факторов, а также факторов обеспечения безопасности.

3.2. Методы локализации нефтяного разлива в ледовых условиях

При разливах нефти и нефтепродуктов на поверхности воды, покрытой сплошным льдом или плавающими льдинами, они оказываются на поверхности льда, во льду и подо льдом.

На попадание нефти и нефтепродуктов под лед основное влияние оказывает их плотность. При температуре $\sim 0^{\circ}\text{C}$ плотность большинства тяжелых нефтей и нефтепродуктов превышает плотность льда. Разница в плотностях увеличивается по мере деградации нефти и нефтепродуктов. В этом случае лед как бы наплзает на нефтепродукты. Легкие нефть и нефтепродукты попадают под него под влиянием течения и ветра. При скорости ветра 12 м/с, скорости течения 0,5 м/с и толщине льда 15-45 см такие нефть и нефтепродукты легко загоняются по лед.

Подо льдом нефть и нефтепродукты могут сохраняться длительное время. При этом нефтепродукты имеют тенденцию перемещаться в карманы с нижней стороны льда, а их горизонтальное движение может быть остановлено ледяной

грядой (торосами) или киями (стамухами). Если этого не происходит, то нефть и нефтепродукты могут либо дрейфовать вместе со льдом, либо перемещаться относительно льда под действием течения.

На поверхность льда нефть и нефтепродукты попадают либо непосредственно из источника разлива, либо проникают через поры и трещины рыхлого льда, либо выбрасываются на лед при раскачивании льдин относительно друг друга во время волнения. Процесс налипания резко прогрессирует при наличии на поверхности льда снежного покрова, с которым нефть и нефтепродукты образуют вязкую кашу, значительно осложняющую процесс очистки и сбора. С нижней стороны льда происходит процесс образования нового льда, благодаря которому нефть и нефтепродукты могут вмерзнуть в ледяное поле.

3.2.1. Локализация разлива с помощью ограждения

Локализация разливов нефти в зимний период льдах имеет свои особенности. Ниже перечислены факторы, способствующие и препятствующие проведению этой операции.

Положительные факторы:

- ▶ низкие температуры замедляют процесс выветривания;
 - ▶ охлажденная нефть, обладающая более высокой вязкостью, растекается медленнее;
 - ▶ образование твердого основания для ведения работ, снижение подвижности нефти и создание естественных хранилищ нефти во льду или под ним;
 - ▶ снег и лед могут эффективно сдерживать нефть;
 - ▶ снег является эффективным сорбентом;
- вероятность оседания тяжелой нефти снижается, если плотность воды достигает максимального значения;
- ▶ в арктических регионах зоны особой значимости встречаются реже, чем в условиях умеренного или тропического климата;
 - ▶ береговой припай способен защитить береговые сообщества приливно-отливных зон и собственно береговую линию от загрязнения нефтью.

Отрицательные факторы:

- ▶ сбор нефти затруднен в связи с ограничением доступа и повышением уровня опасности для персонала,
- ▶ оборудование (насосы, насосные шланги с распыляющими насадками и форсунки) требует тщательного высушивания после каждого цикла использования с целью снижения объема остаточной влаги, замерзание которой может вызвать повреждение оборудования или снизить его эффективность;
- ▶ в арктических условиях повторное заселение среды живыми организмами занимает больше времени, чем в регионах с умеренным климатом;
- ▶ в условиях битого льда возникают сложности при эксплуатации оборудования, особенно скиммеров;
- ▶ труднодоступность районов, сложность доставки оборудования и персонала;
- ▶ возможность повреждения бонов, судов, скиммеров движущимися ледяными полями;
- ▶ повышены риски, связанные с транспортировкой отходов из отдаленных и особо чувствительных районов;
- ▶ требуются особые методы для защиты береговой линии;
- ▶ выбор диспергентов осуществляется исходя из солености воды.

В работах, по локализации разлива нефти на акватории при наличии плавучего льда БЗ применяют:

- ▶ для предотвращения попадания мелкобитого льда в район разлива нефти, что позволяет использовать оборудование для сбора нефти с открытой поверхности воды и сжигать нефть на месте разлива;
- ▶ отгораживания загрязненной площади с целью отделения нефти ото льда и удаления ее при помощи обычного оборудования, что позволяет предотвращать/уменьшать распространение нефти от места разлива и попадание льда в район очистки.

Для предотвращения растекания нефти на акваториях до и во время установки БЗ используются струи пожарных стволов, направленные на поверхность воды на расстоянии около 1 м от границы нефтяного пятна.

Особенности применения БЗ на море и озере в ледовых условиях:

- ▶ при концентрации льда свыше 30% боны практически бесполезны, т. к. могут задержать только небольшие куски льда;
- ▶ при скорости ветра более 35 км/ч (10 м/с) боны могут быть повреждены небольшими кусками льда;
- ▶ главной характеристикой БЗ является прочность, устойчивость бонов на волне, их запас плавучести;
- ▶ установка якорей в ледовых условиях затруднена или бессмысленна.

Особенности применения БЗ на реках в ледовых условиях:

- ▶ низкая надежность установки бонов в дрейфующем льду, их малая сохранность из-за ударов льдин;
- ▶ к факторам, ограничивающим возможность реагирования на разлив на крупных реках, относятся: противотечения, эрозия берегов, быстрое накопление наносов и мусора;
- ▶ установка бонов под углом к течению может быть неэффективной вследствие большой ширины реки (невозможно отвести пятно к берегу), больших затрат времени на установку БЗ;
- ▶ применение бонов из сверхпрочного материала с верхними и нижними растяжками;
- ▶ выше по течению следует предусмотреть установку ледозадерживающих бонов из бревен или металлических понтонов на реках с медленным течением и концентрацией льда до 30%;
- ▶ установка заграждений при наличии битого льда затруднена;
- ▶ изменение направления движения нефтяного пятна с помощью БЗ возможно при наличии плавающих обломков льда в периоды ледостава и ломки льда;
- ▶ возможен вынос нефти за пределы заграждений, если сбор ее будет происходить медленнее, чем накопление;

► если ширина пятна превосходит расстояние приблизительно от одной четверти до половины длины БЗ, необходимо использовать несколько заграждений или каскадное заграждение, чтобы постепенно изменить направление движения нефти.

Традиционная технология локализации и сбора нефти на реках в зимних условиях (при наличии сплошного ледяного покрова) – это создание во льду направляющих прорезей.

Развертывание системы локализации включает:

► расчистку от снега подъездных путей к рабочим площадкам и их самих на берегу реки, створа БЗ, рабочей площадки на льду в районе майны и подъездной дороги к ней;

► проведение замера толщины льда для обеспечения безопасности работы на льду людей и снегоочистительной, ледорезной и других видов техники. Возможность передвижения по льду технических средств оценивают по предельно допустимой нагрузке для данной толщины ледяного покрова. Рекомендации по безопасности проведения работ в ледовых условиях приведены ниже в таблице 2

Таблица 2 – Условия безопасности при проведении работ на льду

Груз	Масса груза, т	Наименьшая безопасная толщина ледяного покрова реки, см	Наименьшее допустимое расстояние до кромки льда, м
Человек со снаряжением	0,1	10	5
Автомашина грузоподъемностью 1500кг	3,5	25	19
Автомашина грузоподъемностью >1500кг	6,5	35	25
Самосвал с грузом или бульдозер	8,5	39	25
Тягач с грузом или трактор	10		26
Трактор с грузом	20		30
Сверхтяжелый груз	40		38

► вынос и закрепление на местности створа БЗ, ловчей майны и подъездной дороги на льду;

► нарезку прорези в ледяном покрове для установки БЗ;

▶ вырубку ловчей майны (размером до 3 до 4 м).

Ширина прорези выбирается с расчетом всплытия нефти в зависимости от скорости течения и толщины льда от 0,15 до 3,0 м.

Правила проведения ледорезных работ:

▶ для исключения ухода нефти из майны при малой толщине льда (до 30 см) с обеих сторон майны под лед устанавливаются (рыбацким методом) защитные надувные БЗ. Для этого нефтяное пятно оконтуривается через лунки, пробуренные по сетке 10×10 м. Площадь пятна разбивается поперек русла на участки (полосы) шириной 30 или 45 м (оптимальная величина определяется на практике);

▶ намечается и размечается полоса, в которую устанавливается (рыбацким способом) подледная волокуша из пневмобонов; тяговые и удерживающие канаты заводятся на лебедки (ручные или электрические), работа которых должна быть строго синхронизирована;

▶ для предотвращения «разбегания» нефтяного пятна при движении волокуши по краям полосы устанавливается подледное защитное ограждение из таких же бонов;

▶ в конце полосы, поперек нее, также устанавливается БЗ, в контур которого включен нефтесборщик-скиммер. При движении волокуши на ограниченной со всех сторон площади нефть «сгоняется» к поперечному БЗ избирается подледным нефтесборщиком.

По окончании работ на первой полосе волокуша и БЗ перетаскиваются подо льдом на следующую полосу и т.д. Скиммер извлекается и снова заводится под лед через новую прорубь на полосе.

Возможно применение в качестве волокуши сорбционных бонов, наполненных сорбентом с диапазоном рабочих температур, позволяющим работать в зимних условиях. Толщина (диаметр) волокуши, т.е. количество нефтяного сорбента, определяется количеством нефти, которое волокуша должна впитать в себя по длине обрабатываемой полосы.

Для обработки такой волокуши предусматривается одна или несколько узких майн; всплывшую волокушу извлекают из воды. Волокушу утилизируют

или отжимают из нее нефть и снова заводят под лед.

Для удаления нефти из приурезовых (мертвых) зон, недоступных для боновой волокуши, рекомендуется вдоль берега сделать во льду прорезь шириной 0,5-1,0 м, постепенно наращивая длину. Через нее в подледное пространство «загоняется» скиммер или оболочка с нефтяным сорбентом или подается дисперсный плавучий сорбент. Ликвидация разлива нефти в этой зоне обеспечивается при полном вскрытии льда и сборе сорбированной нефти.

Зимние БЗ предназначены для улавливания и локализации нефтяного пятна на реках в период ледостава.

При температуре окружающей среды ниже -30°C для локализации и направления нефти к месту сбора предпочтительнее применять жесткие БЗ из листового материала в виде непрерывного полотна (пластик, сталь), опускаемого на глубину не менее 0,5 – 0,7 м и вмораживаемого верхней кромкой в лед.

При более высокой температуре воздуха применяются боны постоянной плавучести. На открытых участках воды могут использоваться обычные БЗ. Перед установкой секции БЗ доставляют снегоходами с разгрузочной площадки на берегу реки непосредственно к прорези и раскладывают вдоль нее.

Устанавливают БЗ в соответствии с рекомендациями изготовителей. Обычно высота бонов выбирается таким образом, чтобы они выступали над водой не менее чем на 20 – 30 см, а под нижней стороной льда - 50-70 см. Это исключает выход нефти на поверхность льда, «подныривание» нефти под БЗ и способствует направлению нефти в ловчую майну.

При разливе нефти на водоеме в условиях битого льда рекомендуется следующий порядок работ:

- ▶ обколоть лед вокруг нефтяного пятна;
- ▶ в проход во льду завести БЗ, имеющие повышенную прочность (например, металлические, стеклопластиковые и т. п.), а в чону, свободную ото льда, можно заводить суда-экраны;
- ▶ один конец ограждений закрепить на причале, а другой отводить буксиром от границы разлива, создавая на огражденном участке зону свободной

ото льда воды;

▶ можно использовать специальные приставки к ледоколам, которые притапливают лед и собирают всплывшие опасные вещества;

▶ в свободную ото льда зону завести нефтемусоросборщик и вспомогательное плавсредство, которое может служить источником горячей воды или пара;

▶ с помощью нефтемусоросборщика собрать загрязненный лед вместе поверхностным слоем воды;

▶ собранный в приемную ванну лед перегрузить в мусорный контейнер;

▶ загрязненный нефтепродуктами лед хранить в мусорном контейнере;

▶ очищенный лед из мусорного контейнера выгрузить на берег или сбросить в море за пределами района разлива;

▶ крупные льдины, которые из-за своих размеров не проходят в приемную ванну, следует промыть за бортом.

Применяются также специальные стальные понтоны с промежутками между ними, соединенные несущим канатом. Данный тип ограждения позволяет удерживать лед и пропускать нефть. При буксировке через лед нефть вымывается из-под льда и появляется на поверхности. Как правило, требуется второе сплошное БЗ для локализации отделенной нефти, далее сбор может быть произведен обычными методами. Существующие образцы бонов из понтонов эффективны при скорости течения до 0,8 м/с и высоте волн до 2м. Установка стальных понтонов весьма трудоемка, требует точного определения положения нефтяного пятна и учета его дрейфа под воздействием течений.

3.2.2. Сжигание нефти на месте разлива

В технологии сжигания нефти на месте важную роль играет сплоченность льда, которую условно можно разделить на три диапазона:

1. От 0 до 30% поверхности заняты льдом;
2. От 30 до 70% поверхности заняты льдом;
3. От 70 до 100% поверхности заняты льдом.

При небольшой сплоченности лед мало влияет на распространение нефти,

и может применяться технология, используемая при сжигании нефти на открытой воде: огнестойкие БЗ, буксируемые судами.

В битом льду нефть может перемещаться под воздействием ветра и течений вокруг больших кусков льда и под ними, а также собираться между плотно сжатыми ледяными полями (лед служит естественной преградой).

Если пятна нефти имеют толщину от 2 до 3 мм, то возможно сжигание на месте. Для этого могут применяться воспламенители, устанавливаемые на вертолете.

При сплоченности льда от 30-70% баллов технология сжигания нефти наиболее сложная, т. к. практически невозможно развернуть бонны.

Нефть, разлитая под сплошным морским льдом, растекается и заполняет неровности на внутренней стороне льда. Если лед находится в процессе образования, то нефть вмержает в лед. Весной нефть поднимается по каналам во льду и собирается на поверхности в проталины, в которых ее можно сжечь. Проталины образуются быстро и недолго существуют до момента, когда они сольются воедино и произойдет разрушение льда, поэтому сжигание нефти в проталинах должно проводиться в короткие сроки.

Эта операция технически сложна:

▶ льдины, имеющие на себе скопления нефти, под воздействием ветра перемещаются, и на большой площади может образовываться огромное количество отдельных небольших скоплений нефти. Эти движущиеся объекты для сжигания существуют в течение короткого отрезка времени;

▶ при таянии льда, росте и соединении проталин свободная нефть может быстро растекаться слишком тонким для поджигания слоем.

При высокой сплоченности льда нефть имеет тенденцию собираться в естественных выбоинах и трещинах. Снежные и ледяные преграды задерживают ее. Если это безопасно, то сжигание является наиболее практичным и эффективным методом ликвидации разлива на льду.

Из загрязненного нефтью снега с помощью экскаваторов, бульдозеров, грейдеров устраиваются конусообразные груды, которые поджигаются при до-

бавлении подходящего активатора (например, дизельного топлива). Плотные снежные преграды, окружающие кучи, предотвращают растекание нефти вместе с талой водой, образующейся во время сжигания.

Если место разлива значительно удалено от причалов, пирсов, портовых сооружений и стоящих на якорях судов, применяется технология локализации - контролируемое сжигание, которое производится только с разрешения природоохранных органов при соответствующем противопожарном обеспечении.

Технологии сжигания зависят от наличия снежного покрова и его толщины.

На чистом (без снега) сплошном льду нефть растекается тонким слоем и может быть сожжена без особых затруднений. Во избежание растекания нагретой нефти и талой воды по периметру загрязнения во льду вырубается траншея глубиной до 0,5 м и шириной до 0,5 м.

Снег является прекрасным сорбентом, и впитавшуюся в него нефть (нефтепродукт) поджечь очень сложно

Возможны следующие варианты:

► при толщине снежного покрова не более 0,5 м: в центр нефтяного загрязнения прорывают траншею, далее в центре освобождают от снега площадку примерно 1 м, на которую выливают около 5 л легкого нефтепродукта. Площадку засыпают снегом, который по возможности утрамбовывают. По периметру загрязнения расчищают от снега полосу шириной в 1 м и прокладывают траншею 0,5 × 0,5 м для сбора талой воды. Затем нефть (нефтепродукт) поджигают в центре пятна. Технология эффективна для свежеразлитой нефти;

► при толщине снежного покрова более 0,5 м: непосредственное сжигание на месте провести невозможно, поэтому на льду или земле очищают площадку, на которую сгребают загрязненный снег; при сгребании следует захватывать как можно меньше чистого снега, т. к. он снижает процент выгорания нефти;

► если площадь пятна мала или на снегу имеется несколько небольших пятен, то загрязненный снег сгребают в кучи высотой до 1 м, вокруг которых

делают барьеры из незагрязненного утрамбованного снега (желательно снег облить водой со стороны кучи и дать образоваться корке льда), и затем кучи поджигают с помощью топлива.

Воспламенители делятся на два типа:

1. Первый – для использования от судна или на льду;
2. Второй – от вертолетов.

Самым простым воспламенителем, который используется на льду, является насыщенный дизельным топливом сорбент, который поджигают и бросают на нефтяное пятно. Такая смесь может гореть продолжительное время. В качестве воспламенителя может использоваться и эфир этана.

3.2.3. Особенности применения сорбентов в зимних условиях

На практике применяются в основном два типа реагирования на разливы нефти (нефтепродуктов) в ледовых условиях с применением нефтяных сорбентов.

1. Закачка сорбентов под лед для сорбирования нефти, сконцентрированной под ледяным покровом.

Данный способ применяется для снижения концентрации нефти и нефтепродуктов, адсорбированных под нижней кромкой льда на реках и ручьях. Для ускорения вытеснения нефти из-под ледяного покрова и ее сорбирования в нескольких точках производится закачка сорбента под лед через специально устроенные майны.

2. Нанесение сорбента на нефтепродукты, разлитые на поверхности льда и снега, с последующим смывом водой (лучше использовать подогретую воду).

Данный способ применяется также для предотвращения попадания нефтепродуктов в воду и их дальнейшего распространения при таянии льда.

Для применения сорбентной технологии необходимо иметь:

► сорбент со свойствами, позволяющими ему сорбировать нефть (нефтепродукты) при отрицательных температурах;

- ▶ средства нанесения сорбента, позволяющие закачивать его под лед.
- ▶ средства сбора отработанного сорбента.

3.3. Очистка сточных вод от нефтепродуктов физико - химическими, химическими и термическими методами

3.3.1. Требования к сточным водам при ее очистке

Сточные воды, содержащие нефтепродукты, образуются на объектах многих отраслей промышленности, где используется нефти и продукты ее переработки. В этих стоках содержатся различные минеральные и органические загрязнения, что усложняет проблему и" обезвреживания.

Более половины попадающих в атмосферу (в основном, в почве и водоемы) нефтепродуктов приходится на отработанные смазочные материалы (масла, пластичные смазки, смазочно-охлаждающие жидкости и др.), которые в связи с высокой токсичностью, канцерогенностью и низкой биоразлагаемостью представляют значительную экологическую опасность. Наибольшую опасность представляют содержащиеся в них полихлордифенилы. Утилизация отработанных смазочных масел является сложным и трудоемким процессом, который порождает новые экологически опасные отходы.

Загрязнение нефтепродуктами природных поверхностных и подземных вод характерно для большинства промышленных предприятий, объектов транспортировки, переработки и использования нефтепродуктов. Количество загрязненных вод составляет от нескольких кубических метров в сутки до сотен тысяч в час. В большинстве случаев образуются многокомпонентные смеси, содержащие наряду с нефтепродуктами (в виде плавающей пленки, в коллоидном и растворенном состоянии) фенолы, сульфиды, кислоты, щелочи, азот- и фосфорсодержащие вещества, тяжелые металлы, поверхностно-активные вещества, механические примеси. В отдельных категориях нефтесодержащих вод присутствуют жиры, масла, тетраэтилсвинец, растворенные газы, трудноокисляемые органические вещества, латексы.

Большая часть предприятий, связанных с нефтепереработкой, хранением и транспортировкой нефтепродуктов, металлообработкой, предприятий различных видов транспорта, агроперерабатывающего комплекса, пищевой промышленности и других либо вообще не оснащены очистными сооружениями, либо имеют морально и физически устаревшие сооружения, которые не обеспечивают должной степени очистки.

Установленные Российским законодательством нормы сброса загрязняющих веществ в сточные воды значительно жестче, чем в остальных европейских странах. Например, сброс сточных вод в водоемы разрешается с содержанием нефтепродуктов 0,05 мг/л, что в 100 раз меньше, чем в европейских странах и в 300 раз меньше, чем в США.

Отсутствие эффективных и недорогих технических средств очистки сточных вод, жесткие нормы предельно допустимых сбросов (ПДС), сравнительно небольшие санкции за нарушение норм сброса, недостаточный контроль со стороны водоохраных органов приводят к тому, что многим предприятиям выгоднее платить штрафы, чем вкладывать средства в строительство или реконструкцию очистных сооружений.

Поэтому на большей части предприятий современных средств очистки сточных вод не будет до тех пор, пока предприятиям не станет выгодно их иметь. Следствием этого является повышенная загрязненность наших рек и водоемов.

Сброс недостаточно очищенных сточных и ливневых вод не только вызывает загрязнение открытых источников и водоносных горизонтов, но и пагубно влияет на здоровье людей. Природные процессы самоочищения не в состоянии справиться с нарастающим техногенным загрязнением.

Исследования на нефтехимических предприятиях показывают, что очистить сточные воды от различных загрязнений до норм выпуска в естественные водоемы очень затруднительно, так как основными загрязняющими веществами в них, специфичными для производства и ограничивающими возможность утилизации этих вод, являются нефтепродукты. Следовательно, большой объем технологических сточных вод, загрязненных биогенными ингредиентами, приводит

к снижению эффективности и перегрузке заводских очистных сооружений.

В настоящее время выпускаемое в России водоочистное оборудование в основном не обеспечивает требуемой нормативами степени очистки сточных вод. Строительство капитальных очистных сооружений или применение импортного очистного оборудования обходится дорого и не под силу многим предприятиям.

Решить основные задачи по оздоровлению экологической обстановки и охране здоровья населения можно, осуществив следующие мероприятия:

- разработать прогрессивные технологии и оборудование для модернизации морально и физически устаревших очистных сооружений;

- модернизировать системы локальной очистки сточных вод применением высокоэффективных стационарных и передвижных модулей, обеспечивающих снижение сбросов неочищенных или недостаточно очищенных сточных вод;

- отработать рациональные системы ливневой канализации учетом динамики грунтовых и ливневых вод;

- отработать системы очистки сточных вод и ливневых потоков едином для предприятия комплексе;

- разработать и внедрить комплексные мероприятия, обеспечивающие замкнутое (оборотное) водоснабжение.

Новые требования к качеству очищенных вод оказываются сопоставимыми с требованиями к качеству питьевой воды, а это привело к постановке вопроса о разработке полностью замкнутой систем водоснабжения, включающей и подсистему снабжения питьевой воды.

На современных предприятиях или нефтебазах стремятся соответствующей планировкой сточных каналов обеспечить отвод и очистку дождевых и талых вод совместно с производственными водами из обвалованных участков резервуарных парков, с площади железнодорожных сливно-наливных устройств, с площадок выдач нефтепродуктов автотранспорту. За рубежом нефтебазы и заправочные (наливные) пункты в четыре года по требованию

местных властей специально дооборудываются очистными сооружениями для дождевых и талых вод, и сброс осуществляется только после контроля на содержание нефтепродуктов.

В целях охраны водных объектов от загрязнения нефтью и нефтепродуктами и рационального использования водных ресурсов *важное значение придается их очистке.*

С сельскохозяйственных территорий, в т.ч. *нефтехранилищ, заправочных станций* и т.д. в поверхностные источники воды поступают большие объемы загрязненных вод - дренажный сток, сбросы воды из различного вида каналов, рассеянный и сосредоточенный (линейный) естественный (склоновый) и ирригационный сток, а также сточные воды производственных предприятий, животноводческих комплексов, бытовой сток населенных пунктов и пр.

В нашей стране качество поверхностных вод нормировано для трех видов потребления:

- хозяйственно-питьевой;
- культурно-бытовое;
- рыбохозяйственное.

Для питьевого водоснабжения и культурно-бытовых целей разработаны предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ примерно для 959 ингредиентов, объединенных по трем лимитирующим признакам вредности (ЛПВ): санитарно-токсикологическому, общесанитарному и органолептическому.

ПДК вредных веществ для рыбохозяйственных водоемов и водотоков установлены для 521 ингредиента, объединенных в группы по следующим пяти ЛПВ: токсикологическому, санитарно-токсикологическому, органолептическому, рыбохозяйственному и общесанитарному.

Допустимые концентрации присутствующих в воде нескольких веществ, относящихся к одной группе по ЛПВ, рассчитывают, исходя из условия, что сумма отношений этих концентраций ($C_1, C_2 \dots C$) к соответствующим ПДК не должна превышать единицы:

$$\frac{C_1}{(ПДК)_1} + \frac{C_2}{(ПДК)_2} + \dots + \frac{C_n}{(ПДК)_n} \leq 1$$

Требования рыбохозяйственных водопотребителей к ПДК большинства веществ-загрязнителей более жесткие, чем требования к ПДК этих веществ в водах, используемых для водоснабжения и хозяйственно-бытовых целей.

Одной из наиболее сложных проблем является удаление нефтепродуктов из сточных вод предприятий. В этом случае, как и при борьбе с разливами нефти и нефтепродуктов, применяют механические (отстаивание, центрифугирование, фильтрование), термические и физико-химические методы очистки (флотация, коагуляция и флокуляция, сорбция, обратный осмос, ультрафильтрация, электрохимические способы), дополняя их химическими (озонирование, биологические и др.) и комбинированными технологиями очистки с применением сооружений и различных конструкций.

Использование физико-химические методы утилизации нефтепродуктов позволит оздоровить окружающую среду и условия труда работников.

3.3.2. Коагуляция и флокуляция

Для очистки сточных вод используются различные методы очистки промышленных сточных вод: механические физико-химические и биологические. Очистка воды проводится на соответствующих сооружениях и направлена на улучшение ее органолептических, физических, несколько меньше - химических и еще меньше - биологических (наличие микроорганизмов) свойств. Очистка воды включает ее осветление и обесцвечивание с помощью коагуляции, отстаивание и Фильтрацию. Эффективность работы очистных сооружений составляет: резервуары-отстойники - 90-98%, нефтеловушки - 40-60%, флотаторы (без применения коагуляторов) - 40-60% (при использовании коагуляторов в количестве 100 мг/л их эффективность возрастает до 98%).

Для вновь строящихся и реконструируемых предприятий предусматри-

ваются системы обработки сточных вод, включающие сооружения физико-химической очистки с применением коагулянтов и фло-кулянтов (соли алюминия или железа совместно с полимерными материалами).

Коагулирование - процесс укрупнения мельчайших коллоидных и взвешенных частиц, образования хлопьев. Различают два вида коагуляции: в свободном объеме (в камерах) толщи зернистого материала или в массе взвешенного осадка (контактно). При осветлении и обесцвечивании воды коагулирование осуществляют для интенсификации процессов осаждения и фильтрования. При этом из воды выделяются не только диспергированные примеси, но и вещества, находящиеся в коллоидном состоянии.

Физико-химическая очистка сточных вод является достаточно эффективным методом сточных вод, такие как отстаивание, фильтрование и флотация.

Методы механической очистки сточных вод, как отстаивание, фильтрование и флотация позволяют выделять из воды частицы нефтепродуктов размерами, как правило, от 10 мкм и более. Оставшиеся в воде чрезвычайно малые по размерам дисперсные примеси образуют весьма устойчивую коллоидную (эмульсионную) систему. Агрегативная устойчивость такой дисперсной системы определяется степенью дисперсности, поверхностными и электрокинетическими свойствами частиц, а также наличием других примесей (электролитов, поверхностно-активных и иных веществ). Одним из распространенных методов нарушения агрегативной устойчивости таких систем является коагуляция, под которой понимается процесс образования в системе из мелких частиц более крупных агрегатов, легко удаляемых из воды механическими методами.

В широком плане коагуляция дисперсных систем может быть осуществлена различными способами, выбор которых обусловлен действующими на устойчивость систем факторами и экономическими соображениями.

Поскольку методы коагуляции предполагают применение специальных веществ-коагуляторов особенностью процесса является необходимость применения реагентов, не вызывающих вторичного загрязнения воды. К основным методам коагуляционной очистки относятся коагуляция электролитами, гетеро-

коагуляция, а также коагуляция под действием физических или химических факторов (перемешивание, нагревание, вымораживание и т.п.). Для очистки воды наибольшее распространение получила гетерокоагуляция, в основе которой лежит взаимодействие мелкодисперсных частиц с агрегатами, образующимися при введении в воде.

Большое значение приобрел также метод коагуляции при добавлении в дисперсную систему веществ, химически взаимодействующих со стабилизатором этой системы. Вывод стабилизатора из системы приводит к ее коагуляции.

Сами по себе различные соединения алюминия, железа, магния и кальция, наиболее широко применяемые в качестве коагулянтов, имеют невысокую стоимость. Еще важнее, что при использовании этих соединений отпадает необходимость их специального производства. Как правило, это вторичные продукты другого производства, где они являются технологическими отходами, например хлористый алюминий, представляющий собой продукт термического гидролиза отработанного каталитического комплекса, используемого на нефтехимических комбинатах. Хорошо зарекомендовал себя в качестве коагулянта железный купорос – побочный продукт производства диоксида титана и травления металлов.

Коагуляция коллоидов (эмульсий) может быть также осуществлена с помощью электролитов, под воздействием физических или химических факторов (перемешивания, нагревания, электрических и магнитных полей, ультразвуковых колебаний и др.).

Механизм коагуляции, и прежде всего гетерокоагуляции, во многом определяется электрокинетическими свойствами дисперсной системы. Эмульсионные (коллоидные) частицы адсорбируют находящиеся в воде ионы преимущественно одного знака, которые значительно понижают свободную поверхностную энергию частиц. Ионы, непосредственно прилегающие к поверхности частицы, образуют так называемый адсорбционный слой. В этом слое может находиться также небольшое число противоположно заряженных ионов, суммарный заряд которых все же не компенсирует заряда поверхностных ионов. Вследствие этого на границе адсорбционного слоя создается электрический заряд и заряд и вокруг частицы с

адсорбционным слоем (гранулы) образуется диффузный слой, в котором находятся противоположно заряженные ионы, компенсирующие заряд гранул. Гранула вместе с диффузным слоем называется мицеллой (рисунок 4).

Напряженность электрического поля мицеллы изменяется от максимального значения на границе частиц до нуля на границе диффузного слоя. Потенциал на границе частиц называется термодинамическим потенциалом (ψ -потенциалом). Он равен сумме зарядов всех поверхностных ионов. На границе адсорбционного слоя потенциал уменьшается на сумму зарядов находящихся в адсорбционном слое противоположно заряженных ионов. Потенциал на границе адсорбционного слоя называется электрокинетическим потенциалом (ζ -потенциалом).

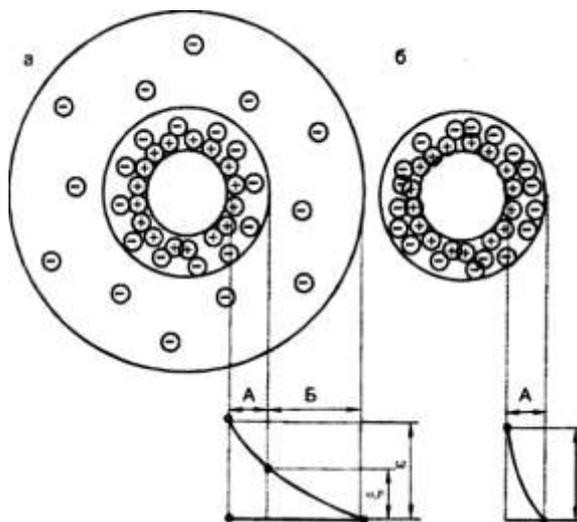


Рисунок 4 – Строение мицеллы в коллоидных (эмульсионных) системах а- $\zeta = 0,03$ В; б- $\zeta = 0$:

а -адсорбирующий слой; б -диффузионный слой.

Количественное значение (ζ -потенциала определяют по скорости электрофореза (перемещения частицы в электрическом поле). В отсутствие внешнего электрического поля центры положительных и отрицательных зарядов двойного слоя мицеллы совпадают. При наложении электрического поля происходит поляризация двойного ионного слоя и коллоидная частица перемещается к электроду, имеющему противоположный заряд. При этом (ζ -потенциал частицы связан с линейной скоростью перемещения и параметрами среды зависимостью:

$$\zeta = 4\pi \mu u / (\alpha E)$$

где u – линейная скорость, м/с;

E - напряженность электрического поля, В/м;

μ - динамическая вязкость дисперсной среды, Па·с;

α - диэлектрическая проницаемость среды.

В большинстве случаев частицы примесей сточных вод заряжены отрицательно и имеют ζ -потенциал от 10 мВ до нескольких десятков милливольт. В зависимости от активной реакции среды он существенно изменяется и даже претерпевает перезарядку.

Там же представлена картина изменения С-потенциала эмульсии нефтепродуктов в воде в зависимости от концентрации электролита.

Частицы эмульсии под действием диффузионных сил стремятся равномерно распределиться во всем объеме жидкой фазы. При этом наличие у частиц одноименных электрических зарядов вызывает их взаимное отталкивание.

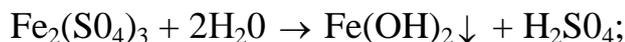
Наряду с силами отталкивания между коллоидными (эмульсионными) частицами действуют межмолекулярные силы взаимного притяжения, которые проявляются на небольших расстояниях. При уменьшении ζ -потенциала частиц силы отталкивания уменьшаются и становится возможным процесс соединения частиц под влиянием сил притяжения - процесс коагуляции. Силы взаимного притяжения между частицами эмульсии (коллоидов) начинают преобладать над электростатическими силами отталкивания при ζ -потенциале менее 30 мВ. При (ζ -потенциале, равном нулю, коагуляция идет с максимальной интенсивностью, и это состояние системы называется изо-электрическим, а соответствующее ему значение рН называется изо-электрической точкой.

При гетерокоагуляции сточных вод в настоящее время широко используют неорганические коагулянты в виде солей алюминия и железа. С их помощью решаются следующие технологические задачи по очистке воды:

- снижение агрегативной устойчивости дисперсной системы под действием электролита (введенной соли);
- сорбция ионов на поверхности частиц;
- образование в результате химической реакции нового малорастворимо-

го соединения, которое является центром образования хлопьевидных структур, включающих частицы эмульсионной (коллоидной) системы.

В результате гидролиза солей алюминия и железа в воде образуются малорастворимые гидроксиды алюминия и железа:



На рисунке 5 показаны экспериментально полученные диаграммы кинетики процесса осветления мазутной эмульсии концентрацией 150 мг/л с помощью коагуляции раствором $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ с дозой 150 мг/л при различных температурах. В своей первоначальной стадии процесс осветления представлял простую седиментацию, т.е. выделение из воды частиц эмульсии при отстаивании в условиях покоя. Спустя 20-25 мин в эмульсию вводился раствор коагулянта с перемешиванием в течение 10с. С этого момента процесс седиментации совмещается с коагуляцией и регистрировался по изменению оптической плотности D.

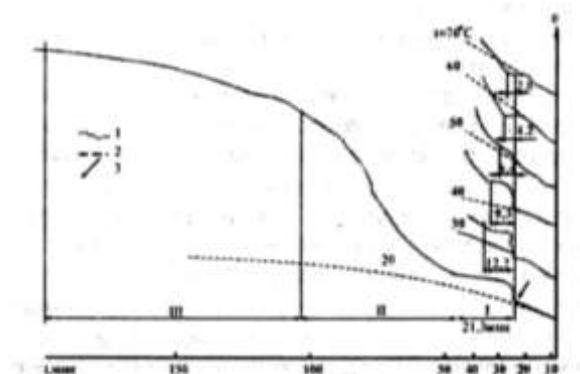


Рисунок 5 – Кинетика процесса коагуляции и осветления мазутной эмульсии:

1 и 2 - кривые седиментации соответственно скоагулированной и исходной эмульсии; 3- момент введения коагулянта.
периоды: I-коагуляции; II -флуккулации; III -остаточной седиментации.

На диаграммах достаточно четко выделяются три характерные периода:

- собственно коагуляции;
- флуккулации - интенсивного роста и объединения (агрегации) хлопьев в процессе осаждения;

- остаточной седиментации.

В первый период входят стадии инкубации и роста новой фазы. Стадия старения агрегатов гидроокисей протекает в последующие периоды осветления. Влияние температуры на процесс коагуляции чрезвычайно существенно. В интервале 20—70°C продолжительность коагуляции изменяется соответственно от 21,3 до 2,8 мин. При температуре значительно ниже 20°C она может составлять несколько часов. Указанная зависимость имеет важное значение при решении вопросов очистки воды от нефтепродуктов с применением коагуляции.

В качестве товарных коагулянтов при очистке производственных сточных вод в нашей стране больше всего применяются: сульфат алюминия (глинозем) $Al_2(SO_4)_3 \cdot 18H_2O$ (плотность 1,62 т/м³; насыпная масса 1,05—1,1 т/м³; растворимость в воде при 20°C 362 г/л); сульфат двухвалентного железа (железный купорос) $FeSO_4 \cdot 7H_2O$ (плотность 3 т/м³, насыпная масса 1,9 т/м³, растворимость в воде при 20°C 265 г/л).

