

ГОСУДАРСТВЕННОЕ НАУЧНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«ИНСТИТУТ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ
НАЦИОНАЛЬНОЙ АКАДЕМИИ НАУК БЕЛАРУСИ»

На правах рукописи
УДК 502.51:504.5:665.6

**Липский
Владимир Константинович**

**ЗАЩИТА ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ
ПРИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВАХ НЕФТИ
НА НЕФТЕПРОВОДАХ**

Диссертация на соискание ученой степени
доктора технических наук
по специальности 25.00.36 – Геоэкология

Научный консультант
доктор технических наук, профессор,
академик Лиштван И.И.

Минск, 2010

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	6
ВВЕДЕНИЕ	7
ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ.....	13
ГЛАВА 1 ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ПРОБЛЕМЫ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ НЕФТЬЮ	19
1.1 Развитие научных представлений по проблеме загрязнения водных объектов нефтью при аварийных разливах на магистральных нефтепроводах	19
1.2 Анализ ландшафтных характеристик трасс и технического состояния нефтепроводов на территории Республики Беларусь.....	23
1.3 Анализ характерных особенностей аварий на магистральных нефтепроводах	31
1.4 Анализ существующих методов и технических средств для ликвидации аварийных разливов нефти с поверхности воды.....	34
1.5 Государственное регулирование защиты водных объектов при аварийных разливах нефти.....	38
1.6 Выводы по главе 1	42
ГЛАВА 2 НАУЧНО-МЕТОДОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ ПРИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВАХ НЕФТИ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ.....	44
2.1 Методы исследования природно-технических геосистем.....	44
2.2 Разработка структурно-логической схемы проблемы загрязнения вод- ных объектов при аварийных разливах нефти на магистральных нефтепроводах.....	50
2.3 Разработка схемы развития аварийного разлива нефти по стадиям.....	58
2.4 Анализ факторов влияния на развитие и последствия аварийных разли- вов нефти на магистральных нефтепроводах.....	63

2.5 Моделирование воздействия магистральных нефтепроводов на водные объекты при аварийных разливах нефти	68
2.6 Разработка состава и структуры системы защиты водных объектов при аварийных разливах нефти на магистральных нефтепроводах.....	78
2.7 Выводы по главе 2	82
ГЛАВА 3 ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ПРОГНОЗНОГО БЛОКА ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ.....	84
3.1 Основные функции и состав прогнозного блока	84
3.2 Мониторинг и идентификация объектов окружающей среды.....	87
3.3 Метод сегментирования трассы нефтепровода	93
3.4 Разработка методов оценки последствий аварийных разливов нефти на нефтепроводах.....	95
3.5 Выводы по главе 3	108
ГЛАВА 4 ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ЭЛЕМЕНТОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО БЛОКА СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ.....	110
4.1 Основные задачи и состав технологического блока.....	110
4.2 Разработка планово-технологического обеспечения защиты водных объектов.....	113
4.3 Разработка инженерно-технического обеспечения защиты водных объектов.....	122
4.3.1 Исследование гидромеханических процессов и технических средств для улавливания и сбора нефти с поверхности воды.....	123
4.3.1.1 Исследование процессов взаимодействия слоя нефти на поверхности водотока с боновым заграждением	124
4.3.1.2 Исследования нефтесборных устройств гидромеханического типа	127

4.3.1.3 Гидромеханические исследования взаимодействия разлившейся нефти с ледяным покровом	147
4.3.2 Разработка новых технических решений по локализации и сбору нефти с поверхности воды	152
4.3.2.1 Новые технические решения по устройствам для локализации аварийных разливов нефти на водных объектах	152
4.3.2.2 Новые технические решения по устройствам для сбора разлившейся нефти на водных объектах	154
4.3.2.3 Новые технические решения для локализации и сбора разлившейся нефти на водных объектах, покрытых льдом	158
4.3.2.4 Испытания макетов и опытно-промышленных образцов технических устройств	161
4.3.3 Применение сорбентов-собирателей нефти	166
4.3.4 Стационарные защитные сооружения	169
4.4 Выводы по главе 4	172
ГЛАВА 5 УПРАВЛЕНИЕ ЗАЩИТОЙ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ ПРИ АВАРИЯХ НА НЕФТЕПРОВОДАХ	174
5.1 Состав и основные задачи управленческого блока	174
5.2 Планирование и прогнозирование в системе защиты водных объектов при аварийных разливах нефти	176
5.3 Организация защиты водных объектов при аварийных разливах нефти	180
5.4 Регулирование и контроль защиты водных объектов при авариях на нефтепроводах	186
5.5 Выводы по главе 5	190
ГЛАВА 6 ПРАКТИЧЕСКОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ	192
6.1 Инженерно-технологическое обеспечение защиты водных объектов при аварийных разливах нефти	192

6.1.1 Построение технологических процессов защиты водных объектов.....	192
6.1.2 Создание технических средств для ликвидации аварийных разливов нефти на водных объектах	196
6.1.2.1 Метод расчета удерживающей способности бонового заграждения	196
6.1.2.2 Типоразмерные ряды и отдельные конструкции устройств для локализации и сбора нефти с поверхности воды	197
6.1.2.3 Создание стационарной технологической площадки для удержания нефти.....	202
6.2 Нормативно-техническое регулирование защиты водных объектов.....	206
6.3 Выводы по главе 6.....	211
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	213
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	218
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	218
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СОИСКАТЕЛЯ	231
ПРИЛОЖЕНИЯ (2 отдельных тома): А – II – первый том; Р – III – второй том	

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВП	–	аварийно-восстановительное подразделение
АРН	–	аварийный разлив нефти или нефтепродукта
БГЦ	–	безнапорный гидроциклон
ВО	–	водный объект
ГНТП	–	Государственная научно-техническая программа
ЛАРН	–	ликвидация аварийного разлива нефти
ЛПДС	–	линейная перекачивающая диспетчеризованная станция
МНП	–	магистральные нефте- и (или) продуктопроводы
МЭП	–	минимизация экологических последствий
НИОКР	–	научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
НСУ	–	нефтесборное устройство
ОС	–	окружающая среда
ПЛВА	–	план ликвидации возможной аварии
ПЛАРН	–	план ликвидации аварийного разлива нефти
ПП	–	подводные переходы магистральных нефтепроводов через водные преграды
ПТГ	–	природно-техническая геосистема
ПЭО	–	показатель экологической опасности
РУП	–	республиканское унитарное предприятие
СЗВО	–	система защиты водных объектов
СЗС	–	стационарное защитное сооружение
СТПУН	–	стационарная технологическая площадка для удержания нефти
ТНПА	–	технический нормативный правовой акт
УСБЗ	–	удерживающая способность бонового заграждения
ТБЛ	–	торфяно-болотный ландшафт
ФВ	–	фактор влияния
ЧУП	–	частное унитарное предприятие
ЭП	–	экологические последствия

ВВЕДЕНИЕ

Важнейшим условием обеспечения жизнедеятельности всех отраслей народного хозяйства является надёжное поступление в страну энергоносителей. Для Беларуси единственной стратегически значимой возможностью получения жидких и газообразных углеводородных энергоносителей является использование магистрального трубопроводного транспорта. Это определяет важную роль магистральных трубопроводов в обеспечении энергетической и экономической безопасности страны.

В то же время эксплуатация магистральных нефтепроводов связана с опасностью аварий, создающих серьёзные экологические угрозы, вызванные воздействием больших объёмов разлившейся нефти на окружающую среду, особенно при загрязнении водных объектов.

Это противоречие между высокой востребованностью магистральных нефте- и продуктопроводов и их высокой экологической опасностью, возникающей при авариях, породило проблему, которая по масштабу вовлечённых в неё природных объектов, хозяйственных субъектов и социальных структур, а также по тяжести её проявления в экологической и экономической сферах и величине отвлекаемых ресурсов является крупной научной и народно-хозяйственной проблемой. Для её решения потребовалось проведение с позиций системного анализа научного обоснования и разработки системы защиты водных объектов при аварийных разливах нефти на магистральных нефте- и продуктопроводах.

Загрязнение нефтью окружающей среды является распространённым видом антропогенного воздействия, которое происходит как в результате систематических, так и разовых (аварийных) эмиссий. Одним из наиболее массовых и опасных видов загрязнения нефтью окружающей среды является загрязнение гидросферы.

Здесь и далее термин «нефть», согласно международной конвенции МАРПОЛ 73/78 [1], включает нефть и нефтепродукты. В соответствии с этим в данной работе термин «магистральный нефтепровод» включает магистральные нефте- и продуктопроводы.

Нефть является одним из основных загрязнителей внутренних водоемов, водотоков и морей. Загрязнение гидросферы нефтью происходит из источников различных типов. Каждому типу источников свойственен свой вид эмиссии, для которых разработаны соответствующие системы защиты водных объектов. Исследования по многоплановой проблеме загрязнения гидросферы нефтью осуществляются в рамках развитого научного направления, в котором разрабатываются все аспекты охраны гидросферы.

В решение проблемы рационального использования и охраны водных ресурсов, находящихся под влиянием антропогенной деятельности, существенный вклад вносят белорусские исследователи Бамбалов Н.Н., Бровка

Г.П., Войтов И.В., Иконников В. Ф., Калинин М.Ю., Колобаев А.Н., Кудельский А.В., Лиштван И.И., Михневич Э.И., Рогунович В.П., Усенко В.С.

Новой линией дальнейшего развития научного направления, связанного с загрязнением гидросферы нефтью, которая зародилось в начале 80-х годов прошлого века, является исследование и разработка методов защиты водных объектов при таком виде эмиссии нефтяных загрязнителей, как аварийные разливы нефти. *Загрязнения, происходящие в результате АРН, имеют свои особенности*, которые проявляются в условиях поступления нефти в водные объекты, в технологиях и технических средствах защиты водных объектов, которые используются при этом виде эмиссии, а также в характере экологических последствий загрязнений водных объектов, имеющих особенно тяжёлые формы.

Аварийные разливы нефти на суше могут сопровождать промышленные аварии, происходящие на площадочных сооружениях. Это в первую очередь резервуарные парки нефтехранилищ и нефтебаз предприятий по добыче, переработке, транспорту, хранению и распределению нефти, а также промышленных, транспортных, аграрных и коммунальных предприятий.

Однако, как показывает опыт, наиболее масштабные и опасные АРН на суше происходят при авариях на магистральных нефтепроводах. АРН на МНП являются специфическим и малоизученным видом эмиссии нефтяных загрязнителей, которому присущ ряд *существенных особенностей*. Эти особенности в первую очередь обусловлены тем, что МНП являются *линейно-протяжёнными объектами*. АРН, происходящие на нефтепроводах, отличаются от АРН при авариях на площадочных сооружениях как *по характеру их развития*, так и *по условиям, в которых проводят мероприятия по защите водных объектов*.

Специфика загрязнения водных объектов при АРН на МНП вызвала появление *новых важных аспектов этой проблемы*, требующих глубокого изучения, что обусловило необходимость *концептуального развития существующего научного направления* по обеспечению охраны гидросферы от загрязнения нефтью. Это развитие состоит в проведении исследований всего комплекса условий, при которых происходит загрязнение ВО при АРН на МНП, и разработок, направленных на получение новых научных и практических результатов в области прогнозирования, технологий и управления защитой водных объектов при АРН на МНП.

В Беларуси существует *особенно высокая угроза* загрязнения водных объектов при АРН на МНП, так как территория страны отличается обилием различных водных объектов, образующих сложные гидрологические системы, находящиеся в районах расположения трасс нефтепроводов.

В Концепции национальной безопасности Республики Беларусь [2] констатируется, что в число основных факторов, создающих угрозу безопасности в

экологической сфере, входит функционирование на территории страны объектов повышенного риска (в том числе нефте- и продуктопроводов).

Общая протяжённость МНП в одностороннем исчислении составляет 3891,5 км, а их трассы проходят по четырём техническим коридорам и охватывают значительную часть территории страны. Около 45 % протяжённости трасс нефтепроводов проходят параллельно руслу и в непосредственной близости от крупнейших (по протяжённости и объёму стока) рек Беларуси – Западной Двины и Припяти (главного притока Днепра), являющихся трансграничными водотоками. Объём нефти и нефтепродуктов, находящихся в полости трубопроводов, проложенных вдоль Западной Двины, – около 200 тысяч тонн; вдоль Припяти, – 550 тысяч тонн.

Загрязнение трансграничных рек Западной Двины и Днепра, а также реки Припять большими объёмами нефти, что может стать следствием аварийного разлива на нефтепроводах, создаёт угрозу переноса нефтяных загрязнений на территории сопредельных государств (Латвия и Украина) и попадания этих загрязнений в Балтийское и Чёрное море.

Большая часть МНП Беларуси имеют возраст, приближающийся к 45-летнему сроку, что усиливает тенденции к появлению аварийных ситуаций.

В Концепции национальной стратегии устойчивого развития Республики Беларусь [3] отмечено, что территория Беларуси, для которой характерно наличие многочисленных озёр и торфяно-болотных ландшафтов, является водораздельной для бассейнов Балтийского и Чёрного морей. Это определяет важность территории Беларуси как составной части гидрологической сети европейского континента, играющей существенную роль в обеспечении его экологического равновесия.

В Национальной стратегии устойчивого социально-экономического развития Республики Беларусь на период до 2020 г. [4] конкретно определено, что природоохранные мероприятия на первом этапе (до 2010 г.) должны включать дальнейшее решение экологических проблем рек Днепр, Западная Двина, Неман, Припять.

Эти обстоятельства делают особо значимой проблему загрязнения водных объектов при АРН на МНП не только для Беларуси, так как основная часть нефтяных магистралей проходит по территориям Белорусского Полесья и Белорусского Поозерья, отличающихся особой сложностью, насыщенностью и ценностью гидрологических систем [5, 6], но и для европейского континента в целом.

Сбор разлившейся нефти, осуществляемый в ходе ликвидации негативных экологических последствий её аварийных разливов в водные объекты, позволяет возвращать определённую долю потерянной нефти с целью её дальнейшего использования, что одновременно решает задачи *минимизации экологических последствий и ресурсосбережения*.

Существующая в Беларуси высокая экологическая опасность загрязнения ВО при АРН вызывает необходимость создания научно обоснованных подходов к комплексному решению этой проблемы, что делает *актуальным проведение исследований в этом направлении*.

Исследования, результаты которых обобщены в диссертации, соответствуют Перечню приоритетных направлений фундаментальных и прикладных научных исследований Республики Беларусь на 2006-2010 г.г. [7, пункт 8.0]. Исследования предусматривают проведение работ по предупреждению и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций, в частности, «...проведение прикладных исследований по разработке методов мониторинга окружающей среды, прогнозирования и предупреждения чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера» [7, пункт 8.4].

При решении проблемы защиты водных объектов при АРН учтены существенные особенности, присущие этому виду эмиссии нефтяных загрязнителей, вызванные линейно-протяжённым характером МНП, что обуславливает для разных точек трасс многообразие сочетаний ландшафтных условий, в которых проходит развитие АРН и технико-эксплуатационных характеристик МНП, влияющих на параметры эмиссии в данной точке трассы. Такое сочетание придаёт АРН на МНП, их развитию и формированию экологических последствий многофакторный и стохастический характер.

АРН как явления возникают в момент разгерметизации нефтепровода, развиваются во времени и пространстве в форме взаимодействия разлившейся нефти с компонентами геосферы. Они протекают под воздействием многочисленных факторов, имеющих различную природу – физическую, геоландшафтную, техническую, экономическую, управленческую и другую – и находящихся в сложном взаимодействии. Возникновение и проявление действия этих факторов связаны с различными сферами – окружающей средой, магистральным нефтепроводом как промышленным объектом, сферой государственного, отраслевого и локального управления.

Проблема загрязнения водных объектов при АРН на МНП является междисциплинарной проблемой, содержание которой лежит в границах понятия «геоэкология», а её генезис связан с функционированием магистральных нефтепроводов.

Многофакторность рассматриваемой проблемы обуславливает разнообразие и разнородность деятельности по защите водных объектов, включающей в себя предотвращение и преодоление негативных последствий загрязнения ВО при АРН. Поэтому она должна осуществляться с системных позиций и быть направлена на достижение единой цели – минимизации экологических последствий от загрязнения ВО при АРН.

Средством достижения этой цели является создание системы защиты водных объектов при АРН на МНП, предназначенной для оказания целена-

правленного, управляемого воздействия на всю совокупность факторов, влияющих на развитие и последствия АРН.

Диссертационное исследование включает два этапа:

- на первом этапе проведено научно-методологическое обоснование системы защиты водных объектов при рассматриваемом виде эмиссии – АРН на МНП;

- на втором этапе осуществлены исследования и разработки (в рамках отрасли технических наук) по созданию и обеспечению функционирования элементов этой системы.

Научно-методологическое обоснование системы защиты водных объектов при АРН, проведенное на первом этапе, включает формулирование проблемы и проведение её анализа с целью выявления места этой проблемы среди научных дисциплин; изучение методов исследования и решения таких проблем; определение состояния изученности данной проблемы.

С системных позиций проведен анализ проблемы, целью которого являлось установление и определение взаимодействия сфер, в которых формируются и проявляются факторы, влияющие на возникновение проблемы и её последствия. Результатом этого анализа явилась структурно-логическая схема проблемы загрязнения ВО при АРН, которая отражает генезис и взаимодействие всех факторов, влияющих на развитие и последствия АРН на МНП.

На основе полученных представлений о структуре проблемы, составе и генезисе факторов влияния выбрано основное направление решения проблемы, состоящее в создании СЗВО, обосновании её структуры и состава элементов и их функций.

На втором этапе проведены исследования и разработки, направленные на создание и обеспечение функционирования совокупности элементов СЗВО, объединённых в три функциональных блока: прогнозный, технологический и управленческий.

Исследования и разработка элементов прогнозного функционального блока элементов системы направлены на создание методов идентификации объектов природно-технических геосистем, сегментирования трассы МНП на автономные участки и разработку методов оценки экологических последствий АРН на МНП.

Задачей исследований и разработок элементов технологического блока системы явилось инженерно-технологическое обеспечение защиты ВО при АРН. Для этого проведен комплекс теоретических и экспериментальных исследований процессов локализации и сбора слоя нефти на водотоках, по результатам которых разработаны новые технологии и технические средства для ликвидации аварийных разливов нефти.

Обоснование задач по управлению защитой ВО при АРН и разработка некоторых элементов осуществлены в рамках управленческого блока системы.

Исследование проблемы загрязнения водных объектов при аварийных разливах нефти исторически в первую очередь связаны с загрязнением открытых и прибрежных морских акваторий, источниками которых были аварии морских судов.

Гидродинамические и физико-химические закономерности и конструктивные принципы, на которых основаны методы и технические средства, разработанные для борьбы с разливами нефти на море, нашли применение для локализации и сбора нефти с поверхности водных объектов, расположенных на суше. Загрязнение таких водных объектов имеет целый ряд особенностей, существенным образом отличающих от АРН на море, которые проявляются на всех этапах взаимодействия разлившейся нефти с водной средой с момента аварийной эмиссии.

Известные работы, связанные с авариями на МНП, в значительной степени посвящены исследованиям причин возникновения аварий, методов восстановления работоспособности нефтепровода и направлены на повышение надёжности МНП. Ограниченный круг исследований, связанных с локализацией и ликвидацией загрязнения ВО, возникающих в результате АРН, посвящён изучению отдельных аспектов ликвидации аварий на МНП и частных случаев борьбы с АРН.

Несмотря на некоторый практический опыт, имеющийся в обеспечении защиты ВО при АРН, в настоящее время отсутствуют целостная научная концепция защиты ВО при АРН на МНП и обоснованная методология создания системы защиты.

Совокупность полученных в диссертационном исследовании результатов обеспечила возможность разработки методов прогнозной и технологической деятельности по предотвращению и минимизации последствий загрязнения ВО при АРН и принципов целенаправленного управления этой деятельностью. Это явилось основой для обоснования и создания системы защиты водных объектов при АРН на МНП, нацеленной на минимизацию экологических последствий.

Проведенный комплекс исследований служит дальнейшему развитию научного направления, связанного с проблемой защиты гидросферы от загрязнения нефтью, которое состоит в разработке научно-методических основ и получении новых практических методов и инженерно-технологических средств для защиты водных объектов от загрязнений, сопровождающих рассматриваемый вид эмиссии – АРН на нефтепроводах.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Связь работы с крупными научными программами и темами. Тема диссертации была включена в утверждённые научные планы УО «Полоцкий государственный университет» и соответствует приоритетному направлению фундаментальных и прикладных научных исследований Республики Беларусь в области экологической безопасности, охраны ОС, предупреждения и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций (Приоритетные направления фундаментальных и прикладных научных исследований Республики Беларусь на 2006 – 2010 годы: постановление Совета Министров Республики Беларусь от 17.05.2005 № 512).

В основу диссертации положены материалы, полученные при выполнении исследований по темам НИР, утверждённым Президиумом НАН Беларуси или Министерством образования Республики Беларусь: 1) РНТП «Охрана природы» (02.01.1991 – 30.12.1995): задание «Разработать и внедрить организационно-технические меры по предотвращению загрязнений водных объектов при авариях на нефтепроводах и очистке поверхности водоемов от нефтяных загрязнений»; 2) Межвузовская программа фундаментальных исследований «Химэкология» (02.01.1994 – 30.12.1996): задание 1.3.2 «Разработать композиционные нефтеперерабатывающие сорбенты на основе природных дисперсных органических материалов», № ГР 19963337; 3) ГНТП «Природопользование» (02.01.1997 – 30.12.1998): задание 3.1.3.3 «Разработать схему охраны водных объектов и болотных ландшафтов на территории водосборных бассейнов при залповых выбросах нефти и выработать систему организационно-технических мероприятий», № ГР 19973230; 4) ГНТП «Природопользование и охрана окружающей среды» (30.03.1997 – 30.12.1998): задание 3.2.4.1 «Разработать технологию и эскизы оборудования по нанесению сорбционных материалов и сбору нефтенасыщенных сорбентов при ликвидации аварийных разливов на воде», № ГР 19973231; 5) РНТП «Природопользование и охрана окружающей среды» (01.04.1999 – 21.12.2000): задание 3.2.4.2 «Разработать и внедрить типоразмерный ряд устройств гидромеханического типа, предназначенных для улавливания и сбора нефтяных загрязнений с поверхности водных объектов», № ГР 19994321; 6) ГНТП «Экологическая безопасность» (02.07.2001 – 31.12.2002 – 31.12.2003): задание 6.2.4 «Разработка технологии и методов ликвидации аварийных разливов нефти в зимних условиях на водных объектах», этапы 2001, 2002, 2003 гг., № ГР 20033066 от 13.10.2003; 7) ГНТП «Экологическая безопасность» (15.11.2008 – 31.12.2010): задание 2.20 «Разработать математическую модель и методику расчета ущерба окружающей среде при создании и эксплуатации нефте-, газо- и продуктопроводов», № ГР 20090160 от 28.01.2009; 8) Фонд фундаментальных исследований: договор № 05-4Н от 01.04.2009 о выполнении фундаментальных научных исследований по проблемам истории и культуры, экологии и природопользования Придвинского края «Полоцк-2009»

(01.04.2009 – 31.03.2011): задание № 1629 от 01.04.2009 «Научно-методологическое обоснование оценки экологических последствий аварийных разливов нефти на магистральных нефтепроводах», № ГР 20091320 от 30.06.2009.

Цель и задачи исследования. Целью диссертационной работы является создание научно обоснованной системы защиты водных объектов при аварийных разливах на нефтепроводах, обеспечивающей минимизацию экологических последствий и ресурсосбережение.

Задачи исследования:

- изучить ландшафтные характеристики трасс и техническое состояние нефтепроводов на территории Республики Беларусь, провести анализ характерных особенностей аварий на них и структурно-системный анализ проблемы загрязнения водных объектов при авариях на магистральных нефтепроводах;
- разработать способы моделирования воздействия МНП на водные объекты при авариях и их последствий и создать семейство целевых моделей;
- разработать научно-методологическое обоснование структуры и состава элементов системы защиты ВО при АРН и их функций;
- разработать методы оценок последствий аварий на нефтепроводах по обобщённым количественным показателям;
- разработать методы идентификации компонентов природно-технических геосистем, для чего создать производственные классификации водных объектов и торфяно-болотных ландшафтов;
- разработать методы построения технологических процессов защиты ВО при АРН, основанные на учёте ландшафтных характеристик территорий и использовании типовых технологических процессов ликвидации аварийных разливов нефти (ЛАРН);
- выполнить теоретические и экспериментальные исследования процессов взаимодействия слоя нефти на свободной поверхности водного объекта с боновыми заграждениями, нефтесборными устройствами гидроциклонного типа и ледяным покровом на водотоках;
- разработать новые технические решения для технологий ликвидации аварийных разливов нефти на водных объектах и создать конструкции эффективных нефтесборных устройств;
- разработать технические нормативно-правовые акты по регулированию деятельности, направленной на защиту ВО при АРН.

Объект и предмет исследования. Объектом исследования является природно-техническая геосистема, представляющая собой комплекс, состоящий из объектов естественного ландшафта, аварийного нефтепровода и других стационарных объектов антропогенного происхождения (мелиоративных каналов, дорог и т.п.).

Предмет исследований – система защиты водных объектов при аварийных разливах нефти на МНП, предназначенная для минимизации экологических последствий

Положения, выносимые на защиту, содержат новые научные результаты в области защиты водных объектов при аварийных разливах нефти на нефтепроводах:

1. Методология исследования аварийных разливов нефти на нефтепроводах как специфического вида эмиссии нефтяных загрязнителей, воздействующих на водные объекты, основанная на системном подходе, обеспечившая выявление всей совокупности возникающих и действующих разнородных факторов, влияющих на характер развития и экологические последствия этого явления, и включающая рассмотрение проблемы загрязнения водных объектов как системы, познавательная модель которой представлена в виде структурно-логической схемы проблемы, а состав и характер взаимодействия разнородных элементов, образующих эту систему, отображает структуру и отношения сфер, в которых формируются и действуют факторы влияния.

2. Способы моделирования воздействия нефтепроводов на водные объекты при аварийных разливах, основанные на использовании комбинации стоимостных показателей и факторов влияния, применение которых обеспечило получение семейства целевых моделей, на основе которых созданы новые методы прогнозной количественной оценки последствий возможных аварийных разливов, оценки экологической характеристики территории при проектировании трасс нефтепроводов и оценки эффективности результатов деятельности по ликвидации экологических последствий при конкретном аварийном разливе.

3. Научно-методологический подход к обоснованию структуры и функции системы защиты водных объектов при аварийных разливах нефти на нефтепроводах, а также состава и свойств её элементов, объединённых в функциональные блоки, которые обеспечивают целенаправленное воздействие на соответствующие им элементы системы проблемы загрязнения водных объектов, для чего используется совокупность разработанных технологических методов и управленческих механизмов, обеспечивающих минимизацию экологических последствий аварийных разливов нефти на нефтепроводах.

4. Принцип составления планов ликвидации аварийных разливов нефти, основанный на комплексном методе построения технологических процессов защиты водных объектов при аварийных разливах, в котором объединены методы и правила выполнения отдельных, осуществляемых поэтапно процедур, включающих формализацию представления характеристик объектов окружающей среды и сценариев развития аварийных разливов нефти, типизацию и унификацию технологических операций ликвидации аварийных разливов. В их число входят: мониторинг параметров элементов природно-технических геосистем, идентификация объектов окружающей среды, сегментирование трассы нефтепроводов, систематизация и кодификация объектов окружающей среды, составление банка типовых технологических опе-

раций, разработка схематизированных сценариев развития аварийных разливов, разработка типовых технологических процессов ликвидации аварийных разливов нефти и составление их технологических карт.

5. Закономерности, теоретические и экспериментальные зависимости, описывающие взаимодействие слоя нефти на поверхности воды с боновыми заграждениями, нефтесборными устройствами гидроциклонного типа, с ледяным покровом, позволившие установить гидромеханические механизмы этого взаимодействия и на этой основе разработать предложения по совершенствованию эксплуатационных характеристик нефтесборного оборудования за счёт увеличения удерживающей способности бонов и повышения эффективности сбора слоя нефти с поверхности воды устройствами гидроциклонного типа, в том числе при наличии ледяного покрова.

6. Новые технические решения (способы, устройства) и типоразмерные ряды конструкций оборудования, предназначенного для локализации и сбора разлившейся нефти с поверхности водных объектов при аварийных разливах в широком диапазоне условий их применения: в неподвижной воде, на водотоках, при наличии ледяного покрова, в комбинации с использованием нефтяных сорбентов-собираателей.

Личный вклад соискателя. Диссертационное исследование является самостоятельной научной работой, в которой осуществлены обоснование, постановка и разработка научных идей, положенных в основу решения исследуемой проблемы и создание практических методов использования полученных научных результатов. Начатые соискателем в конце 1970-х годов исследования в области защиты водных объектов от загрязнения нефтью при аварийных разливах позволили глубоко изучить и раскрыть особенности этого вида эмиссии нефтяных загрязнителей и предложить научное обоснование решения данной проблемы. Под руководством соискателя и с его участием созданы научно-методологические основы системы защиты водных объектов при АРН на МНП и разработаны её элементы, обеспечивающие прогнозирование развития аварийных разливов на нефтепроводах и их последствий, технологическое обеспечение защиты водных объектов при аварийных разливах и управление защитой водных объектов.

Личный вклад соискателя состоит в организации и проведении экспериментальных исследований, обобщении полученных результатов и разработке на их основе новых технических решений, технологий и конструкций нефтесборных устройств, а также стационарных защитных сооружений.

Под руководством соискателя и при его участии разработаны технические нормативно-правовые акты по проблеме защиты водных объектов при авариях на нефтепроводах.

Основные научные и практические результаты диссертационной работы, а также положения, выносимые на защиту, получены и разработаны лично ав-

тором. В представленной докторской диссертации материалы кандидатской диссертации автора не использованы.

Соискатель дает ссылки на авторов и источники совместно полученных результатов, принадлежащих соавторам научных работ. Персональный вклад соискателя в полученные научные результаты по публикациям составляет 39 авторских листов (62 %) при общем объеме 63 авторских листа.

Апробация результатов диссертации. Результаты исследований доложены более чем на 30 конференциях, форумах, симпозиумах (международных, региональных, республиканских и вузовских), в том числе: на научно-технической конференции «Охрана окружающей среды и рациональное использование ресурсов», апрель 1989 г., г. Новополоцк; научно-техническом семинаре «Очистка сточных вод и подготовка воды для промводоснабжения», февраль 1990 г., г. Новополоцк; региональной научно-теоретической конференции «Общество и наука: проблемы взаимодействия в условиях формирования рыночных отношений», апрель 1993 г., г. Минск; республиканской научной конференции «Экологическое и социально-экономическое обоснование схем рационального природопользования», октябрь 1993 г., г. Минск; республиканской научно-методической конференции «Ресурсосберегающие и экологически чистые технологии», июнь 1994 г., г. Гродно; республиканском научно-методическом семинаре «Экологическое образование-96», апрель 1996 г., г. Минск; республиканской научно-методической конференции «Экологическое образование-98», май 1998 г., г. Минск; II научно-технической конференции «Проблемы безопасности и надежности трубопроводного транспорта», май 1999 г., г. Новополоцк; III (сентябрь 2000 г., г. Минск), IV (октябрь 2003 г., г. Новополоцк), V (июнь 2006 г., г. Новополоцк), VI (декабрь 2007 г., г. Новополоцк) научно-технических конференциях «Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта»; 4 (январь 2001 г.) и 5 (январь 2003 г.) научно-технических конференциях «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России», г. Москва; I (май 2001 г.), II (июль 2003 г.), III (июнь 2005 г.), IV (июнь 2007 г.) и V (июль 2009 г.) международных научно-практических конференциях «Чрезвычайные ситуации: предупреждение и ликвидация», г. Минск; международной научно-технической конференции «Трубопроводный транспорт – сегодня и завтра», ноябрь 2002 г., г. Уфа; Водном форуме «Современное состояние, проблемы и перспективы использования водных ресурсов Беларуси», сентябрь 2003 г., г. Минск; Белорусско-российском научно-практическом семинаре «Технологии ликвидации последствий аварийных разливов нефти и нефтепродуктов», май 2004 г., г. Новополоцк; I (сентябрь 2004 г.), II (сентябрь 2005 г.), III (сентябрь 2006 г.) и IV международных экологических симпозиумах «Экологические проблемы природно-технических комплексов», г. Полоцк; Белорусско-польском научно-практическом семинаре, октябрь 2004 г., г. Ольштын; международной научно-технической конференции «Ресурсо- и энергосберегающие технологии, оборудование, экологи-

чески безопасные технологии», ноябрь 2008 г., Минск; международной конференции «Торф в решении проблем энергетики, сельского хозяйства и экологии», май – июнь 2006 г., г. Минск; II международном водном форуме «Современное состояние, проблемы и перспективы использования трансграничных водных объектов», март 2006 г., г. Минск; III международном водном форуме «Международное сотрудничество в решении водно-экологических проблем», октябрь 2008 г., г. Минск; IV міжнароднай навуковай канферэнцыі «Прыроднае асяроддзе Палесся: асаблівасці і перспектывы развіцця», верасень 2008 г., Брэст; международной научно-технической конференции «Прочность и надежность магистральных трубопроводов», июнь 2008 г., г. Киев; международной научно-практической конференции «Качество в XXI веке: системный подход и инновации», март 2008 г., г. Минск; 9-й международной научной конференции «Сахаровские чтения 2009 года: экологические проблемы XXI века», май 2009 г., г. Минск.

Опубликованность результатов. По теме диссертации опубликовано 167 печатных работ (63 авторских листа), в том числе 2 монографии, 49 статей в научных журналах, из них: 21 статья (8 авторских листов) – в научных изданиях, включенных в перечень изданий ВАК для опубликования результатов диссертационных исследований, 7 – в зарубежных научных изданиях, 21 – в сборниках научных трудов, научно-технических журналах, не включенных в перечень ВАК; 30 статей в сборниках материалов конференций; 46 тезисов докладов; 28 патентов; книг, брошюр и технических нормативно-правовых актов – 12.

Структура и объем диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, общей характеристики работы, шести глав, заключения, списка используемых источников и приложений (два отдельных тома).

Общий объем диссертации составляет 251 страницу, текстовая часть – 216 страниц, включает 51 иллюстрацию (29 страниц), 11 таблиц (6 страниц). Количество приложений 20 (404 страницы). Библиографический список содержит 329 наименований, в том числе 17 – на иностранных языках.

ГЛАВА 1

ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ПРОБЛЕМЫ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ НЕФТЬЮ

Проблеме загрязнения водных объектов при аварийных разливах нефти в целом посвящены разноплановые исследования, выполненные методами, присущими различным научным дисциплинам, связанным с геоэкологией, водоснабжением, водоотведением и охраной водных ресурсов, морским транспортом, защитой населения и окружающей среды при чрезвычайных ситуациях, трубопроводным транспортом нефти и нефтепродуктов и ряду других научных дисциплин.

В данной главе на основе анализа библиографических источников приведен обзор основных этапов развития научных представлений по проблеме защиты водных объектов при аварийных разливах нефти на МНП и анализ состояния этой проблемы.

1.1 Развитие научных представлений по проблеме загрязнения водных объектов нефтью при аварийных разливах на магистральных нефтепроводах

В Концепции национальной безопасности Республики Беларусь [2] нефтепроводы отнесены к объектам повышенного риска в экологической сфере. Нужно отметить, что в режиме нормальной эксплуатации негативное экологическое воздействие трубопроводов не является экстремальным [1–А, 2–А, 3–А], однако аварии на нефтепроводах, как правило, сопровождаются крупными разливами нефти, воздействию которой подвергаются все компоненты окружающей среды [8–17].

Загрязнение окружающей среды нефтью является одним из самых распространённых и опасных видов загрязнения. Существует чрезвычайно широкий спектр производственных объектов, из которых нефть как загрязнитель поступает в окружающую среду [4–А, 5–А]. Они принадлежат сферам добычи нефти, транспортирования различными видами транспорта, переработки нефти, хранения и распределения нефтепродуктов и потребления нефтепродуктов и топлива энергогенерирующими объектами, а также всеми видами транспорта, строительной, сельскохозяйственной, военной и другой техники.

Большие масштабы использования нефти и нефтепродуктов практически во всех областях хозяйственной деятельности обусловили значительные

объёмы нефтяных загрязнений, поступающих в окружающую среду, и *разнообразие видов эмиссии* нефтяных загрязнителей.

Разлившаяся при авариях нефть может загрязнять все компоненты природной среды: литосферу, гидросферу и атмосферу [18]. Находясь в них, нефть начинает оказывать негативное воздействие на объекты биосферы и социум. Воздействие нефтяных загрязнителей имеет различную природу: токсическую, химическую, биохимическую и термическую (при возгорании), что связано с физико-химическими свойствами нефти [19, 20].

Попадая в почву, разлившаяся нефть нарушает водно-воздушный баланс среды, растений и организмов, обмен веществ и трофические связи [21–24, 6–А – 9–А]. Проникновение разлившейся нефти в грунт приводит к загрязнению нефтью грунтовых вод [25, 26].

Особое место занимает загрязнение нефтью торфяно-болотных ландшафтов, которые играют важную роль в биогеоценозе территорий и отличаются сложностью морфологического состава, высокой чувствительностью к загрязнениям и трудностями проведения аварийно-восстановительных работ. Часто болота входят в состав проточных гидрологических систем, и попавшая в них нефть может мигрировать в русла больших рек [27–31].

Загрязнение атмосферы происходит главным образом за счет испарения компонентов нефти [32], а также в случае загорания нефти – за счёт продуктов горения.

Однако наиболее тяжёлые и масштабные экологические последствия АРН возникают при поступлении нефти в гидросферу, так как она является одним из наиболее опасных органических загрязнителей её объектов. Масштабы глобального загрязнения гидросферы и тяжесть экологических последствий вывели эту проблему в центр внимания специалистов и способствовали формированию крупного научного направления по охране гидросферы от загрязнения нефтью, в рамках которого разрабатываются различные аспекты научного обеспечения охраны объектов гидросферы.

Всё многообразие различных видов эмиссий нефтяных загрязнителей по всей номенклатуре источников можно разделить на систематические и разовые.

Систематические эмиссии в наибольшей мере присущи производственным объектам площадочного типа (нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие предприятия, нефтехранилища и т.п.). Для борьбы с загрязнением объектов гидросферы при систематических эмиссиях в ходе многолетних усилий исследователей и разработчиков созданы разнообразные методы и комплексы стационарных очистных сооружений. На стационарных очистных сооружениях разных типов используют комбинации различных физических, химических, биологических методов очистки сточных вод, что поз-

воляет обеспечивать охрану окружающей среды от загрязнения нефтью в обусловленных действующими нормами границах.

Разовые эмиссии нефти, на которых сосредоточено внимание в данном исследовании, связаны с промышленными инцидентами или авариями. Они имеют стохастический характер и, как правило, происходят в форме крупнотоннажных разливов. На площадочных производственных объектах для предотвращения поступления в окружающую среду разлившейся при авариях нефти, как правило, существуют стационарные защитные сооружения (обваловка резервуаров, резервуары с двойными стенками и т.п.), которые обеспечивают локализацию разлившейся нефти для её последующего сбора. На площадочных производственных объектах также не существует серьёзных трудностей в разработке сценариев развития АРН, так как ландшафтные условия, в которых он может произойти, для данного объекта стабильны и хорошо известны [10].

В отличие от этого развитие АРН на линейно-протяжённых производственных объектах, какими являются МНП, отличается большой вариативностью. Она вызвана разнообразием ландшафтных условий на различных участках протяжённых трасс МНП, которые влияют как на характер развития аварийного разлива нефти после разгерметизации трубопровода, а, следовательно, и на условия проведения работ по ликвидации АРН, так и на экологические последствия аварии.

Кроме того, в зависимости от параметров аварийного отверстия в стенке трубопровода объём вылившейся нефти при одном и том же режиме перекачки может быть различным. Но даже для одинаковых размеров аварийных отверстий в разных точках трассы этот объём будет различным в зависимости от профиля трубопровода в месте разгерметизации и координат аварийного отверстия относительно линейных задвижек.

Масштабы загрязнения ВО значительно увеличиваются при попадании нефти в водотоки, так как течение переносит нефть на большое расстояние, увеличивая площадь загрязнения [8, 9, 33–35]. На реках с быстрым течением протяженность зоны загрязнения может достигать 150 и более километров.

При низких температурах (в зимних условиях), природные процессы, которым подвергается нефть, попавшая в воду, резко замедляются [36]. При распространении нефтяного пятна подо льдом значительное ее количество задерживается на нижней поверхности льда в неподвижном состоянии [37].

В ретроспективном плане проблема загрязнения водных объектов при аварийных разливах нефти впервые привлекла к себе серьёзное внимание в марте 1967 года, когда в проливе Ла-Манш произошла авария крупнейшего в мире танкера «Торри Кэньон» [38], из которого в море вылилось около 130 тысяч тонн сырой нефти. Авария танкера «Торри Кэньон» положила начало

интенсивным работам по исследованию и созданию методов ликвидации аварийных разливов нефти (ЛАРН) для борьбы с загрязнениями моря, его прибрежных акваторий и берегов [39–42].

Гидродинамические и физико-химические закономерности и конструктивные принципы, на которых основаны методы и технические средства, разработанные для борьбы с разливами нефти на море, в дальнейшем были приняты во внимание при создании систем защиты водных объектов, расположенных на суше [10–А, 11–А].

Можно отметить, что работа автора диссертации по проблеме защиты водных объектов началась с выполнения исследований и разработок по созданию технических средств для сбора нефти с морских акваторий [12–А – 15–А].

Характер загрязнения водных объектов суши при АРН на МНП имеет целый ряд особенностей, существенным образом отличающих их АРН на море [8, 9]. Главное отличие состоит в том, что основным типом ВО, которые загрязняются при АРН на МНП, в подавляющем числе случаев являются водотоки, что обуславливает стремительное распространение нефти на большие расстояния. При перемещении слоя разлившейся нефти по поверхности водотока, в сравнении с загрязнением морской поверхности, меняются условия работы технических средств, предназначенных для локализации и сбора нефти.

Другое существенное отличие состоит в том, что при морских АРН весь объём разлившейся нефти непосредственно поступает в водную среду, в то время как при АРН на суше такая ситуация возникает только при авариях на подводных участках (подводных переходах) нефтепроводов.

В подавляющем большинстве случаев АРН на МНП происходят на некотором расстоянии от ВО. Разлившаяся нефть от точки, в которой произошёл АРН, перемещается по профилю местности до ВО. При таких сценариях АРН происходят масштабные негативные воздействия разлившейся нефти на почву, грунтовые воды, растительность и животный мир.

В то же время при такой схеме АРН снижается доля разлившейся нефти, которая попадает в ВО и, что особенно важно, создаётся реальная возможность проведения профилактических и оперативных организационно-технических мероприятий по предотвращению (уменьшению) попадания нефти непосредственно в ВО.

В целом АРН на МНП обладают существенными особенностями, обусловленными сочетанием стохастического характера разовых эмиссий и большого разнообразия ландшафтных условий, в которых происходят АРН на МНП и осуществляется их ликвидация. Специфика, присущая этому виду эмиссии, вызвала появление новых важных аспектов проблемы загрязнения

гидросферы нефтью, что дало основание рассматривать АРН на МНП как отдельный вид эмиссии нефтяных загрязнителей. Это потребовало, в рамках научного направления по охране гидросферы от загрязнения нефтью, проведения исследований всего комплекса условий, при которых происходит загрязнение ВО при АРН на МНП, а также разработок, направленных на получение новых научных и практических результатов в области прогнозирования, технологий и управления защитой водных объектов при АРН на МНП.

1.2 Анализ ландшафтных характеристик трасс и технического состояния нефтепроводов на территории Республики Беларусь

По территории Республики Беларусь трассы магистральных нефте- и продуктопроводов проложены в четырёх технических коридорах. Трассы нефтепроводов «Унеча–Полоцк–Скрудалиена» и «Сургут–Полоцк» расположены в северо-восточной части, а трассы «Унеча–Мозырь–Брест» и «Мозырь–Броды» – в южной части страны (рисунок 1.1).

МНП Беларуси проходят по территориям с развитой речной сетью. Трассы расположены вдоль главной реки трансграничного сообщения Западная Двина, крупного притока первого порядка реки Припять, впадающей в главную реку трансграничного сообщения Днепр. Кроме главных рек трассы пересекают различные водотоки, являющиеся притоками первого, второго и третьего порядка указанных рек [16–А], а также многочисленные ручьи и каналы.

Непосредственную и наиболее серьёзную экологическую опасность представляют линейные участки магистральных нефтепроводов, проложенные под руслом водотоков – подводные переходы (ПП). На территории Беларуси трассы МНП пересекают 214 ВО, из них 43 реки, 15 из которых – крупные, среди которых Припять, Сож, Днепр, Западная Двина, а также 53 ручья и 118 каналов. 26 пересечений являются многониточными, в которых суммарно уложено 80 ниток трубопроводов (таблица 1.1).

Для оценки условий, в которых будут проявляться экологические последствия возможных АРН на территории Беларуси, и оценки связанной с ними экологической опасности, а также для выработки методов по обеспечению минимизации последствий изучены и проанализированы ландшафтные характеристики территорий, по которым проходят трассы МНП [13–А, 16–А – 18–А].

Для трасс МНП, которые проложены в северной и северо-восточной

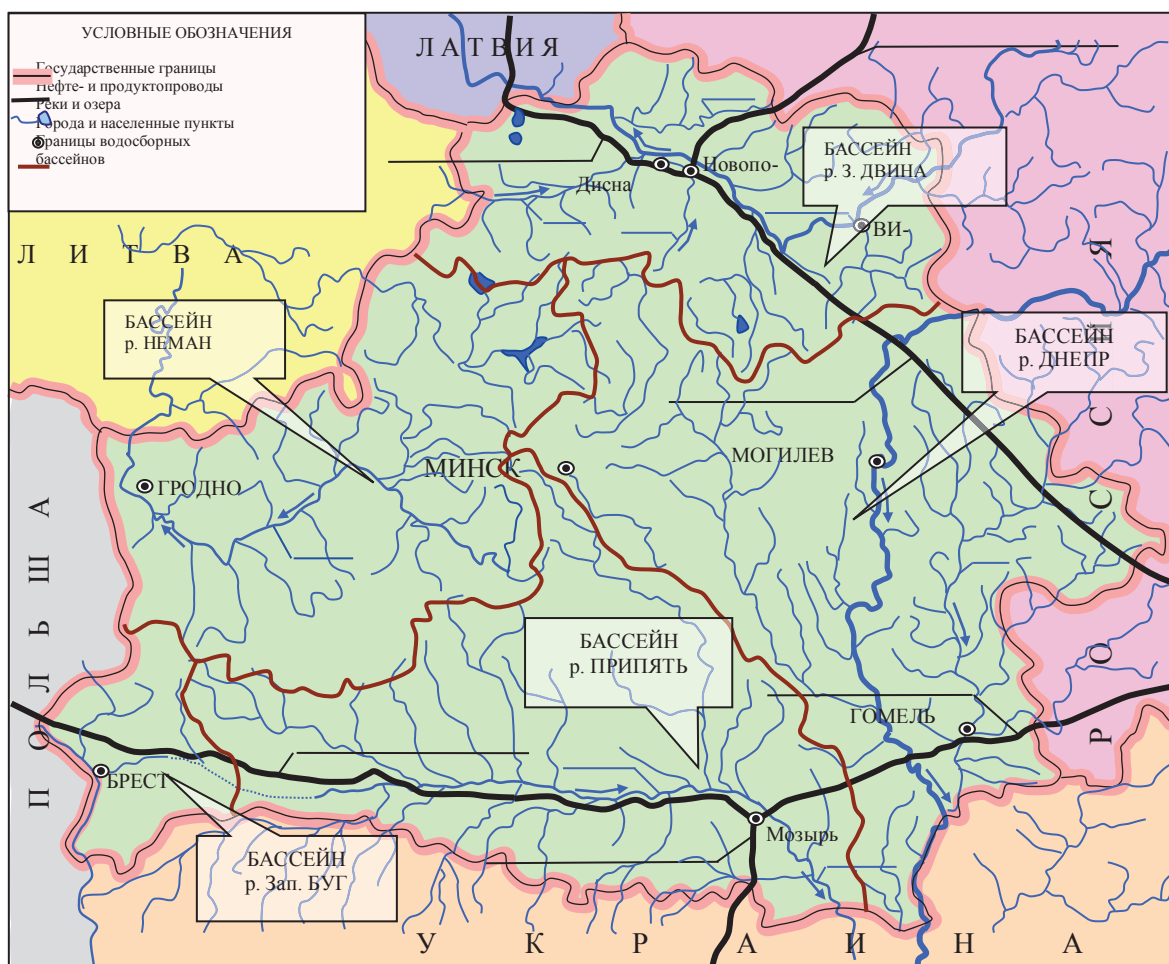


Рисунок 1.1 – Расположение трасс магистральных нефте- и продуктопроводов

частях республики, характерно большое разнообразие ландшафтов, почвенного покрова и наличие значительного количества водных объектов.

Таблица 1.1 – Количество пересечений трасс МНП с различными водными объектами

Наименование трубопровода	Пересечение с водными объектами		
	реки	ручьи	каналы
МНП «Полоцк–Вентспилс»			
МНП «Полоцк–Биржай–Мажейкай»	7	17	3
МНПП «Дисна–Илуксте»			
МНП «Унеча–Полоцк»	46	15	11
МНПП «Унеча–Полоцк»			
МНП «Сургут–Полоцк»	10	–	–
МНП «Унеча–Мозырь»	6	24	2
МНПП «Стальной конь–Запад»			
МНП «Мозырь–Брест»	13	5	96
МНП «Мозырь–Броды»	1	1	6
Всего 214, в том числе:	43	53	118

Трасса МНП «Унеча–Полоцк» на своём протяжении пересекает 12 родов (рисунок А1.1 в приложении А1) и 20 видов ландшафтов и является самой сложной с точки зрения ландшафтного разнообразия. Характерной особенностью ландшафтов является развитая долинно-овражно-балочная сеть, которая наиболее развита по склонам долин рек. Однообразие водораздельных пространств нарушается многочисленными западинами (блюдцами). Территория хорошо дренируется многочисленными водотоками. В случае АРН нефть будет перемещаться по овражно-балочной сети до ближайшего водотока, либо скапливаться в понижениях рельефа, обусловленных наличием большого количества суффозионных западин.

Трасса МНП «Сургут–Полоцк» проходит по Полоцкой низине на правобережье реки Западная Двина, на своём протяжении пересекает 4 рода (рисунок А1.2 в приложении А1) и 7 видов ландшафтов.

Поверхность слабо расчленена речными долинами и ложбинами стока талых ледниковых вод. В отдельных местах расчленена Западной Двиной и нижними участками её притоков. Территория слабо дренируемая, часто встречаются заболоченные котловины с остаточными озёрами.

Трасса МНП «Сургут–Полоцк» на своем протяжении пересекает 7 притоков реки Дрисса, которая впадает в реку Западная Двина, а также 109 торфяно-болотных ландшафтов различного типа, протяженности и глубины залежи. Заболоченность трассы составляет 38 %. В основном преобладают участки торфяно-болотных ландшафтов протяженностью 100 – 300 м.

Из описания территории следует, что АРН на МНП «Сургут–Полоцк» могут привести к загрязнению торфяно-болотных и примыкающих к ним водных объектов и загрязнению притоков реки Дрисса, вследствие чего может произойти загрязнение самой реки Дрисса и реки Западная Двина, в которую впадает река Дрисса.

Структура ландшафтов вдоль трассы МНП «Полоцк–Биржай–Мажейкяй» (рисунок А1.3 в приложении А1) в целом схожа с вышеописанной структурой ландшафтов для трассы МНП «Сургут–Полоцк».

В южной части республики все ландшафты относятся к полесскому (широколиственно-лесному) подтипу. Геологическая основа ландшафтов сформировалась под влиянием деятельности талых вод днепровского ледника и представлена преимущественно песчаным материалом.

МНП «Унеча–Мозырь» проходит по территории Гомельского Полесья и Приднепровской низменности. Большей частью она располагается в бассейне реки Припять и реки Днепр. Ландшафтная структура трассы показана на рисунке А1.4 приложения А1.

Для рельефа данного района характерны молодые, слаборазвитые долины рек, множество озер, бессточных западин различных размеров и форм, изредка соединенных между собой реками-протоками. Важной особенностью этого нефтепровода является то, что трасса проходит по территории с развитой сетью мелиоративных каналов, по которым преимущественно будет происходить миграция нефти разлившейся при возможных аварийных разливах.

Магистральный нефтепровод «Мозырь–Броды» проходит по территории Полесья на правом берегу реки Припять. Рельеф представляет собой плоскую вторично водно-ледниковую равнину с отдельными денудированными моренными холмами. В случае АРН на МНП нефть будет распространяться по поверхности земли и скапливаться в низинах. Ландшафтная структура трассы показана на рисунке А1.5 приложения А1.

Структура ландшафтов вдоль трассы МНП «Мозырь–Брест» в целом схожа со структурой ландшафтов для трассы МНП «Унеча–Мозырь» (рисунок А1.6 приложения А1).

Магистральный нефтепровод Мозырь–Брест проходит параллельно реке Припять по территории Припятского Полесья.

Рельеф данной области плоско-волнистый, чередуется слабовыгнутыми низинами и холмистыми возвышенностями. Для него характерны молодые, слаборазработанные долины рек, множество озер и бессточных впадин различных размеров и форм, изредка соединенных между собой сточными реками – протоками. Характерно наличие крупных заторфованных болотных массивов и остаточных озёр.

Дренаживание поверхности осуществляется в основном достаточно развитой цепью естественных водотоков. Почти все торфяно-болотные ландшафты относятся к низинному типу, заболоченность района – 28 %. Большой частью они располагаются в речных долинах, занимая большие площади.

Из проведенного анализа следует, что на территории Беларуси в случае АРН на МНП вероятность попадания нефти в водотоки очень велика, а её дальнейшее распространение будет происходить по гидрологической системе вплоть до попадания в главные реки трансграничного сообщения. Необходимо отметить, что ~ 45 % протяженности всех трасс МНП проходит вдоль русел крупных рек (Западной Двины, Припяти) на незначительном расстоянии от них (см. рисунок 1.1), что создаёт условия для поступления разлившейся при АРН нефти непосредственно в эти реки и представляет реальную угрозу для акваторий Балтийского и Чёрного морей.

Характер ВО и их расположение по отношению к трассам МНП создают высокую опасность загрязнения ВО при АРН на МНП. При этом

ландшафтные условия, в которых могут происходить АРН, отличаются очень большим разнообразием, что требует создания гибких технологических процессов, учитывающих разнообразие ландшафтных условий.

Определяющим элементом в проблеме загрязнения водных объектов при АРН является магистральный нефтепровод, наличие которого и обуславливает существование самой проблемы. Многочисленными и обширными исследованиями, выполненными специалистами в области надёжности магистральных нефтепроводов, выявлены условия, при которых трубопровод переходит в аварийное состояние и связывающие их закономерности. Установлены зависимости, которые позволяют моделировать параметры аварийных эмиссий транспортируемых продуктов [43–46].

С этих позиций рассмотрены технические данные нефтепроводов, расположенных в Беларуси и их современное техническое состояние.

Сооружение МНП на территории Беларуси началось в начале шестидесятых годов. Основные технические данные МНП Беларуси [16–А], введенных в строй в период между 1964 и 1977 гг., приведены в таблице 1.2, более подробные данные – в приложении А2.1.

Таблица 1.2 – Магистральные нефте- и продуктопроводы, расположенные на территории Беларуси

Наименование трубопровода	Предприятие, эксплуатирующее трубопровод	Протяженность трубопровода, км	Протяженность коридора, км	Диаметр трубы, мм	Год ввода нефтепровода в эксплуатацию
МНП «Унеча–Мозырь»	РУП «Гомельтранс-нефть «Дружба»	183	183	820	1966
«Унеча–Стальной Конь» (345 – 527 км)	ЧУП «Запад–Транснефтепродукт»	183	32	530	1966
«Унеча–Стальной Конь» (527 – 559 км)	ЧУП «Запад–Транснефтепродукт»	32		530	1966
МНП «Мозырь–Броды	РУП «Гомельтранс-нефть «Дружба»	32	441	720	1973
МНП «Мозырь–Брест»	РУП «Гомельтранс-нефть «Дружба»	441		630	1966
МНП «Унеча–Полоцк»	НРУПТН «Дружба»	380	380	820	1964
«Унеча–Полоцк» (433 – 455 км)	ЧУП «Запад–Транснефтепродукт»	22	112,5	530/377	1964
МНП «Полоцк–Вентспилс»	НРУПТН «Дружба»	112,5		720	1968

Продолжение таблицы 1.2.

«Дисна–Илуксте»	ЧУП «Запад–Транснефтепродукт»	90,5		530	1974
МНП «Сургут–Полоцк»	НРУПТН «Дружба»	83	83	1020	1981
НПП «Полоцк–Минск»	ЧУП «Запад–Транснефтепродукт»	278	278	426	1987 – 1990

Фактический срок эксплуатации большинства магистральных трубопроводов в Беларуси приближается к тому периоду, когда значительно возрастает интенсивность отказов и аварий (приложение А2.2). По мере увеличения возраста трубопроводов (таблица 1.3) усиливается тенденция к снижению их надёжности и повышению вероятности аварий. Старение трубопроводов сопровождается снижением защитных свойств изоляционных покрытий, накоплением и развитием дефектов в трубах и сварных соединениях и процессами старения металла труб. Исследования показывают [43, 44], что после 35 лет работы снижение прочностной надёжности линейной части магистральных нефтепроводов достигает ~ 15 %.

Таблица 1.3 – Сроки эксплуатации МНП Республики Беларусь

Срок эксплуатации	Протяженность в одноконтинентальном исчислении	Процент от общей протяженности		
		2000 г.	2005 г.	2010
Нефтепроводы				
30 лет и более	1889,5	29 %	59 %	62 %
От 20 до 30 лет	575,5	33 %	5 %	2 %
От 10 до 20 лет	–	2 %	–	–
Менее 10 лет	441	11 %	11 %	11 %
Нефтепродуктопроводы				
30 лет и более	616,9	16 %	18 %	18 %
От 20 до 30 лет	90,5	2 %	-	-
От 10 до 20 лет	278	–	7 %	7 %
Менее 10 лет	–	7 %	–	–
Все трубопроводы				
30 лет и более	2506,4	45 %	77 %	80 %
От 20 до 30 лет	666	35 %	5 %	2 %
От 10 до 20 лет	278	2 %	7 %	7 %
Менее 10 лет	441	18 %	11 %	11 %

В обеспечении промышленной и, следовательно, экологической безопасности МНП основополагающим является достижение необходимого уровня надёжности объектов [46]. Поэтому вполне обоснованно, что на решение этой

задачи направлены наибольшие усилия исследователей, проектировщиков, строителей и специалистов, осуществляющих их эксплуатацию.

Проблеме обеспечения надёжности и безопасности ПП МНП, которая является важнейшим условием обеспечения экологической безопасности МНП, исследованию причин АРН посвящены многочисленные и глубокие исследования, которые представлены и обобщены в различных источниках [44, 46–56]. Изучением и обобщением причин аварий на нефтепроводах, исследованием механизмов их разрушения (разгерметизации) занимается широкий круг специалистов в Беларуси (Сосновский Л.А., Красневский С.М., Бордовский А.М.) и в России (Гумеров А.Г., Васильев Г.Г., Черняев К.В., Васин Е.С., Ревазов А.М.). Исследованию причин АРН посвящены многочисленные и глубокие исследования, которые представлены и обобщены в различных источниках [44, 46, 51–56]. В работах по исследованию надёжности трубопроводов также участвовал автор диссертации [19–А – 22–А, 25–А – 28–А].