Дозы коагулянтов в каждом отдельном случае устанавливаются экспериментальным путем.

Для ускорения процессов хлопьеобразования при коагуляции, увеличения скорости осаждения хлопьев и повышения качества очистки воды применяют флокуляцию — процесс хлопьеобразования с помощью некоторых высокомолекулярных веществ, называемых флокулянтами, который в отличие от коагуляции протекает без изменения электрических свойств частиц (двойного электрического слоя). Основным механизмом флокуляции является адсорбция (закрепление) макромолекул флокулянта на поверхности частиц примесей в воде.

Флокулянты представляют собой растворимые в воде линейные полимеры, состоящие из большого числа групп, с длиной цепочки до 1 мкм. Относительная молекулярная масса флокулянтов может достигать нескольких миллионов. По происхождению флокулянты могут быть неорганические, природные органические и синтетические органические. При растворении в воде одни из них диссоциируют на ионы, а другие нет. С этой точки зрения флокулянты делятся на группы:

- неионогенные (крахмал, поливиниловый спирт, полиакрилонитрил и др.);

- анионные (активная кремневая кислота, полиакрилат натрия, лигно-сульфонаты и др.);
- катионные (полиэтиленамин, четвертичные аммониевые соли на основе полистирола и поливинилтолуола: ВА-2, ВА-3, ВА-102, ВА-212 и др.);
- амфотерные, т.е. содержащие одновременно анионные и катионные группы (полиакриламид, белки и другие).

Скорость и эффективность процесса флокуляции зависят от состава сточных вод, температуры, интенсивности перемешивания и последовательности введения коагулянтов и флокулянтов. Их дозы принимаются обычно в пределах 0,1—10 г/м³. Пример влияния флокулянтов на скорость процесса очистки воды от нефтепродуктов (мазута) показан на рисунке 6. Остаточное содержание мазута в воде в обоих случаях не превышало 5—10 мг/л.

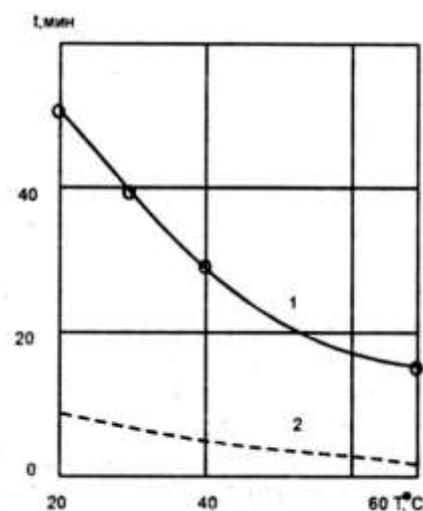


Рисунок 6 – Влияние флокуляции на скорость процесса очистки нефтесодержащей воды. коагулирование Al (SO₄)₃ (доза 150 мг/л); коагулирование Al (SO₄)₃ (доза 25 мг/л) с добавкой флокулянта ВА-3(доз 2мг/л);

Процесс очистки сточных вод от нефтепродуктов с помощью коагуляции и флокуляции включает приготовление водных растворов коагулянтов и флокулянтов, их дозирование, смешение с очищаемой водой, хлопьеобразование и выделение хлопьев из воды.

Выделение хлопьевидных примесей из нефтесодержащих вод осуществляется путем отстаивания, фильтрования и напорной флотации.

Создание на предприятиях эффективно действующих установок для

очистки сточных вод, содержащих нефтепродукты, позволяет решать две важные задачи: предупредить загрязнение природных вод промышленными стоками и сократить потребление воды, так как возврат очищенной воды в производственный цикл позволяет организовать кругооборот воды на предприятии.

Для отделения масел, жиров, смол, нефти и нефтепродуктов плавающих на поверхности сточных вод, используют различной конструкции маслоуловители, жироловки, нефтеловушки. Отделению этих примесей от воды осуществляется за счет разности их плотностей.

3.3.3. Очистка сточных вод от нефтепродуктов электрохимическими методами

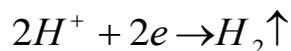
Эффективно также применение электрофлотации для очистки сточных вод от нефти и нефтепродуктов. При очистке сточных вод, содержащих до 100 мг/л эмульгированной нефти, этим методом остаточное содержание нефти в воде составляло 12-22 мг/л.

Однако электрохимическая флотация применяется менее часто, чем напорная флотация. Основной отличительной особенностью ее является то, что пузырьки газа образуются здесь в процессе электролиза очищаемой воды значительно меньших размеров и более равномерно распределяются в жидкости, что обуславливает высокую эффективность очистки. Основным недостатком электрофлотации является высокая стоимость очистки и ее энергоемкость.

При пропускании постоянного тока через очищаемую сточную воду, которая в большинстве случаев является раствором электролита той или иной концентрации, на аноде происходит уменьшение числа электронов и он имеет положительный заряд, а на катоде создается избыток электронов, обуславливающий отрицательный заряд. Отрицательные ионы (анионы) в растворе притягиваются к аноду, а положительные ионы (катионы) - к катоду, отдавая аноду свои электроны, а катионы, отнимая у катода избыточные электроны, превращаются в нейтральные частицы. Этот процесс сопровождается электрохимическими реакциями - взаимодействием ионов и электронов на границе

раздела раствор - электрод.

Типичной электрохимической реакцией на катоде является катодное восстановление, т. е. процесс разрядки ионов водорода с образованием газообразного водорода:



На скорость электрохимической реакции влияют состав сточных вод, их температура, гидродинамические условия, материал электродов, наличие примесей, отлагающихся на электроде, и другие причины.

Наиболее существенной закономерностью электрохимических процессов является связь между количеством прошедшего через жидкость электричества и количеством вещества, прореагировавшего на электроде. Она описывается законами Фарадея. Первый из них гласит, что количество прореагировавшего на электроде вещества прямо пропорционально количеству прошедшего через жидкость электричества:

$$m = kq = kit$$

где q - количество прошедшего через границу электрод -жидкость электричества, А-ч;

i - сила тока, А;

t - время электролиза, с;

k - электрохимический эквивалент.

Электрохимический эквивалент представляет собой количество вещества в килограммах, которое выделяется на электроде при прохождении единицы количества электричества.

Согласно второму закону Фарадея при прохождении через различные электролиты одного и того же количества электричества масса выделившихся на электроде веществ пропорциональна их химическим эквивалентам (отношению атомной массы элементов к их валентности). Следовательно, электрохимические экви-

валенты веществ пропорциональны их химическим эквивалентам. Экспериментально установлено, что при прохождении через жидкость количества электричества, равного 26,8 А-ч, на электроде выделяется масса вещества, численно равная его химическому эквиваленту. Иначе говоря, количество электричества, необходимое для выделения 1 г-экв вещества на электродах, не зависит от его вида, а также от параметров работы и устройства электролизера. Это количество электричества соответствует единице фарадей (постоянная Фарадея). С учетом сказанного масса прореагировавшего на электроде вещества равна:

$$M = Alt / (zF)$$

где A - атомная масса элемента, кг,

z - валентность выделившегося элемента;

F - постоянная Фарадея (26,8 А-ч).

Таким образом, численное значение электрохимического эквивалента определяется по выражению:

$$k = A / (zF).$$

Основными способами электрохимической очистки нефтесодержащих сточных вод являются электрохимическая коагуляция (электрокоагуляция) и электрохимическая флотация (электрофлотация).

В сфере промышленного производства сточные воды большей частью содержат разнообразные по своим физико-химическим свойствам примеси. Поэтому для их обезвреживания необходимо применять способы очистки, обладающие универсальностью действия, чего не может обеспечить гетерокоагуляция, так как используемые реагенты обладают избирательным действием, а применение композиций реагентов может вызвать отрицательный результат в плане вторичного загрязнения. Коагуляция под воздействием физико-химических факторов (выведение стабилизатора из системы, окисление, радиационная обработка и т. д.) малоэффективна из-за многостадийности процесса

или сложности аппаратного оформления. Исключение составляет только метод коагуляции под воздействием электрического поля - электрокоагуляции. Простота конструкции электрокоагуляторов и универсальность метода, позволяющего очищать сточные воды от нефтепродуктов, включений металла и взвешенных частиц, обусловили широкое применение метода в промышленной практике в результате действия электрического поля вода практически полностью очищается от бактерий. Это приводит к увеличению сроков службы воды, а также исключает возможность появления у обслуживающего персонала экзем, грибковых и других заболеваний кожи, неизбежно возникающих при работе с бактериально-загрязненной водой.

При электрокоагуляции гидроокиси металлов получают в результате растворения анода и дальнейшего гидролиза перешедших в раствор ионов металлов. Образующиеся при этом гидроокиси обладают повышенной активностью и сорбционной способностью, что обеспечивает эффективную коагуляцию дисперсных примесей с участием продуктов электролиза. Образовавшиеся хлопьевидные структуры флоатируются на поверхность жидкости пузырьками образовавшегося при электролизе газа или выносятся из электрокоагуляционно-го аппарата потоком обрабатываемой сточной воды с последующим отстаиванием или фильтрацией.

Механизм электрокоагуляции последовательно включает в себя следующие операции: электрофоретическое концентрирование, т.е. направленное движение заряженных частиц примесей и концентрирование их у поверхности электродов; растворение электрода и образование гидроокисей металлов; поляризационная коагуляция дисперсных частиц; упаковка первичных агрегатов по мере накопления частиц гидроокисей и флокуляционная коагуляция; флотация образовавшихся агрегатов пузырьками газов.

Для очистки нефтесодержащих сточных вод аноды изготавливают из алюминия или железа. Расход электроэнергии N растворения металла зависит от плотности j (рисунок 7) и расстояния между электродами.

С уменьшением расстояния расход электроэнергии снижается. Обычно

плотность тока принимают до $200\text{--}300\text{ А/м}^2$, расстояние между электродами $10\text{--}20\text{ мм}$, скорость движения воды между электродами должна быть не менее $0,03\text{--}0,05\text{ м/с}$. Теоретический расход электроэнергии при рекомендуемом напряжении $3\text{--}12\text{ В}$ составляет, $\text{Вт}\cdot\text{ч}$: при растворении 1 г железа $2,9$, при растворении 1 г алюминия 12 . Растворение в воде 1 г железа эквивалентно введению в сточную воду $3,58\text{ г}$ сернокислого железа $\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3$, а растворение 1 г алюминия - $6,33\text{ г}$ сернокислого алюминия $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$.

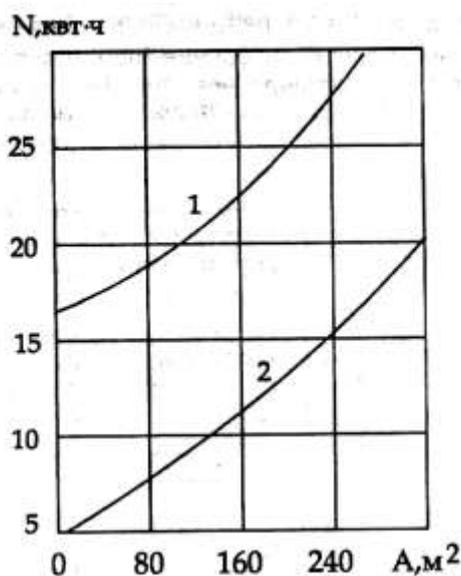


Рисунок 7 – Расход электроэнергии N при анодном растворении 1 кг алюминия (1) и 1 кг железа (2) в зависимости от плотности тока i

Промышленная электрокоагуляционная установка для очистки нефтесодержащих сточных вод представлена на рисунке 8.

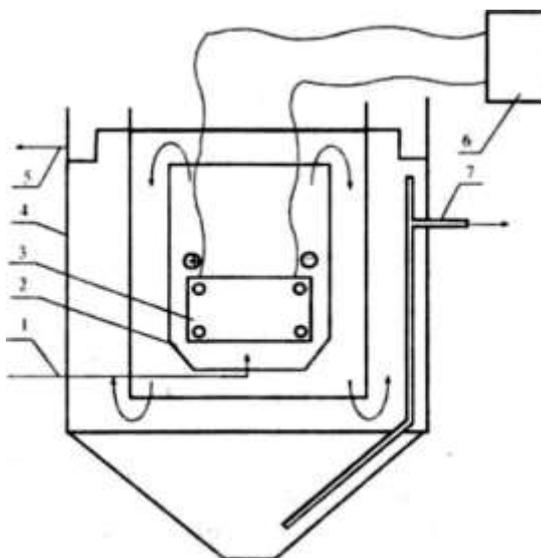


Рисунок 8 – Электрокоагуляционная установка для очистки нефтесодержащих вод:

1-трубопроводподачи сточных вод; 2- резервуар электрокоагулята (электролизер); 3-пакет плоских стальных электродов; 4- отстойник; 5-выпуск очищенных вод; 6- выпрямитель электрического тока;
7- выпуск сточных вод.

При электрокоагуляции образуется очень рыхлый, плохо уплотняющийся осадок. Для его обезвоживания применяют отстаивание, центрифугирование, флотацию, термическую сушку.

Электрохимические методы, и в том числе электрокоагуляция, имеют следующие преимущества не требуют применения реагентов, не увеличивают солесодержащие воды, упрощают технологические схемы очистки, улучшают условия эксплуатации, позволяют сравнительно просто решать вопросы автоматизации. Наряду с этим электрокоагуляция не лишена и существенных недостатков. К их числу относятся сравнительно большая потребность в электроэнергии, значительный расход листового металла, образование на поверхности электродов окисных пленок, засорение пространства между электродами продуктами электрокоагуляции.

Образование отложений на электродах в результате электрофоретического концентрирования дисперсной фазы и гидроокисей приводит к снижению скорости и эффективности электрокоагуляции. Для уменьшения вредных последствий этого явления предусматривают барботаж воздуха через межэлектродное пространство, устройство вращающихся щеток, вращающихся дисковых электродов и пр. Для борьбы с пассивацией электродов осуществляется их переполно-совка, добавка в жидкость анионов, вытесняющих кислород из пассивирующих соединений и образующих растворимые в воде соединения, например СГ.

Водород, выделяющийся при электролизе, уже при содержании 0,4 об.% может образовывать с воздухом взрывоопасную смесь. Предельно допустимая взрывобезопасная концентрация водорода в производственном помещении принимается равной 10% от нижнего предела взрываемости, т. е. 0,04 об.%. В связи с этим надлежит предусматривать специальные меры по вентиляции производственного помещения.

Объем выделяющегося на катодах водорода определяется по формуле:

$$W = \gamma c l (273 + T) / 273$$

где γ - выход водорода по току (0,9—0,95); c - объемный электрохимический эквивалент водорода, равный 0.00042 м³/(А·ч);

T - температура сточных вод, °С.

В сточных водах растворяется водорода:

$$W_p = 21,4 \cdot (273 + T) Q / (273 \cdot 10^3)$$

где Q - расход сточных вод, м³/ч;

21,4 — растворимость водорода в 1 м³ воды при $T = 0^\circ\text{C}$ и атмосферном давлении, л.

В производственное помещение выделяется водорода:

$$W_{\text{выд}} = W - W_p$$

Если содержание водорода в- воздухе помещения может достигать 0,04 об.%, то надлежит предусматривать автономное вытяжное устройство для электролизера. Возможная концентрация водорода в помещении определяется по формуле:

$$CH_2 = W_{\text{выд}} - (V_{\text{ном}} k)$$

где $V_{\text{ном}}$ - объем производственного помещения, м³;

k - существующая кратность воздухообмена в помещении в целом в результате естественной или принудительной вентиляции.

Производительность автономного вентиляционного устройства определяется из условия разбавления водорода воздухом до концентрации менее 0,04 об.%. Следовательно, производительность вентилятора должна быть не менее:

$$Q_{\text{вен}} = (300 - 350) W_{\text{выд}}$$

Технологические параметры работы электролизера в каждом конкретном

случае зависят от состава очищаемой жидкости и уточняются экспериментальным путем. Для нефтесодержащих сточных вод типа зачистных из нефтеналивных судов и железнодорожных цистерн продолжительность электрообработки составляет 25-30 мин при плотности тока 200 -300 А/м².

Как показано выше, электрохимические процессы сопровождаются газовыделением: на катоде - водорода, на аноде - кислорода и хлора (при наличии в жидкости хлоридов). Образующиеся пузырьки газов при взаимодействии с гидрофобными поверхностями загрязнений образуют флотоагрегаты, которые всплывают (флотируются) и концентрируются в поверхностном пенном слое. При электрокоагуляции флотационные процессы являются часто побочным явлением, так как основное внимание здесь уделяется получению оптимального количества гидроокисей металлов для коагуляции суспензий или эмульсий. В чистом виде электрохимическая флотация (электрофлотация) может быть осуществлена путем электролиза водных растворов с применением электрохимически нерастворимых анодов (угольных, графитовых и др.).

По конструкции электрофлотационные аппараты представляют собой электролизеры, в которых электроды горизонтально или вертикально располагаются над днищем, перекрывая его полностью (рисунок 9).

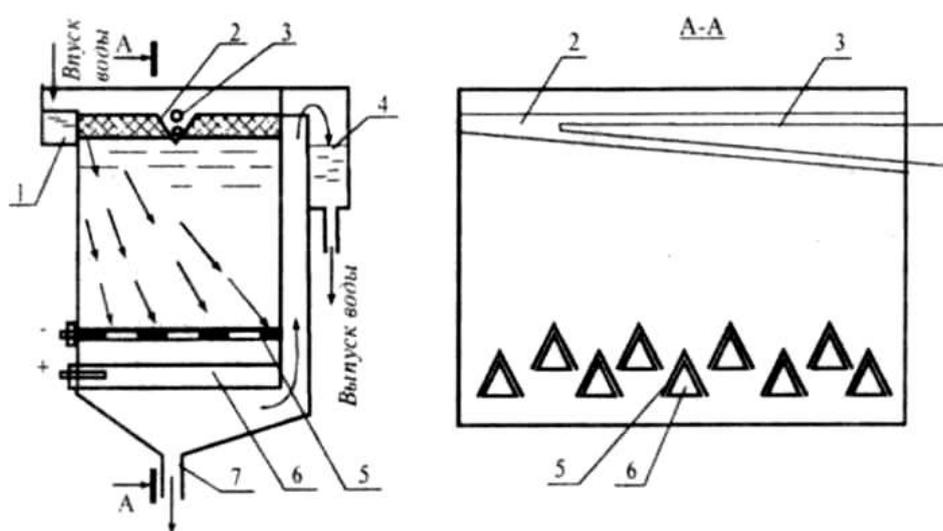


Рисунок 9 – Схема устройства электрофлотатора:

- 1 – входная камера; 2 – пеноотводящий желоб; 3- змеевик подогреватель пенной массы; 4 – выпускная камера; 5 – катод; 6 – анод;

7 – патрубков выпуска осадка и опорожнения.

Это необходимо для распределения пузырьков газа по всему поперечному сечению аппарата, в котором очищаемая вода движется навстречу потоку пузырьков. Недостатком такой конструкции является возможность отложения на электродах частиц дисперсных примесей воды, которые увеличивают расход электроэнергии и вызывают необходимость периодической очистки и даже замены электродов. Распространенным материалом для катодов являются проволочные сетки из нержавеющей стали, располагаемые над анодами.

В ней аноды из графита или другого электролитически стойкого материала выполнены в виде трехгранных призм, расположенных в шахматном порядке, а катоды из проволочных сеток, изогнутых под углом, размещаются под анодами. Для нефтесодержащих сточных вод типа зачистных из нефтеналивных судов и железнодорожных цистерн продолжительность электрообработки составляет 25-30 мин при плотности тока 200-300 А/м².

Конструктивный расчет электрокоагуляторов производится следующий образом. Полезный объем электролизера:

$$V = Qt$$

Общая поверхность плоских анодов:

$$S = \frac{2V}{(d + \delta) \cdot 2} = \frac{V}{(d + \delta)}$$

где d - расстояние между электродами (0,005-0,01 м);

δ - толщина электрода (0,003-0,008 м).

Общее число анодов в электролизере:

$$n_a = S_a / S_1$$

S_1 - поверхность одного анода.

Общее число электродов (анодов и катодов) в электролизере

$$n_{\text{общ}} = 2n_a + 1$$

Длина блока электродов:

$$I_1 = 2n_a d + \delta(2n_a + 1)$$

Длина электролизера:

$$I_2 = I_1 + 2I_3$$

I_3 - расстояние между крайними электродами и стенками электролизера (0,02-0,03 м).

Ширина электродов:

$$b_1 = S_1 / (2h_1)$$

h_1 - высота части электродов, погруженной в воду (1-1,5 м).

Ширина электролизера:

$$b_2 = b_1 + 2b_3$$

где b_3 - расстояние между электродами и стенками электролизера (0,02-0,03 м).

Высота электролизера:

$$h = h_1 + h_2 + h_3$$

где h_2 - высота электрода над уровнем жидкости (0,01-0,02 м);

h_3 - высота борта электролизера (0,2-0,3 м).

Скорость движения воды между электродами снизу вверх:

$$u = h_1 / t$$

Расход металла анодов на единицу объема обрабатываемой жидкости:

$$m = \gamma k l t / Q$$

где k - электрохимический эквивалент, г/(Ач); для двухвалентного железа 1,042, для трехвалентного железа 0,606, для алюминия 0,336.

Масса металла в электродах, которая может быть израсходована при электрокоагуляции,

$$M = \alpha \rho_M \delta n_{общ} f$$

где α - коэффициент использования материала электродов (в зависимости от толщины пластин принимается равным 0,6-0,9);

ρ_M - плотность материала (для стали 7860 кг/м³, для алюминия 2580 кг/м);

f - площадь одного электрода, м.

Продолжительность работы электродной системы:

$$t = M \cdot 10^6 / (24 m Q)$$

где M - масса графитового электрода, т (плотность 1,5 т/м³);

$q_{ГР}$ - износ графита в процессе работы, равен 85 мг/(Ач);

α - коэффициент использования графитовых анодов (0,8-0,9).

Площадь живого сечения выделительной камеры электрофлотатора рассчитывается с учетом минимальной гидравлической крупности образующихся флотоагентов, которая устанавливается опытным путем.

3.3.4. Механический способ отстаивания сточных вод (отстаивание, центробежное осветление, фильтрация)

Основной метод очистки производственных сточных вод механический, который включает: *отстаивание, центробежное осветление, фильтрацию*. Отстаивание - наиболее распространенный метод механической очистки для выделения нефтепродуктов. Сооружениями для отстаивания являются отстойники, нефтеловушки. Применяемые нефтеловушки в виде горизонтальных отстойников имеют

ряд недостатков, одним из которых является неравномерность рабочего потока и наличие зон завихрений, обусловленная несовершенством водораспределительных устройств, и влиянием плотностных и конвекционных токов. Неравномерность температуры воды и наличие в ней тонущих примесей приводит к образованию в отстойнике зон с плотностью среды, отличающейся от средней ее плотности в объеме отстойника, что приводит к возникновению конвекционных токов. Эффект осветления при этом составляет 30+60%. В практике очистки воды известны методы повышения эффективности работы отстойных сооружений. Наиболее распространенным методом является рассредоточенный по длине отстойной зоны отвод очищенной воды. Другим методом является рассредоточенный отвод части воды из зоны с повышенной концентрацией примесей в специальное устройство. Для повышения эффективности очистки от нефтепродуктов применяют устройства, вызывающие коалесценцию. В качестве коалесцирующих устройств применяют пластинчатые тонкослойные блоки, выполненные в виде пакетов плоских или волнистых пластин, установленных наклонно с зазором 20-100 мм. В этих нефтеловушках достигается уменьшение высоты подъема частиц, увеличивается эффективная поверхность без увеличения строительной площади. Снижение величины слоя отстаивания и улучшения гидродинамики приводит к возможности удаления частиц с диаметром меньше 150 мк, и повышение эффекта очистки 60-93%. Многоярусные нефтеловушки представляются разновидностью тонкослойных нефтеловушек.

Принцип работы отстойных сооружений - гравитационное разделение эмульсий за счет разности плотностей воды и распределенной в ней грубодисперсной фазы. При удалении из воды тонкодиспергированной нефти даже на тонкослойных нефтеловушках нельзя получить значительного увеличения производительности.

Отстойные сооружения могут быть заменены гидроциклонами и сепараторами. При дефиците производственных площадей на действующих предприятиях может быть применено двухступенчатое безреагентное осветление стоков на аппаратах центробежного осаждения мультимикрогидроциклонах с последующей доочисткой на фильтре с пенополистерольной загрузкой.

Нефтеcодержащие cточные воды можно очищать по двухcтупенчатой cхеме. Предварительная очистка воды происходит в гидроциклонах-флотаторах. Отделение грубодисперсных примесей происходит за счет действия центробежных сил, а нефтепродуктов и тонкодисперсной взвеси достигается за счет флотации. Для доочистки воды после гидроциклонов-флотаторов устанавливаются вертикальные напорные механические фильтры. Гидроциклоны, как и отстойники, весьма чувствительны к колебаниям расхода промстоков и концентрации нерастворенных загрязнений в них. Основным недостатком гидроциклонов является значительный расход электроэнергии. Проблема механической очистки осложняется в тех случаях, когда в cточной воде находятся частицы твердой фазы гидравлической крупностью меньше 0,1 мм/с. Для извлечения частиц данной крупностью и менее применяются осадочные центрифуги.

Отстаивание является наиболее простым и дешевым технологическим способом выделения дисперсных примесей из воды.

Отстойники применяются при содержании нефтепродуктов в cточных водах более 100 мг/л.

По конструкции нефтеловушки являются горизонтальными, вертикальными и радиальными отстойниками.

Горизонтальная нефтеловушки представляет собой горизонтальный резервуар, в котором из медленно движущегося потока cточной воды выделяются всплывающие нефтепродукты и оседающие механические примеси.

Длина нефтеловушки определяется расчетным временем отстаивания:

$$t = H / U$$

где H - рабочая глубина нефтеловушки, м;

U - расчетная скорость всплытия нефтяных частиц м/ч.

Необходимая рабочая длина L :

$$L = V \cdot H / U$$

где V - расчетная скорость движения воды по всему сечению нефтело-

вушки, м/с.

В нефтеловушках имеет место неравномерное распределение скоростей по живому сечению и непостоянство скоростей по длине из-за вихревых и струйных образований. Для учета указанных явлений рекомендуется вводить поправочный коэффициент K принимаемый для:

- горизонтальных отстойников (нефтеловушек) - 0,5;
- радиальных - 0,45;
- вертикальных - 0,35.

Следовательно

$$L = V \cdot H / (K \cdot U)$$

Средняя скорость горизонтального движения воды V обычно принимается 4-5 мм/с.

Расчетная скорость всплытия нефтепродуктов в нефтеловушке определяется по кинетике их выделения. Она зависит от плотности нефтепродуктов, размеров частиц эмульсии, температуры воды, наличия взвешенных примесей и др. факторов.

Для частиц эмульсии, удовлетворяющих условию

$$Re = d \cdot U_0 / Y < 10$$

Скорость всплытия частицы в покое в чистой воде можно определить по формуле Стокса:

$$U_0 = d^2 \cdot q \cdot (\rho_e - \rho_{np}) / (18\mu)$$

где D - диаметр частицы эмульсии, м;

q - ускорение свободного падения, м/с²;

ρ_e - плотность воды, кг/м³;

ρ_{np} - плотность нефтепродуктов, кг/м³;

μ - динамический коэффициент вязкости, кг/(мс);

Y - кинематический коэффициент вязкости воды, м²/с.

Наличие в сточной жидкости механических примесей влияет на скорость выделения нефтепродуктов.

$$U = \alpha \cdot U_0$$

где α - коэффициент уменьшения скорости всплытия нефтяных частиц под влиянием механических примесей.

По экспериментальным данным эта зависимость имеет характер представленный на рисунке 10.

Коэффициент α можно определить и по эмпирической формуле:

$$\alpha = (4 \cdot 10^4 + 0,8C_{\text{вв}}^2) / (4 \cdot 10^4 + C_{\text{вв}}^2)$$

где $C_{\text{вв}}$ - концентрация механических примесей (взвешенных веществ), мг/л.

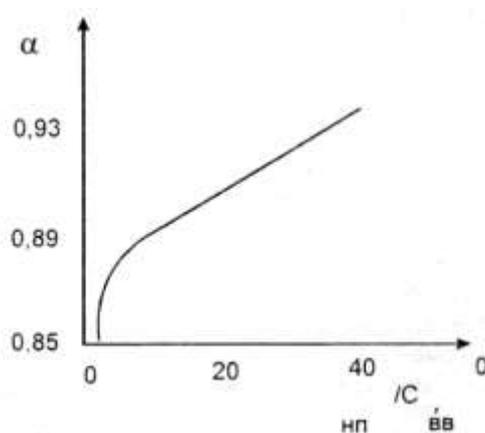


Рисунок 10 – Значение вертикальной составляющей W скорости V в нефтеловушке

При отсутствии данных по кинетике всплывания нефтяных частиц допускается (согласно СНиП 2.04.03-85) принимать расчетную скорость всплывания 0,4-0,6 мм/с.

Турбулентный режим движения воды в нефтеловушке оказывает отрицательное влияние на скорость всплывания частиц. Это влияние принято учитывать значением вертикальной составляющей скорости движения воды в нефтеловушке - W , полученным из экспериментальной зависимости и представленной на рисунке 11.

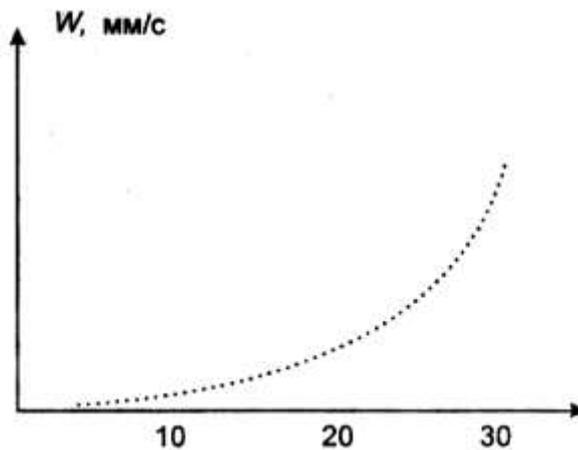


Рисунок 11 – Значение вертикальной составляющей W скорости V в нефтеловушке
Рабочая длина с учетом изложенного:

$$L = V \cdot H / (K \cdot (U - W))$$

Общая ширина нефтеловушки

$$B = Q / (V \cdot H)$$

где Q - расход сточной жидкости, $\text{м}^3/\text{с}$.

При проектировании нефтеловушек горизонтального типа необходимо учитывать следующие рекомендации:

- рабочая глубина не более 2 м;
- ширина секции 3-6 м;
- число секций не менее 2;
- отношение длины к рабочей глубине от 15 до 20;
- толщина слоя всплывших нефтепродуктов до 0,1;
- толщина слоя выпавшего осадка до 0,1 м.

Количество осадка ($\text{м}^3/\text{сут}$) задерживающегося в ловушке:

$$M_{oc} = (24 \cdot Q \cdot C \cdot n) / (100 - z)$$

где M_{oc} - содержание взвешенных веществ в сточной воде, кг/м³;

Q - расход сточной воды, м³/ч;

n - степень выделения взвешенных веществ $\approx 60 - 70\%$;

γ_{oc} - объемный вес осадка, кг/м³;

z - влажность осадка, %.

Влажность свежевыпавшего осадка составляет $\approx 95\%$, объемный вес 1,1 тс/м³. С увеличением продолжительности пребывания под водой осадок уплотнится: после 3 часов его влажность составит $\approx 65 - 70\%$, после 6 часов - 55-60%; после 24 часов - 50-55%. Объемный вес осадка при 70% влажности $\approx 1,5$ тс/м³. Масса осадка по сухому веществу 80-120 г на 1 м³ сточной воды. Содержание нефтепродуктов в осадке 15-20 вес %.

$$-1TC = 10^3 \text{ кгс} \approx 10 \text{ кН}$$

Для повышения эффективности отстойных сооружений изыскивают различные способы. В их числе можно назвать рассредоточенный по длине отстойной зоны (лучше в последней трети) отвод очищенной воды, применение колесцирующих фильтров (укрепляющих частицы эмульсии) из гидрофобизированных материалов на входе воды в нефтеловушку.

Наиболее эффективным оказалось применение тонкослойного отстаивания. Для этой цели в отстойной зоне нефтеловушки располагают пакеты пластин с зазором 20-100 мм, установленных наклонно (угол около 45-50°). На ряду с пакетами пластин можно применять наклонные пучки труб диаметром до 50 мм, (рисунок 12.)

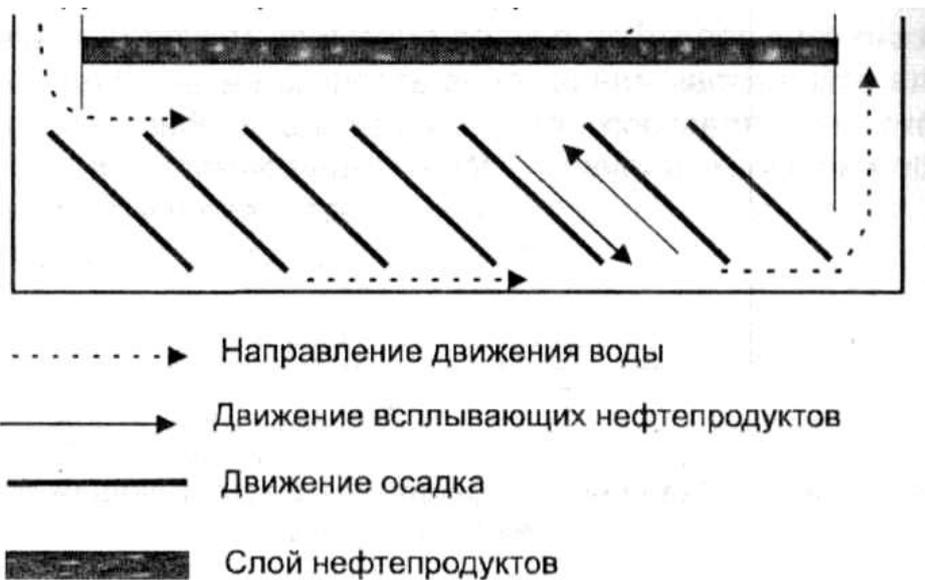


Рисунок 12– Механизм тонкослойного отстаивания

В тонкослойных элементах уменьшается путь движения выделяемых частиц и, следовательно сокращается время отстаивания. При рациональном наклонном расположении обеспечивается саморазгрузка тонкослойных элементов от всплывающих и осаждающихся частиц. Существенным достоинством тонкослойного отстаивания является также уменьшение влияния на процесс отстаивания вихревых зон, конвективных потоков, турбулентных явлений.

Для выделяемой из воды частицы расчетной крупности время отстаивания

$$t = hU \cdot \cos(a)$$

где t - расстояние между пластинами;

U - расчетная скорость всплытия частицы;

a - угол наклона пластин.

Необходимая длина наклонного канала

$$I = Vt$$

где V - средняя скорость движения жидкости в канале.

Потребное число каналов

$$n = Q \cdot t / (b \cdot l \cdot h)$$

где Q - расход сточной воды;

b - ширина канала.

В связи с тем, что в выражении принято среднее значение скорости воды в канале, для точных расчетов при малых соотношениях b/h целесообразно поправочные коэффициенты, которые для каналов прямоугольного сечения с $b/h = 1-20$ изменяется от 1,4 до 1,02. Ширина канала обычно назначается в пределах 0,2-0,3 длины, скорость воды в канале принимается 2-5 мм/с. Нисходящая составляющая скорости воды на входе в каналы не должна превышать отрывной скорости всплывания частиц сконцентрированных нефтепродуктов на кромках пластин во избежание их повторного вовлечения в каналы. Весьма рациональны в этом отношении гофрированные пластины, обеспечивающие при расположении вдоль потока максимальное укрепление частиц.

Наряду с поперечным расположением тонкослойные элементы могут располагаться и вдоль потока. При этом несколько уменьшится гидравлическое сопротивление и удастся применить обычное устройство для удаления всплывших нефтепродуктов и выпавшего осадка. Этот способ находит применение для повышения производительности существующих нефтеловушек (рисунок 13).

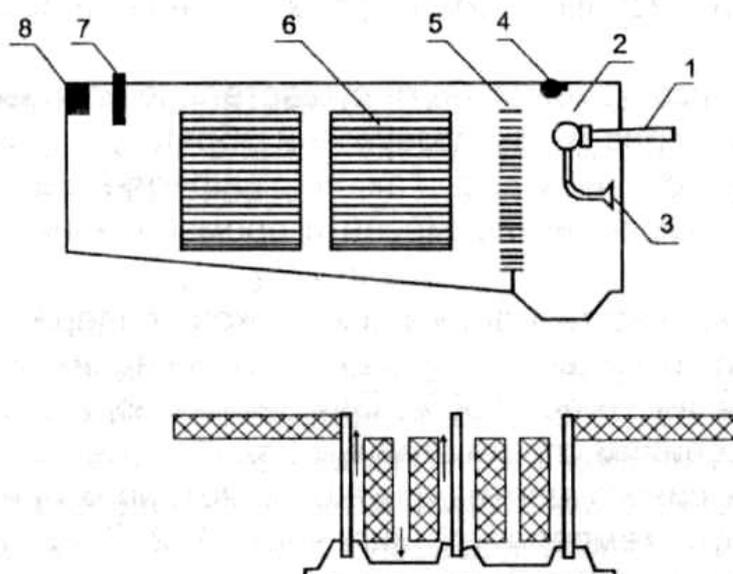


Рисунок 13– Нефтеловушка с блочными продольными тонкослойными элементами:

1 - подающая труба; 2 - распределительная труба; 3 - распределительные патрубки; 4 - нефтеотводящие трубы; 5 - водораспределительное устройство; 6 - блоки тонкослойных элементов; 7 - нефтеудерживающая перегородка; 8 - отводящая труба.

3.3.5. Озонирование

Для более глубокой очистки сточных вод от растворенных в них нефтепродуктов, оставшихся после механической, физико-химической или биологической очистки, можно применять метод химического окисления органических веществ озоном. Озонирование не только очищает стоки от фенолов, нефтепродуктов, сероводорода, соединений мышьяка, поверхностно-активных веществ, цианидов, канцерогенных ароматических углеводородов, пестицидов и многих других токсичных примесей, но одновременно обесцвечивает и обеззараживает воду и устраняет ее запахи и привкусы, а также насыщает ее кислородом. При обработке воды озоном патогенные микроорганизмы погибают в несколько тысяч раз быстрее, чем при ее хлорировании. В сточную воду озон подают в виде озонозонодушной или озонкислородной смеси, в которой содержание озона обычно не превышает 3%. Озонирование промышленных сточных вод осуществляют в барботажных, насадочных, тарельчатых колоннах и других контактных аппаратах.

Процесс очистки может быть существенно ускорен при совместном применении озона и ультразвуковой обработки или ультрафиолетового облучения сточных вод. Так, ультрафиолетовое облучение ускоряет процесс окисления примесей в промышленных стоках в 10^2 - 10^4 раз.

Для очистки нефтесодержащих стоков, содержащих до 2 мг/л тетраэтилсвинца, используют методы хлорирования и озонирования. Степень очистки достигает 100%. Очищенная вода соответствует санитарным требованиям спуска сточных вод в водоемы.

Озон - газ синего цвета, плотность которого при атмосферно давлении 2,14 г/л, температура кипения - 112 °С. В условиях атмосферного давления (100 кПа) в чистой воде растворяется озона, г/л при 0 °С 1,42; при 10 °С 1,04; при 30 °С 0,45. На растворимость озона в воде оказывают влияние примеси и значение рН. При наличии кислот и солей она увеличивается, а в щелочных растворах уменьшается. Озон самопроизвольно распадается на воздухе и в водных растворах, превращаясь в молекулу и атом кислорода. Скорость распада возрастает с увеличением содержания, рН и температуры воды. Существенными преимуществами озонирования является то, что в воде не увеличивается содержание и сам процесс легко поддается полной автоматизации.

Озон и его водные растворы обладают высокими коррозионными свойствами по отношению к углеродистой стали, чугуна, меди, резине, эбониту. Для изготовления оборудования озонаторных установок надлежит применять нержавеющую сталь и алюминий. Озон также токсичен, его предельно допустимое содержание в воздухе помещений 0,0001 мг/л.

Основным способом получения озона является его генерация с помощью тихого (короткого) полукоронного или коронного электрического разряда в воздухе или кислороде. В существующих промышленных озонаторах применяются стеклянные трубчатые или пластинчатые элементы. Поверхности концентрически расположенных стеклянных трубок покрываются амальгамой или графитомедным слоем и представляют собой электроды высокого напряжения, к которым подводится ток 7-10 кВ (до 25 кВ). Несколько десятков таких трубок объединяются в цилиндрическом резервуаре. При движении воздуха (кислорода) через узкое кольцевое пространство между электродами под действием электрических разрядов молекулы кислорода дробятся, а образовавшиеся атомы легко присоединяются к целым молекулам ввиду их молекулярного сродства, образуя молекулы озона:



Одновременно одноатомный кислород может взаимодействовать с молекулами озона с выделением тепла, что приводит к необратимости охлаждения установок:



Производительность озонаторных установок и расход электроэнергии на получение озона зависят от влагосодержания поступающего в озонатор воздуха, его температуры и концентрации кислорода. Существенное значение при этом имеют конструкция озонатора и способ обеспечения контакта озоново-воздушной смеси со сточной водой.

Технологическая схема озонирования сточных вод показана на рисунке 14.

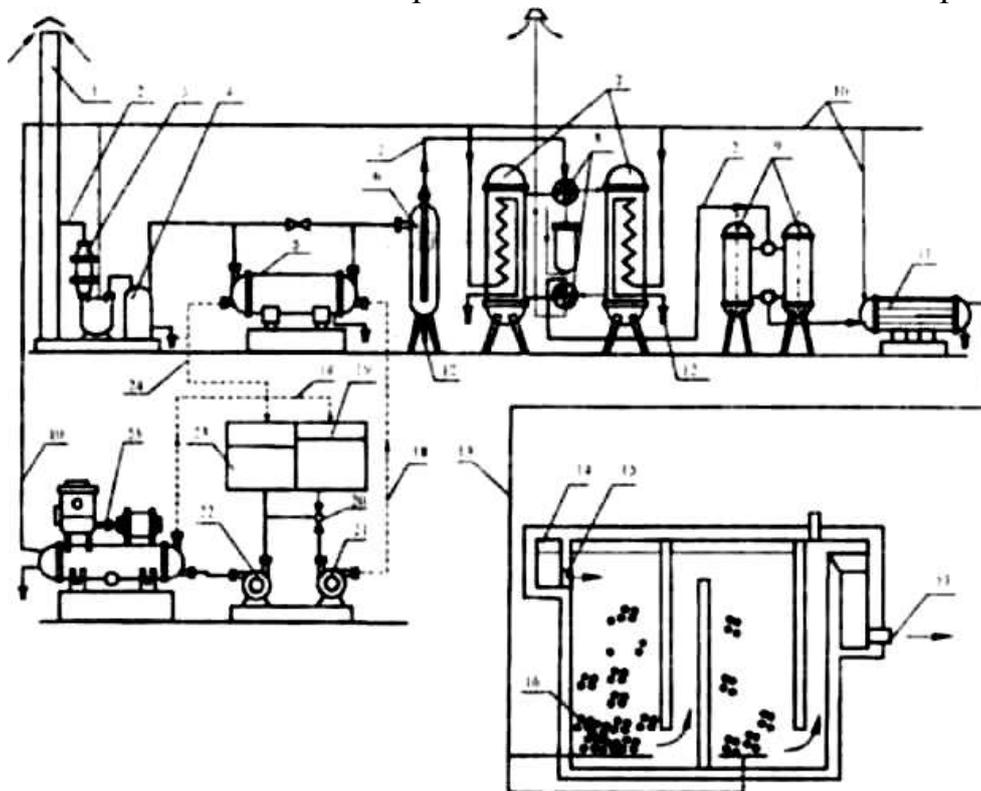


Рисунок 14– Технологическая схема озонирования сточных вод:

1-воздухозаборное устройство; 2- воздушная магистраль; 3- фильтр для очистки от пыли; 4-воздуходувка; 5-теплообменник; 6-отделитель капельной влаги; 7-адсорбционные установки для осушки воздуха (активный глинозем, силикагель, хлористый кальций), 8 - подача воздуха на регенерацию адсорберов; 9-фильтры для тонкой очистки воздуха от пыли; 10-водопровод; 11-генератор озона (озонатор); 12-канализация; 13 - трубопровод озоново-воздушной смеси; 14-аппарат для контактирования озона с водой; 15-подача сточных вод; 16-пористые аэраторы;

17- выпуск воды после озонирования; 18-подача охлажденного рассола; 19- емкость охлажденного рассола; 20-трехходовой смесительный клапан; 21-насос нагретого рассола; 22-насос охлажденного рассола; 23-емкость нагретого рассола; 24-подача нагретого рассола; 25-холодильная машина

Она состоит из двух главных частей: узла получения озона и узла обработки сточных вод. В узле получения озона имеются четыре основные блока:

- забора и охлаждения воздуха;
- сушки воздуха;
- фильтрации воздуха;
- генерации озона.

Осушка воздуха должна производиться до точки росы, не превышающей - 40 °С. Узел обработки сточной воды озоном представляет собой контактно-смесительное устройство различного типа: с барботированием газовой смеси через пористые или перфорированные аэраторы, со смешением с помощью эжекторов, механических мешалок и др. Перечисленные устройства не совершенны, так как потери озона на них составляют от 10 до 40%. Эжекторное устройство с напорным контактным резервуаром (рисунок 15) позволяет использовать озон на 98-100%.

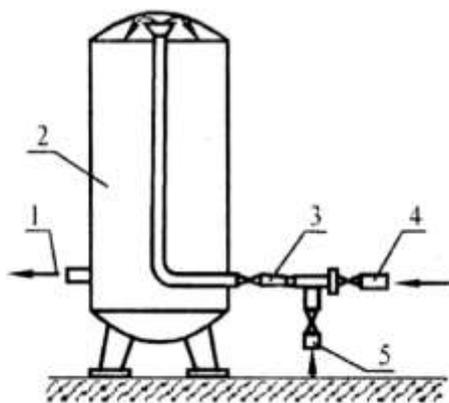


Рисунок 15– Напорный контактный резервуар для озонированной воды:

- 1- патрубок для отвода очищенной воды; 2- корпус резервуара;
- 3- водовоздушный эжектор; 4-трубопровод очищенной воды;
- 5-трубопровод озоновоздушной смеси.

Расход электроэнергии на получение 1 кг озона из хорошо осушенного воздуха для озонаторов различного типа колеблется от 13 до 29 кВт-ч, а из

неосушенного - от 43 до 57 кВт-ч. Расход электроэнергии на осушение воздуха и его сжатие для получения 1 кг озона составляет 6-10 кВт-ч.

Необходимое количество озона в килограммах в час определяется по выражению:

$$D_{oz} = d_{oz}Q/1000$$

где d_{oz} -требуемая доза озона, г/м³; Q - расход сточных вод, м³/ч.

Необходимое число озонаторов:

$$m = kD_{oz} / q_{oz}$$

где q_{oz} - производительность одного озонатора, кг/ч;

k - коэффициент запаса (1,05-1.1).

Количество озона, необходимое для окисления нефтепродуктов в сточных водах, зависит от их вида, начальной концентрации, времени контактирования и других факторов. Оно устанавливается в период пуска и наладки озонаторной установки.

Исследования показали, что 86-96% нефтепродуктов в сточных водах нефтебаз окисляются озоном в течение 15-20 мин контакта. Остаточное содержание их в очищенной воде составляет, мг/л: при начальном содержании 10-20 мг/л 0,5-4,7, при 20-30 мг/л 0,6-5,0, при 30 мг/л 0,8—7,5.

Расход озона на окисление 1мг нефтепродуктов зависит от степени загрязнения сточных вод и времени контакта их с озоновоздушной смесью. При изменении времени контакта от 5 до 50 мин расход озона в среднем составляет, мг/мг: при начальном содержании нефтепродукта 10-20 мг/л 4,8-6,2; при 20-30 мг/л 2,4-3,5 и при начальном содержании нефтепродукта большем 30 мг/л 0,9-1,5.

3.3.6. Очистка водоемов от серосодержащих нефтепродуктов при аварии трубопроводов

Эколого-экономическая оценка последствий аварийных ситуации на водных переходах трубопроводов сероводородсодержащих нефтепродуктов показали, что существенная доля ущерба окружающей природной среде обусловле-

на загрязнении воды сероводородом. При этом физико-химические свойства сероводорода, в частности хорошая растворимость в воде, определяют недостаточную эффективность традиционных методов аварийных работ по защите водоемов от загрязнения нефтепродуктами, ориентированных в основном на локализацию и сбор поверхностной пленки загрязнителя.

В условиях аварийных ситуаций, связанных с попаданием нестабильного сероводородсодержащего конденсата в природные водоемы, ущерб окружающей природной среде будет определяться не только загрязнением водоема нефтепродуктами (конденсатом), но и растворением в воде части сероводорода. Конкретное количество растворенного сероводорода весьма существенно зависит как от характеристик конкретной аварийной ситуации, так и от гидрометеорологических и других условий. Согласно результатам выполненных исследований, массовое остаточное содержание сероводорода в конденсате после его разгазирования в атмосферных условиях близко к 0,02 % масс.

Ущерб от загрязнения водоема сероводородом может превышать половину совокупного экологического ущерба в его экономическом эквиваленте.

Для очистки воды от сероводорода, поступившего вместе с нефтепродуктами, предложен метод сорбционной очистки с использованием природного сорбента - русловых и береговых минерально-илистых отложений в совокупности с доступными коммерческими сорбентами.

Для количественной оценки содержания сероводорода в воде использовали стандартизованный метод титриметрического определения общего содержания сероводорода и гидросульфид-иона.

Результаты экспериментальных исследований позволили обосновать новую эффективную технологию аварийных работ для защиты водоемов от загрязнения сероводородом при возможных авариях на продуктопроводах. Представленная технология предназначена к использованию совместно с известными приемами сбора и утилизации нефтяных загрязнителей с поверхности природных водоемов и водотоков.

Суть предлагаемых технологических и организационно-технических ре-

шений сводится к следующему. При предварительном планировании аварийных мероприятий применительно к продуктопроводам сероводородсодержащих нефтепродуктов для каждого водного перехода определяются створы водоема, в которых будут проводиться мероприятия по очистке воды от сероводорода. Размещения указанных створов должны учитывать как время доставки и разворачивания технических средств, так и обеспечивать благоприятные условия для взмучивания русловых и береговых донных отложений. Кроме того, русла и берега реки в створе должны иметь достаточное количество слоя донных отложений (10 см и более).

При возникновении аварийной ситуации в створе, при приближении к нему загрязненной воды осуществляют взмучивание донных отложений в течение всего периода прохождения загрязненной воды. Интенсивность взмучивания донных отложений должна обеспечить их достаточное содержание для очистки воды от сероводорода. Согласно результатам лабораторных исследований, обеспечение эффективной очистки воды достигается уже при содержании взмученных донных отложений в воде в количестве 0,5...1,0 кг/г сероводорода.

Взмучивание донных отложений может быть осуществлено механическим, гидравлическим или пневматическим способом. Возможная схема размещения технических средств для реализации разработанного метода представлена на рисунке 16.

Количество донных отложений, подлежащих взмучиванию, может ориентировочно определяться исходя из их экспериментально установленной поглощающей способности отложений, в том числе при совместном их применении с коммерческими сорбентами. С учетом производительности технических средств по взмучиванию донных отложений определяется необходимая производительность пожарной и гидравлической техники по подаче воды. Экспериментально установленная производительность единицы землеройной техники по взмучиванию донных отложений составляет 1...3 т/мин.

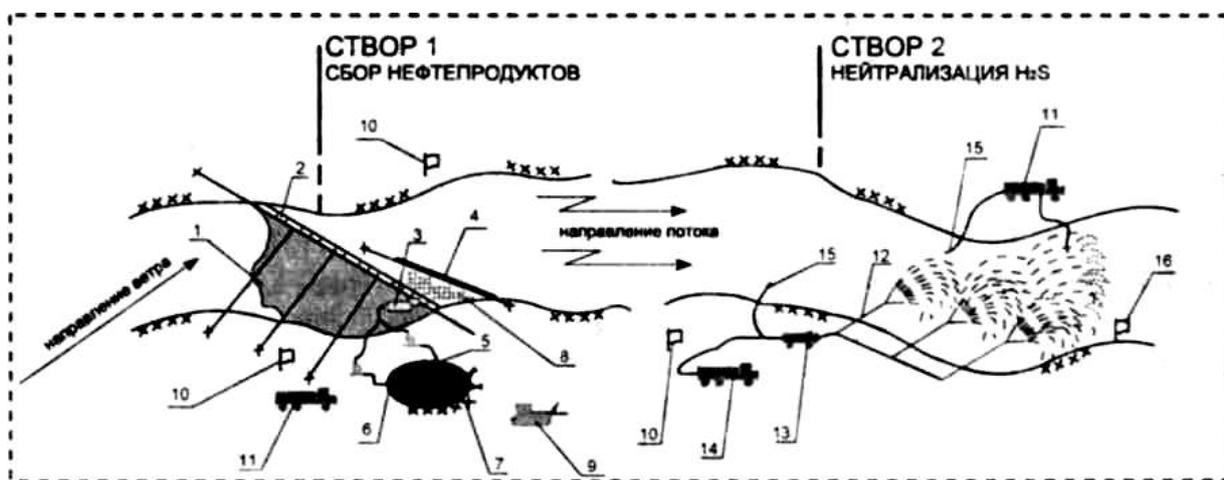


Рисунок 16 – Схема размещения технических средств для очистки воды от сероводорода с использованием донных отложений:

1-нефтепродукт; 2-боновое ограждение; 3-скиммер; 4-сорбционный бон; 5-линия сбора нефтепродуктов; 6-линия сброса воды; 7-емкость сбора нефтепродуктов; 8-сорбент; 9-землеройная техника; 10-пост контроля воздуха; 11-автоцистерна; 12-напорная линия подачи воды; 13-насосная станция; 14-емкость с реагентами; 15-линия забора воды; 16-пост контроля качества воды

С учетом конкретных характеристик аварии и места ее возникновения, наряду со штатной пожарной и гидравлической техникой, а также землеройной техникой, для практической реализации предложенной технологии могут быть использованы тракторы, бульдозеры, передвижные насосные агрегаты и т.д. Указанную технику при планировании аварийных работ рекомендуется предусматривать в качестве резерва. До начала работ все необходимое оборудование, включая оборудование для контроля воздуха и воды, должно быть размещено в рабочем створе согласно плану работ.

Подготовка и практическое проведение аварийных работ для очистки водоемов от загрязнения сероводородом должны осуществляться в соответствии с планами ликвидации аварий, составляемыми в установленном порядке для каждого водного перехода трубопровода сероводородсодержащих нефтепродуктов. В плане ликвидации аварий связанных с загрязнением водоемов сероводородом при возможных разливах нефтепродуктов, должны быть указаны и определены:

- возможное количество сероводорода, которое может загрязнить водоем

в результате аварийного разлива сероводородсодержащих нефтепродуктов;

- створы водоема, в которых будут реализованы технические мероприятия по очистке воды от сероводорода;

- номенклатура и количество технических средств, необходимых для взмучивания донных отложений, а также для подачи коммерческих сорбентов;

- номенклатура и количество оборудования и измерительных средств для контроля воздуха рабочей зоны и контроля содержания сероводорода в воде;

- места дислокации и порядок доставки оборудования и технических средств к месту выполнения работ;

- лица, ответственные за выполнение работы в целом и каждой из операций по реализации мероприятий;

- действия специальных подразделений (спасательных и пожарных) по защите персонала, населения и окружающей природной среды на весь период выполнения аварийных работ.

Работы по взмучиванию донных отложений должны быть начаты при подходе загрязненного объема воды к рабочему створу (по данным поста контроля воды) и завершены по его прохождению. Меры, обеспечивающие безопасность персонала при выполнении предлагаемых аварийных работ, должны предусматривать своевременное обнаружение опасных концентраций сероводорода в воздухе рабочей зоны и защиту от них с помощью соответствующих противогазов. При этом на весь период выполнения работ должен быть обеспечен постоянный контроль воздуха. Размещение и количество контрольных постов должно обеспечить своевременное обнаружение опасных концентраций сероводорода и углеводородов в воздухе рабочей зоны. При выявлении непосредственной опасности работы в створе должны быть прекращены и продолжены до ликвидации опасности либо в следующем створе.

Количество створов водоема, в которых необходимо проводить указанные операции, определяются фактической эффективностью очистки воды.

С учетом представленных основных характеристик возможных аварийных ситуаций и параметров предложенной технологии разработаны типовые

схемы расстановки применяемого оборудования.

Результаты выполненных промышленных испытаний на р. Донгуз в целом подтвердили эффективность разработанной аварийной технологии, что позволило рекомендовать ее к практическому применению при загрязнении природных водоемов сероводородосодержащими нефтепродуктами и сточными водами.

3.3.7. Очистка сточных вод от нефтепродуктов биохимическими методами. Сущность биохимических методов

Для более тонкой очистки сточных вод, загрязненных нефтепродуктами, применяют химические или биохимические методы. Очистка загрязненных вод заключается в разложении грязи и вредных веществ и удалении их, а также в ликвидации бактериального загрязнения, т.е. в уничтожении патогенных микроорганизмов.

Сущность биологической очистки заключается в минерализации органических загрязнений воды посредством аэробных биохимических процессов, в результате чего вода становится прозрачной, незагнивающей, содержащей растворенный кислород и нитраты. Кислотность сточных вод, поступающих на биохимическую очистку, не должна быть выше рН 9,8 в противном случае микроорганизмы - минерализаторы погибают. Биологическая очистка загрязненных вод может осуществляться в естественных или искусственных условиях.

В естественных условиях используют специально подготовленные участки земли - поля орошения, поля фильтрации или биологические пруды. Они представляют собой земляные резервуары глубиной 0,5-1 м, в которых происходят те же процессы, что и при самоочищении водоемов. Поля орошения и биологические пруды располагают на местности, имеющей уклон ступенями для того, чтобы вода самотеком переливалась с одного участка на другой. Очистка загрязнений происходит в процессе фильтрации вод через почву.

Биологическая очистка загрязненных вод в искусственных условиях происходит в биофильтрах, септиках и аэротенках.

Растворенные нефтепродукты в сточных водах обезвреживаются с помощью микроорганизмов-минерализаторов, которые используют органические вещества в процессе своей жизнедеятельности. Сообщества этих микроорганизмов сформировались в окружающей среде в процессе длительной эволюции и являются важнейшими элементами экологических систем. По физиологическим особенностям и условиям обитания они очень разнообразны, и по этой причине с помощью биохимического метода можно удалять из сточных вод различные органические соединения, включая весьма токсичные, а также неокисленные минеральные вещества.

При очистке сточной воды от растворенных и тонкодиспергированных нефтепродуктов биологическим методом необходимо, чтобы количество загрязнений, при котором еще живут и работают бактерии, не должно быть слишком высоким: допустимая концентрация в сточных водах для нефти и нефтепродуктов не выше 25 мг/л, при этом степень удаления углеводородов в процессе полной биологической очистки достигает 85-90%.

Биохимическое разрушение органических веществ может осуществляться в анаэробных и аэробных условиях. Аэробная очистка сточных вод производится с помощью анаэробных микроорганизмов-минерализаторов, т.е. не нуждающихся в кислороде. Конечными продуктами анаэробного распада (сбраживания) органических являются газы CH_4 (метан), CO_2 (углекислый газ, диоксид углерода), H_2 (водород), N_2 (азот), H_2S (сероводород). Кроме того, в воде остается некоторое количество жирных кислот, сульфидов, гуминовых веществ и других трудноразлагаемых соединений. Анаэробный процесс осуществляется в двух характерных температурных областях: 20-35°C (мезофильное сбраживание) и 45-55°C (термофильное сбраживание). При термофильном процессе увеличивается скорость минерализации (сбраживания) и происходит более глубокий распад органических веществ. Анаэробный метод применяют при очень большой концентрации органических веществ в производственных сточных водах, чаще для минерализации органических осадков сточных вод.

Аэробная минерализация органических веществ в сточных водах производится с помощью аэробных микроорганизмов-минерализаторов, т.е. нужда-

ющихся для своей жизнедеятельности в кислороде. Конечными продуктами полной аэробной минерализации органических веществ являются CO_2 , H_2O , нитраты, нитриты и другие соединения. В продуктах минерализации остаются некоторые количества неокисленных и трудноокисляемых веществ. Аэробный процесс используется главным образом для биохимической очистки сточных вод, содержащих органические загрязнения.

Основным элементом аэробного биоценоза является бактериальная клетка. В клетке происходят разнообразные многоэтапные процессы трансформации органических веществ. В составе биоценоза имеются бактерии, которые способны потреблять только определенные углеводороды или аминокислоты. Наряду с этим имеется большое число бактерий, участвующих в нескольких этапах разложения органического вещества. Они могут использовать сначала белки, а затем углеводы, окислять спирты, а затем кислоты или спирты и альдегиды и т.д. Одни виды микробов могут вести распад органического вещества до конца, например до образования углекислого газа и воды, другие только до образования промежуточных продуктов. По этой причине при очистке сточных вод дают необходимый эффект не отдельные культуры микроорганизмов, а их естественный комплекс, включая и более высокоразвитые виды.

Питательные вещества в бактериальную клетку поступают через всю поверхность тела и только в растворенном состоянии. Нерастворенные и коллоидные (эмульгированные) вещества могут предварительно переводиться в водорастворимые состояния с помощью особых катализаторов химических реакций - ферментов. Они вызывают гидролиз веществ до более простых и растворимых в воде соединений. Каждый фермент действует лишь на строго определенное вещество, и поэтому микроорганизм вырабатывает в себе комплекс разнообразных ферментов, соответствующих его физиологическим особенностям и потребностям.

Возможность применения биохимического метода для очистки сточных вод определяется способностью содержащихся в них органических соединений проникать в бактериальную клетку и подвергаться в ней различным превращениям. Проникновение веществ в клетку зависит от размеров и строения их мо-

лекул, способности адсорбироваться на поверхности клетки, растворяться в составляющих ее компонентах или вступать с ними в химическое взаимодействие, а также поддаваться ферментативному разложению. Степень проникновения различных соединений в бактериальную клетку при одной и той же их концентрации различна. Наиболее трудно проникают в клетку минеральные соли. Например, солесодержащие воды, очищенной биохимическим методом, не должно превышать 10 г/л (в основном по хлоридам). В связи с этим биохимическая доочистка нефтесодержащих морских балластных вод неадаптированными микроорганизмами весьма затруднена.

Поступившие в бактериальную клетку питательные вещества подвергаются в ней сложным превращениям и служат материалом для синтеза новых органических соединений, входящих в состав клетки, а также источником энергии. Процесс усвоения питательных веществ, т.е. ассимиляция, сопровождается диссимиляцией - распадом веществ организма. Продукты диссимиляции выделяются в окружающую среду или частично вновь используются в обмене веществ. За сутки некоторые виды бактерий перерабатывают питательных веществ в 30-40 раз больше собственной массы.

Кроме органического вещества для жизнедеятельности микроорганизмов требуются минеральные биогенные элементы (N, P, K, Mg, Ca, Na, Cl, Fe и др.). Азот и фосфор являются основными биогенными элементами и подлежат контролю. Для ориентировочных расчетов рекомендуется на каждые 100 г БПК_{полн} иметь в сточных водах 5 г азота и 1 г фосфора. Остальные биогенные элементы не нормируются, так как обычно содержатся в сточных водах в достаточных для микрофлоры количествах.

Для нормального функционирования микроорганизмов важное значение имеет наличие в воде микроэлементов и факторов роста. Эти витамины и другие соединения: тиамин, рибофлавин, пантотеновая кислота, никотин, биотин, инозит, нафтенаты, Mn, Ni, Co, Mo и другие факторы роста.

Биогенные элементы лучше усваиваются в форме тех соединений, которые имеются в бактериальной клетке: азот в восстановленном состоянии (NH₄⁺), фос-

фор с окисленным состоянием (соли фосфорных кислот). Недостаток азота тормозит биохимическое окисление загрязнений и приводит к образованию труднооседающего осадка. При недостатке фосфора интенсивно развиваются нитчатые бактерии. Это вызывает снижение интенсивности роста биомассы, окисление органических веществ, сопровождаемое плохим уплотнением осадка.

Производственные сточные воды, и в частности нефтесодержащие, содержат мало биогенных элементов, и поэтому в них необходимо добавлять различные азотные, фосфорные и калийные соединения (лучше из числа широко распространенных удобрений, применяемых в земледелии). Наиболее доступный и универсальный источник биогенных элементов - бытовые сточные воды. В расчете на одного человека, пользующегося канализацией, в сутки в сточные воды поступает азота 8 г (в расчете на NH_3), фосфора 3,3 г (в расчете на P_2O_5). Оптимальное количество бытовых сточных вод для разбавления производственных вод зависит от состава последних и определяется в каждом отдельном случае экспериментально. Ненормированное использование бытовых сточных вод может привести к ослаблению функционирования адаптированной («приученной») к определенному виду загрязнений производственных сточных вод микрофлоры, так как появляются в избытке привычные объекты питания.

Многие из загрязнений производственных сточных вод, включая нефтепродукты, могут нарушать нормальную жизнедеятельность бактерий-минерализаторов. Однако чаще всего токсичное действие этих веществ, проявляется лишь при высоких концентрациях. Оно ослабляется при разбавлении и может стать совсем незначительным, практически не препятствующим нормальному функционированию бактерий. Микроорганизмы можно приспособить (адаптировать) к использованию различных органических соединений, если постепенно, начиная с малых концентраций, вводить их в привычную среду. Адаптация к различным органическим веществам происходит с различной скоростью, от 1-2 суток до нескольких месяцев.

Нормальная жизнедеятельность микроорганизмов протекает при активной реакции среды $\text{pH}=6,5-8,5$, температурах $20-25^\circ\text{C}$. При уменьшении температуры от оптимума биохимическое окисление замедляется и при $5-6^\circ\text{C}$ пре-

кращается совсем (микроорганизмы впадают в оцепенение). Увеличение температуры приводит к гибели мезофильных бактерий. Потребность в растворенном кислороде зависит от количества и состава микроорганизмов, состава сточной воды, ее температуры. Обычно исходят из соотношения 1,1 г O_2 на 1 г БПК_{полн}. Концентрация его в очищаемой воде не должна быть ниже 2-3 мг/л.

На биохимическую очистку нефтесодержащие сточные воды должны поступать после механической и физико-химической очистки, после которых они и представляют собой главным образом эмульсию с размером частиц 1-50 мкм. Скорость биохимического окисления эмульгированных нефтепродуктов зависит от площади суммарной поверхности этих примесей. В расчете на 1 г биомассы, отнесенной к 1 дм² поверхности вещества, она составляет: при диаметре частиц эмульсии меньше 10 мкм 12-15 мг/сут,- при диаметре частиц более 20 мкм 8 мг/сут. Бензиновые и лигроиновые фракции нефтепродуктов плохо окисляются микроорганизмами по сравнению с керосиновыми и другими фракциями.

Критерием степени пригодности биохимического окисления для обезвреживания органических загрязнений в сточных водах является биохимический показатель. Этот показатель определяется как отношение полной биохимической потребности в кислороде (БПК_{полн}) к химической потребности в кислороде (ХПК).

Под показателем БПК понимается количество кислорода, израсходованное за определенный период времени микроорганизмами на аэробное биохимическое окисление (разложение) нестойких органических примесей в воде. По значению БПК_{полн} примерно равна БПК двадцатисуточной (БПК₂₀), учитываемой при технологических расчетах и проектировании. Текущий контроль действующих очистных сооружений допускается осуществлять по пятисуточной БПК (БПК₅).

Химическая потребность в кислороде выражает количество кислорода, необходимое для окисления всех углеродсодержащих соединений до двуокиси углерода, серосодержащих до сульфатов, азотсодержащих до нитратов, фосфорсодержащих до фосфатов. В стандартной методике определения ХПК в качестве химического окислителя используется бихромат калия $K_2Cr_2O_7$. Поэтому

ХПК иногда называют бихроматной окисляемостью.

ХПК различных фракций нефтепродуктов равна, г O₂/г: бензиновой 3,5; лигроиновой 3,2; керосиновой 3,6; газойлевой 4,0; мазута 4,2 ПБК_{полн} этих фракций составляет, г O₂/г: бензиновой 0,12; лигроиновой 0,15; керосиновой 0,18; газойлевой 0,40; мазута 0,46. Биохимический показатель соответственно равен 0,03; 0,04; 0,05; 0,1 и 0,12, а скорость биохимического окисления у первых трех фракций 6 мг/(г·ч) у последних двух - 8 мг/(г·ч).

При подаче нефтесодержащих сточных вод на биохимические очистные сооружения бытовой канализации концентрация нефтепродуктов в смеси не должна превышать 25 мг/л, СПАВ - более 50 мг/л растворенных солей более 10 мг/л. Согласно общепринятой методике под нефтепродуктами понимаются малополярные или неполярные органические вещества, растворимые в гексане. При этом степень их удаления из сточных вод при полной биологической очистке в соответствии со СНиП 2.04.03-85 составит 85-90%.

При очистке морских нефтесодержащих вод практически интерес представляют живые организмы, приспособленные к получению необходимых веществ из воды путем фильтрации через соответствующие органы своего тела. Наиболее характерными фильтрантами являются двустворчатые моллюски - мидии. Сюда могут быть отнесены и некоторые планктонные ракообразные (калянусы).

Рассмотрим один из способов решения уменьшения объема технологических сточных вод, загрязненных биогенными ингредиентами, который заключается в разработке бессточных предприятий с использованием на технологические нужды всех категорий сточных вод, включая и поверхностный сток. Основным требованием при этом является частичная очистка или корректировка состава на локальных очистных сооружениях в соответствии с технологическими нормами предъявляемыми к качеству технической воды. Крупнейшим потреби телем такой частично очищенной воды, как показали исследования, могут быть водооборотные охлаждающие системы, на долю которых приходится более 80% водопотребления предприятия.

Одним из основных методов очистки сточных вод нефтехимических

предприятий (около 60%) является биохимическая очистка сточных вод. Это пока единственный метод, позволяющий обеспечить очистку до норм повторного использования в оборотных системах. Как указывают авторы работы, биологически очищенные сточные воды могут обеспечить замену свежей технической воды от 5 до 100% без дополнительной подготовки. Объемы сточных вод, которые необходимо подать на локальные очистные сооружения по цехам, находятся в пределах от 40 до 400 м³/ч при оптимальных (температура - до 42°C) технологических режимах и могут достигать 5000 м³/ч при аварийных залповых сбросах (температура - более 65°C).

Из этого видно, что обеспечение надежной стабильной биохимической очистки сточных вод требует подбора микроорганизмов, устойчивых в экстремальных условиях повышенных температур и высоких концентраций солей. В связи с этим представляет интерес исследование экстремофильных микроорганизмов - археобактерий.

Для проверки эффективности работы выбран коллекционный производственный штамм прокариотических микроорганизмов археобактерий - термофилов рода *Bacillus*, который нетребователен к питательным средам и может культивироваться как в аэробных, так и в анаэробных условиях.

Учитывая, что в производственных условиях возможны ситуации с полным прекращением подачи сточных вод на очистные сооружения, а также аварийных залповых сбросов, необходимо было выяснить температурные пределы жизнестойкости микроорганизмов, особенно в условиях экспериментально низких и высоких температур, что позволило построить график зависимости жизнестойкости микроорганизмов (%) от температуры окружающей среды. Этот график приведен на рисунке 17.

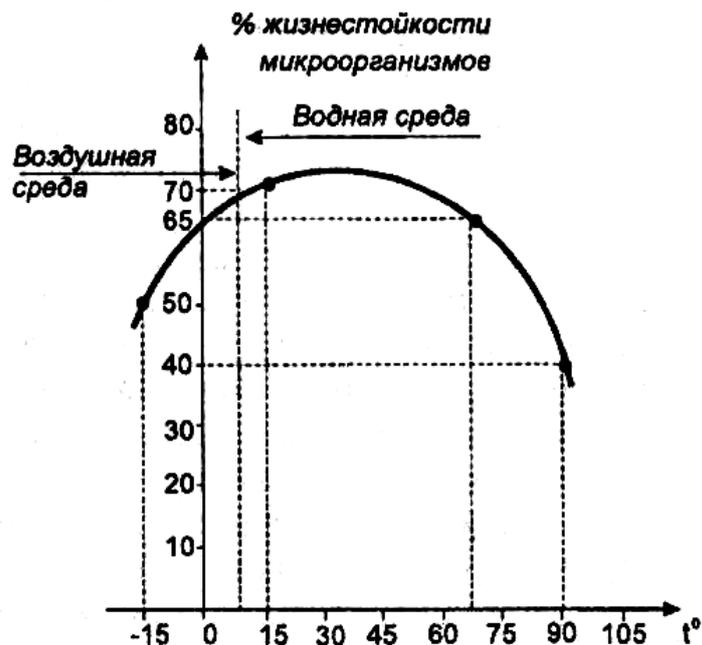


Рисунок 17 – График зависимости жизнестойкости микроорганизмов (%) от температуры окружающей среды (t)

Из рисунка видно, что исследуемый штамм достаточно жизнестоек в условиях высоких и низких температур. Анализ собранных материалов за 3 года исследования показал, что благодаря носителям, на которых сорбирован исследуемый штамм и установлен в схему АО.

«Синтезкаучук», до настоящего времени он продолжает активно работать, снижая токсическую нагрузку в сточных водах на 32-78%.

3.3.8. Гидродинамические методы очистки природных и сточных вод

В последние годы все большее внимание уделяется разработке и применению гидробиотических методов, когда для улучшения качества природных вод или очистки и доочистки сточных вод применяется высшая водная растительность, которая способна поглощать из воды органические вещества, нефтепродукты, задерживать взвеси, извлекать биогенные элементы, тяжелые металлы, фенолы, пестициды и радиоактивные изотопы. Поэтому все чаще высшие водные растения используются в качестве биофильтров для очистки сточных вод и улучшения качества воды в каналах. Вначале такие заросли высших водных растений в отстойниках и прудах, каналах и искусственно созданных по-

садках стали называть «ботаническим плато», позже - "биоплато".