Большое количество работ посвящено анализу условий, способствующих возникновению дефектов, являющихся непосредственными причинами аварий [43–45, 49, 57]. В результате обработки значительных статистических данных сделан вывод о том, что проектный ресурс нефтепровода [46] складывается из трёх этапов [45, 46, 51, 58] (рисунок 1.2): этап приработки (длится в течение 3 – 4 лет); этап стабилизации (наступает после этапа приработки и длится приблизительно до 15 – 20 лет эксплуатации); этап старения (особенно заметен после 20 лет).

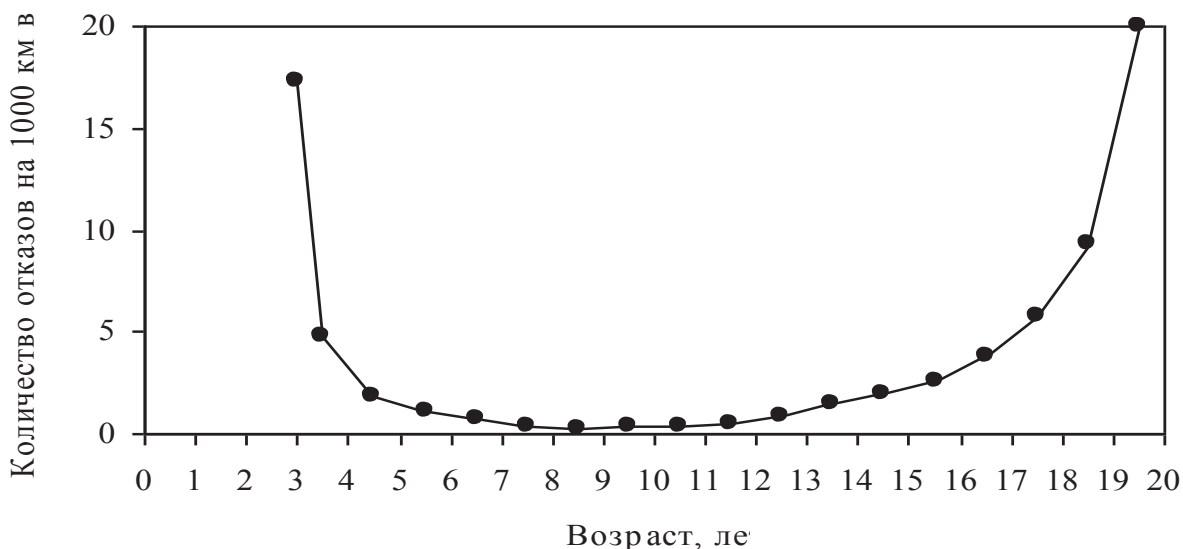


Рисунок 1.2 – График усредненной зависимости интенсивности отказов (количество отказов на 1000 км в год) от возраста нефтепровода

За время существования в Беларуси двух предприятий по транспорту нефти и одного предприятия по транспорту нефтепродуктов на эксплуати-

руемых ими магистральных трубопроводах, по данным, изученных нами в ходе проводимых исследований журналов регистрации аварий и инцидентов, на этих предприятиях произошло 104 аварии (приложение А2.3).

Основные причины аварий (рисунок 1.3) на МНП Беларуси (на примере предприятия «Гомельтранснефть «Дружба») рассмотрены в [49].

Повышение качества эксплуатации, улучшение строительно-монтажных работ, ликвидация строительных дефектов, тотальная внутритрубная диагностика и последующее устранение выявленных дефектов позволили на трубопроводах Беларуси (как и в России) в какой-то степени переломить тенденцию увеличения аварийности и даже снизить на фоне роста протяженности трубопроводов среднегодовое количество аварий.

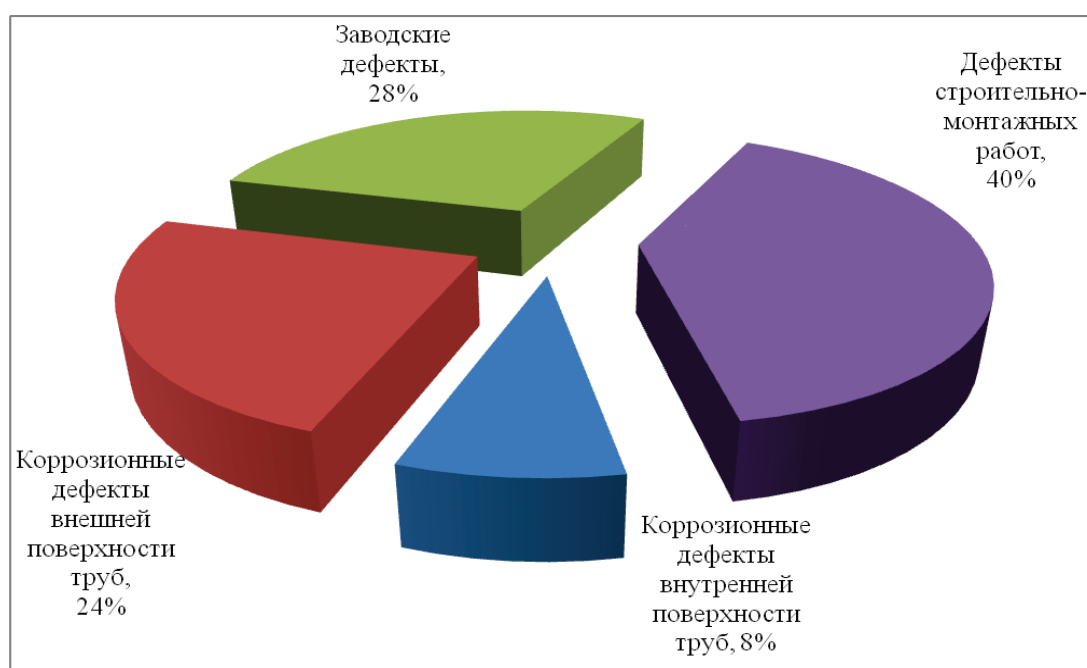


Рисунок 1.3 – Распределение дефектов труб линейной части нефтепроводов по типам

Оперируя значениями количества аварий за каждый год и протяженности нефтепроводов в каждом году, можно определить интенсивность возникновения аварий за каждый год периода эксплуатации, которая определяется как частное:

$$I = N / L,$$

где I – интенсивность возникновения аварий за год, шт/(км·год);

N – количество аварий за год, шт/год;

L – протяженность нефтепроводов, км.

На рисунке 1.4. представлено графическое отображение изменения интенсивности аварий за время эксплуатации магистральных нефтепрово-

дов в Беларуси. Необходимо отметить общее снижение интенсивности аварий, характеризуемое полиномиальным рядом.

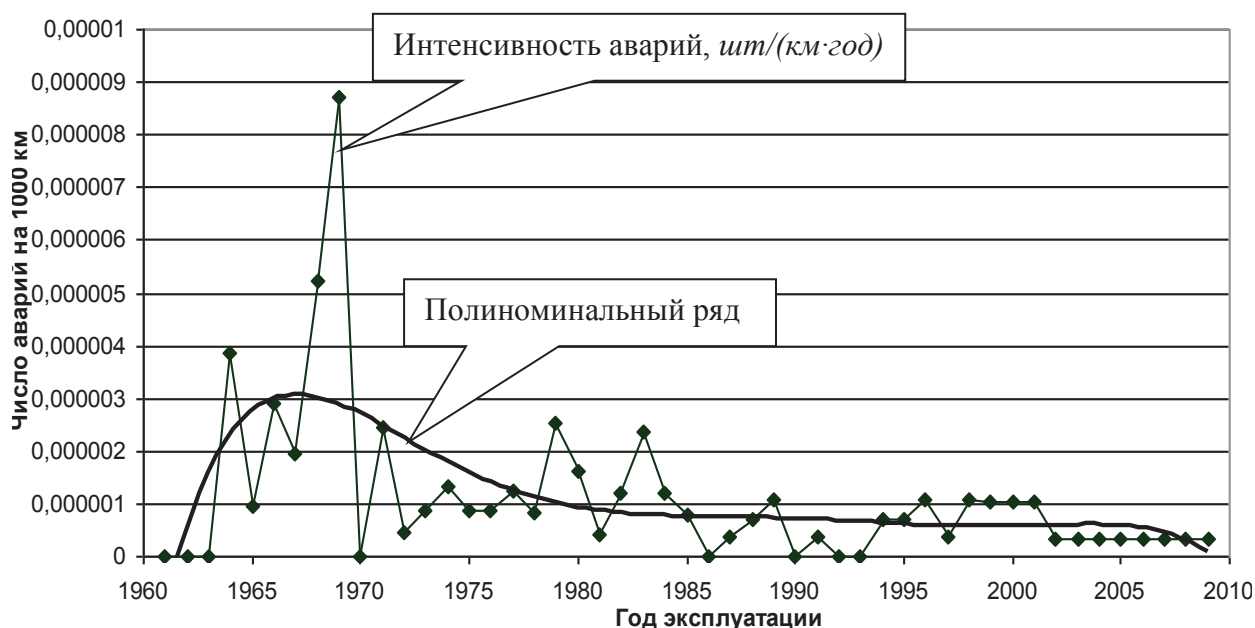


Рисунок 1.4 – Снижение интенсивности аварий в Беларуси

Вместе с тем, необходимо также отметить, что интенсивность аварий не приняла нулевое значение – аварии происходят, и в результате нефть и нефтепродукты попадают в водные объекты, о чём свидетельствуют аварии, которые периодически происходят на нефтепроводах Беларуси [59, 29–А – 31–А].

1.3 Анализ характерных особенностей аварий на магистральных нефтепроводах

Аварийные разливы нефти необходимо рассматривать в общем контексте современных представлений о промышленных авариях. Появление в 1982 г. «Директивы по Севезо» [60, 61] резко повысило внимание к проблемам промышленной безопасности и усилило разработку во всех промышленно развитых странах средств и методов защиты от промышленных аварий и планирование мероприятий на случай аварийных ситуаций. В настоящее время выявлены основные закономерности, рассмотрены и решены многие проблемы, вызванные промышленными авариями на различных видах опасных производственных объектов, предложены средства и методы их решения [60, 62]. Анализируя их, следует отметить различия, которые имеют промышленные аварии на производственных объектах, расположен-

ных на компактных территориях (промышленных площадках) и на линейно-протяжённых производственных объектах, какими являются МНП.

Аварии, связанные с разливами нефти, происходят на трубопроводных сетях всех стран, которые располагают МНП [43, 52, 54 – 56]. Краткие описания некоторых конкретных аварий, которые имели место в ряде стран и сопровождались загрязнением водных объектов, приведены в приложении Б1. Все эти аварии отличаются большим разнообразием условий, в которых происходило их развитие после разгерметизации трубопровода, приводящей к поступлению нефти в ВО.

Рассмотрим более подробно несколько характерных крупных аварий, которые произошли на МНП Беларуси.

Первым АРН, наблюдение за развитием которого и участие в его ликвидации послужило для автора диссертации исходным моментом для начала исследований и разработок по данной проблеме, явилась авария на нефтепродуктопроводе «Новополоцкий НПЗ–Дисна», имевшая место в ноябре 1981 года в Полоцком районе Витебской области. Этому АРН на всех этапах его развития были присущи многие характерные признаки, свойственные АРН на МНП, сопровождающиеся загрязнениями водных объектов.

Хотя место аварии, возникшей из-за разрушения продуктопровода роторным экскаватором в ходе строительных работ, находилось в нескольких километрах от русла реки Западная Двина, вылившиеся из трубопровода нефтепродукты по склону местности, а затем по пересохшей канаве и ручью попали в реку Ушачу, которая является притоком первого порядка реки Западная Двина и оттуда – непосредственно в Западную Двину. Слой нефти по реке Западная Двина распространился на территорию Латвии вплоть до плотины гидроэлектростанции в г. Плявинесе. Загрязнение оказалось настолько масштабным, что визуально с вертолета было установлено наличие сплошных нефтяных пятен на реке ниже г. Новополоцка, покрывших её поверхность на участке в несколько десятков километров.

Несмотря на то, что для борьбы с нефтяными загрязнениями были направлены аварийные бригады Прибалтийского районного управления магистральных продуктопроводов, которому принадлежал аварийный продуктопровод, а также аварийные бригады Новополоцкого нефтепровода «Дружба» и других промышленных предприятий г. Новополоцка, г. Дисны и г. Даугавпилса, эффективность проводимых мероприятий была невысокой.

Путем огромных затрат времени, использования людских ресурсов и примитивной техники удалось лишь частично ликвидировать нефтяные загрязнения с водных поверхностей. При этом в условиях отсутствия специализированной техники использовали такие неэффективные методы, как ло-

кализация нефтяных пятен на поверхности реки Ушача с помощью брёвен и поваленных деревьев, термическая обработка нефти на водной поверхности и ручной сбор нефтяных пятен с поверхности воды, осуществляемый с весельных лодок.

В целом эта авария, как и некоторые другие, имевшие место на МНП, показала, что в то время предприятия трубопроводного транспорта нефти, в частности, их аварийно-восстановительные подразделения не располагали эффективными техническими средствами и методами сбора и удаления нефтяных загрязнений с водных поверхностей после АРН. Отсутствовали также руководящие нормативно-технические документы по ликвидации нефтяных загрязнений с поверхности воды во время АРН и методики технико-экономической оценки мероприятий по ликвидации нефтяных загрязнений.

Масштабная авария произошла в 1995 году на 386 км нефтепродуктопровода «Стальной Конь–Запад», когда при разгерметизации трубы вылилось 83 тонны дизельного топлива, которое, мигрируя по поверхности земли, загрязнило лес, заболоченную местность и далее попало в ручей. Усилиями аварийно-восстановительных подразделений нефтепродуктопровода и участвовавших в ликвидации аварии спасателей нефтепровода «Дружба» распространение нефтепродукта было локализовано до его попадания в реку Сож. Протяжённость миграции нефти составила около 8 км. Общий ущерб оценен в 189,4 млн. бел. рублей.

12 февраля 1996 г. на этом же участке (390 км) произошёл АРН, сопровождавшийся выходом 13,865 тонн нефтепродукта, который загрязнил 0,74 га земли, в том числе территорию 8 дачных участков. Растекающийся нефтепродукт удалось остановить до его попадания в мелиоративную канаву. Общий ущерб от аварии оценен в 26,3 млн. бел. рублей.

Очень крупный АРН произошёл в марте 2007 г. вблизи д. Быцево (Бешенковичский р-н, Витебская обл.) на нефтепродуктопроводе «Унеча–Полоцк» (362 км) ЧУП «Запад–Транснефтепродукт». Детально ход АРН рассмотрен в приложении Б2.

В результате этой аварии: вывезено 126 м³ загрязненного грунта на ЛПДС «Дисна», собрано 420 м³ водно-топливной смеси. Общее количество израсходованного нефтяного сорбента – 26 тонн.

Авария в Бешенковичах показала, что в развитии АРН условно можно выделить два этапа:

– сразу после разгерметизации трубопровода проводятся инженерно-технологические мероприятия на территории, непосредственно примыкающей к месту истечения нефти из повреждённой трубы; проведение мероприятий на этом этапе отличается высокой эффективностью;

– в случае, когда не удаётся обеспечить локализацию разлившейся нефти непосредственно в месте её разлива, она мигрирует по поверхности земли (склоны, обводнённые земли) и по водотокам на значительные расстояния; инженерно-технологические мероприятия должны проводиться на территориях, по которым проходят траектории миграции нефти.

Анализ развития рассмотренных здесь и ряда других АРН на МНП позволил выявить их основные особенности, проявление которых главным образом обусловлено тем, что МНП являются линейно-протяжёнными объектами, их трассы проходят по территориям с различными ландшафтными условиями. Эти особенности АРН на МНП создают необходимость применения специфических методов управления и технологического обеспечения защиты ВО, разработка которых осуществлена в диссертации.

1.4 Анализ существующих методов и технических средств для ликвидации аварийных разливов нефти с поверхности воды

Стратегия применения методов защиты ВО при АРН состоит в локализации слоя нефти на поверхности воды с целью предотвращения его дальнейшего распространения с последующим удалением.

Применяемые в настоящее время технологии и технические средства ликвидации аварийных разливов нефти (ЛАРН), плавающей на свободной поверхности воды, весьма разнообразны [12–А, 32–А – 34–А].

Если обобщить обширные материалы, имеющиеся в специальной литературе, то все разработанные к настоящему времени методы можно разделить на механические, физико-химические и биологические.

К механическим средствам локализации нефтяных загрязнений следует отнести применение боновых заграждений [39, 40, 63], использование пневмобарьеров [14, 39, 40, 63, 64] и струй воды [65].

Физико-химические методы основаны на применении химических препаратов на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ), которые наносят на нефтяное пятно, после чего нефтяное пятно переходит в нетекучее гелеобразное состояние [66–68].

Каждый из этих методов предназначен для использования при определённых условиях, в которых его применение эффективно.

Анализ условий и результатов использования методов и средств локализации слоя нефти на поверхности воды показал, что универсальным и наиболее эффективным является механический метод локализации слоя нефти на поверхности воды, основанный на применении механических бо-

новых заграждений (нефтяных бонов). Мобильность боновых заграждений, возможность их перевозки автотранспортом, быстрое развертывание и установка в рабочее положение, надежность при локализации нефтяного пятна определили использование боновых заграждений как основных технических средств, применяемых аварийными бригадами.

Применение боновых заграждений на водоемах не представляет особой технической сложности. В этом случае боновые заграждения ограничивают пятно нефти по периметру, предотвращая его дальнейшее растекание.

При использовании боновых заграждений на водотоке течение воды подтягивает нефтяное пятно к боновому заграждению, за счет чего происходит увеличение толщины слоя нефти перед бонем. Это создает оптимальные условия для работы нефтесборных устройств, но при некоторых гидродинамических условиях увеличение толщины слоя нефти может привести к возникновению ее уноса за боновое заграждение [39, 40, 42, 63, 69, 70], что снижает эффективность работ по ликвидации последствий АРН.

Методы и технические средства ликвидации слоя нефти на поверхности воды. Опыт борьбы с загрязнениями водных объектов нефтью выработал целый ряд методов ликвидации слоя нефти на поверхности воды. Эти методы можно разделить на две группы:

- методы, направленные на удаление с поверхности воды слоя нефти путём его разрушения, перевода нефти в толщу воды и осаждения на дно водного объекта;
- методы, направленные на удаление с поверхности воды слоя нефти путём извлечения нефти из воды.

Методы, входящие в каждую из этих групп, включают в себя широкий набор способов и технических средств, которые имеет свои области эффективного применения. Следует отметить, что условия, в которых происходит загрязнение водных объектов нефтью и их ликвидация, настолько разнообразны, что для осуществления борьбы с ними невозможно ограничиться одним методом или одним техническим средством, а требуется располагать широким набором таких устройств.

Методы и средства удаления с поверхности воды слоя нефти путём его разрушения. К этим методам относятся осаждение (затопление), рассеивание и сжигание нефти [69, 71].

Методы удаления нефти с поверхности воды путём её осаждения (затопления). В качестве осаждающих нефть агентов можно использовать почти все материалы высокой плотности, одновременно сочетающие в себе свойства олеофильности и гидрофобности.

В литературе затопление нефти как способ ликвидации слоя нефти на поверхности воды рассматривается только применительно к условиям за-

грязнения морских акваторий. Его применение оправдано в исключительных случаях при больших разливах нефти, создающих угрозу важным береговым объектам, превышающую временный ущерб рыбным запасам. Во многих странах этот способ ликвидации разливов нефти запрещён. Естественно, что для удаления нефти с поверхности водных объектов суши этот метод рекомендован быть не может.

Методы удаления нефти с поверхности воды путём её рассеивания и разложения. Удаление нефти с поверхности воды может быть достигнуто, если разбить массу нефти и рассеять её в большой массе воды. Это достигается путём применения эмульгаторов и диспергентов, химической основой которых служат различные ПАВ.

Методы рассеивания и разложения нефти на поверхности водных объектов суши могут находить ограниченное применение в особых случаях, в основном связанных с прецизионной очисткой поверхности воды от остаточной плёнки нефти. Это способствует повышению эффективности последующего процесса самоочищения на основании химических и биохимических процессов.

Методы удаления нефти с поверхности воды путём её сжигания. Свежеразлитая на поверхности воды нефть сгорает полностью, но по мере её растекания более летучие и легковоспламеняющиеся компоненты быстро теряются. После испарения лёгких фракций поддерживать высокие температуры, необходимые для горения нефти, бывает достаточно сложно из-за большой теплоёмкости находящейся снизу воды.

Методы и средства удаления слоя нефти с поверхности воды путём её извлечения. Извлечение нефти из воды может осуществляться механическими и физико-механическими методами. В этой области имеются сотни патентов, публикаций и информационно-технических материалов, содержание которых изложено в ряде монографий [39–42].

Механические методы основаны на использовании гидромеханических нефтесборных устройств. Физико-механические методы связаны с использованием адгезионных нефтесборных устройств, а также с применением сорбентов.

Если обобщить известные конструкции нефтесборных устройств, в которых используют гидромеханические методы сбора плавающей нефти, то их можно разделить на несколько категорий:

Пороговые (переливные) устройства основаны на перетекании слоя воды, несущего на своей поверхности слой нефти, в сборную ёмкость за счёт понижения уровня в этой ёмкости по отношению к уровню окружающей воды.

Конструктивной разновидностью устройств этого типа являются всасывающие нефтесборные устройства, которые представляют собой плавающие головки различных конструкций с заглубленными под воду приёмными отверстиями. Их использование эффективно для сбора слоя нефти большой толщины.

Нефтесборные устройства, основанные на использовании эффекта центробежных сил. Эти устройства используют в нескольких вариантах:

- с образованием вихревой воронки с помощью импеллера;
- с образованием вихревой воронки с помощью подповерхностного стока;
- с использованием тангенциального входа (эффекта гидроциклона).

Существенные преимущества, которыми обладают нефтесборные устройства этой категории, основаны на том, что в поле центробежных сил разделение двух несмешивающихся жидкостей с различными плотностями происходит более интенсивно.

Шнековые нефтесборные устройства. Использование этих устройств эффективно при сборе нефтяных загрязнений высокой вязкости (мазута при низких температурах, нефти, перемешанной с механическими примесями, шугой и т.п.).

Физико-химические (абсорбционные) методы основаны на использовании специальных материалов, сочетающих свойства олеофильности и гидрофобности, к которым относятся, например, полипропилен, полиуретан, а также некоторые типы алюминиевых сплавов или сорбционных материалов [72].

По конструкции рабочих элементов нефтесборные устройства адгезионного типа делятся на три вида:

- с полупогружными наборами дисков;
- с полупогружными барабанами;
- с полупогружными конвейерами.

Нефть налипает на поверхность рабочего элемента, а затем с помощью плотно прижатого скребка соскабливается в сборные ёмкости. Основное преимущество нефтесборных устройств адгезионного типа состоит в малой обводнённости собранной нефти.

Сбор нефти с помощью сорбционных материалов осуществляется путём применения:

- связанных сорбентов-собирателей (эластичных пенопластов на основе полиуретана, текстильных и бумажных лент и салфеток);
- сыпучих сорбентов-собирателей, представляющие собой порошки минерального или растительного происхождения.

Сорбенты-собиратели вводят в соприкосновение с нефтью на поверхности воды, а затем извлекают из воды вместе с нефтью. Затем связанные

сорбенты-собиратели освобождают от нефти путём отжатия, а сыпучие поступают на рекуперацию, сжигание или захоронение.

Нужно специально подчеркнуть, что только извлечение нефти из воды является радикальным и экологически допустимым методом борьбы с загрязнением нефтью [71]. Любой другой способ ликвидации слоя нефти, строго говоря, сводится к замене одного вида загрязнения другим и может использоваться только в исключительных случаях.

Преобладающим является использование гидромеханических методов сбора, эффективность которых в ряде случаев повышается путем комбинирования их с физико-химическими методами, такими, например, как поглощение жидких углеводородов сорбентами.

Достаточно сложной задачей является ликвидация нефтяных загрязнений в зимних условиях. Этой проблеме уделяется недостаточно внимания, разработки в этой области носят единичный характер и не имеют эффективного практического применения.

1.5 Государственное регулирование защиты водных объектов при аварийных разливах нефти

Защита водных объектов при АРН обеспечивается в ходе многоплановой деятельности, которая состоит из управленческого и технологического обеспечения. Важнейшим элементом управленческого обеспечения является система государственного регулирования защиты водных объектов при АРН, включающая законодательные и технические нормативные правовые акты.

В силу межотраслевого характера проблемы загрязнения водных объектов при АРН её регулирование осуществляется как на общегосударственном уровне, так и в рамках соответствующих отраслей и ведомств.

Иерархически наиболее значимыми документами, в которых на законодательном уровне регулируется деятельность, обеспечивающая минимизацию вредного воздействия на окружающую среду при АРН, являются национальные законы.

Рассмотрим состояния этого вопроса в трёх странах: в Республике Беларусь, а также в Российской Федерации и США, которые лидируют по объёму оборота нефти и нефтепродуктов и масштабам трубопроводных систем для их транспортирования.

В США национальное законодательство в этой сфере сформировалось в последней трети прошлого века и представлено рядом федеральных законов.

Перечень этих законов [73, 74] и наши комментарии к ним помещены в приложении В1.

Анализ законов США, регулирующих борьбу с нефтяными загрязнениями, позволил выявить ряд обстоятельств:

- отправной точкой в создании в этой стране системы государственного регулирования АРН послужил закон о чистой воде («CWA»), что подтверждает особую опасность загрязнения ВО при АРН;

- законодательство США («CWA», «RCRA», «CERCLA», «OPA») предусматривает создание и функционирование специальных внебюджетных фондов компенсации ущерба в результате разливов нефти, что гарантирует наличие независимого целевого финансового ресурса на проведение мероприятий по ликвидации последствий конкретных случаев АРН;

- законодательство предписывает разработку и введение в действие национального плана на случай непредвиденных загрязнений нефтью и ядовитыми веществами («CWA», «OPA»), обязывает всех перевозчиков топлива, владельцев трубопроводов и нефтехранилищ разработать планы действий персонала предприятий в аварийных ситуациях («OPA»), а также предписывает разработку и введение в действие нормативных документов по порядку предотвращения нефтяных загрязнений («CWA»);

- на региональном уровне приняты дополнительные местные законы и подзаконные акты, конкретизирующие положения вышеуказанного федерального законодательства с учетом местной специфики природных условий и организации бизнеса.

В Российской Федерации также существует обширный пакет документов, регулирующих борьбу с АРН, который включает в себя международные документы, Федеральные законы, Указы Президента РФ, Постановления Правительства РФ, нормативно-технические, производственно-отраслевые и методические документы [75], приложение В2.

В Республике Беларусь деятельность, обеспечивающая минимизацию вредного воздействия на окружающую среду при АРН, регулируется целым рядом законов, основными из которых являются законы «Об охране окружающей среды» [76], «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [77], «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» [78], «О магистральном трубопроводном транспорте» [79] и др. В них на законодательном уровне установлены общие принципы и подходы, направленные на предотвращение промышленных аварий и организацию деятельности по минимизации их экологических последствий.

В Постановлении Совета Министров Республики Беларусь «Об утверждении перечня аварийно-спасательных работ» от 21 ноября 2001 г.

№1692 [80] в перечень аварийно-спасательных работ включены работы по ликвидации (локализации) на водных акваториях разливов нефти, нефтепродуктов, химических и других экологически опасных веществ.

Важным регулирующим и стимулирующим фактором в сфере защиты окружающей среды при АРН является присоединение Беларуси к Конвенции о трансграничном воздействии промышленных аварий (см. Закон Республики Беларусь «О присоединении Республики Беларусь к Конвенции о трансграничном воздействии промышленных аварий» 30.04. 2003 №192-з.) [81].

Острота проблемы загрязнения ВО при АРН во многом определяется тем, как осуществляется регулирование промышленной безопасности, направленное на повышение надёжности и снижение аварийности опасных производственных объектов, которое осуществляется в Законе Республики Беларусь «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 10.01.2000 № 363-З [77]. В развитие положений этого закона вопросы обеспечения промышленной и экологической безопасности магистрального трубопроводного транспорта законодательно закреплены в Законе Республики Беларусь «О магистральном трубопроводном транспорте» [79], разработка которого осуществлена на кафедре трубопроводного транспорта Полоцкого государственного университета под руководством автора диссертации.

К числу международных документов, относящихся к регулированию защиты водных объектов при АРН, относится также Закон Республики Беларусь «О ратификации Соглашения между Правительством Республики Беларусь и Правительством Российской Федерации «О взаимодействии при эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов, расположенных на территории Республики Беларусь» [82]. В статье 11 Соглашения предусмотрено, что Стороны обеспечивают выполнение мероприятий по предупреждению возникновения на объектах системы магистральных нефтепродуктопроводов чрезвычайных ситуаций, а в случае аварий и иных инцидентов Стороны оказывают взаимопомощь для быстрой ликвидации последствий аварий.

Рассмотренные документы свидетельствуют, что в Республике Беларусь сформирован и действует пакет законодательных актов и других национальных документов, которыми на общегосударственном уровне системно и комплексно регулируется охрана окружающей среды при чрезвычайных ситуациях техногенной природы.

Законодательные нормы, направленные на обеспечение экологической безопасности и охраны окружающей среды, содержащиеся в Законе Респуб-

лики Беларусь «О магистральном трубопроводном транспорте», в значительной мере получили своё развитие и конкретизацию в системе ТНПА, регулирующих обеспечение экологической безопасности и охрану ОС при строительстве и эксплуатации магистральных трубопроводов.

В то же время необходимо отметить, что в Беларуси пока ещё отсутствуют документы общегосударственного уровня, в которых целенаправленно регулировалась бы защита окружающей среды при АРН, как это делается в Российской Федерации и США.

Отсутствием таких общегосударственных, целенаправленных и специализированных нормативных актов объясняется то, что в Беларуси в недостаточной мере разработана документация по техническому регулированию защиты окружающей среды при АРН на региональном, отраслевом уровнях и на уровне предприятий и организаций.

Конкретизация вопросов организационно-управленческого, технологического и ресурсного (персонал, технические средства, материалы) обеспечения защиты ВО от разливов нефти при АРН содержится в ТНПА, непосредственно связанных с регламентацией деятельности предприятий трубопроводного транспорта нефти.

Техническими нормативными правовыми актами, регламентирующими все аспекты технической эксплуатации МНП, в том числе в аварийные периоды, являются Правила технической эксплуатации трубопроводов [83–85] а также Правила ликвидации аварий и повреждений [86–88].

В документах [83, 84] вопросы обеспечения защиты ВО при АРН изложены в разделах, связанных с ликвидацией аварий и защитой окружающей среды. Загрязнение водных объектов при АРН принято в качестве одного из основных признаков в классификации аварий на МНП, введенной в этом документе. В то же время, деятельность, связанная с ликвидацией АРН и защитой окружающей среды, в этих документах, как это и обусловлено назначением документа, представлена только в организационном ракурсе. Ими регламентировано, что для оперативного принятия мер по восстановлению объектов трубопровода должны быть разработаны планы ликвидаций возможных АРН, которые включают в себя также мероприятия по устранению их последствий, хотя основная нацеленность этих планов – ликвидация самих аварий. Вся деятельность по ликвидации последствий возможных АРН в виде загрязнения водных объектов в этих документах представлена только одним мероприятием: «... – организация сбора разлитой нефти».

В документе [85] вопросы защиты ВО при АРН представлены ещё в меньшей степени и ограничены тем, что на переходы МНП через водные объекты шириной 30 м и более на случай аварийных ситуаций должен быть разработан конкретный план ликвидации возможных аварий. Разлившийся

на поверхности водного объекта нефтепродукт должен быть локализован и собран техническими средствами.

В Беларуси отсутствует ТНПА, регламентирующий разработку Планов ликвидации возможных аварий на МНП, а в действующем «Положении по разработке планов локализации и ликвидации инцидентов и аварий на опасных производственных объектах организаций концерна «Белнефтехим» [89], *не отражена специфика магистрального трубопроводного транспорта, основная особенность которого состоит в том, что нефтепроводы являются линейно-протяжёнными объектами. Это не позволяет использовать документ [89], для разработки ПЛВА магистральных нефтепроводов.*

Для обеспечения практической деятельности по локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на МНП аварийно-восстановительные подразделения предприятий трубопроводного транспорта должны быть оснащены разнообразными техническими средствами, комплектование которыми должно производиться на основе нормативно-методических рекомендаций, которые также отсутствуют.

Проведенный обзор документов показывает, что в настоящее время АРН рассматриваются как серьёзная угроза окружающей среде и борьба с ними выделена в отдельное направление защиты ОС при чрезвычайных ситуациях техногенного характера. Законодательные, нормативно-технические, производственно-отраслевые и методические документы общегосударственного, регионального, отраслевого и объектового уровней в целом создают, с разной степенью детализации в разных странах, необходимую правовую и нормативно-методическую базу для управления защитой окружающей среды при АРН и функционирования организационного механизма ликвидации АРН.

В Беларуси эти вопросы решены на общегосударственном уровне, а на отраслевом, региональном и локальном уровнях требуется разработка недостающих ТНПА.

1.6 Выводы по главе 1

1. Аварийные разливы нефти на нефтепроводах, приводящие к загрязнению водных объектов, представляют собой специфический вид эмиссии нефтяных загрязнителей, обладающий существенными особенностями. Это обусловило появление новых аспектов проблемы загрязнения нефтью гидросферы, требующих глубокого изучения.

2. Возраст и техническое состояние нефтепроводов Беларуси создают опасность аварий, а взаимное расположение трасс нефтепроводов и разви-

тых гидрологических систем, находящихся в водосборных бассейнах Балтийского и Чёрного морей, а также характер водных объектов представляют серьезную угрозу их загрязнения на территориях как Беларуси, так и Латвии и Украины, включая морские акватории. При этом ландшафтные условия, в которых могут происходить аварийные разливы, отличаются очень большим разнообразием.

3. Принципиальной особенностью аварийных разливов нефти на нефтепроводах из-за большой протяжённости их трасс является разнообразие ландшафтных условий, в которых они происходят, что создаёт широкую вариативность сценариев их развития и требует использования при ликвидации АРН разнообразных технологических методов и технических средств.

4. Существующие методы и технические средства для локализации и сбора разлившейся на воде нефти не всегда обеспечивают их эффективную ликвидацию в условиях, возникающих при аварийных разливах на нефтепроводах, что вызывает необходимость их совершенствования.

5. В Беларуси пока ещё отсутствуют документы общегосударственного уровня, в которых целенаправленно регулировалась бы защита окружающей среды при аварийных разливах нефти, как это делается в Российской Федерации и США. Этим объясняется то, что в Беларуси в недостаточной мере разработана документация по техническому регулированию защиты окружающей среды при аварийных разливах нефти на региональном, отраслевом и локальном уровнях.

ГЛАВА 2

НАУЧНО-МЕТОДОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ ПРИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВАХ НЕФТИ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

Данная глава посвящена рассмотрению научно-методологического обоснования системы защиты водных объектов при аварийных разливах нефти на нефтепроводах. В основу положена гипотеза о том, что формирование и проявление экологических последствий, вызванных загрязнением водных объектов при АРН на МНМ, происходят в материальной среде антропогенного ландшафта, который представляет собой природно-техническую геосистему.

2.1 Методы исследования природно-технических геосистем

Для правильного выбора и обоснования адекватных методов исследования проблемы загрязнения ВО при АРН на МНП и способов её решения изучены существующие подходы к описанию процессов, происходящих в природно-технических геосистемах [90–102].

С этой точки зрения в первую очередь представляют интерес работы [94–96], в которых с научно-методических позиций инженерной экологии рассмотрена структура проблемы экологического антагонизма, учтен характер взаимосвязи между всеми параметрами, влияющими на экологическое состояние природно-технических геосистем, и в общем виде указан характер связывающих их зависимостей.

Механизм структурного образования естественного природного ландшафта выражается полным дифференциалом функции $\varepsilon_{ПТГ}(t)$:

$$d\varepsilon_{ПТГ}(t) = \frac{\partial \varepsilon_{ПТГ}(t)}{\partial \varepsilon_A} d\varepsilon_A + \frac{\partial \varepsilon_{ПТГ}(t)}{\partial \varepsilon_G} d\varepsilon_G + \frac{\partial \varepsilon_{ПТГ}(t)}{\partial \varepsilon_L} d\varepsilon_L + \frac{\partial \varepsilon_{ПТГ}(t)}{\partial \varepsilon_B} d\varepsilon_B \quad (2.1)$$

где $\varepsilon_{ПТГ}$ – интегральная характеристика элементарного природного ландшафта;

$\varepsilon_A, \varepsilon_G, \varepsilon_L, \varepsilon_B$ – комплексные характеристики регионального состояния атмосферы, гидросферы, литосферы и биосферы.

Реальный (антропогенный) ландшафт формируется в результате промышленного техногенеза.

Параметрами техногенного воздействия на природный ландшафты являются номенклатурный состав техногенных факторов $\sum_{i=1}^n \omega_i$, (ω_i – i -й показатель конкретного воздействия из всей совокупности техногенных воздействий).

Результатом техногенного воздействия являются антропогенные изменения природного ландшафта в регионе сооружения или действия промышленного объекта.

Показатели антропогенных изменений могут быть представлены в единичной или комплексной форме.

Интегральная характеристика (экологическая оценка состояния) региональной природно-технической геосистемы выражает совокупные свойства как производные регионального антропогенеза:

$$\varepsilon_{ПТГ} = \begin{cases} \sum_{i=1}^t e_i & \text{– в случае линейной связи функциональных свойств (2.2, а)} \\ f(e_1, e_2, \dots, e_t) & \text{– в случае нелинейной связи функциональных свойств (2.2, б)} \end{cases} \quad (2.2)$$

где e_i – i -е свойство ПТГ из всей n -ной совокупности свойств, определяющих ее интегральную характеристику.

Выражение (2.2) для $\varepsilon_{ПТГ}$ представлено в символической форме. Конкретный вид выражения зависит от специфики решаемой задачи. Зависимость (2.2, а) соответствует аддитивным соотношениям, которые используются при определении комплексных показателей состояния экосистем, а зависимость (2.2, б) является более общей, так как учитывает физические закономерности формирования экосистем и их функциональные изменения в ходе развития.

Одна из возможных форм развернутого представления интегральной оценки состояния региональной ПТГ в соответствии с (2.2, а) может быть представлена в таком виде:

$$\varepsilon_{ПТГ} = \sum_{i=1}^k e_{A_i} + \sum_{i=1}^l e_{G_i} + \sum_{i=1}^m e_{L_i} + \sum_{i=1}^h e_{Fl_i} + \sum_{i=1}^r e_{Fn_i} + \sum_{i=1}^p e_{Hs_i} \quad (2.3)$$

Входящие в выражение (2.3) слагаемые определяют интегральную характеристику $\varepsilon_{ПТГ}$, учитывающую $t = k + l + m + h + r + p$ конкретных значений показателей свойств, составляющих интегральную характеристику ПТГ, сгруппированных по различным признакам, например: группа показателей свойств атмосферы (состояние воздуха) – A ($i = \overline{1, k}$); группа показате-

лей свойств гидросферы (состояние поверхностных и грунтовых вод) – G ($i = \overline{1, l}$); группа показателей свойств литосферы (состояние земной коры, верхней оболочки мантии) – L ($i = \overline{1, m}$); группа показателей свойств флоры (состояние почвенно-растительного слоя, видов растений) – Fl ($i = \overline{1, h}$); группа показателей свойств фауны (состояние видов животных) – Fn ($i = \overline{1, r}$); группа показателей состояния человека – Hs ($i = \overline{1, p}$).

В общем случае, соответствующем (2.2, б), оценка промышленной экосистемы по параметрам техногенных $\sum_{i=1}^n \omega_i$ и антропогенных факторов может быть представлена в виде функционала:

$$\Phi = \Phi \left\{ Pr \left[\Omega \left(\sum_{i=1}^n \omega_i \right), \varepsilon_{ПТГ} \left(\sum_{i=1}^t e_i \right), \Lambda(l, s, W) \right]; Br \left[\tau(\Omega), \tau(\varepsilon_{ПТГ}) \right] \right\}, \quad (2.4)$$

где $Pr [\dots]$, $Br [\dots]$ – соответственно функции пространственно связанных и временных координат формирующейся экосистемы;

$\Lambda(l, s, W)$ – параметр одномерного (l), двухмерного (s) или трехмерного (W) пространства;

$\tau(\Omega)$, $\tau(\varepsilon_{ПТГ})$ – соответственно временные координаты развития техногенных воздействий и антропогенных изменений;

$\Omega \left(\sum_{i=1}^n \omega_i \right)$ – поток разнохарактерных техногенных воздействий на природные объекты.

Функционал является величиной, значение которой определяется заданием составляющих его функций $Pr [\dots]$, $Br [\dots]$.

Совместное исследование свойств функционала (2.4) и интегральных критериев техногенного развития производственно-технологических процессов

$\Omega \left(\sum_{i=1}^n \omega_i \right)$ и антропогенного изменения окружающей природной среды

$\varepsilon_{ПТГ} = \sum_{i=1}^k e_{A_i} + \sum_{i=1}^l e_{G_i} + \sum_{i=1}^m e_{L_i} + \sum_{i=1}^h e_{Fl_i} + \sum_{i=1}^r e_{Fn_i} + \sum_{i=1}^p e_{Hs_i}$ представляет *теоретическое обоснование научно-методологических основ природоохранной деятельности*.

Общая оценка экологической обстановки в природно-технических геосистемах может быть реализована только на основе комплексных иссле-

дований прямого и опосредованного воздействия техногенных факторов $\Omega\left(\sum_{i=1}^n \omega_i\right)$ на компоненты природы «A», «G», «L», «Fl», «Fn», «Hs».

Формирование ПТГ обусловлено переходом множества $\{\varepsilon_0\}$ в $\{\varepsilon_{ПТГ}\}$, то есть:

$$\begin{aligned} \varepsilon_0\left(\sum_{i=1}^k e_{A_{0_i}}; \sum_{i=1}^l e_{G_{0_i}}; \sum_{i=1}^m e_{L_{0_i}}; \sum_{i=1}^h e_{Fl_{0_i}}; \sum_{i=1}^r e_{Fn_{0_i}}; \sum_{i=1}^p e_{Hs_{0_i}}\right) \rightarrow \\ \rightarrow \varepsilon_{ПТГ}\left(\sum_{i=1}^k e_{A_{\omega_i}}; \sum_{i=1}^l e_{G_{\omega_i}}; \sum_{i=1}^m e_{L_{\omega_i}}; \sum_{i=1}^h e_{Fl_{\omega_i}}; \sum_{i=1}^r e_{Fn_{\omega_i}}; \sum_{i=1}^p e_{Hs_{\omega_i}}\right), \end{aligned} \quad (2.5)$$

выражающим техногенный эффект влияния трудовой деятельности человека на объекты природы. *Многофакторный характер развития указанного перехода и неоднозначность внутренних связей типа $\omega_i \rightarrow e_j$; $\omega_{i-1} \rightarrow \omega_i$; $e_{j-1} \rightarrow e_j$; $\omega_i \rightarrow e_{A_j} \rightarrow e_{G_k}$; $e_{A_i} \rightarrow e_{Fl_j} \rightarrow e_{Fn_k}$ и так далее не позволяют на современном этапе находить точные аналитические решения по комплексной оценке и прогнозированию интегральных характеристик $\varepsilon_{ПТГ}(t)$.*

Изложенные подходы к исследованию закономерностей функционирования природно-технических геосистем дают, при высоком уровне обобщения, основные принципы или самые общие представления о возможности построения количественных соотношений взаимодействия элементов ПТГ.

Как неоднократно указывают авторы рассматриваемых работ, каждый вид промышленного техногенеза обладает свойственной ему спецификой воздействия на объекты природы, заключающейся в определённом распределении антропогенных изменений по качественному и количественному составу.

Важным выводом, следующим из рассмотрения работ, является то, что объективная оценка состояния ПТГ опирается на комплекс показателей, различных по своей физической природе и базирующихся на различных способах измерения и контроля. Основная трудность, вытекающая из такого положения, заключается в необходимости соединения различных величин, полученных по разной шкале измерений (каждая из них характеризует различные показатели техногенеза и антропогенных изменений), в единое значение, адекватно характеризующее уровень экологического состояния (экологической обстановки) в регионе [35–А].

Как следует из [95, 96], в настоящее время практически ещё отсутствуют достаточно простые и объективные методики соединения значений различных показателей и свойств в единую систему количественных оценок состояния объектов природы.

В связи с присущей экосистемам многосвязностью разнохарактерных формирующих аргументов и проявлением свойства многофакторной корре-

ляции количественное представление указанных зависимостей путём использования точных аналитических методов крайне затруднено.

Нужно отметить, что в большинстве работ, например, [103, 104], посвящённых проблеме взаимодействия промышленных объектов с окружающей средой, рассматриваются экологические последствия при систематических эмиссиях. Такие подходы не соответствуют условиям функционирования магистральных нефтепроводов, так как в режиме штатной эксплуатации нефтепроводы не оказывают значительного воздействия на окружающую среду [1–А – 3–А], а их негативное воздействие проявляется при разовых (аварийных) эмиссиях, последствия которых имеют свои особенности. Анализ становится более сложным из-за сложности описания аварийного (а не систематического) техногенного воздействия, поскольку аварии (их частота и характеристика) подчиняются стохастическим закономерностям.

В связи с этим нашли применение неаналитические методы построения количественных соотношений, описывающих характер техногенеза, антропогенные изменения и экологические потери в ПТГ, находящихся под воздействием аварийного производственного объекта.

Для описания техногенного воздействия производственных объектов на элементы окружающей среды в условиях промышленных аварий используют методы риск-анализа. Существует целый ряд известных методик с развитым аппаратом анализа риска [60, 105–116]. К числу методов, которые дают наилучшие результаты, следует отнести метод анализа дерева отказов, метод анализа дерева событий и метод анализа причинно-следственных связей, сочетающий в себе два предыдущих метода [110, 111].

Понятие риска включает в себя сочетание частоты (или вероятности), с которой происходит опасное событие, и последствия этого события. При анализе риска осуществляется построение всего множества сценариев возникновения и развития аварии с оценкой частот (вероятностей) реализации каждого из сценариев и оценкой (расчётом) последствий аварий. Такие подходы, несмотря на большое количество сценариев, которые должны быть рассмотрены, и связанную с этим трудоёмкость, успешно используют при анализе опасностей (анализе рисков) для площадочных сооружений.

Линейно-протяженные объекты, какими являются МНП, по сравнению с площадочными объектами обладают рядом особенностей, которые создают дополнительные и существенные трудности в оценке экологических последствий аварий. В разных точках трассы из-за разных условий, в которых расположен рассматриваемый участок нефтепровода, меняются не только сценарии, но и значения вероятностей аварий и характер последствий, что многократно увеличивает объём информации. Это существенно ограничивает возможности такого метода построения сценариев из-за сложности и трудоёмкости его использования на линейно-протяжённых объектах.

Разработаны подходы, которые позволяют преодолеть эти трудности. В работе [111] для оценки частоты аварий изложен метод, сочетающий принципы использования балльных оценок и имеющихся статистических данных по авариям на магистральных трубопроводах.

Для исследуемого участка магистрального трубопровода удельную интенсивность аварии λ определяют по формуле:

$$\lambda = \lambda_{cp} k \cdot \frac{B}{B^{cp}}, \quad (2.6)$$

где λ_{cp} – среднестатистическая интенсивность аварий на магистральных трубопроводах, аварий/км·год;

k – поправочный коэффициент, связанный с влиянием диаметра трубопровода и региона, в котором проложена трасса трубопровода.

B – балльная оценка участка;

B^{cp} – среднестатистическая балльная оценка магистрального трубопровода, в состав которого входит анализируемый участок.

Этот подход, при котором вместо разработки сценариев осуществляется выявление и учёт факторов, влияющих на возможность разгерметизации нефтепровода, использован и развит в работах НТЦ «Промышленная безопасность» (Россия) [106, 107, 109]. Эти факторы выбирают на основании анализа всей совокупности условий, которые могут влиять на возникновение и развитие аварии.

Группирование факторов влияния с последующим ранжированием образованных групп путём присвоения им весовых коэффициентов и квантификация факторов методом назначения балльных оценок позволяет по определённым алгоритмам, учитывающим значения баллов и весовых коэффициентов, рассчитывать частоту (вероятность) разгерметизации нефтепровода с образованием отверстия определённого размера (определение так называемого *технологического риска*).

Для определения последствий аварий также используют различные способы, в которых находят своё место аналитические методы, основанные на использовании детерминированных зависимостей [113, 114]. Задача определения последствий аварии возникает и при анализе уже произошедшей аварии и в целях прогнозирования возможных аварий.

Последствия аварий условно проявляются в трёх сферах: социальной, экономической и экологической. В каждой из этих сфер последствия могут быть представлены различными величинами.

Если говорить о последствиях в экологической сфере, то они могут проявляться многообразно, а, следовательно, выражаться различными величинами. В разных целях для использования могут быть удобны различные

способы представления последствий.

В одних случаях последствия аварии проявляются непосредственно после разгерметизации и разлива нефти (пожар, взрыв, загрязнение ВО на ПП и т. п.). В этих случаях возможно успешное применение аналитического метода прогнозирования последствий. Например, в [106] под последствием аварии понимают количество разлившейся нефти; площадь загрязнения земель; площадь загрязнения водной поверхности; экологические ущербы. Для расчёта значений этих величин в [106] указаны расчётные формулы. При этом не рассматривают развитие событий, которые происходят после разгерметизации нефтепровода и разлива нефти.

Если рассматривать последствия аварии, наступающие не непосредственно вслед за разливом нефти, а вследствие взаимодействия разлившейся нефти с окружающей средой, то в этом случае приходится строить сценарии развития аварийного разлива нефти. В то же время для определения частоты аварии строят дерево отказов, а для определения последствий аварии, которые появляются в процессе её развития, необходимо строить дерево событий [60].

Для трасс магистральных трубопроводов построение дерева развития событий трудоёмко, поэтому здесь также пользуются методом выявления и учёта действий факторов влияния [114, 115].

Для описания техногенного воздействия производственных объектов на элементы окружающей среды в условиях промышленных аварий находят применение неаналитические методы, в частности используют методы риск-анализа. Для случаев аварийных эмиссий, имеющих стохастический характер, анализ усложняется. Это обусловило необходимость использования в диссертационном исследовании системного подхода для установления состава и связей аргументов, формирующих последствия АРН на МНП [117–122, 36–А – 39–А].

2.2 Разработка структурно-логической схемы проблемы загрязнения водных объектов при аварийных разливах нефти на магистральных нефтепроводах

Загрязнение ВО нефтью при АРН на МНП создаёт проблемную ситуацию как для предприятий магистрального трубопроводного транспорта нефти, так и для территорий, где проходят магистральные нефтепроводы.

Приведенная формулировка проблемной ситуации является *исходной* и при системном анализе соответствует этапу обнаружения проблемы [117, 118]. Она построена на основании *интуитивного, эвристического подхода*,

поэтому для дальнейшего детального рассмотрении исходная формулировка требует *уточнения и конкретизации*.

Необходимо отметить, что это слабоструктурированная проблема и её решение не может быть однозначным, поскольку *постановка проблемы* не всегда может быть определена полностью и часто уточняется в процессе исследования [121]. Из этого следует необходимость структурирования *исходной проблемной ситуации* и выработки её точной формулировки, для чего определены *цели*, для достижения которых решается проблема.

В ходе анализа целей различных структур, заинтересованных в решении проблемной ситуации, и обобщения этих целей, результаты которого подробно изложены в [36–А], определено, что *основная цель решения проблемы состоит в том, чтобы минимизировать последствия загрязнения ВО при АРН на МНП, достигая это на приемлемом уровне затрат и в соответствии с законодательством.*

Существуют два направления, а точнее – два этапа достижения этой цели: снижение аварийности МНП за счёт повышения надёжности трубопроводов и обеспечение эффективной защиты ВО от загрязнения нефтью при авариях на МНП.

Радикальный путь устранения угрозы загрязнения ВО нефтью состоит в обеспечении безаварийной работы МНП. Как следует из обзора, приведенного в разделе 1.2, вопросы научного обоснования методов снижения аварийности МНП и их практического использования в настоящее время очень интенсивно разрабатываются многочисленными научными коллективами и специалистами. Сегодня они представляют самостоятельную и приоритетную область в научно-техническом обеспечении деятельности трубопроводного транспорта [44, 45, 48, 123, 124].

Однако, как показывает мировой опыт, невозможно создать абсолютно надёжное оборудование и обеспечить абсолютную безопасность при его эксплуатации [60, 125]. Промышленные аварии на МНП неизбежны, и вероятность аварий существует всегда. В связи с этим, хотя снижение аварийности и продолжает оставаться наиболее эффективным путём достижения сформулированной цели, разработка другого *пути достижения цели – обеспечения защиты ВО объектов при АРН на МНП – является актуальной*. Очевидно, что два указанных пути достижения цели не являются взаимоисключающими, а дополняют друг друга.

В диссертации, которая посвящена исследованиям, связанным со вторым направлением обеспечения безопасности МНП, *понятие «аварийный разлив нефти на магистральном нефтепроводе» – (АРН на МНП) рассматривается в контексте событий, происходящих в поставарийный период: распространение разлившейся нефти по местности после разгерметизации*

нефтепровода и загрязнение объектов окружающей среды.

Исходя из такого подхода, введен ряд понятий, которые использованы в настоящей работе.

Развитие АРН – процесс миграции нефти по компонентам геогидро-ландшафта, приводящий к их загрязнению. При развитии АРН одновременно с миграцией нефти происходит процесс её деградации (изменения физических свойств).

Под *характером АРН* понимаются укрупнённые параметры АРН, которые описываются главным образом количеством разлившейся нефти и общей характеристикой местности, в которой он развивается (какие компоненты природы будут в основном подвержены загрязнению).

Последствия АРН – экологические, социальные и экономические последствия, вызванные попаданием разлившейся нефти в компоненты окружающей среды, в частности, ВО.

Характер, развитие и последствия в совокупности создают *облик АРН*, который в самом общем виде характеризует условия, в которых происходит АРН, его масштабы и последствия.

Облик АРН на МНП зависит от множества факторов, которые находятся в сложном взаимодействии и проявляются в различных сферах [60, 94, 95, 36–А – 41–А]:

Сфера Т: магистральный нефтепровод как опасный промышленный объект, являющийся источником антропогенного воздействия;

Сфера L: естественный природный ландшафт территории, на которой расположена трасса магистрального нефтепровода, компоненты которого одновременно являются как объектами антропогенного воздействия, так и факторами, определяющими характер физических процессов, в ходе которых происходят эти воздействия;

Сфера U: предприятия трубопроводного транспорта и подразделения МЧС, которые осуществляют управленческую и технологическую деятельность, направленную на минимизацию экологических последствий при авариях на нефтепроводах, а также деятельность вышестоящих иерархических структур, основанная на использовании всего арсенала методов управления защитой водных объектов при АРН.

В каждой из этих сфер существуют условия, которые влияют на характер и параметры экологических последствий.

Для сферы *Т*, т.е. магистрального нефтепровода, который в данном случае рассматривается как источник промышленного техногенеза, условиями, влияющими на формирование техногенного потока воздействий на природные объекты, являются:

- конструктивные параметры трубопровода;
- техническое состояние линейной части трубопровода;

– технологические и эксплуатационные параметры эксплуатации трубопровода.

Для сферы L , согласно (2.1), в качестве основной характеристики ландшафта должны использоваться комплексные характеристики состояния атмосферы, гидросферы, литосферы и биосферы, а одна из возможных форм представления интегральной оценки состояния региональной ПТГ, выраженная в виде зависимости (2.3), включает конкретные значения показателей свойств компонентов геосферы. В данном случае эти свойства должны быть представлены перечнем объектов природной среды, с которыми будет происходить взаимодействие разлившейся нефти при возможной аварии на трубопроводе, их взаиморасположением и параметрами, обусловленным возможностью загрязнения ВО.

Для сферы U такими условиями служат количественные и качественные показатели технической оснащённости, уровня прогнозного, технологического и организационного обеспечения аварийно-восстановительного подразделения, его кадрового состава, а также действующая система законодательного и технического нормативно-правового регулирования.

Анализ, проведенный с целью уточнения исходной формулировки *проблемной ситуации*, позволил трансформировать её в более конкретную форму и сформулировать *окончательно* как *проблему обеспечения защиты ВО от загрязнения нефтью при АРН на МНП*.

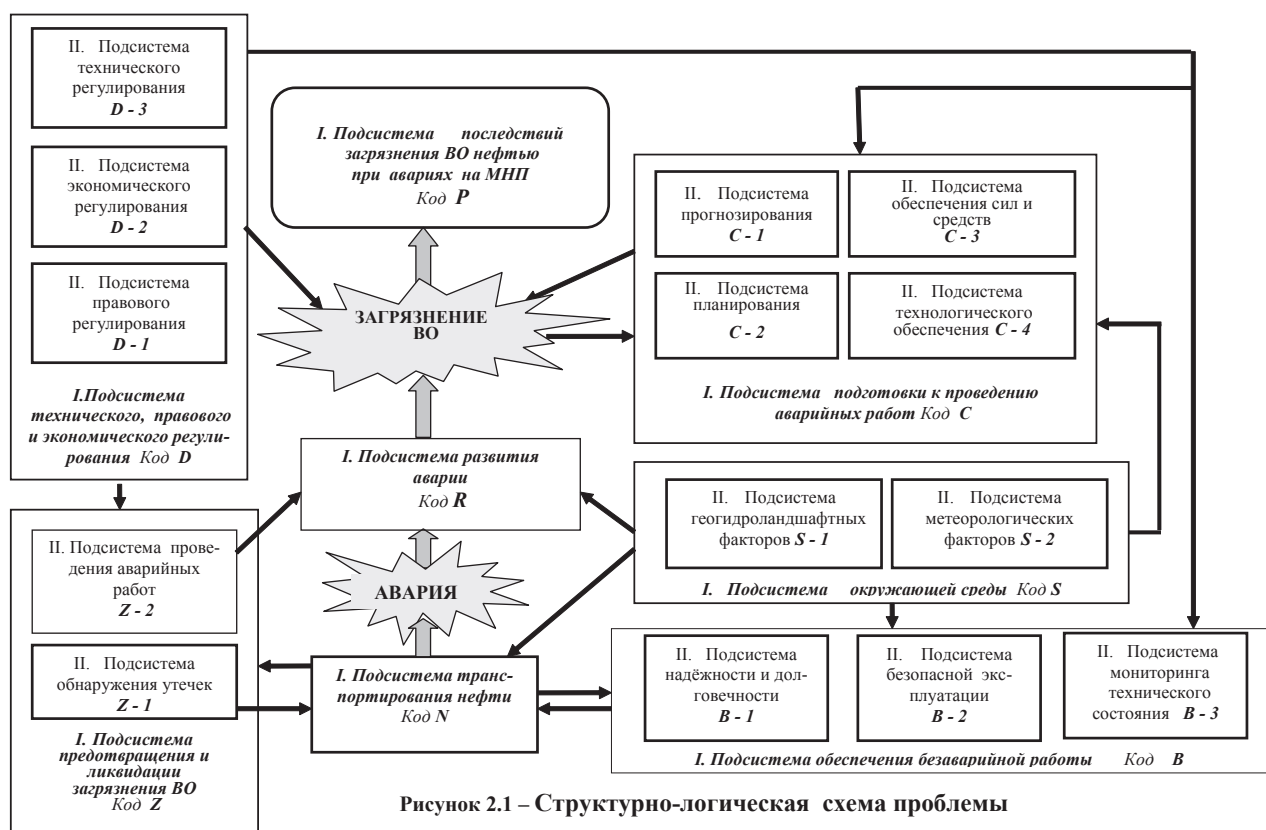
В соответствии с принятыми при системном анализе подходами, сама *формулировка проблемы* является познавательной моделью реальной проблемной ситуации и в качестве начального объекта изучения может рассматриваться как система [117, 122].