Наиболее перспективными для рассматриваемых целей высших водных растений являются тростник обыкновенный, рогозы узколистый и Лаксмана, камыш озерный, элодея канадская, цицания широколистная, гиацинты водные, роголистник погруженный и другие. Наилучшие результаты получены при поперечной к направлению потока: сточных вод посадке тростника обыкновенного и рогоза узколистого.

В отличие от биологических прудов основным очистительным агентом био-плато является бактериоперифитон - бактериальная пленка, развивающаяся на подводных частях растений и обеспечивающая высокую интенсивность деструкционных процессов. Накопление ДДТ и гексахлорана наблюдается в корневых системах высших водных растений в значительно больших количествах, чем в надземных, а в некоторых случаях эта разница на два порядка вы. Аналогичная картина наблюдается и с тяжелыми металлами. Скашивание и уборка урожая надземной фитомассы практически ничего не дают в смысле удаления пестицидов и тяжелых металлов, которые в основном аккумулируются корневой системой и затем происходит их захоронение в глубоких донных отложениях.

На рисунке 18 показаны конструкции биоплато или так называемых биоинженерных сооружений с посадкой высших водных растений в бассейнах, созданных с помощью дамб обвалования.

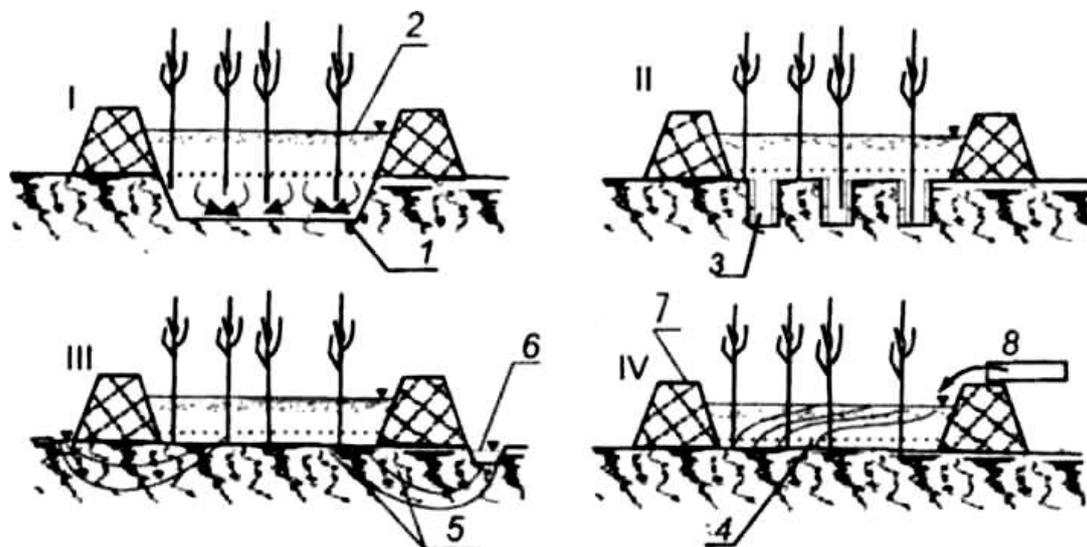


Рисунок 18 – Основные типы биоинженерных сооружений конструкции ВНИИБО:

(1-1Н-ггоперечные сечения; IV-продольное сечение).

1-закрытая дрена; 2-высшие водные растения; 3-фильтрующая загрузка (супесь, песок и др.); 4-экран; 5-линия тока фильтрующей воды; 6- открытая дрена; 7-дамба обвалования бассейна; 8-подводящий трубопровод

Особенно большой эффект при очистке сточных вод достигается при применении водного гиацинта. За лето он увеличивает биомассу в 10 тысяч раз. За сутки с 1 га зарослей гиацинта из воды извлекается 44 кг азота и столько же калия, 34 кг натрия, 22 кг кальция, 4 кг марганца. Заросли гиацинта удаляют из сточных вод 66-82% ПАВ, 84-99% взвешенных веществ, 63-65% общего азота, 95% колиформ и в 5-8 раз снижает показатели БПК₅.

Установлено, что с тростником обыкновенным при сухой массе 3 кг/м² может быть вынесено около 45 г азота, 18 г фосфора, 22 г калия, 33 г хлора; рогоз узколистный при урожае фитомассы 3,6 кг/м² выносит до 38 г азота, 32 г фосфора, 50 г калия и 75 г хлора. При увеличении фитомассы тростника обыкновенного до 4,4 кг/м² с ней выносятся 66,7 г азота, 26,7 фосфора, 41,9 г калия, 40,8 г хлора и 19,8 г кальция. В условиях Украины к середине лета тростник обыкновенный поглощает и аккумулирует при урожае 40 т/га около 700 кг азота, 300 кг фосфора, 400 кг калия и 200 кг кальция.

Тростник обыкновенный при урожае 20 т/га ежегодно поглощает и накапливает азота - 300 кг, фосфора - 120, калия - 190, никеля - 4,5, кальция - 90, марганца - 7,0 железа - 4,0, меди - 3,0 и цинка - 4,5. Кадмий - один из наиболее токсичных металлов, и при начальной концентрации 4,0 мг/л его очистка достигает 96%.

Вообще удельная очистительная способность 1 м² биоплато d характеризует снижение концентрации органического вещества по БПК₅ или другого загрязняющего ингредиента в единицу времени при глубине потока Н = 1 м. Так, по данным, для сточных вод с начальной концентрацией $S_{БПК}^H > 15 \text{ г } O_2 / \text{ м}^3$ $d_{БПК} = 7,1 \cdot 10^{-4} \text{ г } O_2 / \text{ м}^2 \text{ с}$ и для природных вод с $S_{БПК}^H > 15 \text{ г } O_2 / \text{ м}^3$ $d_{БПК} = 1,9 \cdot 10^{-4} \text{ г } O_2 / \text{ м}^2 \text{ с}$.

Длина берегового плато для очистки воды от биогенов вычисляются по

формуле:

$$l = \frac{V(S_{\text{БПК}}^H - S_{\text{БПК}}^Ж)}{d_{\text{БПК}}}$$

где $d_{\text{БПК}}$ - удельная очистительная способность высших водных растений по БПК₅, г O₂/м³с;

V - скорость течения, м/с.

Так, для канала с расходом 100 м³/с при $S_{\text{БПК}}^H = 8г O_2 / м^3$ и $S_{\text{БПК}}^Ж = 4г O_2 / м^3$ и глубине посадок 1 м требуемая длина руслового биоплато составит 2 км.

Отдельные виды высших водных растений имеют повышенную способность к поглощению какого-то определенного загрязнителя. Например, камыш лучше поглощает фенол, элодея канадская - нефть и нефтепродукты (у нее $d = 11,6 \cdot 10^6$ г/м²с по сравнению с 1,49 у рогоза и 1,74 у камыша), тростник - биогенные вещества. Поэтому можно либо на подводных участках 2 длиной по 500-700 м иметь три зоны с разными высшими водными растениями, либо на каждом участке 2 высаживать один вид высших водных растений и такие участки последовательно чередовать по видам высших водных растений.

Размеры каждой зоны участка или общая одного участка вычисляются по уравнению:

$$l = 1,3V \frac{(S_i^H - ПДК_i) \alpha}{d_i}$$

где S_i^H - концентрация i - того загрязняющего вещества при подходе к берме или подводному участку, г/м³;

$ПДК_i$ - предельно-допустимая концентрация i -того загрязнения, г/м³;

α - ширина подводного участка (бермы), м.

По материалам в таблице 1 приведены значения удельной очистительной способности D и d некоторых видов высших водных растений.

Масса удаляемых загрязнений зависит от объема очищаемой воды.

Очистительная способность высших водных растений вполне определена и в среднем составляет по хлору $D = 33 \text{ г/м}^2 \text{ год}$ (таблица 3), значит для очистки 1 м^3 КДВ требуется $45,75 \text{ м}^2$ насаждений камыша или рогоза, а $98,9 \text{ км}^2$ биоплато могут снять эти загрязнения только из $2,16 \text{ млн.м}^3$, а не из $16,5 \text{ км}^3$.

Предлагается следующая формула подсчета площади биоплато (м^2):

$$F = \frac{A_r \Delta S_i}{D_i}$$

где A_r - очищаемый дренажный сток, $\text{м}^3/\text{год}$;

ΔS - величина снимаемого i - того загрязнения, г/м^3 ;

D_i - удельная поглотительная способность высшего водного растения i -того загрязнения, $\text{г/м}^2 \text{ год}$.

Длина биоплато зависит от ширины бермы a , а если бермы устраивать на обоих берегах, то длина соответственно уменьшится (м):

$$l = \frac{F}{2a} = \frac{A_r \Delta S_i}{2aD_i}$$

Таблица 3 - Вынос химических элементов с урожаем надземной фитомассы высших водных растений

Фитомасса и химические элементы	Тростник обыкновенный		Рогоз узколистный		Камыш озерный	
	Удельные показатели					
	D г/м ² год	d 10"6г/м ² с	D г/м ² год	d 10"6г/м ² с	D г/м ² год	d 10"6г/м ² с
Вынос химических веществ, всего	64,6-203,5	2,04-6,44	113,6-160,4	3,59-5,08	120,8-233,8	3,83-7,41
В том числе:						
азот	20,6-66,8	0,65-2,11	30,9-44,9	0,98-1,42	10,1-55,5	0,32-1,76
фосфор	8,0-27,6	0,25-0,88	8,2-12,2	0,26-0,38	7,6-23,0	0,24-0,73
калий	13,1-41,9	0,41-1,33	18,5-25,6	0,58-0,81	52,3-56,7	1,66-1,80
натрий	0,9-4,2	0,03-0,13	8,7-12,7	0,28-0,40	5,7-16,7	0,18-0,53

магний	0,6-2,5	0,02-0,08	1,5-2,2	0,05-0,07	5,7-31,5	0,18-1,00
кальций	6,0-19,8	0,19-0,62	17,3-25,4	0,55-0,80	5,7-16,7	0,18-0,53
хлор	15,4-40,8	0,49-1,29	28,5-37,4	0,90-1,18	33,7	1,07
сера	9,72	0,31	-	-	16,7	0,53
кремнезем	82,7	2,62	-	-	223,3	7,08
нефть и нефте- продукты	-	-	47,0	1,49	54,9	1,74
Урожай фитомассы, т/га						
сырого вещества	32,2-100,0	-	48,8-71,8	-	-	-
сухого вещества	13,8-44,0	-	13,2-18,7	-	-	-

Помимо биоинженерных сооружений (биоплато) для очистки сточных вод широко применяются у нас в стране и за рубежом биологические пруды с естественной и принудительной аэрацией.

В них достигается более высокая степень очистки и обеззараживания, поэтому они зачастую применяются для доочистки сточных вод, прошедших биохимическую очистку на промышленных очистных станциях. Биологические пруды уже построены во многих городах страны, а США, например, почти в каждом населенном пункте с населением до 10000 чел. Их более 3500. Они применяются также для локальной очистки сточных вод предприятий сахарной, пищевой, винодельческой, химической, бумажной и других промышленности.

Биологические пруды подразделяются на анаэробные и факультативные. Анаэробные биологические пруды используются в качестве первичных отстойников и бассейнов-накопителей, которые проектируются для разложения органических веществ. После них требуется дальнейшая обработка сточных вод в аэробных прудах.

В аэробных биологических прудах происходит очистка сточных вод в присутствии кислорода, который вырабатывается в процессе фотосинтеза микроводорослей. Нагрузка этих прудов до БПК составляет около 250 кг/га сут при времени экспозиции от 5 до 150 сут. Принудительная аэрация сохраняет длительность цикла и позволяет увеличить нагрузку по БПК до 300 кг/га сут и более.

В факультативных биологических прудах анаэробные и аэробные процессы

сменяют друг друга по вертикали от поверхности до дна в различные часы суток или сезона года. В большей части толщи воды господствуют аэробные условия, а в придонном слое отсутствует кислород и создаются анаэробные условия.

Новая технология очистки сточных вод в биопрудах может найти применение и для очистки КДВ.

3.3.9. Локальная установка для очистки сточных вод от нефтепродуктов

На нефтебазах внедряется локальные установки для очистки сточных вод, загрязненных нефтепродуктами.

Схема совмещает в одном корпусе двухступенчатую очистку сточной воды от нефтепродуктов - грубую и тонкую. Грубая очистка осуществляется за счет разности удельных весов воды и нефтепродуктов в приемной камере. Тонкая очистка осуществляется тремя фильтрами 9,10,11 (рисунок 19) с наполнителями из кокса и древесной стружки.

Установка выполнена в виде стального прямоугольного бака, внутри разделенного перегородками на сообщающиеся секции для прохождения сточных вод.

Загрязненная нефтепродуктами вода самотеком через входной патрубок 2 поступает в водоприемный и водораспределительный 3, предназначенными для гашения скорости поступающей сточной воды в приемную камеру, ограниченную стальной перегородкой 6. В приемной камере происходит наибольшее отделение и всплытие нефтепродуктов на поверхность воды. Относительно очищенная от нефтепродуктов в приемной камере вода через нижнее отверстие в перегородке 6 проходит в лоток 7, в котором на поверхность всплывают частицы нефтепродуктов, не удержанные в приемной камере. Далее вода из первого приемного лотка переливается в полость между лотками 7 и 8, где также происходит всплытие оставшихся частиц нефтепродуктов и через нижнее отверстие поступает в водопроходный лоток 8, выполняющий те же функции, что и лоток 7.

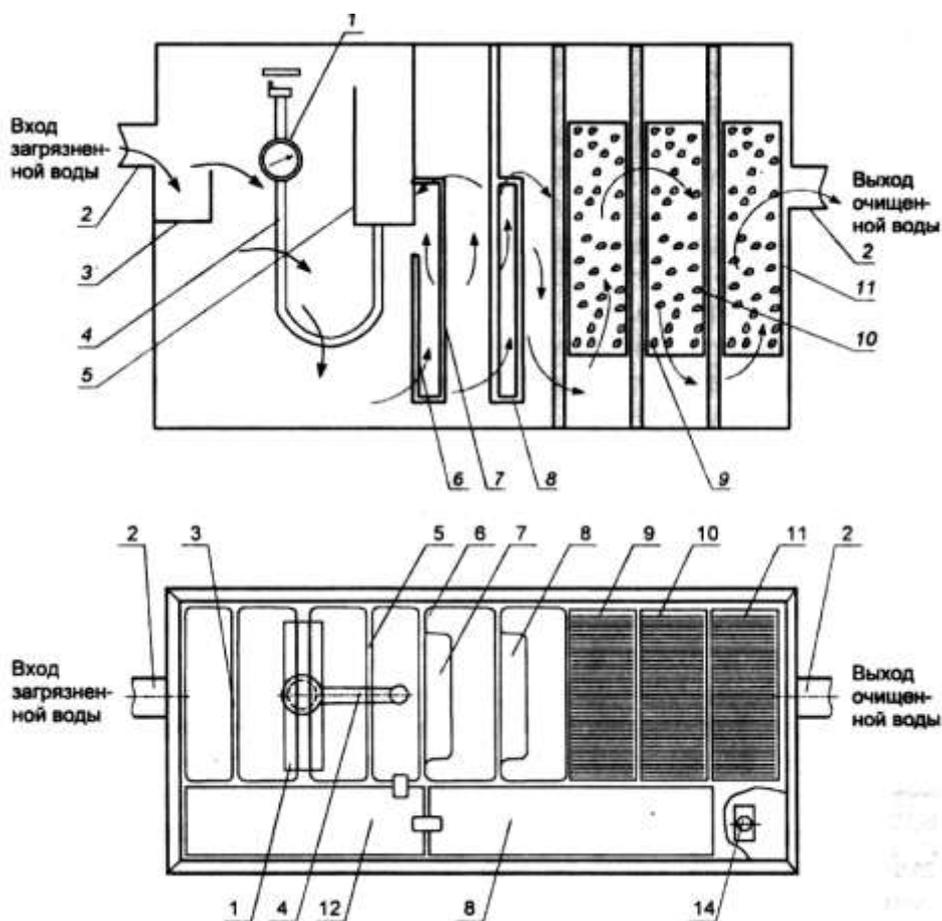


Рисунок 19 – Локальная установка для очистки сточных вод, загрязненных нефтепродуктами

Дальнейшее движение воды с незначительными включениями нефтепродуктов происходит через первый фильтр 9 тонкой очистки - снизу вверх, затем через второй фильтр 10 - сверху вниз, через третий фильтр 11 - снизу вверх, а в слив через патрубок 2.

Маслосъем в приемной камере производится плавающим маслосъемным цилиндром 1, подвешенных на шпильках, что обеспечивает постоянную глубину погружения цилиндра при изменении количества поступающей в установку сточной воды. В цилиндре имеются необходимые щели, в которые с поверхности воды вбираются нефтепродукты.

Поступающие в цилиндр нефтепродукты перетекают по нефтепродуктовому шлангу 4 в нефтепродуктовод лоток 5, из которого они самотеком переливаются в первую нефтепродуктовую камеру 12, а затем во вторую 13.

Наличие двух нефтепродуктовых сборных камер создает условия для от-

стаивания воды в первой камере в случае ее захвата маслосъемным цилиндром. Во второй маслосборной камере происходит сбор очищенного нефтепродукта, который по мере накопления удаляется. Уровень наполненного нефтепродукта контролируется поплавковым указателем уровня 14, имеющего на штоке две риски, определяющей верхний и нижний уровень заполнения маслосборной камеры. В процессе эксплуатации установки периодически проверяется степень загрязненности фильтрующих материалов фильтров.

При обнаружении следов нефтепродуктовых скоплений во втором по ходу стока воды фильтре фильтрующий материал первого фильтра удаляется, второй ставится на место первого, третий на место второго, а первый, заполненный свежим фильтрующим материалом, устанавливается на место третьего.

Таким периодическим перемещением листов фильтров с сохранением фильтрующего материала третьего фильтра в чистом состоянии гарантируется высокое качество сточной воды.

Технические данные:

Производительность	6 м ³ /ч.
Наибольшая степень загрязненности воды нефтепродуктами	10000 мг/л.
Степень очистки от нефтепродуктов	99-100%.

Глава 4. ОБОРУДОВАНИЕ, ИСПОЛЬЗУЕМОЕ ДЛЯ ЛОКАЛИЗАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

4.1. Боновые заграждения. Технологии постановки боновых заграждений в различных условиях

4.1.1. Бон сорбирующий

БС-10 - предназначен для защиты береговой линии от нефтяного загрязнения, для стягивания и сорбции небольших пятен нефти и нефтяных пятен на стоячих водоёмах. Может использоваться на твёрдых поверхностях для сорб-

ции мелких утечек нефти и нефтяных пятен.

БСС-10 Бон сорбирующий сетчатый предназначен для сорбции разливов нефти и н/п на водоёмах, со льда и для защиты береговой линии

БСС-10м отличается наличием быстро заменяемого сменного картриджа с сорбентом.

Бон сорбционно-удерживающий сетчатый БСС-10У предназначен для сорбции и удержания небольших (до 200 литров) пятен нефти и нефтепродуктов на водных объектах, защиты береговой полосы. А также бонирования и направления небольших пятен к месту сбора. Возможно применение в качестве дополнительного рубежа бокового заграждения (таблица 4, 5).

Имеет сменный картридж.

Таблица 4 – Технические характеристики

Тип и марка изделия	Линейные размеры, мм (Диаметр x Длина)	Изделия в одной упаковке, шт.	Масса сорбента, кг		Номинальная нефтеемкость, кг, не менее	
БС - 3	125 x 3000	2	3,0	6,0	24	48
БСС – 10	150 x 10000	1	15,0	15,0	120	120

Таблица 5 – Технические характеристики

Тип изделия	Диаметр	Длина	Масса сорбента в изделии, кг	Сорбционная емкость, кг
БСС – 10У	100	10000	6,0	48,0
БСС – 10м	100	10000	6,0	48,0

Во всех сорбционных изделиях используется сорбент типа "Нефте-сорб". Для изделий, которые будут находиться на водной поверхности продолжительное время используется гидрофобизированное полиэфирное волокно. Способ утилизации отработанных сорбционных бонов и картриджей - сжигание на установках типа «Факел - 1М».

4.1.2. Боны заградительные БЗм-10/400,600,800,1100

Предназначены для оперативной локализации разлившихся на водной поверхности нефти и нефтепродуктов с целью предупреждения их даль-

нейшего распространения, подвода к нефтесобирающим устройствам и защиты береговой полосы.

Заграждение представляет собой отдельные секции, заполненные поплавками, с верхним и нижним силовыми элементами, воспринимающими продольные нагрузки (рисунок 20). Верхний силовой элемент – стальной канат.



Рисунок 20 – Боновые заграждения БЗм – 10/40

Нижний силовой элемент- круглозвенная цепь, одновременно выполняющая роль балласта.

На концах каждой секции заграждения установлены универсальные замки, совместимые с замками зарубежного производства типа "UNIVERSAL SLIDE TYPE 2". Замки искробезопасного исполнения из специального сплава алюминия обеспечивают быстрое и надежное соединение (разъединение) секций между собой как на берегу, так и на плаву. Конструкция замков полностью исключает возможность просачивания нефти и нефтепродуктов через места стыковки секций.

Эксплуатация заграждения должна осуществляться на водоемах со скоростью течения не более 1,5 м/с, скоростью ветра не более 10 м/с и высотой волны не более 0,5 м.

Вспомогательным оборудованием для установки бонов на течении явля-

ются якоря.

Нормативный срок службы бонов 5 лет (таблица 6, 7).

Таблица 6 – Технические характеристики:

Параметр	БЗм - 10/400	БЗм - 10/600	БЗм - 10/800	БЗм - 10/1100
Длина секции, м	10	10	10	10
Высота бона, мм	400	600	800	1100
Диаметр поплавок, мм	150	170	240	300
Масса погонного метра, кг	3,9	4,1	4,5	5,5
Прочность на разрыв бона и соединения, т	3	4	5	
Время стыковки секций, сек.	5			

Данное ограждение является наиболее часто используемым в связи с его универсальностью. Оно может быть использовано как для защиты береговой полосы, так и для локализации разлива на реке

4.1.3. Бон нефтеограждающий легкий (БНЛ)

Предназначен для ограждения от нефти и нефтепродуктов судов, бухт и подтягивания нефтяного пятна к нефтесобирающим устройствам (рисунок 21). Боны изготовлены из материала с ПВХ покрытием, устойчивым к воздействию нефти и нефтепродуктов, солнечной радиации и микроорганизмов.



Рисунок 21 – Бон нефтеограждающий легкий

Таблица 7 – Технические характеристики

Модель	Общая высота, м	Надводная часть, м	Подводная часть, м	Вес 1м, кг	Длина секции, м	Усилие на разрыв, кН
БНЛ 800	0,8	0,27	0,53	4,5	15	60
БНЛ 1100	1,0	0,32	0,68	5,5	15	60

4.1.4. Боны морские серии БМ

Боны морские предназначены для оперативной локализации разлившихся на водной поверхности нефти и нефтепродуктов с целью предупреждения их дальнейшего распространения, подвода к нефтесобирающим и защиты береговой полосы (рисунок 22). Могут использоваться в стоячей воде, бухтах, гаванях, закрытых водоемах и открытом море.

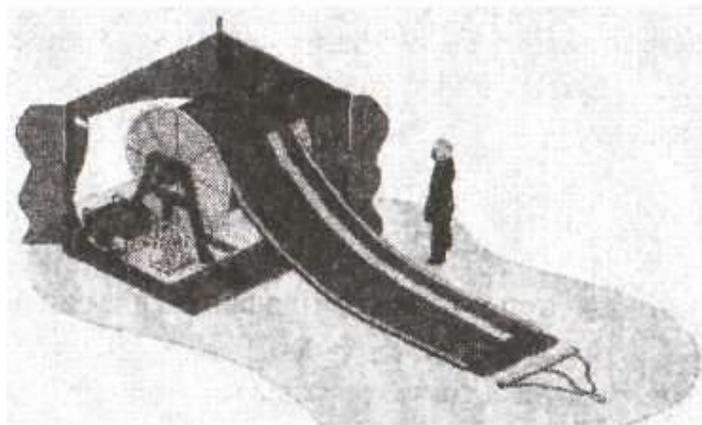


Рисунок 22 – Бон морской серии БМ

Боновое заграждение выполнено из армированной резины, стойкой к углеводородам, морской воде, микроорганизмам и ультрафиолету.

Боновое заграждение представляет собой отдельные секции с надувными поплавками. Секции бона оборудованы специальными клапанами. В нижней части бона расположена балластная цепь.

На концах каждой секции заграждения установлены универсальные замки типа "UNIVERSAL SLIDE TYPE 2". Замки искробезопасного исполнения обеспечивают быстрое и надежное соединение (разъединение) секций между собой как на берегу, так и на плаву. Конструкция замков полностью исключает

возможность просачивания нефти и нефтепродуктов через места стыковки секций (рисунок 23).

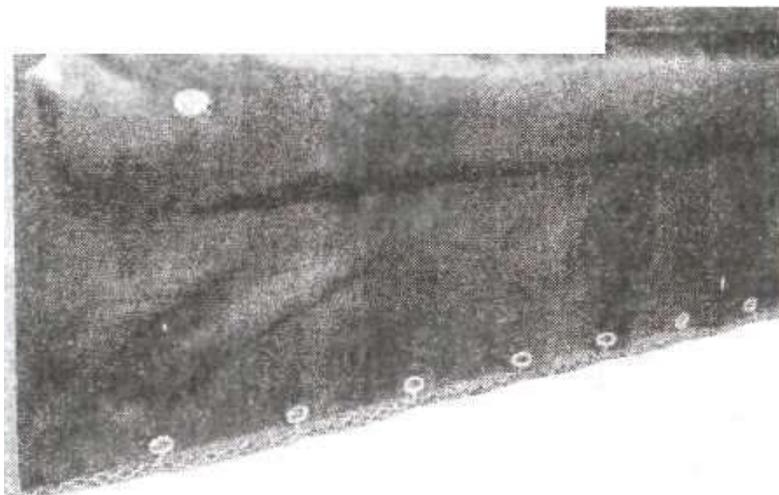


Рисунок 23 – Фрагмент бона морского с замками

Боны поставляются на катушках с собственным гидроприводом. Для накачивания бонов предусмотрен стационарный компрессор. Для подкачки бонов - переносной компрессор.

Для сброса бона на воду, подъема на борт и снижения возможности повреждения бона предусмотрены направляющие ролики.

Боны могут комплектоваться ручной или стационарной моечной машиной (таблица 8).

Таблица 8 – Технические характеристики

Размер	Длина секции, м	Общая высота, мм	Высота надводной части, мм	Осадка, мм	Прочность бона, кг	Вес погонного метра, кг	Допустимая высота волны, м
800	15/30	800	350	450	4000	7,0	1,5
1000	15/30	1000	450	550	5000	7,7	1,75
1200	15/30	1200	550	650	6000	8,3	2,0
1400	15/30	1400	600	800	7000	9,6	2,25
1700	15/30	1700	700	1000	8500	11,5	2,5

2000	15/30	2000	900	1100	10000	13,7	3,0
------	-------	------	-----	------	-------	------	-----

Преимущества морских бонов:

- *Высокая герметичность* - все швы вулканизированы, для накачивания используются надежные клапаны.
- *Прочность и износостойкость* — материал бонов — армированная резина, позволяет бону выдерживать значительные нагрузки при буксировке.
- *Гибкость и следование профилю волны* - низкое внутреннее давление в поплавковых камерах и высокая плавучесть повышают гибкость бона и позволяют точно следовать профилю морской волны.
- *Легкость чистки* - после использования бона допускается мыть горячей и холодной водой под давлением с использованием обычных моющих средств.

4.1.5. Боны универсальные БЗмс -10/400, 600, 800, 1100 (со сменным сорбирующим картриджем)

Боновое ограждение универсальные постоянной плавучести модели БЗмс-10/400,600.800,1100 предназначено для предотвращения растекания и сорбции нефти и нефтепродуктов на поверхности водоемов (река, озеро, канал, болото) при аварийных разливах.

Эксплуатация ограждения должна осуществляться на водоемах со скоростью течения не более 1,5 м/с, скоростью ветра не более 10 м/с и высотой волны не более 0,5 м (рисунок 24).

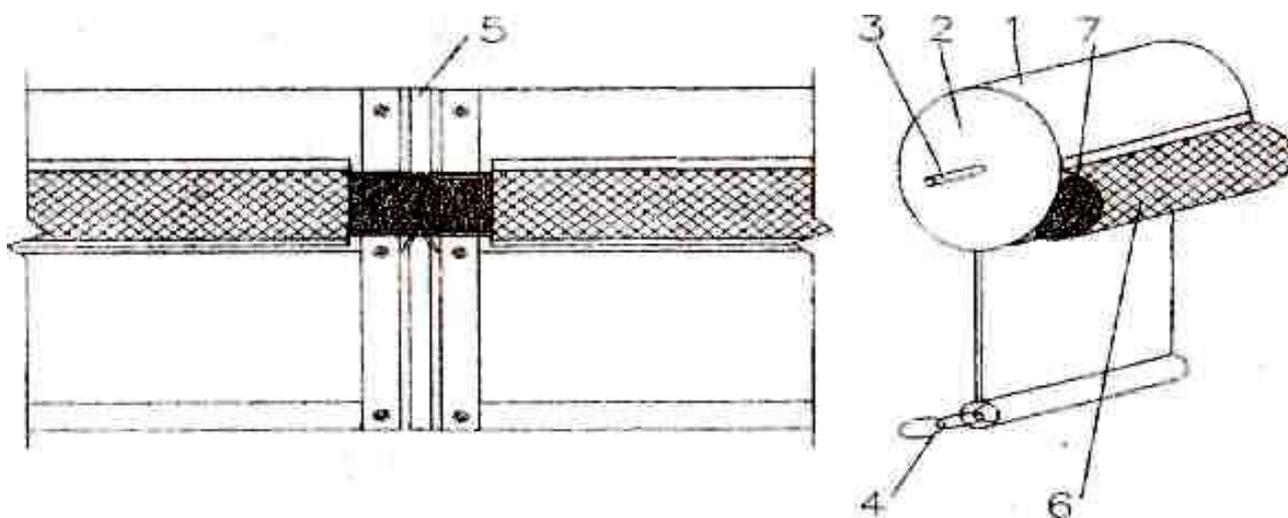


Рисунок 24 – Боны универсальные БЗмс -10/400

Секция заграждение БЗмс-10/400, 600, 800, 1100 состоит из: оболочки 1, поплавок 2, верхнего силового элемента (троса) 3, нижнего силового элемента/балласта (круглозвенная цепь) 4, замков 5, сетки для сменного картриджа 6, сменного сорбирующего картриджа 7.

В верхней части оболочки находится карман для верхнего силового элемента и камера для поплавков. В нижней части оболочки расположен карман для нижнего силового элемента. В концевых частях оболочки установлены замки. Поплавки представляют собой цилиндры из вспененного полистирола марки ПСВ диаметром 180 мм и длиной 300 мм.

Верхний силовой элемент (стальной канат) и нижний силовой элемент (цепь) крепятся к замку скобами. На надводной части боны находится сегка со сменным сорбирующим картриджем. При соединении секций боны концы картриджей связываются. Замена сменных сорбирующих картриджей производится следующим образом: к концу отработанного картриджа привязывается новый, отработанный картридж вытягивается из сетки, тем самым на его место становится новый картридж.

Нормативный срок службы бонов 5 лет (таблица 9).

Таблица 9 – Технические характеристики

Параметр	БЗм - 10/400	БЗм - 10/600	БЗм - 10/800	БЗм - 10/1100

Длина секции, м	10	10	10	10
Высота бона, мм	400	600	800	1100
Диаметр поплавок, мм	150	170	240	300
Масса погонного метра, кг	3,9	4,1	4,5	5,5
Прочность на разрыв бона и соединения, т	3	4	5	
Время стыковки секций, сек.	5			

Данное ограждение может быть использовано как для защиты береговой полосы, так и для локализации разлива на реке.

4.1.6. Бон зимний БЗз

Боновое ограждение зимнее, модели БЗз-10/1000 предназначено для задержания и направления в зону сбора пятна нефти или нефтепродуктов на поверхности водоемов (река, канал) во время ледостава при аварийных разливах (рисунок 25).

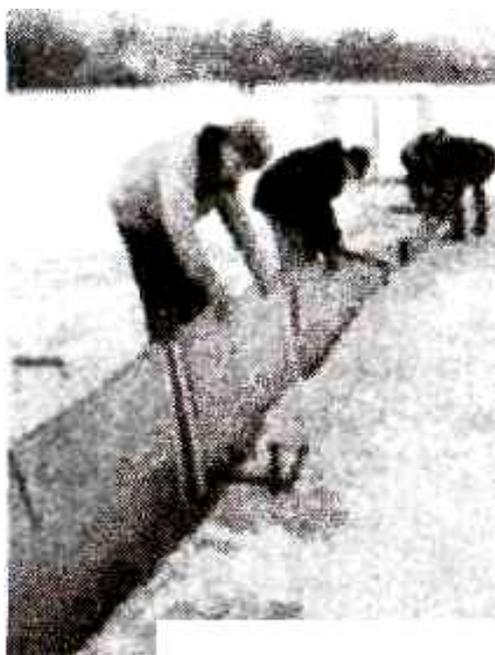


Рисунок 25 – Боновое ограждение зимнее, модели БЗз-10/1000

Эксплуатация ограждения должна осуществляться на водоемах со скоростью течения не более 1,5 м/с, скоростью ветра не более 10 м/с. Ограждение представляет собой комплект состоящий из отдельных взаимозаменяемых сек-

ций, устанавливаемых в линейной майне, и фиксирующей арматуры. Секция заграждение БЗ-10/1000 состоит из замка 1, подсекции 2, поплавок 3, кронштейна 4, гибкой связи подсекций 5 (рисунок 26).

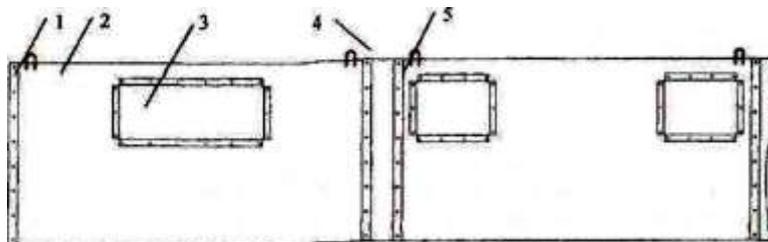


Рисунок 26 – Бон зимний

Замки могут быть выполнены из нержавеющей стали или алюминия (замки типа ASTM). Конструкция замков исключает возможность искрообразования и просачивания нефти и нефтепродуктов через места стыковки секций. Для стыковки секций предусмотрены соединительные болты. Для установки БЗ в майне существуют специальные анкеры и подвесы (рисунок 27).

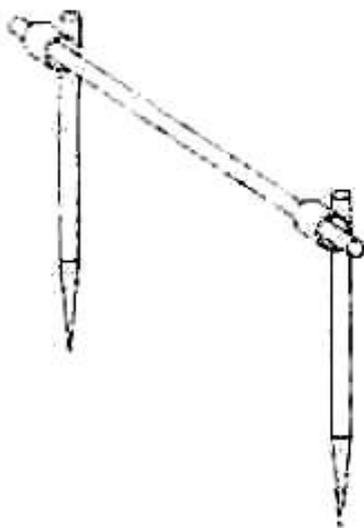


Рисунок 27 – Анкеры и подвесы для крепления бонов в майне

Технические характеристики зимних боновых заграждений, приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики боновых заграждений, зимних

№	Параметр	Величина
1	Габаритные размеры секции, м: - длина	1,0

	- ширина	1,0
	-высота (по поплавку)	0,85
2	Надводная часть, м	0,2 – 0,4
3	Масса секции, кг	65
4	Толщина слоя задерживаемой нефти, мм	
	- при скорости течения 0,5 м/с	120
	- при скорости течения 1,5 м/с	20
5	Предел прочности секции на разрыв, кН	54
6	Рабочая температура, °С	До -40
7	Срок службы, лет	5

После выбора БЗ, максимально соответствующего нашим требованиям необходимо выбрать тип постановки бонового заграждения.

Есть два основных типа постановки БЗ: на реке и на стоячем водоеме.

4.2. Технология постановки боновых заграждений

4.2.1. Технология постановки бонового заграждения на реке

При ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на реках необходимо иметь боновое заграждение, длина которого позволяет подвести пятно загрязнения к одному из берегов. Для предупреждения образования турбулентного истечения нефти под боновым заграждением, скорость перемещения пятна к берегу не должна превышать 0,3 м/с.

Угол постановки бонового заграждения (угол А) можно рассчитать по формуле:

$$\operatorname{tg}A = V$$

где V – скорость течения реки, м/с.

Следовательно, в зависимости от скорости течения боновое заграждение следует устанавливать под определенным углом к направлению течения:

при v течения до 0,3 м/с - под углом 30-35°;

при v течения до 0,8 м/с - под углом 20-25°;

при v течения до 1,5 м/с - под углом 10-] 5°.

Необходимую длину бонового заграждения (L) рассчитывают по формуле:

$$L = B \sin A,$$

где B – ширина реки.

Кроме того, необходимо иметь дополнительные боны для защиты берегов от загрязнения.