Структурно-логическая схема *модели проблемы загрязнения ВО* (рисунок 2.1), подробное обоснование которой проведено в [36–А], получена на основе системного подхода [117] и отображает взаимодействие трёх сфер: T , L и U .

Из-за сложности системы её структура представлена только элементами, являющимися подсистемами не ниже второго уровня иерархии. Каждая из подсистем в свою очередь может быть структурирована и развёрнута до более низких иерархических уровней.

Модель системы проблемы загрязнения, представленная в виде её структурно-логической схемы, имеет сетевую структуру, в которой взаимодействуют подсистемы разных классов: организационные, технические, естественные (подробно структура модели рассмотрена в [36–А]).

В логической структуре модели системы проблемы можно условно выделить *определяющие* и *регулирующие* элементы системы.



Если оставить за пределами рассмотрения анализ целей, для достижения которых осуществляется транспортирование нефти, и не рассматривать альтернативные способы транспортирования нефти (водный, железнодорожный или автомобильный транспорт), то *подсистема транспортирования нефти (код T)* является исходной в структурной схеме модели системы проблемы обеспечения защиты ВО от загрязнения нефтью при АРН на МНП. «Выход» («выходной сигнал») *подсистемы транспортирования нефти* (в принятой постановке проблемы) является «входом» («входным сигналом») в *подсистему развития АРН (код $R \leftarrow N$)*, а «выход» подсистемы развития АРН является «входом» в *подсистему экологических, экономических и социальных последствий (код $P \leftarrow R$)*, в том числе, связанных с загрязнением нефтью ВО.

Указанная линия взаимодействия элементов системы: *подсистема транспортирования нефти* $\rightarrow$ *подсистема развития АРН* $\rightarrow$ *подсистема последствий АРН (код $N \rightarrow$ код $R \rightarrow$ код P)* включает в себя *определяющие компоненты системы*, наличие и взаимодействие которых обуславливает существование проблемы.

Остальные элементы системы, воздействуя на определяющие элементы, оказывают *регулирующее влияние* на параметры «сигналов выходов» определяющих элементов.

Параметры выхода подсистемы транспортирование нефти зависят от двустороннего (с обратной связью) взаимодействия с *подсистемами обеспечения безаварийной работы (код B)*, которая «отвечает» за обеспечение надежности трубопровода и *подсистемой предотвращения и ликвидации загрязнения ВО нефтью (код Z)* – конкретно, подсистемой второго уровня «обнаружение утечек» (код $Z - 2$). Откликом на воздействие первой из этих двух подсистем (код B) является изменение динамики сигнала выхода из подсистемы транспортирования «(частоты аварий) и его «мощности» (массы разлившейся нефти).

Откликом на дискретное воздействие подсистемы «обнаружение утечек» (код $Z-2$) является генерирование в подсистеме транспортирования нефти «сигнала выхода» о переходе всей системы на аварийный режим работы.

На подсистему развития АРН оказывают воздействие «сигналы входа», идущие из *подсистемы окружающей среды (код S)*, *подсистемы подготовки к проведению аварийных работ (код C)*, *подсистемы предотвращения и ликвидации загрязнения (код Z)* и *подсистемы технического, правового и экономического регулирования (код D)*. Следует отметить, что «сиг-

налы выходов» подсистемы окружающей среды – (код S) зачастую носят стохастический и неуправляемый характер.

Всего модель системы проблемы, структура которой подробно рассмотрена в [36–А], включает в себя восемь подсистем I уровня (см. рисунок 2.1).

При этом со сферой T (магистральный нефтепровод) связаны:

- определяющая подсистема транспортирования нефти (код N), на которую воздействуют подсистемы первого (код $N \leftarrow B, S$) и второго (код $N \leftarrow Z-1$) уровней;

- регулирующая подсистема обеспечения безаварийной работы – код B , которая включает в себя три подсистемы второго уровня – (коды $B-1, B-2, B-3$);

- регулирующая подсистема подготовки к проведению аварийных работ код C , которая включает в себя четыре подсистемы второго уровня – (коды $C-1, C-2, C-3, C-4$);

- регулирующая подсистема предотвращения и ликвидации загрязнения ВО – код Z , которая включает в себя подсистемы второго уровня – (коды $Z-1; Z-2$).

Состав и функционирование элементов подсистемы обеспечения безаварийной работы (код B) находятся за рамками диссертационного исследования.

Со сферой L (окружающая природная среда) связаны:

- определяющая подсистема развития АРН (код R), на которую воздействует подсистема первого (код $R \leftarrow S$) и второго (код $R \leftarrow Z-2$) уровней;

- определяющая подсистема последствий загрязнения ВО нефтью при АРН на МНП (код P), на которую воздействуют все подсистемы;

- регулирующая подсистема обеспечения безаварийной работы (код B) которая включает в себя три подсистемы второго уровня (коды $B-1, B-2, B-3$).

Со сферой U (управление) связаны:

- регулирующая подсистема технического, правового и экономического регулирования (код D), которая включает в себя три подсистемы второго уровня (коды $D-1, D-2, D-3$).

Следует отметить, что функционирование подсистем экономического (код $D-2$) и правового (код $D-3$) регулирования описываются закономерностями, находящимися за рамками отрасли технических наук.

Анализ структурно-логической структуры схемы проблемы предметно подтвердил эвристические предположения о том, что на формирование проблемной ситуации оказывает воздействие большое количество разнотипных факторов, имеющих различную природу: техническую, геосферную, соци-

альную, экономическую. Таким образом, проведенное структурирование исходной проблемы подтвердило её междисциплинарный характер и позволило выделить определяющие компоненты системы проблемы, указать роль и характер взаимодействия между определяющими и регулируемыми компонентами системы.

Наличие разнообразных, взаимодействующих друг с другом элементов, функционирование которых должно быть направлено на достижение единой цели, *предопределило их объединение в прагматическую систему.*

На этом основании сформулировано *основное направление исследования*, которое состоит в *разработке методологических и научных основ создания системы защиты водных объектов при АРН на МНП* с научным обоснованием и разработкой путей совершенствования функционирования, прежде всего, следующих регулирующих подсистем I уровня (рисунок 2.1):

- подготовки к проведению аварийных работ (код C);
- предотвращения и ликвидации загрязнения ВО (код Z);
- технического, правового и экономического регулирования (код D),

Следует отметить, что подсистемы I уровня – обеспечения безаварийной работы и подсистемы II уровня – обнаружения утечек в нашей работе не рассматриваются, но их роль в системе защиты водных объектов должна быть учтена в полной мере.

В соответствии со свойством итеративности, которое присуще системному анализу [117], необходимо уточнить цели, которые должны быть достигнуты при решении проблемы в её новой формулировке. Для этого необходимо конкретизировать, что понимается под *защитой ВО от загрязнения нефтью при АРН на МНП.*

В связи с недостижимостью радикальных решений проблемы защиты ВО путем обеспечения безаварийной работы МНП опасность загрязнения ВО существует всегда, и они могут оказаться перед ней незащищенными. Для того чтобы решить задачи защиты ВО при АРН на МНП, нужно рассмотреть возможные пути практических действий, необходимых для достижения поставленной цели.

- повышение надежности МНП и снижение аварийности (этот вариант находится вне пределов рассмотрения в данной работе);
- предотвращение попадания нефти в ВО на стадии перемещения по поверхности земли на участке ее миграции между местом аварии и ВО;
- обеспечение поступления минимально возможного для конкретной аварии количества нефти в ВО;
- обеспечение минимального времени пребывания нефти в ВО до её извлечения из воды;
- извлечение из ВО максимального количества нефти.

Каждый из путей практических действий по решению этих задач нуждается в дальнейшем рассмотрении и изучении. Однако уже сейчас, обобщив эти варианты, можно утверждать, что *их совокупность представляет собой содержание реально возможной практической деятельности по защите ВО при АРН на МНП и обеспечивает минимизацию экологического и, соответственно, экономического и социального ущерба от загрязнения ВО нефтью. Следовательно, цель решения проблемы обеспечения защиты ВО при АРН на МНП состоит в минимизация ущерба, а средством достижения этой цели является система защиты водных объектов (СЗВО) от загрязнения нефтью при АРН на МНП.*

Таким образом, с позиций системного подхода разработана познавательная модель проблемы загрязнения ВО при АРН на МНП в виде структурно-логической схемы. В модели обобщена вся совокупность разнотипных взаимодействующих друг с другом элементов, которые принадлежат технической, геосферной и управленческой сферам.

Наличие этих элементов, функционирование которых должно быть направлено на достижение единой цели, предопределяет их объединение в прагматическую систему. Из этого вытекает основное направление исследования, которое состоит в разработке методологических и научных основ создания системы защиты водных объектов при АРН на МНП.

2.3 Разработка схемы развития аварийного разлива нефти по стадиям

Исходя из подходов, изложенных в разделе 2.1, реальный (антропогенный) ландшафт формируется в результате промышленного техногенеза, а параметрами техногенного воздействия на природный ландшафты являются номенклатурный состав техногенных факторов и интенсивность их воздействия [95, 96].

В нашем случае рассматриваемая природно-техническая геосистема представляет собой систему, состоящую из нефтепровода, который в аварийном периоде эксплуатации является источником интенсивного техногенного воздействия, и объектов ОС, на которые направлено это воздействие. Фактором техногенного воздействия в данном случае является разлившаяся нефть. Параметры, характеризующие АРН и его экологические последствия и условия, в которых будут проводиться локализация и ликвидация разлившейся нефти, а также необходимые инженерно-технологические ресурсы зависят от взаимодействия большого количества разнородных факторов. Эти факторы определяют как технические характе-

ристики, состояние нефтепровода и условия его эксплуатации, так и характеристики объектов ОС на прилегающей к трассе территории.

Исходя из этого, для полноты учёта всех факторов влияния, воздействующих на ход физических процессов, а, следовательно, на развитие и последствия АРН и на выбор инженерно-технологических средств, необходимо рассмотреть АРН как *последовательность событий, связанных с взаимодействием разлившейся нефти с окружающей средой*. Каждое такое событие представляет собой совокупность определённых физических процессов, а каждый физический процесс характеризуется параметрами, которые являются существенными для развития и последствий АРН. Такой подход позволяет включить в рассмотрение весь возможный спектр параметров физических процессов, сопровождающих взаимодействие разлившейся нефти с объектами ОС, и для каждого параметра назвать влияющие на него факторы. Для достоверности результатов анализа необходимо обеспечить полноту учёта всех событий, которые могут иметь место при развитии АРН и физических процессов, а также полноту и обоснованность учёта параметров.

Из всего ряда разнообразных параметров, характеризующих рассматриваемые физические процессы, необходимо выбрать те *определяющие параметры* данного процесса, которые оказывают существенное влияние на последствия АРН и условия и методы проведения работ по защите ВО.

На рисунке 2.2 приведена схема развития АРН на МНП, на которой указаны все возможные стадии движения нефти и сопровождающие их физические процессы от места истечения через отверстие в аварийной трубе до места её извлечения из ВО [36–А, 42–А, 43–А].

Рассмотрим эти процессы.

Истечение нефти из трубопровода. Процесс истечения нефти из трубопровода описывается хорошо известными гидравлическими соотношениями, на основе которых созданы нормативные методики расчёта [126, 127]. Определяющими параметрами этого процесса, влияющими на развитие и последствия АРН, являются масса нефти, вытекшей из трубопровода, – $M_{сбр}$ и время, в течение которого происходило истечение нефти из трубопровода – $t_{сбр}$.

Перемещение разлившейся нефти по поверхности земли. При аварии на подземном участке нефтепровода разлившаяся нефть, мигрируя по поверхности земли, может достичь расположенного на некотором расстоянии от места аварии ВО.

На этой стадии развития АРН происходят такие физические процессы:

- растекание нефти по горизонтальной поверхности или течение слоя (пленки) нефти по плоской наклонной поверхности;



Рисунок 2.2 – Схема механизмов развития аварии по стадиям и ее состав по физическим процессам

- фильтрация нефти в грунт [6–А – 9–А];
- адгезия нефти на поверхности грунта и растительности;
- процесс деградации нефти и изменение ее физических свойств.

В случае, если разлившаяся нефть в результате миграции по поверхности земли достигает ВО, ее количество, поступившее в ВО – (W , т), определяется соотношением

$$W = W_p - W_{cp} - W_{атм},$$

где W_p – масса нефти, разлившейся из аварийного отверстия нефтепровода, т;

W_{cp} – масса нефти, впитавшейся в грунт и оставшейся на поверхности земли, на растительности или на снегу, т;

$W_{атм}$ – масса нефти, испарившейся за время нахождения ее на земле, т.

Для физических процессов, протекающих на стадии движения нефти по поверхности земли, определяющими параметрами являются масса нефти, оставшаяся на поверхности земли и впитавшаяся в грунт – W_{cp} и испарившаяся в атмосферу – $W_{атм}$.

Движение нефти в воде при аварии на подводном переходе. АРН на подводных переходах влекут за собой самые тяжелые экологические последствия. Они развиваются стремительно, нефть начинает поступать непосредственно в водоток с момента разгерметизации нефтепровода. Поэтому при АРН на подводных переходах задача предотвращения попадания нефти в ВО не стоит, рассматривается только задача локализации и сбора нефти, находящейся на свободной поверхности водотока. При АРН на подводных переходах происходят такие физические процессы:

- всплытие нефти и формирование слоя нефти на поверхности водотока [126];
- движение слоя нефти на поверхности водотока;
- процессы деградации нефти и изменения ее физических свойств;
- взаимодействие слоя нефти с берегами водотока и береговой растительностью.

В процессах всплытия нефти и движения ее слоя по поверхности определяющими параметрами, заметно влияющими на развитие и последствия АРН, являются: расстояние вдоль течения реки от подводного перехода до места всплытия струи нефти, вытекающей из отверстия в трубе на свободную поверхность водотока – L ; скорость перемещения слоя нефти на поверхности во-

дотока – v_n ; толщина слоя нефти на свободной поверхности – δ_n и форма нефтяного пятна в плане.

В процессе деградации нефти при её нахождении в воде за счёт испарения, эмульгирования, адгезии, растворения и потопления уменьшается её количество, которое может быть извлечено из воды, и изменяются физические свойства нефти (вязкость, плотность).

Движение по поверхности водотоков и водоемов нефти, поступившей в водные объекты по притокам или с поверхности земли. Процессы движения нефти по поверхности водотока в случаях, когда нефть в него поступает по притокам или с берега, протекают в основном так же, как и при авариях на подводных переходах:

- движение слоя нефти на поверхности водотока;
- процессы деградации нефти и изменения ее физических свойств;
- взаимодействие слоя нефти с берегами водотока и береговой растительностью.

Движение нефти по водотокам, имеющим ледяной покров, и по снежному покрытию. АРН, которые происходят в зимних условиях, отличаются рядом особенностей.

При авариях на подземных нефтепроводах эти особенности вызваны наличием снежного покрова, а при авариях на подводных переходах и попадании нефти в водоток по притокам или с берега – наличием на водотоках ледяного покрова. Низкие температуры значительно снижают текучесть нефти, особенно при ее движении по поверхности земли. При АРН в зимних условиях происходят такие физические процессы:

- формирование слоя нефти под ледяным покровом;
- течение слоя нефти под ледяным покровом;
- взаимодействие нефти с колотым льдом и «шугой»;
- течение нефти по снежному покрову на суше.

Наличие ледяного покрова приводит к уменьшению скорости движения нефтяного пятна и уменьшению количества нефти, которое может быть извлечено из воды из-за адгезии нефти со льдом.

Физические процессы, происходящие при АРН в зимних условиях, достаточно сложны, и их влияние на облик АРН изучены ещё недостаточно.

Учёт всей совокупности физических процессов, составляющих механизм развития АРН, позволяет выявить параметры этих процессов, которые оказывают влияние на развитие и последствия АРН и, вслед за этим, установить факторы влияния на эти параметры.

К числу *определяющих параметров*, влияющих на облик АРН, относятся:

- масса разлившейся нефти (W_p);
- расстояние от подводного перехода до места всплытия струи нефти, вытекающей из отверстия на свободную поверхность водотока (L);
- скорость перемещения слоя нефти на поверхности водотока (v_n);
- масса нефти, впитавшейся в грунт и оставшейся на поверхности земли, на растительности или на снегу ($W_{гр.}$);
- масса испарившейся нефти ($W_{атм.}$).

Необходимо еще раз подчеркнуть, что приведенное разделение явления развития АРН на стадии и сопровождающие их физические процессы

– с одной стороны, позволяет выявить факторы, влияющие на экологические последствия АРН;

– с другой стороны, служит основанием для обоснования выбора технологий и технических средств, предназначенных для защиты ВО при АРН на МНП.

2.4 Анализ факторов влияния на развитие и последствия аварийных разливов нефти на магистральных нефтепроводах

Знание факторов влияния необходимо для построения структуры системы защиты, которая и предназначена для целенаправленного и управляемого воздействия на них [18–А].

Факторы, оказывающие влияние на значения определяющих параметров физических процессов, сопровождающих развитие АРН на МНП, действуют в разных областях и имеют различную природу. Для удобства учёта и использования они объединены в несколько групп [44–А – 46–А].

Технологические факторы, связанные с техническими характеристиками трубопровода и параметрами процесса перекачки, а также свойствами разлившейся нефти. Основным технологическим фактором является масса разлившейся нефти – $M_{сбр.}$. Другим технологическим фактором являются свойства разлившейся нефти (вязкость, летучесть, поверхностное натяжение и т. п.), которые зависят от вида перекачиваемого продукта, температуры и времени нахождения продукта в окружающей среде.

Ландшафтные факторы. В эту группу входят факторы, связанные с видом ВО, взаимным расположением места аварии и ВО и характером мест-

ности [18–А, 47–А]. Факторы взаимного расположения места аварии и ВО оказывают сильное влияние на развитие и последствия АРН на МНП [4–А, 5–А].

Укажем несколько типичных ситуаций. При аварии на подводном переходе нефть непосредственно поступает в реку, и загрязнение происходит стремительно, с распространением нефти по течению. Такие аварии вызывают наиболее тяжелые экологические последствия, и минимизировать их очень сложно [8, 9]. При близком расположении места аварии относительно русла главной реки разлившаяся нефть по притокам первого порядка [128] или по склонам рельефа попадает в главную реку.

При отдалённом расположении места аварии от русла главной реки разлившаяся нефть может мигрировать по рельефу, затем попадать в различные ВО (проточные озёра или болота, притоки третьего или второго порядка) и по ним попадать в главную реку. В этом случае на облик АРН, а также на условия, в которых нужно будет проводить мероприятия по защите ВО, большое влияние оказывает рельеф местности, а также характер флоры.

Ландшафтные факторы могут оказывать существенное влияние на развитие и последствия АРН. Роль этих факторов особенно сильно проявляется при авариях, которые произошли на отдалении от ВО. Здесь наибольшее влияние оказывает рельеф местности. От характеристики рельефа, т.е. наличия склонов, мелких ручьёв, канав, пересыхающих русел, ложбин и тому подобных элементов поверхности земли, по которым нефть движется в сторону понижения, зависит интенсивность её поступления в ВО.

К ландшафтным факторам также относится характер почвы и грунта на траектории миграции нефти по поверхности земли. Впитывающая способность земли влияет на количество нефти, которое достигнет ВО.

Действие такого ландшафтного фактора, как характер флоры влияет как на трудоёмкость и эффективность мероприятий, проводимых по защите ВО (кустарники и деревья), так и на количество нефти, удерживаемой на растениях (в основном, на травяном покрове).

Весьма актуальной и сложной является проблема защиты торфяно-болотных ландшафтов (ТБЛ) от загрязнения нефтью при АРН.

Метеорологические факторы. К этой группе факторов относятся факторы метеорологической природы. Это температура воздуха и воды, сила и направление ветра, наличие снежного покрытия на земле и ледяного покрова на ВО. К метеорологическим факторам относятся также сезонные половодья. Все эти факторы, действие которых носит случайный характер, могут

оказывать заметное влияние на развитие и последствия АРН. Они определяют выбор технических средств и методов для локализации и сбора нефти, а также условия работы персонала аварийных подразделений.

Как отмечено в п. 1.1, проблема обеспечения защиты водных объектов от загрязнения нефтью при АРН на МНП имеет свою специфику, вызванную наличием ряда особенностей, присущих этому виду эмиссии нефти, которые создают характерные отличительные признаки АРН:

Определяющее влияние ландшафтных факторов. При АРН на МНП, как правило, действует один основной поражающий фактор – разлившаяся нефть. Действие этого фактора главным образом направлено на объекты природного комплекса.

Разнообразие ландшафтных условий АРН. МНП являются линейными, протяжёнными объектами. На различных участках трассы АРН могут происходить в различных гео(гидро)ландшафтных условиях. В связи с большим влиянием этих условий характер, развитие и последствия АРН на одном нефтепроводе будут различными для разных участков трассы. Вариативный ряд сценариев возможных АРН на нефтепроводе по условиям их развития и последствиям может быть, в отличие от площадочных производственных объектов, чрезвычайно разнообразным, что, естественно, требует разработки соответствующих методов прогнозирования АРН и готовности к использованию более широкого спектра методов и средств для защиты ВО.

Опасность попадания нефти в главную реку при аварии на любом отрезке трассы МНП. Как показывает опыт, АРН, происходящие на различных участках этих нефтепроводов, создают серьёзную опасность загрязнения главных рек, в бассейнах которых они расположены. Существование опасности связано с тем, что попадание нефти в большие реки может происходить не только тогда, когда трубопровод проходит в непосредственной близости от русла главной реки или пересекает его, но и в случаях, когда трасса трубопровода удалена от него.

В этих случаях нефть может попасть в главные реки по водотокам (малым рекам, ручьям, пересохшим руслам), которые пересекают или расположены рядом с трассой трубопровода и впадают в главную реку. Перемещение разлившейся нефти в направлении ВО может происходить и по поверхности земли, имеющей склон в сторону ВО.

Таким образом, вне зависимости от взаимного расположения русла главной реки и трассы МНП, проложенного в пределах её бассейна, АРН на линейной части МНП может создать угрозу загрязнения реки нефтью. Ситу-

ация, в которой трасса трубопровода пролегает в водосборном бассейне главной реки, присуща всем нефтепроводам Беларуси.

Нединамичное развитие АРН. В отличие от промышленных аварий, связанных со взрывами, выбросами токсичных газов и сбросами опасных жидкостей, последствия АРН на МНП (за исключением аварий на подводных переходах) часто имеют не интенсивный, кратотекущий характер, а нарастают постепенно в ходе процесса растекания нефти по поверхности земли или водных объектов.

Нединамичный характер развития АРН и пролонгированное наступление экологических последствий *создают некоторый временной интервал для осуществления оперативных организационно-технических мероприятий по локализации распространения нефти, её удержанию и сбору (извлечению из ВО).*

Возможность сбора опасного вещества после попадания нефти в водный объект. Физические свойства нефти, как жидкости, обуславливают её достаточно слабое перемешивание и растворение в воде. Обладая при этом положительной плавучестью в воде, нефть собирается на поверхности воды в виде тонкого слоя или плёнки. Эти свойства нефти и являются физической основой, позволяющей осуществлять её извлечение из воды после залпового сброса, в отличие от большинства других опасных веществ, которые после аварийной эмиссии разрушаются (преобразуются) или рассеиваются (растворяются) в воде, не давая возможности их извлечения.

Этот признак АРН является главной физической основой деятельности СЗВО, направленной на минимизацию экологических последствий при АРН, так как извлечение разлившейся нефти из воды уменьшает экологический ущерб от залпового сброса.

Анализ выявленных основных отличительных признаков АРН на МНП, существование которых связано со специфическими физическими свойствами разливающейся нефти и большой протяжённостью нефтепроводов, позволяет отметить, что *ландшафтные параметры местности оказывают решающее влияние на характер, развитие и последствия аварий на МНП. Поэтому* в основу создания эффективной СЗВО при АРН на МНП должен быть положен учёт ландшафтных параметров. Это и определяет необходимость и значимость идентификации объектов ОС и мониторинга их параметров.

Мониторинг и идентификация параметров объектов МНП и объектов ОС позволяют создать перечень факторов влияния на возникновение разви-

тие и экологические последствия АРН на МНП, а также установить области, в которых эти факторы проявляются. Дальнейшее использование этих факторов может осуществляться в разных целях. Эти цели и будут определять признаки, по которым будет осуществляться систематизация этих факторов и порядок их использования [44–А].

Необходимо выделить факторы, влияющие на возникновение аварий, и факторы, влияющие на последствия АРН. Первый перечень факторов используется для определения значений «технологических» рисков, то есть рисков, которые характеризуют опасность образования в определённой точке нефтепровода аварийного отверстия определённого размера [12, 13, 63], второй – для определения значений «экологических», «экономических» и «социальных» рисков, то есть оценки последствий АРН [44, 45].

Нужно особо подчеркнуть, что полный учёт и всесторонний анализ всех факторов, оказывающих влияние на величину последствий возможных аварий, необходим как для оценки последствий АРН, так и для разработки системы мероприятий по минимизации негативных экологических последствий. В диссертационном исследовании, в соответствии с его целью рассмотрены только факторы, влияющие на последствия АРН в экологической сфере, вызванные загрязнением водных объектов.

Структура факторов влияния на последствия АРН на нефтепроводах, связанная с загрязнением водных объектов и учитывающая особенности принятого способа оценки экологических последствий загрязнения водных объектов путём подсчёта ущербов, приведена на рисунке 2.3.



Рисунок 2.3 – Структура факторов влияния на последствия АРН на МНП

В ходе анализа все факторы влияния должны быть распределены по двум признакам с учетом:

- возможности оказания целенаправленного воздействия на фактор влияния с целью усиления или ослабления (исключения) его действия, то есть на управляемые и на неуправляемые факторы;
- стадии (периода) жизненного цикла нефтепровода на которых:
- закладывается действие фактора влияния;
- проявляется его действие;
- существует возможность оказания на него целенаправленного позитивного воздействия.

Управляемые факторы распределены по периодам жизненного цикла трубопровода, во время которых возможно оказание воздействия на них. Суть действия системы защиты объектов ОС (в частности – водных объектов) состоит в обеспечении позитивных воздействий на управляемые факторы, которые с разной долей эффективности могут осуществляться непосредственно в послеаварийный период и в определенной степени на инвестиционной стадии и стадии нормальной эксплуатации.

Следует отметить, что факторы, которые являются управляемыми на одной стадии жизненного цикла, могут быть неуправляемыми на другой стадии.

Система защиты объектов ОС должна быть также направлена на учёт неуправляемых факторов и максимально возможное смягчение или даже устранение их неблагоприятного влияния на всех стадиях жизненного цикла, особенно в послеаварийный период.

2.5 Моделирование воздействия магистральных нефтепроводов на водные объекты при аварийных разливах нефти

Изучение проблемы загрязнения окружающей среды при АРН на МНП в силу сложности и многофакторности процессов, из которых состоит взаимодействие нефтепровода с окружающей средой при АРН, вызывает значительные трудности. Эти трудности также связаны ещё и с тем, что реальные аварии происходят сравнительно редко. Объем и содержание информации, которую можно получить при изучении реальных аварий, недостаточны,

чтобы на основании имеющихся данных проводить полноценные исследования и делать обоснованные рекомендации.

Для того чтобы событие АРН на МНП могло стать объектом изучения и управления, а также для проведения исследований по установлению количественных соотношений параметров, характеризующих различные аспекты явления АРН на МНП, необходимо создать его адекватное отображение, т.е. модель [117, 48–А, 49–А].

При определении назначения модели следует исходить из известного положения о том что «...модель является не просто образом – заменителем оригинала, не вообще каким-то отображением, а отображением целевым. Из того, что модель является целевым отображением, с очевидностью следует множественность моделей одного и того же объекта: для разных целей обычно требуются разные модели » [117].

Используемые в данной работе модели по области их применения можно разделить на две группы [117]:

- *познавательные модели*, предназначенные для *разработки научных и методологических основ создания* при АРН на МНП;
- *прагматические модели*, на основе которых *осуществляется создание и практическое функционирование* отдельных элементов системы защиты водных объектов и всей системы в целом.

Описание функционирования системы является первоочередной целью моделирования, достижение которой необходимо для реализации целей более высокого иерархического уровня: *прогноза и оптимизации функционирования* системы [120]. Следует подчеркнуть, что речь идёт не о всеобъемлющем описании изучаемой системы, а об описании только в рамках уже сформулированной проблемы, то есть о тех аспектах системы, которые связаны с целями её функционирования.

Такую задачу решает модель структурной схемы проблемы загрязнения окружающей среды, которая одновременно является моделью реальной ситуации взаимодействия МНП с окружающей средой при АРН [117, 36–А, 48–А]. Эта познавательная *функциональная модель*, изложенная в разделе 2.2. диссертации и в нашей работе [36–А] (рис.2.2.-1), является базой для создания семейства моделей, направленных на достижение различных целей на разных иерархических уровнях.

Представленная в форме структурно-логической схемы, эта модель указывает, под воздействием каких элементов и подсистем возникает собы-

тие АРН, а также какие элементы и подсистемы влияют на механизмы его развития и формирования последствий.

Модель является базой для *разработки научных и методологических основ создания системы познавательных моделей и создания и обеспечения практического функционирования СЗВО (создание прагматических моделей)*. При этом она обеспечивает учёт всех факторов влияния, действующих в разных подсистемах структурно-логической схемы проблемы.

Поскольку основной целью диссертационного исследования является минимизация последствий АРН на МНП, а при авариях на нефтепроводах основные последствия проявляются в экологической сфере, то в дальнейшем ограничимся рассмотрением *экологических последствий* АРН на МНП, акцентируя при этом внимание на факторах, которые влияют на экологические последствия АРН.

Формы проявления экологических последствий очень многообразны и могут оцениваться как в натуральных, так и в обобщённых показателях, которые определяются различными, достаточно сложными и далеко не всеобъемлющими методами [95, 103, 104, 129].

Они могут быть представлены различным образом: через описание состояния экологических параметров компонентов геосферы; через оценку непосредственных и отдалённых последствий, которые проявляются в результате АРН; в виде определённых комплексных показателей экологического состояния территории; в виде экономического ущерба от техногенного воздействия на окружающую среду.

Для оценки последствий конкретного (реального или возможного) АРН могут быть использованы стоимостные показатели, которые являются одной из форм представления экологических последствий в виде обобщённых показателей. Использование экономического показателя в качестве меры экологических последствий облегчает введение экономических механизмов управления экологическим обеспечением производства и даёт возможность приводить к одной размерности оценку основной деятельности предприятия и экологическую оценку последствий этой деятельности. Оценка экологических последствий в стоимостных показателях имеет ряд достоинств, отмеченных в наших работах [35–А].

Полнота и эффективность этого подхода к оценке экологических последствий определяется качеством методик экономической оценки экологического ущерба. Известен ряд нормативных документов по методикам оценки убытков от загрязнения водных объектов [130–137].

Необходимо отметить, что цель создания подобных методик и практика их многолетнего использования связаны с определением размера возмещения вреда, причиненного окружающей среде на основе установленных государством санкций (такс).

Так как эти методики дают неполную, с точки зрения учёта всех показателей экологического состояния природного объекта, стоимостную оценку экологических последствий, существует необходимость их дальнейшего совершенствования. Важным обстоятельством является то, что содержащиеся в этих нормативных методиках стоимостные показатели экологических последствий в течение длительного времени имели статус государственной оценки.

Необходимо отметить, что в целом работа такого плана по разработке методики расчета ущерба окружающей среде при создании и эксплуатации нефте-, газо- и продуктопроводов проводится и в настоящее время с участием автора диссертации в рамках Программы ГНТП «Экологическая безопасность», 2008 – 2010 гг. (задание 2.20).

Все известные методики оценки убытков от загрязнения ВО объединяет то, что мерой техногенного воздействия, которое аварийный МНП оказывает на ВО, является количество разлившейся нефти, попавшей в ВО. Разнятся же они по степени учёта экологических характеристик элементов природного ландшафта (в частности, ВО) и эффективности мероприятий, проводимых для защиты ВО, которые в определённой степени минимизируют экологические последствия АРН.

В этом ряду нормативных методик наибольший интерес представляют методики, учитывающие эффективность мероприятий, направленных на МЭП, поскольку они стимулируют деятельность загрязнителя по МЭП и определяют основные направления такой деятельности.

Примером такой методики является Методика подсчёта убытков, причинённых государству нарушением водного законодательства [130, 131] (рисунки 2.4), а также российские методики [132–135]. Правомерность использования нормативных методик подсчёта убытков от воздействия на ООС в качестве *прагматических моделей* обоснована в [117, 35–А, 36–А].

Алгоритм методики [130]:

$$У = З \cdot K_{кат} \cdot \alpha \cdot K_{сн} \quad (2.7)$$

где $З = f_1(W)$ – величина убытков от загрязнения ВО, млн руб.

W – масса нефти, поступившая в ВО, т;

$K_{кат}$ – коэффициент, учитывающий категорию водного объекта, в который сбрасывается нефть;

$\alpha = \frac{V}{W} \cdot 100$ – доля собранной нефти, %;

V – масса нефти, извлеченная из ВО, т;

T – время, за которое извлечена нефть, ч;

$K_{сн} = f_2(T)$ – коэффициент снижения величины убытка при принятии мер по ликвидации последствий загрязнений.

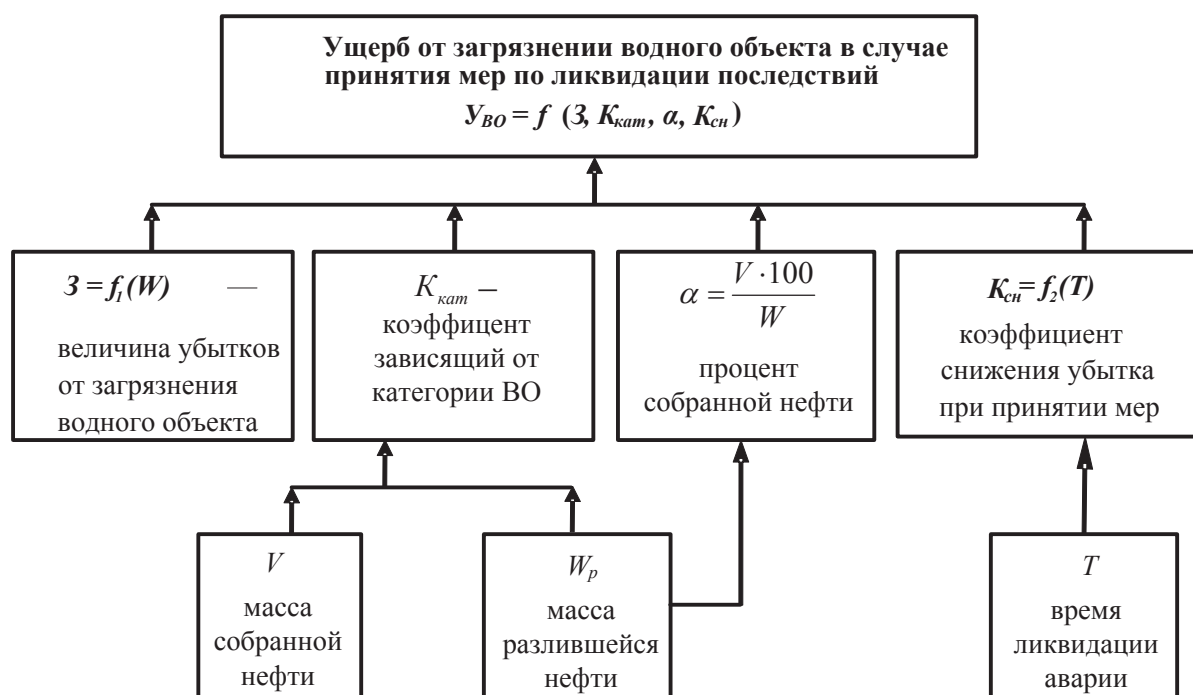


Рисунок 2.4 – Структура определения убытка при загрязнении водного объекта (в случае принятия мер по ликвидации АРН) [130]

Алгоритм может использоваться как модель, отображающая последствия взаимодействия аварийного нефтепровода с водными объектами при АРН [48–А].

В этой методике мерой ЭП, связанных с загрязнением ВО при АРН, является обобщенный показатель, представленный в форме величины убытка U ; мерой техногенного воздействия, которое аварийный МНП оказывает на ВО – количество разлившейся нефти, попавшей в водный объект W ; экологическая характеристика природного ландшафта определяется категорией

$ВО - K_{кат}$, а эффективность мероприятий, проводимых для защиты ВО, – *массой собранной нефти V и временем её сбора T* . Согласно методике [130], размер убытков, причиненных государству загрязнением водного объекта, зависит не только от массы нефти, попавшей в ВО, но и от количества собранной нефти и времени ее нахождения в воде.

Оценивая методическое и практическое значение и возможности этой модели, учитывающей взаимодействие элементов ПТГ (*нефтепровод – окружающая среда*), нужно отметить два важных момента.

Во-первых, при использовании её в роли познавательной модели она в полной мере отображает суть взаимодействия техногенной сферы и геосферы. Следовательно, она позволяет в рамках достижения поставленной цели – минимизации экологических последствий при АРН на МНП – выявлять основные аспекты функционирования системы. В этой модели все элементы представлены в самом обобщенном виде. Однако, несмотря на структурную простоту, она обладает рядом серьёзных достоинств, позволяющих использовать её для формулирования стратегических направлений повышения эффективности СЗВО (раздел 2.2.), которые состоят в уменьшении количества нефти, поступившей в водный объект при АРН на МНП; увеличения количества собранной нефти; сокращения времени сбора.

Как познавательную модель её можно рассматривать в качестве *идеальной схематизированной модели АРН*, предназначенной для отображения величины экологических последствий АРН, выраженной в стоимостных показателях.

Во-вторых, что очень важно, она содержит в себе стимулирующую функцию, существенно повышает заинтересованность потенциальных загрязнителей (владельцев нефтепроводов) в осуществлении активной деятельности по подготовке и проведению максимально эффективных работ по минимизации экологических последствий, которые могут существенно уменьшить их убытки (предотвратить ущерб), связанные с загрязнением ВО.

В то же время этой модели присущи определённые ограничения – в ней не учитывается влияние характеристик промышленного объекта и характеристик окружающей среды на последствия воздействия на водный объект. Принятая в модели (2.7) оценка состояния гидросферы через учёт вида водных объектов (рассматриваются только два вида водных объектов) не раскрывает всех свойств рассматриваемого компонента геосферы и поэтому не позволяет в полной мере учесть сущность экологических последствий. Не учитываются также условия развития АРН, то есть связь между объёмом

эмиссии и объёмом нефти, попавшей в ВО, временем миграции нефти от места разгерметизации до водного объекта и характером профиля местности вдоль траектории миграции нефти.

Отсутствие в модели, выраженной зависимостью (2.7), учёта этих условий не позволяет осуществлять на её основе разработку профилактических и оперативных мероприятий, направленных на предотвращение или минимизацию загрязнения ВО разлившейся нефтью.

Особенностью рассматриваемой модели является то, что определяемый с её помощью показатель экологических последствий (размер убытка) характеризует последствия, связанные с реализацией лишь одного сценария АРН, т. е. позволяет оценивать *последствия АРН (убыток)* как конкретного (реального или возможного) события, в котором реализовался один сценарий. Этот показатель не может быть использован для оценки *степени экологической опасности трубопровода* (в целом или на данном участке трассы).

Для решения задачи по оценке *степени экологической опасности трубопровода* предложена более совершенная прагматическая модель, в которой обеспечивается полный учёт характеристик окружающей среды, на основе описания признаков ландшафта.

Необходимость в этом вызвана двумя причинами: *первая* – для оценки экологических последствий нужно более полно учитывать характер загрязняемого компонента природной среды (в данном случае – водного объекта); *вторая* – необходимо знать ландшафтные характеристики территории с тем, чтобы учитывать механизм развития АРН и на этом основании разрабатывать мероприятия по прогнозированию, предотвращению или минимизации загрязнения.

При разработке этой модели также учтена необходимость усовершенствования показателя экологических последствий с тем, чтоб он в большей мере учитывал реальный спектр экологических потерь. В соответствии с этим для оценки *степени экологической опасности нефтепровода* введён комплексный показатель, в качестве которого принят *показатель потенциальной экологической опасности (ПЭО)* – η .

Модель, предназначенная для определения η , представляет собой функционал, описывающий взаимодействие в рамках ПТГ подсистемы аварийного нефтепровода, представленного моделью нефтепровода, и подсистемы территории, примыкающей к трассе, которая представлена моделью ландшафта.

Модели каждой из этих подсистем могут быть построены на основе учета действия факторов влияния, которые определяют те стороны функционирования этих подсистем, которые связаны с поставленными целями. Это факторы, связанные с характеристиками техногенного воздействия $\hat{A}(\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_i, \dots, \beta_n)$ и признаками ландшафта $G(\gamma_1, \gamma_2, \dots, \gamma_j, \dots, \gamma_k)$:

$$\eta = \eta \left[\hat{A}(\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_i, \dots, \beta_n), G(\gamma_1, \gamma_2, \dots, \gamma_j, \dots, \gamma_k) \right], \quad (2.8)$$

где β_i – параметры, характеризующие техническое состояние и условия эксплуатации нефтепровода;

γ_j – параметры, характеризующие признаки объектов окружающей среды.

В связи с тем, что воздействие на ОС происходит в результате АРН и проявляется в виде определённого объёма разлившейся нефти, необходимо иметь модель магистрального нефтепровода, которая бы рассматривала нефтепровод как линейно-протяжённый, рассредоточенный по территории, по которой проходит трасса, источник вероятных аварийных эмиссий нефти.

Модель трубопровода (в модели структуры – рисунок 2.2 – это подсистема транспортирования нефти, код T) в данном случае должна отображать возможность возникновения аварии на нефтепроводе и оценивать технологические характеристики АРН. Для построения модели можно использовать такое представление: в каждой точке трубопровода существует вероятность его разгерметизации. Функция, характеризующая вероятность разгерметизации трубопровода в данной точке трассы, будет представлять собой модель трубопровода, характеризующую способность трубопровода создавать аварии.

Масштаб воздействия определяется размером аварийного отверстия и количеством разлившейся нефти. Наступление стохастического события разгерметизации трубопровода вызывает разлив нефти, количественные параметры которого (W_p – общая масса разлившейся нефти) зависят от ряда параметров $\hat{A}(\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_i, \dots, \beta_n)$ [94, 50-А] и в обобщенном виде могут быть представлены функционалом [35-А], в котором учтены действия всех факторов, влияющих на технологические параметры АРН:

$$W_p = W_p \left[\hat{I} \circ \hat{a} \left(R_{i\circ} = \lambda_n \gamma_{m_i}^L \right), \hat{O} \hat{a} \hat{o} \left(V_{m_i} = f(p_k) \right), \right. \\ \left. \hat{A} \hat{a} \hat{a} \left(V_z = \phi(z_i), V_l = \psi(l_i) \right), \hat{I} \hat{a} \hat{i} \left(V_{t_i} = \phi(t_i) \right) \right], \quad (2.9)$$

где $\hat{I} \partial \hat{a}(R_{i\partial} = \lambda_n \gamma_{m_i}^L)$ – функции, определяющие риск R_{om} разгерметизации с появлением дефектного отверстия с характерным размером,
 λ_n – удельная частота (вероятность) аварий на участке МН, аварий/(км·год);
 $\gamma_{s_i}^L$ – весовой коэффициент дефектного отверстия с характерным размером L ;
 m_i – фактор влияния на технологические параметры аварийного разлива нефти.
 $\hat{\alpha} \hat{\omega}(V_{q_i} = f(p_k))$ – функции, определяющие зависимость объема разлившейся нефти от технологического режима перекачки в момент аварии;
 $f(p_k)$ – функции, характеризующие значения давления в трубопроводе;
 $Geo(V_z = \phi(z_i); V_l = \psi(l_i))$ – функции, определяющие влияние профиля трассы (геодезических характеристик z_i) и расположения задвижек l на объем разлившейся нефти;
 $\hat{I} \hat{a}_i(V_{t_i} = \phi(\beta_i))$ – функции, определяющие влияние эффективности системы обнаружения утечек и быстрого действия механизмов закрытия задвижек t_i на объем разлившейся нефти.

В данной постановке в качестве модели нефтепровода использованы известные модели для оценки значений *технологического риска* R_{tex} [106, 35–А]. Модель трубопровода, представленная в виде зависимости для расчёта значений индекса технологического риска, достаточно полно характеризует нефтепровод как источник аварийных эмиссий нефти и в стохастической постановке отображает координаты и объём эмиссии нефти возможных аварий. Технологический риск имеет «размерность» вероятности разлива определённого количества нефти.

В качестве примера можно указать конкретный алгоритм для его вычисления [106], который представляет собой зависимость для расчета значения риска разлива ожидаемых объемов нефти (технологического риска):

$$R_W^{max} = \lambda_n L_n W_{раз}, \quad (2.10)$$

где R_W^{max} – показатель риска для оценки ожидаемого (максимального) объема потерь нефти при аварийных разливах нефти, аварий·м³/год;
 λ_n – удельная частота (вероятность) аварий на участке МН, аварий/(км·год);
 L_n – протяженность участка нефтепровода, заключенного между двумя НПС, км;
 $W_{раз}$ – максимальная масса вытекшей нефти, т.

Зависимость (2.10) является прагматической моделью участка трубопровода, отображающая объём потери нефти при возможной АРН.

На характер развития аварии, наряду с технологическими факторами (объёмом разлившейся нефти, её свойствами), значительное, а чаще всего, *определяющее влияние оказывают ландшафтные факторы* – состав и состояние компонентов ландшафта (профиль местности, характер водных объектов, земель и т. п.) и их взаимное расположение на территории, примыкающей к трассе нефтепровода.

Совокупность этих факторов может быть первоначально формализована в виде предиката, представляющего собой выражение с неопределёнными терминами (переменными) [138]. Выбор конкретных значений этих терминов осуществляется путём символизации и математизации предиката с реализацией последовательности: логико-лингвистическая модель, алгоритм, программа.

В рамках рассматриваемой проблемы в качестве таких неопределённых терминов выступают свойства, присущие элементам ландшафта, которые могут влиять на степень экологической опасности МНП. Их можно формализовать в виде признаков ландшафта $G(\gamma_1, \gamma_2, \dots, \gamma_j, \dots, \gamma_k)$.

Введение в рассмотрение модели трубопровода как источника техногенного воздействия и модели территории (модели ландшафта) явилось основой построения прагматической модели, предназначенной для оценки показателя экологической опасности η .

Показатель экологической опасности как величина, в которой учтено воздействие всех факторов влияния, представлен в формате экологического риска:

$$\eta = R_W^{\max} \cdot Q, \quad (2.11)$$

где $R_W^{\max}$ – показатель риска, аварий·м³/год (согласно 2.10);

Q – обобщенная оценка возможных экологических последствий АРН, учитывающая воздействие элементов системы проблемы:

$$Q = Q(S, Z, C, D) \quad (2.12)$$

В соответствии с рис 2.1 в функционале (2.12) через S обозначена совокупность факторов влияния, возникновение и проявление которых происходит в подсистеме окружающей среды, иначе – код S ; через Z – совокупность факторов влияния, возникновение и проявление которых происходит в подсистеме предотвращения и ликвидации загрязнения ВО, иначе – код Z ;

через C – совокупность факторов влияния, возникновение и проявление которых происходит в подсистеме подготовки к проведению аварийных работ, иначе – код C ; через D – совокупность факторов влияния, возникновение и проявление которых происходит в подсистеме технического, правового и экономического регулирования, иначе – код D .

На функционирование каждой из подсистем оказывает воздействие большое количество разнотипных факторов, имеющих различную природу: техническую, геосферную, инженерно-технологическую, управленческую, социальную, экономическую, которые в ряде случаев имеют стохастическую природу. Ввиду этого зависимости (модели), отображающие функционирование этих подсистем, не могут быть представлены в виде детерминированных аналитических зависимостей, а могут быть построены на основе учёта факторов влияния.

Модель, предназначенная для определения обобщенного ПЭО η , свободна от ограничений, присущих модели (2.6). Она пригодна для разработки на ее основе профилактических и оперативных мероприятий, направленных на предотвращение или минимизацию загрязнения ВО разлившейся нефтью.

Каждая из рассмотренных прагматических моделей – как (2.6), так и (2.5), имеют свои области использования. Для оценки последствий конкретного АРН (реального или возможного) предназначена прагматическая модель (2.6), для оценки прогнозирования значения показателя потенциальной экологической опасности – η служит модель (2.5).

2.6 Разработка состава и структуры системы защиты водных объектов при аварийных разливах нефти на нефтепроводах

Разнообразие характера и природы элементов, входящих в систему проблемы загрязнения ВО при АРН на МНП (раздел 2.2), соответственно требует использования различных способов и механизмов влияния на них.

Для выработки способов и приведения в действие механизмов влияния необходимо разработать и обеспечить функционирование совокупности структурных единиц (элементов), природа и характер которых должны быть адекватны элементам системы проблемы, для воздействия на которые они создаются.

Действие всех этих разнородных структурных единиц (элементов), протекающее в условиях их взаимовлияния и взаимодействия, направлено на до-

стижение единой цели – защиты ВО от загрязнения нефтью при аварийных разливах нефти.

Построение системы проблемы, включающей в себя разнообразие элементов, взаимосвязанное функционирование которых приводит к появлению экологических последствий АРН, легло в основу создания научно обоснованной системы защиты водных объектов при АРН на МНП и выявления её функций [51–А, 52–А].

Деятельность, направленная на предотвращение и преодоление негативных последствий АРН, должна проводиться в различных сферах, где проявляется действие факторов влияния на экологические последствия АРН, Управление этими факторами или противодействие им осуществляется СЗВО с целью минимизация экологических последствий от загрязнения нефтью ВО при АРН [36–А, 42–А, 51–А – 56–А]. В рамках этой системы объединено управление факторами влияния, действующими в трех сопряженных сферах:

В антропогенно-техногенной сфере (*магистральный нефтепровод*) и ландшафтной сфере (*естественный ландшафт*), которые совместно образуют геотехническую подсистему (*антропогенный ландшафт*).

В сфере организационно-технологической деятельности (*органы государственного управления трубопроводным транспортом и операторы трубопроводного транспорта, органы государственного управления защитой окружающей среды и защитой населения и окружающей среды при чрезвычайных ситуациях*).

В сфере нормативно-правового регулирования деятельности по защите ВО при АРН (*система законодательных и технических нормативно-правовых актов*).

Для достижения цели решения проблемы – МЭП загрязнения ВО при АРН – СЗВО соответственно должна обеспечивать выполнение трёх функций [36–А, 51–А, 53–А]: прогнозной; технологической; управленческой.

В соответствии с этим всё многообразие разнородных и взаимодействующих элементов, образующих СЗВО, распределено по трём функциональным блокам (рисунок 2.5).

Выполнение СЗВО прогнозной функции, которое обеспечивается прогнозным блоком её элементов, направлено на решение задач по прогнозированию возможной аварии, её развития и облика и по прогнозированию экологических последствий АРН [51–А, 53–А].

Обеспечение прогнозирования аварий и их облика, которое, в первую очередь необходимо, для проведения комплекса подготовительных работ,

включает в себя:

- оценку риска возникновения в данной точке трассы трубопровода аварии, имеющей определённые технологические параметры;
- прогнозирование облика аварии.

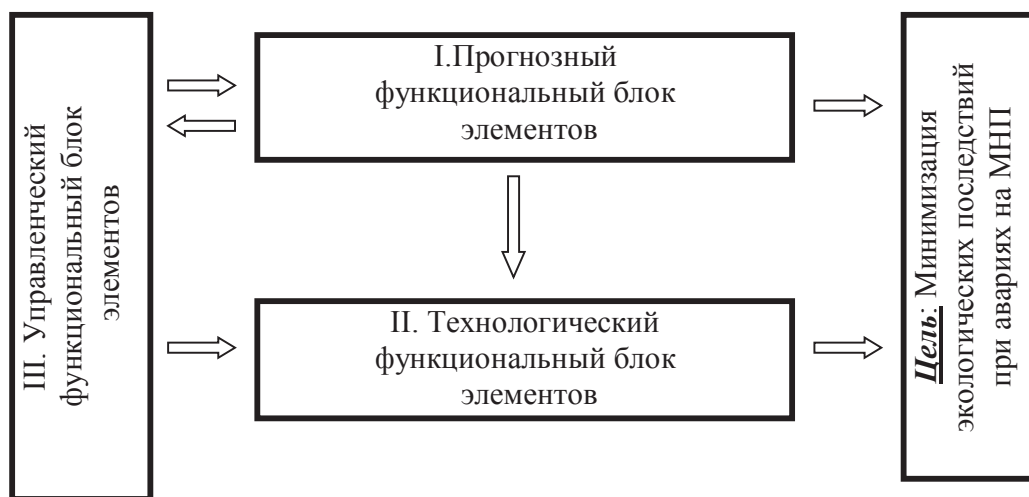


Рисунок 2.5 – Структурно-функциональная схема системы защиты водных объектов при АРН на МНП

Для оценки риска аварии в данной точке трассы трубопровода существуют хорошо разработанные нормативные методики, с помощью которых имеется возможность оценить вероятность аварии, обладающей определёнными параметрами, например: ожидаемыми размерами аварийного отверстия, ожидаемым объёмом разлившейся нефти, ожидаемой площадью загрязнения земли или акватории водного объекта.

Для возможности прогнозирования облика аварии необходимо осуществить выявление факторов, влияющих на развитие аварии и её последствия (группы факторов и сами факторы) и разработать методы представления и формализации геоландшафтных условий, в которых происходит авария с целью их систематизации и типизации.

Результаты прогнозирования предназначены для использования на подготовительном (доаварийном) этапе в качестве исходных данных для разработки комплекса мер по предупреждению, локализации и ликвидации разливов нефти, включая разработку планов ликвидации аварий, а также подготовки их инженерно-технического обеспечения.

Технологический функциональный блок элементов системы защиты,

обеспечивающий материальную основу защиты водных объектов при аварийных разливах нефти на нефтепроводах, отвечает за технологическое и инженерно-техническое обеспечение деятельности по защите водных объектов при АРН.

Нормативно-методическое регулирование, инвестиционно-экономическое и организационно-управленческое обеспечение этой деятельности осуществляют элементы СЗВО, входящие в управленческий функциональный блок элементов.

Как следует из проведенного структурно-логического анализа проблемной ситуации, связанной с загрязнением ВО при АРН, для решения проблемы загрязнения ВО при АРН необходимо целенаправленное взаимодействие широкого спектра разнородных элементов системы, принадлежащих различным сферам, имеющим разную природу. В связи с этим детальная и конкретная разработка всех элементов СЗВО требует проведения исследований и разработок по различным научным направлениям, связанным с разными научными дисциплинами.

В диссертационном исследовании проведены (согласно паспорту специальности 25.00.36 – Геоэкология) разработки теоретических основ, инженерных решений и технологий, применяемых при использовании и защите от загрязнения воды, конкретно – по направлению разработка инженерно-технических средств и методов, направленных на снижение ущерба геоэкологическим системам от техногенных катастроф.

В соответствии с этим основное внимание в диссертации уделено двум направлениям деятельности по защите водных объектов, связанным с первым и вторым функциональными блоками системы: прогнозированию возможных аварийных разливов нефти на магистральных нефтепроводах, их облика и последствий; разработке и применению эффективных технических средств и технологических процессов, направленных на защиту водных объектов при АРН на магистральных нефтепроводах.

Так как вопросы управления, включающие нормативно-методическое регулирование, организационное и инвестиционно-экономическое обеспечение деятельности по защите ВО при АРН, являются, в значительной мере, предметами изучения других научных дисциплин, специальные научные исследования по данному кругу вопросов в работе не проводились.

В то же время функционирование подсистем и элементов управленческого блока является неотъемлемым условием деятельности системы защиты водных объектов, в связи с чем в ходе её разработки получен ряд практических результатов, относящихся к сфере деятельности управленческого блока

системы защиты.

Научному и методологическому обоснованию и практической разработке подсистем и элементов структурно-функциональных блоков системы защиты водных объектов посвящены последующие главы диссертации.

2.7 Выводы по главе 2

1. В связи с многосвязностью и разнообразием природы показателей свойств элементов, образующих природно-техническую геосистему, количественное представление зависимостей для оценки состояния системы путём использования точных аналитических методов крайне затруднено. Особенно в условиях аварийных эмиссий. Это обусловило применение неаналитических методов, в частности, методов риск-анализа для описания техногенного воздействия аварийного нефтепровода на элементы окружающей среды.

2. Разработана с позиций системного подхода познавательной модели проблемы загрязнения водных объектов при аварийных разливах нефти на нефтепроводах, которая представлена в виде структурно-логической схемы. В структурно-логической схеме обобщена вся совокупность разнотипных взаимодействующих друг с другом элементов, которые принадлежат технической, геосферной и управленческой сферам. Функционирование этих элементов направлено на достижение единой цели, для чего необходимо объединение их в прагматическую систему, что определяет основное направление исследования, состоящее в разработке методологических и научных основ создания системы защиты водных объектов при аварийных разливах на нефтепроводах.

3. Представление аварийных разливов нефти как последовательности событий, связанных с взаимодействием разлившейся нефти с окружающей средой, которые включают в себя совокупность сопровождающих их физических процессов. Каждый физический процесс характеризуется существенными для развития и последствий аварийных разливов нефти параметрами, что позволило включить в рассмотрение весь возможный спектр параметров физических процессов и для каждого параметра назвать влияющие на него факторы. Одновременно учёт физических процессов взаимодействия нефти с объектами окружающей среды служит основанием для разработки и выбора технологий и технических средств, предназначенных для защиты водных объектов при аварийных разливах нефти на нефтепроводах.

4. Выявлены и сгруппированы факторы, оказывающие влияние на значения определяющих параметров физических процессов, сопровождающих развитие аварийных разливов нефти на нефтепроводах. Определены особенности, присущие этому виду эмиссии и установлено, что решающее влияния на развитие и последствия аварийных разливов нефти на нефтепроводах оказывают ландшафтные параметры местности, учёт которых положен в основу создания эффективной системы защиты водных объектов.

5. Разработаны модели взаимодействия аварийного нефтепровода с объектами окружающей среды, предназначенные для создания научных и методологических основ системы защиты водных объектов при АРН на МНП (познавательные модели), а также разработки и обеспечения практического функционирования её отдельных элементов и всей системы в целом (прагматические модели).

6. Научно обоснованы и разработаны состав и структура системы защиты водных объектов при аварийных разливах нефти на нефтепроводах, предназначенные для целенаправленного и управляемого воздействия на факторы влияния с целью минимизации экологических последствий. Система защиты водных объектов включает в себя прогнозный, технологический и управленческий блоки элементов.

ГЛАВА 3

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ЭЛЕМЕНТОВ ПРОГНОЗНОГО БЛОКА

В данной главе изложены результаты исследований, связанных с разработкой и функционированием основных элементов прогнозного блока СЗВО. Приведено научно-методологическое обоснование методов идентификации объектов ПТГ и мониторинга их параметров; рассмотрены новые производственные классификации водных объектов и порядок создания предметно-ориентированных каталогов ВО; приведены научно-методологическое обоснование и методы фрагментации и сегментирования трассы на автономные и локальные участки; изложены методы оценки экологических последствий АРН.

3.1 Основные функции и состав прогнозного блока

Для выполнения функций по прогнозированию АРН, его развития и облика и по прогнозированию экологических последствий прогнозный блок элементов СЗВО объединяет три подсистемы [51–А]. Функционально-структурная схема прогнозного блока представлена на рисунке 3.1:

- I.1. Подсистема мониторинга объектов ПТГ;
- I.2. Подсистема идентификации объектов окружающей среды;
- I.3. Подсистема оценки экологических последствий АРН на МНП.

Каждая из указанных подсистем включает в себя совокупность образующих эту подсистему элементов, которые отображены на функционально-структурной схеме прогнозного блока.

Основой прогнозирования является мониторинг технических параметров нефтепровода (элемент I.1.1) и мониторинг ландшафтных параметров окружающей среды (элемент I.1.2). Данные мониторинга, образующие базы и банки данных (элемент I.1.3), являются исходными данными для проведения идентификации объектов ОС (элемент I.2) и оценки экологических последствий возможных АРН на МНП (элемент I.3).

Анализ данных мониторинга техногенного и ландшафтного компонентов антропогенного ландшафта обеспечивает информацией о параметрах ВО, которые могут быть подвергнуты загрязнению нефтью, обобщенной в виде предметно-ориентированных каталогов водных объектов (ПОК ВО) – (элемент I.2.1.1), и о параметрах возможных аварийных разливов нефти, обобщенной в виде оценки риска аварии – (элемент I.3.1).

Результаты прогнозирования в первую очередь используются в качестве исходных данных для разработки комплекса мер по предупреждению, локализации и ликвидации АРН, включая разработку Планов ликвидации аварийных разливов нефти (ПЛАРН) и подготовки их инженерно-технологического обеспечения, а также для вычисления обобщённых количественных оценок экологических последствий аварий.

Идентификация водных объектов необходима для проведения сегментирования и фрагментации трассы. Выявлению и учёту подлежат все водные объекты, по территории водосборных бассейнов которых проходит трасса нефтепровода.

Для научно-методологического обеспечения этой работы разработан метод идентификации объектов окружающей среды, вовлекаемых в техногенные процессы при эксплуатации нефтепроводов, включающий:

- производственную классификацию ВО и порядок ведения ПОК ВО [139, 140], а также производственную классификацию обводненных участков суши – торфяно-болотных ландшафтов (разделы 3.2, 3.3 и 3.4);
- методику сегментирования трассы трубопровода в соответствии с геоландшафтными характеристиками местности (раздел 3.5).

Данные по сегментированию и фрагментации трассы, проведенному на основе идентификации объектов ОС, используются при разработке элементов технологического функционального блока (глава 4).

Другим важным направлением использования результатов прогнозирования является оценка экологических последствий АРН. В качестве исходных данных для оценки ЭП служат выявленные характеристики объектов окружающей среды, являющиеся факторами влияния, которые получены при проведении сегментирования трассы, и значения индексов риска аварии.

Для оценки экологических последствий АРН разработан метод, который позволяет в обобщённом виде осуществлять количественную оценку последствий антропогенного воздействия аварийного нефтепровода на ВО (раздел 3.6).

Эти методы адаптированы для получения обобщенных количественных оценок ожидаемых экологических последствий возможных АРН, экологических характеристик территорий с точки зрения восприимчивости их к воздействию аварийного нефтепровода, а также для оценки эффективности результатов деятельности по ликвидации риска.

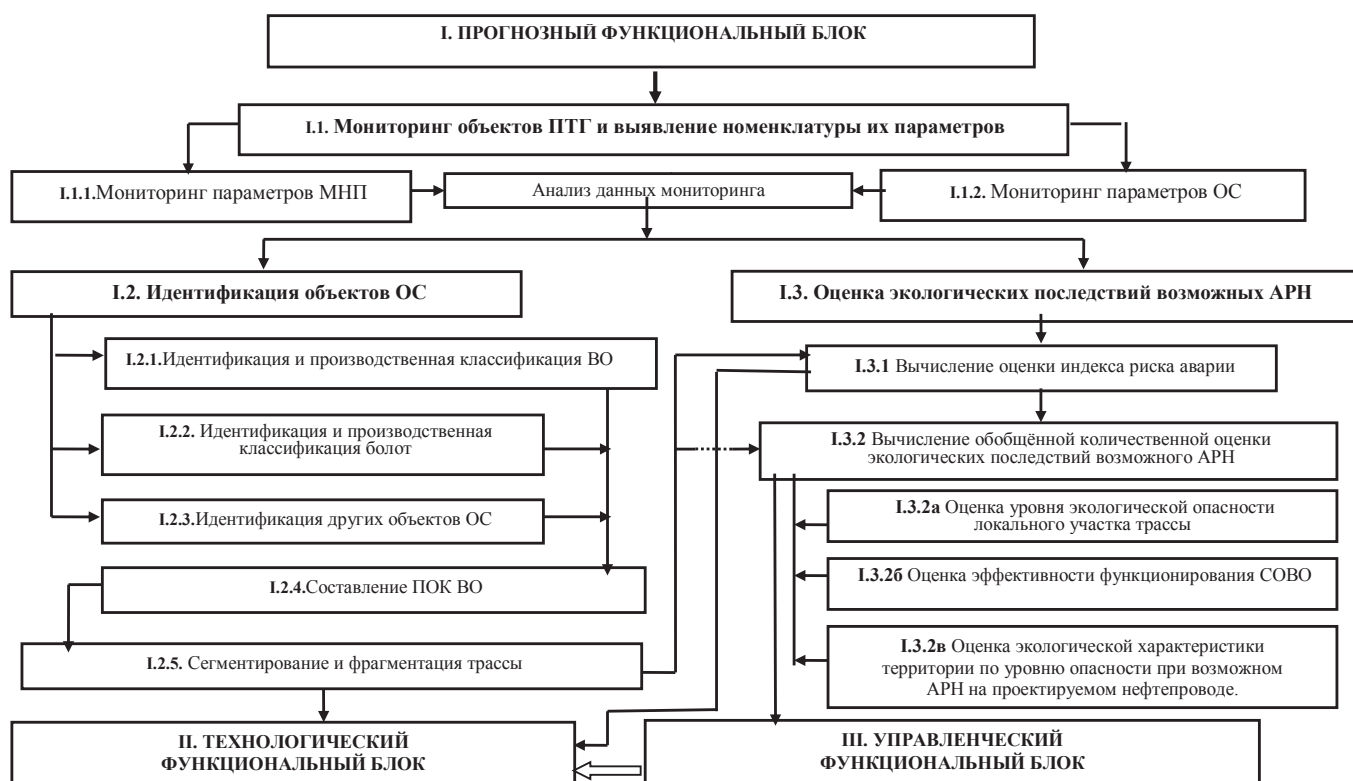


Рисунок 3.1 – Функционально-структурная схема прогнозного блока СЗВО

3.2 Мониторинг и идентификация объектов окружающей среды

Сведения о ВО являются основными исходными данными при разработке мероприятий по их защите от загрязнения нефтью и оценке ожидаемых последствий возможного АРН. Они обеспечивают описание характера и развития АРН и условий проведения инженерно-технологических мероприятий по защите ВО [57–А, 58–А].

С целью систематизации сведений, характеризующих ВО, разработана новая производственная классификация ВО. За основу новой производственной классификации принята классификация ВО по ГОСТ 17.1.1.02-77 [140]. Однако эта классификация не учитывает ряд важных обстоятельств, связанных с особенностями загрязнения ВО при АРН и обеспечением их защиты, в связи с чем должна была дополнена [139].

Важной особенностью разработанной производственной классификации ВО является то, что в качестве классификационных факторов в ней использованы ландшафтные условия, в которых расположен ВО. Эти факторы позволяют оценить:

- траекторию миграции нефти после ее выхода из аварийного отверстия нефтепровода (направление, условия и масштабы распространения);
- условия, в которых будут осуществляться работы по локализации и ликвидации АРН.

Первая группа факторов – тип ВО. Эта группа факторов связана с общей классификацией водных объектов. К водным объектам единого государственного водного фонда Республики Беларусь относятся [140]:

- водотоки (реки, каналы, ручьи);
- водоемы (озера, водохранилища, пруды);
- подземные воды (следует отметить, что обеспечение охраны подземных вод от загрязнения нефтью в диссертации не рассматривается).

Вторая группа факторов – гидрографические и морфологические характеристики ВО. Группа этих факторов зависит от гидрографических характеристик ВО и включает в себя следующее:

- характеристику гидрографической сети, которая описывается такими признаками, как, например, главная река, притоки I порядка, притоки II порядка и т. п. [128];
- характеристику устья водотока, которая описывается такими признаками, как, например, водоток впадает в море, или реку, или проточный водоем и т.п.).

В новую производственную классификацию в дополнение к подходам, принятым в [128] по характеристикам ВО отнесён и такой фактор, как

трансграничный характер водотока, т.е. выделены реки и ручьи, русла которых пересекают государственную границу и далее проходят по территории соседних государств.

При этом введено понятие *критической зоны*, т.е. участков трассы, примыкающих к государственной границе, появление источника АРН на которых не может быть локализовано в пределах территории нашего государства из-за ограниченности технических возможностей, связанных с временем прибытия аварийных бригад, и неизбежно приведет к трансграничному переносу загрязнения.

Классификация ВО по гидрографическим признакам представлена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Классификация ВО по гидрографическим признакам

Главная река	Главные реки (впадающие в моря), а также реки, пересекающие границы государств
Притоки главной реки	Притоки главной реки I порядка. Находятся в водосборном бассейне главной реки и впадают в нее
Другие водотоки	Водотоки, находящиеся в водосборном бассейне главной реки, но непосредственно не впадают в главную реку
Проточные водоемы	Водоемы, находящиеся в водосборном бассейне главной реки и имеющие сток в главную реку
Бессточные водоемы	Водоемы могут находиться в водосборном бассейне главной реки, но поверхностного стока в нее нет

В эту же группу следует включить факторы, связанные с *морфологическими характеристиками водотока*, к числу которых относятся характер течения (характер свободной поверхности, наличие порогов), ширина реки, наличие крутых поворотов и т.п. Эти особенности существенны с точки зрения использования технических средств.

Третья группа факторов – условия расположения ВО. Группа объединяет факторы влияния, связанные с ландшафтными условиями расположения ВО, которые оказывают значительное влияние в целом на облик АРН и условия проведения инженерно-технологических мероприятий по защите ВО.

Из факторов, входящих в эту группу, наибольшее влияние оказывает рельеф местности. От характеристики рельефа, т.е. наличия склонов, мелких ручьев, канав, пересыхающих русел, ложбин, увлажненных участков и тому подобных элементов поверхности земли, по которым нефть может двигаться в направлении понижения рельефа, зависит интенсивность ее поступления в ВО.

Сильное влияние на развитие и последствия АРН на МНП оказывает *фактор взаимного расположения места разгерметизации трубопровода и ВО.*

Укажем несколько типичных ситуаций. При аварии на подводном переходе нефть непосредственно поступает в реку, и загрязнение происходит стремительно, с распространением нефти по течению. Такие аварии вызывают наиболее тяжелые экологические последствия, которые очень сложно минимизировать [8, 9].

При близком расположении места аварии на подземном участке трубопровода относительно русла главной реки разлившаяся нефть по притокам первого порядка или по склонам рельефа может попасть в главную реку.

При отдалённом расположении места разгерметизации от русла главной реки разлившаяся нефть может мигрировать по рельефу, затем попадать в различные ВО (притоки второго или третьего порядка, проточные озёра или обводнённые участки суши) и по ним попадать в главную реку. В этом случае рельеф местности, а также характер флоры оказывают большое влияние и на облик АРН, и на условия, в которых нужно будет проводить мероприятия по защите ВО.

Четвёртая группа факторов – характеристики грунтов вблизи ВО. Эту группу образуют факторы, учитывающие характер грунта на траектории миграции нефти по поверхности земли от места разгерметизации трубопровода до водного объекта. Впитывающая способность земли влияет на количество нефти, которое достигнет ВО. Особого внимания заслуживают обводненные участки суши, специфической разновидностью которых являются торфяно-болотные ландшафты. .

Пятая группа факторов – характер флоры. На трудоемкость и эффективность мероприятий, проводимых по защите ВО, влияет действие такого ландшафтного фактора, как характер флоры (кустарник и деревья), от которого также зависит количество нефти, удерживаемое на растениях (в основном, на травяном покрове).

Шестая группа факторов – эколого-экономическая значимость ВО. Для прогнозирования и оценки экологических последствий АРН, связанных с загрязнением нефтью ВО, необходимо располагать сведениями об эколого-экономической значимости ВО, которые образуют отдельную группу факторов влияния. Признаками этого фактора являются категории ВО [130]:

- ВО водохозяйственного и рыбохозяйственного значения;
- прочие ВО.

К этим двум признакам следует добавить еще такой признак, как особо охраняемые ВО.

Таким образом, выделенные шесть групп факторов влияния (и соответствующие каждому фактору признаки, характеризующие ВО) могут быть

положены в основу новой производственной классификации ВО, которая представлена в виде таблицы 3.2.

Таблица 3.2 – Производственная классификация водных объектов

Классификационный признак	Классификационные группы и характеристики	
1. Тип ВО	Водотоки	Реки
		Ручьи
		Каналы
	Водоемы	Озера
		Водохранилища
		Пруды
2. Гидрографические и морфологические характеристики ВО	Главная река, притоки I порядка, II порядка	
	Характеристика устья водотока	
	Трансграничный характер водотока	
	Площадь зеркала водной поверхности (ширина и глубина водотока)	
	Поверхностная скорость течения воды в створе (меженная, тах)	
	Характеристики береговой линии	
3. Условия расположения ВО.	Склоновый, пересеченный рельеф	
	Равнинный рельеф	
	Замкнутые котловины	
4. Характеристика суши вблизи ВО	Необводненные участки суши	
	Обводненные участки суши (ТБЛ)	
5. Характеристика флоры	Наличие и характер растительности на территориях, примыкающих к водоему	
6. Использование ВО.	Культурно-бытовое и рыбохозяйственное значение	
	Особо охраняемые ВО	
	Прочие ВО	

Разработанная новая производственная классификация предназначена для составления предметно-ориентированного каталога водных объектов, находящихся в зоне действия МН. Информация о ВО, обобщённая в ПОК ВО, используется при прогнозировании развития и последствий АРН, определении направления и условий миграции нефти и оценки условий, в которых будут проводиться инженерно-технологические мероприятия, направленные на МЭП путём локализации и ликвидации разлива нефти. Исходя из этого, на основе ПОК ВО разрабатываются типовые планы ликвидации аварий, в которых содержатся мероприятия по минимизации последствий АРН.

Как уже отмечено, одним из классификационных признаков, используемых в разработанной производственной классификации ВО, является характеристика грунтов суши вблизи ВО. Данный признак позволяет описать характер ландшафтных условий, в которых расположен ВО. Из всех возможных типов земель на территориях, расположенных между местом аварии и охраняемым водным объектом, отдельно выделены обводнённые участки суши, специфической разновидностью которых являются ТБЛ.

При миграции разлившейся нефти по территориям ТБЛ создаются сложные условия для проведения инженерно-технологических мероприятий по её локализации и сбору и требуется применение специальных технических средств и технологий. При рассмотрении этого компонента гидроландшафта принято во внимание не только то, что попавшая в болото нефть может вызвать серьезное, не контролируемое загрязнение крупных водных объектов, гидрологически связанных с подвергшимся загрязнению ТБЛ, но и то, что эти ландшафты являются ценными природными объектами и их защита при АРН является самостоятельной задачей [27, 141].

Кроме того, ТБЛ с наличием зеркала чистой воды, в случае угрозы загрязнения при авариях, имеют некоторые общие черты с ВО, поэтому для организации системы защиты этих территорий использованы некоторые подходы, разработанные для защиты ВО.

Для разработки рекомендаций по минимизации негативных последствий загрязнения ТБЛ нефтью при АРН оценены особенности всех разновидностей таких ландшафтов и обобщены в виде соответствующей производственной классификации. Эта новая производственная классификация строится на принципах, учитывающих:

- характер вредного воздействия и последствий нефтяных загрязнений на сам ТБЛ и на связанные с ним природные, прежде всего водные, объекты;

- условия и возможности проведения организационно-технических мероприятий по локализации и ликвидации загрязнения.

Создание такой классификации явилось сложной научно-методической задачей [59–А, 60–А]. Известно множество классификаций ТБЛ [27, 31, 141–144].

Наибольшее признание получили классификации по:

- зарождению и развитию торфяно-болотных массивов (генетический подход [142];

- условиям залегания относительно рельефа [31, стр. 38];

- проходимости техники (СНиП III-42-80) [144].

Исходя из известных классификаций и принятых принципов категорирования ТБЛ, разработан новый подход к классификации болот, который отражен в виде схемы (рисунок 3.2) иерархической структуры условий и последствий загрязнения болотного ландшафта нефтью:

I – основные классификационные признаки (характер воздействия нефтяного загрязнения, возможности проведения технических мероприятий);

II – компоненты торфяно-болотной системы, подвергаемые загрязнению (растительность, вода, торф);

III – разновидности компонентов торфяно-болотных систем;

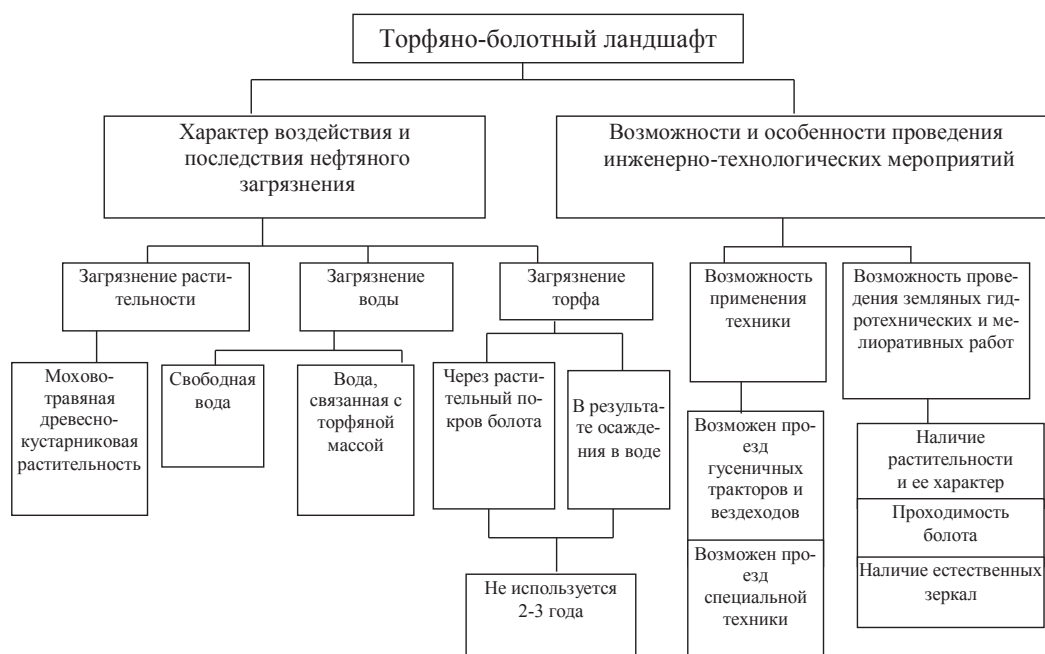


Рисунок 3.2 – Иерархическая структура условий и последствий загрязнения торфяно-болотного ландшафта нефтью

IV – характер вредного воздействия нефтяных загрязнений на компоненты торфяно-болотных систем и сопряженные с торфяно-болотной системой природные объекты.

Приведенные признаки учитывают особенности ТБЛ с точки зрения как характера воздействия и последствий их нефтяного загрязнения, так и возможности проведения в этих ландшафтах различных технических мероприятий. По этим признакам все ТБЛ нами предложено разделить на 2 категории (таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Классификация ТБЛ по характеру воздействия разлившейся нефти и условиям проведения в этих ландшафтах различных технических мероприятий по ликвидации загрязнения нефтью

1 категория Припойменный ТБЛ, ТБЛ в плоском понижении (ТБЛ, имеющий сток в ВО)	ТБЛ со сложной локализацией разлившейся нефти и дренируемым ландшафтным положением. Распространение загрязнения может быть довольно обширным и происходить не только по ландшафту, но и по водному объекту. ТБЛ могут находиться также в лощинах и ложбинах, загрязнение природных объектов происходит по стоку из ложбины. ТБЛ находятся в водосборном бассейне главной реки. (Ландшафтное положение – припойменное, дренируемое, склоновое к водному объекту, лощина, сточная ложбина)
2 категория ТБЛ в котловине	ТБЛ, находящийся в котловине. Загрязнение связанных с ним природных объектов практически не происходит или происходит по стоку, который можно перекрыть для предотвращения разлива нефти. (Ландшафтное положение – слабопроточная котловина или седловина без стока в ВО, замкнутая котловина)

Предложенные производственные классификации ВО и ТБЛ предназначены для использования при разработке сценариев развития АРН, планов ликвидации АРН и инженерно-технологических мероприятий по локализации и ликвидации АРН. Данные о характеристиках обводнённых участков суши в соответствии с предложенной классификацией вносятся в предметно-ориентированный каталог водных объектов как характеристика территорий, примыкающих к охраняемому ВО.

3.3 Метод сегментирования трассы нефтепровода

Масштабы трасс нефтепроводов и высокая вариативность сценариев возможных АРН, которые могут произойти в любой точке трассы, создают значительные проблемы при планировании и подготовке инженерно-

технологических мероприятий, направленных на ликвидацию АРН на протяжении всей трассы. Эти проблемы являются отражением основной особенности аварий, связанных с разливами нефти, которая присуща АРН на МНП, – большой протяжённости трасс, создающей основные трудности в обеспечении охраны ВО.

Методологический принцип решения этой проблемы состоит в представлении трассы нефтепровода в виде последовательности отдельных её участков. Границы этих участков, распределённых по длине трассы, определяются исходя из обеспечения однотипности приоритетных признаков территории, на которой расположен рассматриваемый фрагмент трассы [36–А, 61–А – 63–А].

В качестве первого ландшафтного признака местности выбрана принадлежность к водосборному бассейну водотока, по территории которого проходит трасса. Этот выбор обоснован тем, что границы площадей водосборных бассейнов являются естественными и жёсткими границами распространения нефти по рельефу.

Точки пересечения линии трассы с границами водосборных бассейнов водных объектов («водораздельные точки») являются естественными границами участков трассы, на которые она сегментируется. Так как нефть, разлившаяся из любой точки трассы, расположенной на этом участке, не может перемещаться за границы этого участка, то участки являются автономными. *Вся трасса МНП представляет собой последовательность таких автономных участков.*

Каждый автономный участок является ПТГ, включающей в себя опасный производственный объект – МНП с известными технологическими характеристиками (техническими характеристиками нефтепровода), прогнозируемыми параметрами залповой эмиссии (оценкой технологического риска) и территорию, на которой будет происходить развитие АРН, ограниченную водораздельной линией и характеризующуюся конкретными геогидроландшафтными параметрами.

Поверхности ВО обладают минимальными значениями вертикальных отметок на территории водосборного бассейна, поэтому мигрирующая по профилю участка нефть будет поступать в ВО и может сохраняться на его поверхности, если таковым является непроточный водоём или обводнённый участок суши, или мигрировать по поверхности водотока в русло более крупного водотока или водоёма.

Секционирование трассы нефтепровода на автономные участки обеспечивает определенность границ возможного поражения территории разлившейся нефтью и возможность разработки конкретных профилактических

и оперативных инженерно-технологических мероприятий по защите водных объектов при АРН на данном участке.

В качестве второго ландшафтного признака местности выбран характер компонентов ландшафта, находящегося в границах распространения разлившейся нефти, которые определяют условия и методы проведения доаварийных и послеаварийных работ, направленных на защиту водных объектов, планирование и проведение которых осуществляется для конкретных ландшафтных условий местности. По этому признаку внутри автономных участков трассы производится её фрагментация на *локальные отрезки*, на которых существует однотипная ландшафтная ситуация – ТБЛ, лес, пашня и т.п.

Например, на одном берегу реки – торфяно-болотный ландшафт, а на другом – пашня или лес. В зависимости от характера ландшафтной ситуации на локальном отрезке трассы для него определяют методы, технологические процессы и технические и транспортные средства, необходимые для проведения работ по предупреждению загрязнения ВО и локализации и сбору разлившейся нефти.

Сегментирование трассы нефтепровода позволяет условно рассматривать нефтепровод как совокупность самостоятельных и независимых опасных производственных объектов. При этом сегментирование трассы на автономные участки необходимо для определения направления миграции по ландшафту разлившейся в любой точке трассы нефти и границ её возможного распространения, а выявление внутри автономных участков локальных отрезков трассы позволяет осуществлять обоснованный выбор технологических процессов и технических средств, используемых для проведения в конкретных условиях работ по предотвращению загрязнения ВО, локализации и сбору разлившейся нефти.

Для деления трассы на автономные участки могут применяться различные процедуры, например, с использованием проектной и технической документации и последующим проведением полевой геодезической съёмки путём картографического анализа и с использованием геоинформационных технологий (ГИС-технологий). Для построения СЗВО принципиально не имеет значения, каким методом осуществляется деление трассы на автономные участки.

Деление трассы на автономные участки является основным принципом построения системы защиты водных объектов при АРН, так как оно обеспечивает на основе анализа конкретной информации прогнозирование развития возможных АРН для каждой точки трассы, оценку величины ущербов и позволяет предметно разрабатывать планы ликвидации или минимизации последствий возможных АРН.

3.4 Разработка методов оценки последствий аварийных разливов нефти на нефтепроводах

Оценка экологических последствий АРН, представленная в количественном выражении, используется *двойко* [50–А]. В одних случаях она выражает *оценку последствий аварии как конкретного (реального или возможного) события*, связанного с определённой точкой трассы МНП, то есть оценка ЭП аварии характеризует последствия реальной аварии или сценария возможной аварии. В других случаях оценка ЭП используется как характеристика *степени экологической опасности трубопровода* (в целом или на конкретном участке трассы), которую на данной территории потенциально может создавать МНП как опасный производственный объект. Эта же величина может трактоваться как *оценка экологической уязвимости территории*, на которой предполагается (на этапе выбора трассы при проектировании нового трубопровода) расположить конкретный трубопровод. Для каждого из этих двух случаев количественное выражение оценки экологических последствий имеет свои особенности.

При разработке методов оценки последствий возможных АРН на МНП использованы два вида прагматических моделей взаимодействия аварийного нефтепровода с объектами окружающей среды, предложенные в разделе 2.5. Это модели, основанные на использовании стоимостных показателей, и модели многофакторной оценки экологических последствий.

На основе стоимостной модели разработан метод оценки эффективности результатов деятельности по ликвидации экологических последствий конкретной аварии, который использован как при анализе результатов деятельности аварийно-восстановительных подразделений по ликвидации конкретного АРН, так и для оценки эффективности системы защиты водных объектов при авариях на нефтепроводах в целом. В качестве меры эффективности использована обобщенная количественная оценка, имеющая стоимостную природу.

Для аварии в данной точке трассы (реальной или возможной) в качестве обобщённой количественной оценки экологических последствий использованы стоимостные показатели, расчёт которых произведен по модели, основанной на использовании алгоритма (2.7) Методики подсчёта убытков, причинённых государству нарушением водного законодательства [130]. Принципы определения размеров возмещения вреда окружающей среде в данной методике такие же, как и используемые в других методиках подобного рода [131–133]. Поскольку в данном случае важен не размер налагаемых санкций, а подход к определению убытка, то методика [130] в полной мере может быть

использована в качестве модели. Это создаёт возможность получить важные практические результаты:

1. Выступая в роли идеальной схематизированной модели возможной аварии [48–А], зависимость (2.7) дает возможность определить максимально возможный диапазон предотвращения ЭП от загрязнения ВО при АРН, выраженных в стоимостных показателях.

2. Зависимость (2.7) позволяет получить опосредованную количественную оценку эффективности мероприятий по защите ВО, проведенных в ходе ликвидации конкретной аварии [64–А].

Будем отличать максимально возможный убыток $U_{\max}$, который возникает в случае, если после аварийного разлива нефти мероприятия по ее извлечению из ВО не проводятся, и фактический убыток U_{ϕ} – если такие мероприятия проводятся.

Зависимость (2.7) позволяет также рассчитать значение минимально возможного значения убытка $U_{\min}$, который возникает при гипотетически максимально эффективном проведении мероприятий по извлечению разлившейся нефти из ВО. Согласно [130], минимально возможный убыток $U_{\min}$ соответствует гипотетическому случаю, когда за период, не превышающий 6 часов, из ВО извлекают всю разлившуюся нефть.

Следует уточнить, что 100-процентный сбор разлившейся нефти принципиально невозможен, так как часть нефти неизбежно растворится в воде, осядет на дно или останется на береговой линии и водных растениях, а часть – испарится в атмосферу. Если оценить, какое количество нефти подвергнется этим процессам в течение первых шести часов $W_n^{\text{дег}}$ и какое количество извлечь (собрать) уже невозможно, то максимальное количество нефти, которое может подлежать сбору, равно $W_{\text{собр}} = W - W_n^{\text{дег}}$, или, введя коэффициент деградации $\varepsilon = W_n^{\text{дег}} / W$, максимальное количество нефти, которое можно собрать (которое остается на поверхности воды) определится соотношением:

$$W_{\text{собр}} = W - \varepsilon W = (1 - \varepsilon)W. \quad (3.1)$$

Учет коэффициента деградации ε уменьшает реальное количество нефти, которое остается на поверхности ВО и, при том же количестве собранной нефти, формально повышает эффективность мероприятий по ее извлечению, однако при этом величина последствий (убыток) не уменьшается. Коэффициент ε целесообразно учитывать только при решении задач по оценке эффективности СЗВО.

Величина $U_{\min}$ является оценкой необратимости воздействия разлившейся нефти на ВО, а разность $U_{\max} - U_{\min} = \Delta U_{\max}$ представляет собой максимально возможный диапазон значений убытков (т.е. ЭП, выраженных в стоимостных показателях) от загрязнения ВО при АРН, который может быть достигнут для определенного количества нефти, попавшей в ВО.

Введем понятие *удельного убытка*, т.е. убытка, приходящегося на тонну нефти, попавшей в ВО, $\bar{U} = U_{BO} / W$, а также понятия *удельного максимально возможного убытка* $\bar{U}_{\max} = U_{\max} / W$, *удельного минимально возможного убытка* $\bar{U}_{\min} = U_{\min} / W$ и *удельного фактического убытка* $\bar{U}_\phi = U_\phi / W$.

Результаты расчетов значений $\bar{U}_{\max}$ и $\bar{U}_{\min}$ представлены на рисунке 3.3.

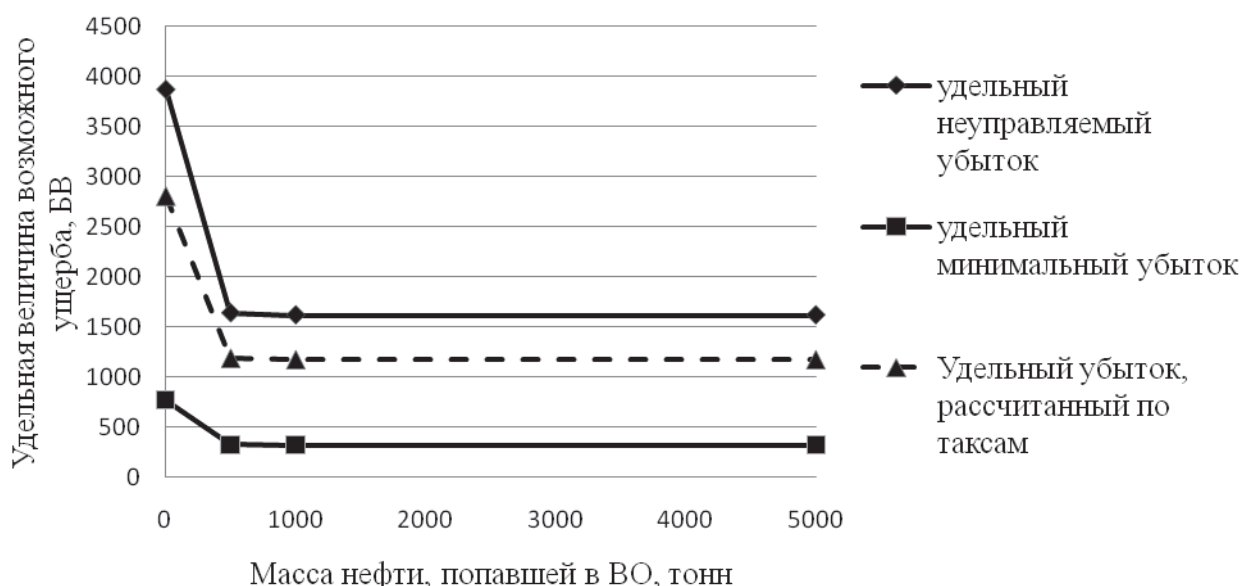


Рисунок 3.3 – Зависимость минимально и максимально возможных убытков, выраженных в удельной форме, от массы разлитой нефти

Отношение величины удельного максимально возможного убытка $\bar{U}_{\max}$ к величине минимально возможного удельного убытка $\bar{U}_{\min}$ представляет собой *коэффициент максимально возможного предотвращения убытков* $\mu_{\max}$:

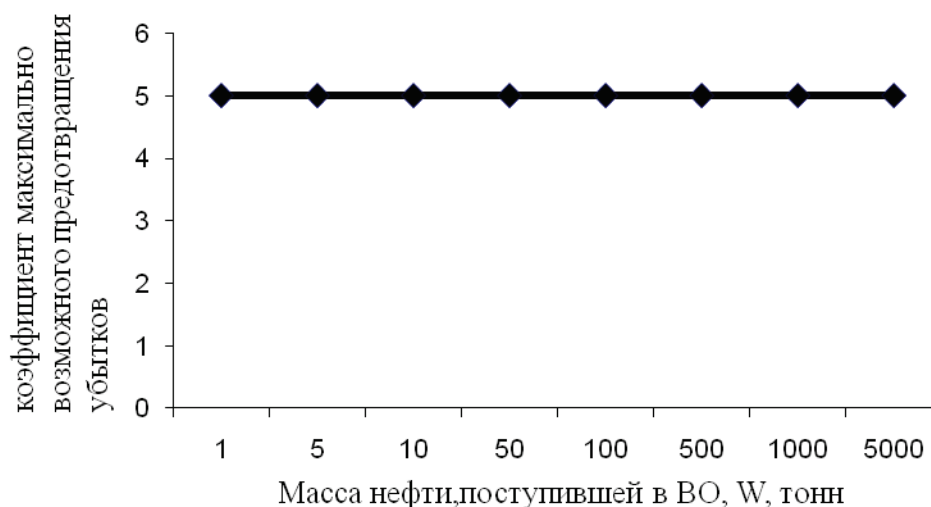
$$\mu_{\max} = \frac{\bar{U}_{\max}}{\bar{U}_{\min}} = \frac{U_{\max}}{U_{\min}}, \quad (3.2)$$

который соответствует кратности превышения максимально возможного убытка над минимально возможным и характеризует ширину диапазона, в

котором в зависимости от эффективности проводимых мероприятий по сбору нефти могут изменяться значения удельных фактических убытков.

На основании результатов расчетов, выполненных для значений параметра W в диапазоне от 1 до 5000 тонн, параметра V в диапазоне от 0 до 100 % и параметра T в диапазоне от 6 до 240 часов, и представленных на рисунке 3.4, коэффициент максимально возможного предотвращения убытков $\mu_{\max}$ не зависит от W и является постоянной величиной, равной 5.

Таким образом, во всем диапазоне значений W проведение мероприятий по ликвидации последствий аварии максимально может обеспечить пятикратное снижение удельных убытков (т.е. ЭП).



Диапазон изменений параметров W , V и T выбран в соответствии с данными приложений к Методике [130]

Рисунок 3.4 – Зависимость коэффициента максимально возможного предотвращения убытков относительно нефти, поступившей в водный объект

Наряду с соотношением (3.2) можно использовать соотношение:

$$\chi = \frac{\bar{Y}_{\max}}{\bar{Y}_{\phi}} = \frac{Y_{\max}}{Y_{\phi}}, \quad (3.3)$$

где χ является *коэффициентом снижения убытка*, который показывает, по результатам конкретной (реальной или возможной) аварии, насколько фактические убытки, сформировавшиеся по результатам мероприятий по сбору нефти, меньше максимально возможных убытков.

Коэффициент χ характеризует эффективность аварийно-спасательных мероприятий, проведенных при ликвидации конкретного АРН; его можно рассматривать также и как *коэффициент эффективности системы защиты ВО*.

Нужно отметить, что с июня 2008 года в нашей стране изменён порядок исчисления размера возмещения вреда, причиненного окружающей среде [136, 137], который значительно упрощён с точки зрения механизма расчета. В то же время действующий в настоящее время порядок уже не содержит механизмов экономического стимулирования деятельности загрязнителя по МЭП.

Как следует из рис. 3.3, размеры санкций при действующем порядке исчисления размера возмещения вреда [136] находятся в диапазоне значений санкций, назначаемых по действовавшим ранее на территории Республики Беларусь методикам [130, 131]. Значение удельной величины возможного ущерба (в базовых величинах), рассчитанное по таксам, введенным в 2008 году, занимает промежуточное положение между значениями удельной величины возможного ущерба, рассчитанными для случаев неуправляемого развития АРН (максимальный удельный убыток), и максимально возможных эффективных действий по ликвидации последствий (минимальный удельный убыток) по методике, действовавшей в 2007 году.

Метод, основанный на использовании стоимостной модели, позволяет оценивать экологические последствия только конкретных АРН.

Для интегральной оценки степени экологической опасности трубопровода (в целом или на данном участке трассы) разработан метод оценки, в основу которого положена модель многофакторной оценки экологических последствий (2.11). По этой модели для оценки *степени экологической опасности трубопровода* использован комплексный показатель, в качестве которого принят *показатель потенциальной экологической опасности* (ПЭО) – η .

ПЭО η рассматривается как интегральный квантифицированный результат взаимодействия аварийного нефтепровода с окружающей средой. Моделью, целью которой является определение η , является функционал (2.11), описывающий взаимодействие системы аварийного нефтепровода, представленного моделью нефтепровода и системы территории, примыкающей к трассе, которая должна быть представлена моделью территории.

ПЭО позволяет оценить уровень экологической уязвимости территории на участке трассы или трубопровода в целом в условиях АРН (η_0), или оценить потенциальную экологическую опасность, которую может создать МНП как опасный производственный объект с учётом возможностей созданной на данном МНП СЗВО ($\eta_{\text{уп}}$).

Модель трубопровода в данном случае отображает возможность возникновения аварии на нефтепроводе и оценки технологических характеристик аварий. Этой моделью является функция, характеризующая вероятность разгерметизации в любой точке трубопровода.

Масштаб воздействия определяется размером аварийного отверстия и количеством разлившейся нефти. В данной постановке наиболее обоснованным является использование в качестве модели нефтепровода известных зависимостей (2.13) для оценки значений технологического риска R_W^{max} [106, 20–А, 50–А, 65–А – 69–А]. Модель трубопровода, представленная в виде зависимости для расчёта значений технологического риска, который имеет «размерность» вероятности разлива определённого количества нефти, достаточно полно характеризует нефтепровод как линейно распределённый источник аварийных эмиссий нефти.

На характер развития аварии наряду с технологическими факторами (объёмом разлившейся нефти, её свойствами) значительное, а чаще всего определяющее влияние оказывают *ландшафтные факторы* – состав и состояние компонентов ландшафта (профиля местности, характера водных объектов, земель и т. п.) и их взаимное расположение на территории, прилегающей к трассе нефтепровода [36–А].

В данном случае в качестве ландшафтных факторов выступают свойства, присущие элементам ландшафта, которые могут влиять на степень экологической опасности МНП. Их можно формализовать в виде признаков ландшафта, совокупность которых создаёт отображение (модель) территории.

Значение ПЭО η , представленное в п. 2.5 в виде $\eta = R_W^{max} \cdot Q$, формируется в результате взаимодействия подсистем, входящих в модель системы проблемы [36–А].

Влияние каждого из элементов структурно-логической схемы проблемы на ЭП при АРН отражается на значениях технологического риска R_W^{max} и на обобщённой (многофакторной) оценке возможных экологических последствий аварий Q , учитывающей воздействие элементов (подсистем) структурно-логической схемы проблемы. Влияние каждого из элементов структурно-логической схемы проблемы на ЭП при АРН осуществляется путём учёта ФВ на размеры ЭП, которые связаны с функционированием каждого элемента (подсистемы).

Диапазон изменения и вклад каждого ФВ в обобщённую балльную оценку Q_n учитывается путем суммирования балльных оценок каждого ФВ с учетом «весовых коэффициентов»:

$$Q_n = \sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^{I(k)} \sum_{j=1}^{J(k,i)} \delta_k \rho_{ki} q_{kij} Q_{kij}, \quad (3.5)$$

где n – участок трассы МНП;

K – количество блоков групп ФВ;
 $I(k)$ – количество групп ФВ;
 $J(k,i)$ – количество ФВ в i -й группе;
 δ_k – весовой коэффициент блока ФВ;
 ρ_{ki} – весовой коэффициент группы ФВ;
 q_{kij} – весовой коэффициент ФВ;
 Q_{kij} – балльная оценка ФВ на возможные последствия от аварии.

В работах [44, 45, 106, 107, 111, 114, 115, 44–А, 63–А] формирование групп и перечня ФВ произведено экспертными методами. При определении групп ФВ необходимо руководствоваться выделением ФВ, влияющих на возникновение аварий, и ФВ, влияющих на последствия аварий [44–А].

Первый перечень ФВ использован для определения значений «технологических» рисков, то есть рисков, которые характеризуют опасность образования в определённой точке нефтепровода аварийного отверстия определённого размера [106, 107, 111, 20–А, 69–А]. Перечень ФВ и значения присвоенным им балльных оценок определены экспертным методом для магистральных нефтепроводов РУП «Гомельтранснефть «Дружба» [44–А, 65–А, 66–А], приложение Г1.

Второй перечень ФВ использован для определения значений «экологических», «экономических» и «социальных» рисков, то есть для оценки последствий аварий [44, 45, 114, 115]. В диссертационном исследовании обоснование перечня ФВ, предназначенных для оценки экологических последствий при АРН, осуществлено на основе системного анализа проблемы защиты ВО при АРН.

Для обеспечения полноты учёта всех ФВ на ЭП принято представление о том, что экологические последствия проявляются вследствие взаимодействия результатов разноплановой деятельности человека (в первую очередь созданных им опасных производственных объектов) с окружающей природной средой. Деятельность человека в данном случае включает не только обеспечение функционирования опасного производственного объекта, но и сопряжённые с этим инфраструктурные разделы деятельности, такие, как создание нормативно-правовой базы, использование эффективных организационно-управленческих схем, обеспечение квалификации персонала и т.п. Такой подход [36–А] отражён в структурно-логической схеме проблемы загрязнения ВО при АРН (рисунок 2.1). Так как вся совокупность ФВ на ЭП при АРН проявляется в процессе функционирования подсистем структурно-логической схемы, то для обеспечения полноты перечня ФВ эта схема положена в основу его формирования.

Важно подчеркнуть, что полный учёт и всесторонний анализ всех факторов, оказывающих влияние на величину ЭП возможных аварий, необходим как для оценки последствий аварий, так и для разработки системы мероприятий по повышению безопасности нефтепроводов в послеаварийный период.

В данном случае рассмотрены только те факторы, которые влияют на последствия аварий в экологической сфере, связанные с загрязнением водных объектов [70–А – 79–А].

Количественное выражение влияния всех ФВ представлено величиной Q , являющейся, согласно (3.4), обобщённой балльной оценкой возможных последствий аварии. Величина Q зависит от ФВ, и для определения численного значения величины Q эти ФВ необходимо систематизировать по соответствующим признакам, а затем квантифицировать. В первую очередь необходимо сформировать группы ФВ (*этап А*), во вторую очередь – выявить факторы, входящие в эти группы (*этап В*), в третью очередь – определить диапазоны изменения этих факторов и назначить им балльные оценки (*этап С*). Эта работа выполнена в такой последовательности.

Этап А. Распределение групп ФВ по такому признаку, как способность влиять на значения трёх основных параметров (W , V и T), определяющих величину экологических последствий, представленных в стоимостных показателях (убытки от загрязнения ВО). В соответствии с основными параметрами, учитываемыми в модели (2.7), группы факторов, влияющих на величину возможных ЭП при АРН, разбиты на три блока.

Блок W. В этом блоке объединены группы факторов, влияющих на объём нефти, поступившей в водный объект – W . От основного параметра – объёма нефти, поступившей в водный объект, в значительной мере зависит значение убытка при аварии (величина экологических последствий). Если АРН происходит на подводном переходе, то этот параметр не может быть изменён в ходе проведения послеаварийных работ, следовательно, нет ФВ, которые воздействуют на него после аварии.

Когда АРН происходит на подземном участке нефтепровода, разлившаяся нефть из аварийного отверстия сначала поступает на землю, и только в результате ее перемещения по поверхности земли может попасть в водный объект. В таких случаях объём нефти, попавшей в ВО – W , может быть меньше, чем объём нефти, вылившейся из трубопровода – W_n , на то количество нефти, которое осталось на поверхности земли при перемещении нефти ($W_{зем}$) и удержано от попадания в ВО существующими стационарными защитными сооружениями или в результате проведения послеаварийных работ, направленных на предотвращение попадания нефти в ВО. Количе-

ство нефти, попавшей в ВО, определяется разностью $W = W_n - W_{зем}$, т.е. величина W зависит не только от W_n , но и от $W_{зем}$, которая формируется под воздействием ряда ФВ, связанных как с ландшафтными характеристиками территории на месте аварии, так и с условиями и эффективностью проведения послеаварийных работ.

Блок V и блок T. В этих блоках объединены группы факторов, влияющих на основные параметры, соответственно – количество собранной нефти V и величину промежутка времени T , в течение которого собрана нефть.

Этап В. В каждом из трёх блоков выделены группы ФВ, действие которых проявляется при функционировании подсистем разных уровней (элементов) структурно-логической схемы проблемы (рисунок 2.2).

В приложении Г2 приведены перечни подсистем разных уровней, в которых проявляется действие факторов, оказывающих влияние на соответствующие основные параметры, а также блоки групп ФВ и группы, по которым распределены ФВ.

Этап С. Метод определения весовых коэффициентов для блоков групп факторов влияния. Для практического применения моделей, основанных на использовании ФВ, необходимо осуществить квантификацию этих факторов [73–А]. Известны два основных метода квантификации ФВ путём присвоения им балльных оценок: на основе статистических данных и путём экспертных оценок.

Так как АРН происходят довольно редко, то это не позволяет осуществлять репрезентативное накопление необходимых статистических материалов, что для данной задачи делает статистический метод практически не реализуемым.

Назначение балльных оценок ФВ для таких событий, как АРН осуществляется путём экспертных оценок. Использование этого метода является неизбежным и единственно возможным для количественной оценки всей совокупности очень большой номенклатуры факторов влияния, определяемых величинами, имеющими самую разную размерность, которые к тому же формируются под действием закономерностей, имеющих как детерминированный, так и стохастический характер.

В то же время использование этого метода сопряжено не только с неизбежным субъективизмом при назначении балльных оценок, но и с принципиально невысокой обоснованностью оценок, так как экспертные оценки в конечном счёте основываются на предыдущем опыте экспертов, который из-за сравнительно низкой частоты аварий не может быть значительным. Это делает необходимым совершенствование существующих методов присвоения балльных оценок ФВ.

Новый метод назначения балльных оценок факторов влияния [70–А, 71–А], используемых в модели (2.5), основан на применении модели (2.7), которая, выступая в роли идеальной схематизированной модели АРН (раздел 2.5), позволяет рассчитывать значения ЭП, выраженные в стоимостных показателях.

Определённые по зависимости (2.7) для различных схем (сценариев) АРН значения ЭП, выраженные в убытках (стоимостных показателях), соответствуют различным значениям факторов влияния. В данном случае убытки, полученные с применением зависимости (2.7), выступают в роли эталонов, с помощью которых измеряют значения ЭП, а модель (2.7) выступает в роли *эталонной модели*.

Таким образом, с помощью этого метода можно получать интервалы изменения ЭП в убытках, соответствующие диапазонам изменений значений факторов влияния. Зная соотношение между интервалами значений ЭП, соответствующих диапазонам значений факторов влияния, выраженных в эталонах (убытках), можно выражать интервалы изменений ЭП и в других величинах, в том числе и в баллах.

Этот *эталонный метод назначения балльных оценок факторов влияния* в ряде случаев может быть использован самостоятельно или в комбинации с экспертным методом.

Использование *эталонного метода* может быть распространено также на получение весовых коэффициентов блоков групп ФВ и групп ФВ.

Рассмотрим в качестве конкретного примера вычисление значений весовых коэффициентов для групп факторов влияния. Так как величина убытка, согласно рассматриваемой модели (2.7), зависит от W , V и T , то и $\mu_{\max} = f(W, V, T)$.

Для определения значения $\mu_{\max}$ проведены расчеты в диапазоне параметров, соответствующих данным приложений к Методике [130] (W изменяется в пределах от 1 до 5000 тонн; α – от 0 до 100 %; T – от 6 до 240 час).

Зависимость $\mu_{\max} = f(W)$ представлена на рисунке 3.4, зависимость $\mu_{\max} = f(V)$ – на рисунке 3.5, зависимость $\mu_{\max} = f(T)$ – на рисунке 3.6. Эти зависимости позволяют оценить влияние основных факторов W , V и T на величину ЭП при загрязнении ВО нефтью.

Как видно из представленных графиков, при изменении W величина $\mu_{\max}$ остается постоянной, равной 5, а при изменении V и T – изменяется в определенных пределах.

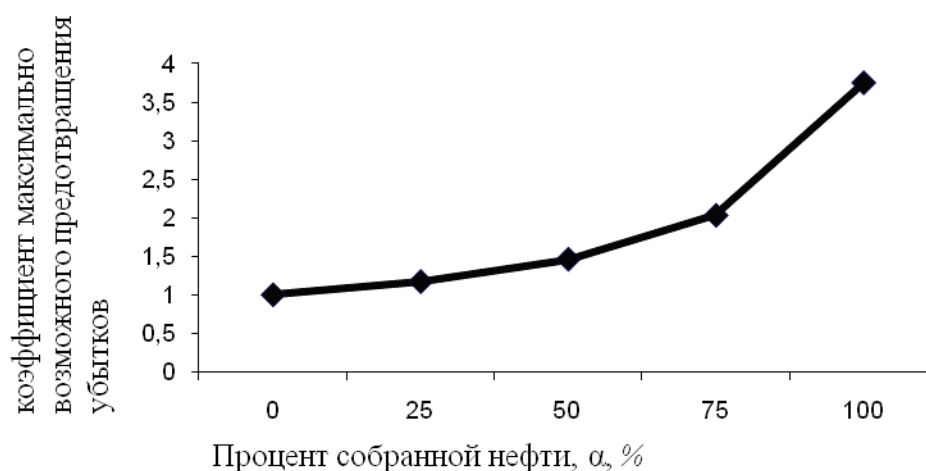


Рисунок 3.5 – Зависимость коэффициента максимально возможного предотвращения убытков относительно массы собранной нефти

Диапазон, в котором меняются значения коэффициентов максимально возможного предотвращения убытков $\mu_{\max}$, является *признаком*, по которому можно оценить степень влияния основных параметров W , V и T на величину ЭП.

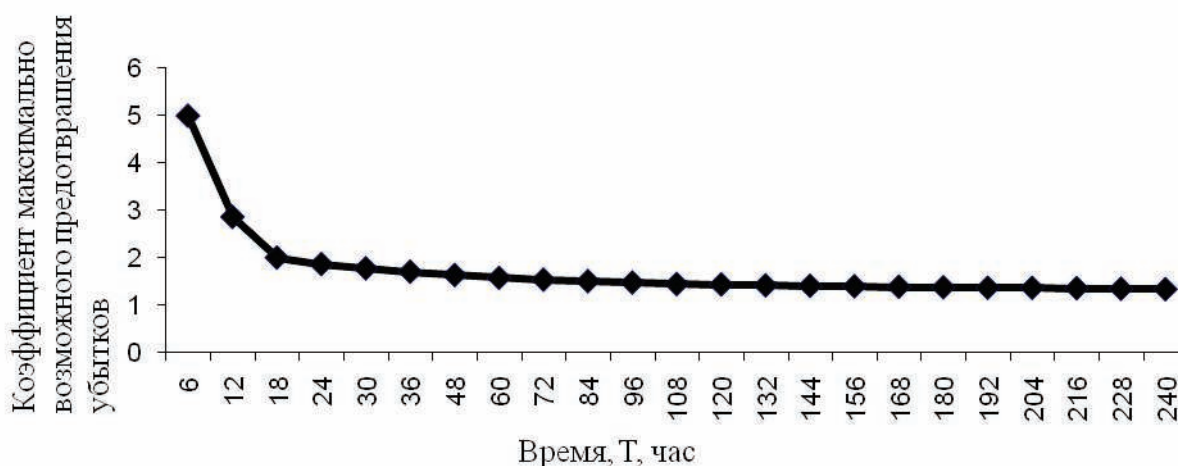


Рисунок 3.6 – Зависимость коэффициента максимально возможного предотвращения убытков относительно времени сбора нефти

Используя значение убытка как *эталоны* для измерения обобщенной величины ЭП, можно по соотношению диапазонов максимально возможного предотвращения убытков $\mu_{\max}$ судить о степени влияния каждого из основных параметров на размеры ЭП и в соответствии с этим влиянием установить соотношение весовых коэффициентов для блоков групп факторов W , V и T .

Для оценки диапазона значений коэффициента максимально возможного предотвращения убытков использованы осредненные значения $\mu_{\max}^{\tilde{n}\delta}$, которые определены по следующим соотношениям:

– для V :

$$\mu_{\max}^{cp}(V) = \frac{\int_{\alpha_1}^{\alpha_2} \mu_{\max} d\alpha}{\Delta\alpha};$$

– для T :

$$\mu_{\max}^{\tilde{n}\delta(T)} = \frac{\int_{T_1}^{T_2} \mu_{\max} dT}{\Delta T}.$$

Расчеты, проведенные по этим соотношениям, показали, что диапазоны, в которых меняются значения коэффициентов $\mu_{\max}^{\tilde{n}\delta}$, связанные с изменением значений основных параметров W , V и T , представленные значениями $\mu_{\max}^{\tilde{n}\delta}$, характеризуются как $\mu_{\max}^{cp}(W) : \mu_{\max}^{cp}(V) : \mu_{\max}^{cp}(T) = 5 : 1,9 : 1,7$.

Соответственно, коэффициент δ_k в формуле (3.5), для разных блоков факторов, принимает следующие значения: $\delta_W = 5$, $\delta_V = 1,9$, $\delta_T = 1,7$.

Полученные значения весового коэффициента δ_k , предназначенные для использования при вычислениях по формуле (3.5), указывают также на наиболее эффективное направление деятельности при проведении послеаварийных мероприятий, обеспечивающих минимизацию ЭП, связанных с загрязнением ВО разлившейся нефтью.

Из трех основных стратегических направлений, по которым можно осуществлять минимизацию ЭП (снижение значений W и T и увеличение значения V), наиболее эффективным, как это следует из сравнения значений $\mu_{\max}^{cp}(W)$, $\mu_{\max}^{cp}(V)$, $\mu_{\max}^{cp}(T)$, является снижение значения W , то есть предотвращения попадания разлившейся из аварийного трубопровода нефти в ВО, поскольку уменьшение путем проведения послеаварийных работ значения W более чем в 2,5 раза эффективнее, с точки зрения уменьшения ЭП, чем повышение значения V или уменьшение значения T .

Использование эталонного метода квантификации факторов влияния обусловлена возможностью определения диапазона изменения величины убытка при изменении этого фактора в своем диапазоне значений при сохранении постоянных значений всех остальных факторов влияния.

Для квантификации весовых коэффициентов блоков факторов эталонный метод работает очень хорошо, так как величины W , V и T в модели (2.7) являются аргументами, непосредственно влияющими на величину, которая используется в качестве эталона для количественного измерения экологических последствий.

Это позволяет указать область применения эталонного метода: его можно использовать только для квантификации величин, непосредственно влияющих на величину U .

Группы факторов, входящих в блоки W , V и T , непосредственного влияния на величину U не оказывают; свое влияние на U они проявляют через влияние на величины W , V и T .

Исходя из этого, для квантификации ФВ предложен комбинированный метод, согласно которому квантификация весовых коэффициентов блоков факторов осуществляется путём использования эталонного метода, а квантификация весовых коэффициентов для групп ФВ и балльных оценок самих ФВ производится на основании метода экспертных оценок.

В то же время возможность применения эталонного метода для определения значений весовых коэффициентов блоков факторов имеет принципиальное значение, поскольку этот метод позволяет объективно оценить влияние основных параметров процесса защиты ВО (W , V и T) и тем самым выстроить приоритеты этой деятельности.

3.5 Выводы по главе 3

1. Прогнозный блок элементов системы защиты водных объектов выполняет функции по прогнозированию аварийных разливов нефти, их развития и облика, а также по прогнозированию экологических последствий.

Он объединяет три подсистемы: мониторинга объектов природно-технической геосистемы, идентификации объектов окружающей среды и оценки экологических последствий аварийных разливов нефти, каждая из которых включает в себя совокупность образующих эту подсистему элементов.

Результатом мониторинга являются предметно-ориентированные каталоги водных объектов, индексы рисков аварий и оценки экологических последствий возможных аварийных разливов нефти.

2. Разработаны новые производственные классификации водных объектов, а также торфяно-болотных ландшафтов, основанные на классификационных признаках, в которых наряду с их геогидроландшафтными признаками учтены ландшафтные характеристики территории, на которых распо-

ложены водные объекты, что определяет условия проведения инженерно-технологических мероприятий по их защите.

3. Разработан метод сегментирования трассы нефтепровода на автономные участки, ограниченные границами водосборных бассейнов ВО, по территориям которых проложена трасса нефтепровода, что позволяет рассматривать нефтепровод как совокупность самостоятельных и независимых опасных производственных объектов.

4. Разработаны методы оценки экологических последствий аварийных разливов нефти на нефтепроводах, позволяющие на основе стоимостной модели определять эффективность аварийно-спасательных мероприятий, проведенных при ликвидации конкретного аварийного разлива нефти, эффективность системы защиты водных объектов в целом и комплексный показатель потенциальной экологической опасности. На основе многофакторной модели эти методы позволяют рассчитывать прогнозную обобщенную количественную оценку ожидаемых экологических последствий возможной аварии и обобщенную количественную оценку экологической характеристики территории, по которой предполагается проложить трассу проектируемого нефтепровода.

ГЛАВА 4

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ЭЛЕМЕНТОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО БЛОКА СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ

Глава посвящена исследованиям и разработкам основных элементов технологического блока СЗВО и обеспечению их функционирования. В ней изложены разработки по плано-технологическому обеспечению защиты ВО при АРН. Обобщены результаты гидродинамических исследований взаимодействия слоя нефти на поверхности водотока с техническими средствами для локализации и сбора нефти и ледяным покровом; приведен разработанный с учётом этих результатов широкий спектр новых технических решений и конструкций технических устройств.

4.1 Основные задачи и состав технологического блока

Состав технологического блока СЗВО определяется характером задач, для решения которых созданы и функционируют образующие его подсистемы и элементы.

Перечень задач определён в соответствии выработанными во 2 главе диссертации научно-методологическими подходами, которые обобщены в виде двух положений:

- облик АРН и его последствия формируются в результате взаимодействия нефти, разлившейся из аварийного трубопровода, с объектами окружающей среды, образующими естественный ландшафт примыкающих к трассе территорий;

- развитие АРН происходит по стадиям, каждая из которых представляет собой совокупность определенных физических процессов, сопровождающих взаимодействие разлившейся нефти с компонентом окружающей среды.