Место для постановки бонового заграждения определяется в зависимости от скорости течения, направления ветра, рельефа берега и времени, необходимого для доставки оборудования.

Количество секций бонов и способ их закрепления к береговым объектам донными и береговыми якорями зависит от гидрометеорологических условий акватории. При необходимости развернуть заграждение очень большой длины, следует устанавливать каскад в несколько «плетей» заграждений с независимым закреплением каждой из них

Схема постановки БЗ на реке представлена на рисунке 28.

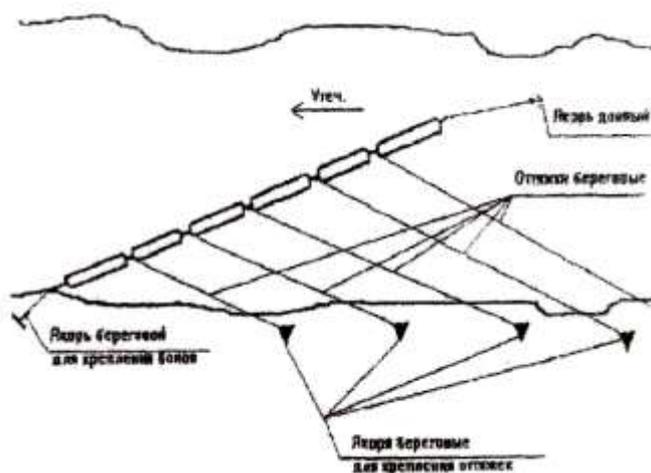


Рисунок 28 – схема постановки БЗ на реке

Ветка бонов, переграживающая реку может крепиться как донным, так и береговым якорями. Это зависит от таких факторов, как: ширина реки, наличие разных якорных систем и оснащённости подразделения по ЛАРН бонами.

В случае, когда объем вылившегося нефтепродукта превышает предел прочности БЗ устанавливают 2 и более заградительных порога из бонов. Один выше по течению, другой ниже. При этом, переграживающая реку ветка бонов **НЕ ДОВОДИТСЯ ДО ПРОТИВОПОЛОЖНОГО БЕРЕГА**. Это позволяет каждому порогу брать на себя часть нефтяного загрязнения и снижает опас-

ность вывода из строя БЗ.

4.2.2. Технология постановки БЗ на стоячем водоеме (озере, водохранилище и т.д.)

При ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на озере или море необходимо иметь боновое заграждение, длина которого превышает длину окружности нефтяного пятна и позволяет подвести его к одному из берегов (рисунки 28, 29). Для предупреждения образования турбулентного истечения нефти под боновым заграждением, скорость перемещения пятна к берегу не должна превышать 0,3 м/с.

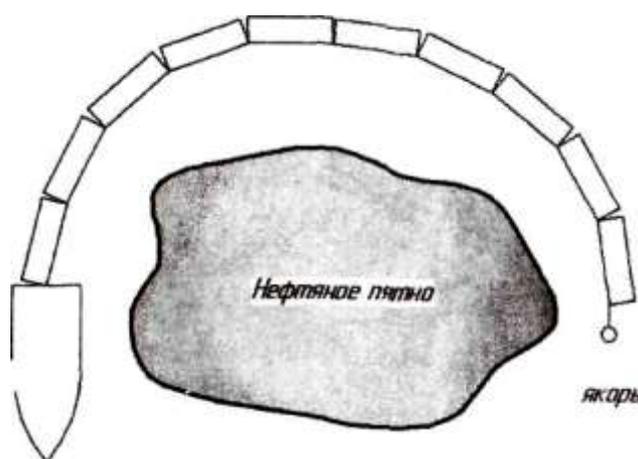


Рисунок 29 – Способ постановки БЗ на стоячем водоеме

Плеть бонов необходимой длины заводится вокруг пятна загрязнения с помощью любого плавсредства. При необходимости можно закрепить один из концов плети бонов с помощью донного якоря. Нефтяное пятно подтягивают к одному из берегов. Скопившуюся нефть удаляют с помощью нефтесборщика. Небольшое пятно можно засыпать сорбентом. Отработанный сорбент собирают шанцевым инструментом и утилизируют. После завершения работ по ликвидации нефтяного загрязнения все используемое оборудование необходимо очистить от грязи и остатков нефтепродукта с помощью технического моющего средства О-БИС или установки Kercher, просушить и сложить.

Глава 5. МЕТОДЫ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ВОДНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

5.1. Механический метод

Механический метод является самым часто используемым методом ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов на водной поверхности.

Данный метод имеет ряд преимуществ:

- физическое удаление нефти из водной среды;
- возможность применения технических средств общего назначения (насосов, сетей, шанцевого инструмента);
- возможность использования в условиях любого водного объекта (залива, бухты и т. д.);
- использование технических средств практически не имеет законодательных ограничений.

К недостаткам метода относятся:

- ❖ относительно низкие коэффициент и скорость сбора нефти, особенно при тонких пленках;
- ❖ нецелесообразность применения в открытом море и при сильных течениях и волнении;
- ❖ необходимость учета потребности в большом количестве дополнительного и вспомогательного оборудования при планировании работ;
- ❖ применяемые технические средства могут засоряться мусором и льдом.

Для обеспечения качественного и количественного сбора нефти с поверхности воды требуется применять большое количество оборудования. Основными техническими средствами для сбора нефти с поверхности воды являются нефтесборщики (скиммеры) различной конструкции.

5.1.1. Нефтесборщики (скиммеры) адгезионного типа

Принцип работы устройств адгезионного типа основан на свойстве нефти налипать на некоторые материалы, которые в то же время не смачиваются или плохо смачиваются водой. К таким материалам относятся алюминиевые сплавы и некоторые типы пластмасс.

Адгезионные нефтесборщики имеют высокий коэффициент эффективной подачи по нефти, поэтому эффективно работают на относительно тонких нефтяных пятнах. Наиболее эффективны такие нефтесборщики при сборе лег-

ких сырых нефтей, хотя конкретные особенности зависят непосредственно от материалов и форм рабочих органов устройств.

Плавающая нефть налипает на поверхность вращающегося полупогружного барабана, набора дисков или бесконечной конвейерной ленты, извлекается из воды, а затем при помощи плотно прижатого скребка соскабливается в сборные емкости. Эффективность работы таких устройств определяется толщиной нефтяной пленки, налипающей на единицу длины барабана или ленты, и скоростью их вращения. При этом достигается малая обводненность собираемой нефти или нефтепродукта, благодаря чему не требуются отстойные емкости и сепараторы.

Для начала работы адгезионных нефтесборщиков необходим первичный контакт нефтяной пленки с нефтесборным узлом данного оборудования. В состав нефтесборного узла входят подвижные элементы (барабаны, диски, ленты и др.), которые, как правило, гидрофобны и легко смачиваются углеводородными жидкостями. При движении подвижного элемента нефтяная пленка смачивает его поверхность и поднимается выше уровня воды, откуда впоследствии удаляется посредством специальных приспособлений (нефтесъемных пластин, барабанов и др.). Собранные таким образом нефтяные загрязнения, отделенные от воды, по лоткам направляются в зону откачки. Активные нефтесборщики предназначены для сбора нефтезагрязнений с поверхности водохранилищ, рек, озер, прудов, непроточных водоемов, болот, технологических водоемов и резервуаров. Для нефтесборщиков данного класса характерно небольшое содержание воды в собранных нефтепродуктах от 5 до 10 %.

К данному типу нефтесборщиков относится нефтесборщик щеточный (НЩ, рисунки 30,31).

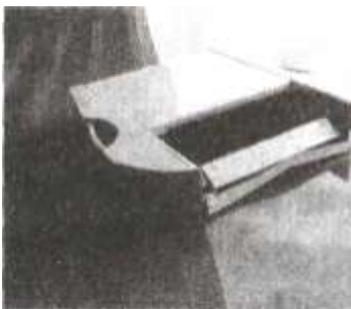


Рисунок 30 – Нефтесборщик щеточный с одним рабочим органом

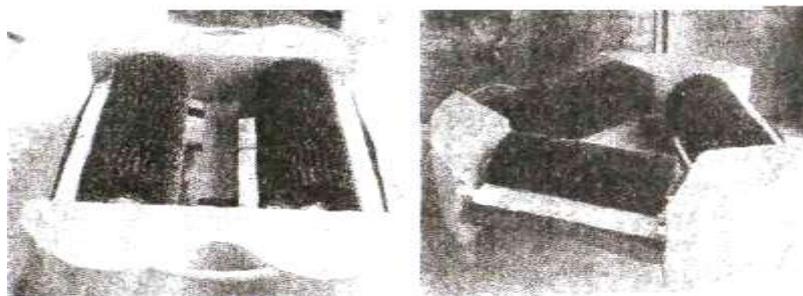


Рисунок 31 – Нефтесборщик щеточный с двумя и с тремя рабочими валами

Эти нефтесборщики предназначены для эффективной работы на нефтяных разливах для сбора тяжёлых, вязких нефтей в прибрежных водах, внутренних водах и портах.

Работа щёточного (дискового) нефтесборщика основана на прилипание нефти к поверхности вращающихся щёток (дисков). При прохождении щёток (дисков) через слой нефть/вода, нефть налипает на поверхность щёток (дисков) и удаляется скребком. Продукт собирается в нефтесборнике и затем удаляется встроенным откачивающим насосом. Коэффициент сбора нефти 95%, оставшуюся радужную пленку удаляется сорбентом. НЩ прост в эксплуатации и обслуживании. Конструкция из алюминия (рисунок 32). НЩ состоит из следующих частей:

- плавающего нефтесборщика со встроенным щеточным (дисковым) барабаном;
- скребком и откачивающим устройством;
- двухпоточной гидростанции;
- ручной катушки для шлангов;
- инструкции по обслуживанию и эксплуатации.

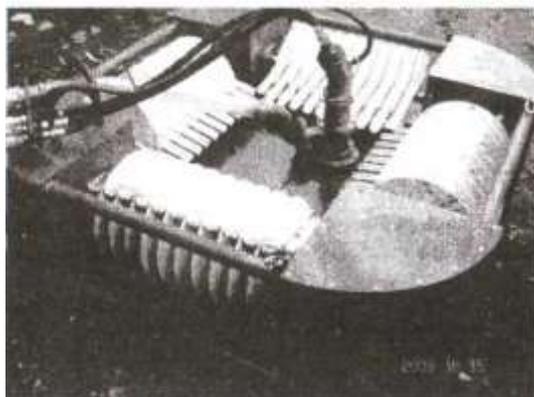


Рисунок 32 – Нефтесборщик дисковый с четырьмя рабочими валами

Нефтесборщик НЩ изготавливаются с одной, двумя, тремя и четырьмя валами. Рабочие валы нефтесборщика могут комплектоваться дисковыми, щеточными, барабанными элементами для сбора нефтепродукта.

Основным недостатком данного нефтесборщика является невозможность сбора легких нефтей и легких нефтяных фракций (бензиновой, керосиновой и т.д.), а так же ограниченность его применения на водоемах с течением.

Данные по щеточным нефтесборщикам приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Технические характеристики нефтесборщиков НЩ

Параметр	Величина			
	НЩ – 1 (СУ – 1)	НЩ – 2 (СУ – 2)	НЩ – 3 (СУ – 3)	НЩ – 4 (СУ – 4)
Производительность (по насосу), м ³ /час	до 54	до 54	до 54	до 54
Габаритные размеры (Д х Ш х В), мм	1250х1400х500	1250х1390х670	1250х1400х500	1500х1500х750
Масса (без гидростанции), кг	67	67	72	117
Вид заборного устройства	Щетки Диски Барабан	Щетки Диски Барабан	Щетки Диски Барабан	Щетки Диски Барабан
Размер рабочего органа, мм				
- диаметр	350	350	350	350
- длина	750	750	750	750
Скорость вращения щетки, об/мин.	от 10 до 200			

Для работы на водоемах с течением, в основном, используют нефтесборщики порогового типа.

5.1.2. Нефтесборщики порогового типа

Для нефтесборщиков данного типа характерным является повышенное содержание воды в откачиваемой водонефтяной смеси, которое может достигать 10 – 40%. Перемещение нефтяной пленки к нефтесборному узлу осуществ-

ляется пассивно, вместе с поверхностным слоем воды. Движение поверхностного слоя воды к нефтесборщику может быть обусловлено непосредственно током движения воды в водоеме или создаваться искусственно за счет откачки этого слоя. Пороговые нефтесборщики с нерегулируемым порогом имеют понтонный узел, зону накопления нефтепродуктов и нерегулируемую нефтепереливную стенку. Под действием перемещения водных масс нефтяная пленка концентрируется у данной стенки. Если слой нефтепродуктов выше данной стенки, происходит переливание в сборный резервуар, откуда их откачивают с помощью насосного оборудования. Данная конструкция нефтесборных устройств определяет неустойчивость их работы в условиях повышенного волнения водной поверхности.

Пороговые нефтесборщики данного типа в основном применяются на скоростных реках и закрытых от волн и ветра акваториях водоемов.

К преимуществам данных нефтесборщиков относятся:

- простота конструкции;
- высокая подача откачки нефтепродуктов;
- эксплуатационная надежность.

Недостатками являются:

- ограниченная область применения,
- слабая защищенность от крупных плавающих механических загрязнений;
- сложность регулировки вследствие изменения массы нефтесборщика по мере накопления в нем нефтепродуктов;
- повышенное содержание воды в собранных нефтепродуктах.

Отличительной особенностью нефтесборщиков с регулируемым порогом является наличие в нефтесборном узле устройств, обеспечивающих появление подвижной перегородки, изменяющей свое положение по мере накопления в нефтесборщике массы откачиваемых загрязнений. Конструкция нефтесборных устройств в данных нефтесборщиках включает в себя понтонный узел, решетку для предотвращения попадания механических примесей и эксцентриковый подвижный саморегулирующийся лоток.

Пороговые устройства основаны на явлении перетекания поверхностного слоя воды определенной толщины в сборную (или сборно-отстойную) емкость благодаря понижению уровня в этой емкости по отношению к уровню окружающей воды. Понижение уровня достигается путем откачивания (различными способами) нижнего слоя воды из сборной емкости.

Основными преимуществами пороговых устройств являются:

- простота и эксплуатационная надежность;
- для некоторых конструкций - отсутствие ограничений по виду консистенции плавающих загрязнителей;
- для конструкций в саморегулируемом исполнении - возможность успешной работы при волновой активности;
- благодаря наличию перепада между уровнем окружающей воды и уровнем в сборной емкости возможно накопление слоя нефти значительной толщины.

5.1.2.1. Нефтесборщик НП – 1

Предназначен для сбора нефти и нефтепродуктов с поверхности воды в условиях с ограниченным доступом, котлованах, узких и мелких протоках рек со скоростью течения до 1 м/с. НП-1 наиболее эффективен для уборки небольших локальных разливов (рисунок 33).

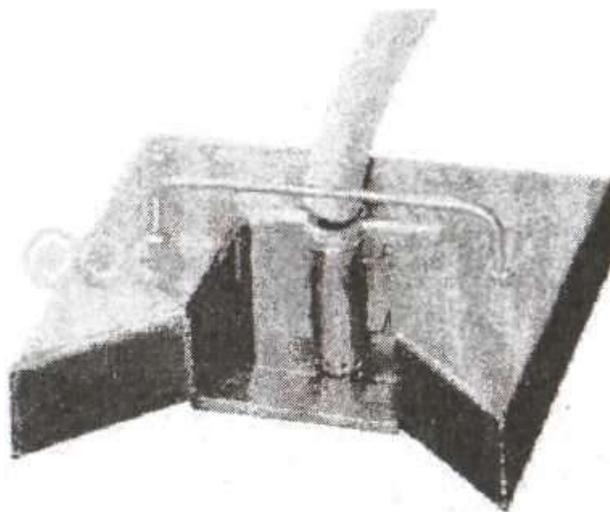


Рисунок 33 – Нефтесборщик пороговый (НП – 1)

В зависимости от производительности насоса величина откачиваемого слоя меняется от 3 до 15 мм. Это позволяет регулировкой производительности насоса устанавливать такой режим работы, когда на слив поступает только нефть. Подготовка к работе занимает минимальное время. Осадка (100 мм) позволяет работать на мелководье. Нефтесборщик подключается к вакуумным установкам ВАУ-1, ВАУ-2 или другими подобными установками. Технические характеристики нефтесборщика НП – 1 представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Технические характеристики нефтесборщика НП – 1

Параметр	Величина
Масса общая сухая, кг	7
Габаритные размеры (Д х Ш х В), мм	460x460x250
Порог, мм	
- ширина	180
- толщина откачиваемого слоя	3-15
Осадка, мм	
Производительность, м ³ /час	7

5.1.2.2. Нефтесборщик НП – 2

Предназначен для сбора нефти и нефтепродуктов с поверхности воды на реках со скоростью течения до 1,5 м/с. В зависимости от производительности насоса величина откачиваемого слоя меняется от 3 до 25 мм. Это позволяет регулировкой производительности насоса устанавливать такой режим работы, когда на слив поступает нефть с минимальным количеством воды. Аппарат устойчиво работает при волнении и ветровой нагрузке. Скиммер с боновым ограждением устанавливается непосредственно в русле реки. При этом течение прибывает нефть к заборной части скиммера, а вода проходит через открытое дно корпуса. Подготовка к работе занимает минимальное время. Осадка (350 мм) позволяет работать на мелководье. Производительность определяется установленным насосом. С берегом НП-2 соединяется рукавом. Конструкция позволяет устанавливать насос производительностью до 50 м³/час или работать с береговым насосом производительностью до 90 м³/час (рисунок 34).

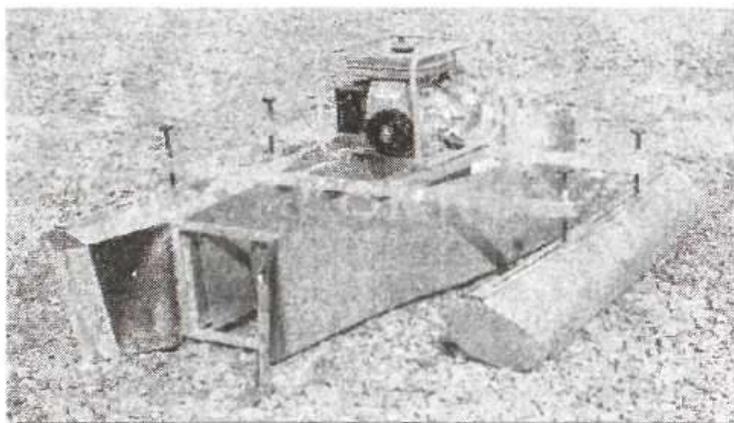


Рисунок 34 – Нефтеборщик пороговый (НП-2)

Таблица 13 – Технические характеристики нефтеборщика НП – 2

Параметр	Величина
Масса	
- общая сухая, кг	112
- без насоса	60
Габаритные размеры (Д x Ш x В), мм	2050 x 1420 x 550
Порог, мм	
- ширина	700
- толщина откачиваемого слоя	3-25
Осадка, мм	350

5.1.2.3. Нефтеборщик пороговый НП – 3

Нефтеборщик НП-3 порогового типа предназначен для сбора нефти и нефтепродуктов с поверхности воды в водоемах: реках, озерах, болотах и т.д.

Главной особенностью конструкции является наличие самонастраивающегося слива. В зависимости от производительности насоса величина откачиваемого слоя меняется от 3 до 30 мм. Это позволяет устанавливать такой режим работы, когда на слив поступает нефть с минимальным количеством воды. Нефтеборщик может устанавливаться как непосредственно в боновое загрязнение, так и отдельно. Подготовка к работе занимает минимальное время. Осадка (130 мм) позволяет работать на мелководье. С берегом НП-3 соединяется гибким рукавом. Заградительная сетка служит для предотвращения попадания механических примесей в заборную часть нефтеборщика (рисунок 35). Технические характеристики нефтеборщика НП – 3 (таблица 14).



Рисунок 35 – Нефтесборщик пороговый (НП – 3)

Таблица 14 – Технические характеристики нефтесборщика НП – 3

Параметр	Величина
Масса - общая сухая, кг	34
Габаритные размеры (Д x Ш x В), мм	1600 x 1240 x 430
Порог, мм: - ширина - толщина откачиваемого слоя	700 3-30
Условия работы: - осадка, мм - максимальная скорость течения, м/с - максимальная высота волны, мм	130 0,5 150

Производительность определяется установленным насосом (бензиновой мотопомпой). Нефтесборщик комплектуется двумя насосами: центробежным и диафрагменным для перекачки густых и вязких жидкостей. В комплект поставки входит шланг 50НВ-ПВХ/1353 (12м.). Технические характеристики насосов представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Сравнительные технические характеристики насосов

Параметр	Центробежный насос	Диафрагменный насос
Производительность, м ³ /ч	60	15
Высота напора, м	28	15
Высота всасывания, м	8	7,6
Габаритные размеры(ЛxВxН), мм	690x485x600	660x420x540
Масса, кг	45	44,8

5.1.2.4. Нефтеборщик пороговый НП-4

НП – 4 Предназначен для сбора нефти и нефтепродуктов в любых водоёмах (моря, заливы, реки, озера, терминалы, стоки, колодцы, приямки, мелководье). Скиммер искробезопасен. Может использоваться на всех типах нефти и нефтепродуктах. На скиммере установлен центробежный регулируемый насос с приводом от гидромотора и гидростанции с малогабаритным ДВС (рисунок 36). Минимальная толщина нефтяной плёнки от 1 до 2 мм. Технические характеристики нефтеборщика НП – 4 представлены в таблице 16.

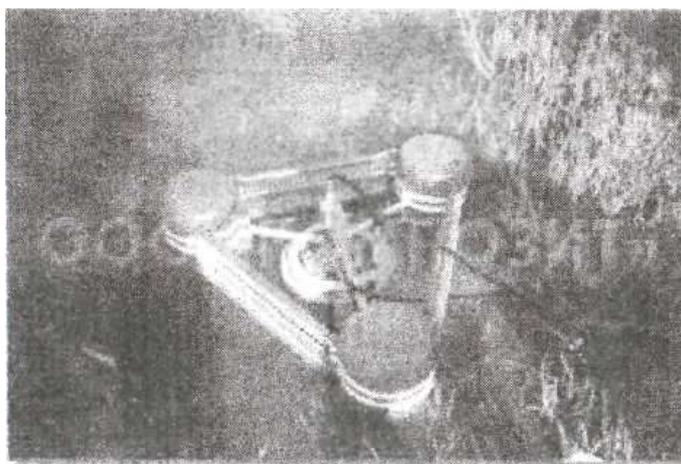


Рисунок 36 – Нефтеборщик пороговый (НП – 4)

Таблица 16 – Технические характеристики нефтеборщика НП – 4

Параметр	Величина
Масса	
- общая сухая, кг	55
- с гидростанцией и рукавами	150
Габаритные размеры (Д x Ш x В), мм	1800 x 1800 x 650
Условия работы:	
- максимальная скорость течения, м/с	0,5
- максимальная высота волны, мм	100
Производительность, м ³ /час	
- при толщине собираемого слоя 1-20мм	3
- при толщине слоя более 20мм	16

Выбор типа нефтеборщика зависит от условий его дальнейшего применения.

5.1.3. Особенности механического сбора нефти и нефтепродуктов в зимний период

Основным методом ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов в ледовых условиях является механический сбор. При отрицательных температурах применение бактерий невозможно, поэтому биологический метод в ледовых условиях не используется.

Ряд систем механического сбора предназначен для использования непосредственно с судов:

- навесная нефтесборная система с ветвью бонов на выносной стреле,
- спускаемый с борта скиммер (нефтесборщик),
- бортовые скиммеры (при движении судна),
- выносные скиммеры (при движении судна).

Проблематичным является сбор нефти, попадающей под ледяной покров (например, при порыве морского трубопровода или после изменения ледовых условий). Возможность ликвидации этих разливов связана с задачами обнаружения подледных скоплений нефти и обеспечения безопасной работы персонала на льду, а практика ликвидации таких разливов - со вскрытием ледяного покрова и применением традиционных методов сбора нефти. Для проведения таких операций рекомендуется контейнерный модуль с запасом оборудования, инструментов и материалов (размещение на судне для ликвидации разлива не обязательно).

Особенности ликвидации разлива на морях и озерах в ледовых условиях:

- если нефть зажата льдом, фактор времени теряет значение, однако при наличии ветра льдины могут дрейфовать из зоны сбора;
- предпочтительные типы скиммеров: вертикальные тросовые, барабанные, щеточные, барабанно-щеточные и дисковые системы;
- использование ленточных скиммеров допустимо, если куски льда перед скиммером раздвигаются вручную или собираются с ленты скиммера;
- следует минимизировать столкновения льдин со скиммерами (кроме щеточного и барабанно-щеточного, которые лучше всего подходят для отклонения небольших льдин);
- проблемы при складировании и хранении собранного шлама.

При ликвидации разлива на реках в ледовых условиях сбор нефти (нефтепродуктов) лучше осуществлять с помощью малых олеофильных вертикальных тросовых скиммеров и автоцистерн с вакуумной или пневматической системой откачки.

5.1.3.1. Особенности работы нефтесборщиков

- Неэффективны при сильных ветрах,
- поток нефти в нефтесборщик ограничен,
- доступ к нефти ограничен,
- разделение нефти и льда,
- повышенная вязкость разлитой нефти (нефтепродуктов) вследствие низкой температуры.

Низкая температура воды может приводить к появлению вторичного льда, кристаллы которого связывают нефть.

Битый лед оказывает влияние:

- на интенсивность притока нефти к сепарационным установкам,
- прочность нефтесборных устройств. Наблюдается адгезия к обломкам льда.

Методы механического сбора нефти (нефтепродуктов) могут применяться в ледовых условиях при разливе нефти:

- на или под относительно сплошным ледяным покровом,
- в мелкобитом льду (размер льдин менее 2 м).

При разливе нефти под сплошным ледяным покровом и отсутствии течения во льду делают сквозные пропилы, через которые нефть выходит на поверхность воды.

Сбор нефти осуществляют традиционными для открытой воды методами.

При наличии в массе мелкобитого льда льдин размером до 10 м они должны отводиться нефтесборщиком, а контакт нефтесборщика со льдинами размером более 10 м считается недопустимым, следует обходить такие льдины.

Небольшие обломки льда, ледяная каша обычно собираются с нефтью. Отделить эту нефть ото льда возможно только после его растапливания.

В зависимости от размеров установки льдины величиной до 2 м. вероятно, можно поднять на борт сборщика и очистить лед активным способом. Однако собранный лед требует больших емкостей для хранения, а система очистки должна включать в себя средства для сепарации нефти с этих льдин и, наконец, возврата этого льда обратно в воду. Льдины, размеры которых не позволяют обработать их на борту, должны быть отведены, чтобы избежать непосредственного контакта с нефтесборщиком.

Технологию сбора нефти в битом льду можно разделить на следующие этапы:

- отделение нефти от относительно больших обломков льда,
- сепарация и сбор нефти, отделенной от шуги и мелких обломков льда.

При ликвидации разлива нефти в условиях битого льда рекомендуется применять плавучие краны, для сбора нефти (нефтепродуктов) и загрязненного льда в металлические баржи и автосамосвалы с герметичными кузовами.

5.1.3.2. Отделение нефти от больших обломков льда

Отделение нефти от относительно больших обломков льда может производиться двумя основными путями:

- поднятием обломков льда над поверхностью воды (в этом случае нефть с обломков стекает вниз),
- погружением обломков льда под воду (в этом случае нефть с обломков поднимается вверх). Затем обломки льда возвращаются в воду.

Установка представляет собой призму с решетчатой (или имеющей отверстия) передней и одной горизонтальной плоскостью (при подъеме обломков — верхней, при погружении — нижней) для прохождения отделившейся ото льда нефти. Наклонная поверхность позволяет скользить обломкам льда при проталкивании установки вперед. Нефть с небольшими кусками льда проходит через отверстия и собирается у задней стенки, затем с помощью одного из устройств, которые рассматриваются ниже, поднимается на борт в сепарационную установку, где происходит окончательное отделение нефти от кусков льда и воды.

Площадь и размер отверстий являются решающими параметрами, влияющими на производительность установки. Малая величина отверстий затрудняет проход нефти, значительная часть ее будет упущена. С другой стороны, большие отверстия пропускают в зону сбора нефти много обломков льда и шуги. Сложности возрастают по мере увеличения плотности и вязкости нефти.

При выборе типа установки необходимо учитывать следующее:

- в установке подъемного типа нефть отделяется ото льда под действием силы тяжести, а в установке погружного типа — архимедовой силы. Очевидно, что выталкивающая сила воды существенно меньше силы тяжести, но в то же время сила сцепления нефти со льдом в воде также меньше;

- установка погружного типа должна иметь значительный вес на случай, если понадобится погрузить большое количество льда. Тем не менее, по сравнению с установкой подъемного типа, потребуется гораздо меньшее прилагаемое усилие;

- процесс разделения можно ускорить встряхиванием, применением вращающихся барабанов, щеток и др. Для облегчения и ускорения прохождения блоков льда по поверхностям установки может быть применен конвейер решетчатого типа. Штыревые лопатки, смонтированные на конвейере, облегчат подъем и погружение блоков льда. Для улучшения процесса отделения нефти от блоков льда в воде на блоки льда снизу может подаваться воздух. Установка погруженного типа может быть преобразована в перфорированный барабан с лопатками.

Возможны и другие модификации.

Существует метод отделения нефти от обломков льда потоками воды и воздуха. Сначала загрязненная нефтью зона ограждается бонами. Внутри БЗ несколько небольших рабочих судов, оборудованных в носовой части специальным приспособлением типа механической щетки, проталкивают и подают смесь из льда и нефти к устройству. Устройство извлекает нефть и подает ее в баржу-хранилище, а очищенный лед возвращает в море.

5.1.3.3. Сбор нефти, перемешанной с мелкими обломками льда

Способы сбора и подъема собранной нефти на борт судна основываются на двух принципах:

- инъекции нефти потоком воздуха,
- адгезионной способности нефти.

Принцип инъекции заложен в конструкцию воздушного конвейера. В приемном шланге воздушного конвейера создается поток воздуха. Нефть, вода и обломки льда, попадая в шланг, транспортируются воздушным потоком в разделительную камеру. Она состоит из двух емкостей - для льда и нефти с водой - и разделительного перфорированного экрана между ними. Куски льда больше определенного размера задерживаются экраном и попадают в первую емкость. Жидкая масса проходит сквозь решетку во вторую емкость. Засасывание нефтяной пленки производится сверху. Проблемой при работе воздушных конвейеров в условиях низких температур является замерзание шлангов. Этого можно избежать с помощью продувки паром или других способов обогрева. Куски льда, которые набиваются в решетке, периодически удаляются. Преимущество системы - небольшой вес (по окончании сбора любой утилизированный материал сразу же удаляется).

Второй принцип положен в основу устройства скиммеров щеточного и щеточно-барабанного типов.

Нефть прилипает к поверхности барабана и размещенной на нем щетине, а удаляется гребнечесальным механизмом и/или скребком. Небольшие обломки льда отводятся под щеточно-барабанный узел щетиной и штырями. Возможно применение нескольких (двух или более) щеточно-барабанных узлов, расположенных один за другим. Щеточно-барабанные узлы имеют щетину разной жесткости - каждый тип жесткости предназначен для выполнения определенной функции, т. е. удаления нефти на льду и водной поверхности, сбора ее между льдинами или отвода льда от установки. Щетина должна быть изготовлена из гибкого и очень прочного материала, чтобы избежать повреждений от постоянного трения о лед. Штыри, равномерно размещенные между щетиной,

защищают щетки от чрезмерного изгиба. Длина и жесткость щетины, диаметр барабана, угол атаки между щеточным барабаном и поверхностью, количество щеточно-барабанных узлов и скорость их вращения являются важными факторами, влияющими на эффективность сбора нефти.

При работах в условиях ледяной каши наиболее надежным средством является канатное нефтесборное устройство.

5.2. Химическое диспергирование (ХД).

Это способ ликвидации разлива нефти или нефтепродуктов, основанный на применении специальных поверхностных активных веществ (ПАВ), способствующих расщеплению нефтяного пятна на мелкие капли, которые рассеиваются в толще воды.

Решение о целесообразности применения данного метода локализации должно приниматься после правильной оценки потенциального воздействия диспергентов на нефтяное пятно. Основная задача - максимальное снижение негативного воздействия на окружающую среду.

Санкцию на применение ХД в Российской Федерации дают Роскомрыболовство РФ и Министерство промышленности РФ. В России к применению допускаются диспергенты, разрешенные Минздравом РФ и зарегистрированные в Российском реестре потенциально опасных химических и биологических веществ. Они должны иметь сертификаты и нормативно-техническую документацию.

Государственные органы многих стран строго контролируют применение ХД. Например в США, можно применять лишь диспергенты, указанные в перечне продуктов для использования Национальным планом действий в чрезвычайных ситуациях, разработанным Агентством охраны окружающей среды этой страны. В других странах разрешение государственных органов на применение диспергентов должно быть получено в процессе одобрения плана ликвидации разливов нефти или уже после того, как разлив произошел.

В Европе существует широкий диапазон представлений относительно применимости диспергентов. Это распространенная практика для стран, грани-

чащих друг с другом, чтобы регулировать их использование при локализации разливов нефти. Различные представления отражают мнение стран об эффектах и эффективности использования диспергентов.

Большой опыт в данной области имеет Великобритания, где ХД является главным методом локализации при больших разливах нефти. Здесь накоплено значительное количество документации, включая данные о результатах экспериментальных полевых испытаний и ликвидации фактических разливов с использованием диспергентов. Норвежские исследователи активно испытывают диспергенты в реальных условиях. Полевые испытания проводились также в США.

К преимуществам ХД можно отнести следующее:

- удаление нефти с поверхности моря уменьшает вероятность загрязнения морских птиц и морских млекопитающих, а также предотвращает попадание нефти на берег;

- образование мириадом крошечных нефтяных капель повышает вероятность биологического распада нефти за счет расширения поверхностной площади нефти, что увеличивает воздействие на нефть природных бактерий и кислорода, растворенного в воде;

- возможность нанесения диспергентов с помощью авиации обуславливает быструю обработку больших площадей, а следовательно, увеличивает скорость реагирования на разлив нефти;

- данный способ локализации может быть применен при неблагоприятных природно-климатических условиях (сильное течение, волнение).

Недостатками ХД является следующее:

- диспергенты применимы не для всех типов нефти;

- при применении диспергентов происходит локализованное временное повышение водонефтяной концентрации, что может навредить морской флоре и фауне;

- неудачное применение диспергентов может явиться препятствием для применения других методов локализации и снизить эффективность ликвидационных работ;

- имеется ограниченное «временное окно» применимости ХД.

5.2.1. Механизм действия диспергентов

Химические диспергенты наносятся на нефтяное пятно, чтобы увеличить естественную дисперсию, уменьшая поверхностное натяжение на границе нефтяной и водной фаз, облегчая создание маленьких нефтяных капель. Для эффективной дисперсии размер нефтяной капли должен быть 1-70 мкм; самый устойчивый размер капли для диспергирования - менее 45 мкм.

Применение диспергирующих веществ при ликвидации разлива нефти позволяет замедлить процесс эмульгирования, одновременно способствуя переходу нефти в дисперсное состояние.

Химические диспергенты – это ПАВ в растворителе. Растворитель уменьшает вязкость ПАВ, что позволяет диспергенту распыляться и помогает ему проникнуть в нефтяное пятно. Наряду с ПАВ и растворителями в состав диспергентов входят различные органические добавки в виде защитных коллоидов, высокомолекулярных загустителей и неорганических веществ.

Массовая доля растворителей в диспергентах 0,1-90% (в большинстве случаев 70-90%). В качестве растворителей используются:

- вода;
- спирты (этанол, изопропанол, метанол, 2-этил-гексанол);
- ароматические алкилзамещенные УВ (бензол, толуол, этилбензол, ксилол);
- дизельное топливо и др.

Предпочтительнее использовать воду и низкомолекулярные спирты, поскольку они малотоксичны.

Молекулы ПАВ – ключевой компонент диспергента. ПАВ являются органическими соединениями, в молекулы которых входят одновременно полярная (гидрофильная) и неполярная (гидрофобная, т. е. олеофильная или литофильная) группы.

При соприкосновении двух нерастворимых одна в другой жидкостей (например, нефти и воды) они оказывают влияние на поверхностные свойства друг друга. При этом создается межфазное натяжение, которое является разно-

стью поверхностных натяжений обеих взаимонерастворимых жидкостей. Двойственная природа ПАВ приводит к тому, что при растворении в жидкости их молекулы, стремясь выйти на поверхность раздела фаз, концентрируются на его границе в большем количестве, чем внутри раствора, ориентируясь при этом так, чтобы полярная часть молекул была погружена в полярную жидкость (например, в воду), а неполярная - в неполярную среду (например, в нефть или газообразную фазу - воздух, пары).

Адсорбция ПАВ на поверхности раздела фаз является самопроизвольным процессом, который приводит к снижению межфазного натяжения, соответственно уменьшается количество энергии, необходимой для образования эмульсии нефти в воде.

При снижении значения межфазного натяжения затрата энергии на образование эмульсии становится столь незначительной, что происходит как бы самопроизвольное образование эмульсии нефти в воде.

Покрывая поверхность раздела мономолекулярным слоем, ПАВ снижают поверхностное натяжение, т.к. они сами обладают значительно меньшим поверхностным натяжением, чем жидкость, в которой они содержатся (например, вода).

Наряду с понижением межфазного натяжения ПАВ адсорбируются на поверхности раздела фаз и образуют вокруг каждой эмульгированной капли защитный слой, что препятствует процессу слияния капель нефти, т. е. способствуют повышению стойкости эмульсии.

Для применения ПАВ необходимо соблюдение двух условий: первое - они должны легко смешиваться с нефтяным пятном и, если нефть вязкая или воскообразная (наиболее частый вариант), следует применять растворитель; второе - для инициирования образования капель требуется перемешивание.

Тип образующейся эмульсии зависит от соотношения объемов жидких фаз, условий эмульгирования и других факторов, но главную роль при этом играет природа эмульгатора.

По этому показателю ПАВ обычно делят на нефтерастворимые-водонерастворимые и водорастворимые-нефтенерастворимые.

5.2.2. Типы диспергентов

Метод применения диспергента зависит от его типа. На тип диспергента влияют типы входящих в него ПАВ и растворителей. Выбор растворителя обусловлен природой ПАВ, т. е. его водо- и нефтерастворимостью.

По составу и характерным особенностям диспергенты делятся на три типа.

К *диспергентам 1-го типа* относятся диспергенты на водных растворах водорастворимых анионактивных ПАВ. Они хорошо растворимы в морской воде и могут быть использованы как в исходном состоянии, так и в виде водного раствора. Ввиду низкой эффективности этих диспергентов при диспергировании нефти требуется значительный расход препарата, необходимо больше времени и энергии для перемешивания нефти с водой. Применение таких диспергентов возможно только с помощью установок, смонтированных на плавсредствах, с последующей принудительной турбулизацией обработанного поверхностного слоя воды. Они малоэффективны при обработке вязких сортов или сильно выветривающихся нефтей.

Диспергенты 2-го типа — это диспергенты на растворах нефтерастворимых неионогенных ПАВ в неароматизированных органических (углеводородных) растворителях, обычно нефтяного происхождения. Использование этих диспергентов возможно только в неразбавленном водой виде, т. к. при растворении в воде они утрачивают свои свойства. ПАВ, входящие в состав таких диспергентов, представляют собой вязкие пастообразные вещества с довольно высокой температурой плавления, поэтому препараты такого типа выпускаются промышленностью в виде растворов, готовых к непосредственному применению. Содержание ПАВ в диспергентах 2-го типа не превышает 30-50%. Эти диспергенты эффективны при локализации разливов высоковязких парафинистых и тяжелых нефтей, а также выветрившихся скоплений нефти благодаря тому, что входящий в их состав органический растворитель (в основном керосин или дизельное топливо) снижает вязкость обрабатываемой нефти, способствуя таким образом лучшему проникновению в нее ПАВ. Диспергирование

нефти с их помощью происходит быстрее и с меньшими затратами энергии на перемешивание обработанной нефти, чем при применении диспергентов 1-го типа. Нанесение диспергентов 2-го типа на поверхность нефтяного пятна осуществляется обычно с борта плавсредства.

К диспергентам 2-го типа относятся: ОМ-6, ЭПН-5 и ДН-75, выпускаемые в Российской Федерации; ВР 1100Х (фирма «Бритиш Петролеум», Великобритания); Гамлен SR 2000 (фирма «Гамлен», Великобритания); Корексит 8667 (фирма «Эксон», США).

Диспергенты 3-го типа представляют собой концентраты, состоящие из высокоэффективных неионогенных ПАВ с минимальным содержанием (для придания им достаточной текучести) специальных, частично растворимых в морской воде растворителей. Содержание ПАВ в концентрированных диспергентах достигает 50-70%. Применяются они как в исходном состоянии, так и в виде водных растворов 10-15% концентрации. Растворы получают в процессе непосредственного внесения в струю морской воды препарата, поступающего по трубе к соплам опрыскивателя. Диспергенты данного типа пригодны для рассеивания нефти различных сортов, однако при обработке высоковязких нефтей их надо применять в неразбавленном виде. Отмечается незначительная способность ПАВ, входящих в такие пергенты, к образованию солей, что важно для диспергентов, применяемый на море. Относительно малое пенообразование и жидкая консистенция способствуют их широкому использованию в составах диспергентов. Часто используют смеси полиэтиленгликолевых эфиров одноатомных спиртов или кислот.

ПАВ, входящие в состав диспергентов 3-го типа, отличаются от диспергентов первых двух типов высокой эффективностью действия; добавления их в нефть диспергирование последней происходит в короткий срок и с минимальной затратой энергии на перемешивание.

Нанесение диспергентов 3-го типа производится не только с борту судна, но и с воздуха с помощью самолетов и вертолетов с использованием препарата в исходном состоянии.

Концентрированные диспергенты более удобны для хранения и доставки к месту применения на большие расстояния. В случае использования их в неразбавленном виде требуются более точные системы дозирования, обеспечивающие равномерное распределение малых количеств препарата на больших площадях нефтяных разливов.

Диспергенты 3-го типа: ВР 1100WD (фирма «Бритиш Петролеум» Великобритания); Гамлен OD2000 (фирма «Гамлен», Великобритания); Шелл Дисперсант Концентрат (фирма «Шелл», Великобритания); Корексит 9500 и Корексит 9527 (фирма «Эксон», США).

В настоящее время распространение получили диспергенты 2-го и 3-го типов, которые рассматриваются как взаимодополняющие средства; каждое из них при определенных обстоятельствах может оказаться наиболее соответствующим конкретным условиям применения.

5.2.2.1. Эксплуатационные характеристики диспергентов

Эффективность действия диспергентов зависит не только от их состава или типа, но и от физико-химических свойств и состояния нефти в момент ее обработки, состояния окружающей среды (погоды, силы ветра, волнения моря).

К характеризующим нефть параметрам в первую очередь относятся показатели температуры застывания и вязкости. Вязкость нефти - это показатель того, насколько высока ее текучесть. С понижением температуры вязкость нефти возрастает. Степень изменения вязкости под воздействием температур меняется с типом нефти.

Для успешного рассеивания разлитой на поверхности воды нефти необходимо, чтобы во время обработки диспергентами температура ее была, по крайней мере, на 5°C выше температуры застывания, а вязкость не превышала 2 м²/с. В диапазоне вязкостей ниже этого значения эффективность рассеивания нефти в массе воды обеспечивается правильным выбором надлежащего типа диспергента и способом его применения. При вязкости нефти до 1 м/с диспергенты 3-го типа, в отличие от диспергентов 2-го типа, могут быть использованы

в морской воде в виде 10% раствора. С повышением вязкости нефти от 1 до 2 м²/с удельный расход диспергентов значительно возрастает. При этом для сохранения эффективности действия диспергенты 3-го типа, так же как и диспергенты 2-го типа, должны применяться только в исходном состоянии.

Обратные эмульсии («шоколадный мусс») в начальный период их образования имеют вязкость в пределах 1-2 м²/с, что позволяет применять диспергенты 2-го и 3-го типов (табл. 3.36). Однако находившиеся в море несколько дней обратные эмульсии с содержанием воды, достигающим 70-80%, и вязкостью, превышающей 2 м²/с, так же как и достигшую такой вязкости плавающую нефть, обрабатывать диспергентами бесполезно.

Не менее важной характеристикой является компонентный состав нефти. Наличие в нефти парафинов может привести к ее застыванию при попадании в морскую воду и соответственно к невозможности диспергирования независимо от вязкости нефти. Немаловажное значение имеют также количество волновой энергии, тип диспергирующих материалов и скорость обработки диспергентами. Для многих тяжелых нефтей характерны комплексные реологические свойства при температурах, встречаемых в море. Простое значение вязкости не всегда является хорошим показателем свойств этих нефтей при низких температурах морской среды.

При анализе возможности применения диспергентов следует учитывать взаимосвязь их токсичности с токсичностью обрабатываемой нефти. Применяемые диспергенты должны быть менее токсичными во избежание отрицательного влияния на экологию.

5.2.3. Определение «временных окон» по использованию диспергентов

При определении количества необходимого диспергента ввиду трудностей, возникающих при определении показателей качества разлитой нефти вследствие непрерывного повышения значений вязкости из-за происходящего испарения в атмосферу и растворения в воде легких фракций, процессов окисления и полимеризации, а также образования с водой обратных эмульсий, в ре-

альных условиях больше приходится полагаться на оценку состояния плавающей нефти по ее внешнему виду и состоянию (экспертная оценка), чем на результаты измерительного контроля, оперативность которого в таких условиях обычно трудно осуществима.

Поэтому, чтобы определить необходимые запасы диспергентов в зависимости от типа разлившейся нефти заблаговременно, проводят предварительные лабораторные исследования. Цель - определение так называемых «временных окон» оптимального применения диспергентов. Установлено, что если за верхнюю границу эффективности принимается 60% дисперсия, то через 4 ч после разлива сырая нефть не может быть эффективно диспергирована, а если 40% дисперсия, то по прошествии до 4 ч с момента разлива.

5.2.4. Особенности применения диспергентов в зимний период

На эффективность применения диспергентов в ледовых условиях влияют в основном следующие факторы:

- тип диспергента;
- сорт нефти;
- переменная соленость воды,
- температура (низкие температуры способствуют увеличению вязкости разлитой нефти и нефтепродуктов; кроме того, некоторые компоненты диспергентов чувствительны к низким температурам);
- волнение моря.

Диспергенты, которые показывают высокую эффективность в Северном море, где соленость 3,5% могут иметь очень низкую эффективность при солености 0,5%. Это важный аспект, так как в арктических условиях соленость поверхностной воды может измениться, например, в течение периода таяния льда.

При увеличении сплоченности льда повышается энергия смешивания нефти, что приводит к интенсификации диспергирования по сравнению с открытой водой. При более высокой сплоченности льда прослеживается улучшенное диспергирование. Сплоченность льда требует более высоких волновых

энергий для получения видимого эффекта диспергирования. При нанесении диспергента на открытую воду при любых параметрах волн не наблюдается такого же быстрого диспергирования, как в испытаниях со льдом.

Обычных доз диспергента достаточно для ускорения диспергирования на воде, покрытой льдом, несмотря на тот факт, что эффективная концентрация может увеличиться из-за потери диспергента на поверхности льда.

Для доставки диспергентов и обработки разлитой на поверхности воды и льда нефти используют вертолеты, плавучие средства и самолеты.

5.3. Биохимический метод ликвидации разливов

Воды, прошедшие механическую и/или очистку диспергентами, все еще содержат достаточно большое количество растворенных нефтепродуктов.

Наиболее универсальным для доочистки воды от органических загрязнений является *биологический метод*.

Он основан на способности микроорганизмов использовать разнообразные вещества, содержащиеся в сточных водах, в качестве источника питания. Задачей биологической очистки является превращение органических загрязнений в безвредные продукты окисления - H_2O , CO_2 , NO_3^- , SO_4^{2-} др. Процесс биохимического разрушения органических загрязнений происходит под воздействием комплекса бактерий и простейших микроорганизмов, имеющегося в данном биопрепарате. Для правильного использования микроорганизмов при биологической очистке необходимо знать физиологию микроорганизмов, то есть физиологию процесса питания, дыхания, роста и их развития.

Преимущества биологического метода очистки - возможность удалять из сточных вод разнообразные нефтяные соединения, в том числе очень токсичные, простота использования, относительно невысокая эксплуатационная стоимость.

К недостаткам следует отнести высокие расходы применяемых биологических комплексов, необходимость строгого соблюдения технологического режима очистки, токсичное действие на микроорганизмы некоторых органиче-

ских соединений и необходимость, в случае высокой концентрации нефти, добавлять воду, то есть эффективно биопрепараты работают только на «радужной» пленке.

В настоящее время применяются различные биопрепараты, но технология их применения очень близка друг к другу.

5.3.1. Технология очистки биологическим методом

К содержащимся в емкости углеводороды (УВ) добавляют воду в соотношении 1 :(50-100). Всплывшие на поверхность УВ собирают механическим способом, затем остаток обрабатывают рабочей суспензией биопрепарата и минеральных удобрений, исходя из расчета, что оптимальная среда для роста и развития углеводород-окисляющих микроорганизмов имеет следующий состав, г/л: 0,6 KH_2PO_4 ; 1,3 Na_2HPO_4 ; 0,7 MgSO_4 ; 0,07 MnSO_4 ; 2,0 NH_4Cl ; следы CaCl_2 , FeSO_4 , ZnSO_4 . При подборе минеральных удобрений для деструкции УВ допускаются следующие диапазоны содержания биогенных элементов в рабочей суспензии, г/л: 0,005-2,0 азота; 0,005-3,0 фосфора; 0,005-1,0 калия. Для утилизации 1 весовой единицы парафинов необходимо 0,1 весовой единицы минеральных солей.

После внесения в резервуар минеральных удобрений и биопрепарата через полученную суспензию пропускают сжатый воздух, который при необходимости подогревают до 28-37 °С. Для разложения УВ требуется поддерживать концентрацию кислорода в объеме раствора на уровне 2-5 мг/л; это достигается барботированием раствора со скоростью 0,5-1,5 м³ воздуха/м³ воды в минуту. После окончания очистки образовавшуюся жидкость пропускают через сетчатый фильтр, а воду спускают в канализацию или в водоем.

Процесс нефтеструкции происходит в течение нескольких дней в биореакторе или в течение нескольких недель в пруде-накопителе (амбаре). Биореактор значительно более эффективен вследствие регулирования температуры и аэрации. Образовавшуюся биомассу микроорганизмов подвергают плазмолизу (термообработке при 55-130 °С). Полученную биомассу можно также использо-

вать в качестве удобрения под технические культуры или в парковом хозяйстве. Накопившаяся в прудах в процессе разложения нефти биомасса минерализуется, а также используется микроорганизмами и далее в пищевых цепях. Твердые отходы собираются вручную и хранятся в пластиковых мешках или бочках до утилизации. Хорошие результаты достигнуты при использовании биопрепаратов серии «Биодеструктор», а именно «Валентис», «Лидер», «Аллегро» и «Торнадо».

5.4. Сорбционный метод

Этот метод основан на процессе сорбции, то есть поглощении вещества из окружающей среды твердым телом или жидкостью. Поглощающее тело называется сорбентом, поглощаемое – сорбатом.

Сорбция, в зависимости от того, происходит поглощение вещества всей массой жидкого сорбента или поверхностным слоем твердого или жидкого сорбента, подразделяется на абсорбцию (в первом случае) и адсорбцию (во втором). Так же сорбция может протекать вследствие химического взаимодействия сорбента с поглощаемым веществом. Этот процесс называется хемосорбцией.

Адсорбция является наиболее универсальным и часто применяемым методом из всех сорбционных технологических схем, так как она основана не на трансформации веществ, а на их извлечении из воды.

Адсорбционная очистка эффективна во всех диапазонах концентраций нефтяного загрязнения, однако ее преимущества проявляются наиболее полно, по сравнению с другими методами очистки воды, при низких концентрациях загрязнителей. Наибольшее распространение из всех видов адсорбентов получили активированные угли. С их помощью можно осуществить практически полное удаление из воды почти всех органических соединений, в том числе и от нефти и нефтепродуктов различного типа.

Рынок промышленных сорбентов развивается стремительными темпами: в последнее десятилетие ассортимент продаваемых сорбентов вырос с 25-30 до 200. В качестве сорбционных материалов используют как органические материалы, так и не органические.

В таблице 17 приведены основные нефтяные сорбенты и их параметры.

Таблица 17 – Основные нефтяные сорбенты и их параметры¹

№ п/п	Наименование сорбента	Основа сорбента	Сорбционная емкость, г/г	Остаточная концентрация нефти, мг/л	Насыпная плотность сорбентов, г/см ³	Цена сорбента, у.е./кг	Загрязнения на сорбент, при поглощении 1 т нефти, у.е.
1	СТРГ	Углерод	50	110	0,01	15	300
2	УСВР	Углерод	44	5,7	0,01	17	386,36
3	Сорбент универсальный №1, 2,3,9	Технич. углерод (шелуха)	3-5	132,5	0,08-0,39	2	500
4	«Сорбойл»	Торф	3-4	7,5		4	1000
5	Белнефлесорб-экстра	Торф	2	3,8	0,23	2	1000
6	Нефлесорб	Моз	12	2,1	0,06	4	333
7	Биосорб	Вермикулит	1	>132,5	0,34	5	5000
8	Униполимер-СТРГ	Поропласт	47	5,2	0,01	2,5	53,19
9	Униполимер – Р	Поропласт	48	3,8	0,01	2	41,66
10	Униполимер - Био	Поропласт	66	2,2	0,01	5,5	83,33

5.5. Методы сбора нефти и нефтепродуктов, осевших на дно водоема

При разливах нефти и нефтепродуктов на поверхности водоемов (водотоков) в среднем 10-15% общей массы осаждается на дно и является источником вторичных загрязнений на протяжении многих лет, что приводит к вымиранию всей флоры и фауны водоема на больших территориях. Для предотвращения этого процесса целесообразно поднимать осевшие нефтепродукты и утилизировать их.

На данный момент существуют следующие методы сбора и подъема нефти и нефтепродуктов со дна водоемов:

- использование механических систем - землеройной экскаваторной техники;
- выполнение водолазных работ;
- использование пескоснарядов;
- применение пневматических устройств;
- газлифтный метод;
- использование батискафов.

5.5.1. Использование землеройной экскаваторной техники

Эту технику применяют не только для того, чтобы извлечь осевшие на дно нефтепродукты, но и для того, чтобы засыпать их, хотя засыпка нефтепродуктов не исключает вероятность их повторного выхода на поверхность. В методе используются экскаваторы, которые устанавливают на баржи, жесткие основания или прибрежные платформы. Этот метод имеет ограничения по глубине, т. к. применяется на глубинах не более 5-7 м. Метод имеет низкую точность устранения нефтяного пятна за счет величины рабочего ковша.

5.5.2. Выполнение водолазных работ

При разливах нефтепродуктов на поверхности воды и дальнейшем их оседании на дно водолазы прибывают на судне к месту разлива и погружаются на дно, где ручными средствами собирают нефтепродукты. Работа водолазов связана с повышенной опасностью, т. к. в России средняя температура воды в водоемах и реках составляет 3-5°C. Кроме того, водолазные работы требуют огромных финансовых средств. Метод используют, как правило, на небольших глубинах и при небольших разливах от 0,1 до 0,4 т.

5.5.3. Использование пескоснарядов

Этот метод применяют при сборе нефти на небольших глубинах от 1 до 10 м. Пескоснаряд состоит из насоса, размещенного на плавучей платформе, разрыхляющего устройства и трубопровода, по которому собираемая нефть поступает на борт. Высокая производительность пескоснаряда является его недостатком, г. к. до 90 % откачиваемого продукта составляют ил, песок и грунт.

5.5.3.1. Использование пневматических пескоснарядов

На судне находится компрессор, сжимающий газ для пневматического привода заборного устройства. На дно опускается насос, который приводится в действие пневматическим приводом. Стоимость данного оборудования резко возрастает из-за необходимости применять дополнительные устройства для подачи газа, причем с увеличением глубины, на которой осуществляется сбор нефти, растет и стоимость компрессора.

Газлифтный метод. Данный метод применяют при подъеме нефти, осевшей на больших глубинах. На борту судна размещают компрессор, который подает газ к заборному устройству газлифтной установки. Газлифтный метод характеризуется большой подачей, но требует погружения водолазов, для того чтобы координировать движение заборного устройства. Это, в свою очередь, ограничивает использование данного метода на глубинах свыше 40 м.

5.5.4. Использование батискафов

Этот метод применяют в особо важных экологических зонах, где глубина водоема не позволяет собрать нефтяной разлив другими методами. Оборудование для сбора нефти размещают на борту подводной лодки (глубоководного батискафа). Могут применяться различные насосные установки. Главные ограничения - это габаритные размеры судна, а также величина емкостей для сбора нефти. Стоимость данного метода превышает стоимость всех выше перечисленных методов, поэтому применяется он крайне редко.

Глава 6. МЕТОДЫ ЛОКАЛИЗАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА ТВЕРДОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Разлившаяся на грунт нефть (нефтепродукты) вызывает в почве необратимые изменения, связанные с битуминизацией, гудронизацией, цементацией, загрязнением и т.д. Нарушаются почвенный и растительный покров, в результате чего усиливаются эрозия почв, деградация и криогенез. Изменяются фильтрационные и физико-механические свойства грунта. В результате остаточного накопления нефти (нефтепродуктов) в почве, которое возрастает с юга на север, а в пределах отдельных биоклиматических зон и провинций - от песчаных почв к суглинистым и глинистым, происходит нарушение экологической обстановки.

Загрязнение в результате разлива нефти (нефтепродуктов) дает не постепенную, а, как правило, залповую нагрузку на среду, вызывая быструю ответную реакцию.

При локализации разлива нефти (нефтепродуктов) на грунт основными задачами являются:

- предотвращение распространения нефти по поверхности почвы, а также проникновения в водостоки, грунтовые воды;
- дегазация места разлива, чтобы можно было приступить к дальнейшим действиям по ликвидации разлива;
- подготовка нефти (нефтепродуктов) к сбору.

При разливах нефти (нефтепродуктов) на грунт необходимо:

- установить масштаб разлива, количество вылившейся нефти, ее тип и свойства;
- выполнить прогноз перемещения и трансформации нефти при ее попадании на грунт;
- провести анализ чувствительности окружающей среды с целью выбора природоохранных мероприятий.

Легкие нефти (нефтепродукты), как известно, испаряются быстро, но характеризуются более высокой токсичностью и способны легко проникать в

грунтовые воды. Токсичность тяжелых нефтей обычно ниже, однако они более стойки и могут оказывать долговременное хроническое воздействие при загрязнении ими окружающей среды.

Чувствительность окружающей среды к разливам нефти изменяется также в зависимости от проницаемости грунта. Ниже приведены типы грунтов в порядке увеличения их чувствительности при разливах нефти:

1. Непроницаемые:

- скальные породы,
- антропогенные твердые материалы,
- лед.

2. Проницаемые:

- глинисто-илистые породы грунта,
- мелко- и среднезернистый песок,
- крупнозернистый песок,
- смешанные осадочные породы грунта,
- валуны, щебень, снег,
- болотные грунты и т.д.

В зависимости от типа почв выбирается соответствующая технология локализации разливов с учетом времени года, местонахождения и доступности загрязненного объекта.

Локализацию разливов обычно осуществляют с использованием лопат, землеройной техники, грузовых автомобилей, материалов для сооружения обваловки, сорбентов, сооружают бермы, дамбы, барьеры и траншеи.

6.1. Ограждения для предотвращения распространения нефти

Системы локализации нефтяных разливов на грунт с помощью ограждений – традиционный способ инженерной рекультивации грунтов. Обычно ограждения изготавливают из глины, грунтов, скрепленных цементом, специальных сооружений или гибких противодиффузионных прокладок.

Вертикальные защитные барьеры могут быть использованы для предот-

вращения горизонтального перемещения загрязняющих веществ. Обычно такие барьеры строят из цемента и бентонитовых шламов, заливаемых в траншею и образующих барьер с низкой проницаемостью. Иногда в такие барьеры закладывают гибкие противофильтрационные мембраны для максимального сокращения проницаемости. В редких случаях для создания постоянных защитных барьеров используют герметичные металлические листовые шпунтовые стенки.

6.1.1. Ограждение для предотвращения растекания нефти по поверхности

Насыпи. Для задержания распространения разлившейся нефти в направлении естественного понижения местности и оконтуривания нефти применяются земляные насыпи. Кроме того, они используются для устройства амбаров, в которые собирается разлившаяся нефть (рисунок 37).

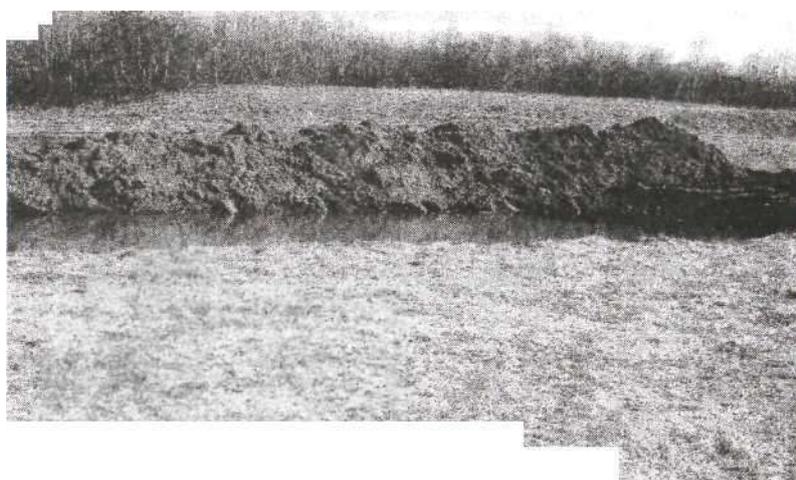


Рисунок 37 – Амбар для нефти.

Амбар для нефти устраивают не ближе чем в 50 м от места производства ремонтных работ на нефтепроводе. Высота земляной насыпи амбара составляет не более 1,5 м при ширине по верху не менее 1 м и крутизне откосов не более 45°.

Земляные насыпи возводят с помощью землеройной техники. Наиболее эффективно применение бульдозеров.

Перехватывающие траншеи. Для отвода разлитой нефти в некоторых случаях целесообразно сооружать траншеи (канавы), по которым ее направляют

в естественные понижения местности, заранее подготовленные ямы-ловушки или защитные амбары.

Траншеи устраивают таким образом, чтобы нефть не попала в грунтовую воду. Низ траншеи должен быть выше уровня грунтовых вод не менее чем на 0,5 м.

В некоторых случаях для исключения попадания нефти в грунтовые воды разлитую нефть направляют в места сбора по пластмассовым желобам, применяемым в гидротехнике или мелиорации для отвода воды.

Земляные траншеи оборудуют с помощью землеройной техники. Наиболее эффективно применение экскаваторов и траншейных машин (рисунок 38).



Рисунок 38 – Перехватывающая траншея

Подпорные стенки. Сборно-разборная подпорная стенка позволяет обеспечить локализацию нефтяных разливов на поверхности земли, создавая временную преграду на пути растекающейся нефти.

Применение подпорной стенки позволяет значительно ускорить работы по локализации нефтяного разлива на земле и имеет ряд преимуществ перед традиционно возводимыми земляными обваловками (отсутствует необходимость применения специальной строительной техники; простота монтажа и демонтажа и т. п.).

Подпорная стенка выпускается в виде отдельных секций длиной 15 м.

Секции соединяются быстроразъемными замками и покрываются пологом из полимерно-тканевого материала с двусторонним ПВХ-покрытием (рисунок 39).

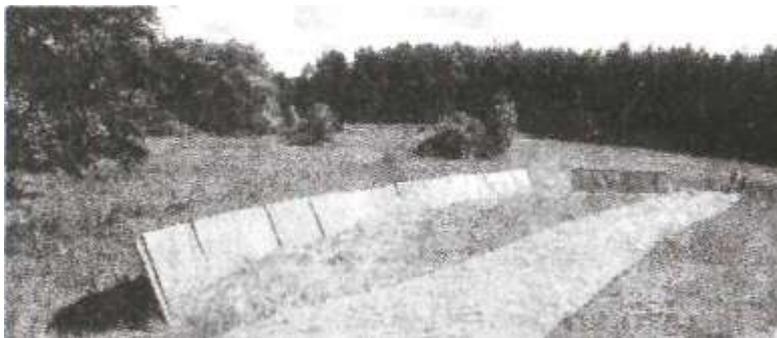


Рисунок 39 – Подпорная стенка

Подпорные стенки направляющие ПСн-0,5 предназначены для отвода стока нефти (нефтепродуктов) при авариях к местам их аккумуляции и временного хранения. Технические характеристики подпорных стенок представлены в таблице 18).

Таблица 18 – Технические характеристики подпорных стенок

Параметр	ПСн-0,5	ПС-0,75	ПСк-0,7
Габаритные размеры секций, м			
- длина	2,0	2,0	2,0
-высота	0,6	0,85	0,8
Габаритные размеры модуля, м	2 x 15	2 x 15	2 x 15
Количество секций в базовом варианте, шт.	15	15	15
Высота в рабочем состоянии, м	0,5	0,75	0,7
Масса, кг			
-секций модуля	20	22,5	35
- базового модуля с пологом	300	412,5	600,0
- без полога	-	337,5	525,0
Максимально допустимый напор перед стенкой, м	0,15	0,3	0,6
Время разворачивания, мин.	30	75	75
Количество обслуживающего персонала, чел.	2	3	4
Срок службы, лет	3	3	3

Подпорные стенки ограждающие ПС-0,75 служат для локализации (ограждения) стока нефти (нефтепродуктов) и их задержания с созданием небольших емкостей для временного хранения нефти (нефтепродуктов) с рабочей глубиной до 0,3-0,4 м при уклонах поверхности земли до 5-6°.

Подпорные стенки каркасные задерживающие ПСк-0,75 предназначены для задержания стока нефти (нефтепродуктов) с созданием небольших емкостей для их временного хранения с рабочей глубиной до 0,6-0,7 м при уклонах поверхности земли до 5-6°.

6.2. Локализация разлива на твердой поверхности в зимний период

Для локализации разлива нефти или нефтепродукта в зимний период применяют: дамбы и гидрозатворы, фильтрационные перегородки, канавы, траншеи, прорезы во льду, а так же подпорные стенки.

Дамбы и гидрозатворы устраиваются из снега по аналогии с заграждениями, которые могут быть построены из грунта.

Фильтрационные перегородки. Для локализации площади болотного массива, залитой нефтью, целесообразно применять фильтрационные перегородки. Локализация разливов нефти на болотных микроландшафтах с ориентированным микрорельефом основана на частичном использовании естественных (гряды) препятствий растеканию нефти. Вариантом предотвращения фильтрации нефти через гряду, особенно в зимних условиях, является установка анти-фильтрационной защиты. С этой целью производят следующие действия:

- с противоположного от въезда на гряду угла при помощи буровой установки, смонтированной на вездеходной технике, прорезают щель глубиной до 1 м;
- в щель при помощи монтажных шестов на заданную глубину вводят фартук;
- в начале и конце секции в залежь погружают кол длиной 1,5 м, к которому крепят несущий канат.

При необходимости устанавливают и промежуточные колья. Если одной секции недостаточно для перекрытия фильтрационного потока через гряду, то мон-

тируют необходимое число секций, соединяя их посредством застежек и люверсов.

Пути фильтрации нефти вдоль мочажины перекрываются постановкой компрессионно-фильтрационной защиты (ФЗ).

Последовательность монтажа:

- намечают ось установки ФЗ;
- по линии лопатой прорезают сфагновый прорез в мочажине на глубину установки фартука;
- раскладывают рулон ФЗ вдоль прореза, и при помощи монтажного шеста фартук защиты погружают на требуемую глубину;
- емкость ФЗ с помощью насоса заполняют водой до заданного уровня;
- для вертикальной устойчивости защиты последнюю крепят к жердям длиной 2,5 м, погруженным в залежь;
- в местах соприкосновения защиты с грядами в последних лопатой вырезают карманы длиной 0,5-0,7 м по ширине ФЗ, в которые устанавливают (и закрепляют) ее торцы;
- при установке ФЗ в зимних условиях при наличии мерзлого слоя прорезь для фартука готовят с помощью буровой установки или бензопилы.

Желоба. В случае угрозы загрязнения разлитой нефтью (нефтепродуктами) на небольшой реке или ручье строят желоба, способствующие задержанию нефти и не препятствующие потоку воды. Данный тип заграждения устраивается таким образом, чтобы создать нечто вроде моста через нефтяное загрязнение. При этом длина заграждающей трубы должна быть достаточной для надежной локализации загрязнения. Преграду следует уплотнить во избежание просачивания.

Преграды. На твердом льду снег и неровности поверхности действуют как естественные барьеры, которые ограничивают распространение нефти и могут задерживать ее, позволяя осуществлять механический сбор или сжигание. Если необходимо провести дополнительное задержание, то для быстрого возведения эффективных преград можно использовать снег, который является также хорошим сорбентом для нефти. Для перемещения снега и создания барьеров могут быть использованы как лопаты, так и грейдеры, бульдозеры.

Снег должен быть хорошо утрамбован. Преграду можно облить водой для образования ледяной корки на верхней и боковых частях и обеспечения ее непроницаемости для разлитой нефти. При разливах дизельного топлива или легких нефтепродуктов снежную преграду следует обложить пластиком или использовать барьер из фанеры для предотвращения просачивания нефти через снег (дизельное топливо может продвигаться вверх по капиллярам в снегу). Преграду можно использовать в сочетании с траншеей для остановки и сбора распространяющейся нефти.

Кроме того, в качестве преград широко используются подпорные стенки разных моделей (рассмотрены ранее).

Канавы, траншеи. На земляной или твердой ледовой поверхности в качестве преград, а также для задержания и сбора разлитой нефти могут быть вырыты рвы, траншеи или ямы. На твердом льду ров может отвести или собрать разлитую нефть.

Ледовый ров с бонами. Стандартные задерживающие боны могут быть установлены во рву и оставлены до вмерзания в лед в качестве барьера для отвода или задержания нефти зимой или во время весенней оттепели.

Прорези во льду. Нефть, скопившаяся подо льдом, может самостоятельно найти место выхода на водную поверхность через карманы, а в случае их отсутствия могут быть сделаны траншеи и шурфы буром, цепной пилой, бульдозером или экскаватором. Они позволяют нефти собираться на поверхности для последующего ее удаления или сжигания. Если для сбора используются трещины, то их можно обложить нефтенепроницаемым пластиком.

Благодаря установке на образующемся ледовом пласте изолирующего материала, такого как снег или пенопласт, подо льдом образуются карманы, где может скапливаться нефть.

Если скорость течения превышает 0,4 м/с, прорезь следует располагать под углом к течению (так же, как и боны), для того чтобы нефть поднималась по трещине, а не проплывала ниже.

При небольшой толщине ледяного покрова делать майны и прорези реко-

мендуется цепными бензопилами (электро) типа «Дружба»: при его толщине от 0,25 до 1,1 м – ледорезными фрезерными самоходными машинами (ЛФМ); более 1,1 м – двухбаровыми машинами. При работе ледорезной техники необходимо выполнять требования техники безопасности, а также контролировать толщину ледяного покрова.

Строительство прорезей и майн начинается с расчистки снега по размеченной вешками трассе. Расчистка снега выполняется на ширину 5 м (для майны 20 м): в начале ледостава вручную, если позволяет толщина льда - с помощью техники.

Перед началом работ выполняют ледовую разведку (не менее чем два работника) и определяют толщину льда по всей трассе работ. Для этого во льду в шахматном порядке сверлят лунки: по обеим сторонам трассы на расстоянии 5 м; для майн 15 м – через каждые 20 м по длине (в прибрежной части – через 5 м). Лунки для предотвращения растекания воды ограждают плотными снеговыми валиками.

По трассе прорези и на расстоянии 50 м в обе стороны не должно быть промоин, прорубей и «зависаний» льда; в случае их обнаружения трассу необходимо сместить в сторону.

Толщина намораживания зависит от скорости ветра и температуры воздуха.

При толщине льда до 0,4 м ледорезные работы выполняются ручными бензопилами, при большей толщине – специальными ледорезными машинами. В качестве ледорезной машины используется буровая машина на тракторе.

Для предотвращения замерзания майны и обеспечения работы нефтесборщиков в ее укрытии создается положительная температура за счет подачи в него горячего воздуха из нагревателей.

6.3. Заграждения из сорбирующих материалов

Для локализации небольших нефтяных загрязнений используются заграждения из сорбирующих материалов, представленные на рисунке 40.

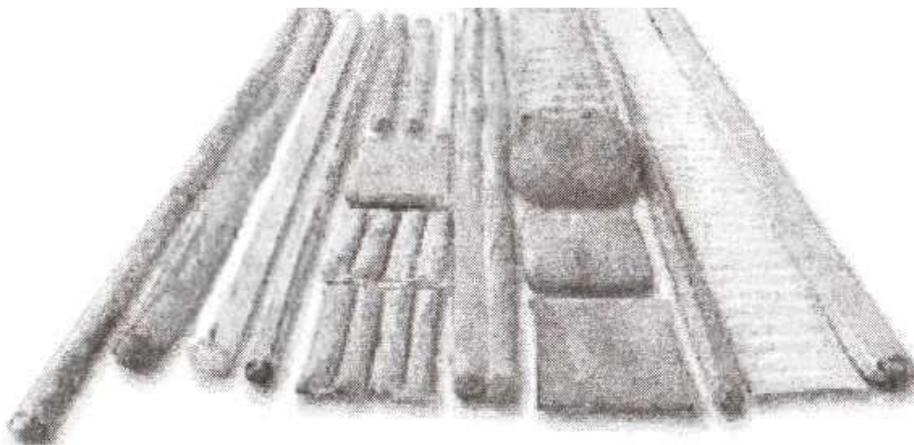


Рисунок 40 — Заграждения из сорбирующих материалов

1. **Минибоны (МБС)** предназначены для локализации, удержания и сорбции незначительных разливов нефти и нефтепродуктов на твердых и водных поверхностях.

2. **Подушки (ПС)** предназначены для сбора нефти и нефтепродуктов на суше или воде в зонах ограниченного доступа, а также канавах и прудах-отстойниках.