В соответствии с этими положениями сформулированы характерные признаки, присущие АРН на МНП, наиболее значимыми из которых являются определяющее влияние ландшафтных факторов на облик, развитие и последствия АРН; разнообразие ландшафтных условий, в которых может происходить развитие АРН в разных точках трассы, и др. (раздел 2.4).

Исходя из этого, главной задачей технологического блока является обеспечение подготовки и проведения эффективных профилактических и оперативных инженерно-технологических мероприятий по защите ВО при

АРН на МНП для всего спектра условий, в которых может происходить развитие АРН на каждом конкретном участке трассы.

Решение главной задачи обеспечивается по двум направлениям:

1. Планово-технологическое обеспечение защиты ВО при АРН, основанное на учёте ландшафтных условий территории, на которой происходит АРН [10–А, 57–А – 84–А].

2. Инженерно-техническое обеспечение защиты ВО, основанное на использовании ряда технических средств (устройств и сооружений), соответствующих всему спектру условий, существующих вдоль трассы нефтепровода на разных стадиях развития АРН [14–А, 34–А, 85–А – 90–А].

На каждом из этих направлений решается ряд локальных задач, содержание которых во многом определяется особенностями, присущими АРН на МНП, являющихся линейно-протяжёнными объектами.

В качестве основополагающего принципа планово-технологического обеспечения защиты ВО использован принцип сегментирования трассы на автономные участки [36–А, 61–А – 63–А, 89–А, 90–А] и фрагментации этих участков на локальные отрезки, которые осуществляются в рамках прогнозного блока системы.

На каждом автономном участке последовательно решаются задачи разработки сценариев развития АРН, выбора технологических операций и разработки технологических процессов и технологических карт ЛАРН, совокупность которых для всех автономных участков образуют план ЛАРН для трассы нефтепровода в целом.

Для решения каждой из этих задач должны быть разработаны соответствующие методы сегментирования трассы, выбора технологических процессов, разработки технологических процессов, технологических карт и планов ЛАРН, в основе которых лежит учёт особенностей, присущих АРН на МНП.

Ландшафтные условия, в которых может происходить развитие АРН на разных участках трассы, применяемые технологические процессы и разработанные технологические карты ЛАРН определяют выбор инженерно-технических средств, которые будут использоваться при защите ВО от АРН на каждом участке трассы [86–А].

При выборе технологических процессов и разработке технологических карт ЛАРН на каждом автономном участке и определении перечня инженерно-технических средств, необходимых для их реализации, требуется учитывать, на какой стадии развития АРН будет проводиться инженерно-технологическое мероприятие.

В соответствии со схемой развития АРН по стадиям (рисунок 3.2), разлившаяся нефть может сразу попасть в водоток (авария на подводной ча-

сти нефтепровода), а может (при аварии на подземном участке трубопровода) разлиться на поверхности земли и по ней мигрировать к водному объекту, причём условия, в которых будет происходить миграция, могут быть очень разными.

Всё это порождает многообразие сценариев развития АРН, и, соответственно, технологических процессов и инженерно-технических средств, которые должны использоваться при АРН.

В случае аварии на подземном участке нефтепровода и разливе нефти по поверхности земли возникает объективная возможность предотвращения её попадания в водные объекты или минимизации объёмов загрязнения ВО.

Это может быть достигнуто как путём превентивного возведения стационарных защитных сооружений на траекториях миграции нефти по поверхности земли от места аварии к ВО, так и путём проведения оперативных инженерно-технологических операций в период после разлива нефти на стадии её перемещения по поверхности земли в направлении ВО.

Таким образом, технологическое обеспечение защиты ВО должно основываться на применении технологических процессов, направленных на предотвращение попадания нефти в ВО, и стадии их миграции от места аварии к ВО и на технологических процессах по локализации и сбору нефти, находящейся на поверхности ВО.

Важнейшее место в этом блоке (и в целом в СЗВО) играет подсистема технического оснащения аварийно-восстановительных подразделений (элемент П.2.2.), обеспечивающая материально-техническую базу для деятельности по охране ВО при АМНП.

Несмотря на то, что в настоящее время на мировом рынке представлен широкий спектр технических средств, в ряде случаев они не обеспечивают необходимой эффективности ликвидации АРН в условиях, которые возникают на МНП. В то же время, несмотря на высокую потребность в таком оборудовании, его выпуск в нашей стране не осуществляется. В связи с этим стоит задача разработать новые эффективные технические решения и технические средства, предназначенные для локализации и сбора нефти с поверхности водотоков, отвечающие условиям, в которых происходят АРН на МНП.

Рассмотренный круг вопросов позволил определить состав инженерно-технологического блока СЗВО, структурно-функциональная схема которого представлена на рисунке 4.1.

В состав инженерно-технологического блока элементов входят две подсистемы [51–А]:

- П. 1. Подсистема планово-технологического обеспечения;
- П. 2. Подсистема инженерно-технического обеспечения;

На структурно-функциональной схеме прогнозного блока (рисунок 4.1) представлены элементы, совокупности которых образуют подсистемы, входящие в технологический блок элементов.



Рисунок 4.1 – Структурно-функциональная схема технологического блока СОВО

4.2 Разработка плано-технологического обеспечения защиты водных объектов

Главная проблема, возникающая при построении технологических процессов защиты ВО при АРН и разработке планов их ликвидации, состоит в многообразии сценариев развития АРН и необходимости учёта характеристик всех объектов ОС, подвергаемых воздействию нефти. Это требует применения большого количества разнообразных технологических процессов защиты ВО при АРН, что обуславливает высокую трудоёмкость их построения. Снижение трудоёмкости и повышение качества технологического планирования достигается путём формализации представления характеристик объектов ОС, сценариев развития АРН и типизации и унификации технологических операций ликвидации АРН.

В связи с этим разработан порядок составления ПЛАРН, основанный на комплексном методе построения технологических процессов защиты ВО при АРН, в котором объединены методы и правила выполнения отдельных, осуществляемых поэтапно, процедур построения технологического процесса (рисунок 4.2).

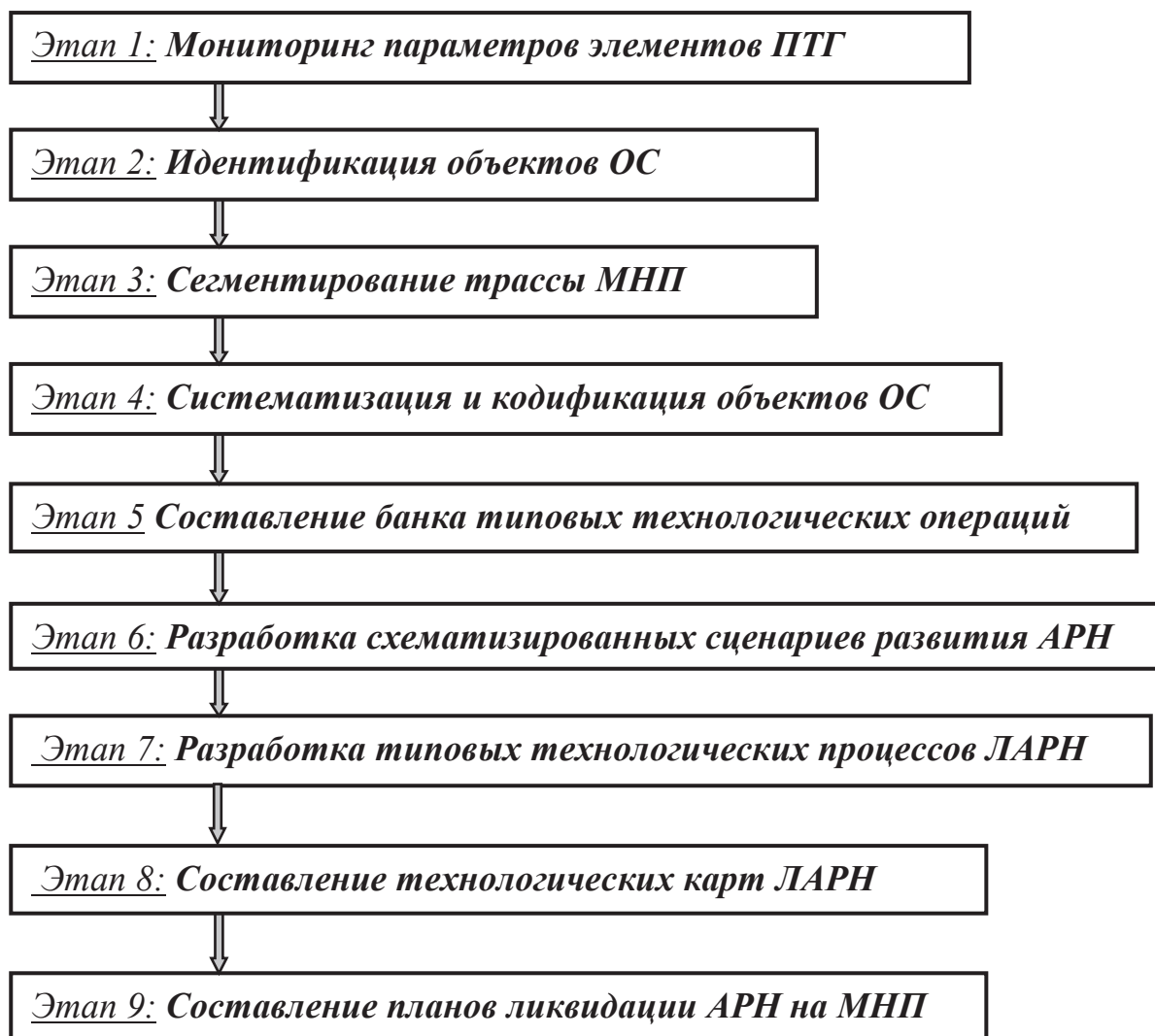


Рисунок 4.2 – Этапы построения технологических процессов защиты ВО при АРН

Этап 1. Мониторинг параметров элементов ПТГ. Исходным действием при построении технологических процессов защиты ВО при МНП является сбор данных о характеристиках объектов природно-технической геосистемы, которая включает в себя территорию с расположенным на ней нефтепроводом.

В соответствии с подходами, изложенными в п. 3.2, в основу правил проведения мониторинга объектов ОС положено использование производственной классификации ВО, в которой учтены ландшафтные характери-

стики прилегающих к ВО территорий, а также *производственной классификации ТФЛ*.

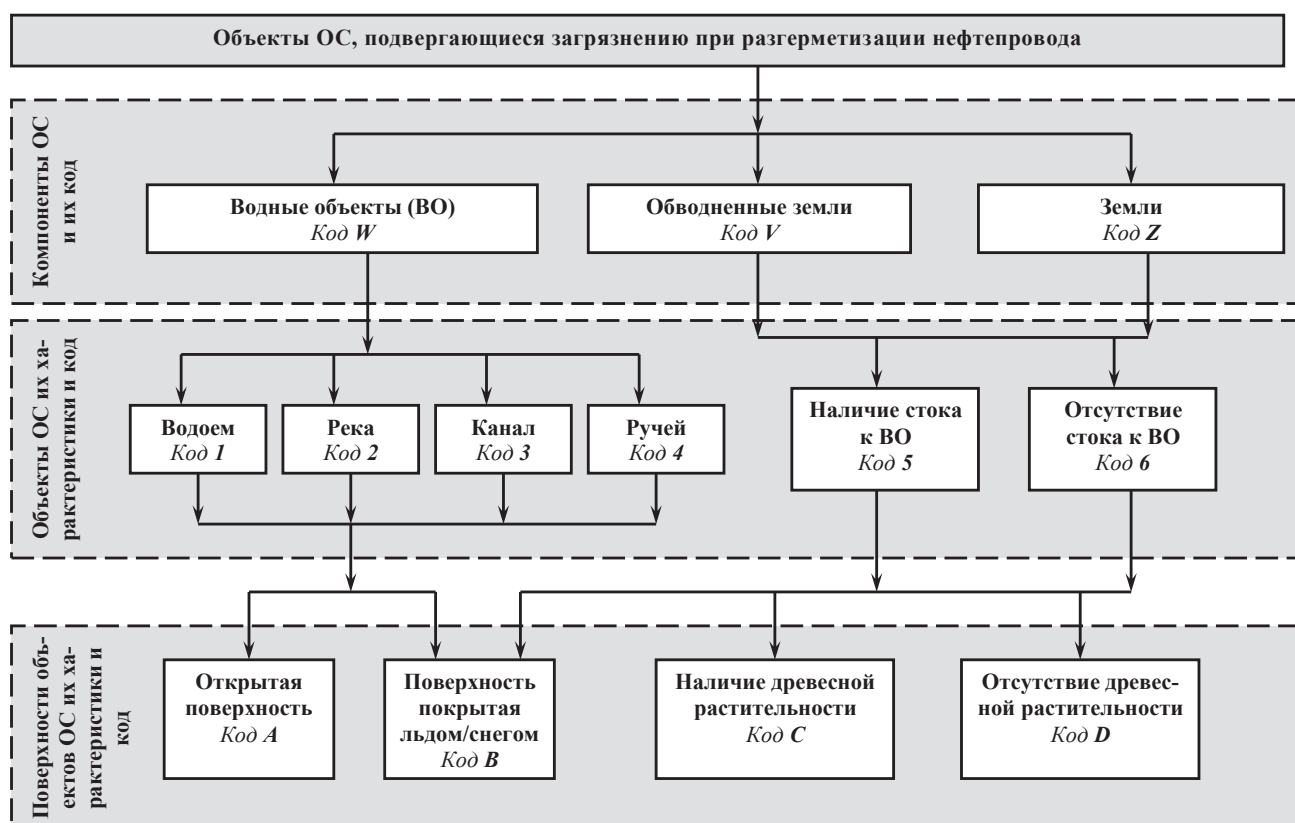
Этап 2. Идентификация объектов ОС. На основании данных мониторинга, путём составления *предметно-ориентированного каталога ВО*, по *правилам*, изложенным в разделе 3.2, осуществляется идентификация объектов ОС, расположенных на прилегающих к трассе МНП территориях. В ПОК ВО приводятся характеристики ВО, а также характеристика территории, примыкающей к трассе.

Мониторинг параметров МНП (технические характеристики, условия эксплуатации и др.) проводят на основе известных методик [106] и осуществляют с целью использования его данных для определения масштаба воздействия (количества разлившейся нефти), представленного в виде технологического риска (раздел 3.4).

Этап 3. Сегментирование трассы МНП. Методологической основой комплексного метода построения технологических процессов является *сегментирование трассы* на автономные участки и фрагментация этих участков на локальные отрезки. Научно-методологическое обоснование такого подхода, процедуры проведения первых трёх этапов построения технологических процессов и описание *метода сегментирования трассы*, которые должны осуществляться в рамках функционирования прогнозного блока СЗВО, изложены в 3 главе диссертации (раздел 3.4).

Этап 4. Систематизация и кодификация объектов ОС. При проведении сегментации трассы идентифицируется большое количество локальных отрезков, которым присущ широкий спектр существующих на них ландшафтных условий. Это вызывает необходимость унификации процедуры разработки планов ЛАРН для локальных отрезков, в основе которой лежит *метод систематизации локальных отрезков трассы*. В качестве признаков по которым проводится систематизация использованы ландшафтные характеристики локальных отрезков, которые оказывают наиболее существенное влияние на характер развития возможных АРН и на состав технологических операций при проведении мероприятий по ЛАРН.

Общим признаком для систематизации локальных отрезков является среда, в которую будет поступать разлившаяся нефть из аварийного отверстия: для подземных участков трубопроводов это – земля, для подводных переходов – водный объект (как правило – водоток). В соответствии с этим все природные объекты по признакам систематизации поделены на две группы: *водные объекты* и *земли*. На рисунке 4.3 представлены наиболее типичные природные объекты, подвергающиеся загрязнению нефтью при АРН.



Рассмотрим аварии на подземных участках трубопроводов, при которых нефть из аварийного отверстия поступает на землю (рисунки 2.2 и 4.3).

Для таких локальных отрезков в качестве признака систематизации выбраны ландшафтные характеристики компонентов ландшафта, которые наиболее существенно влияют на взаимодействие с ними нефти на земле. К этим признакам относится рельеф ландшафта который оказывает решающее влияние на траекторию миграции нефти, и характер флоры, влияющий на состав, объем и условия проведения подготовительных работ.

В зависимости от рельефа местности вблизи места разгерметизации нефтепровода АРН может развиваться в разных условиях (рисунок 4.3).

1. Рельеф местности имеет естественное замкнутое понижение (котловина, впадина, воронка). Нефть перемещается по склону понижения, при этом происходит загрязнение поверхности склона и скапливается в нижней его части, дальнейшее распространение нефтепродукта по поверхности земли не происходит. В зависимости от пористости почвы и грунтов, а также их водонасыщенности возможна фильтрация нефтепродукта в толщу почвы и грунтов, при этом происходит загрязнение почвы и грунтов.

При близком расположении к поверхности земли грунтовых вод нефтепродукт может проникнуть в водоносные горизонты, произойдет их загрязнение. Дальнейшее развитие АРН определяется характером движения грунтовых вод и их связью с поверхностными водами.

Грунтовые воды, как правило, гидравлически связаны с поверхностными водами и питают их. Поэтому возможно загрязнение поверхностных вод (проблемы воздействия разлившейся нефти на грунтовые воды в диссертации не рассматриваются).

2. Рельеф местности имеет уклон и характеризуется поверхностным стоком, отсутствуют замкнутые, непроточные понижения земной поверхности. К элементам такого рельефа относятся: ложбина, лощина, балка, суходол и т.д. Нефть перемещается по уклону поверхности земли, при этом происходит загрязнение поверхности земли и возможно загрязнение почвы, грунтов и грунтовых вод. В месте сбора поверхностного стока происходит загрязнение водных объектов: канала, водоема, водотока, а также болот.

Другим важным признаком для проведения систематизации локальных отрезков является характер растительности (рисунок 4.2). Выделены три вида растительности: древесная, кустарниковая и травяная, к которой отнесены и с/х угодья различного назначения (растениеводство, луга, пастбища и т.п.).

При авариях на подводных переходах разлившаяся нефть поступает непосредственно в водный объект (рисунок 4.3). В этом случае основным признаком для систематизации локальных отрезков является вид водного

объекта. В зависимости от вида водного объекта авария может развиваться по следующим направлениям:

1. Разлив нефти по поверхности водоема. Если водоем проточный, то возможно загрязнение вытекающего водотока (канала, ручья, притоков рек).

2. Разлив нефти по поверхности водотока (канала, ручья, притока, главной реки), происходит загрязнение поверхности водотока.

Если водоток впадает в водоем или в другой водоток, то возможно загрязнение водоема или водотока высшего порядка.

Водные объекты рассмотрены при разных гидрологических режимах: в периоды открытой воды и ледостава.

Сформированный перечень типичных признаков объектов ОС позволяет систематизировать идентифицированные при проведении сегментации трассы локальные отрезки по характеристикам ландшафтных условий, в которых будет проходить развитие возможных аварий.

Всем идентифицированным объектам окружающей среды присвоены коды (рисунок 4.3).

Таким образом, изложенный метод систематизация локальных отрезков состоит в формировании перечня типичных признаков элементов ландшафта и их кодификации.

Этап 5. Составление банка типовых технологических операций. Для каждого типа объектов окружающей среды разработан набор типовых технологических операций, которые должны осуществляться при проведении работ по локализации и сбору разлившейся нефти при её взаимодействии с этим объектом.

Типовые технологические операции делятся на основные, при которых осуществляется локализация и сбор нефти, и вспомогательные, предназначенные для обеспечения возможности проведения основных операций. Вспомогательные операции включают обеспечение необходимых условий для работы используемых технических средств по локализации и сбору нефти, а также операции по складированию собранной нефти и подготовке её к утилизации и технологические операции по реабилитации территории после завершения аварийных работ.

Составлены перечни таких типовых технологических операций для всех видов и форм поверхностей ландшафта, присущих различным объектам ОС, которые используют на разных этапах проведения работ, направленных на предотвращение и минимизацию загрязнения водных объектов разлившейся нефтью. Эти перечни соответствуют кодам, присвоенным объектам ОС. *Банк типовых технологических операций*, используемых при ликвидации аварийных разливов нефти приведен в таблицах, помещённых в приложение Д1.

Систематизированный перечень объектов ОС, подвергающихся загрязнению при АРН, и их технологические коды приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Типы и формы поверхностей ландшафта, по которым распространяется разлившаяся нефть

Типы и формы поверхностей ландшафта, по которым распространяется разлившаяся нефть	Технологические коды объектов ОС
Водные объекты – W	
Водоем с открытой поверхностью	<i>W1A</i>
Водоем, покрытый льдом	<i>W1B</i>
Река с открытой поверхностью	<i>W2A</i>
Река, покрытая льдом	<i>W2B</i>
Канал с открытой поверхностью	<i>W3A</i>
Канал покрытый льдом	<i>W3B</i>
Ручей с открытой поверхностью	<i>W4A</i>
Ручей, покрытый льдом	<i>W4B</i>
Обводненные земли – V	
Наличие стока	<i>V5</i>
Поверхность земли, покрытая снегом	<i>V5B</i>
Поверхность земли с древесной растительностью	<i>V5C</i>
Поверхность земли без древесной растительности	<i>V5D</i>
Отсутствие стока	<i>V6</i>
Поверхность земли, покрытая снегом	<i>V6B</i>
Поверхность земли с древесной растительностью	<i>V6C</i>
Поверхность земли без древесной растительности	<i>V6D</i>
Земли – Z	
Наличие стока к ВО	<i>Z5</i>
Поверхность земли, покрытая снегом	<i>Z5B</i>
Поверхность земли с древесной растительностью	<i>Z5C</i>
Поверхность земли без древесной растительности	<i>Z5D</i>
Отсутствие стока к ВО	<i>Z6</i>
Поверхность земли, покрытая снегом	<i>Z6B</i>
Поверхность земли с древесной растительностью	<i>Z6C</i>
Поверхность земли без древесной растительности	<i>Z6D</i>

Этап 6. Разработка схематизированных сценариев развития АРН.

Для описания процесса развития АРН использован логико-графический метод представления модели развития событий (*дерево событий*), Метод применялся для рассмотрения всех возможных вариантов развития АРН.

В качестве исходного события в модели аварийного разлива нефти в виде дерева развития событий (рисунок 4.4) принята разгерметизация

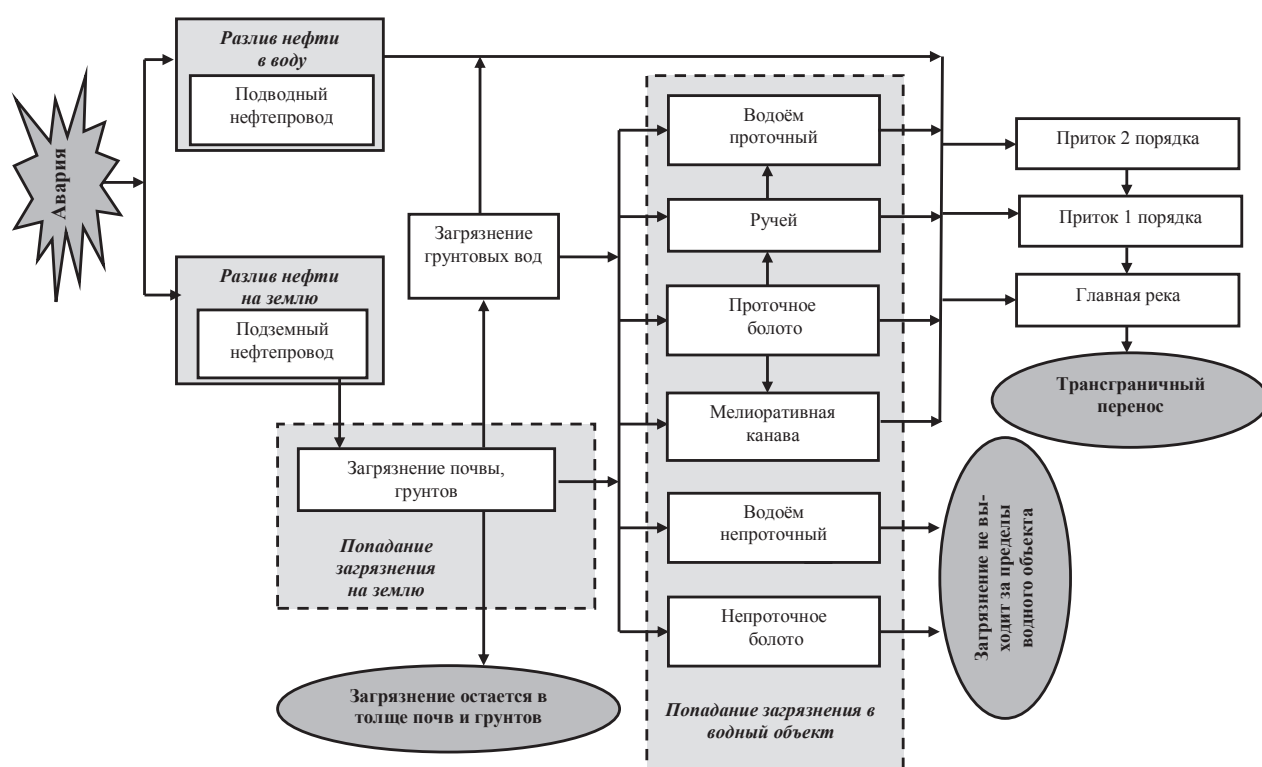


Рисунок 4.4 – Модель аварийного разлива нефти в виде дерева развития событий

нефтепровода, а дальнейшее перемещение разлившейся нефти по прилегающей к трассе нефтепровода территории рассматривается как развитие АРН.

В этой модели обобщена вся совокупность возможных сценариев развития АРН, которые могут происходить на МНП.

Большое число локальных отрезков и многообразие сочетания технологических и ландшафтных факторов, под воздействием которых будет развиваться АРН, связанное с большой протяжённостью нефтепроводов, вызывает необходимость вести разработку и анализ чрезвычайно большого количества предполагаемых сценариев. Каждый из этих сценариев при проведении ЛАРН требует применения технологий и технических средств, соответствующих конкретному сценарию и ландшафтным условиям на локальном отрезке.

Для конкретного локального отрезка составляется *схематизированный сценарий развития возможного АРН* на нём. При составлении сценария используются данные мониторинга окружающей среды (разделы 3.2, 3.3 и 3.4) и модель АРН в виде дерева развития событий (рисунок 4.4). Кроме этого учитываются типичные признаки объектов ОС на данном отрезке с учетом стадий движения нефти и сопровождающих их физических процессов (раздел 2.3, рис. 2.2).

Схематизированный сценарий представляет собой последовательную совокупность кодов объектов ОС, расположенных на локальном отрезке. Пример схематизированного сценария, разработанного для конкретного локального отрезка, приведен в приложении Д2.

Этап 7. Разработка типовых технологических процессов ЛАРН.

Для каждого варианта схематизированного сценария, представленного в виде последовательности технологических кодов объектов ОС, из банка типовых технологических операций выбираются технологические операции, которые должны быть выполнены при проведении ликвидации АРН на данном участке трассы.

Совокупность типовых технологических операций для каждого сценария образует *типовой технологический процесс ЛАРН*.

Этап 8. Составление технологических карт ЛАРН. На этом этапе проводится рекогносцировка территории, по результатам которой уточняются типовые технологические процессы для сценариев, разработанных для данного участка, и проектные предложения по возведению на траекториях миграции нефти по земле стационарных защитных сооружений, а также по использованию существующих шиберных устройств на мелиоративных каналах.

С учётом результатов рекогносцировки территории и на основе уточнённого типового технологического процесса рассматриваются и разрабатываются вопросы организации работ, непосредственно связанных с проведением ЛАРН на данном локальном отрезке.

Уточнённые, привязанные к условиям местности типовые технологические процессы, содержащие весь необходимый комплекс основных и вспомогательных технологических операций, а также сведения об используемых стационарных защитных сооружениях и вопросы организации работ по проведению ЛАРН представляют собой *технологические карты ЛАРН* на автономном участке [80–А, 91–А]. В соответствии с технологическими картами осуществляется планирование, обеспечение ресурсами и проведение инженерно-технологических мероприятий по локализации и ликвидации АРН (приложение Д2).

Этап 9. Составление планов ликвидации АРН на МНП. Организационной и инженерно-технологической основой создания планов ликвидации АРН являются технологические карты ЛАРН для автономных участков. Создание планов ликвидации аварийных разливов нефти (ПЛАРН) осуществляется путём объединения технологических карт ЛАРН для всех автономных участков трассы

ПЛАРН входят составной частью в Планы ликвидации возможных аварий на нефтепроводах [92–А], которые охватывают весь комплекс мероприятий по ликвидации аварии и её последствий от устранения разрушений линейной части трубопровода (восстановление работоспособности трубопровода и возобновление перекачки в штатном режиме) до устранения экологических последствий аварии.

4.3 Разработка инженерно-технического обеспечения защиты водных объектов

Подсистема инженерно-технического обеспечения защиты ВО (подсистема II.1) объединяет в себе элементы, которые в СЗВО представляют инженерно-технические ресурсы (средства), непосредственно обеспечивающие всю совокупность инженерно-технологической деятельности по защите ВО при АРН.

Все используемые при ликвидации АРН на нефтепроводах инженерно-технические средства можно условно разделить по условиям их использования на разных стадиях развития аварии:

- разлившаяся нефть находится на поверхности земли;
- разлившаяся нефть находится в водном объекте;
- проведение работ по ликвидации АРН в зимний период.

Номенклатура используемых при ЛАРН инженерно-технических средств чрезвычайно разнообразна. Она включает как универсальные технические средства (транспортные средства, землеройную технику, грузоподъёмную технику, плавсредства – маломерные суда, автономные источники энергии, насосное оборудование, средства обеспечения жизнедеятельности персонала и т.п.), так и специализированное оборудование (боновые заграждения и нефтесборные устройства различных модификаций, распылители сорбента, складные мягкие нефтесборные ёмкости и т. п.).

В работе сформулированы исходные научно-методологические положения, которые легли в основу формирования норматив-табелей технической оснащённости, изложенные в работах [86–А, 93–А, 94–А].

Наряду с разработкой научно-методологических основ и общих принципов формирования и нормирования номенклатуры технического оснащения инженерно-технологической деятельности по ЛАРН, в работе проведены исследования и разработки по созданию новых технических средств для ликвидации АРН. Они предназначены для использования на наиболее опасной и наиболее сложной и ответственной, с точки зрения проведения послеаварийных работ и тяжести экологических последствий, стадии развития АРН, когда разлившаяся нефть находится в водном объекте, включая зимний период.

Полученные в ходе этих исследований результаты положены в основу создания ряда новых эффективных технических решений, конструктивных схем и технических устройств для локализации и сбора нефти с поверхности водотока. Содержание и результаты исследований и разработок, изложенные в этом разделе подробно представлены в монографиях [12–А, 13–А] и в других публикациях [95–А – 98–А].

4.3.1 Исследование гидромеханических процессов и технических средств для улавливания и сбора нефти с поверхности воды

В данном подразделе обобщены результаты аналитических и экспериментальных (лабораторных и натурных) исследований процессов гидродинамического взаимодействия разлившейся по поверхности водных объектов нефти с техническими средствами по локализации и сбору (улавливанию) нефти, а также с ледяным покровом.

4.3.1.1 Исследование процессов взаимодействия слоя нефти на поверхности водотока с боновым заграждением. Использование бонов на водотоках имеет существенное ограничение, связанное с возникновением, при определенных условиях, уноса нефти, удерживаемой боном, что значительно снижает эффективность их применения.

Для изучения условий гидродинамического характера, при которых возникает режим уноса нефти, проведены экспериментальные исследования, направленные на изучение механизма этого уноса и выявление основных факторов, влияющих на унос нефти и установление количественных соотношений между ними [12–А, 13–А, 99–А – 106–А].

Экспериментальные исследования. Исследования проведены на нефтяном гидростенде [12–А, 13–А]. Основной частью которого является гидродинамический канал длиной 4 м с размерами поперечного сечения $0,3 \times 0,26$ м и с прозрачными боковыми стенками рабочего участка. В качестве модели бонового заграждения принята модель типа «вертикальная стенка», представляющая собой плоскую пластину из органического стекла толщиной 3 мм, вертикально установленную поперек потока воды на глубину h .

Экспериментальные исследования включали визуальные наблюдения за поведением нефтяного пятна и инструментальные измерения [12–А, 13–А, 99–А, 101–А]. Проведению экспериментальных исследований предшествовала разработка схем гидродинамического взаимодействия слоя нефти на поверхности водотока с боновым заграждением [12–А, 13–А, 103–А], которые положены в основу программы и методов исследований.

Визуальные наблюдения за поведением слоя нефти и процессом перетекания нефти через нижнюю кромку пластины показали, что продольный профиль слоя нефти, удерживаемой боном, может принимать различные формы. При небольших значениях скоростей потока продольный профиль слоя нефти принимает форму «клина», для которого характерно постепенное увеличение толщины слоя по длине от его свободного края до поверхности пластины, где толщина слоя имеет максимальное значение δ_{max} (рисунок 4.5).

С увеличением скорости потока нижняя поверхность слоя нефти приобретает волнообразную форму (рисунок 4.5) с образованием отчетливо выраженной выпуклой в сторону потока областью. Максимальная толщина слоя находится в точке M .

Таким образом, по результатам визуальных наблюдений установлено, что при взаимодействии слоя нефти на поверхности водотока с боновым заграждением могут существовать два режима [12–А, 13–А, 99–А – 101–А], которые мы называли *поверхностно-гладким режимом* (ПГР) и *поверхностно-волновым режимом* (ПВР).

Каждому из этих режимов присущи две стадии существования:

- а) бон удерживает слой нефти без уноса (стадия удержания нефти);
- б) часть нефти, удерживаемой боном, перетекает через нижнюю кромку бонового заграждения (стадия уноса нефти).

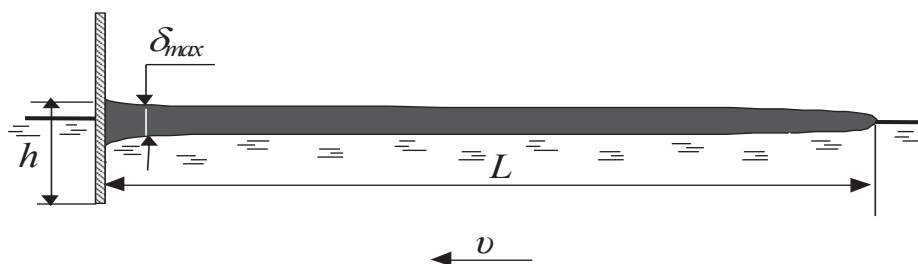


Рисунок 4.5 – Профиль нефтяного пятна в форме «клина»

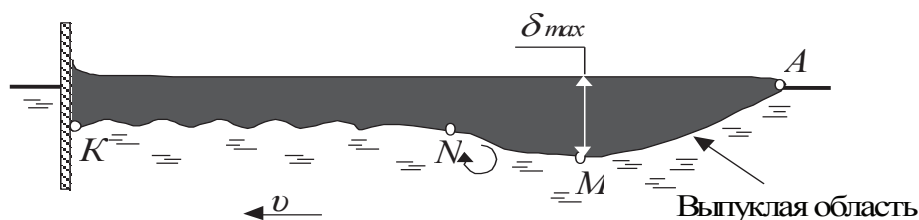


Рисунок 4.6 – Волнообразная форма пятна

В связи с этим введено понятие «удерживающая способность бонового заграждения» – (УСБЗ), определённое как способность бонового заграждения удерживать определенный объем нефти при данной скорости потока и глубине погружения бона.

Путём инструментальных измерений определена толщина слоя нефти в зависимости от скорости потока, глубины погружения пластины и объема нефти перед пластиной.

Результаты инструментальных измерений, проведенных в экспериментах, подробно изложены в [12–А, 13–А, 99–А] и представлены в приложение Е1.

Проведенные наблюдения и измерения показали, что УСБЗ определяется соотношением трех параметров, а именно: глубины погружения бона h , скорости потока v и объема нефти V , удерживаемой боновым заграждением [99–А, 100–А].

Унос нефти происходит, когда глубина бонового заграждения меньше некоторого критического значения $h_{кр}$, которое является минимально необходимой глубиной, обеспечивающей полное удержание нефти, и зависит от объема нефти перед боном V и скорости потока v .

С использованием методов теории размерностей и подобия получена критериальная зависимость [99–А, 100–А], связывающая основные параметры, влияющие на возникновение уноса нефти (приложение Е2):

$$Fr_{кр} = f(Re/\bar{V}_B), \quad (4.1)$$

где $\bar{V}_B = \frac{V_B}{B_n \cdot h_{кр}^2}$ – представляет собой безразмерный объем;

$Re = \frac{v \cdot h_{кр}}{v_n}$ – число Рейнольдса;

$Fr_{кр} = \frac{v^2}{g \cdot h_{кр}}$ – число Фруда;

V_B – объём нефти перед боном, м³;

B_n – ширина нефтяного пятна, м;

$h_{кр}$ – критическая глубина погружения бона, м;

v – скорость потока, м/с;

v_n – кинематический коэффициент вязкости нефти, м²/с;

g – ускорение силы тяжести, м/с².

Полученные экспериментальные данные [12–А, 99–А] позволили также установить эмпирическую зависимость для определения $h_{кр}$ (приложение Е3):

$$h_{кр} = \frac{1,86 \cdot v^{0,26} \cdot V^{0,25} \cdot v_n^{0,25}}{g^{0,26} \cdot B_n^{0,25}}. \quad (4.2)$$

Средняя относительная погрешность результатов эксперимента и значений, рассчитанных по формуле (4.2), составляет 6,5 % [12–А].

Теоретические исследования. Критерий уноса. Для поверхностно-гладкого режима на основе уравнения Навье – Стокса получена аналитическая модель [12–А, 107–А, 108–А], на основе которой получена зависимость для определения критического значения глубины погружения бона (приложение Е4):

$$h_{кр} = \sqrt[4]{\frac{12 \cdot V \cdot v_n \cdot v}{B_n \cdot g}}. \quad (4.3)$$

Это выражение позволяет определить критическую осадку бонового заграждения $h_{кр}$, если известна скорость потока воды v , объём вылившейся нефти V , вязкость v_n нефти и ширина нефтяного пятна B_n .

На базе зависимости (4.3) получено выражение для критерия возникновения уноса нефти под боновое заграждение (приложение Е5).

$$K = \frac{Fr_{кр} \cdot \bar{V}}{Re} = \frac{1}{12} = 0,083. \quad (4.4)$$

Полученный критерий позволяет установить, удерживается ли нефтяное пятно боновым заграждением или нет. Если $K \leq 0,083$, боновое заграждение

удерживает нефтяное пятно, если $K > 0,083$, то эффективность заграждения снижается и начинает наблюдаться унос нефти.

Таким образом, проведенными исследованиями боновых заграждений установлено, что при взаимодействии слоя нефти на поверхности водотока с боновым заграждением могут существовать поверхностно-гладкий и поверхностно-волновой режимы и выявлены основные параметры, характеризующие УСБЗ: объем нефти; глубина погружения бонового заграждения; скорость потока, а также эмпирические зависимости, связывающие эти параметры.

Получен аналитически обоснованный критерий, позволяющий установить возникновение уноса нефти под боновое заграждение и его критическое значение.

4.3.1.2 Исследования нефтесборных устройств гидромеханического типа. Для очистки поверхности ВО от разлившейся нефти эффективным является применение безнапорных гидроциклонов (БГЦ), которые обладают рядом преимуществ [12–А, 13–А]:

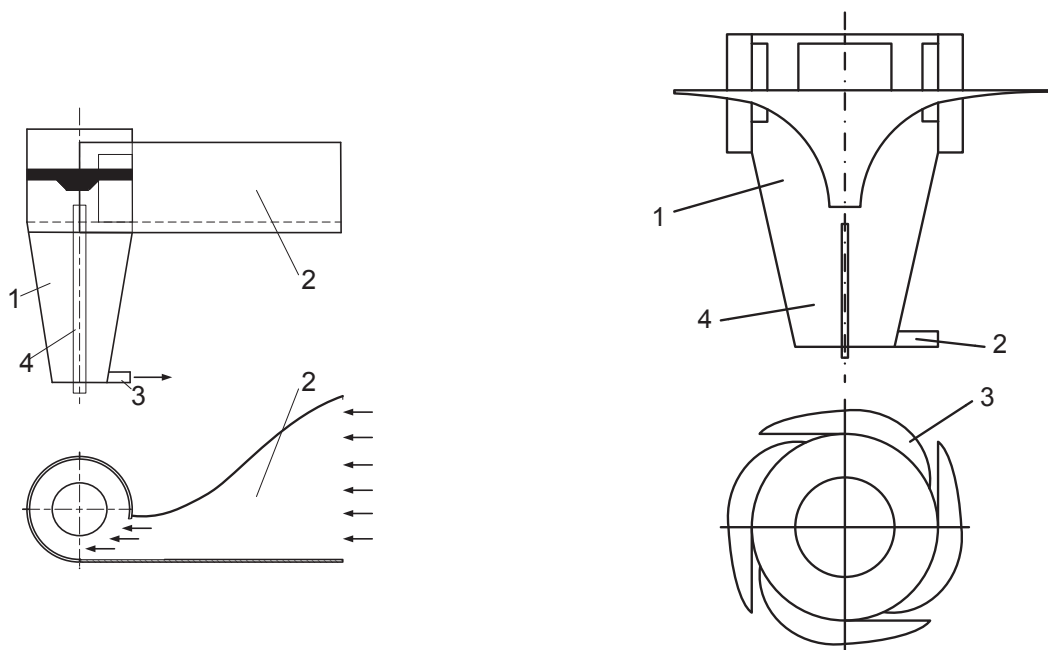
- простотой конструкции, лишенной каких-либо подвижных частей, обеспечивающей надежность эксплуатации и простоту изготовления;
- эффективным сбором слоя нефти в широком диапазоне его толщин в различных ситуациях – на водотоках и в покоящейся жидкости;
- легкой трансформацией применительно к условиям сбора, хорошей компоновкой в единые технологические комплексы с другими элементами технических средств, предназначенных для сбора нефтяных загрязнений.

Принцип работы и устройство БГЦ. Используются две разновидности БГЦ, которые схематично показаны на рисунке 4.7: с одним входным каналом, предназначенным для работы в условиях относительного движения жидкости, и с несколькими входными каналами, – для работы в покоящейся жидкости [12–А, 13–А, 87–А, 88–А, 95–А].

Первая из указанных конструктивных разновидностей БГЦ (рисунок 4.7, а) состоит из цилиндриконического корпуса 1 с входным каналом 2, примыкающим к цилиндрической части корпуса. Внизу конической части корпуса тангенциально расположен патрубок 3 отвода осветленной воды. Внутри корпуса соосно с ним размещен патрубок 4 отвода уловленной нефти.

Вторая конструктивная разновидность БГЦ (рисунок 4.7, б), предназначенного для работы в покоящейся жидкости, отличается от первой только устройством входного приспособления. В данном случае входное приспособление выполнено в виде нескольких расположенных на одинаковом расстоянии друг от друга по окружности входных каналов. Форма боковых

стенок канала обеспечивает безотрывное движение жидкости в области перед входом в устройство и исключает образование застойных зон, тем самым предотвращая скопление загрязнений.



а – безнапорный гидроциклон с одним входным каналом;
б – безнапорный гидроциклон с четырьмя входными каналами

**Рисунок 4.7– Безнапорные гидроциклоны
для сбора нефти с поверхности воды**

Безнапорный гидроциклон с одним входным каналом работает следующим образом: аппарат опускают в водоток так, чтобы боковые стенки входного канала оказывались частично погруженными в воду, при этом его ориентируют входным каналом навстречу набегающему потоку. В рабочую полость аппарата поток жидкости, на свободной поверхности которого находится слой нефти, поступает через тангенциальный входной канал с небольшими скоростями, при которых слой нефти не разрушается и сохраняет свою сплошность. Одновременно происходит отсос очищенной воды из БГЦ по патрубку, расположенному внизу конической части гидроциклона, что также вызывает вращение жидкости в рабочей полости аппарата за счёт эффекта вихревой воронки, возникающей при сливе.

Аналогичным образом устроены и работают безнапорные гидроциклоны с несколькими входными каналами, предназначенные для сбора нефти с поверхности покоящейся жидкости. В этом случае поступление окружающей гидроциклон воды со слоем нефти на поверхности в рабочую полость аппарата происходит только вследствие отсоса очищенной воды из БГЦ по патрубку, расположенному внизу конической части гидроциклона, что вы-

зывает вращение жидкости в рабочей полости аппарата и приводит к концентрации нефти в центральной части рабочей полости.

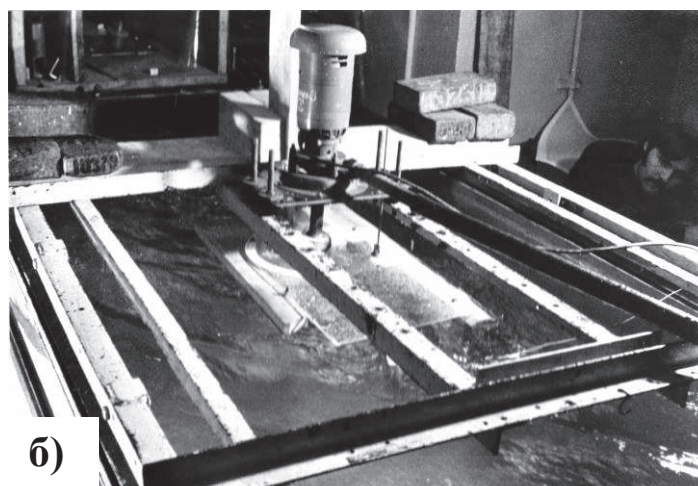
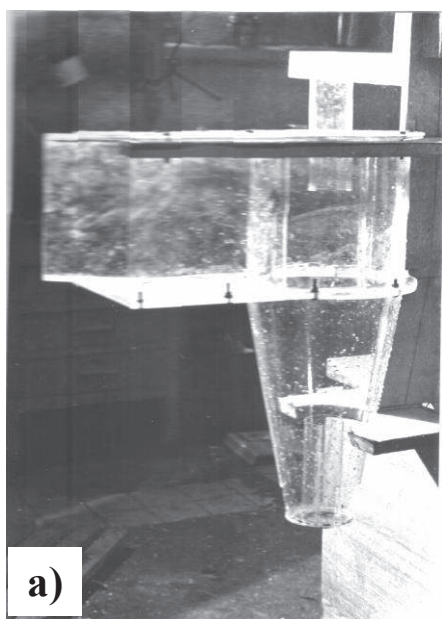
Несмотря на то, что гидроциклоны в течение длительного времени широко применяют в промышленности, проведенные в этой области исследования посвящены изучению напорных гидроциклонов, предназначенных в основном для отделения дисперсной фазы с плотностью более высокой, чем плотность воды [145–148, 95–А].

Испытания моделей безнапорного гидроциклона в лабораторных условиях. Исследования безнапорных гидроциклонов, как следует из анализа библиографических источников, ранее проводились в ограниченных масштабах, а целенаправленных исследований БГЦ, предназначенных для сбора слоя нефти с поверхности воды, не выявлено. В связи с этим проведены лабораторные испытания прозрачных моделей безнапорных гидроциклонов с тем, чтобы путём визуальных наблюдений и инструментальных измерений установить основные характерные элементы работы безнапорных гидроциклонов, учёт которых необходим для создания нефтесборных устройств.

Испытания прозрачных моделей БГЦ проведены в два этапа: на первом этапе проведены экспериментальные исследования схематизированных моделей БГЦ в потоке на чистой воде; на втором этапе – на конструктивно-подобных моделях БГЦ в покоящейся жидкости и в потоке как на чистой воде, так и с использованием нефти. Все сведения о проведенных испытаниях подробно изложены в монографиях [12–А, 13–А].

Экспериментальные исследования на схематизированных моделях БГЦ. Исследования схематизированных моделей БГЦ на первом этапе проведены на гидрлотке кафедры теории корабля Калининградского технического университета, [12–А, 13–А], имеющем рабочий участок с поперечным сечением $1 \times 0,8$ м и эксплуатационный диапазон скоростей $0,2 \dots 1,5$ м/сек, на модели БГЦ, выполненной из листового оргстекла.

Модель БГЦ (фото на рисунках 4.8, *а* и *б*) представляла собой цилиндрический корпус диаметром 250 мм, высотой 250 мм. К нему присоединялись смежные конические корпуса различной длины (250 мм или 630 мм) с углом конусности 20° . Диаметр верхнего патрубка для отбора нефти равнялся 60 мм, глубина его погружения могла меняться.



Скорость набегающего потока 0,76 м/сек

**Рисунок 4.8 – а) Общий вид прозрачной модели гидроциклона Ø 250 мм;
б) Модель гидроциклона, установленная в гидрлотке**

Эксперименты, проведенные в большом гидрлотке на чистой воде на крупномасштабной прозрачной схематизированной модели безнапорного гидроциклона с использованием имитаторов нефти, позволили выявить и установить ряд важных обстоятельств [12–А, 13–А].

Визуальные наблюдения и измерения профилей скоростей в разных точках потока в БГЦ выявили проблему, связанную с неблагоприятными условиями входа набегающего потока во входной канал и в рабочую полость аппарата. Эта проблема проявляется в двух направлениях:

- как показали измерения, скорость потока в открытом канале конфузора меньше, чем скорость набегающего потока, что создает сопротивление набегающему потоку на входе во входной конфузор и приводит к появлению эффекта «запирания» конфузора, вследствие чего слой нефти может не втекать во входной канал, а обтекать его (экспериментальные графики на рис 4.9);

- поток перед входным сечением в конфузор и в открытом канале конфузора имеет возмущенную, бурлящую поверхность, на которой может происходить разрушение сплошности слоя нефти (рисунок 4.8, б), что, в свою очередь, неблагоприятно скажется на отделении нефти от воды и концентрации ее в центральной части рабочей полости аппарата.

В то же время установлено, что на характер течения в открытом канале конфузора заметное влияние оказывает наличие расхода через патрубок слива имитатора нефти.

В целом эксперименты, проведенные на чистой воде со схематизированной моделью с одной стороны подтвердили принципиальную возможность использования БГЦ для сбора нефти с поверхности воды, с другой стороны выявили проблемы, которые при этом могут возникать.

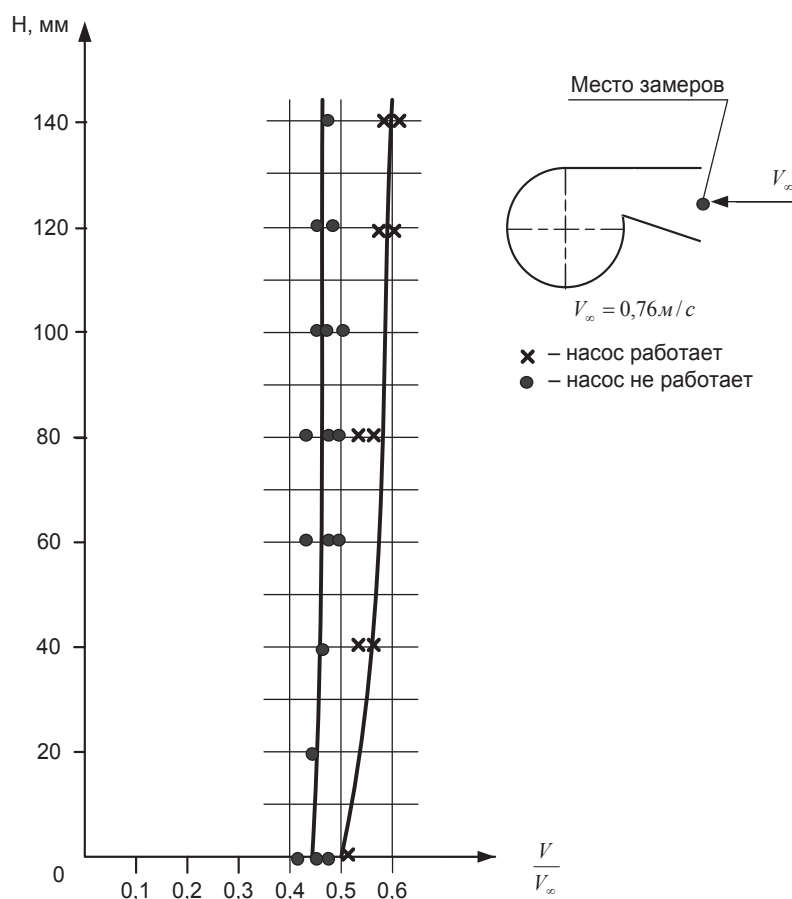


Рисунок 4.9 – Зависимость скорости потока в разных точках по глубине в месте его входа в канал конфузора от скорости набегающего потока и наличия отсоса жидкости через верхний сливной патрубок

Экспериментальные исследования на конструктивно-подобных моделях БГЦ. Для определения путей решения проблем, выявленных при испытании схематизированных моделей, потребовалось проведение гидродинамических исследований с использованием нефти и на моделях, в конструкциях которых учтены выявленные на первой стадии исследований проблемы.

Второй этап экспериментальных исследований БГЦ проведен на специально созданном на кафедре трубопроводного транспорта и гидравлики Полоцкого государственного университета экспериментальном гидродинамическом комплексе. Комплекс сконструирован для проведения экспери-

ментов, как в потоке, так и в покоящейся жидкости на чистой воде и с использованием нефти [12–А, 13–А, 95–А]

Нефтяной гидростенд для исследований безнапорных гидроциклонов с одним входным каналом (рисунок 4.10), входящий в состав экспериментального комплекса, состоит из напорного 1 и питающего 2 баков, центробежного насоса 3, конфузора с успокоительным каналом 4 и открытого рабочего участка 5, в котором устанавливают исследуемую модель.

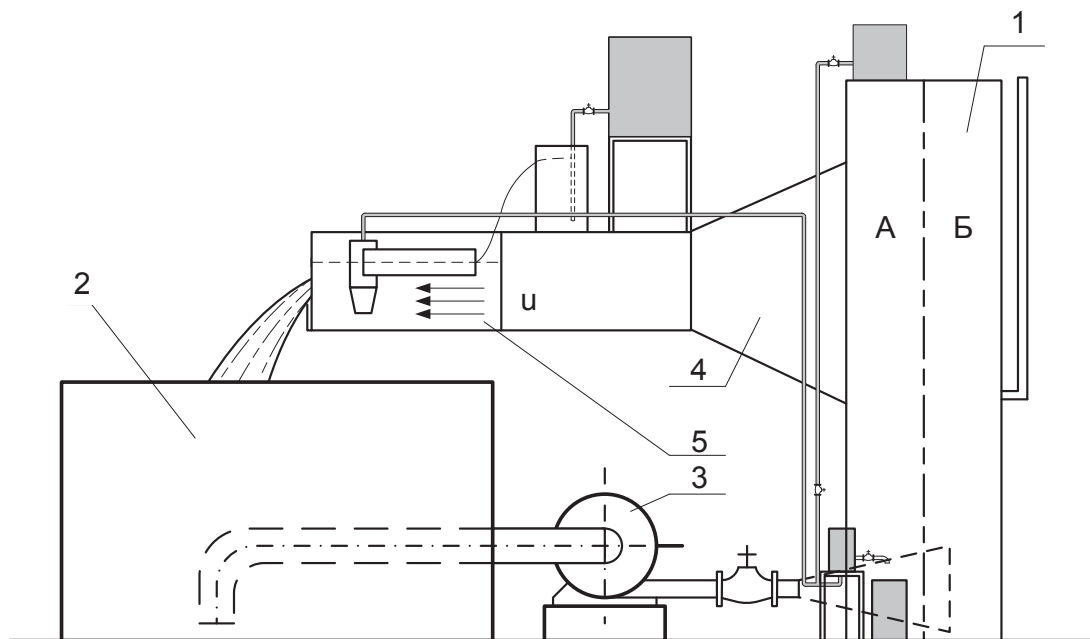


Рисунок 4.10 – Схема экспериментальной установки для исследования безнапорных гидроциклонов в потоке

Вода насосом 3 подается из питающего бака 2 в напорный бак 1, откуда она под действием гидростатического напора вытекает через конфузор 4 в рабочий участок 5, имеющий прозрачные боковые стенки. Из рабочего участка вода, перетекая через водосливную стенку, в виде свободной струи возвращается в питающий бак.

На нефтяном гидростенде проведены исследования конструктивно-подобных моделей БГЦ в потоке жидкости [12–А, 13–А,]. В этих моделях, также изготовленных из листового оргстекла, изменена конфигурация боковой стенки во входном конфузоре. Ей придана криволинейная форма, что обеспечило безотрывное течение потока воды со слоем нефти на поверхности. С целью снижения сопротивления трения потока, входящего в улавливающий конфузор, и уменьшения стеснения потока в конструктивно-подобной модели устранена нижняя горизонтальная пластина. Ниж-

нее сливное отверстие в корпусе аппарата выполнено на боковой поверхности конической части аппарата в виде четырёхугольника (рисунок 4.11).

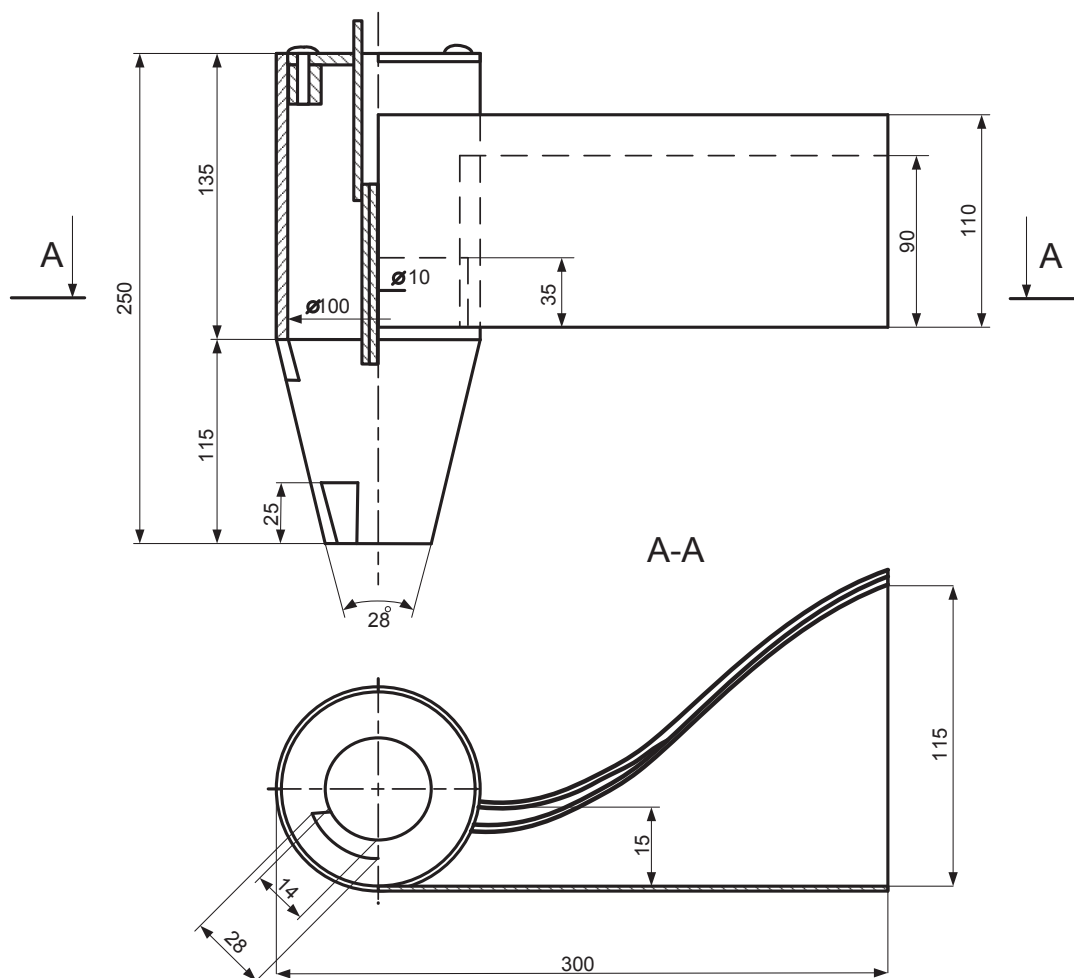


Рисунок 4.11 – Чертеж конструктивно-подобной модели БГЦ

Помимо одиночной модели в испытаниях использована сдвоенная модель БГЦ, составленная из двух дублированных, зеркально-симметричных моделей описанной конструкции (рисунок 4.12).