3. **Пластины (ПЛС)** предназначены для сбора нефти и нефтепродуктов на малых площадях стоячей воды, а также для устранения технологических разливов, вытирания поверхностей и т.п.

4. **Рулоны (РС)** предназначены для быстрого размещения на береговой полосе водоемов с целью защиты от загрязнения нефтью и нефтепродуктами.

5. **Салфетки (СС)** предназначены для вытирания нефтезагрязнённых поверхностей, технических и других вспомогательных средств.

Технические характеристики представленных заграждений представлены в таблице 18.

Одним из лучших сорбционных наполнителей для представленных изделий является сорбент **«Нефлесорб»**.

Он применяется для сорбции углеводородсодержащих веществ на твердых и жидких поверхностях в широком диапазоне температур. Сорбент «Нефлесорб» - экологически чистый, изготовлен на основе природных матери-

алов.

Таблица 18 – Технические характеристики заграждений

Тип и марка изделия	Линейные размеры, мм	Масса сорбента, кг	Номинальная нефтеёмкость, кг, не менее
	D x L	1 изд.	1 изд.
МБС – 1,5	80 ч 1500	0,75	6
МБС – 12	10 ч 12000	8,00	64
	D x L x B		
РС – 5	5000 x 500 x 50	7,00	56,0
РС – 7	5000 x 700 x 50	9,50	76,0
ПС - 10	500 x 500 x 50	1,2	9,6
ПЛС – 60	500 x 500 x 50	0,70	5,6
СС - 30	300 x 300 x 25	0,30	2,5
СС - 40	400 x 400 x 25	0,5	4,0

Сорбент «Нефлесорб» самый эффективный сорбент из природных органических материалов. Максимальная сорбционная ёмкость, согласно независимой экспертизы, составляет, г/г:

По нефти и нефтепродуктам:

- на воде 19

- на суше 15

По дизельному топливу 11

По бензину Аи – 76, Аи - 92 9 (10)

Сорбент обладает оптимальным соотношением массы объёма и сорбционной ёмкости. Для сбора 1 тонны нефти необходимо 90-100 кг. или 1,3-1,6 куб. метра сорбента.

Сорбент гидрофобизирован, гарантирована плавучесть в течение 72 часов, в воде при насыщении нефтью практически не тонет. Сорбент обладает высокой степенью очистки водной поверхности (98-99%) от нефти и нефтепродуктов и слабой выщелачивающей способностью абсорбированных продуктов.

Для эффективного применения сорбента разработан комплекс изделий и механизмов для его распыления и утилизации. Для распыления используют ав-

тономный распылитель сорбента РС-1 (рисунок 41).



Рисунок 41 – Автономный распылитель сорбента

Распылитель, состоит из:

- воздуходувки,
- ранца-контейнера,
- направляющего рукава с раструбом.

Данный распылитель используется как при нанесении сорбента на грунт, так и при работах по сбору разлившейся нефти на водной поверхности.

Для утилизации использованного сорбента отработаны различные способы. Наиболее эффективна утилизация путём его сжигания.

6.4. Оборудование для сбора нефтепродуктов и загрязненного грунта с твердой поверхности

Наиболее универсальным и эффективным способом сбора нефти и нефтепродуктов является использование вакуумной техники. Эта техника работоспособна практически в любых условиях. Вакуумные агрегаты могут быть переносными или располагаться на автомобильных прицепах (рисунок 42).

Вакуумные установки используют в первую очередь в местах естественного скопления нефтепродуктов - в понижениях и углублениях, в канавах и траншеях, а так же в труднодоступных местах, например между валунами и в прибрежных зонах.

К недостаткам вакуумных установок относится то, что ветки и другая растительность снижают скорость очистки грунта и не позволяют полностью собрать нефть с очищаемой поверхности, поэтому требуется предварительная ручная расчистка поверхности (таблица 19).

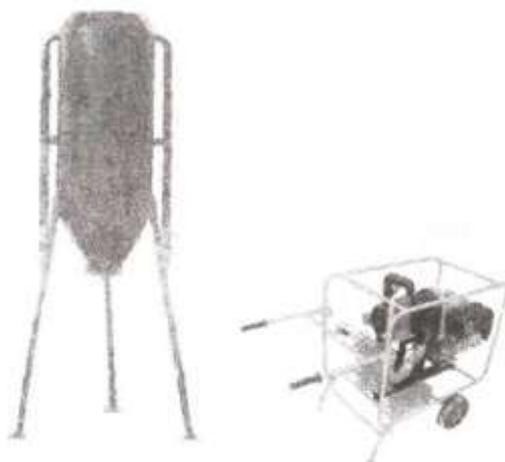


Рисунок 42 – Вакуумная установка «ВАУ – 1»

Таблица 19 – Технические характеристики вакуумных установок

Параметр	ВАУ - 1	ВАУ - 2
Емкость одной загрузки, л	300	600
Производительность, м ³ /ч	до 12	10
Высота столба всасывания, м	5	5
Мощность по двигателю, кВт	5,5	9
Тип насоса	Роторно-пластинчатый	Роторно-пластинчатый
Масса, кг, не более	240	250
Количество персонала для сборки и работы, чел.	2	2

Установка ВАУ – 2 монтируется на собственной раме и устанавливается на прицепе к легковому автомобилю, что позволяет свободно перемещать ее по территории, на которой ведутся работы (рисунок 43). Установка оснащена вакуумным насосом с приводом от двигателя внутреннего сгорания. При заполнении емкостей срабатывает специальный клапан, отключающий вакуум. Выгрузка собранного продукта может производиться как самотеком, так и за счет создаваемого в емкостях избыточного давления. Рабочий орган имеет ряд

сменных насадок для различных условий работ.



Рисунок 43 – Вакуумная установка «ВАУ – 2»

6.5. Контролируемое сжигание

Сжигание как метод локализации при разливах на фунт применяется редко. Процесс сжигания считается дорогостоящим и вредным с экологической точки зрения. Однако в случаях, когда невозможно или нерационально применять другой способ локализации, производят сжигание нефти на месте разлива.

Применение описываемого метода может значительно снизить потенциальное негативное воздействие от использования механического оборудования и уменьшить стоимость и усилия, затрачиваемые на упаковку, транспортировку и размещение нефтезагрязненных отходов. На определенных участках сжигание может быть с экологической точки зрения целесообразнее операций по очистке, если принять во внимание время, рабочую силу и ресурсы, которые могут потребоваться при иных методах обработки загрязненной нефтью растительности, стволов деревьев и мусора, а также потребность в средствах очистки. Сжигание не всегда приводит к полному сгоранию, однако объем остатков продуктов сгорания является относительно небольшим при значительном снижении объема размещаемых отходов.

Рекомендуется производить сжигание в областях, где риск невелик. Это могут

быть твердые поверхности типа льда, площадки, сложенные скальными породами или гравием, береговые линии. Допускается также проводить операции по сжиганию в тундре, на болотах - там, где опасность возгорания лесного массива мала.

В тундре, на болоте или другом неустойчивом грунте, *чтобы* добраться до места аварии, необходимо предварительно проложить настил из фанеры, досок и т.д. Для защиты корней растений и предотвращения неконтролируемого горения следует вырыть траншеи, построить насыпи или дамбы из песка или другого пригодного материала.

Выбор сжигания как метода локализации и ликвидации разливов на объектах с твердым покрытием (бетонированные площадки; площадки, покрытые гравием; скалы и др.) возможен лишь в крайнем случае, когда механические способы не имеют эффекта, т. к. высокие температуры могут вызвать разрушение покрытия.

В Российской Федерации на применение данного метода локализации на месте разлива требуется разрешение органов исполнительной власти субъекта Федерации. Для этого оформляется заявление на получение разрешения на производство операции по сжиганию на месте, в котором отражаются результаты учета экологических и производственных факторов, а также факторов обеспечения безопасности.

Сжиганию могут подвергаться локализованные нефтяные лужи, загрязненная нефтью растительность и др. В зависимости от количества разлившейся нефти сжигание проводится отдельными партиями или путем крупномасштабных операций. При этом для снижения количества твердых нефтезагрязненных отходов, которые должны вывозиться и обрабатываться за пределами участка разлива, часто используются мусоросжигательные установки.

Обстоятельства, обуславливающие применение сжигания на месте разлива:

- наличие ограничений доступа на участок разлива, которые создают трудности при доставке туда персонала и оборудования;
- потребность в быстром удалении нефти с целью предотвращения воздей-

ствия на чувствительные среды обитания или дальнейшего ее распространения;

Глава 7. ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

7.1. Оборудование и методы временного хранения нефти

После локализации нефтяного загрязнения с помощью боновых заграждений и применения нефтесборщиков различного типа необходимо извлеченную нефть удалить с водной или твердой поверхности. Как правило. Разливы происходят в труднодоступных местах, куда затруднителен подъезд техники и использование нефте- и бензовозов, а так же других способов хранения нефти.

В связи с этим широко распространены и повсеместно применяются различные резервуары для хранения собранной нефти и/или нефтепродуктов.

7.1.1. Разборные резервуары РР – 30, 50, 100, 250

Разборные резервуары предназначены для сбора и временного хранения нефти и нефтепродуктов при ликвидации аварийных разливов, а также плановых работ по очистке нефтяных амбаров, нефтехранилищ, прудов-отстойников и т.п. Могут использоваться для хранения запаса воды (рисунок 44).

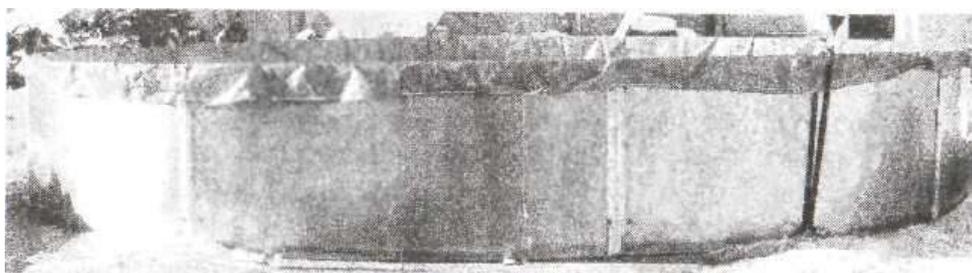


Рисунок 44 – Разборный резервуар РР–50.

Состав комплекта РР:

- каркас из секций;
- полог из полимерно-тканевого материала;
- сифон для наполнения и слива жидкости;
- лестница (РР-50, 100, 250).

Следует отметить быстроту разворачивания емкостей и их мобильность

данных резервуаров. Технические характеристики представлены в таблице 20:

Таблица 20 – Технические характеристики:

Параметры	PP - 30	PP - 50	PP - 10	PP - 250
Максимальный объем, м ³	32,5	57,7	109	260,5
Эксплуатационный объем, м ³	30	50	100	250
Габаритные размеры, м:				
- диаметр	5,8	7,9	10,8	16,7
- высота	1,2	1,2	1,2	1,2
Количество персонала для сборки, чел.	4	4	6	6
Время развертывания, мин.	30	35	40	60

Эти резервуары используются, в основном, для ликвидации больших разливов нефти и нефтепродуктов. В случае меньших разливов используют разборные резервуары следующих маркировок: **PP – 4, 7, 10** (рисунок 45).

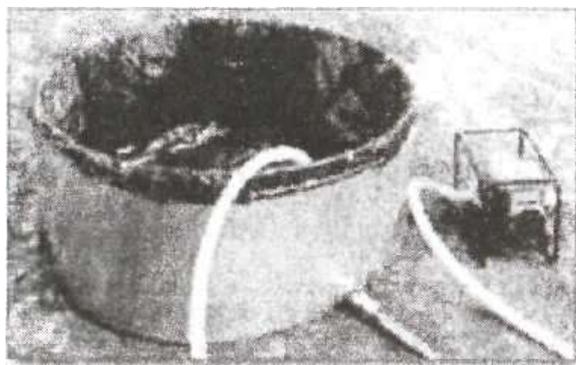


Рисунок 45 – Разборный резервуар PP-4.

Данные разборные резервуары предназначены для сбора и временного хранения нефти и нефтепродуктов при ликвидации аварийных разливов, а также плановых работ по очистке нефтяных амбаров, нефтехранилищ, прудов-отстойников и т.п. Могут использоваться для хранения запаса воды.

Резервуар представляет собой собираемую из трех или четырех частей цилиндрическую обечайку, выполненную из листового алюминия, внутри которой устанавливается герметичный чехол из прочной полимерной ткани. Жидкость можно откачивать с использованием любого насосного оборудования. Конструкция резервуара позволяет производить его монтаж на местности с мини-

мальной подготовкой площадки. Жесткая обечайка обеспечивает высокую надежность в эксплуатации и защищает от случайных повреждений при проведении работ в непосредственной близости от резервуара. На концах каждой секции резервуара установлены универсальные -замки типа "Universal slide type 2". Замки обеспечивают быстрое и надёжное соединение (разъединение) секций между собой. Замки искробезопасного исполнения, изготовлены из специального сплава алюминия. Предлагается три типоразмера резервуаров из алюминия.

Таблица 21 – Технические характеристики разборных резервуаров

Параметр	PP - 4	PP - 7	PP - 10
Габаритные размеры, мм:			
- диаметр	2200	2960	3950
- высота	1200	1200	1200
Максимальная емкость, м ³	4,4	8,1	14,4
Масса, кг	45	60	75
Время монтажа, мин.	4	5	6

В настоящее время все большей популярностью пользуются резервуары каркасного типа. Они имеют ряд преимуществ над разборными: легкость сборки и разборки, небольшой вес, простота эксплуатации.

7.1.2. Каркасные резервуары

Каркасные резервуары предназначены для сбора и временного хранения нефти и нефтепродуктов при ликвидации аварийных разливов, а также плановых работ по очистке нефтяных амбаров, нефтехранилищ, прудов-отстойников и т.п. (рисунок 46). Могут использоваться для хранения запаса воды.

Резервуар представляет собой собираемый из стальных трубок каркас, внутри которого устанавливается герметичный чехол из прочной полимерной ткани, который в верхней своей части нанизан на трубки. Для слива собранной жидкости предусмотрен сливной сифон. Густые жидкости можно откачивать с использованием любого насосного оборудования. Резервуар настолько легкий,

что в свернутом положении его может переносить один человек в сумке.



Рисунок 46 – Каркасный резервуар КР – 4

Конструкция резервуара позволяет быть ему устойчивым и выдерживать случайный толчок человека при проведении работ. Резервуары особенно удобны при проведения работ в труднодоступных местах, куда не может добраться техника и оборудование необходимо переносить вручную. Технические характеристики каркасных резервуаров представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Технические характеристики каркасных резервуаров

Параметр	КР - 4	КР - 7	КР - 10	КР - 12
Габаритные размеры, мм:				
- диаметр	2400	3160	3500	3800
- высота	1325	1325	1325	1325
Максимальная емкость, м ³	4,4	7,9	10,2	12,6
Масса, кг	12	18	25	32
Время монтажа, мин.	5	8	10	13

В случае, когда требуется иметь емкость не ограниченную жестким каркасом используют пологу для хранения жидкостей.

7.1.3. Полога для создания емкости

Полога предназначены для укладки на дне котлована (амбара) для временного хранения нефти и нефтесодержащих отходов. Применение пологов исключает

ет загрязнение почвенного покрова и предотвращает фильтрацию загрязняющих веществ в подземные горизонты. Полога изготавливается из полимерно-тканевого материала устойчивого к воздействию нефти, бензина, масел и ультрафиолета (рисунок 47). Полог не теряет своих противотиптра-ционных свойств при эксплуатации в течение 1 года, при условии его применения не более 3 раз.



Рисунок 47 – Полога для создания емкости.

7.2. Вспомогательное оборудование

Вспомогательное оборудование, применяемое при локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, очень разнообразно и изменяется в соответствии с требованиями к работам по ЛАРН.

Рассмотрим основные типы вспомогательного оборудования применяемого при работах с разлитой нефтью.

7.2.1. Вспомогательное оборудование общего назначения

К оборудованию данного типа относят, прежде всего, шанцевый инструмент, сервисные и миникомплеты для ЛАРН, а так же поддоны различной конструкции.

7.2.1.1. Шанцевый инструмент

ООО "Композит" выпускает шанцевый инструмент во взрывобезопасном исполнении (рисунок 48):

Шанцевый инструмент, используемый при работах по ЛАРН должен отвечать двум основным требованиям: быть искро- и пожаробезопасным, а так же легким в эксплуатации.

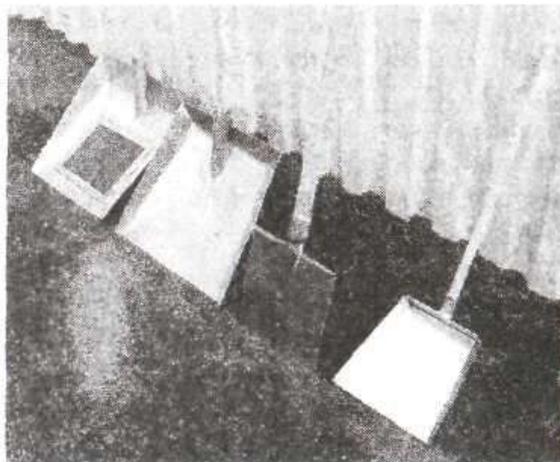


Рисунок 48 – Шанцевый инструмент искробезопасного исполнения

Как при работах по сбору нефти и нефтепродуктов, так и при последующей чистке от загрязнителей налипающих на него в процессе работы применяется:

- лопата сетчатая
- лопата подборная (коробчатая)
- лопата штыковая
- совок

Назначение данных лопат различное.

Сетчатая лопата применяется, в основном, для сбора сыпучих материалов (прежде всего сорбентов) с поверхности воды, а так же для извлечения различных механических примесей загрязненных нефтепродуктами. К ним относится песок и иной грунт извлекаемый при очистке береговой полосы от нефтяного загрязнения.

Лопата подборная или коробчатая применяется для работ по сбору нефти, нефтепродуктов, а так же замазученного грунта. Используется, в основном, при ликвидации разливов нефти на твердых фундаментах, а так же в зимнее время и межсезонье.

Лопата штыковая используется как и подборная для работ по сбору

нефти, нефтепродуктов, а так же замазученного грунта. Кроме того, применяется для работ по локализации нефтяного загрязнения при разливах на грунте. То есть для создания насыпей, направляющих траншей, амбаров и так далее.

Инструмент может поставляться как отдельно, так и комплектами на 3, 6, 10, и 12 человек.

7.2.2. Сервисный комплект средств для ликвидации незначительных проливов нефти и нефтепродуктов

Применяется на АЗС, предприятиях нефтедобычи и трубопроводного транспорта, перевалочных пунктах, морских и речных портах и т.д. Комплект позволяет быстро и эффективно убрать разлившуюся нефть и нефтепродукты объемом до 100 л. Имеет различные варианты комплектации.

Варианты комплектации:

1 – й вариант (СК №1):

– 10 кг. сорбента "Нефтесорб" – экологически чистого материала для активной сорбции (впитывания) нефти, нефтепродуктов и других жидких загрязняющих веществ;

– ручной инструмент для уборки - совок и щётка;

– средство защиты – перчатки;

– одноразовые пакеты для сбора и хранения отработанного сорбента.

2 – й вариант (СК №2):

– 2.5 кг. сорбента " Нефтесорб ";

– минибон МБС – изделие из сорбента для локализации разлива нефти и нефтепродуктов (2 шт.):

– пластина ПЛС – изделие из сорбента для вытирания загрязнённой поверхности (3 шт.);

– подушка ПС – изделие из сорбента для сбора нефти и нефтепродуктов в местах ограниченного доступа (1 шт.);

– средство защиты – перчатки;

– одноразовые пакеты для использованных изделий из сорбента.

3 – й вариант (СК №3):

- 5 кг. сорбента " Нефтесорб ";
- 10 шт. салфеток СС – 30 или СС – 40; - пластина ПЛС – изделие из сорбента для вытирания загрязнённой поверхности;
- бон сорбирующий БС – 10 М(или БС – 6М);
- совок – 1 шт., щетка – 1 шт., ведро – 1 шт., респиратор – 1 шт., перчатки х/б с ПВХ покрытием – 1 пара;
- перчатки из МБС резины – 2 пары;
- пакеты для использованного сорбента - 2 упаковки.

4 – вариант (СК №4):

- 5 кг. сорбента" Нефтесорб ";
- 10 шт. салфеток СС – 30 или СС-40;
- ПЛС – 25 ×*35 (БФ) – 30 шт;
- бон сорбирующий БС – 6 – 6 м или 2 по 3 метра;
- совок – 1 шт., щетка – 1 шт., ведро – 1 шт., респиратор – 1 шт., перчатки х/б с ПВХ покрытием – 1 пара;
- перчатки из МБС резины – 2 пары;
- пакеты для использованного сорбента – 2 упаковки.

Представленные варианты комплектации являются стандартными При необходимости вариант сервисного комплекта изготавливается в соответствии с требованиями заказчика.

7.2.3. Миникомплект для ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов

Миникомплект предназначен для оперативного реагирования при разливе нефти и нефтепродуктов в небольших количествах. Используется на бензово-зах, пунктах налива нефти и нефтепродуктов, судах и т.п. (рисунок 49).

Миникомплект представляет собой цилиндрическую сумку размерами:

- диаметр – 360 мм.
- высота – 800 мм.



Рисунок 49 – Миникомплект для ЛАРН.

Внутри миникомплекта находится:

- сорбент "Нефлесорб" – 2.5 кг;
- перчатки типа Хайкрон (маслобензостойкие) – 1 пара;
- пакеты для мусора – 2 шт;
- сорбирующая салфетка СС – 30 – 10 шт;
- бон сорбирующий БС – 3 – 2 шт.

Миникомплект изготовлен из материала с ПВХ покрытием, устойчивым к воздействию нефти и нефтепродуктов, солнечной радиации и микроорганизмов.

Комплектация миникомплекта может оговариваться и составляться по желанию заказчика

7.2.4. Поддоны

Поддоны предназначены для предотвращения попадания на землю (или иную поверхность) незначительных количеств нефтепродукта подтекающего из механизмов и станков во время их эксплуатации, а также для их размещения под местами протечек в шлангах и стыковые соединениях (рисунок 50). При работе по ЛАРН позволяют предотвратить утечку нефтепродуктов на искусственные или естественные покрытия. Это позволяет уменьшить работы по их последующей

уборке или изъятию для дальнейшей утилизации (замазученный грунт, снег и лед).



Рисунок 50 – Поддон для нефти и нефтепродукта

Поддоны удобны в использовании при проведении работ, связанных со сливом продуктов из бензовозов. При этом поддоны размещаются вдоль и под бензовозом. Поддоны удобны в транспортировке и эксплуатации благодаря их незначительному весу и гибкой форме.

Поддоны выпускаются размерами (стандартные):

1. 1000 × 1000 мм.
2. 1000 × 2000 мм.
3. 800 × 4000 мм.

Высота поддонов 150 мм.

По желанию заказчика поддоны могут быть изготовлены любых размеров.

7.2.5. Сани-прицеп к снегоходу

При ликвидации и локализации разливов нефти в зимнее время спасатели сталкиваются с проблемой быстрой и эффективной доставки оборудования и персонала к месту разлива. Эта проблема может быть решена с помощью специализированного оборудования – саней–прицепов (рисунок 51).

Сани–прицеп используются совместно со снегоходами и другими транспортными средствами, оборудованными крюками для сцепки. Сани применяются для транспортировки как оборудования, так и грузов. Сани снабжены снима-

ющимися бортами. При снятии бортов допускается транспортировка крупногабаритных грузов. При транспортировке сыпучих грузов, мокрого снега, льда, замазученого грунта сани устилаются полиэтиленовой пленкой. Технические характеристики саней-прицепа приведены в таблице 23.



Рисунок 51 – Сани-прицеп.

Таблица 23 – Технические характеристики саней-прицепа

Параметр	Величина
Масса, кг	40
Ширина, мм	750
Длина без сцепки, мм	1500
Длина сцепки, мм	650
Высота общая, мм	485
- без бортов, мм	235
Размер платформы, мм	150 × 700
Грузоподъемность, кг	300

7.3. Вспомогательное оборудование для постановки бонов

7.3.1. Якоря

Якоря предназначены для установки и закрепления изделий и средств для предотвращения растекания нефти и нефтепродуктов на поверхности водоемов (море, река, озеро, канал, болото) при аварийных разливах (рисунок 52).

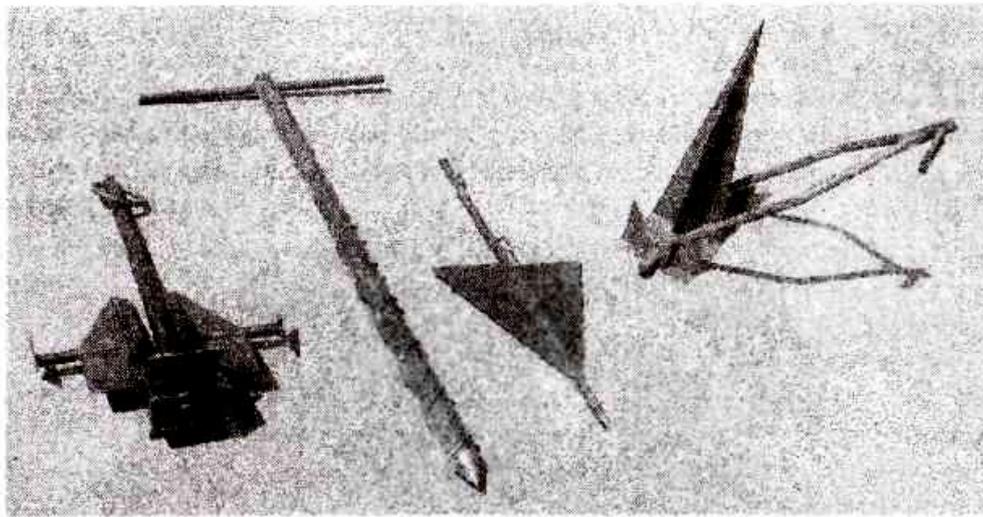


Рисунок 52 – Якоря

Якоря используются как отдельно, так и в составе комплекта. Комплект якорей: Ся–Б – 10 шт., Ся–Ш – 1 шт., Ся –Д – 2 шт. Якорная система: Ся–Б – 10 шт., Ся–Ш – 1 шт., Ся–Д – 2 шт., буй якорный с канатом 20м – 2 шт.

7.3.2. Устройство механическое отжимное – УМОк

УМОк предназначено для отжима сорбирующих изделий (сорбирующие боны, салфетки, подушки, рулоны, пластины и т. п.) шириной до 500 мм и толщиной не более 70 мм для повторного их использования (рисунок 53,54).



Рисунок 53 – УМОк – насадка на 200 литровую стандартную бочку от ГСМ.

Устройство приводится в действие механически путем вращения рукоятки самозахватывающего нижнего валика.

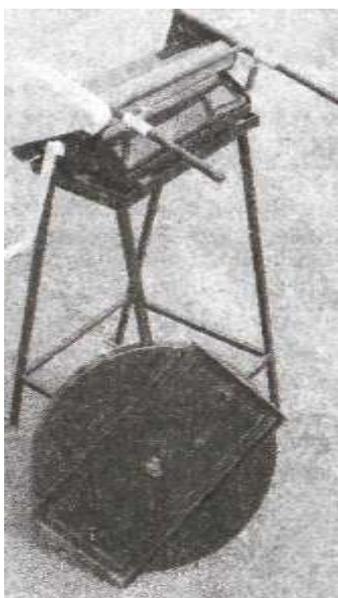


Рисунок 54 – УМОк на подставке.

Как показано на рисунках 36, 37, имеется 2 типа комплектации УМОк. На подставке и в качестве насадки на двухсотлитровую бочку от горючесмазочных материалов. Выбор конструкции зависит от потребностей заказчика. Технические характеристики УМОк представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Технические характеристики УМОк

Параметр	Величина
Габаритные размеры, мм:	
- длина	630
- ширина (со снятой ручкой)	710 (580)
- высота	1125
Вес, кг	21
Размер отжимаемых материалов, мм	
- ширина	500
-высота	70

Кроме указанного оборудования возможно использование других специальных средств для интенсификации работ по ликвидации аварийных разливов нефти.

Глава 8. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ НЕФТЕШЛАМОВ

При работах по ликвидации разливов нефти образуются нефтяные шламы различного типа. К ним относятся: замазученный грунт, песок, обтирочный материал, загрязненная нефтью растительность и т.д.

После работ по ЛАРН необходимо утилизировать накопленный нефтяной шлам.

Основным методом его утилизации является сжигание. Рассмотрим основные установки по сжиганию нефтяных шламов и область их использования.

8.1. Установка Факел – 1 М

Предназначена для сжигания нефтесодержащих продуктов, с образующихся при проведении работ, связанных с устранением аварийных разливов нефти: отработанных сорбентов, нефтепитывающих матов и бонов, обтирочных материалов (рисунок 56).

Применение установки позволяет существенно снизить выбросы вредных веществ по сравнению с обычным открытым сжиганием.



Рисунок 55 – Установка Факел-1М на подставке

Установка **ФАКЕЛ – 1М** обеспечивает:

- сжигание нефтепродуктов в стандартной таре;
- возможность утилизации отходов непосредственно на месте проведения аварийных работ;
- более высокое качество сжигания по сравнению с открытым сжиганием;
- высокий уровень взрывобезопасности за счет интенсивной продувки камеры сгорания;
- при несанкционированном отключении вентилятора горение поддерживается за счет естественной тяги.

Установка может работать от ДВС (бензиновый двигатель мощностью 1.5 л.с.) и использоваться в полевых условиях, а также от электродвигателя при использовании на специально оборудованных площадках.

Установку может перемещать один человек по твердой поверхности.

Производительность до 70 кг/ч.

Только ООО "Композит" имеет эксклюзивное право на производство и продажу установки "Факел", данное патентодержателем. Установка сертифицирована.

Технические характеристики установки **Факел-1М** представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Технические характеристики Факел – 1М

Параметр	Величина
Производительность установки, кг/час	60
Масса, кг	90
Габаритные размеры, мм: - длина - ширина - высота в транспортном положении - высота в рабочем положении	1400 600 1900 3800
Привод	Электрический, бензиновый или дизельный
Температура отходящих газов	400 - 600
Обслуживающий персонал, чел.	1 - 2

8.2. Установка "Факел – 1МК"

Установка «Факел-1МК» предназначена для сжигания нефтесодержащих отходов, образующихся при проведении работ, связанных с ликвидацией аварийных разливов нефти и нефтепродуктов:

- отработанные сорбенты на натуральной основе;
- обтирочная ветошь:

Возможно применение установки для сжигания других бытовых и производственных отходов.

- загрязненная трава;
- подходящие по размерам загрязненные древесные материалы.

Установка может использоваться для сжигания отходов, образующихся при ремонте автотракторной техники, в том числе отработанное моторное и гидравлическое масло отработанные фильтры (рисунок 57).

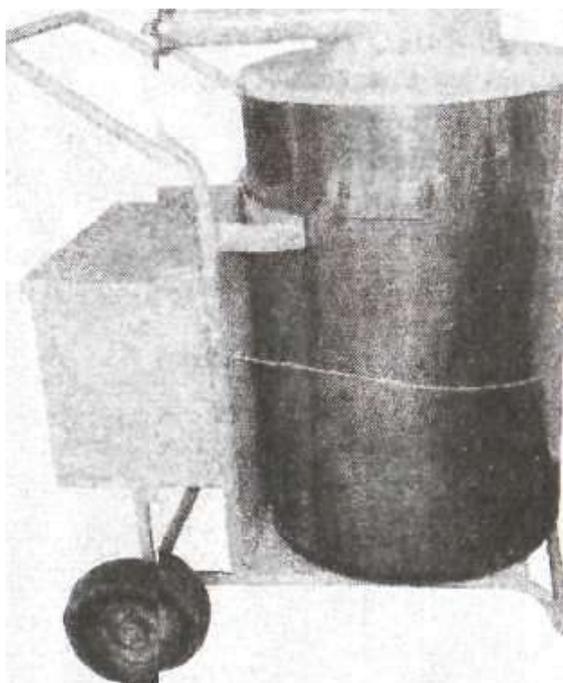


Рисунок 56 – Установка Факел – 1МК.

Сжигание отработанных масел в чистом виде не производится, предварительно их необходимо смешать с сорбентом, опилками, ветошью. Технические характеристики Факел – 1М представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Технические характеристики Факел – 1М

Параметр	Величина
Производительность установки, кг/час	60
Масса, кг	60
Габаритные размеры, мм:	
- длина	1000
- ширина	650
- высота	1400
Привод воздуходувки	МиниДВС
Максимальная загрузка, л	170
Температура отходящих газов	до 700
Обслуживающий персонал, чел.	1 - 2

При необходимости утилизации больших количеств нефтяного шлама необходимо использовать установку УУН.

Глава 9. РЕАБИЛИТАЦИЯ ТЕРРИТОРИЙ И АКВАТОРИЙ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ЛАРН

9.1. Реабилитация территорий

Нефть и нефтепродукты, поступая в окружающую среду, оказывают негативное влияние на природные компоненты экосистемы. Они являются постоянным источником канцерогенного и мутагенного загрязнения. Поэтому проведение рекультивационных работ является одним из важнейших природоохранных мероприятий, направленных на восстановление прежнего плодородия загрязненных земель.

Установлено, что из общего количества нефтезагрязненных земель в проведении рекультивационных работ нуждается 95,9% ежегодной площади нарушенных земель. Площади, требующие рекультивации, растут со скоростью 10 тыс. га в год. В настоящее время в России около 800 тыс. гектаров нефтезагрязненной земли, которые нуждаются в очистке, а площади, находящиеся под угрозой такого загрязнения, несравненно больше.

В Западной Сибири в 60% случаев аварий происходят на нефтепроводах, проложенных на болотах, в 26,8% - в условиях заболоченной местности и в 5,5% - в водоемах. В среднем в ходе одной аварии теряется 46,6 т нефти. Обычно убирается только около 80% разлитой нефти.

Восстановление нефтезагрязненных земель в настоящее время является одной из актуальных экологических проблем. Эффективность или неэффективность тех или иных технологий по ликвидации последствий аварийных разливов нефти принято оценивать обобщенно, по конечному результату, без учета исходных доз загрязнения и почвенно-климатических условий. В благоприятных климатических условиях продолжительность восстановления земель может быть не более двух-трех месяцев, в суровых условиях (например Крайнего Севера) даже для частичного очищения почвы от нефти с использованием различных приемов рекультивации необходимо не менее трех – пяти лет.

Очищение почв от нефти – это сложный физико-химический и биохимический процесс, скорость и направленность которого зависит от ряда факторов,

таких как температура окружающей среды, свойства почв, активность микрофлоры, влажность и концентрация нефти в почве.

Нефтяные разливы классифицируются по следующим факторам:

- значимости загрязненного объекта (акватории, территории), его местоположению (участки разлива, находящиеся в зеленой зоне городов, на охраняемых территориях, в малонаселенной местности и т.п.);
- объему разлившейся нефти;
- площади нефтезагрязненных земель;
- доступности для проведения ликвидационных и рекультивационных работ (транспортные коммуникации);
- типу почвогрунтов, на которых произошел разлив (торфяно – болотные почвы, подзолистые почвы);
- степени загрязнения почвогрунтов;
- степени обводнения участка.

От сочетания этих факторов и времени, прошедшего после разлива, зависит выбор методов рекультивации и технологий восстановительных работ.

Механическими и физико – химическими средствами невозможно полностью очистить почвогрунты, но от степени сбора нефти зависит успех последующих рекультивационных работ и самоочищения участка.

Технологические схемы рекультивации в зависимости от условий, местонахождения нефтезагрязненного участка, срока разлива и других факторов могут быть различными. Наиболее жесткие требования к очистке территории и качеству рекультивационных работ должны предъявляться к участкам, находящимся в зеленой зоне городов и поселков, в водоохраных зонах, на охраняемых территориях, а также в районах, часто посещаемых населением, около дорог федерального значения. Наименее жесткие требования должны предъявляться к участкам, удаленным от населенных пунктов и дорог, находящимся в замкнутой котловине (понижении), где отсутствует риск распространения нефти по водотокам. Такие участки после локализации разлива, сбора нефти и проведения минимума необходимых операций могут оставаться для самоочищения.

Установлено, что фоновое содержание нефтепродуктов в подзолистых почвах составляет от 0,01 до 0,03 г/кг, на пойменных землях - 0,013-0,05 г/кг, а в торфяно – болотных почвах от 0,13 до 5 г/кг, т.е. до 0,5 %. Проведённые анализы позволяют сделать вывод, что 10% концентрация является допустимым остаточным уровнем для торфяно – болотной почвы, а 2% – для подзолистых почв, т.к. при этом уровне загрязнения в почвах сохраняется высокая биологическая активность и отмечается устойчивый рост растений. Концентрация 10% является допустимым остаточным уровнем для локальных нефтезагрязненных участков болотных почв, не имеющих стока в ручьи и реки. На участках, где велик риск распространения нефти по рельефу или по водотокам, допустимый остаточный уровень содержания нефти на торфяно-болотных почвах должен быть снижен и ориентирован на недопустимость смыва нефти и попадания ее в водотоки.