Необходимо отметить, что подобные испытания проведены впервые, поэтому основными задачами, которые решались в этих экспериментах, являются:

- апробация разработанной методики проведения испытаний;
- выявление физической картины явления улавливания и разделения водонефтяных смесей БГЦ;
- проведение количественных измерений с целью выявления перечня основных параметров, характеризующих работу БГЦ, и определение характера влияния каждого из них на работу БГЦ.

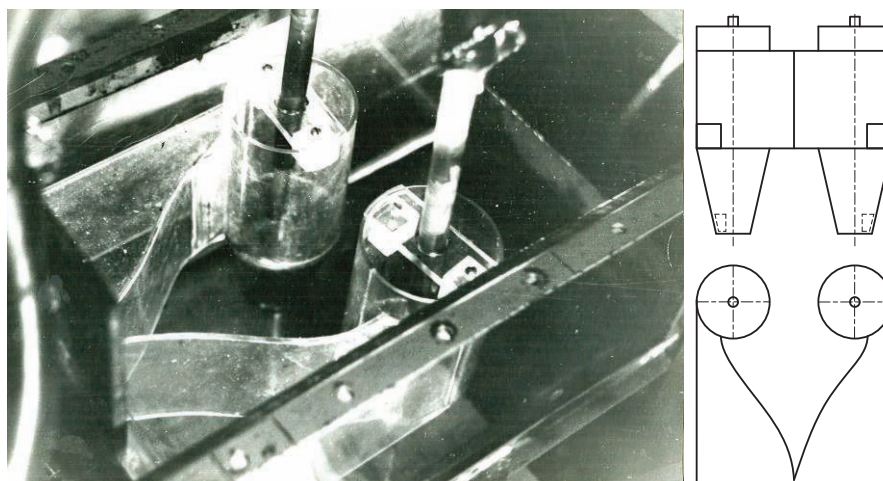


Рисунок 4.12 – Фотография БГЦ-дубль; схема сдвоенной модели БГЦ

Подробное описание нефтяного гидроротка, испытанных моделей, а также порядка, методики проведения испытаний и их результаты приведены в работах [12–А, 13–А, 95–А].

В предварительных экспериментах, проведенных на чистой воде, помимо визуальных наблюдений, проведены измерения скорости потока в канале конфузора в зависимости от скорости набегающего потока (рисунок 4.13).

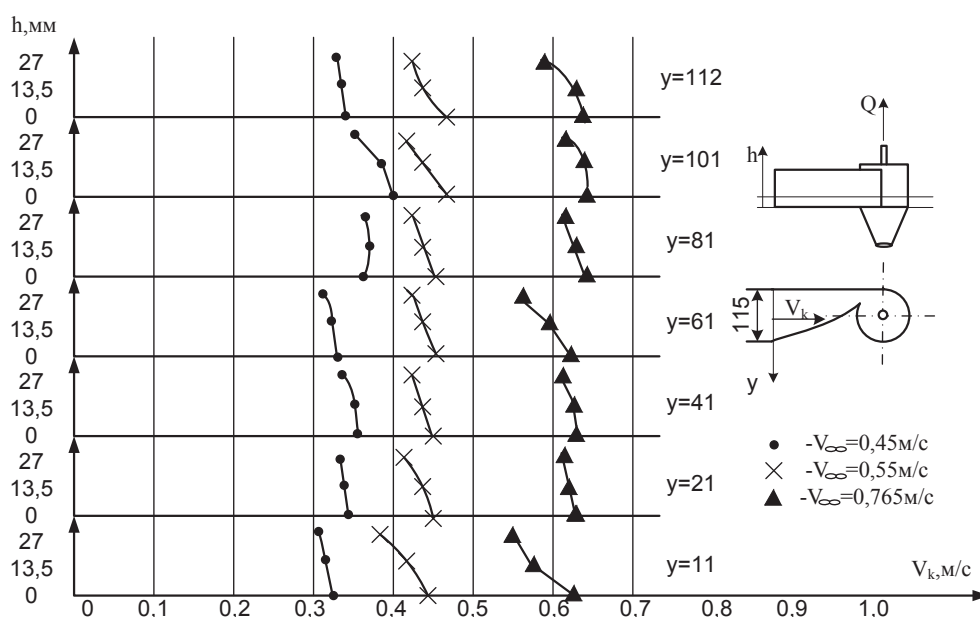
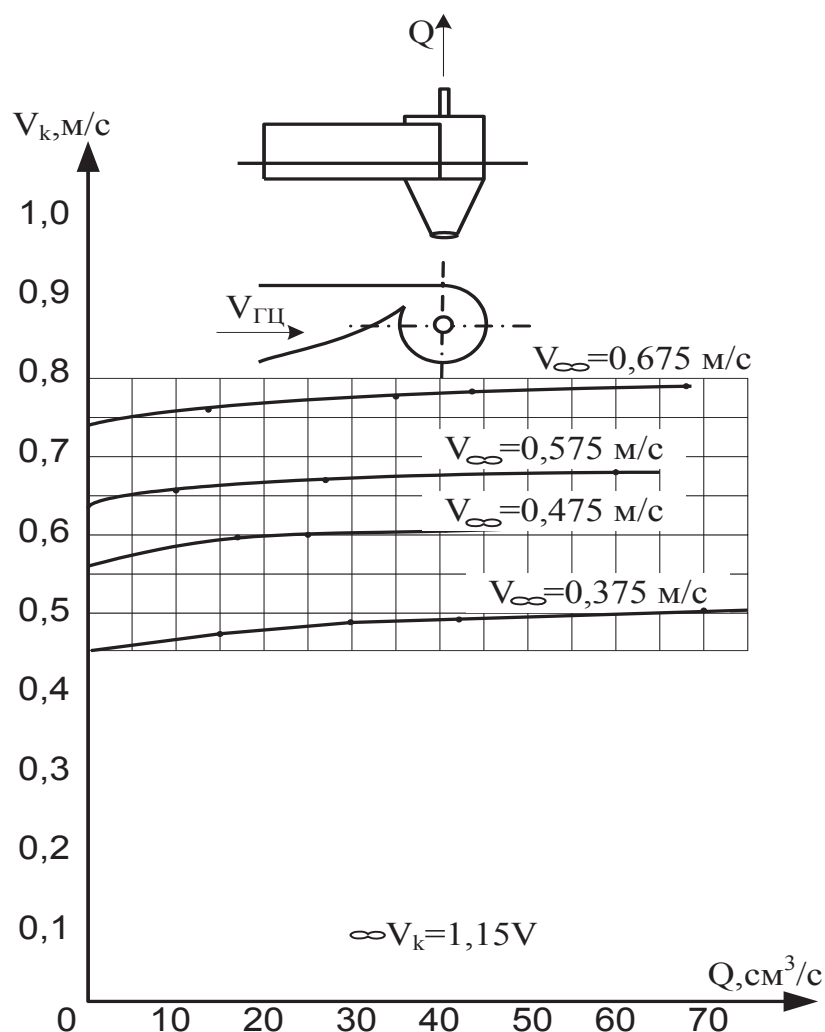


Рисунок 4.13 – Распределение значений скоростей потока в сечении на входе в конфузор гидроциклона по высоте h и ширине y для различных скоростей набегающего потока V

Здесь приведены данные замеров скорости по всей ширине входа в конфузор на глубину до 27 мм, равную глубине погружения нижней кромки входного отверстия БГЦ. Как видно из графика, скорости потока по глубине

не одинаковы. С приближением к свободной поверхности поток под тормаживается и на свободной поверхности скорости имеют минимальное значение.

Также экспериментально определена зависимость скорости потока в плоскости входного отверстия БГЦ $v_{гц}$ от скорости набегающего потока v_{∞} и величины расхода жидкости через верхний сливной патрубок Q_B (рисунок 4.14).



Замеры скорости проводились в центре входа в конфузор, в зависимости от расхода через верхний сливной патрубок Q при различных скоростях набегающего потока V .

Рисунок 4.14 – Изменение скорости потока в точке, расположенной на свободной поверхности потока

Основные опыты проведены с потоком, несущем на своей поверхности слой нефти. Установлено, что эффективность работы БГЦ в потоке, несущем на свободной поверхности пленку нефти, зависит от толщины

нефтяной пленки, скорости потока, ширины входного отверстия, глубины погружения БГЦ и расхода через верхний сливной патрубок.

Все разновидности течений, возникающих при изменении указанных факторов, можно объединить в два типа режимов:

- а) режим работы БГЦ без уноса нефти;
- б) режим работы БГЦ с уносом нефти.

Путем визуальных наблюдений и инструментальных замеров выяснены механизмы существования этих режимов [12–А, 13–А, 95–А].

Первый из них характеризуется тем, что вся нефть, попавшая в канал улавливающего конфузора, попадает в рабочий объем БГЦ и оттуда эвакуируется через верхний сливной патрубок.

При втором режиме наблюдается унос нефти или из канала улавливающего конфузора до того, как она попадает в рабочий объем БГЦ (рисунок 4.15) или из рабочего объема через нижнее сливное отверстие. Часто одновременно существуют оба вида уноса.

В экспериментах выявлено, что соотношение между шириной входного сечения конфузора и шириной входного отверстия в корпусе гидроциклона (степень поджатия потока в конфузоре) определяет величину сопротивления конфузора и макроструктуру потока в нем. Повышение степени поджатия приводит к увеличению вертикальных составляющих векторов скорости потока в конфузоре, направленных вниз, что способствует уносу нефти со свободной поверхности конфузора. В то же время увеличение ширины захвата (при постоянной ширине входного отверстия) обеспечивает, при данной скорости, поступление большого количества нефти в БГЦ. Однако, из условий обеспечения отсутствия уноса нефти из конфузора, увеличение ширины захвата улавливающего конфузора очевидно потребует снижения скорости набегающего потока, т.к. при большой ширине захвата и большой скорости конфузор будет «запираться» (рисунок 4.16).

Форма криволинейной боковой стенки конфузора должна обеспечивать безотрывное течение потока в канале. Наличие отрыва на стенке приведет к повышению сопротивления конфузора и возмущения на свободной поверхности канала, что вызывает эмульгирование находящейся на ней нефти, а, следовательно, и ее унос. Принятые в испытанных моделях соотношения размеров улавливающего конфузора можно признать удачными, обеспечивающими удовлетворительную работу БГЦ и использовать их как исходное при проектировании последующих конструкций БГЦ.

На рисунке 4.17 приведен график зависимости расхода нефти через верхний слив от толщины пленки на поверхности потока при ширине входного отверстия, равном 15 мм, и различных скоростях потока.

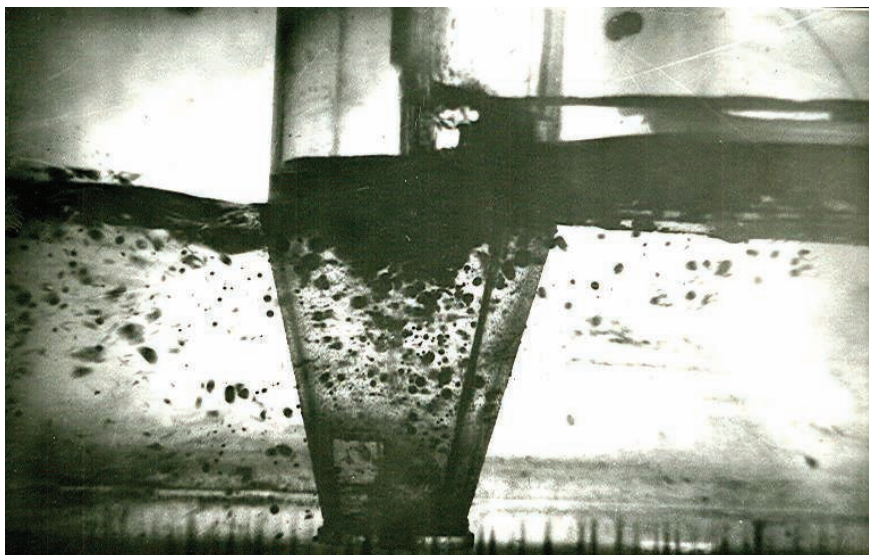
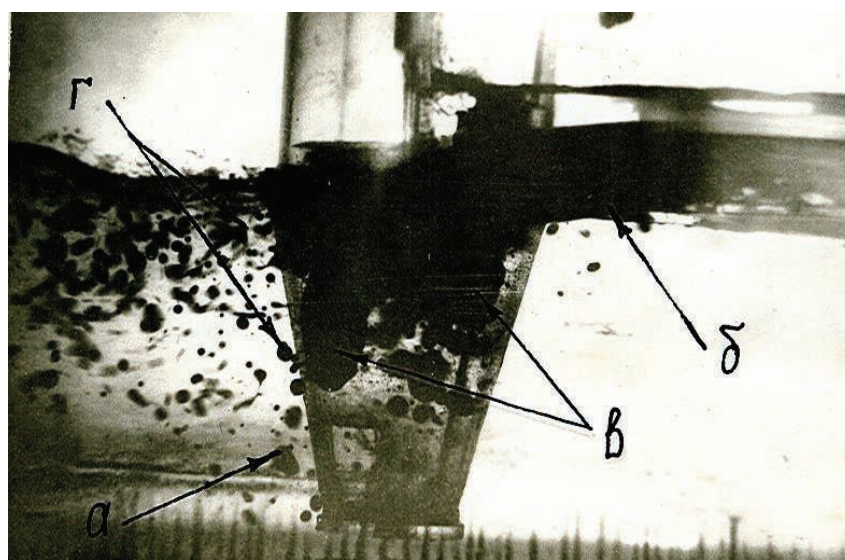


Рисунок 4.15 – Фотография уноса нефти со свободной поверхности конфузора



а) частицы нефти, уносимые из нижнего сливного отверстия; б) пленка нефти на внутренней поверхности боковой стенки конфузора; в) пленка нефти на наружной поверхности конической части гидроциклона; г) частицы нефти, отрывающиеся от нефтяной пленки, адгезированной на поверхности гидроциклона. Экспозиция при фотографировании – 1/250 сек

Рисунок 4.16 – Фотография уноса нефти из нижнего сливного отверстия и с боковых поверхностей конфузора, смоченных нефтью

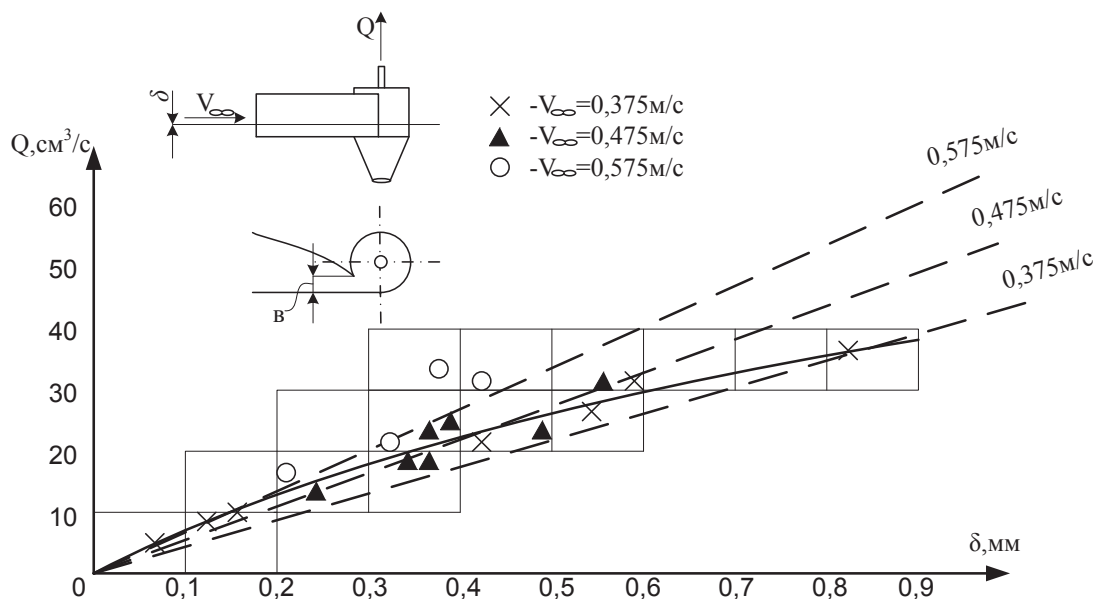


Рисунок 4.17 – Зависимость производительности верхнего слива Q от толщины нефтяной пленки при различных скоростях набегающего потока V для гидроциклона с впускным отверстием шириной $b = 15$ мм

Аналогичный график приведен на рисунке 4.18 для модели БГЦ с шириной входного отверстия 20 мм.

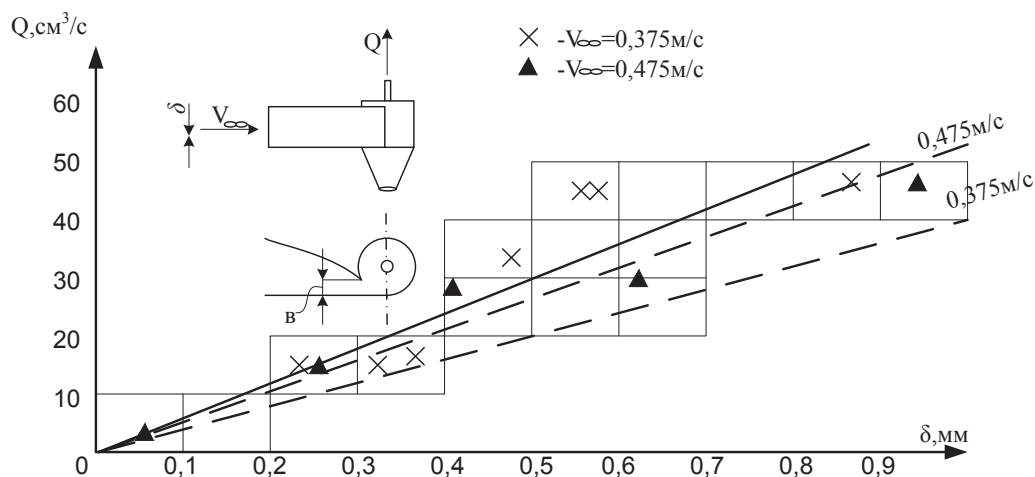


Рисунок 4.18 – Зависимость производительности верхнего слива Q от толщины нефтяной пленки при различных скоростях набегающего потока V для гидроциклона с впускным отверстием шириной $b = 20$ мм

На графиках штриховыми линиями нанесены расчетные прямые, полученные в предположении, что вся подаваемая на свободную поверхность нефти эвакуируется из БГЦ через верхний сливной патрубок. Как видно из графика, все экспериментальные точки лежат несколько выше соответствующих им по значению скорости расчетных кривых. Это указывает на то, что расход через верхний слив несколько выше, чем расход нефти, подаваемый

на свободную поверхность. Объясняется это тем, что вместе с нефтью через верхний слив поступает некоторое количество воды. Пройдя через высокооборотный центробежный насос, ведущий откачку через верхний слив, откачиваемая жидкость образует устойчивую водонефтяную эмульсию вида «вода в нефти», которая не подвержена разделению в поле гравитационных сил.

Выборочное измерение концентрации нефти в жидкости, поступающей через верхний сливной патрубок, показывает, что она составляет ~ 95 % и не снижается ниже 90 %. К сожалению, измерение концентрации нефти в устойчивых водонефтяных эмульсиях требует проведения достаточно громоздких и длительных химических анализов, что явилось препятствием для измерения концентрации для всех экспериментальных точек.

Разброс экспериментальных точек, наблюдаемый на графиках, главным образом объясняется колебаниями значений концентрации нефти в верхнем сливе и косвенно характеризует размеры этих колебаний. Наличие разброса не позволило построить экспериментальные кривые зависимости $Q_A = f(\delta)$ для каждого значения скорости. Поэтому все экспериментальные точки аппроксимированы одной условной кривой, показанной на графике сплошной линией. Если расчетные кривые на графике ограничивают по скорости v_∞ область работы БГЦ без уноса нефти, то экспериментальная кривая указывает в данной области оптимальное соотношение между толщиной пленки и расходом через верхний сливной патрубок. Характер кривой указывает на то, что по условиям обеспечения первого типа режима работы БГЦ с увеличением толщины нефтяной пленки скорость набегающего потока должна уменьшаться.

Аналогичная тенденция проявляется и на графике на рисунке 4.18. однако, поскольку из-за увеличения ширины верхнего отверстия в этом случае нефтяной клубок менее компактный, режим работы без уноса менее устойчив и здесь наблюдается большой разброс экспериментальных точек.

На рисунке 4.19 помещен график зависимости, полученной в экспериментах со сдвоенной моделью БГЦ.

На оси ординат на этом графике отложены значения суммарного расхода жидкости, поступающей через верхний слив обоих БГЦ, а по оси абсцисс – толщина нефтяной пленки, поступающей в улавливающие конфузоры. Поскольку ширина потока, улавливаемого моделью, в этом случае удвоилась, то для обеспечения тех же значений толщины нефтяной пленки, которые при заданных скоростях мы получаем для одиночного БГЦ, потребовалось удвоить количество подаваемой на свободную поверхность нефти.

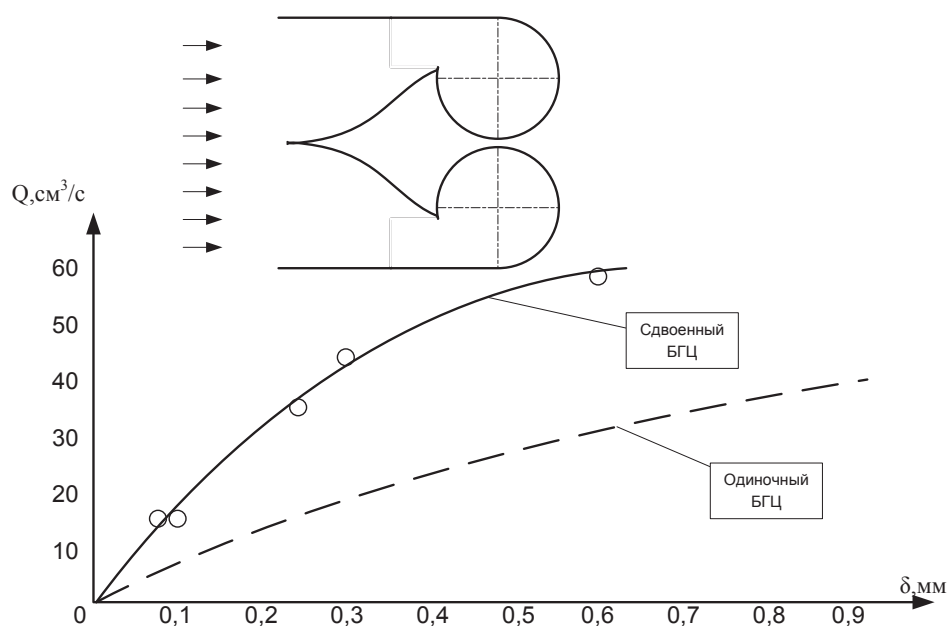


Рисунок 4.19 – Зависимость производительности верхнего слива Q от толщины нефтяной пленки при скорости 0,375 м/с для сдвоенного гидроциклона

Экспериментальные исследования конструктивно-подобных моделей БГЦ, предназначенного для использования при сборе нефти с поверхности покоящейся жидкости проведены на входящей в состав экспериментального гидродинамического комплекса установке (рисунок 4.20) [12–А, 13–А, 95–А], которая включает металлический резервуар 3; модель БГЦ 10; систему слива осветленной воды, состоящую из центробежного насоса 1 и трубопроводов 6 с запорно-регулирующей аппаратурой; систему слива уловленной нефти, состоящую из трубопровода 8 с запорно-регулирующей арматурой и резервуара 9 для сбора уловленной нефти; систему подачи нефти на свободную поверхность 4.

Детальное описание нефтяного стенда изложено в работах [12–А, 13–А, 95–А].

Испытываемая модель гидроциклона имеет четыре входных отверстия и соответственно четыре улавливающих конфузора (рисунок 4.21). Диаметр цилиндрической части корпуса модели БГЦ – 500 мм. Высота подводной части модели – 675 мм. В конструкции модели предусмотрена возможность применения патрубков слива уловленной нефти различного диаметра и длины. Модель выполнена из листового оргстекла.

Исследования данной модели БГЦ состояли в проведении нескольких серий различных экспериментов.

На чистой воде проведена серия опытов по изменению скорости жидкости в сечениях входных отверстий БГЦ. На рисунке 4.22 приведен график, который является тарировочной кривой, связывающей значения величины

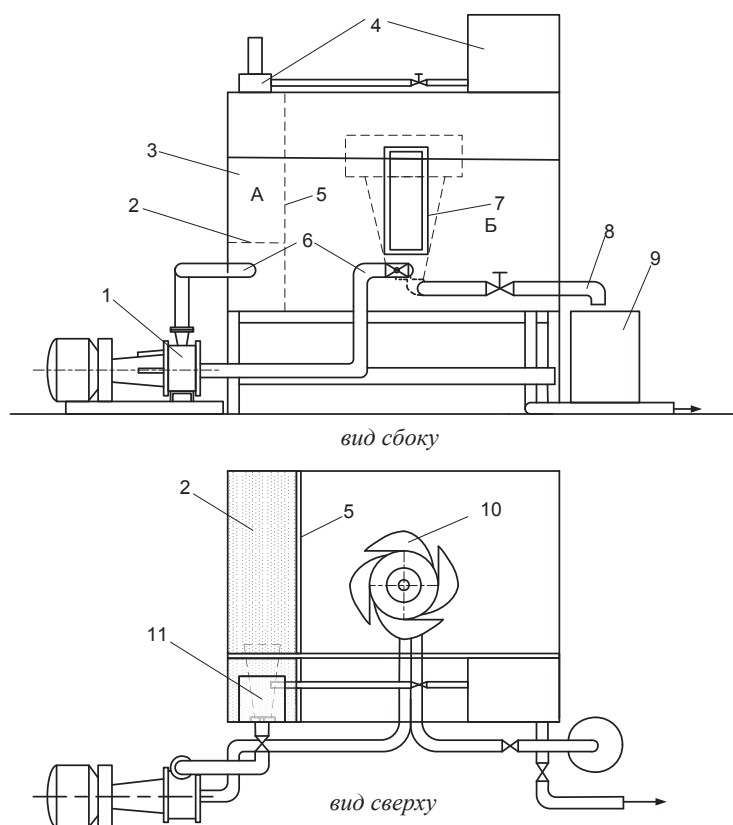


Рисунок 4.20 – Схема экспериментальной установки для исследования безнапорных гидроциклонов в неподвижной жидкости

расхода осветленной воды с величинами скоростей $v_{гц}$ во входных отверстиях при постоянном значении $H = 125$ мм и $Q_n = 0$. Скорость измеряли на оси прямолинейной части входного канала в точке жидкости непосредственно под свободной поверхностью.

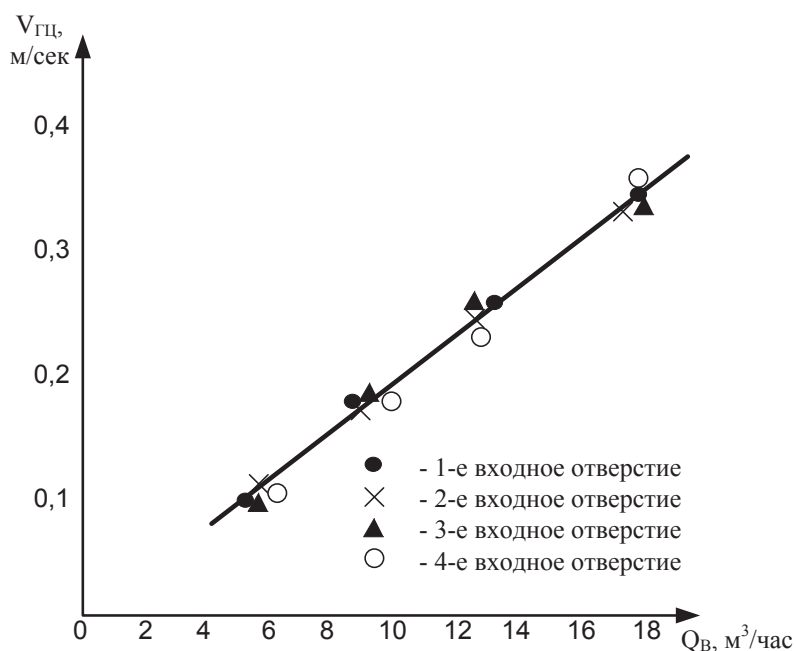


Рисунок 4.21 – Общий вид прозрачной модели гидроциклона

На рисунках 4.23 и 4.24 изображены эпюры скоростей по глубине потока, полученные на прямолинейных участках входного канала. Эпюры скоростей получены при $Q_в = 6 \text{ м}^3/\text{сек}$ и $Q_в = 10 \text{ м}^3/\text{сек}$. Измерения скоростей произведены при разных количествах работающих входных отверстий. Полученные зависимости позволяют судить о влиянии числа работающих отверстий на скорости входа $v_{гц}$. Увеличение числа работающих отверстий уменьшает скорости входа, что способствует обеспечению целостности втягиваемого в БГЦ нефтяного слоя.

Основные серии опытов, позволившие исследовать эксплуатационные характеристики БГЦ, проведены с водой, порывтой слоем нефти. В задачу этих исследований входило определение оптимальных значений параметров БГЦ, обеспечивающих его эффективную работу.

На графиках, помещенных на рисунках 4.25, 4.26 и 4.27 приведены экспериментальные зависимости концентрации уловленной нефти от расхода осветленной воды при различных значениях толщины слоя нефти в отсеке δ и разных значениях диаметра патрубка слива уловленной нефти d .



Ширина входного отверстия – $b = 30 \text{ мм}$.

Высота живого сечения входного отверстия – $H = 125 \text{ мм}$

Измерения проведены во всех четырех отверстиях

Рисунок 4.22 – Зависимость скорости жидкости в БГЦ ($V_{гц}$) от расхода осветленной воды ($Q_в$).

Графики показывают, что величина обводнения уловленной нефти в значительной мере зависит от значения расхода осветленной воды. Концентрации нефти, близкие к 100 %, обеспечиваются при $Q_в$, превышающих

14 м³/час. При таких значениях Q_B высокая концентрация нефти обеспечивается при всех испытанных значениях диаметра сливной трубки d и толщины слоя нефти δ .

При значениях Q_B меньших, чем 14 м³/час, концентрация нефти уменьшается. В этой области значений Q_B концентрация зависит от величины δ . При больших значениях толщины нефтяного слоя в отсеке концентрация нефти имеет большие значения.

Описываемая серия экспериментов позволила также выявить оптимальное значение диаметра трубки слива уловленной нефти. Наиболее высокие концентрации уловленной нефти получены при сливной трубке, имеющей диаметр 16 мм. Однако при таком значении d не обеспечивается удаление из БГЦ всей поступающей в него нефти, что приводит к появлению уноса.

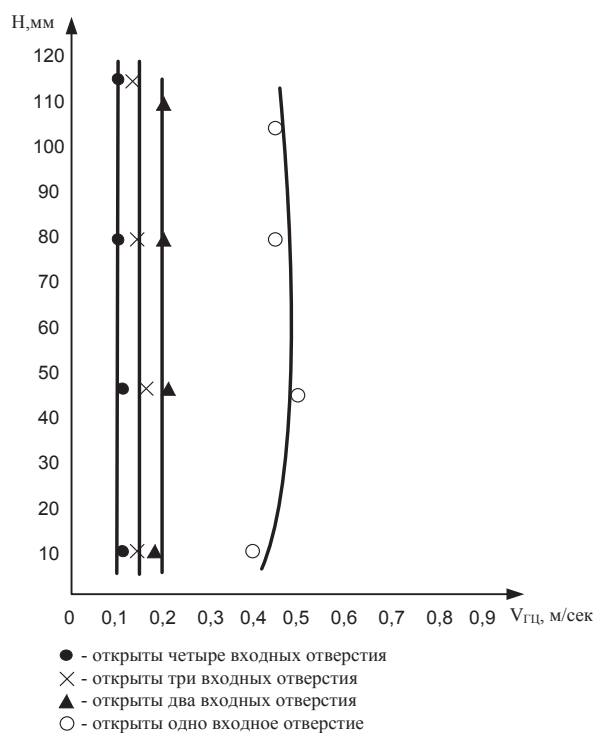


Рисунок 4.23 – Распределение скоростей по глубине потока в прямолинейной части входных каналов БГЦ. $Q_B = 6$ м³/час

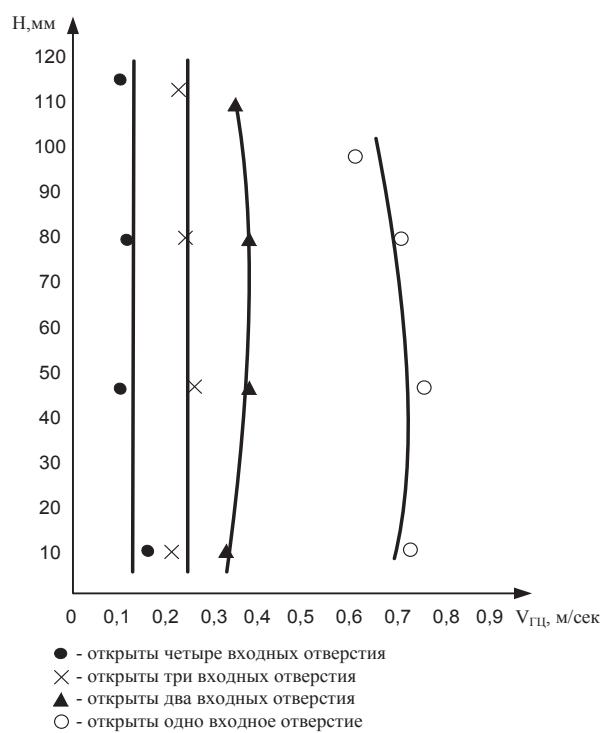


Рисунок 4.24 – Распределение скоростей по глубине потока в прямолинейной части входных каналов БГЦ. $Q_B = 10$ м³/час

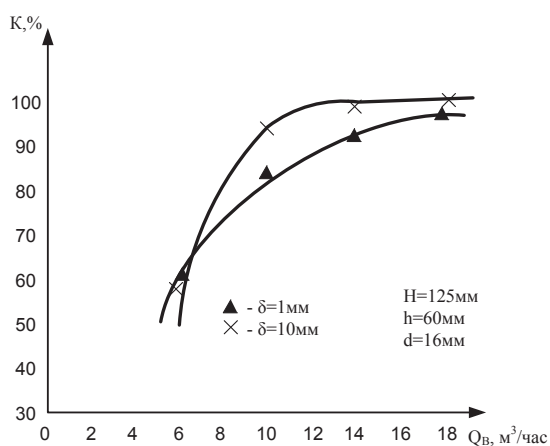


Рисунок 4.25 – График зависимости концентрации уловленной нефти K от расхода слива осветленной воды Q_B при различных значениях толщины слоя нефти в сепарационном отсеке δ

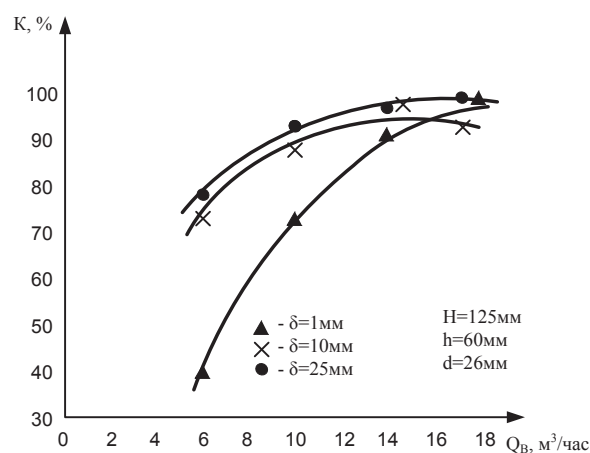


Рисунок 4.26 – График зависимости концентрации уловленной нефти K от расхода слива осветленной воды Q_B при различных значениях толщины слоя нефти в сепарационном отсеке δ

При $d = 37$ мм унос нефти не наблюдается, но при этом получают невысокие значения концентрации уловленной нефти.

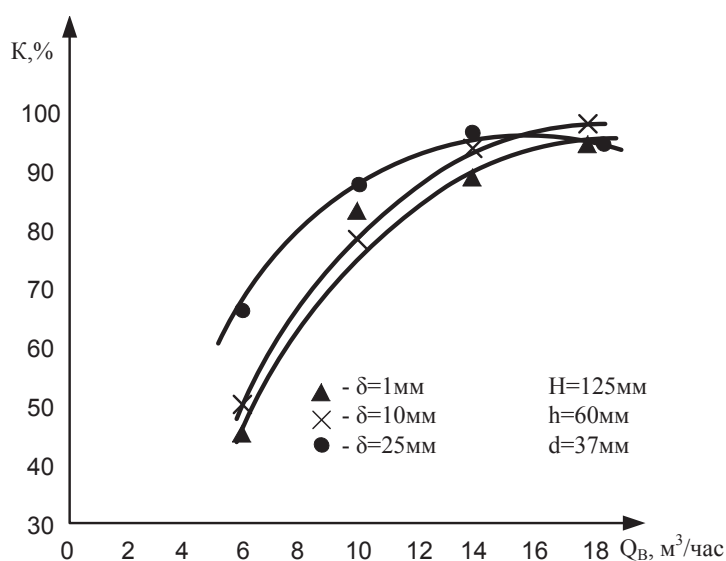


Рисунок 4.27 – График зависимости концентрации уловленной нефти K от расхода слива осветленной воды Q_B при различных значениях толщины слоя нефти в сепарационном отсеке δ

Оптимальным значением диаметра трубки для данной модели можно признать $d = 26$ мм, при котором обеспечиваются сравнительно высокие значения концентрации нефти и не наступает явление её уноса.

Рассматриваемые экспериментальные результаты представлены на рисунке 4.28 в виде графика зависимости концентрации уловленной нефти K от толщины слоя нефти δ для случая $d = 26$ мм.

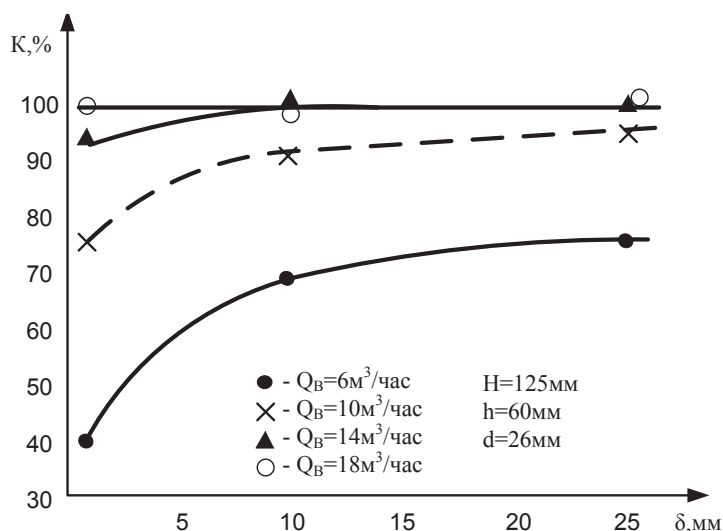


Рисунок 4.28 – Зависимость концентрации уловленной нефти K от толщины слоя нефти в отсеке δ при различных значениях Q_B

Влияние расхода через систему слива уловленной нефти Q_n на концентрацию уловленной нефти исследовано в экспериментах, проведенных при значениях $Q_B = 14$ м³/час и $d = 26$ мм. Результаты опытов представлены на рисунке 4.29. Как видно из графика, изменение расхода Q_n слабо влияет на величину K .

На рисунке 4.30 приведена экспериментальная зависимость между критической высотой нефтяного скопления $S_{кр}$ и величиной расхода Q_B , полученная при различных значениях δ . Напомним, что критической высотой $S_{кр}$ мы называем предельную высоту нефтяного скопления, при которой еще не начинается унос нефти.

Величина $S_{кр}$ не зависит от толщины слоя нефти в отсеке и сильно зависит от величины расхода Q_B .

Все описанные выше эксперименты проведены в диапазонах параметров, обеспечивающих работу БГЦ без уноса нефти. Отсутствие уноса контролировалось визуально при проведении каждого опыта. Отсутствие уноса в условиях, когда нефть не эмульгировалась, а находилась в виде сплошного, компактного скопления, обеспечивало весьма незначительное загрязнение воды, прошедшей через БГЦ, по сравнению с водой, содержащейся в резервуаре.

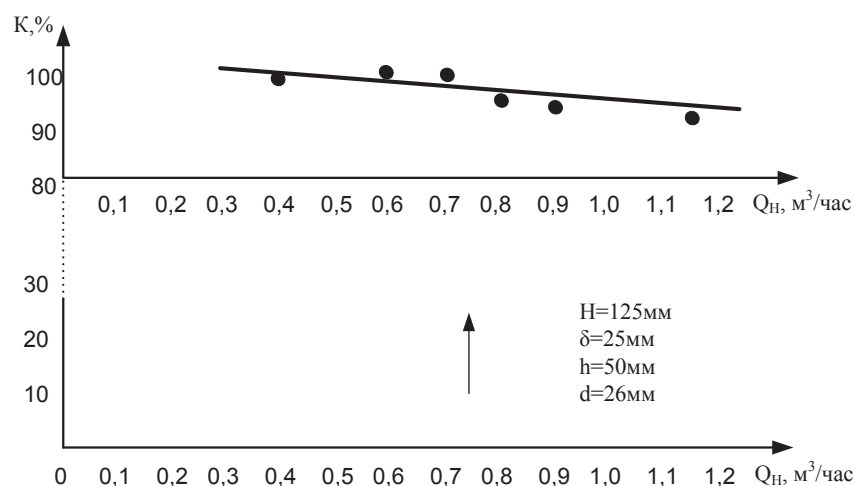


Рисунок 4.29 – График экспериментальной зависимости концентрации уловленной нефти K от расхода слива уловленной нефти Q_H при $Q_B = 14 \text{ м}^3/\text{час}$

Проведенные экспериментальные исследования позволили составить достаточно полную характеристику предложенной конструкции БГЦ. Прежде всего, увеличение числа входных отверстий повышает интенсивность

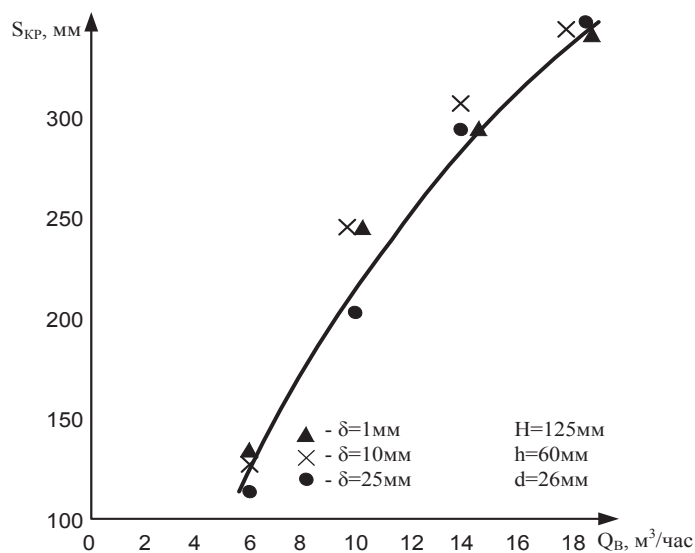


Рисунок 4.30 – Зависимость высоты слоя нефти $S_{кр}$ от расхода слива осветленной воды Q_B при различных значениях толщины слоя нефти в отсеке δ

вращательного движения жидкости в БГЦ без увеличения возмущений на свободной поверхности, возникающих при входе струй жидкости в рабочий

объем, а, следовательно, и без эмульгирования нефти, находящейся на свободной поверхности.

Важным параметром, обуславливающим эффективность работы БГЦ, является величина расхода через патрубок слива уловленной нефти Q_n . Естественно, что для обеспечения устойчивой работы БГЦ необходимо, чтобы соблюдалось равенство между количеством поступающей в БГЦ нефти и количеством нефти, откачиваемой из него.

Однако от величины расхода Q_n зависит не только значение количества нефти, эвакуируемой из БГЦ, но и интенсивность вращения жидкости в аппаратуре, так как слив жидкости через патрубок d вызывает эффект вихревой воронки. Следовательно, расход Q_n оказывает влияние на величину размеров нефтяного скопления как путем регулирования количества содержащийся в нем нефти за счет ее откачки, так и путем влияния на его размеры и форму за счет изменения интенсивности вращения жидкости (механизм этого влияния аналогичен механизму влияния на размеры нефтяного скопления расхода Q_B).

Величина Q_n может также влиять на значение концентрации K уловленной нефти. Однако характер этого влияния сильно зависит от размеров нефтяного скопления и взаимного положения верхнего торца патрубка слива уловленной нефти и нижней границы нефтяного скопления.

Если рассматривать благоприятный случай, когда нижняя граница нефтяного скопления ниже верхнего торца патрубка слива, то есть патрубок как бы погружен в нефтяной клубок, то тогда величина Q_n слабо влияет на значение K .

Обобщая рассмотрение характера влияния на величину концентрации K , толщины нефти δ и расхода осветленной воды Q_e , можно сделать вывод о том, что для получения высоких значений концентрации K надо обеспечить существование в БГЦ нефтяного скопления большого размера.

В то же время увеличение размеров нефтяного скопления ограничивается наступлением уноса нефти из рабочего объема БГЦ. При эксплуатации БГЦ необходимо стремиться к установлению режимов, обеспечивающих критическое значение глубины нефтяного скопления

4.3.1.3 Гидромеханические исследования взаимодействия разлившейся нефти с ледяным покровом. На условия загрязнения ВО при АРН оказывают влияние различные метеорологические явления: низкая температура воздуха, половодье, снежный покров, наличие ледового покрова на ВО, которые затрудняют проведение послеаварийных работ. Наиболее сложные случаи загрязнения ВО нефтью связаны с АРН, которые происходят в зимний период, когда устанавливается ледяной покров, а методы и технические

средства локализации и сбора нефти в этих условиях разработаны и освоены в наименьшей степени.

Для обоснования и разработки новых эффективных методов защиты ВО в зимних условиях проведены разнообразные экспериментальные и аналитические исследования взаимодействия слоя разлившейся нефти с ледяным покровом. Исследования позволили установить ряд закономерностей, определяющих характер формирования и распространения слоя нефти подо льдом.

Экспериментальные исследования включали исследования процессов формирования слоя нефти под ледяным покровом на неподвижной воде, распространения нефти под ледяным покровом на неподвижной воде и на водотоке; исследования возможности применения снега и льда для ликвидации АРН [12–А, 13–А].

Результаты исследований на неподвижной воде. Исследования процесса образования слоя нефти под ледяным покровом на неподвижной воде проведены на лабораторной установке в лаборатории физико-химической механики природных дисперсных систем Института природопользования НАН Беларуси. В процессе проведения экспериментов исследовано формирование нефтяного пятна в результате аварийного сброса; определено время и рассчитана скорость горизонтального распространения нефтяного пятна v_p ; определена площадь нефтяных загрязнений S_p подо льдом при заданном фиксированном объеме V вылитой нефти; определены вязкость (ν), плотность (ρ) нефти при температурах, близких к 0 °С (в диапазоне от – 4 °С до + 4 °С) и ее влияние на толщину линзы нефтяного пятна. Методика, оборудование и программа проведенных инструментальных исследований и их результаты подробно изложены в [12–А, 13–А].

В экспериментах определена зависимость времени и площади горизонтального распространения нефти от объема вылитой нефти $t_p = f(W)$ и $S_p = f(W)$. Погрешность инструментальных измерений составляла до 10 %. По полученным данным определена скорость распространения нефтяного пятна под ледяным покровом и проведено компьютерное моделирование характера распространения нефти под ледяным покровом водного объекта.

По результатам экспериментов получена эмпирическая формула, описывающая зависимость времени растекания нефти от объема нефти, поступившей в водный объект W

$$t_p = 3,335 W^{0,913}, \quad (4.5)$$

и эмпирическая формула

$$S_p = 0,0005 + 123,27 W \quad (4.6)$$

для определения зависимости площади горизонтального растекания нефтяного пятна под ледяным покровом водного объекта от объема поступившей в водный объект нефти, которая может быть использована для оценки характера распространения нефтяного загрязнения подо льдом.

Результаты экспериментов представлены также в виде эмпирической зависимости эквивалентного радиуса распространения нефтяного пятна под ледяным покровом водного объекта от объема нефти

$$R_s = 6,425 W^{0,503}, \quad (4.7)$$

которая согласуется с аналитическими результатами других исследователей [149].

При проведении серии опытов в покоящейся жидкости определена также толщина линзы нефти, распространяющейся под ледяным покровом водоема, по льду и в холодной воде, при отсутствии ледяного покрова.

Сравнительный анализ толщины линзы нефтяного пятна в зависимости от вида его распространения (подо льдом, по льду, по воде) показывает, что площадь разлива нефти – размер нефтяного пятна в холодной воде ($t \approx 0^\circ\text{C}$) в 4,5 – 6 раз больше площади разлива аналогичных объемов нефти подо льдом; соответственно, толщина линзы нефти при ее распространении в холодной воде во столько же раз меньше толщины линзы под ледяным покровом. А толщина линзы нефти при ее распространении по льду в 4 – 5 раз меньше толщины линзы нефти под ледяным покровом и, соответственно, площадь разлива нефти во столько же раз больше площади нефтяного разлива подо льдом.

Очевидно, что на размер линзы нефти, распространяющейся подо льдом, влияют свойства нефти при низких температурах: плотность, вязкость, коэффициент поверхностного натяжения на границе раздела фаз.

Исследования процесса перемещения слоя нефти под ледяным покровом на водотоке проведены на нефтяном гидростенде кафедры трубопроводного транспорта и гидравлики Полоцкого государственного университета [12–А, 13–А]. Опыты проведены для различных скоростей течения воды в лотке – v_m , по результатам измерений определена скорость горизонтального перемещения нефтяного пятна подо льдом – v_n и площадь нефтяного пятна – S_p .

Проведенные измерения площади горизонтального распространения нефтяного пятна в зависимости от скорости течения воды в водотоке для различных фиксированных объемов вылитой нефти показали, что скорость течения воды в водотоке не влияет на площадь горизонтального распространения нефтяного пятна, т.е. при различных скоростях течения одинаковый фиксированный объем нефти при распространении под нижней поверх-

ностью ледяного покрова занимает практически одинаковую площадь. Таким образом, как и на неподвижной воде, зависимость $S_p = f(V)$ и для водотоков является линейной возрастающей функцией, которая может изменяться от плотности нефти и толщины ледяного покрова водоема.

Исследования процесса миграции нефтяных загрязнений на водотоках в естественных зимних условиях, которые ставили своей целью уточнение и дополнение данных лабораторных экспериментов, проведены на реке Западная Двина в районе г. Новополюцка в феврале 2000 года. Толщина ледяного покрова составляла 100 – 110 мм. Температура наружного воздуха при проведении испытаний составляла – 2 °С. Максимальная скорость, замеренная на глубине 1,5 метра в месте проведения испытаний, – 0,9 м/сек.

В таблице 4.2 приведены результаты испытаний для двух сортов нефти и нефтепродукта (масла трансформаторного) в естественных зимних условиях.

В таблице указано среднее время появления капель нефти в контрольной лунке. При этом временной разброс между появлением первых капель нефти и основного пятна в самой дальней контрольной лунке составлял 20 – 30 сек.

Таблица 4.2 – Зависимость времени перемещения нефтяного пятна под льдом от сорта нефти

Сорт Нефти	Время прохождения контрольных точек t , сек					
	Объем нефти 750 мл			Объем нефти 1500мл		
	1метр	4метра	15метров	1метр	4метра	15метров
Сорт I	5	34	165	5	35	175
Сорт II	6	36	165	6	38	175
Масло транс.	6	42	165	7	42	180

По результатам проведенных испытаний определена скорость перемещения нефтяного пятна под льдом. Так, для испытуемых образцов она составила 0,08 – 0,11 м/сек, что примерно в 7 – 8 раз меньше средней скорости течения реки Западная Двина в месте проведения опытов. При этом следует отметить, что на начальном этапе распространения нефти (0 – 5 метров), скорость горизонтального перемещения пятна более вязкой нефти больше скорости горизонтального перемещения нефтяного пятна менее вязкой нефти. Более вязкая нефть медленнее растекается, поэтому линза нефти не сразу становится стабильной, минимально возможной толщины, вследствие чего подхватывается более быстрыми относительно подледного слоями текущей реки. Но уже через несколько метров скорости перемещения

нефтяных пятен выравниваются, поэтому при разработке рекомендаций по АРН этим расхождением можно пренебречь. Однако, при больших скоплениях нефти, когда аварийный разлив занимает весь периметр участка реки и толщина пленки нефти возрастает, этот результат может быть учтен.

Анализируя полученные результаты испытаний, проведенных в естественных зимних условиях, можно сделать общий вывод, что скорость горизонтального перемещения нефтяного пятна подо льдом существенно не зависит от его сорта и объема аварийного разлива, определяется в зависимости от толщины линзы δ и примерно в 7–10 раз меньше средней скорости течения реки.

Для изучения поведения слоя нефти, находящегося под ледяным покровом как в покоящейся (растекание слоя нефти), так и в движущейся жидкости применены *аналитические методы исследований* [12–А, 13–А, 109–9, 110–А, 112–А].

В аналитических исследованиях взаимодействия ледяного покрова со слоем нефти рассмотрены задачи прогноза кинетики формирования и распространения нефтяных загрязнений под ледяным покровом водного объекта, решение которых осуществлено на основе применения законов гидростатики и гидродинамики вязких жидких сред с учетом сил поверхностного натяжения на границе раздела фаз (приложение Ж). Решение этих задач изложено в [12–А, 13–А, 110–А - 112–А].

По результатам проведенных аналитических исследований разработаны прикладные программы для ЭВМ, реализующие численные методы прогноза формирования и распространения нефтяных загрязнений под ледяным покровом водного объекта. Алгоритм определения толщины слоя нефти и скорости распространения нефтяного пятна под ледяным покровом водного объекта использован при реализации предлагаемых способов локализации и улавливания нефтяных загрязнений с поверхности водных объектов в зимних условиях [12–А, 13–А, 109–А, 113–А, 114–А].

С помощью вычислительных экспериментов установлено, что толщина нефтяного пятна в стационарном состоянии изменяется в пределах от 6 до 14 мм для типичных сортов нефти и зависит от плотности, поверхностного натяжения на границе раздела нефть-вода и краевого угла смачивания, характеризующих определенный сорт нефти. Это позволяет определить площадь нефтяного загрязнения в зависимости от объема аварийного разлива. Полученные результаты согласуются с зарубежными исследованиями [150–152].

Результаты аналитических расчетов толщины нефтяного пятна, образующегося под ледяным покровом в случае АРН, для сортов нефти, транс-

портируемых трубопроводным транспортом по территории Республики Беларусь, представлены в приложении Ж.

Здесь необходимо отметить, что расчетное значение толщины нефтяного пятна, полученное по результатам вычислительных экспериментов для сорта нефти «сургутская» достаточно точно (погрешность $\approx 10\%$) согласуется с полученными результатами экспериментальных исследований.

4.3.2 Разработка новых технических решений по локализации и сбору нефти с поверхности воды

В этом подразделе представлены новые технические решения, которые разработаны с учетом результатов выполненных лабораторных и натурных исследований процессов улавливания и сбора разлившейся нефти на водных объектах [115–А], в том числе в сложных метеорологических условиях (паводки, ледяной покров).

4.3.2.1 Новые технические решения по устройствам для локализации аварийных разливов нефти на водных объектах. Основная проблема использования бонов на водотоках состоит в уносе нефти. В результате проведенных гидродинамических исследований процессов взаимодействия слоя нефти с боновым заграждением (подраздел 4.2.1) установлены гидромеханические механизмы взаимодействия слоя нефти на водотоке с бонем, определяющие режим работы бона без уноса и с уносом нефти.

Экспериментальные исследования показали, что для конкретного бона наступление режима уноса нефти зависит от скорости потока и объема нефти, удерживаемой перед бонем. Это определило два направления разработки новых технических решений, направленных на повышение УСБЗ:

- создание конструкций бонов, гидродинамика которых в определённой мере компенсировала бы негативное влияние высоких скоростей потока;
- создание технических устройств по принципу совмещения функций локализации и сбора слоя нефти.

По первому направлению предложено техническое решение, состоящее в изменении характера обтекания нижней кромки бона при критической глубине. Суть нового технического решения, на которое выдан патент 7457 РБ [116–А], состоит в том, что к нижней кромке юбки бонового заграждения присоединяется свободно висящее гибкое полотно [12–А, 13–А, 103–А 117–А] (приложение Е6).

Однако, возможности совершенствования конструкций бонов для улучшения их гидродинамики с целью повышения удерживающей способности,

безусловно, имеют ограничения, накладываемые спецификой обтекания плохообтекаемых тел, особенно потоками, имеющими свободную поверхность.

Более перспективным, с точки зрения повышения УСБЗ, является второе направление разработки новых технических решений: создание технических устройств по принципу совмещения функций локализации и сбора слоя нефти.

Как ранее установлено проведенными экспериментальными исследованиями, наступление режима уноса, для данных условий работы бона, определяется объемом удерживаемой им нефти и при высоких скоростях потока нижняя поверхность слоя удерживаемой нефти приобретает волнообразную форму с образованием отчетливо выраженной выпуклой в сторону жидкости областью, от которой происходит отрыв и унос отдельных порций нефти.

Эти факты явились основанием для выбора второго направления разработки новых технических решений, обеспечивающих повышение УСБЗ путём совмещения функций локализации и сбора слоя нефти.

В этом направлении могут разрабатываться два вида новых технических решений.

Первый вид технических решений состоит в том, что боновое заграждение оборудуется выносными нефтесборными элементами, закреплёнными перед боном. Такая компоновка комбинированного технического устройства позволяет не только осуществлять эвакуацию удерживаемой нефти по всей ширине потока, перекрытого боновым заграждением, но и производить сбор нефти в тех точках нефтяного пятна, где находится выпуклый участок слоя нефти, уменьшая тем самым унос нефти.

Примером технического устройства, в котором реализован этот принцип [118–А], является многосекционное устройство для локализации и сбора нефти с поверхности воды [12–А, 13–А,]. В этом устройстве локализованный перед боном слой нефти эвакуируется из зоны локализации, что предотвращает увеличение объема удерживаемой перед боном нефти и тем самым предотвращает её унос. Сбор удерживаемой перед боном нефти осуществляется с помощью выносных нефтесборных устройств переливно-клапанного типа (приложение И1).

Второй вид новых технических решений, связанных с созданием устройств, работающих по принципу совмещения функций локализации и сбора слоя нефти, основан на размещении на линии бона нефтесборных устройств, которые непрерывно улавливают и эвакуируют удерживаемую нефть. Такой подход к созданию технических устройств, основанных на принципе совмещения функций локализации и сбора слоя нефти, может быть реализован различными техническими решениями.

Примером нефтесборного устройства, предназначенного для работы в потоках с высокими скоростями течения (патент РБ 134 [119–А]), является устройство безнапорно-гидроциклонного типа, оборудованное дополнительным каналом в виде трубки Вентури. Устройство представляет собой элемент улавливающего бона, в стенку которого встроены нефтесборные элементы [12–А, 13–А]. Конструкция устройства, принцип его работы и область использования описаны в приложении И2.

4.3.2.2 Новые технические решения по устройствам для сбора разлившейся нефти на водных объектах. Гидродинамические исследования, проведенные на моделях гидроциклонов, позволили установить основные проблемы, возникающие при использовании БГЦ для сбора нефти с поверхности воды, которые состоят в необходимости устранения уноса нефти из гидроциклона и повышении концентрации уловленной нефти. Как показали исследования, наличие этих проблем в основном определяется условиями входа потока со слоем нефти в БГЦ и формирования нефтяного клубка в рабочей полости аппарата.

Это определило направление разработок по созданию новых технических решений по устройствам для сбора нефти, которые состояли, во-первых, в совершенствовании технических характеристик БГЦ за счет:

- улучшения условий входа жидкости в БГЦ;
- улучшения условий формирования нефтяного клубка;

во-вторых, в создании конструкций БГЦ, предназначенных для использования в разных условиях:

- на водотоках;
- в покоящейся жидкости.

Кроме того, на улучшение технических характеристик этих устройств существенно повлияло комбинирование гидроциклонных схем работы нефтесборных устройств со схемами подповерхностного стока и порогово-переливными схемами.

Подробное описание рассматриваемых новых технических решений, помимо соответствующих патентов и авторских свидетельств, приведено в монографиях [12–А, 13–А].

Улучшение условий входа в БГЦ достигается путем обеспечения:

- улучшения поступления в БГЦ плавающей нефти;
- сохранения сплошности слоя нефти во входном канале.

Для решения этих задач разработаны технические решения, защищённые авторскими свидетельствами СССР [120–А – 126–А].

В ходе экспериментальных исследований на конструктивно-подобных моделях установлено, что важным конструктивным параметром, оказывающим заметное влияние, как на условие входа слоя нефти в рабочую полость

аппарата, так и на формирование клубка нефти является ширина входного отверстия [12–А, 13–А, 120–А, 121–А] (приложение К1).

Для улучшения условий входа потока в рабочую полость БГЦ предназначено устройство, в котором обеспечена возможность регулирования ширины нефтеприёмного отверстия в зависимости от физических свойств собираемой нефти и скорости потока [12–А, 13–А, 120–А]. Это новое техническое решение, которое позволяет значительно снизить эффект «запирания» входного канала и входного отверстия в рабочую полость БГЦ практически во всём диапазоне вязкости нефти, при котором она сохраняют текучесть, подробно изложено в приложении К1.1.

Для обеспечения неразрывности слоя нефти во входном канале БГЦ разработано техническое решение, в котором предусмотрена установка во входном канале вертикальных продольных стенок [121–А]. Стенки обеспечивают стабильность поступающего в корпус потока воды и неразрывность слоя нефти, исключают образование поперечных волн и сбойных течений, что улучшает образование стабильного клубка в корпусе и в результате повышает эффективность сбора и отделения уловленной нефти (приложение К1.2).

Улучшение условий формирования нефтяного клубка в рабочем пространстве БГЦ с целью предотвращения уноса нефти обеспечивается техническими решениями, основанными на использовании в конструктивных схемах гидроциклонов ряда новых элементов, таких как: диафрагмы, шайбы, направляющие пластины и т.п. [122–А – 126–А] (приложение К1.2).

Повышение устойчивости и сплошности клубка нефти и предотвращения, тем самым, уноса нефти из гидроциклона обеспечивает техническое решение [122–А] по конструкции БГЦ, в конической части рабочей полости которого устанавливается горизонтальная диафрагма, обхватывающая своим центральным отверстием патрубок отвода нефти, с закреплённой на нём осевой конической шайбой, которая размещена выше диафрагмы. Диафрагма служит для создания более интенсивной вихревой воронки, а коническая шайба – для формирования нижней части клубка и предотвращения его размыва. Описание устройства дано в приложении К2.1.

На повышение эффективности процесса отделения нефти от воды в рабочей полости гидроциклона направлено техническое решение [12–А, 13–А, 123–А], которым предусмотрена установка на кромке конической шайбы, расположенной соосно в рабочей полости аппарата, вертикальных неподвижных пластин, загнутых по направлению вращения потока, которые способствуют формированию более устойчивого и компактного нефтяного клубка в рабочей полости аппарата (приложение К2.2).

Для улучшения условий формирования нефтяного клубка в гидроциклоне разработан способ сбора нефти с поверхности воды за счёт устранения

трения нефти о корпус гидроциклона и интенсификации создания вихревой воронки (авторское свидетельство СССР [124–А]) (приложение К2.3). Суть этого способа состоит в том, что на жидкость в гидроциклоне по всему его периметру воздействуют вертикальными плоскими струями. Струи направляют к центру вихревой воронки таким образом, чтобы плоскость каждой струи образовала острый угол с плоскостью, касательной к корпусу гидроциклона в месте пересечения его плоскостью струи. Благодаря этому нефть не касается стенки корпуса гидроциклона, что снижает трение, противодействующее движению нефти к оси аппарата, и, следовательно, скорости образования клубка нефти. Эффект увеличивается, если воздействие производить струями с возрастающим по ходу движения жидкости углом. Струи могут быть как затопленными, так и незатопленными.

Безнапорные гидроциклоны, используемые в покоящейся жидкости.

Особенности работы нефтесборных устройств гидроциклонного типа в неподвижной жидкости состоят в том, что, во-первых, слой нефти окружает их со всех сторон, а не только со стороны набегающего потока, а, во-вторых, расход жидкости через БГЦ происходит только за счёт работы насосов, откачивающих осветлённую воду и уловленную нефть из рабочей полости гидроциклона. В этом случае основной проблемой при использовании БГЦ для сбора нефти с поверхности покоящейся жидкости является увеличение площади подтягивания нефти к входным каналам аппарата.

Техническим решением, обеспечивающим эффективность работы безнапорных гидроциклонов в неподвижной жидкости, является оснащение их несколькими входными каналами. Каналы равномерно расположены по периметру корпуса и ориентированы таким образом, чтобы они обеспечили подтягивание слоя нефти к аппарату со всех сторон и создавали минимальное сопротивление потоку воды со слоем нефти при входе в рабочую полость аппарата. Такой подход использован в технических решениях, защищённых авторскими свидетельствами СССР [127–А, 128–А] (приложение К3).

Однокорпусная схема БГЦ, оснащённого четырьмя входными каналами [127–А], представлена в приложении К3.1.

Принципиально новым эффективным техническим решением для конструктивной схемы НСУ, работающих в неподвижной воде явилось устройство для сбора нефти, представляющее собой батарею безнапорных гидроциклонов, расположенных равномерно по окружности с расположенными коаксиально в центре устройства коллекторами нефти и воды [128–А – 130–А] (приложение К3.2). Конструктивное решение входных каналов, выполненных в этом устройстве с переменной по сечению шириной, снижает непроизводительные затраты на прокачку через устройство воды в 1,5 – 2 раза.

Нефтесборные устройства с подповерхностным стоком и порогово-переливного типа. Нефтесборные устройства этого типа находят применение при сборе нефти с поверхности воды. В данном случае они представляют интерес в связи с тем, что их конструктивные схемы хорошо сочетаются со схемами нефтесборных устройств гидроциклонного типа (приложение К4).

Новым техническим решением по патенту 2953 РБ [131–А] предусмотрено, что в нефтесборном устройстве гидроциклонного типа с подповерхностным стоком для сбора нефти с поверхности воды, состоящем из вертикального цилиндрического корпуса с подводящим патрубком, расположенным тангенциально корпусу, на его боковой стенке и соосно расположенного вертикального трубопровода для отвода нефти, на начальном участке которого установлено заборное устройство с поплавком (приложение К4.1).

К устройствам для сбора нефти с поверхности водных объектов порогово-переливного типа относится также конструкция, предусмотренная техническим решением [132–А], защищённым патентом 5791 РБ (приложение К4.2).

Нефтесборные устройства комбинированного типа. В устройствах этого типа использовано такое важное преимущество безнапорных гидроциклонов, как их конструктивно-технологическая гибкость, позволяющая легко комбинировать гидроциклонные схемы работы нефтесборных устройств со схемами подповерхностного стока и порогово-переливными схемами, что значительно расширяет диапазон использования и технические характеристики нефтесборных устройств.

Новые технические решения, основанные на использовании комбинированных конструктивных схем, значительно расширили области использования этих устройств и сделали их более универсальными, позволяя с помощью одного устройства одновременно выполнять несколько операций, для каждой из которых требовалось специальное оборудование.

К нефтесборным устройствам комбинированного типа относятся конструкции, предусмотренные техническими решениями по патентам 3946 и 4684 РБ [133–А, 134–А].

Технические характеристики нефтесборных устройств улучшены за счёт комбинирования гидроциклонных схем работы нефтесборных устройств со схемами подповерхностного стока и порогово-переливными схемами, в которых использованы гидростатические запорные клапаны, устанавливаемые на входных сечениях вертикальных нефтеприёмных патрубков.

К числу новых технических решений относится нефтесборное устройство, которое направлено на улучшение как условий формирования клубка нефти, так и условий входа в гидроциклон [133–А] (приложение К5).

Это устройство представляет собой батарею секций, каждая из которых имеет цилиндрический корпус с соосно размещенным внутри патрубком сбора нефти и тангенциальным патрубком отвода воды, а также входным отверстием в боковой стенке, к кромкам которого примыкают эвольвентная и плоская тангенциальная вертикальные стенки, образующие входной канал конфузорного типа. На каждом патрубке сбора нефти размещена диафрагма с возможностью вертикального перемещения, над которой установлен гидромеханический клапан. [134–А]. Диафрагма поддерживает нефтяное скопление в центре цилиндрического корпуса и препятствует уносу нефти. Гидромеханический клапан предотвращает попадание воды в уловленную нефть, так как срабатывает при наличии нефти, открывая доступ нефти в патрубок сбора нефти, а при её отсутствии закрывает патрубок сбора нефти. Этим повышается качество сбора нефтяных загрязнений.

4.3.2.3 Новые технические решения для локализации и сбора разлившейся нефти на водных объектах, покрытых льдом. Если в целом номенклатура известных технических средств и технологий локализации и сбора разлившейся нефти в определенной степени позволяет обеспечивать инженерно-технологические мероприятия по ликвидации АРН на открытой воде, то состояние инженерно-технологической вооруженности при проведения ЛАРН на водных объектах, имеющих ледяной покров, нуждается в дальнейшем развитии и совершенствовании.

В связи с этим при разработке СЗВО этой проблеме уделено особое внимание как на стадии гидродинамических исследований взаимодействия разлившейся нефти с ледяным покровом (подраздел 4.2.1.3), так и на стадии разработки новых технических решений по техническим средствам и технологиям локализации и сбора нефти с поверхности водных объектов, имеющих ледяной покров.

Нефтесборные устройства для локализации и сбора нефти с поверхности водных объектов, покрытых льдом. Решение проблемы локализации и сбора разлившейся нефти на водотоке при наличии ледяного покрова потребовало разработки ряда новых технических решений (приложение Л), которые учитывают специфические условия работы нефтесборных устройств, обусловленные низкими температурами и наличием ледяного покрова [130–А –138–А],

На основе этих технических решений созданы конструктивные схемы различных модификации нефтесборных устройств зимнего типа, которые

будут представлены в следующей главе диссертации (подраздел 6.2.1) и подробно изложены в [12–А, 13–А].

Для зимних условий разработаны технические устройства которые, работают по принципу совмещения функций локализации и сбора слоя нефти. Такой принцип уже реализован в новом техническом решении [118–А], однако при наличии ледяного покрова это устройство применяться не может.

Для использования в зимних условиях разработано новое техническое решение [138–А], защищённое патентом 8168 РБ, представляющее собой механический улавливающий бон, который можно использовать при ликвидации АРН на водотоках, покрытых льдом. Его изготавливают секциями, которые при установке на водоток механически соединяют между собой (приложение Л1).

На другой конструктивной схеме, в которой также использован принцип совмещения функций локализации и сбора слоя нефти, основано новое техническое решение по патенту 8170 РБ [137–А], которое представляет собой зимнее защитное боновое заграждение. Оно предназначено для заранее оборудованной стационарной технологической площадки, используемой в качестве постоянного рубежа улавливания, локализации и сбора нефти при аварийных разливах. Зимнее защитное боновое заграждение изготавливают секциями, которые при установке на водоток механически соединяют между собой. Необходимое количество секций определяется шириной водотока (приложение Л2).

Для нефтесборного устройства, предназначенного для удаления нефтяных загрязнений из-под ледяного покрова водного объекта и поддержания в незамерзающем состоянии лунки во льду, разработаны новые технические решения [135–А, 136–А].

Техническое решение [135–А] по патенту 3447 РБ обеспечивает повышение качества сбора нефтяных загрязнений с водных объектов, покрытых льдом и экономическую эффективность применения разработанного НСУ в зимних условиях. Кроме того, сравнительно небольшие габариты и вес НСУ позволяют производить его транспортировку и установку вручную, а также снижают минимально допустимую толщину ледяного покрова, определяемую из условия безопасности проведения работ на льду. НСУ имеет простую конструкцию, позволяющую эксплуатировать его в сочетании с боновым оборудованием и учитывать скорость течения воды (для водотоков).

В техническом решении [136–А] по патенту 6212 РБ, которое направлено на совершенствование разработанного НСУ для зимних условий [135–А], конструкция НСУ дополнена полыми герметичными емкостями и съемной теплоизолирующей крышкой со встроенным нагревательным элемен-

том, обеспечивающим поддержание положительной температуры внутри нефтеприемника. Внутри нефтеприемника может устанавливаться терморегулятор, обеспечивающий поддержание заданного температурного диапазона внутри нефтеприемника. Положительная температура стенок корпуса устройства исключает обмерзание устройства и обеспечивает поддержание лунки во льду в незамерзающем состоянии. Полые герметичные емкости обеспечивают плавучесть устройства, соответственно, уменьшается нагрузка на опорные рамы, что повышает надежность эксплуатации устройства.

По окончании сбора нефтяных загрязнений устройство может переноситься вручную на другое место, предварительно очищенное ото льда, для дальнейшего сбора нефтяных загрязнений.

Совмещение в одном устройстве функций нефтеприемника и противобледенителя обеспечивает его компактность, мобильность нефтесборного оборудования в целом, а также повышает эффективность работы нефтесборного оборудования за счет сбора менее вязкой нефти. Описание конструктивных схем нефтесборных устройств, созданных на основе технических решений [135–А, 136–А], приведено в приложении Л3.

Способы улавливания и сбора нефтяных загрязнений с поверхности водных объектов, покрытых льдом. Разработан ряд способов локализации и сбора нефти, в которых использованы естественные процессы образования льда [12–А, 13–А, 114–А, 139–А]. Они предназначены для применения в случае крупных аварий при недостатке табельных технических средств для их ликвидации, а также на стационарных технологических площадках для локализации и сбора разлившейся нефти (приложение М).

Способ создания естественного бона [113–А], на который выдан патент 2265 РБ, включает прорезание щели во льду и улавливание нефти с помощью бонового заграждения. Щель прорезают по всей ширине водоема на глубину, меньшую толщины льда, оставляя тонкую перемычку, а в качестве бонового заграждения используют слой льда, намерзший на нижнюю поверхность перемычки (приложение М1).

Способ сбора нефтяных загрязнений с поверхности водных объектов, покрытых льдом по патенту 3849 РБ [140–А] заключается в формировании в слое льда соска высотой ниже верхнего уровня ледяного покрова, вокруг которого выполняют воронку. После заполнения воронки жидкостью из-под льда через шланг из неё откачивают нефтяные загрязнения.

Ледовая воронка является также и нефтеотстойником. Изменяя глубину погружения шланга в ледовую воронку, можно добиться более высокого качества сбора нефти за счет предотвращения откачивания вместе с нефтепродуктами отстоявшейся воды (приложение М3).

Способ [140–А] является достаточно эффективным на водоемах с неподвижной водой, а на водотоках этот способ может применяться только в сочетании с боновыми устройствами, обеспечивающими улавливание и локализацию нефтяных загрязнений.

Более широкий диапазон использования имеет способ [114–А] по патенту 4679 РБ, в котором предусмотрено формирование естественного бона за счёт намерзания льда и сбор локализованного перед боном слоя нефти через лунку (приложение М4). Этот способ целесообразно использовать при ликвидации последствий крупных аварий, произошедших в зимний период при низких температурах.

4.3.2.4 Испытания макетов и опытно-промышленных образцов технических устройств. Ряд новых технических решений реализован в виде полномасштабных макетов или опытно-промышленных образцов и прошёл испытания в полунатурных и натурных условиях, порядок, содержание и результаты которых подробно представлены в [12–А, 13–А, 95–А]. Испытаниям подвергнуты устройства, выполненные по техническим решениям [122–А, 124–А, 128–А – 130–А, 133–А].

В связи с тем, что на естественных водных объектах недопустимо использование нефти, опытно-промышленные испытания, помимо испытательного нефтяного бассейна кафедры трубопроводного транспорта и гидравлики ПГУ, проходили на технологических водных объектах: очистных сооружениях НПЗ, водоёмах промплощадок нефтепровода «Дружба» и отводном канале ТЭЦ [12–А, 13–А, 95–А].

Для испытаний новых технических решений [122–А, 127–А] был изготовлен опытно-промышленный образец нефтесборного устройства, чертеж которого представлен на рисунке 4.31.

Целью испытаний являлась проверка технической осуществимости сбора нефтяных загрязнений с помощью предложенного НСУ и определение режимов его работы. Испытания показали, что предложенная конструкция устройства обеспечивает эффективный сбор сплошной нефтяной пленки и отделение уловленной нефти от воды; хорошо поддается регулировке за счет изменения расходов в системах слива осветленной воды и нефти, а также за счет изменения положения патрубка для слива нефти; НСУ устойчиво в работе, безопасно в обслуживании. Отмечены следующие недостатки: устройство не обеспечивает достаточную площадь активного втягивания нефтяной пленки; большая осадка устройства вызывает необходимость проведения дополнительных работ по оборудованию места установки устройства.

От указанных недостатков свободно нефтесборное устройство, выполненное по техническому решению [128–А – 130–А].

Для проведения предварительных испытаний изготовлен полномасштабный макет устройства (рисунок 4.32), который был испытан в полунатурных условиях в нефтяном испытательном бассейне кафедры трубопроводного транспорта и гидравлики.

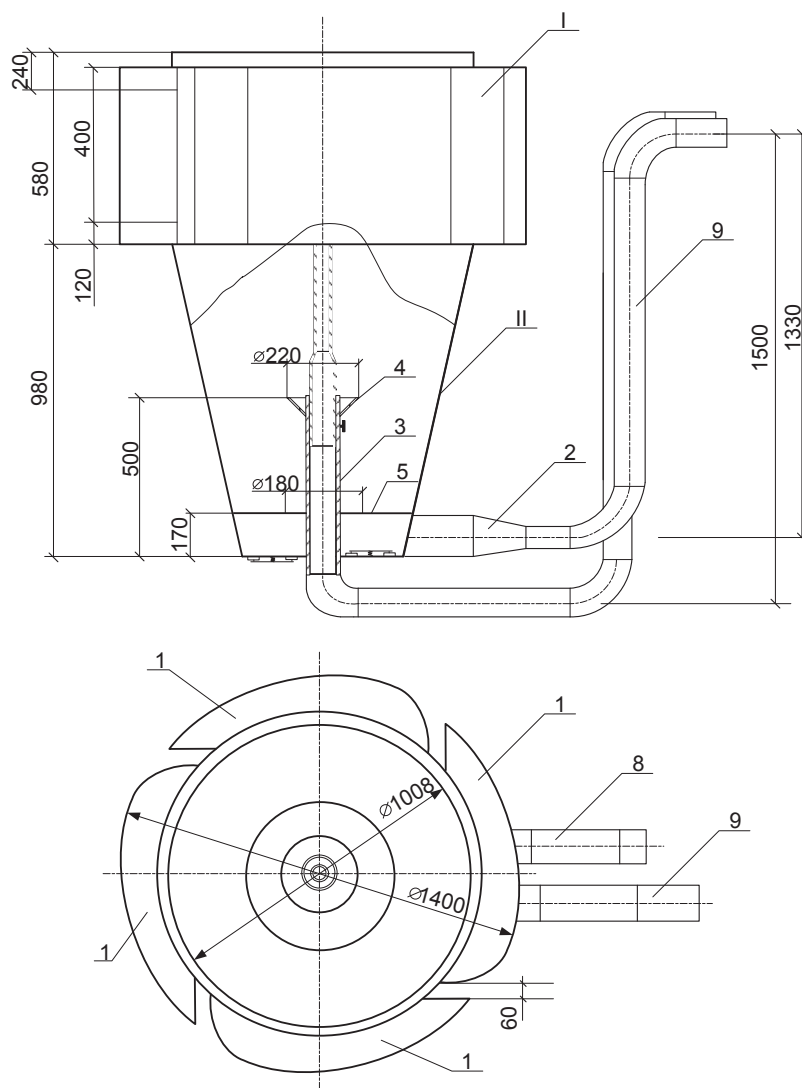


Рисунок 4.31 – Чертеж опытно-промышленного образца нефтесборного устройства

Основная серия испытаний проведена для определения зависимости времени сбора нефти от толщины пленки на поверхности резервуара. На рисунке 4.33 помещен график зависимости времени сбора нефти от толщины пленки. При малой толщине пленки (0,5; 1 мм), кривая круто поднимается вверх, время сбора резко увеличивается.

При увеличении толщины пленки до 5 мм кривая становится более полой, т.е. время сбора увеличивается значительно медленнее. Таким обра-

зом, при увеличении толщины пленки эффективность работы нефтесборного устройства резко возрастает.

Во время каждой серии опытов отбирались пробы уловленной нефти, доля содержания воды в которых не превышала 5 %.

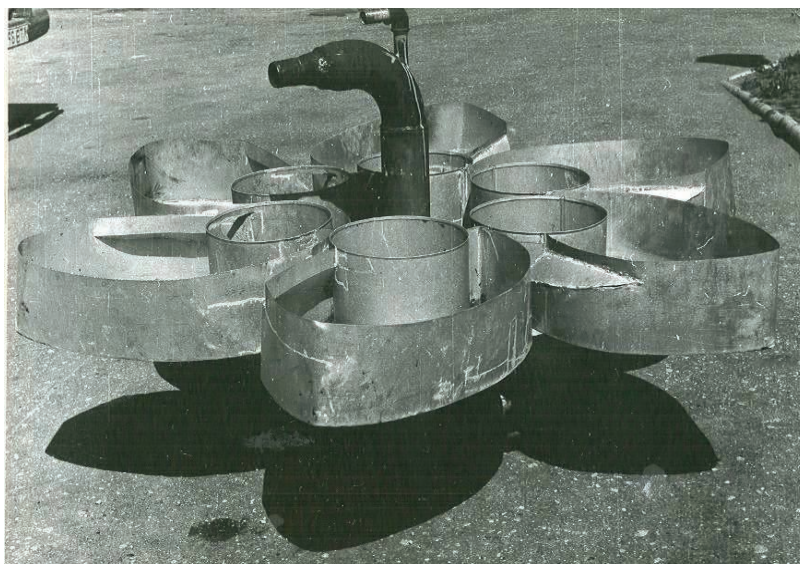


Рисунок 4.32 – Макет нефтесборного устройства [315-А, 316-А, 317-А]

Работа нефтесборного устройства, выполненного по техническому решению [128-А – 130-А] проверена также на опытно-промышленных образцах в натуральных условиях.

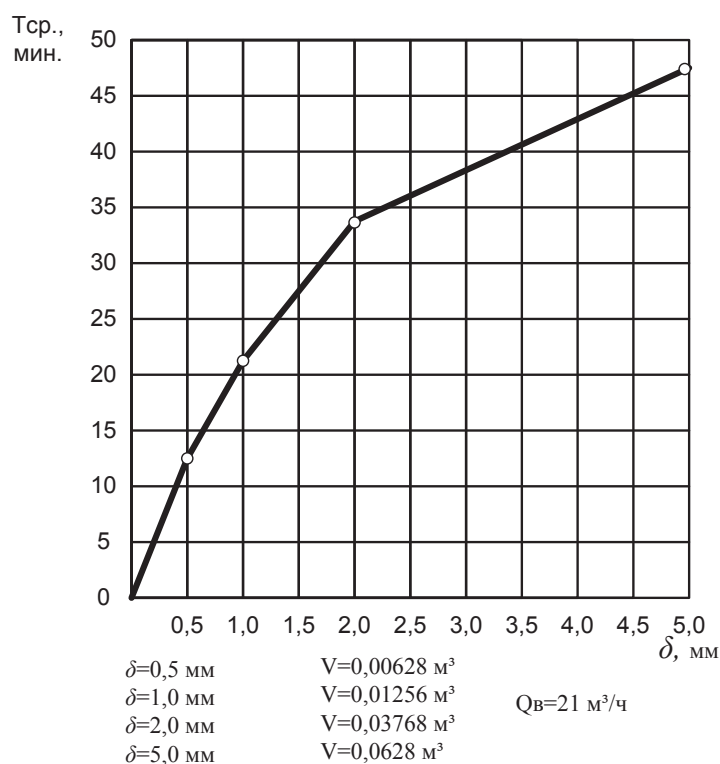


Рисунок 4.33 – Зависимость времени сбора нефти $T_{ср}$, мин от толщины нефтяной пленки δ мм

Одно испытание такого образца проведено на территории промплощадки ЛПДС «Полоцк» НРУП ТН «Дружба» в таких же условиях, как и описанное в начале параграфа испытание устройства по техническому решению [122–А, 127–А].

В результате проведенных испытания выявлено, что разработанная конструкция устройства пригодна для промышленной эксплуатации на водоемах для сбора нефтепродуктов с их поверхности. Испытуемый образец обеспечивает эффективный сбор нефти: хорошо поддается регулировке за счет изменения расходов в системах слива осветленной воды и нефти; устойчив в работе, безопасен в эксплуатации.

Другие испытания опытно-промышленного образца этого нефтесборного устройства проведены в г. Калининграде на нефтедобывающем предприятии «Калининградморнефтегазпром» (Малиновское месторождение) у куста скважин в земляном амбаре овальной формы 12×30 м с разлитой по поверхности воды нефтью.

Опытно-промышленная проверка показала, что устройство эффективно собирает нефть с покоящейся поверхности воды. Устройство приведено в рабочее положение при помощи средств, имеющихся в распоряжении аварийно-ремонтной бригады предприятия. Требуемое горизонтальное положение и заданная глубина погружения устройства обеспечиваются путем изменения объема заполнения балластных камер.

Скорость вращения и параметры воронки, в полости каждого из шести циклонов легко регулируются при помощи установленных на линиях отвода воды и отвода нефти задвижек.

Для проверки работы нефтесборных устройств, предназначенных для сбора нефти с поверхности движущейся жидкости, изготовлены опытно-промышленные образцы устройств, в конструкции которых использованы технические решения [122–А, 127–А, 128–А, 133–А].

Первые испытания проведены на очистных сооружениях ПО «Новополоцкнефтеоргсинтез». Сбор нефтепродуктов осуществлён с поверхности песколовки I системы канализации завода.

Испытан БГЦ с одним входным каналом и с диаметром цилиндрической части 250 мм. БГЦ представляет собой цилиндроконический корпус с входным отверстием, расположенным в цилиндрической части.

Безнапорный гидроциклон помещен в одну из песколовок перед нефтесборной трубой входным каналом навстречу потоку сточной воды.

Испытания модели БГЦ осуществлены при переменных значениях следующих параметров: толщины слоя нефтепродуктов на поверхности песколовки, глубины погружения аппарата, расхода через патрубок слива осветленной воды и расхода через патрубок слива уловленных нефтепродуктов.

При этом измеряли концентрацию нефти в осветлённой воде, концентрацию воды в уловленном нефтепродукте и концентрацию сточной воды, поступающей на песколовку и исходящей из нее.

Испытания устройства проведены при разных значениях толщины слоя нефтепродуктов в песколовке. Исходя из технических возможностей БГЦ данной конструкции, толщину пленки, меняли от 3 до 0,5 см.

В процессе работы БГЦ изменяли значения расхода в системе осветленной воды и в системе откачивания уловленной нефти, которые оказывали воздействие на характер и эффективность работы БГЦ.

Выявлено, что гидроциклон эффективно собирает нефтепродукты при толщине пленки 3,0 – 0,5 см, причем при толщине слоя нефтепродуктов меньше 1 см концентрация уловленных нефтепродуктов имела меньшее значение. Анализ проб уловленных нефтепродуктов показал, что среднее значение концентрации уловленного нефтепродукта составляет 91 %.

Более высокое процентное содержание воды в уловленном нефтепродукте по сравнению с лабораторными экспериментами (95 – 100 %) и сравнительно высокое процентное содержание нефти в осветленной воде объясняются тем, что в песколовках, вследствие небольших размеров сооружения водонефтяная смесь не успевает отстаиваться и характеризуется высоким содержанием эмульгированной нефти даже на выходе из песколовки.

Для проверки работоспособности рассматриваемого устройства в натурных условиях при реально существующем диапазоне скоростей набегающего потока проведены испытания на отводящем канале Новополоцкой ТЭЦ-2, в которых подтверждены результаты испытаний, проведенных на очистных сооружениях нефтеперерабатывающего завода [153, 154].

Испытаниям в нефтяном испытательном бассейне подвергнут макет нефтесборного устройства, выполненный в соответствии с техническим решением [124–А]. Макет представлял собой безнапорный гидроциклон диаметром 0,3 м, помещенный на плаву в резервуаре и соединенный с насосами для откачки воды и нефти.

За счет постоянной откачки воды из рабочей полости гидроциклона через входное отверстие в верхней цилиндрической части гидроциклона в него поступала вода, содержащая на свободной поверхности пленку нефти. Одно-

временно из вертикальных щелевых сопел, размещенных по периметру цилиндрической части гидроциклона, подавали воду из напорной линии насоса для откачки воды. Расход и давление в линии подачи воды к соплам подбирали такими, чтобы длина зоны распространения струи жидкости не превышала расстояния до следующего по направлению движения щелевого сопла.

В испытаниях реализованы оба варианта подачи струй: под одинаковым для всех струй углом и под углом, последовательно увеличивающимся от сопла к соплу. При этом сопла во всех случаях устанавливали таким образом, чтобы верхний край сопла был совмещен со свободной поверхностью жидкости в полости гидроциклона.

Объектом сбора была сырая нефть, температура воды $18 \pm 2^\circ\text{C}$. Как показали опыты, величина зазора между краем нефтяного пятна и стенкой гидроциклона при прочих равных условиях зависит от угла подачи струй и давления в струе на выходе из сопла. Экспериментально установлено, что для практического осуществления способа угол между осью каждой струи и касательной к образующей корпуса в точке выхода соответствующей струи должен быть не менее 5° и не более 10° . При такой подаче струй между краем нефтяного пятна на свободной поверхности в полости гидроциклона и стенкой гидроциклона образуется устойчивая прослойка воды толщиной 5 – 10 мм (при меньшем угле подачи струй воды отмечено соприкосновение нефти со стенкой гидроциклона). Одновременно имело место увеличение скорости движения нефти в рабочей полости. При этом отсутствовали разрывы сплошности пленки и образование скоплений вблизи стенок во входном канале и у краев входного отверстия.

При воздействии на жидкость из тех же точек струями, направленными под возрастающими углами к касательным к образующей корпуса, ширина водяной прослойки между стенкой корпуса и краями нефтяной пленки составила от 10 до 50 мм, увеличиваясь по мере увеличения угла направления струи. Одновременно уменьшилось время продвижения нефти к оси гидроциклона, что ускорило образование скопления нефти, достаточного для начала ее откачки из гидроциклона. Влияния изменения величины давления на выходе из сопла $\pm 50\%$ на величину зазора не отмечено.

При подаче струй под углом не менее 5° и не более 10° , между краем нефтяного пятна на свободной поверхности в полости гидроциклона и стенкой гидроциклона образуется устойчивая прослойка воды толщиной 5 – 10 мм, что повышает эффективность сбора нефти. При угле подачи струй менее 5° происходит касание нефти о стенку гидроциклона, при угле подачи, большем 10° , появляются сбойные течения, препятствующие втягиванию пленки в гидроциклон.

4.3.3 Применение сорбентов-собирателей нефти

При разработке технологического обеспечения функционирования СЗВО, осуществлённого в этой работе, основное внимание уделено гидромеханическим средствам и методам локализации и сбора нефти с поверхности воды, с помощью которых решают основные задачи инженерно-технологического обеспечения предупреждения и ликвидации АРН на нефтепроводах.

В то же время, наряду с гидромеханическими методами борьбы с АРН, широко используют и физико-механические методы, к которым, в первую очередь, относится применение гидрофобных сорбентов-собирателей нефти. Использование сорбентов-собирателей нефти является хорошо разработанным и сложившимся направлением борьбы с АРН, представляющим собой самостоятельную область этой деятельности [72]. С помощью сорбентов-собирателей нефти осуществляют ликвидацию разливов нефти как на водных объектах, так и на почве.

Применение сорбентов-собирателей нефти при АРН на водных объектах позволяет решать задачи, недоступные гидромеханическим методам ЛАРН, такие, как предотвращение образования эмульсии типа «нефть в воде», погружение нефти на дно водного объекта при низких температурах воды, а также финишная, прецизионная очистка акватории от предельно тонкой плёнки нефти.

Кроме того, сорбенты-собиратели нефти в ряде случаев находят применение при ЛАРН в сочетании с методами и техническими средствами гидромеханического типа.

В связи важной ролью, которую играют сорбенты-собиратели нефти при ЛАРН, в диссертации в рамках Межвузовской программы фундаментальных исследований «Химэкология» (02.01.1994 – 30.12.1996) проведены исследования, связанные с созданием сорбентов-собирателей нефти из торфа [141–А – 143–А], а также осуществлена разработка технических средств для нанесения сорбентов-собирателей нефти в сыпучем виде на поверхность воды с плёнкой нефти и последующего сбора насыщенного нефтью сорбента [134–А] (приложение Н1).

Испытаны образцы верхового и низинного типов торфа различной (от 5 до 40 %) степени разложения, высушенные до влажности 7 – 8 % [142–А]. Результаты определения нефтеемкости исследуемых образцов, приведенные в таблице 4.3, свидетельствуют о том, что торфяные сорбенты-собиратели нефти достаточно хорошо очищают воду. По нефтеемкости исследуемые

материалы сопоставимы или даже превосходят другие используемые для этих целей сорбенты-собиратели нефти.

Для модификации поверхностей торфяных частиц с целью придания им гидрофобных свойств и увеличения нефтеёмкости в качестве метода гидрофобизации использован метод замены минеральных подвижных ионов на органические. В качестве реагентов-модификаторов выбраны соли высших алифатических аминов с общей формулой $C_nH_{2n+1}NH_3Cl$ ($n = 8, 12, 14, 18$).

Таблица 4.3 – Удерживающая способность образцов торфа по сырой нефти и нефтемаслопродуктам

Вид торфа	Степень разложения, %	Нефтеёмкость, г/г	
		по сырой нефти	по отработанному маслу
Пушицевый	20	3,18	8,15
	40	1,44	5,17
Осоковый	15 – 20	2,97	6,65
	35	1,09	5,48
Фускум	15 – 20	3,18	9,05
Пушицево-сфагновый	20	2,47	8,45
	30	1,78	5,65

Проведенные исследования показали, что замена минеральных подвижных ионов в торфе на органические, в данном случае на алкиламмониевые ионы, существенным образом сказывается на структурносорбционных свойствах торфа, которые в зависимости от размера органического иона можно изменять в достаточно широких пределах. Подробно содержание и результаты исследований изложены в приложении Н2.

На основании полученных в исследовании результатов разработано техническое решение [141–А] по созданию нового материала – нефтяного адсорбента, включающего целлюлозосодержащий материал и модификатор. В качестве целлюлозосодержащего материала адсорбент содержит торф, содержащий в своём составе гидрофильные вещества (водорастворимые и легкогидролизуемые, гуминовые вещества и др.), гидрофобные составляющие (битумы, воска), минеральные включения. Практическое использование торфа в качестве сорбентов-собирателей нефти обусловлено тем, что он дешёв, общедоступен и имеется в достаточном количестве.

Кроме того, в качестве целлюлозосодержащего материала могут быть использованы другие материалы растительного происхождения: древесные опилки, льняная костра, гречишная шелуха и т. п.

Отличительным признаком адсорбента является использование в качестве модификатора полиэтилгидросилоксановой жидкости ГКЖ-94 при следующем соотношении компонентов, %:

– целлюлозосодержащий материал	89,0 – 99,8
– ГКЖ-94	0,2 – 11,0

Разработанный материал [141–А] обеспечивает высокую степень очистки поверхности воды и почвы от нефти и её производных, обладает низким уровнем водопоглощения, а значит, хорошей плавучестью, не утрачивает сорбционных свойств по отношению к нефтепродуктам при хранении его на воздухе и даже при значительном увлажнении.

4.3.4 Стационарные защитные сооружения

Важным направлением обеспечения эффективности послеаварийных работ является использование стационарных защитных сооружений, которые возводятся на траекториях миграции нефти по поверхности земли или малых водотоков (ручьи, каналы).

Являясь искусственными преградами для перемещения разлившейся нефти по поверхности земли, они предотвращают её попадание в водный объект или распространение слоя нефти по поверхности водотоков. В соответствии с этим, по своему назначению СЗС делятся на объекты, возводимые на поверхности земли и объекты, сооружаемые в руслах мелких водотоков.

СЗС, предназначенные для удержания нефти при перемещении её по поверхности земли, представляют собой улавливающие рвы (траншеи) или заграждающие земляные валы (обваловки), которые возводят до наступления аварии в порядке обустройства трассы. Выбор места размещения этих СЗС определяется рельефом местности и траекторией движения нефти.

СЗС, предназначенные для удержания нефти при перемещении по поверхности мелких водотоков, представляют собой земляные плотины различных конструкций, возводимые в русле водотока. Эти плотины оборудуют переливными трубами, которые за счёт использования сифонных схем водосброса обеспечивают сохранение слоя удерживаемой нефти в верхнем бьефе перед плотиной и позволяют сбрасывать воду из верхнего бьефа за плотину с расходами, соответствующими гидрологическому режиму водотока.

Значительная часть трасс магистральных нефтепроводов Беларуси проходит по мелиорированным землям с густой сетью мелиоративных каналов, которые сбрасывают воду с осушенных земель в близлежащие водотоки. При авариях, сопровождающихся разливами нефти, по мелиора-

тивными каналам проходят траектории миграции разлившейся нефти к крупным водотокам.

Как правило, мелиоративные каналы оборудуют шиберами для регулирования стока воды, использование которых для удержания слоя нефти на поверхности мелиоративного канала является эффективным способом предотвращения загрязнения крупных водотоков. Для этого необходимо обеспечивать постоянное работоспособное состояние мелиоративных шиберов, для чего необходимо взаимодействие предприятий трубопроводного транспорта нефти с предприятиями, эксплуатирующими мелиоративные системы. Технически этот вопрос может быть решён путём оборудования мелиоративных шиберов электроприводами и включении их, наряду с линейными задвижками нефтепроводов, в систему телемеханического управления из диспетчерской трубопроводного предприятия.

Использование СЗС и их конструкции, а также вопросы организации ЛАРН регламентированы в разработанных нами технических нормативно-правовых актах [5–А, 92–А] и в наших работах [4–А, 29–А, 30–А].

Созданная система защиты водных объектов при АРН предназначена для обеспечения локализации и сбора разлившейся нефти на каждом автономных участках. Однако, существующие в настоящее время уровень организации работ, методы и оборудование для локализации нефтяных разливов не могут гарантировать абсолютную надёжность удержания нефти в районе АРН.

В настоящее время практически единственным техническим средством, позволяющим прекратить распространение нефти по поверхности воды, является боновое заграждение, однако, оперативное применение боновых заграждений непосредственно в районе АРН связано с определенными организационными и техническими трудностями.

Чтобы обеспечить надёжное удержание нефтяного пятна боновыми заграждениями, нужно учесть действие ряда факторов, важнейшими из которых являются: время движения нефти от возможного места её поступления в реку до предполагаемого места её задержания; минимально необходимое время с момента поступления сигнала об аварии до прибытия аварийной бригады на место задержания, а также время, необходимое на разворачивание и установку боновых заграждений на реке. Взаимодействие этих факторов в ряде чрезвычайных ситуаций, зачастую происходящих в сложных гидролого-климатических условиях и при отсутствии точных данных о сложившейся ситуации, в ряде случаев делают проводимые мероприятия недостаточно эффективными. В связи с этим вероятность попадания нефти по мелким водотокам в русло крупной реки с последующим распространением по течению на большие расстояния является достаточно высокой.

В случае же аварии на подводном переходе загрязнение ВО нефтью становится неизбежным. В этом случае возникает проблема обеспечения улавливания и сбора нефти на главной реке.

Для повышения надежности проведения аварийных работ и минимизации последствий нефтяного загрязнения реки в зоне подводного перехода или на других опасных участках реки устраивают стационарные технологические площадки для удержания нефти [155–157]. СТПУН решают такую важную задачу, как предотвращение трансграничного переноса нефти. Стационарные площадки используют также для проведения учений, испытания новой техники и технологических процессов и обучения персонала аварийно-спасательных подразделений.

Стационарные площадки должны дополнять и дублировать систему локализации и сбора нефти на участках трассы, непосредственно примыкающих к месту сброса нефти в водный объект при АРН. Они обеспечивают гарантированное удержание и сбор нефти при ее переносе по руслу крупной реки.

СТПУН представляет собой обустроенную на берегу реки технологическую площадку, оборудованную стационарно установленными в русле реки боновыми заграждениями, которые могут работать совместно с нефтесборными устройствами, емкостями для приёма уловленной нефти, площадками для транспортных средств и системами жизнеобеспечения персонала. Технологическое оборудование стационарной площадки должно обеспечивать удержание и сбор нефти круглогодично, за исключением периода ледохода.

При определении места сооружения стационарной площадки необходимо учитывать следующие факторы:

1. Взаимосвязь времени миграции нефтяного пятна и движения аварийной бригады, с таким расчётом, чтобы время движения аварийной бригады от базы до стационарной площадки по возможности было меньше времени движения нефти по руслу реки от места поступления до рубежей удержания.
2. Наличие и качество подъездных путей к месту расположения площадок и пригодность выбранной территории для сооружения на ней стационарной площадки.
3. Наличие благоприятных гидрологических характеристик реки в месте сооружения стационарной площадки (ширина реки, скорость течения, крутизна берегов и т.п.).
4. Площадки должны обеспечить задержание нефти при попадании нефтяного загрязнения в водные объекты бассейна крупной реки, на которой она сооружена.

Помимо этого, при выборе места расположения стационарных площадок необходимо стремиться к тому, чтобы они по возможности были расположены на минимальном расстоянии по руслу реки от места поступления нефти в реку. Это необходимо для того, чтобы уменьшить протяжённость участка реки, который будет загрязнён движущейся по ней нефтью, и сократить срок нахождения нефти в воде.

И, наконец, при выборе места расположения стационарной площадки необходимо исходить из того, что сооружение и обустройство любой стационарной площадки требует значительных финансовых затрат и количество стационарных площадок, которые могут быть сооружены владельцем трубопровода, ограничено наличием финансовых ресурсов.

Подробно вопросы обоснования выбора месторасположения площадки, методов её проектирования, состав используемых на ней технологий и оборудования изложены в наших монографии [12–А, 3–А] и работах [85–А, 95–А, 98–А, 144–А].

4.4 Выводы по главе 4

1. Технологический блок, в состав которого входят подсистемы инженерно-технического и плано-технологического сопровождения защиты ВО, обеспечивает подготовку и проведение профилактических и оперативных инженерно-технологических мероприятий по защите водных объектов при аварийных разливах нефти на нефтепроводах.

2. Разработан комплексный метод построения технологических процессов защиты водных объектов при аварийных разливах нефти и составления планов их ликвидации, в котором объединены правила и методы выполнения отдельных, осуществляемых поэтапно, процедур построения технологического процесса: правила проведения мониторинга и идентификации объектов окружающей среды и ведения предметно-ориентированного каталога водных объектов; метод сегментирования трассы нефтепровода; метод систематизации локальных участков; правила формирования банка технологических операций; метод разработки схематизированных сценариев развития аварийных разливов нефти; правила составления типовых технологических процессов и технологических карт ликвидации аварийных разливов нефти на автономном участке.

3. По результатам проведенного комплекса теоретических и экспериментальных исследований гидродинамического взаимодействия разлившейся по поверхности водных объектов нефти с техническими средствами по локализации и сбору нефти, а также с ледяным покровом установлены гид-

родинамические механизмы и закономерности взаимодействия слоя нефти на водотоке с боновым заграждением, нефтесборными устройствами гидроциклонного типа. В том числе выявлены основные проблемы, возникающие при их использовании.

4. На основе результатов гидродинамических исследований разработан комплекс новых технических решений по устройствам и способам локализации и сбора нефти, в которых учтены закономерности взаимодействия слоя нефти с нефтесборным оборудованием и влияние конструктивных элементов на эффективность его работы, в том числе при наличии ледяного покрова.

Все новые технические решения повышают эффективность нефтесборного оборудования и имеют охранные документы Республики Беларусь, Российской Федерации и СССР – всего 28 авторских свидетельств и патентов.

5. По результатам исследований сорбентов-собирателей нефти разработаны новые технические решения, защищённые двумя патентами Республики Беларусь: на материал нефтяной адсорбент из торфа; на нефтесборное устройство комбинированного типа, которое одновременно обеспечивает локализацию слоя нефти, распыление порошкового сорбента-собиравателя нефти в сыпучем виде по поверхности слоя нефти и сбор уловленной нефти совместно с сорбентом-собирателем.

6. Для минимизации последствий нефтяного загрязнения крупной трансграничной реки в зоне подводного перехода и предотвращения трансграничного переноса нефтяного загрязнителя разработаны основы проектирования и обоснован состав стационарных технологических площадок для удержания нефти.

ГЛАВА 5

УПРАВЛЕНИЕ ЗАЩИТОЙ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ ПРИ АВАРИЯХ НА НЕФТЕПРОВОДАХ

Учитывая особую опасность аварийных разливов нефти для предприятий трубопроводного транспорта, территорий и населения регионов, а также для государства в целом, деятельность, связанную с минимизацией экологических последствий аварийных разливов нефти, необходимо выделять в отдельную область и разрабатывать для нее свою систему управления.

Как уже было указано, научное содержание вопросов, входящих в сферу управления, связанных, в частности, с инвестиционно-экономическим и организационно-управленческим обеспечением деятельности по защите ВО при АРН, не входят в область технических наук и перечень научных направлений геоэкологии и их исследования должны осуществляться в рамках других научных дисциплин и специальностей.

В данной главе представлен выявленный и обоснованный в ходе диссертационного исследования круг вопросов, решение которых необходимо для обеспечения управления СЗВО, определены состав, структура и функции подсистем и элементов управленческого блока и разработаны некоторые элементы управленческого блока.

5.1 Состав и основные задачи управленческого блока

Создание элементов системы защиты водных объектов требует наличия механизмов управления ими с целью обеспечения эффективности системы. В СЗВО эту функцию выполняет управленческий блок, подсистемы и элементы которого обеспечивают решение задач по планированию, организации и регулированию защиты ВО при АРН. Этот функциональный блок обеспечивает необходимое взаимодействие между всеми подсистемами и элементами СЗВО, направленное на достижение цели системы – минимизации экологических последствий при АРН и ресурсосбережение.

В настоящее время отработаны отдельные элементы управления системой защиты водных объектов при АРН на МНП, существуют аварийно-восстановительные подразделения, оснащенные специальной техникой, действуют некоторые нормативные акты, регулирующие деятельность предприятий трубопроводного транспорта нефти при АРН. Вместе с тем,

этот вид деятельности носит фрагментарный характер, а его элементы не объединены в систему.

Управление защитой водных объектов при авариях на нефтепроводах осуществляется по наиболее значимым направлениям (рисунок 5.1), для обеспечения которых в структуре блока выделены три подсистемы:

- планирования и прогнозирования;
- организации;
- регулирования и контроля.

Каждый из входящих в эти подсистемы элементов решает определённые задачи, обеспечивающие выполнение функционального назначения данной подсистемы.

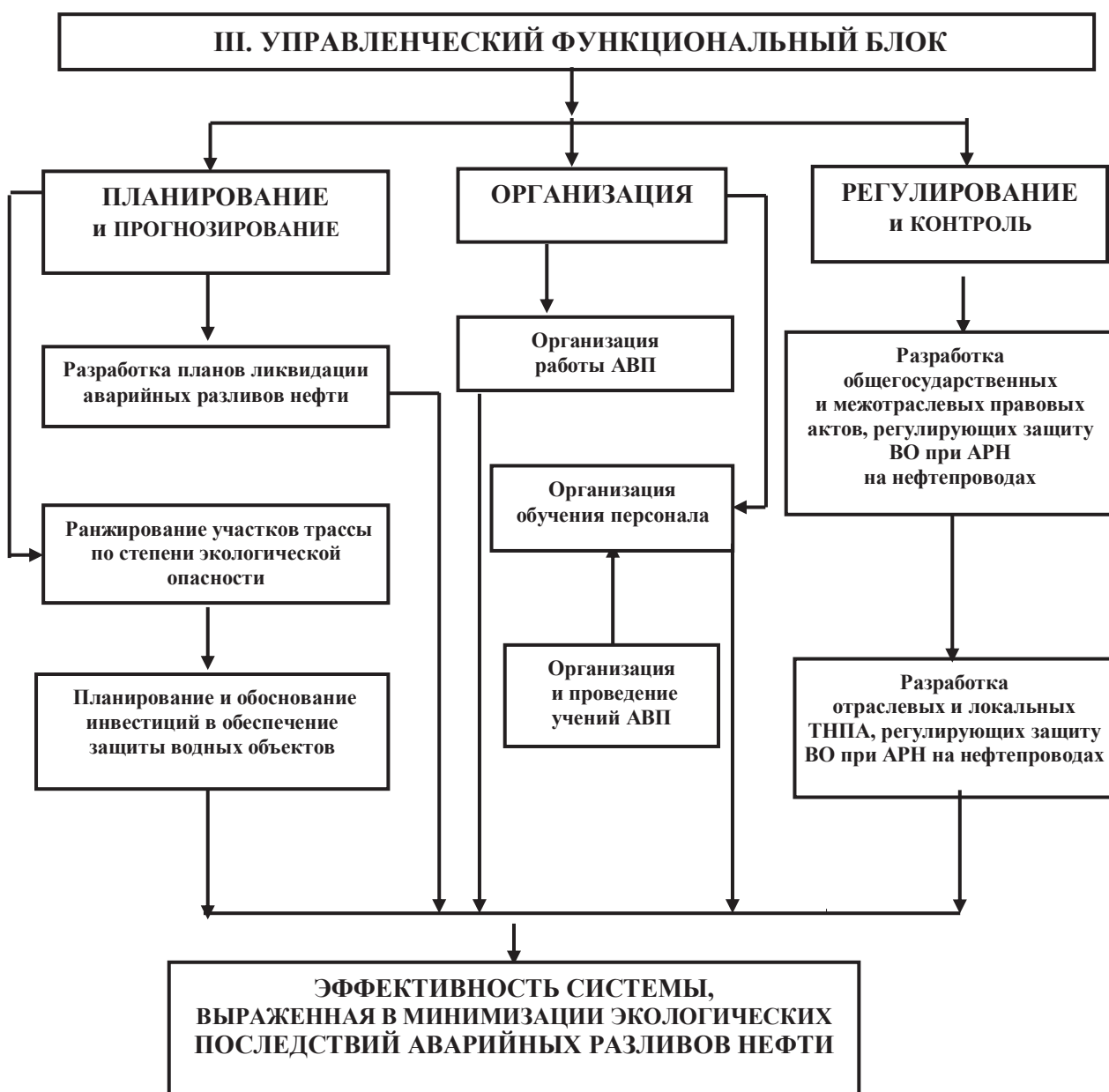


Рисунок 5.1 – Функционально-структурная схема управленческого блока элементов системы

5.2 Планирование и прогнозирование в системе защиты водных объектов при аварийных разливах нефти

В подсистеме планирования и прогнозирования реализуется один из главных механизмов управления СЗВО при АРН, который направлен на решение двух задач: разработку планов ликвидации аварийных разливов нефти для возможных аварий; планирование и обоснование инвестиций в обеспечение защиты водных объектов.

Основной задачей, которую решает подсистема планирования, является разработка планов ликвидации АРН [51–А, 80–А, 91–А, 92–А, 145–А]. Содержание всех этапов подготовки планов ликвидации АРН на автономных участках трассы и последовательность их проведения, основанные на комплексном методе построения технологического процесса ликвидации АРН, разработаны в четвёртой главе диссертации и изложены в разделе 4.2.

Реализация принципа прогнозирования как элемента системы управления, представленная в диссертационной работе, предусматривает прогнозирование развития АРН и его экологических последствий. Этот принцип включает ранжирование участка трассы трубопровода по степени экологической опасности. Ранжирование трубопровода позволяет выделять наиболее опасные, с точки зрения загрязнения водных объектов, участки трассы с учетом ландшафтных характеристик местности и предусматривать соответствующие технические средства для ликвидации на них АРН. Процесс ранжирования строится на основании сегментации трассы на автономные участки и их систематизации, анализа сценариев развития АРН и с учётом значений показателей экологической опасности для каждого участка, рассчитанных с помощью разработанного в третьей главе и изложенного в разделе 3.4 метода.

Особым элементом управленческого блока является планирование и обоснование инвестиций в обеспечение защиты водных объектов. В настоящее время на предприятиях по транспорту нефти планирование этого вида деятельности из-за отсутствия необходимой нормативно-методической базы осуществляется без должного анализа и оптимизации необходимости приобретения той или иной техники, исходя из наличия денежных средств. Это обстоятельство приводит либо к необоснованному перерасходу средств, либо к приобретению техники, не соответствующей условиям ликвидации АРН на конкретном участке трубопровода.

Для обоснования приоритетов принимаемых инвестиционно-экономических решений, в условиях ограниченности инвестиционных ресурсов, в главе 3 разработаны методы прогнозирования и оценки ожидаемых экологических последствий АРН на МНП, основанные на ранжирова-

нии участков трассы по степени экологической опасности. Совокупность этих данных, полученных на этапах прогнозирования и разработки инженерно-технологического обеспечения защиты водных объектов, позволяет не только сформировать оптимальное количество требуемых технических средств, трудовых ресурсов на ликвидацию аварии, но и определить оптимально необходимые денежные средства на мероприятия по ликвидации аварии.

Вложение денежных средств в деятельность по предотвращению аварий приводит к уменьшению затрат на ликвидацию аварийных ситуаций и на мероприятия по минимизации их последствий [56–А, 74–А, 146–А – 149–А].

Магистральный трубопроводный транспорт оказывает минимальное, по сравнению с другими видами транспорта, вредное воздействие на окружающую среду [1–А – 3–А]. Однако положение коренным образом меняется при авариях на нефтепроводах, сопровождающихся разливом нефти. Воздействие нефти на элементы природной среды приводит к тяжёлым экологическим последствиям и большим экономическим ущербам. Объективной неизбежности промышленных аварий противопоставляется организационно-управленческая и инженерно-техническая деятельность по трём направлениям:

- проведение мероприятий по предотвращению (уменьшению вероятности) аварий;
- подготовка и обеспечение эффективной деятельности сил и средств, предназначенных для ликвидации аварийных ситуаций;
- оперативная деятельность, направленная на минимизацию последствий аварий, в том числе экологических последствий.

Из этих направлений наиболее эффективным является проведение мероприятий по предотвращению аварий, существенным элементом которых является повышение надежности трубопроводов. Естественно, что безаварийная работа вообще снимает проблему ликвидации аварийных ситуаций и их последствий.

Интегрально результативность этой деятельности оценивается по размерам последствий промышленных аварий. Наиболее тяжелыми последствиями аварий на нефтепроводах, сопровождающихся разливами нефти, чаще всего является экологический ущерб, связанный с загрязнением природной среды.

Обеспечение минимизации экологических последствий возможных аварий проводится на всех стадиях жизненного цикла промышленного объекта: на инвестиционной стадии, на стадии эксплуатации объекта, на аварийном этапе и этапе ликвидации аварий и их последствий, на стадии эксплуатации объекта.

На инвестиционной стадии существования промышленного объекта в ходе проведения проектных, строительных и приемо-сдаточных работ за-

кладывается уровень его надёжности и безопасности. Принятые в проекте и использованные при сооружении промышленного объекта совершенные технические решения (выбор трассы, оборудование, технологии, организация, управление) направлены на достижение результатов на двух уровнях:

- повышение надёжности (способность работать без отказов и аварий);
- уменьшение экологических последствий возможных аварий.

Проводимые в инвестиционном периоде мероприятия по повышению надёжности промышленного объекта и уменьшению экологических последствий возможных аварий требуют дополнительных затрат, которые могут быть представлены, как [146–А]:

$$\zeta_{ye}^{i\hat{a}} = \zeta_{ii}^{i\hat{a}} + \zeta_{iy}^{i\hat{a}}, \quad (5.1)$$

где $\zeta_{ye}^{i\hat{a}}$, руб. – затраты, связанные с повышением экологической безопасности промышленного объекта;

$\zeta_{ii}^{i\hat{a}}$, руб. – затраты, связанные с повышением надёжности промышленного объекта;

$\zeta_{iy}^{i\hat{a}}$, руб. – затраты, связанные с обеспечением МЭП возможных аварий.

На стадии функционирования промышленного объекта его экологическая безопасность обеспечивается как за счёт деятельности по предотвращению аварий (повышению надёжности), так и путём проведения мероприятий, направленных на минимизацию экологических последствий возможных аварий. Затраты на эти цели в период эксплуатации промышленного объекта могут быть представлены выражением:

$$\zeta_{ye}^{i\hat{e}\hat{n}} = \zeta_{ii}^{i\hat{e}\hat{n}} + \zeta_{iy}^{i\hat{e}\hat{n}}, \quad (5.2)$$

где $\zeta_{ye}^{i\hat{e}\hat{n}}$, руб. – доля эксплуатационных затрат, связанных с повышением экологической безопасности промышленного объекта;

$\zeta_{ii}^{i\hat{e}\hat{n}}$, руб. – затраты, связанные с повышением надёжности на стадии эксплуатации промышленного объекта;

$\zeta_{iy}^{i\hat{e}\hat{n}}$, руб. – затраты, связанные с обеспечением МЭП возможных аварий, возникающие на стадии эксплуатации промышленного объекта.

В аварийном периоде одновременно с ликвидацией собственно аварии как технологического отказа проводятся мероприятия по МЭП. Следовательно, $\zeta_{iy}^{a\hat{a}}$ – это затраты на осуществление мероприятий по минимизации экологических последствий аварий. Значительную долю в затратах предприятий,

связанных с авариями, составляют $\zeta_{\tilde{n}i}^{\hat{a}\hat{a}}$ – затраты на платежи и штрафы, которые, в соответствии с законодательством Республики Беларусь, вносит предприятие-загрязнитель за загрязнение объектов природной среды.

Отметив важность проведения мероприятий по предотвращению аварий и повышению экологической безопасности, следует подчеркнуть, что в затратах:

$$\zeta_{i\hat{i}} = \zeta_{i\hat{i}}^{\hat{e}\hat{a}} + \zeta_{i\hat{i}}^{\hat{e}\hat{n}} \quad (5.3)$$

на их проведение следует выделить долю $\zeta_{i\hat{i}}^{\hat{e}\hat{e}}$, обеспечивающую положительный экологический эффект.