Попадая на земную поверхность, нефть из анаэробной обстановки с очень замедленными темпами геохимических процессов переносится в кислородную среду, где помимо абиотических большую роль играют биохимические факторы. Сырая нефть, содержащая до 50% легких (с температурами кипения до 250 градусов) наиболее токсичных фракций, подвергается физико-химическому воздействию: испарению, вымыванию, ультрафиолетовому облучению и т.п., вследствие чего легкие и водорастворимые углеводороды, разлагаясь, мигрируют с места разлива. Остаточный тяжелый битумизированный нефтепродукт подвергается биохимической деградации. Решающее значение играют микроорганизмы, осуществляющие внутриклеточное окисление углеводородов.

9.1.1. Подготовка к рекультивации

Методика принятия решений по реабилитации нефтезагрязненных территорий заключается в следующем. Первоначально производят рекогносцировочное обследование территории, уточняют площадь и тип нефтезагрязненных земель, уровень остаточного загрязнения нефтью, экологическое состояние объекта, расположение его относительно населенных пунктов, транспортных коммуникаций. На основании полученных сведений выбирают наиболее подходя-

щий вариант рекультивации. Технологические решения должны удовлетворять критериям экологической и экономической эффективности и обоснованности.

Перед началом рекультивации необходимо проведение следующих операций: расчистка участка от усыхающего и мертвого древостоя, завалов из срубленной ранее и сваленной в кучи древесины, строительного и бытового мусора, обваловка со стороны возможного повторного загрязнения нефтью и минерализованными водами, при условии, если она не была сделана в ходе ликвидации аварии. В большинстве случаев не допускается выжигание нефтяных разливов. *Засыпание нефтяных пятен привозным грунтом (песком и торфом) строго воспрещено.* Выжигание нефти возможно, когда участок расположен вдали от населенных пунктов и транспортных коммуникаций, сбор нефти затруднен, прокладывание коммуникаций связано с большим нарушением природного ландшафта (например, требуется вырубка лесных насаждений для доставки специальной техники), имеется риск распространения нефти по рельефу и попадания ее в рыбохозяйственные водоемы (с весенним половодьем, дождями). Проведение выжигания должно проводиться преимущественно в зимнее время с соблюдением требований экологической, пожарной и промышленной безопасности. Минимальный риск выжигания на переувлажнённых болотах. Самой большой и опасной ошибкой, допускаемой при рекультивации земель, является засыпка разлитой нефти привозным грунтом. При этом разлитая нефть выводится из процесса микробиологического окисления, а «рекультивированный» подобным образом участок на многие годы становится источником постоянного загрязнения грунтовых и подземных вод.

9.1.2. Основные методы рекультивации земель

Комплекс мероприятий по очистке почвы от нефтяного загрязнения включает два момента: первый - активизация абиотических физико-химических процессов деградации свежей нефти; второй – стимуляция почвенной углеводородоокисляющей микрофлоры и фитомелиорация.

9.1.2.1. Методы активации абиотических физико-химических процессов деградации нефти

Для активации абиотических физико-химических процессов деградации нефти применяют следующие операции:

- рыхление почвенного горизонта с использованием мульчирующих грунтов (на сильнозагрязненных лесных почвах);
- создание искусственного микрорельефа из чередующихся продольных микроповышений (бугров) и микропонижений (канавок) на болотных почвах с избыточным увлажнением.

Стимуляция почвенной микрофлоры должна начинаться только при снижении концентрации общего нефтепродукта от 23 до 25% в органических или от 15 до 18% минеральных почвенных горизонтах в среднем по участку.

9.1.2.2. Методы стимуляции аборигенной микрофлоры

Методы направлены на создание оптимальной среды для развития определенных групп микроорганизмов, которые способны разлагать УВ. Известны следующие способы стимуляции микрофлоры:

- механические: рыхление, частые вспашки, дискование, распашка загрязненных нефтью земель. Применяется также смешивание загрязненной почвы с чистой, после чего активизируется микрофлора, и почва становится пригодной для выращивания растений;
- поддержание оптимальной температуры (загрязненную почву зимой покрывают черной полиэтиленовой пленкой для повышения температуры, а летом до такой же пленкой, только прозрачной, для снижения испарения с поверхности);
- электрокинетический (за счет электрического тока обеспечивается миграция микроорганизмов, имеющих собственный заряд в загрязненной зоне, что гарантирует более быструю и равномерную очистку грунта);
- ультразвуковой (разбивка крупных почвенных агрегатов на более мелкие, что, в свою очередь, увеличивает доступность загрязняющего вещества для микроорганизмов);

- внесение минеральных удобрений;

- внесение ПАВ, обеспечивающих диспергирование нефти и вследствие этого улучшающих ее контакт с микроорганизмами. С целью активизации биодegradации нефти в почве применяются ПАВ-С1, неонол АФ – 14, ПАВОП – 10, полиакрилонитрил. Сочетание применения ПАВ с внесением минеральных удобрений, особенно аммонийных форм азота и фосфора, ускоряет биодegradацию нефти;

- применение сточных вод ферм. Однако в каждом конкретном случае должно быть дано экологическое обоснование;

- внесение целлюлозосодержащих отходов соломы, опилок. Эффективным является внесение опилок со стимуляторами разложения нефти.

Для биодеструкции идеальным является нейтральный рН. В кислых почвах для нейтрализации широко применяют известь. В нефтезагрязненных почвах известь дополнительно нейтрализует продукты разложения нефти и снижает подвижность токсичных веществ, ускоряет разложение метаново-нафтеновых структур. Наиболее эффективным для ускорения биодegradации нефти в почве является внесение смеси извести и сажи карбонатной (туфа). Для нейтрализации щелочных почв используют гипс.

9.1.3. Биовентилирование

Биологическое удаление (вентиляция) – способ очистки, пригодный для грунтов с крупным гранулометрическим составом или песков, загрязненных УВ. В загрязненном грунте бурят скважины, в которые подают воздух. Принудительное вентиляция увеличивает скорость биологического разложения. Биовентиляция может сочетаться с технологией откачки грунтовых испарений. В этом случае одна часть скважин используется для закачки воздуха, а другая - для откачки испарений с дальнейшей очисткой от летучих загрязняющих веществ.

Продувка воздухом может производиться под различным давлением. Ее применяют при загрязнении летучими УВ, дизельным топливом и по-

добными им загрязняющими веществами. Иногда в местах скопления углеводородокисляющих микроорганизмов создается разрежение воздуха для обеспечения миграции к ним легких УВ и бензина. Эффективность очистки достигает 100 %.

Часто методы продувки воздухом сочетаются с введением питательных веществ. Для удаления из массивов летучих УВ через горизонтальные скважины вместе с воздухом подают газообразную питательную смесь. Другим вариантом этого метода является разбрызгивание микрочастиц питательного раствора. Активизация углеводородокисляющих микроорганизмов за счет закачки в грунты химически активных пен имеет высокую эффективность вследствие своего комплексного воздействия: улучшения условий дыхания, оптимизации баланса питательных веществ, а также увеличения подвижности и доступности неводорастворимых органических загрязнений.

9.1.4. Внесение культур микроорганизмов

В рамках комплекса мероприятий вводить штаммы активных углеводородразлагающих микроорганизмов имеет смысл лишь в случае адаптации к условиям данной местности. Учитывая специфику микробного разложения нефти в почве, целесообразно использовать различные биопрепараты последовательно во времени.

Методы внесения культур микроорганизмов могут применяться при массивном и аварийном загрязнении, в сложных условиях, при отсутствии развитого естественного биоценоза. Преимуществами этих методов являются их селективность и возможность выведения штаммов микроорганизмов, разрушающих сложные токсичные соединения. Но эффективность методов не всегда бывает одинаково высока, поскольку многие культуры «работают» лишь в относительно узком диапазоне условий. Обычно для очистки используют бактерии (*Bacterium Actinomyces, Artrobacter, Thiobacterium, Desulfo-lomaculum, Pseudomonas, Hydromonas, Bacillus* и др.), а также низшие формы грибов.

В настоящее время для очистки нефтезагрязненных земель разными организациями и ведомствами выпускаются различные виды биопрепаратов. На российский рынок поступают из-за рубежа стимуляторы биодegradации нефти - «Файер-займ» (США), «Инипол» (Франция). Из отечественных препаратов - «Путидойл» созданный микробиологами ЗапСибНИГНИ, «Микрозим» ПЕТРО ТРИТ и другие.

Используют также различного вида дрожжи. Для очистки почв, и вод от пестицидов и гербицидов широко применяют грибки, бактерии и даже грибки с пересаженными бактериальными генами.

В сложных случаях эффективна очистка комплексными биопрепаратами. При нефтяном загрязнении они используются наиболее широко. Так, суспензия, содержащая *Pseudomonas*, *Noeardia*, *Flavobacterium* и *Candida*, практически полностью очищает от нефти верхний слой почвы толщиной 20 см за 7 лет. Смесь *Candida matlosa*, ВКМУ – 1506, *Pseudomonas spp* в питательной среде также разлагает нефтяное загрязнение. Можно использовать препарат «Noggies», предназначенный для разложения в почве мазута, дизельного топлива, бензина, керосина, различных фенолов и формальдегидов. Препарат «Нудробас» за пять дней снижает загрязнение на 60%, однако массив нужно держать постоянно увлажненным.

Дождевые черви делают нефтезагрязненную почву более доступной для микроорганизмов и ускоряют ее биодegradацию.

Эти приемы, направленные на стимуляцию естественного процесса самоочищения почв, создают условия для разрушения особенно трудно разлагаемых УВ, таких как полиароматические УВ и циклопарафины.

9.1.5. Фитомелиорация

При снижении концентрации остаточных нефтепродуктов в рекультивационном слое в среднем по всему участку до значений безопасных для фитомелиорантов (15% в органомогенных и 8% в минеральных и смешанных грунтах) приступают к следующему (биологическому) этапу рекультивации.

9.1.5.1. Внесение торфа

Нанесение торфа – наиболее эффективного природного нефтесорбента на очищенную поверхность и последующее перемешивание является рациональным приемом, т. к. это приводит к снижению содержания нефти в поверхностном слое торфа и тем самым создаются условия для посева и развития растений. Биологическую рекультивацию с использованием торфа можно проводить двумя способами:

1) путем доставки и перемешивания торфа (как правило, на минеральных фунтах);

2) путем рыхления и разрушения битуминизированных нефтяных остатков в виде корки и перемешивания поверхностных слоев с нижележащими, если загрязненный участок представлен моховым болотом, доступным для прохождения болотохода.

9.1.6. Посадка стойких к нефтяным загрязнениям и активизирующих почвенную микрофлору растений (фиторемедиация)

Такие растения способствуют процессам разложения, стабилизации или устранения загрязняющих веществ из почвы.

Данная технология применяется в основном на окончательной стадии рекультивации загрязненных почв. При этом органические загрязняющие вещества могут модифицироваться в области корневой системы растений, а также в черенках или листьях.

Преимущества метода:

- дешевизна;
- не требует сложного технического обслуживания.

Недостатки метода:

- корни растений способны эффективно очищать почву только на определенной глубине;
- от остатков растений необходимо избавляться как от вредных отходов;
- очистка сильно загрязненных почв может быть слишком долгосрочной.

Ввиду этого экономически целесообразнее использовать данный метод для восстановления почв с низкой концентрацией загрязняющих веществ.

Наиболее перспективны следующие растения:

1) злаки – ежа сборная, полевица белая, тимофеевка луговая, лисохвост короткоостный, овсяница луговая, овсяница красная и другие (для полярной тундры), луговик северный (для песчаной и каменистой почвы);

2) бобовые – люпин многолетний, люцерна, разные виды клевера и др.;

3) дикорастущие виды местной флоры – пырей ползучей, вейник наземный, рогоз широколистный, хвощ лесной, осока и другие;

4) сорные растения — щавель конский, марь белая, сурепка обыкновенная, лебеда копьевидная, клоповник сорный;

5) древесные растения – береза, осина, сосна, тополь, ива, кедр.

Обычно на 1 га загрязненной почвы требуется до 150'200 кг семян нефтестойких растений. ***Лучшим агротехническим приемом при выращивании многолетних трав на загрязненных УВ почвах следует считать применение торфа или навоза в комплексе с полным минеральным удобрением.*** Хорошие результаты при фитомелиорации дает укладывание на загрязненные почвы дернин мхов (обычно сфагнума или кукушкина льна) размером (10 – 20) × (10 – 20) см.

Технология фиторемедиации почвы, загрязненной нефтью, достаточно проста в применении, но требует высококвалифицированных специалистов. Она складывается из нескольких этапов:

1. Оценка характера загрязнения участка (химического состава разлива, степени проникновения нефти в почву, особенностей местности).

2. Разработка оптимальной схемы фиторемедиации (подбор видового состава растений, которые оптимальным образом подходят для устранения данного типа загрязнения и соответствуют данным почвенно-климатическим условиям; определение схемы посадки; выбор необходимых агротехнических мероприятий, в том числе оптимизация питания и химическая защита растений).

3. Выращивание растений (проведение комплекса агротехнических меро-

приятый, в том числе подготовка семенного материала, подготовка почвы, внесение минеральных удобрений, использование средств защиты).

4. Мониторинг участка (определение концентрации и распространения химических компонентов нефти, отслеживание путей биodeградации нефти, проведение информационного анализа и прогнозирования). В частности, необходимо тщательно отслеживать близость загрязнения к месторождению нефти, для того чтобы исключить вероятность попадания туда микроорганизмов, разлагающих нефть.

Рекультивацию можно считать завершенной после создания густого и устойчивого травостоя, при этом концентрация остаточных нефтепродуктов со значениями коэффициента окисления нефти более 90% не должна превышать в среднем по участку 8,0% в органогенных и 1,5% в минеральных и смешанных грунтах.

9.1.7. Применение методов рекультивации в зависимости от доз загрязнения

Применение тех или иных методов рекультивации обусловлено прежде всего дозами загрязнения.

При низких дозах загрязнения, которым на минеральных субстратах соответствуют значения до 1% нефти, а в органических – до 3%, можно говорить об относительно высокой активности естественного микробоценоза почвы. Для ускорения разложения нефти достаточно внесения минеральных удобрений. В этом случае период очищения почвы займет всего 1 – 2 сезона, а биорекультивация с посевом трав может проводиться одновременно с началом обработки почвы удобрением, поскольку такие дозы не являются ингибирующими для роста растений. В то же время даже при низких дозах загрязнения период самоочищения почв составит 5-8 лет. Предполагаем, что при низких дозах загрязнения состояния микробоценоза можно оценивать как стрессовое.

При средних значениях загрязнения (до 5 % нефти на песчаных и до 10% на органических субстратах) состояние естественного микробоценоза можно оцени-

вать как переходное между резистентным и стрессовым. Продолжительность самовосстановления почвы при среднем уровне загрязнения оценивается разными исследователями от 10 до 15 лет. Как показали собственные исследования, для стимулирования процессов биодеструкции нефти недостаточно применения удобрений, необходимо использовать биопрепараты на основе алканотрофной микрофлоры.

В отличие от среднего уровня загрязнения при высоких дозах, так же, как и при критических, состояние микрофлоры характеризуется как репрессивное, причем и внесение алканотрофной микрофлоры с препаратом не является гарантией ускорения процессов очищения почвы. Хорошо известно, что препараты рекомендуют использовать при загрязнении не более 5 % нефти в почве. Однако именно высокие и критические значения загрязнения характерны для почвы после аварийных разливов нефти. Результаты показали, что при высоких дозах нефти, которым на минеральных субстратах соответствует значение от 10 до 15%, а на органических от 15 до 35%, эффективны только комплексные технологии, в которых не последнее место занимают приемы, улучшающие субстратные условия, главным образом водно-воздушный режим почвы, нарушенный нефтью. К ним относятся, в частности, внесение в почву органики (на минеральных субстратах) и рыхление (на органических). Но продолжительность восстановления почвы для пригодности к началу развития растений в четыре-пять лет можно считать длительной. Поэтому целесообразно было бы перед началом биорекультивации проводить техническое очищение почвы от нефти до средних значений.

Комплексные методы активизации восстановительных процессов могут включать разнообразные операции (основные перечислены выше).

Пример для условий Севера. После выравнивания поверхности в местах разлива нефти, в почвы вносят органические удобрения: илы очистных станций, сапрпель, компосты. Хороший эффект дает компост из торфа и навоза в дозе 30 т/га. Предлагают использовать компост (из гидролизного лигнина, помета и опилок), в который добавлены семена трав (15-20 кг/т компоста). Такой компост вносят в конце мая - начале июня, при первой возможности въезда на

участки после таяния снега. При использовании традиционных способов залужения поверхностно, без заделки высевают семена трав. Состав травосмесей зависит от природных условий. На безлесных участках тундры рекомендуют использовать смесь из мятлика лугового, лисохвоста лугового, бекмании обыкновенной, арктагrostиса широколистного. В других, менее суровых условиях травосмеси могут состоять из овсяницы луговой, овсяницы красной, лисохвоста, мятлика. После посева трав вносят минеральных удобрения: 3,5-5 ц/га нитроаммофоски, 2 ц/га суперфосфата, 1-1,5 ц/га калийной соли. На склонах и участках с песчаными почвами целесообразно создавать кулисы из ивы, с расстоянием одна от другой 15 м. В каждой кулисе по 5 рядов, расстояние между рядами - 1 м. После посадки кулис проводится посев трав.

Уход за рекультивированной площадью состоит в подкормке трав комплексным удобрением в дозе от 45 до 60 кг д.в/га. По наблюдениям, при проведении мер биологической рекультивации культурный луг с течением времени заменится зональным типом растительности, с адекватной ему почвой и почвенным биокомплексом.

9.1.8. Естественное восстановление при реабилитации территорий

При наличии определённых условий, для рекультивации земель может использоваться метод естественного восстановления.

Естественное восстановление подразумевает восстановление территории без вмешательства человека.

Данный метод требует четкого прогнозирования возможных последствий естественного разложения нефти, а также постоянного наблюдения за местом разлива в период восстановления. Критерии применимости:

- вред, наносимый окружающей среде при очистке территории, превышает ущерб от естественного разложения нефти и нефтепродуктов;
- обычные методы реагирования не способствуют более быстрому восстановлению или нецелесообразны;
- разлитая нефть или условия окружающей среды (погодные условия,

труднодоступность района и т.д.) представляют опасность для персонала;

- наличие особо чувствительных ресурсов, положение района, тип и количество разлитых нефти и нефтепродуктов.

Естественное восстановление предпочтительно:

- для малых разливов,
- быстроразлагающейся нефти,
- открытых побережий,
- удаленных и недоступных районов.

Анализ возможности естественного восстановления (общий эффект воздействия на окружающую среду) включает:

- оценку скорости естественного восстановления,
- возможность ускорения восстановления после операции реагирования,
- возможность задержки восстановления из-за проведения операции по очистке.

Естественное восстановление не применяется, если:

- под угрозой важные экологические объекты или деятельность людей,
- в ходе передвижения разлитой нефти существует угроза загрязнения прилегающих ресурсов или чистых участков берега.

Естественное разложение происходит в 3 этапа.

Первый этап. Поскольку биохимическая активность почвы в первые дни загрязнения резко снижена, на первом этапе деструкции УВ основная роль принадлежит физико-химическому «выветриванию», в результате которого происходит распределение УВ по почвенному профилю, улетучивание и испарение газообразных и низкомолекулярных компонентов под действием атмосферных осадков, температуры, ультрафиолетового облучения. Именно эти вещества обладают токсическим действием на живые организмы. Первый этап длится от 1 до 1,5 лет. Уже через 3 месяца в почве остается не более 20% от исходного количества УВ.

Второй этап. На втором этапе, который занимает несколько вегетационных периодов, происходит постепенное снижение содержания УВ, в основ-

ном за счет низко молекулярных компонентов. На этом этапе основную роль играют углеводородокисляющие микроорганизмы, снижающие уровень загрязнения приблизительно на 20% от остаточного за каждый вегетационный период. Через четыре вегетационных периода общее количество остаточных УВ составляет от 40 до 45% от первоначального уровня. Второй этап самоочищения почвы длится от 3 до 4 лет. В средней тайге к 4 – му году количество остаточных УВ снижается на 92%. Конец второго этапа характеризуется снижением численности микроорганизмов.

Третий этап. На этом наиболее длительном по времени этапе утилизируются трудноразлагаемые УВ, накопившиеся в почве после первых двух этапов. Третий этап начинается через 58-62 мес и определяется по исчезновению в остаточных УВ исходных и вторичных УВ парафинового ряда.

Химические анализы подтвердили, что только через 25 лет загрязнение почвы полностью исчезало, а ее микробный состав соответствовал составу незагрязненных почв.

При слабом загрязнении (до 10%) восстановление первоначальных характеристик фитоценоза происходит за счет тонкомерных деревьев и увеличения приростков сохранившихся экземпляров и заканчивается в среднем через 10 лет. Уже через год появляются всходы древесных растений хвойных и лиственных пород, а через 5-6 лет наблюдается их активный рост. При среднем (10-40%) и сильном (более 40%) загрязнении восстановление древостоя возможно только за счет сохранившегося подроста или подроста, появившегося после аварии. При среднем загрязнении преобладание восстановительных процессов над депрессивными начинается на 4-5-й год после аварийных разливов нефти. К этому сроку появляются массовые всходы древесных растений хвойных пород, а также березы и осины. Через 10 лет количество подроста составляет 87% по отношению к контрольному количеству. При сильном загрязнении первые единичные всходы древесных растений лиственных пород появляются на 6-7-й год, а всходы хвойных не наблюдались даже через 15 лет после загрязнения.

9.2. Реабилитация акваторий

Нефть, оказавшаяся в воде, претерпевает физические, химические и биохимические превращения; в водоеме нефть может присутствовать в растворенном виде, во взвешенном состоянии в толще воды, в виде пленок на поверхности водоема; нефть постепенно разлагается: испаряется, растворяется в воде, эмульгирует, происходит ее биохимическое окисление и оседание на дно. Интенсивность разложения нефти различна, она зависит от температуры воды и воздуха, силы ветра, волн. При температуре $+15^{\circ}\text{C}$ и выше для полной минерализации 1 т нефти требуется 500 сут. При этом используется кислород, содержащийся в 400 м^3 речной воды. При температуре воды ниже $+4^{\circ}\text{C}$ разложения нефти практически не происходит. Особенно стойки эмульсии типа «вода в нефти», имеющие высокие вязкость, температуру застывания и плотность. В толще воды при малой освещенности вместо минерализации происходит полимеризация нефти - образование так называемых «смоляных шариков», плавающих во взвешенном состоянии или опускающихся на дно. В «шарики» превращается примерно $1/3$ общего объема разлитой нефти.

Некоторая часть нефти, попадающей в водоем, оседает на дно, берега и водную растительность. При рекультивации берегов применяют общепринятые методы (см. выше), но с некоторыми особенностями. В водоохраных зонах по берегам рек, в их поймах и надпойменных террасах запрещается или ограничивается применение минеральных удобрений для предотвращения эвтрофикации водоемов. Пойменные участки после сбора нефти подвергаются рыхлению, стимулирующему естественное самозаращение. При необходимости проводится посев семян многолетних растений, создание кулис из ивы.

Неравномерность распределения нефти делает весьма затруднительным количественное определение содержания нефтепродуктов в водоёме. Для характеристики загрязнения водоема в целом предложена шкала, имеющая описательный характер, но позволяющая служить для общей характеристики состояния водоема.

В экологическом аспекте необходимо принять во внимание следующее.

Мировой океан ежегодно, за счет естественных процессов, продуцирует около 1,5 млрд. тонн нефти и при этом сохраняет экологическое равновесие. В то же время сброс дополнительных от 2 до 8 млн. тонн нефти ставит его на грань катастрофы. Шкала визуального определения загрязнения водоема нефтью представлена в таблице 27.

Таблица 27 – Шкала визуального определения загрязнения водоема нефтью

Внешний вид водоема	Балл
Отсутствие пленок и пятен	1
Отдельные пятна и серые пленки на поверхности воды	2
Пятна и ирризирующие пленки нефти на поверхности воды; отдельные промазки по берегам и на прибрежной растительности	3
Нефть в виде пятен и пленок покрывает большую часть поверхности водоема; берега и прибрежная растительность вымазаны нефтью; нефть взмывает при взмучивании дна	4
Поверхность реки покрыта нефтью, видимой и во время волнений; берега и прибрежные сооружения вымазаны нефтью; нефть всплывает при взмучивании дна	5

Наиболее распространенной формой загрязнения являются нефтяные агрегаты или смоляные образования. Они различаются по своим физико-химическим свойствам. Агрегаты в основном состоят из фракции масел, которые в свою очередь представлены парафино-нафтеновыми и ароматическими углеводородами. Они являются весьма стойкими образованиями, и время их жизни исчисляется годами. Механическое дробление агрегатов под воздействием волн не играет существенной роли в их деструкции. Плотность агрегатов в течение года изменяется незначительно, и они сохраняют свою плавучесть. В результате деструкции и обрастания агрегатов в водоемах во временных интервалах порядка 10 лет и больше не существует механизма самоочищения водной поверхности, кроме выбрасывания их на побережье.

В водной среде нефтяные загрязняющие вещества в большинстве своём находятся в эмульгированной форме. В настоящее время одна треть океанической поверхности закрыта нефтяной пленкой. При попадании в водную среду нефть разливается по поверхности воды тонким, зачастую мономолекулярным слоем и образует нефтяное пятно, захватывающее в зависимости от масштабов

выброса пространство в десятки, сотни и тысячи квадратных километров.

Основное содержание углеводов (60%) приходится на поверхностную пленку нефти, но они большей частью испаряются. Приповерхностный слой содержит около 30% углеводов, а на глубине 100 м – 10%. На таких глубинах ввиду низкой температуры процессы биопреобразования протекают медленно, и поэтому компоненты нефти накапливаются именно на глубине.

Наиболее кардинальные изменения в свойствах экстрагируемых органических соединений происходят в тонком поверхностном слое, что связано со структурными особенностями молекул воды в этом слое и с малой растворимостью гидрофобных экстрагируемых органических соединений. Релаксационные процессы в этом слое происходят значительно быстрее, чем в подповерхностных водах, что обусловлено тем, что в поверхностном микрослое развивается микробный ценоз бактерионейстон, который по сравнению с бактериопланктоном отличается большей численностью. Поэтому углеводороды нефти (нефтепродукта), попадающие в морскую воду, разрушаются микроорганизмами с наибольшей скоростью. Загрязнение водоемов нефтепродуктами является очень стойким и быстро распространяется. Нефтепродукты образуют на поверхности воды пленку, а в толще воды они находятся в эмульгированном и растворенном виде. Тяжелые фракции, образующиеся в ходе естественного разложения нефтепродуктов в водоеме, загрязняют его дно. Кроме того, в донных отложениях обнаруживаются природные и производственные смолы. Нефтяные отложения на дне водоема в анаэробных условиях сохраняются длительное время и могут служить источником вторичного загрязнения водоемов. Процессы самоочищения в загрязненных нефтепродуктами водоемах протекают очень медленно.

Нефтяные разливы ухудшают санитарное состояние побережья водоёмов и пляжей, что снижает возможность использования их как источника отдыха и здоровья людей. Удаление грунта при проведении работ по очистке от загрязнения приводит к размыву берега, эрозии почвы.

Очистку вод, содержащих нефть, производят непосредственно на промыслах, но действующие установки, как правило, малоэффективны. Ошибки и технические неполадки в процессе бурения и эксплуатации скважин приводят к «залповым» выбросам нести и нефтяного газа, что вызывает локальные, но

очень сильные загрязнения окружающей среды.

ЛИТЕРАТУРА

1. Давыдова С. Л. Нефть как топливный ресурс и загрязнитель окружающей среды: учеб. пособие [для вузов]/ – М.: Изд-во РУДН, 2004. – 131 с.
2. Краткая химическая энциклопедия. Ред.кол. И.Л. Кнунянц (отв. ред.) и др., т. 1 – М.: «Советская энциклопедия», 1961. – 1116 с.
3. Методические указания. Выполнение работ связанных с локализацией и ликвидацией разливов нефти и нефтепродуктов. – Брянск.: Композит, 2009. – 102 с.
4. Пашаян А.А., Нестеров А.В. Масштабы и последствия нефтяногозагрязнения акваторий. Вклад ученых и специалистов в национальную экономику.: Сб. науч. тр., посвящ. 75–летию акад.: в 2 т. Т 2 /Брян. гос. инженер. - техн. акад.; под. общ. ред. Е.Н. Самошкина. – Брянск, 2005. – 297 с.
5. Пирогов С.В., Лапин А.П., Бобков А.Н. и др. Экологическая безопасность применения нефтепродуктов в сельскохозяйственном производстве. – Брянск.: Изд – во КГТ, 2003. – 567 с.
6. Постановление Правительства РФ от 4 сентября 2003 г. № 547 «О подготовке населения в области защиты от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».
7. Постановление Правительства РФ от 30 декабря 2003 г. № 794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» (в ред. Постановления Правительства РФ от 27 мая 2005 г. № 335).
8. Смирнов А.Д. Сорбционная очистка воды. – Л.: Химия, 1982. – 319 с.
9. Справочник по очистке природных и сточных вод/ Л.Л. Пааль, Я.Я. Кару, Х.А. Мельдер, Б.Н. Репин.- М.: Высшая школа, 1994. – 336 с.
10. Техника и технологии локализации и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. Справочник под ред. И.А. Мерициди. – Санкт-Петербург, 2008. – 819 с.
11. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ «О защите населения

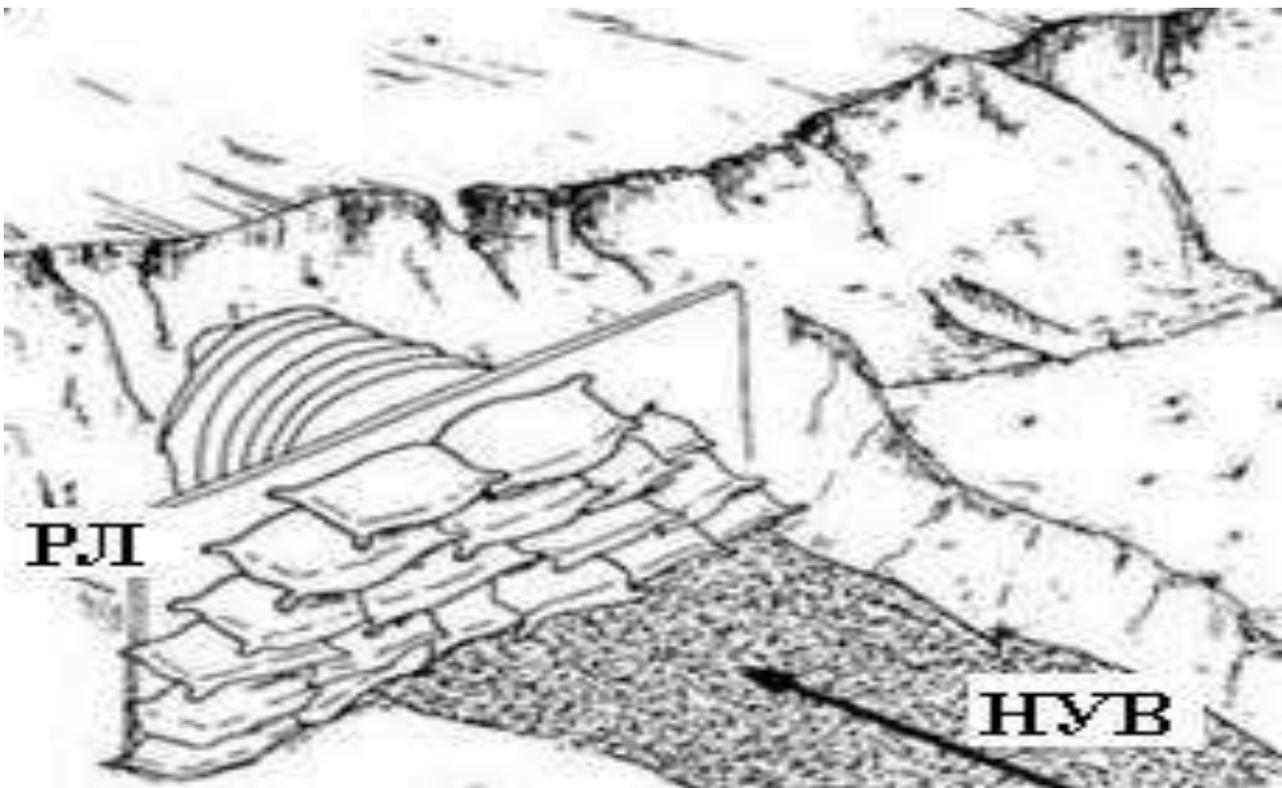
и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

12. Федеральный закон от 19 мая 1995 г. № 82-ФЗ «Об общественных объединениях».

13. Федеральный закон от 22 августа 1995 г. № 151 –ФЗ «Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей».

14. Федеральный закон от 6 октября 2003 г. № 131 -ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации».

15. Шицкова А.П., Новиков Ю.В., Гурвич Л.С., Климкина Н.В. Охрана окружающей среды в нефтеперерабатывающей промышленности. - М.: Химия, 1980.



ЛОКАЛИЗАЦИЯ РАЗЛИВА НА ВОДОСЛИВЕ



**Контейнер для оборудования и сбора сорбентов
(800x600x800)**



**Сорбционные изделия
(боны или барьеры; салфетки; подушки или маты)**



МАТЫ СОРБЦИОННЫЕ



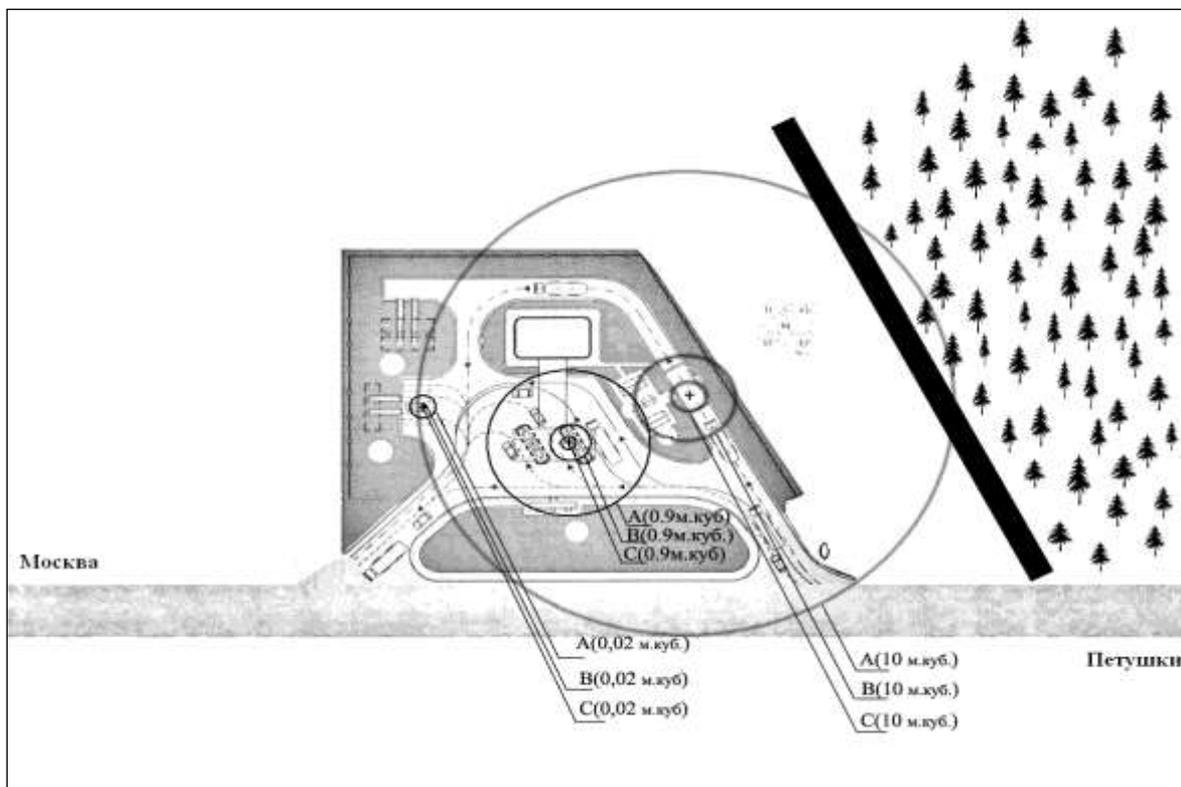
БАРЬЕРЫ СОРБЦИОННЫЕ



ПОДУШКИ СОРБЦИОННЫЕ



САЛФЕТКИ СОРБЦИОННЫЕ





**Взрывобезопасный шанцевый инструмент
для уборки нефти и нефтепродуктов**



Огнестойкие боны «Феникс»



**Подпорные стенки,
предназначенные для локализации разлива ГСМ**



Нефтесборщик для механического сбора ГСМ

Н.Е. Сакович

**Методы и средства ликвидации последствий
разливов нефти и нефтепродуктов**

МОНОГРАФИЯ

ISBN 978-5-88517-207-3



9 785885 172073

Редактор: Павлютина И.П.

Подписано к печати 14.05.2012 г.
Формат 60x84 ¹/₁₆. Бумага печатная. Усл. печ. л. 11,51.
Тираж 1000 экз. Изд. № 2165.

Издательство Брянской государственной сельскохозяйственной академии
243365 Брянская обл. Выгоничский район, с. Кокино