Деятельность, направленная на обеспечение МЭП, носит совершенно ясный экологический смысл, состоящий в уменьшении экологической опасности.

С экономической точки зрения смысл этой деятельности состоит в том, чтобы при затратах на мероприятия, направленные на МЭП:

$$\zeta_{i\hat{y}\hat{i}} = \zeta_{i\hat{y}\hat{i}}^{\hat{e}\hat{a}} + \zeta_{i\hat{y}\hat{i}}^{\hat{e}\hat{n}} + \zeta_{i\hat{y}\hat{i}}^{\hat{a}\hat{a}} + \zeta_{i\hat{i}}^{\hat{e}\hat{e}}, \quad (5.4)$$

обеспечить уменьшение $\zeta_{\tilde{n}i}^{\hat{a}\hat{a}}$.

Величина $\zeta_{\tilde{n}i}^{\hat{a}\hat{a}}$ зависит от тяжести экологических последствий, наступивших в результате аварий. Осуществляя деятельность по МЭП, можно уменьшать величину $\zeta_{\tilde{n}i}^{\hat{a}\hat{a}}$. Проведение мероприятий по МЭП требует затрат $\zeta_{i\hat{y}\hat{i}}$ и одновременно может привести к снижению $\zeta_{\tilde{n}i}^{\hat{a}\hat{a}}$ на величину $\Delta\zeta_{\tilde{n}i}^{\hat{a}\hat{a}}$.

Деятельность по обеспечению МЭП экономически эффективна при соотношении:

$$\Delta\zeta_{\tilde{n}i}^{\hat{a}\hat{a}} \gg \zeta_{i\hat{y}\hat{i}}. \quad (5.5)$$

В соответствии с этим при планировании и проведении всего комплекса мероприятий, направленных на минимизацию экологических последствий, необходимо предусматривать использование такого оборудования и технологий, которые позволят при минимальной стоимости получать максимальный природосберегающий эффект.

5.3 Организация защиты водных объектов при аварийных разливах нефти

Подсистема организации защиты ВО, входящая в состав управленческого блока СЗВО, позволяет систематизировать процесс управления защитой ВО. Организационно-управленческое обеспечение защиты ВО при АРН является одним из элементов организационно-управленческой деятельности трубопроводных предприятий в сфере защиты окружающей среды и экологической безопасности, которая, в свою очередь, осуществляется в рамках общей организационно-управленческой деятельности предприятия [4–А, 12–А, 80–А, 89–А, 91–А, 150–А]. В рамках разработки СЗВО определён круг вопросов, которые входят в организационно-управленческое обеспечение защиты ВО при АРН. Эти вопросы включены в ТНПА [5–А] и изложены в нашей брошюре [4–А].

В диссертационной работе создан комплексный метод построения технологического процесса защиты ВО, разработаны новые технические средства по ликвидации аварийных разливов нефти, которые изложены в главе 4. Установлены механизмы комплектования аварийно-восстановительных подразделений техническими средствами и материалами, обеспечивающими эффективность проводимых инженерно-технологических мероприятий по ликвидации АРН в реальных ландшафтных условиях обслуживаемых участков трассы.

Организационно-управленческие мероприятия по локализации и ликвидации аварийных сбросов нефти в водные объекты и болота предполагают в первую очередь создание действенных аварийно-восстановительных подразделений, организационно-техническая структура и правовые формы которых должны формироваться с учётом ряда аспектов [4–А]:

- Иерархия целей создания АВП.
- Состав функций, закрепляемых за АВП.
- Правоспособность АВП.
- Форма собственности АВП.
- Организационно-правовая форма (тип юридического лица в случае правоспособности).
- Характеристика используемых технологий и технических средств локализации и сбора нефти.
- Размер и структура АВП.
- Ресурсное обеспечение функционирования АВП: персонал, технические средства, материалы, информация, финансовые ресурсы.

Концепция целей АВП, построенная по иерархическому принципу, предполагает выделение целей как по времени достижения, так и по ожида-

емым результатам (высшая цель – перспектива на 3–5 лет; промежуточная – среднесрочная ориентация на 1–2 года). Для каждого уровня целей определяется свой объем работ и прогнозируются ожидаемые результаты.

Ориентируясь на выделенные уровни в иерархии целей АВП, можно выделить три возможных варианта функций, закрепляемых за АВП, которые также явились результатом проведенных исследований:

Вариант 1 – реализация краткосрочной цели. Для нее характерны следующие функции – выполнение всего комплекса работ по локализации и ликвидации загрязнений; оказание аналогичных услуг другим субъектам хозяйствования.

Вариант 2 – реализация среднесрочной цели. В дополнение к функциям, перечисленным в варианте 1, на этом этапе осуществляется деятельность на региональном уровне, включая ведение банка данных, информационное обслуживание, ведение работ по прогнозированию аварий, разработку системы контроля, характеристику и анализ рисков, определение наиболее опасных потенциальных загрязнителей.

Вариант 3 – реализация перспективной цели. Деятельность, предусмотренная в варианте 2, осуществляется в национальном масштабе.

При решении вопроса о правоспособности АВП могут рассматриваться два варианта: АВП не правоспособна, т.е. является структурным подразделением предприятия-загрязнителя; АВП – правоспособна, т.е. она является юридическим лицом, обслуживающим не только конкретное предприятие, но и предприятия региона.

В случае, когда АВП правоспособна, выбираемая форма собственности может быть не только государственной, но и частной, что не противоречит действующему законодательству. Такой современный подход при создании АВП позволит предприятиям-загрязнителям планировать свои средства для ликвидации аварии или обращаться за помощью к специализированным внешним структурам с государственной (МЧС) или частной формой собственности.

Размеры и структура АВП формируются под воздействием следующих факторов:

- состава видов деятельности и закрепляемых за АВП функций;
- используемых технологических процессов и технических средств;
- объемов и видов работ, связанных с профилактикой и ликвидацией загрязнений;
- характера и масштабов участия АВП в решении этих вопросов на региональном и национальном уровнях.

Потребность в технических средствах должна определяться с учетом:

- прогнозируемого объема работ;
- производительности рекомендуемых средств;

- ограничений гидрологического и технико-экономического характера по применению этих средств;
- нормативов по устранению последствий АРН (степени сбора, времени).

Примером организации АВП нового типа может быть создание специализированных подразделений АВП для борьбы с АРН в составе оперативных сил МЧС.

В разработанных с учётом результатов диссертационного исследования межотраслевым [5–А] и отраслевым [92–А] ТНПА организационно-управленческая деятельность по обеспечению защиты ВО при АРН представлена более конкретно. Эта деятельность осуществляется по ряду направлений.

Деятельность организации-загрязнителя. Администрация организации-загрязнителя обязана предпринять все организационно-управленческие и инженерно-технологические меры с целью ликвидации аварийных сбросов нефти и нефтепродуктов в ВОБ:

- немедленно передать первичную информацию соответствующим органам управления Республики Беларусь в возможно короткие сроки (в течение 3 часов); уточненную информацию передавать по мере ее поступления, результаты расследования аварийных ситуаций и экстремально высоких загрязнений природной среды оформлять в виде справок и отчетов;
- немедленно организовать охрану места происшествия и предотвратить дальнейшее распространение загрязнения;
- ликвидировать возникшие последствия аварии по разработанным планам ликвидации аварийных разливов нефти.

Ликвидация аварийного разлива нефти и использование технических средств Ликвидация АРН на линейной части магистральных нефтепроводов, в том числе ликвидация загрязнения объектов ОС, должна выполняться силами действующих аварийно-восстановительных служб предприятия-загрязнителя и специализированных подразделений МЧС с привлечением, при необходимости, сил и средств местных органов власти и предприятий через местные органы управления, МВД – в зависимости от тяжести аварии.

Состав и структура АВП, их комплектация, функции АВП, требования к персоналу, обязанности персонала АВП, а также общий порядок их деятельности определяется в соответствии с отраслевыми ТНПА.

В техническом плане обеспечение всего комплекса мероприятий по управлению надежностью и минимизацией экологических последствий ло-

житься на аварийно-восстановительные подразделения и их комплектование в значительной мере обуславливает возможности защиты ВО при АРН.

Отраслевыми документами, определяющими комплектацию АВП техническими средствами и инвентарем, являются норматив-табели технического оснащения. В этих документах, содержащих перечни технических средств, техники, приспособлений, приборов, инструментов, материалов, не приводятся обоснования определения их номенклатуры и количества, что создаёт трудности при разработке и введение в действие новых норматив-табелей технической оснащённости АВП конкретных предприятий трубопроводного транспорта.

В связи с этим, на основании подходов, полученных в рамках диссертационного исследования, разработана методика нормирования технического оснащения аварийно-восстановительных служб магистральных нефтепроводов, которая изложена в ТНПА локального уровня «Методические указания по разработке норматив-табеля технического оснащения аварийно-восстановительных служб магистральных нефтепроводов» [94–А], приложение П.

В основу методики выбора номенклатуры необходимой техники, инвентаря, приборов положены учёт:

- вида работ, выполняемых аварийно-восстановительными подразделениями;
- ландшафтных характеристик территорий, которые находятся в обслуживаемой данным АВП зоне трассы.

Номенклатура необходимой техники, инвентаря, приборов определяется применительно к выполнению задач по проведению:

- планово-предупредительных работ;
- аварийно-восстановительных работ.

Оперативная и эффективная ликвидация инцидентов и аварий и их последствий на линейной части магистральных нефтепроводов является одной из основных функций аварийно-восстановительных служб нефтепроводов.

После выбора номенклатуры технических средств, приспособлений, приборов, инструментов и материалов они группируются по следующим основным блокам:

- средства локализации и сбора нефти (нефтесборное оборудование с поверхности воды, средства для сбора нефти в болотах и на суше, печь для сжигания отходов, боны);
- плавсредства (многоцелевые и моторные лодки);
- средства для перевозки и сбора нефти (цистерны для перевозки нефти, резиноканевые резервуары, «экраны» для сбора нефти, сорбенты);
- средства для производства земляных работ (тракторы, бульдозеры, экскаваторы);

- средства для производства грузоподъемных операций (автокраны, трубоукладчики, погрузчики);
- транспортные средства (тягачи, автобусы, автомобили грузопассажирские, автомобили бортовые, прицепы, полуприцепы);
- средства водопонижения и обратной закачки в трубопровод (установки водопонижения, погружные насосы, водоотливные установки, опресновочные агрегаты, передвижные насосные агрегаты и др.);
- средства освещения (осветительные установки, электростанции и другие).

При наличии на трассе болот протяженностью более двух километров, а также, если протяженность болот составляет два и более процента от всей протяженности трассы, используемая техника должна иметь болотное исполнение.

Количество техники, необходимой для проведения аварийно-восстановительных работ, определяется исходя из продолжительности выполнения работ по ликвидации аварий, которое не должно превышать 72 ч в обычных условиях. При выполнении работ на болотистых трассах время на выполнения работ по ликвидации аварий может быть увеличено на 30 – 50 %.

По известным затратам времени на проведение основных операций и общему времени на проведение аварийно-восстановительных работ выбирается необходимое количество:

- средств для производства земляных работ;
- средств для производства грузоподъемных операций;
- транспортных средств и др.

По максимально возможному выходу продукта при аварии и времени на выполнение аварийно-восстановительных работ, а также характеристики участка обслуживания определяется количество:

- средств для перевозки и сбора нефти;
- средств локализации и сбора нефти.

При наличии в регионе, где произошла авария, сил АВП нового типа, они могут привлекаться к ликвидации АРН. Процесс оповещения населения и представления экстренной информации по факту аварии осуществляется в соответствии с планом ликвидации аварии и Декларациями промышленной безопасности.

Охрана труда. Охрана труда при работах, проводимых при ликвидации последствий аварийных сбросов нефти, соблюдается в соответствии с отраслевыми и локальными ТНПА и инструкциями по охране труда.

Пожарная безопасность при ликвидации аварий должна обеспечиваться силами вневедомственной пожарной охраны МЧС, отрядами ведомственной военизированной охраны и добровольными пожарными дружинами.

На период аварийно-восстановительных работ на месте их проведения может быть организовано дежурство медперсонала.

Кадровое обеспечение. Основной целью кадрового обеспечения является обучение, переподготовка персонала АВП с целью адаптации специалистов к разнообразным ландшафтным условиям, обусловленным большой протяжённостью трасс нефтепроводов, в которых будут проводиться работы по ликвидации последствий возможных АРН [151–А – 154–А].

Основой Концепции обучения персонала по ликвидации аварийных разливов нефти должна стать своевременная аттестация персонала, разработка системы обучения, повышения квалификации и переподготовки, а также планирование, организация и регулярное проведение учений.

Деятельность системы обучения и переподготовки персонала должна быть направлена на обеспечение соответствия квалификации специалиста выполняемым должностным обязанностям, что должно регулироваться корпоративными нормативно-правовыми актами.

Для решения проблемы обеспечения необходимыми специалистами на современном этапе и в перспективе требуется дальнейшее совершенствование корпоративной системы подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала. Деятельность такой корпоративной системы должна основываться на следующих принципах:

- непрерывности профессионального образования, которая обеспечивается путем рационального объединения всех форм обучения;
- законности, предполагающей соблюдение норм национального законодательства в области обучения, подготовки и переподготовки персонала;
- максимального учёта новейших достижений науки и техники, а также производственно-технических (с акцентом на повышенную промышленную опасность объектов), организационно-управленческих и социальных процессов;
- внедрения новых методов и систем подготовки и переподготовки персонала;
- максимального охвата всех специалистов и вовлечения всех подразделений в процесс обучения, его планирования и интеграции при стратегическом планировании кадровой политики на всех уровнях управления;
- унификации системы обучения, подготовки и переподготовки персонала с аналогичными системами России и стран Западной Европы и других стран;

– соблюдения баланса интересов и взаимной ответственности работника и работодателя в вопросах обучения, подготовки и переподготовки.

С целью повышения практических навыков персонала, оперативности и отработки приёмов защиты ОПС в каждом подразделении АВП должны проводиться учения и учебно-тренировочные занятия. Учения и учебно-тренировочные занятия по отработке приёмов защиты ОПС могут совмещаться с учениями и учебно-тренировочными занятиями по повышению оперативности и отработки технологии АВР в целом и ее отдельных операций.

Реализация организационной функции в системе управления позволит повысить организованность персонала и оптимизировать состав применяемого при авариях оборудования и технологий.

5.4 Регулирование и контроль защиты водных объектов при авариях на нефтепроводах

Подсистема регулирования и контроля является важнейшим элементом системы защиты водных объектов осуществляющим регулирование этой деятельности. Регулирование осуществляется на общегосударственном, региональном, межотраслевом, отраслевом и локальном уровнях. Эта подсистема обеспечивает разработку и применение документов двух уровней:

– законодательные и нормативно-правовые акты общегосударственного и межотраслевого уровней, регулирующие вопросы защиты окружающей среды, защиты населения и окружающей среды и деятельности хозяйствующих объектов, участвующих в обороте нефти в части, касающейся защиты водных объектах при АРН;

– отраслевые и локальные ТНПА, регулирующие практическую деятельность по обеспечению различных аспектов защиты ВО при АРН.

Изучение проблемы защиты ВО при АРН и результаты проведенных в диссертации исследований дали возможность разработать ряд законодательных и технических нормативно-правовых актов в сфере обеспечения экологической безопасности трубопроводного транспорта в целом [53–А, 155–А – 158–А] и, в частности, – защиты ВО при АРН [5–А, 92–А].

Важнейшим законодательным актом общегосударственного уровня, подготовка проекта которого по заданию Проматомнадзора МЧС РБ осуществлена в Полоцком государственном университете под руководством автора диссертации, является Закон «О трубопроводном транспорте РБ» [79].

Необходимость разработки Закона определена отсутствием в Беларуси

законодательной базы, которая учитывала бы особенности функционирования белорусских предприятий трубопроводного транспорта. Закон РБ «О магистральном трубопроводном транспорте» определяет правовые, экономические и социальные основы обеспечения эффективной и безопасной эксплуатации трубопроводного транспорта на всех этапах создания и функционирования его объектов, включая вопросы экологической безопасности.

Непосредственно экологической безопасности и охране окружающей среды при эксплуатации объектов трубопроводного транспорта в Законе уделено значительное место.

Статья 17 Закона обязывает операторов магистрального трубопроводного транспорта соблюдать требования промышленной и экологической безопасности, проводить незамедлительные и эффективные действия по устранению последствий инцидентов, аварий с целью предотвращения причинения вреда окружающей среде.

О том, насколько подробно и всеобъемлюще проблемы экологической безопасности и охраны окружающей среды отражены в этом Законе, могут служить сведения, приведенные в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Отражение проблем экологической безопасности и охраны окружающей среды в законе «О трубопроводном транспорте РБ»

Наименование главы	Количество статей в главе, всего	Количество статей в главе, в которых регулируются экологическая безопасность и охрана ОС
Глава 1. Общие положения	9	3
Глава 2. Государственное регулирование и управление в области магистрального трубопроводного транспорта	2	1
Глава 3. Организация и обеспечение деятельности магистрального трубопроводного транспорта	4	3
Глава 4. Обеспечение безопасности магистральных трубопроводов	4	4
Глава 5. Создание, эксплуатация, консервация и ликвидация магистральных трубопроводов	4	4
Глава 6. Функционирование магистральных трубопроводов.	9	—
Глава 7. Земли магистрального трубопроводного транспорта.	2	1
Глава 8. Ответственность за нарушение законодательства и разрешение споров в области магистрального трубопроводного транспорта.	3	1
Глава 9. Международное сотрудничество в области магистрального трубопроводного транспорта.	2	1
Глава 10. Заключительные положения.	2	—

Всего	41	18 (44 %)
-------	----	-----------

Из таблицы видно, что все элементы деятельности, которые могут являться причиной антропогенного воздействия на ОС практически во всём диапазоне регулирования отношений в области магистрального трубопроводного транспорта, охватывающем организацию и обеспечение деятельности его объектов; обеспечение безопасности магистральных трубопроводов; создание, эксплуатацию, консервацию и ликвидацию магистральных трубопроводов, сопровождаются законодательными нормами, направленными на обеспечение экологической безопасности и охраны ОС объектов МТТ.

Разработанные в ходе выполнения диссертации межотраслевые, отраслевые и локальные ТНПА восполнили в какой-то мере имеющийся в этой сфере дефицит нормативно-правовой документации и явились первыми в нашей стране документами такого рода.

В развитие ряда норм Закона РБ «О магистральном трубопроводном транспорте» по заданию Проматомнадзора МЧС РБ разработаны межотраслевые ТНПА «Правила охраны магистральных трубопроводов РБ» [158] и «Инструкция по производству работ в охранных зонах магистральных трубопроводов» [159], подготовленные с учётом результатов диссертационного исследования (приложения Ш1 – Ш3).

Среди нормативно-правовой документации межотраслевого уровня необходимо выделить «Методические рекомендации по разработке отраслевых регламентов защиты водных объектов и болотных ландшафтов при залповых сбросах нефти и нефтепродуктов на территории водосборных бассейнов» [5–А], разработанные по ГНТП «Природопользование» (02.01.1997 – 30.12.1998), утвержденной Постановлением СМ РБ №7 от 17.01.1997, задание 3.1.3.3 на основании подходов, выработанных в диссертации.

Этот документ, общие принципы которого изложены в нашей брошюре [4–А], устанавливает правила и порядок разработки защитных мероприятий для водных объектов и болотных ландшафтов при АРН, которые могут происходить от потенциальных загрязнителей, относящихся к разным отраслям: предприятий, нефтепроводов, хранилищ нефти и нефтепродуктов, железнодорожных сооружений, магистральных автомобильных дорог, речных магистралей с портами, на которых содержатся, перерабатываются и по которым транспортируются нефть и нефтепродукты.

Впервые в практике разработки аналогичной документации представлена классификация потенциальных загрязнителей, которая осуществлена по следующим признакам:

- максимальное проектное содержание нефтяных загрязнений – признак, учитывающий количество нефти или нефтепродуктов, содержащихся

на потенциальных загрязнителях, способных создать режим залпового сброса для определённого ВО;

- ландшафтная ситуация – признак, позволяющий учитывать удаленность потенциального загрязнителя от ВОБ;

- протяженность – признак, позволяющий учитывать линейные размеры потенциального загрязнителя, по длине которых может быть оказано воздействие разлившейся нефти на ВОБ.

На основании предложенной классификации в [5–А] разработаны общие положения системы защиты ВО и БТЛ от нефтяных загрязнений и система организационно-технических мероприятий по ликвидации нефтяных загрязнений.

Система организационно-технических мероприятий по ликвидации нефтяных загрязнений включает технологический процесс, технические средства ликвидации аварии, учет, отчетность и технику безопасности при проведении работ.

Выработанные научно-методологические подходы [4–А], положенные в основу документ [5–А], углублены и конкретизированы применительно к АРН на магистральных нефтепроводах. Подготовлен и введен в действие ТНПА «Инструкция по защите окружающей среды при авариях на нефтепроводах» [92–А], который в настоящее время является первым и пока единственным документом такого рода в отрасли.

Инструкция [92–А] устанавливает правила и порядок подготовки, организации и производства работ по защите природных объектов при авариях на линейной части нефтепроводов, сопровождающихся утечкой нефти. В ней рассмотрены аварии с потерей герметичности трубопровода (утечкой нефти). Аварии, сопровождающиеся утечкой нефти, классифицированы по видам объектов окружающей природной среды, подвергшихся воздействию разлившейся нефти, и их характеристикам, обуславливающим возможности распространения или естественной локализации разлившейся нефти. К таким объектам отнесены водные объекты, болота и земли.

Инструкция [92–А] содержит рекомендации по прогнозированию развития возможных аварий, сопровождающихся утечкой нефти, и проведению подготовительных мероприятий по ликвидации загрязнения. В этом разделе представлена методика определения количества нефти, вылившейся из нефтепровода при аварии.

«Инструкция» включает раздел по производству аварийно-восстановительных работ по ликвидации загрязнения объектов окружающей природной среды при авариях. В этом разделе представлены технологии ликвидации загрязнения нефтью для водных объектов, земли и болотных ландшафтов.

В «Инструкции» разработаны типовые схемы технологических процессов ликвидации загрязнения нефтью водных объектов, земли и болотных ландшафтов, а также перечни штатных технических средств по локализации разливов нефти и ее сбору.

В разработанный документ, кроме технологии ликвидации последствий АРН, включены вопросы организации производства работ. В разделе по организации производства работ «Инструкция» содержит рекомендации по разработке Планов ликвидации последствий загрязнения нефтью объектов окружающей среды, которые должны быть включены в Планы ликвидации возможных аварий. Планы ликвидации последствий загрязнения включают оперативную и техническую части, содержание которых регламентируется в «Инструкции».

Особое место среди механизмов управления занимает контроль – подфункция управления, проявляющаяся применительно к СЗВО в разработке Деклараций безопасности [159–А]. Этот локальный акт позволяет детально исследовать каждый участок трассы конкретного трубопровода, выявить опасные участки, оценить риски возможных аварий и их последствия, а также разработать мероприятия по минимизации последствий возможных аварийных ситуаций. Декларации разрабатывают сроком на 5 лет, а затем пересматривают с учетом изменившихся условий.

Реализация перечисленных функций управления позволит минимизировать экологические последствия при аварийных разливах нефти и тем самым обеспечить эффективность системы защиты водных объектов.

5.5. Выводы по главе 5

1. При рассмотрении управленческого блока выявлен и обоснован круг вопросов, решение которых необходимо для обеспечения управления системой защиты водных объектов. Это позволило сгруппировать и отнести к различным подсистемам управления системы защиты водных объектов результаты, полученные при разработке прогнозного и технологического блоков, и дополнило систему защиты водных объектов управленческой функцией, систематизировав весь комплекс работ (в основном ландшафтной и технической направленности) по защите водных объектов.

2. Планирование и прогнозирование, как один из главных механизмов управления системой защиты водных объектов при аварийных разливах нефти, включает создание планов ликвидации возможных аварийных разливов нефти, а также планирование и обоснование инвестиций в обеспечение

защиты водных объектов, для осуществления которых сформулированы основные подходы и положения.

3. Определён круг вопросов, которые входят в организационно-управленческое обеспечение защиты водных объектов при аварийных разливах нефти, часть из которых, относящихся к организации инженерно-технологического обеспечения функционирования системы защиты водных объектов, решены в рамках разработки прогнозного и технологического блоков системы.

4. По результатам анализа проблемы защиты водных объектов при аварийных разливах нефти и проведенных в диссертации исследований разработан ряд законодательных и технических нормативно-правовых актов в сфере обеспечения экологической безопасности трубопроводного транспорта в целом и, в частности, – защиты водных объектов при аварийных разливах нефти.

ГЛАВА 6

ПРАКТИЧЕСКОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ

Исследования и разработки, результаты которых представлены в предшествующих разделах диссертации, позволили решить научно-методологические, инженерно-технологические и управленческие вопросы, связанные с обеспечением защиты водных объектов АРН на МНП.

На первом этапе диссертационного исследования осуществлено научно-методологическое обоснование системы защиты водных объектов при АРН на МНП и разработаны её функции, структура и состав.

На втором этапе осуществлены исследования и разработки (выполненные в рамках технических наук), направленные на создание и обеспечение функционирования элементов прогнозного, технологического и управленческого блоков системы защиты водных объектов при АРН на МНП.

Основные результаты диссертационного исследования, относящиеся к инженерно-технологическому обеспечению и нормативно-техническому регулированию защиты водных объектов при АРН на МНП, получили практическое использование.

6.1 Инженерно-технологическое обеспечение защиты водных объектов при аварийных разливах нефти

Инженерно-технологическое обеспечение защиты водных объектов при АРН на МНП создаётся в процессе функционирования ряда элементов прогнозного и технологического блоков СЗВО.

6.1.1 Построение технологических процессов защиты водных объектов

Результаты исследований, полученные при разработке методов прогнозирования, прошли апробацию и нашли широкое практическое применение при составлении Планов ликвидации аварий магистральных нефтепроводов, находящихся на территории Беларуси (приложение Р). Всего с использованием разработанных в диссертации методов составлены ПЛА для восьми объектов, принадлежащих трём МНП (приложение Р1).

Основным итогом деятельности на прогнозном этапе разработки

ПЛАРН явилось сегментирование трассы нефтепровода на автономные участки и фрагментация этих участков на локальные отрезки (рисунок 4.2). Для получения этого результата по всей трассе трубопровода проведен мониторинг параметров объектов окружающей среды (шаг 1 на рисунке 4.2), который на первом этапе осуществлен по картографическим данным и ситуационным планам проектов трубопроводов, а на втором этапе его результаты уточняли в процессе рекогносцировки местности.

По результатам мониторинга объектов ОС на прилегающих к трассе нефтепровода территориях, на основе разработанных в диссертации производственных классификаций водных объектов и торфяно-болотных ландшафтов составлены ПОК ВО (шаг 2 на рисунке 4.2) (приложение P2). Полученные данные легли в основу сегментирования трасс нефтепроводов на автономные участки и фрагментации этих участков на локальные отрезки (шаг 3 на рисунке 4.2), которые проведены по методу, изложенному в разделе 3.3.

Основным итогом деятельности на прогнозном этапе разработки ПЛАРН явилось сегментирование трассы нефтепровода на автономные участки и фрагментация этих участков на локальные отрезки (рисунок 4.2). Для этого были выявлены объекты ОС (лес, болото, озеро, река и т.п.) подвергающиеся возможному загрязнению нефти при аварии на нефтепроводе. Выполнение этой работы на первом этапе осуществлялась по картографическим данным и ситуационным планам проектов трубопроводов, а на втором этапе его результаты уточняли в процессе рекогносцировки местности.

Выявленные водные объекты были занесены в ПОК ВО (шаг 2 на рисунке 4.2) (приложение P2). Полученные данные легли в основу сегментирования трасс нефтепроводов на автономные участки и фрагментации этих участков на локальные отрезки (шаг 3 на рисунке 4.2), которые проведены по методу, изложенному в разделе 3.3.

Сегментирование трассы на автономные участки существенно упростило дальнейшие процедуры разработки ПЛАРН, повысило их качество, так как они проведены для автономных, сравнительно небольших участков территорий. Общая протяжённость трасс трёх трубопроводов, для которых разработано восемь ПЛА, составила 736,5 км; протяжённость объектов находится в пределах от 85 до 130 км; число идентифицированных автономных участков – 114, на разных объектах колеблется от 10 до 25 (приложение P1).

Разработка технологических процессов защиты ВО при АРН начинается с того, что по топографическим картам масштаба 1:10 000 производится анализ территории, по которой проходит трасса нефтепровода. В ходе анализа трасса разбивается на *автономные участки* (раздел 3.3). В прило-

жении Р3 представлен пример сегментирования фрагмента трассы МНПП «Дисна-Илуксте» (59 – 69 км) на автономные участки.

Водные объекты, которые могут подвергнуться загрязнению на данном автономном участке, заносятся в предметно-ориентированный каталог ВО. В приложении Р2 приведен пример предметно-ориентированного каталога ВО для участка трассы МНПП «Дисна-Илуксте» (59 – 69 км).

Для каждого автономного участка определяется траектория перемещения нефти и устанавливаются объекты ОС, которые подвергнутся загрязнению. Каждому объекту ОС присваивают свой код.

В качестве примера рассмотрим разработку технологического процесса защиты ВО для участка МНПП «Унеча-Вентспилс» (361–364 км) ЧУП «Запад-Транснефтепродукт» (приложение Д2).

Анализ территорий, проведенный по топографической карте, позволил выделить два автономных участка, границы которого показаны в приложении Д2, а также определить водные объекты, подвергающиеся загрязнению нефтепродуктом в случае аварии.

Так, при аварии на автономном участке №1 (361,0–362,1 км) загрязнению подвержен мелиоративный канал, впадающий в реку Улла, а при аварии на автономном участке №2 (362,1–364,05 км) – река Улла. На выявленные водные объекты составлен предметно-ориентированный каталог ВО (таблица 6.1).

В приложении Д2 стрелками показана траектория перемещения нефтепродукта, что позволяет установить какие объекты окружающей среды подвергнутся загрязнению. Для примера рассмотрим аварию, которая произошла в марте 2007 г. на 362 км МНПП «Унеча-Вентспилс» и подробно описана в Приложении Б2. Из приложения Д2 видно, что нефтепродукт на своем пути загрязнил следующие объекты ОС: пашня→мелиоративный канал→ручей→река Улла→река Западная Двина (рисунок Б.2.2. в приложении Б2).

Каждому загрязненному объекту ОС присвоен технологический код. В соответствии с кодом для каждого объекта ОС из банка типовых технологических операций (приложение Д1) произведен выбор технологических операций по защите ВО от загрязнения нефтепродуктами при аварии на 362 км МНПП «Унеча-Вентспилс» (приложение Р4) и составлен общий схематизированный сценарий для участка трассы (приложение Д2).

Согласно перечню технологических операций (таблица в приложении Д1, код Z5D, п. 1), для предотвращения попадания нефтепродукта в ВО на траектории миграции нефтепродукта по поверхности земли возводят стационарное сооружение в виде земляного защитного вала (приложение Д2).

Разработанный технологический процесс защиты ВО для участка

МНПП «Унеча-Вентспилс» (361–364 км) вошел в ПЛВА. Приложение Д2 представляет собой технологическую карту участка 361–364 км МНПП «Унеча-Вентспилс», которая входит в состав ПЛВА.

Таблица 6.1 – Предметно ориентированный каталог ВО для участка трассы МНПП «Унеча-Вентспилс» (361–364 км)

Автономный участок № 2 361,1-364,05 км	Автономный участок № 1 361,0-363,1 км	Номер автономного участка и его границы	Название ВО, примыкающего к автономному участку	Наименования признаков ВО						
				Гидрографические ха- рактеристики			Категория ВО			Морфологические ха- рактеристики ВО и геоландшафтные усло- вия его расположения
				Гидрологический тип	Характеристика устья	Трансграничный водоток	Водохоз. и рыбохоз.	Особоохраняемые ВО	Другие ВО	Размеры зеркала водной поверхно- сти в межень, м
Река Улла	Мелиоративный канал	Приток I порядка р. Улла	Река Улла	—	—	—	+	1	1	0,01/0,2
Приток I порядка р. За- падная Двина				—	+	—	—	15	2,5	0,2/1,2
Река Западная Двина				—	—	—	—			

Рассмотренная в качестве примера авария показала высокую эффективность разработанного в ПЛВА технологического процесса защиты ВО. Аварийные бригады, привлеченные на ликвидацию экологических последствий аварии, действовали согласно ПЛВА, что позволило собрать с воды 60 т из 75 т попавших в водные объекты и с поверхности грунта 144 т из 149 т.

6.1.2 Создание технических средств для ликвидации аварийных разливов нефти на водных объектах

Технологические процессы ликвидации АРН основаны на использовании широкого спектра технических средств и оборудования, к которым в первую очередь относятся технические средства специального назначения, предназначенные для локализации и сбора разлившейся нефти. Разработка таких технических средств осуществлена в диссертационном исследовании.

6.1.2.1 Метод расчета удерживающей способности бонового заграждения. Практическим результатом исследований гидродинамических процессов взаимодействия слоя нефти на водотоках с боновым заграждением является метод расчета удерживающей способности бонового заграждения. Метод расчета включает решение *трех задач*:

- определить объем нефти V_n , удерживаемый боновым заграждением, имеющим глубину погружения h на водотоке со скоростью течения u .
- определить, какую глубину погружения h должно иметь боновое заграждение, чтобы удерживать заданный объем нефти V_n на водотоке с известной скоростью потока u .
- определить, до какого значения скорости потока u в водотоке боновое заграждение с глубиной погружения h будет удерживать заданный объем нефти V_n .

Подробно метод расчета удерживающей способности бонового заграждения изложен работах [13–А, 160–А, 161–А].

На базе метода расчета удерживающей способности бонового заграждения разработан нормативно-методический документ «Методические рекомендации по расчёту боновых заграждений, предназначенных для улавливания и удержания слоя нефти на поверхности водотоков» (далее – Методические рекомендации) [162–А, 163–А] (приложение С1). Методические рекомендации прошли экспертизу в РУП «Центральный научно-исследовательский институт комплексного использования водных ресурсов» Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды РБ (приложение С2). Нормативно-методический документ согласован в Министерстве природных ресурсов и охраны окружающей среды РБ (приложение С3) и в концерне «Белнефтехим», где принят для использования в организациях концерна (приложение С4).

6.1.2.2 Типоразмерные ряды и отдельные конструкции устройств для локализации и сбора нефти с поверхности воды. На основании результатов проведенных аналитических и экспериментальных исследований в рамках ГНТП «Природопользование и охрана окружающей среды» (1999–2000 гг., задание 3.2.4.2) разработан пакет из 24 новых технических решений по устройствам и способам локализации и сбору нефти для различных условий их использования (приложение Т1) и составлен «Альбом конструкторской документации на оборудование для улавливания и сбора нефти с поверхности водных объектов» (далее – Альбом) [96–А] (приложение Т2). Все разработанные технические решения имеют мировой приоритет и защищены 28 охранными документами (авторские свидетельства СССР, патенты РБ и РФ).

Всего разработано 24 единицы оборудования, которые образовали шесть типоразмерных рядов конструкций.

1. Устройства, предназначенные для сбора нефти и нефтепродуктов с поверхности неподвижной воды:

1.1. Устройства центробежно-переливного типа (ЦБП) – *6 модификаций*;

1.2. Откачивающие радиально-секционные устройства (ОРС) – *4 модификации*.

2. Устройства, предназначенные для сбора нефти и нефтепродуктов с поверхности водотоков:

2.1. Центробежно-переливные устройства летнего типа для водотоков (ЦБПВ) – *2 модификации*;

2.2. Откачивающие устройства зимнего типа (ОЗ) – *4 модификации*.

3. Устройства, предназначенные для локализации и сбора нефти и нефтепродуктов с поверхности водотоков:

3.1. Механический улавливающий бон летнего типа (МУБ) – *3 модификации*;

3.2. Механический улавливающий бон зимнего типа (МУБЗ) – *4 модификации*.

4. Боновое ограждение летнее (БЗЛ-1) – *1 модификация*.

Ряд технических решений прошел испытания, опытно-промышленную проверку и освоение в виде единичных образцов на предприятиях Республики Беларусь и за рубежом.

Предприятиями трубопроводного транспорта Беларуси проведена оценка и подтверждена возможность использования типоразмерного ряда конструкций технических устройств, представленных в «Альбоме оборудования для улавливания и сбора нефти с поверхности водных объектов» (приложение У1).

Устройства для сбора нефти с поверхности неподвижной воды.

Разработаны и предложены к эксплуатации на водоемах с неподвижной водой два типа нефтесборных устройств, каждый из которых имеет ряд различных модификаций.

Нефтесборные устройства центробежно-переливного типа (ЦБП). Разработано шесть модификаций нефтесборных устройств центробежно-переливного принципа работы. Нефтесборное устройство типа ЦБП включает батарею расположенных по окружности модулей. Каждый модуль состоит из цилиндрического корпуса, внутри которого соосно расположен патрубок сбора нефти и патрубок для отвода воды. На патрубке сбора нефти размещена диафрагма с возможностью вертикального перемещения, на которой установлен гидромеханический клапан. В корпусе выполнено ступенчатое входное отверстие, к кромкам которого примыкают эвольвентная стенка и плоская тангенциальная стенка, образующие входной канал конфузорного типа. Модули соединены между собой таким образом, что их тангенциальные и эвольвентные стенки образуют лепестки.

Откачивающие радиально-секционные (ОРС) нефтесборные устройства. Для аварийного сбора нефтяных загрязнений разработано четыре модификации нефтесборных устройств типа ОРС.

Устройство типа ОРС включает в себя корпус, состоящий из одной или нескольких секций, имеющих полую воздушную емкость, обеспечивающую плавучесть устройства; по окружности корпуса (дуге окружности) расположены входные приемные отверстия. Устройство имеет нефтеприемник, в котором установлен погружной самовсасывающий насос (модификация (РС-6-1); у модификаций, изготавливаемых без насоса (ОРС-1-1, ОРС-1-2, ОРС-6-2), нефтеприемник соединен с нефтеотводящим патрубком.

Производительность нефтесборных устройств типа ОРС в основном зависит от производительности насосного оборудования, используемого в комплекте с нефтесборным устройством, так как предполагается, что данное устройство более целесообразно эксплуатировать при значительной толщине пленки нефтяных загрязнений.

Устройство ОРС-1-2 («Веер») прошло промышленные испытания и внедрено на Новополоцком предприятии по транспорту нефти «Дружба» (ЛПДС «Полоцк») (приложение У2) и в Мозырском управлении магистральных нефтепроводов (ЛПДС «Дисна») (ЛПДС «Полоцк») (приложение У3).

Устройства для сбора нефти с поверхности движущейся воды.

Для использования на водотоках разработаны и предложены к эксплуатации нефтесборные устройства центробежно-переливного типа (ЦБПВ) различных модификаций. Параметры и технические характеристики нефтесборных

устройств, предназначенных для сбора нефтяных загрязнений с поверхности водотоков, представлены в приложении Т2.

Нефтесборные устройства центробежно-переливного типа (ЦБПВ).

Устройства для сбора нефтяных загрязнений с поверхности водотоков типа (ЦБПВ) разработаны по модульному принципу и имеют две модификации.

Устройство для сбора нефти с поверхности воды (ЦБПВ-4) включает батарею расположенных в линию модулей. Каждый модуль состоит из цилиндрического корпуса, внутри которого соосно расположен патрубок сбора нефти и тангенциальный патрубок для отвода воды. На патрубке сбора нефти размещена диафрагма с возможностью вертикального перемещения, над которой установлен гидромеханический клапан. В корпусе выполнено ступенчатое входное отверстие, к кромкам которого примыкают эвольвентная стенка и плоская тангенциальная стенка, образующие входной канал конфузороного типа. Полые воздушные камеры обеспечивают плавучесть устройства.

Устройство ЦБПВ-4 (Дубль-2М) прошло промышленные испытания и внедрено на Новополоцком предприятии по транспорту нефти «Дружба» (ЛПДС «Полоцк») (приложение У4).

Работа данного технического устройства является эффективной, когда разлив нефти на поверхности воды значителен (при толщине пленки более 1мм), однако устройство не способно полностью очистить поверхность воды от нефтяных загрязнений, т.к. по окончании его работы на воде остается тонкая радужная пленка нефти. Поэтому для случая, когда требуется полная и качественная ликвидация нефтяных загрязнений с поверхности водотоков, нами разработана модификация центробежно-переливного устройства для водотоков, которая снабжена распылительным узлом, наносящим нефтепоглощающий сорбент (ЦБПВ-4Р).

Принцип работы устройства ЦБПВ-4Р аналогичен принципу работы устройства ЦБПВ-4, при этом распыление сорбента происходит следующим образом. Струя воды из напорной магистрали насоса для откачки воды поступает в рабочую камеру распылительного узла. Конический насадок напорной магистрали позволяет сформировать струю в требуемом направлении, причем фокус (точка раскрытия струи) может изменяться за счет глубины ввинчивания конического насадка. В рабочей камере распылительного узла происходит захват струей воды частиц сорбента, которые поступают туда из бункера, дозируемые шибером, и за счет энергии струи воды наносятся на водную поверхность через щелевой насадок. Наличие в данном устройстве распылительного узла для нанесения нефтепоглощающего сорбента позволяет собирать тонкую (радужную) пленку нефтяных загрязнений. Техническое решение, реализуемое данным устройством, позволяет не совокупно использовать два типа оборудования, предназначенного для

ликвидации нефтяных загрязнений с поверхности водных объектов механическим и физико-химическим способом, а сочетать преимущества каждого из способов в одном устройстве.

Нефтеборные устройства зимнего типа ОЗ. Для сбора нефти и нефтепродуктов с поверхности водотоков в зимних условиях разработаны нефтеборные устройства зимнего типа ОЗ. Конструкция нефтеборных устройств данного типа учитывает специфику их работы в ледовой обстановке (приложение Т2).

Разработано три модификации: ОЗ-1-1, ОЗ-2, ОЗ-1-3. Устройство типа ОЗ включает трапециевидный в плане корпус с нефтеприемником, внутри которого с зазором от дна закреплена съемная перфорированная пластина, на которую установлен самовсасывающий насос (в устройстве ОЗ-2 – два насоса). В верхней выступающей передней части корпуса расположены два входных отверстия с нефтеприемными трубами.

При низких отрицательных температурах окружающего воздуха устройства ОЗ-2 и ОЗ-1-1 быстро обмерзают, а также снижается температура поступающей в нефтеприемник нефти, что ухудшает работу насосного оборудования. Для длительной работы при низких отрицательных температурах и поддержания лунки во льду в незамерзающем состоянии разработано устройство модификации ОЗ-1-2, которое отличается от ОЗ-1-1 тем, что его корпус снабжен съемной теплоизолирующей крышкой с встроенным нагревательным элементом. Для локализации нефтяных загрязнений с целью предотвращения их распространения по верхней поверхности льда при откачивании разработано устройство модификации ОЗ-1-3. Устройство эксплуатируется в сочетании с самостоятельной сборочной единицей – противообледенителем, имеющим опорные рамы. В этом случае внутри нефтеприемника может устанавливаться терморегулятор, обеспечивающий поддержание заданного температурного диапазона.

Устройство ОЗ-1-2 прошло промышленные испытания и внедрено на Новополоцком предприятии по транспорту нефти «Дружба» (ЛПДС «Полоцк») (приложение У5).

Устройства для улавливания и сбора нефти на поверхности водотоков. Параметры и технические характеристики механических улавливающих бонов представлены в приложении Т2.

Механические улавливающие боны. Механические улавливающие боны (МУБ) изготавливают секциями, которые при установке на водоток механически соединяют между собой. Необходимое количество секций определяется шириной водотока, по конструкции секции одинаковы. Для уменьшения требуемого количества секций устройства могут применяться в сочетании с обычным боновым оборудованием, в этом случае возможны

различные варианты стыковки. Каждая из секций устройства для локализации и сбора нефтяных загрязнений включает поплавков, к которому прикреплен верхний и нижний или только нижний фартук. Кроме того, разработан комбинированный механический улавливающий бон МУБ-2-3, конструктивные особенности которого позволяют варьировать количеством улавливающих секций в зависимости от условий эксплуатации и возможных схем применения.

Механический улавливающий бон МУБ-1-1 включает поплавков, в который встроен цилиндрический модуль, имеющий входной канал конфузорного типа и снабженный гидромеханическим клапаном, патрубками отвода нефти и воды.

Устройство МУБ-1-1 прошло опытно-промышленные испытания и рекомендовано к внедрению (приложение У6) на Новополоцком РУП по транспорту нефти «Дружба» (ЛПДС «Полоцк»).

Наряду с нефтеулавливающим и нефтесборным оборудованием, типовые ряды которого представлены в Альбоме [96–А], на основании результатов проведенных исследований и полученных технических решений разработан и внедрён ещё ряд устройств и технических объектов, которые использованы на предприятиях разных отраслей

К ним в первую очередь следует отнести морской портовый нефтемусоросборщик, так как исследования, связанные с созданием этого судна, послужили началом работы автора по научно-техническому обеспечению защиты ВО. По результатам этих исследований разработаны технические решения для нефтесборных устройств [15-А, 127–А] и нефтесборного судна [14–А].

На основе этих технических решений ЦКБ «Нептун» (организация п/я Р-6618, г. Москва) разработало проектно-конструкторскую документацию нефтемусоросборщика проекта 14630 (приложение Ф1), а судостроительный завод «Азовская судостроительная верфь» (предприятие п/я В-8168, г. Азов) осуществил выпуск этого судна в период с 1980 по 1990 гг. (приложение Ф2), которое эксплуатируют в различных морских портах, например, в г. Баку – в/ч 53163 (приложение Ф3) и в г. Калининграде [160].

Нефтесборное устройство, разработанное на основании технических решений [122–А, 127–А], использовано на ПО «Калининградморнефтегаз» (г. Калининград) (приложение Ф4), на Кузнецком металлургическом комбинате им. В.И.Ленина (г. Новокузнецк) для сбора нефтепродуктов с поверхности водоохраных объектов очистных сооружений сортопрокатного цеха (приложение Ф5), в Новополоцком управлении нефтепровода «Дружба» (приложение Ф6) и на других предприятиях.

По международному контракту устройство для сбора нефти с поверхности воды модификации «Торойл М2» внедрено на нефтеперерабатывающем заводе «Тжебиня» (Польша) (приложение Ф7).

6.1.2.3 Создание стационарной технологической площадки для удержания нефти. Для предотвращения трансграничного переноса нефти Новополоцким предприятием по транспорту нефти «Дружба» на реке Западная Двина в районе границы с Латвией (населённый пункт Узмёны) сооружена стационарная технологическая площадка для удержания нефти АРН на МНП, (приложение Ц).

Обоснование необходимости сооружения стационарной технологической площадки для удержания нефти (СТПУН) Узмёны проводила кафедра трубопроводного транспорта ПГУ с 2000 г. Проект площадки разработан на основании результатов исследований, выполненных в диссертации.

Стационарная площадка Узмёны активно использована в ходе ликвидации аварии на нефтепродуктопроводе ЧУП «Запад-Транснефтепродукт» в Бешенковичском районе Витебской области, а также при проведении международных учений [161].

Обоснование необходимости сооружения СТПУН Узмёны построено на том, что Новополоцкое РУП по транспорту нефти «Дружба» эксплуатирует находящиеся на территории Беларуси участки магистральных нефтепроводов «Унеча-Полоцк», «Сургут-Полоцк», по которым нефть из России поступает на ЛПДС, «Полоцк», участки экспортных нефтепроводов «Полоцк-Вентспилс» и «Полоцк-Мажейкяй», по которым нефть перекачивают за пределы Беларуси в Латвию и Литву. В технических коридорах «Унеча-Полоцк» и «Полоцк-Вентспилс» проложены также российские нефтепродуктопроводы.

Трассы «Сургут-Полоцк», «Полоцк-Вентспилс» и трасса «Унеча-Полоцк» от границы Оршанского и Толочинского районов до границы Брагского района с Латвией находятся в водосборном бассейне реки Западная Двина, общая протяженность этих участков трасс составляет приблизительно 300 км.

Участок трассы «Унеча-Полоцк», нефтепроводы «Полоцк-Вентспилс» и «Полоцк-Мажейкяй» проходят вдоль реки Западная Двина и на всем протяжении пересекают 25 водотоков, впадающих в реку Западная Двина.

Трасса «Сургут-Полоцк» пересекает 9 водотоков, впадающих в реку Дрисса, которая является правым притоком реки Западная Двина. Кроме того, нефтепровод пересекает реку Западная Двина. В месте пересечения устроен подводный переход.

В случае аварии на любом из этих участков трасс нефтепроводов существует опасность попадания нефти в русло реки Западная Двина и переноса нефтяного загрязнения по течению реки через Латвию, вплоть до акватории Балтийского моря.

Наиболее опасным участком является подводный переход трассы «Сургут-Полоцк» через реку Западная Двина. Протяженность перехода составляет 150 м. При аварии на подводном переходе возможный максимальный объем разлившейся нефти составит до 3000 т.

Это нефтяное загрязнение может достигнуть территории Латвии при среднегодовой скорости течения (0,9 м/с) через 23 часа, при паводковой скорости (до 2 м/с) – через 10 часов.

При выборе створа сооружения СТПУН проведен ландшафтный и гидрологический анализ территорий, примыкающих к трассам нефтепроводов «Полоцк-Вентспилс» и «Сургут-Полоцк», при котором установлено, по каким траекториям нефть попадает в русло реки Западная Двина от места аварии на нефтепроводе.

По результатам анализа построена схема возможного поступления нефти в реку Западная Двина при ожидаемых авариях на нефтепроводах «Сургут-Полоцк», «Унеча-Полоцк» и «Полоцк-Вентспилс» (рисунок 6.1) [144–А].

На СТПУН осуществляются следующие технологические процессы:

- предотвращение распространения и удержание нефтяного пятна;
- сбор нефти, локализованной боновыми заграждениями, нефтесборными устройствами;
- хранение и разделение уловленной нефти. Для хранения и разделения нефти (нефтеводяной эмульсии), поступающей из нефтесборных устройств, предусмотрено сооружение земляного амбара.

Для удержания всего объема нефти, поступающей на СТПУН, задействованы три рубежа боновых заграждений, установленных в русле реки Западная Двина.

На первом рубеже используются металлические боновые заграждения, установленные по двухлучевой каскадной схеме. Двухлучевая каскадная схема состоит из двух лучей, разнесённых в плане на расстоянии 45 м для прохода маломерных судов. Длина каждого луча бонового заграждения равна 126 м. Один конец бонового заграждения крепится к береговому якорю, другой – к стационарному якорю в русловой части реки.

Для расчета удерживающей способности бонового заграждения принята максимальная среднемеженная скорость 50 % вероятностью превышения, равная 0,69 м/с. Расчет удерживающей способности этого бона, проведенный по нашему методу [13–А, 161–А], показал, что он будет работать в

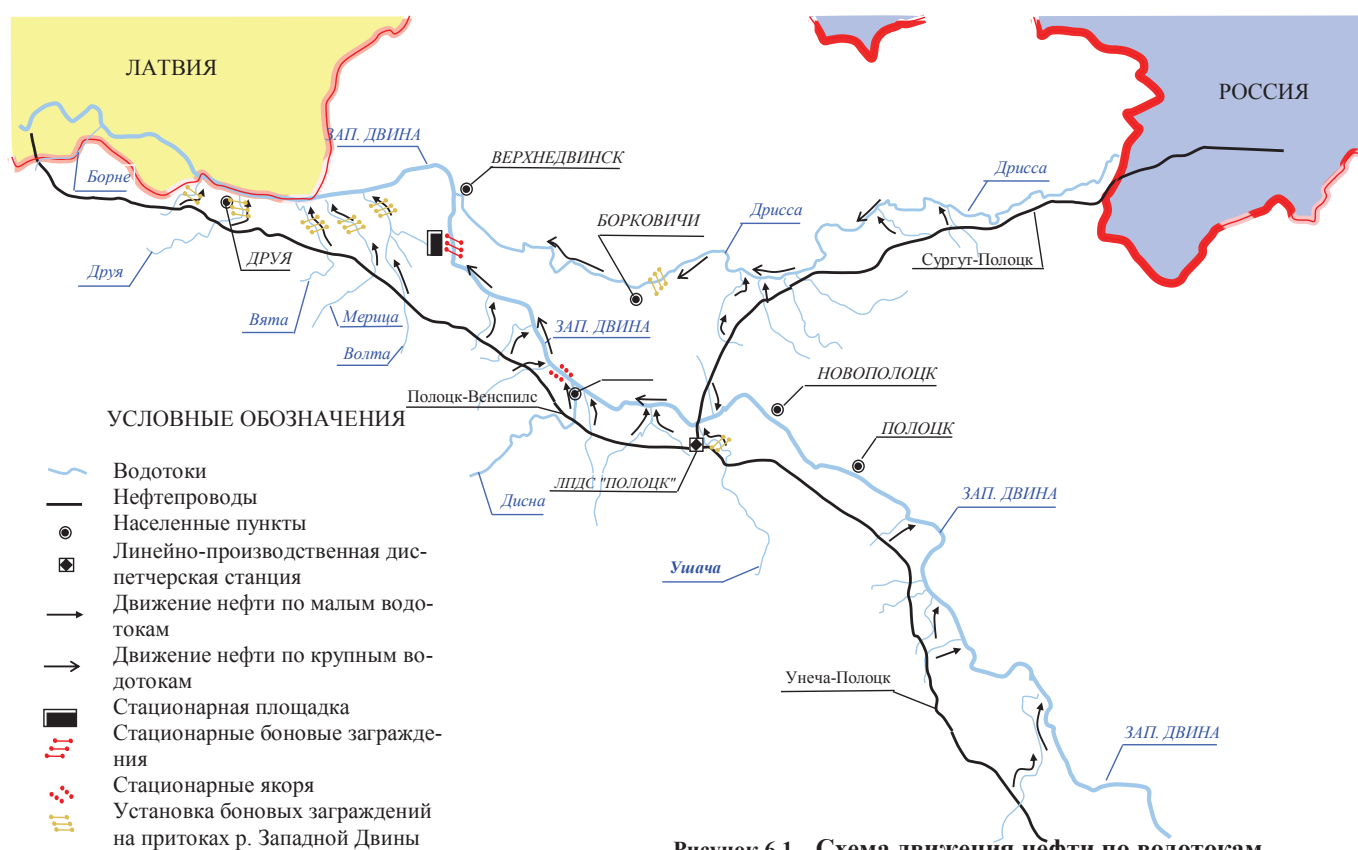


Рисунок 6.1 – Схема движения нефти по водотокам

поверхностно-волновом режиме. Это вызывает необходимость установки бонового заграждения под углом α к направлению течения, который, по результатам расчёта, принят равным 30° .

Боновые заграждения устанавливаются стационарно, на весь период открытого русла, и только на период ледостава и ледохода демонтируются на секции, которые складываются на стационарной площадке.

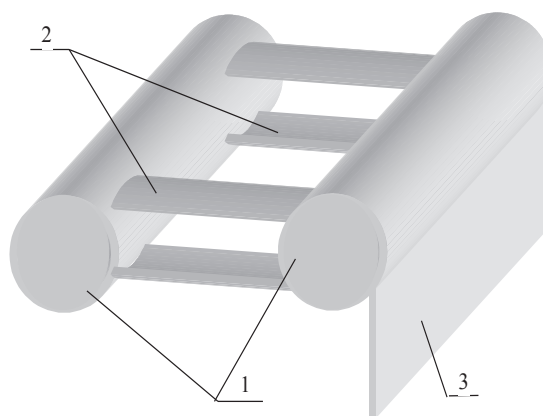
Для установки и крепления стационарных боновых заграждений разработаны и используются специальные береговые якоря, конструкция которых позволяет обеспечить эффективную работу стационарных бонов при различных уровнях воды в русле реки.

На втором и третьем рубежах устанавливаются лёгкие пневматические боновые заграждения только на период аварийных работ.

На период ледостава в ледяном покрове от левого берега реки под углом к потоку прорезается траншея шириной 0,1 м.

В изготовленную траншею устанавливаются секции металлического бонового заграждения. У левого берега для установки нефтесборного оборудования в ледяном покрове прорубается майна, размеры которой определяются видом используемого нефтесборного оборудования.

Применённые на стационарной технологической площадке для удержания нефти боновые заграждения с металлической юбкой (рисунок 6.2), выполненные из двух параллельных друг другу стальных труб диаметром 720 мм, соединённых между собой перемычками.



1 – стальные трубы; 2 – перемычки; 3 – юбка

Рисунок 6.2 – Секция бонового заграждения

Размеры металлических боновых заграждений, запас их плавучести, а также наличие настила и ограждающих перил по всей длине бонов позволяет находиться на них при проведении аварийных работ персоналу аварийно-

восстановительных подразделений, что расширяет возможности использования сорбентов, установки лёгких впитывающих бонов и в целом, повышает мобильность, эффективность и безопасность деятельности персонала.

Стационарная технологическая площадка для удержания нефти Узмёны построена и введена в эксплуатацию в 2006 г.

6.2 Нормативно-техническое регулирование защиты водных объектов

Одним из важных практических результатов проведения исследований по созданию системы защиты водных объектов при аварийных разливах нефти на нефтепроводах является разработка ряда законодательных и технических нормативно-правовых актов, регулирующих деятельность в этой сфере.

Безусловно, основополагающим документом в этом ряду является Закон Республики Беларусь «О магистральном трубопроводном транспорте» [79], разработка проекта которого осуществлена под руководством автора (приложение Ш1). Доминантой этого закона, регулирующего все аспекты функционирования трубопроводного транспорта страны, является обеспечение надёжности и безопасности эксплуатации его объектов, в рамках которой большое значение придаётся регулированию в сфере экологической безопасности.

Закон, в проекте которого учтены результаты диссертационного исследования, обязывает проводить незамедлительные и эффективные действия по устранению последствий инцидентов, аварий с целью предотвращения причинения вреда окружающей среде. Эта норма служит законодательным основанием необходимости разработки и создания систем защиты объектов окружающей среды при авариях на магистральных нефтепроводах, в число которых входит и СЗВО при аварийных разливах нефти на нефтепроводах.

Изучение состояния защиты водных объектов при АРН и результаты проведенных в диссертации исследований обобщены и использованы при разработке законодательных и технических нормативных правовых актов в сфере обеспечения экологической безопасности трубопроводного транспорта в целом, в частности, – защиты водных объектов при аварийных разливах нефти на нефтепроводах.

Всего разработано и введено в действие восемь нормативных правовых актов, в числе которых четыре документа межотраслевого уровня, один отраслевого уровня и три локальных документа.

В развитие ряда норм Закона Республики Беларусь «О магистральном

трубопроводном транспорте» по заданию Проматомнадзора МЧС Республики Беларусь под руководством автора диссертации разработаны два отраслевых технических нормативных правовых акта «Правила охраны магистральных трубопроводов РБ» [158] (приложения Ш2) и «Инструкция по производству работ в охранных зонах магистральных трубопроводов» [159] (приложения Ш3).

В документе [159], направленном на обеспечение безопасных условий эксплуатации магистральных трубопроводов и предотвращение на них аварий, регламентирован порядок действий юридических и физических лиц в районе прохождения магистральных трубопроводов. Документ предназначен для обеспечения защиты магистральных трубопроводов от внешних воздействий, которые являются одной из основных причин возникновения аварий.

Межотраслевой технический нормативный правовой акт «Инструкция по производству работ в охранных зонах магистральных трубопроводов» [159] разработан в соответствии со статьями 33 и 34 Закона Республики Беларусь «О магистральном трубопроводном транспорте». Он конкретизирует «Правила охраны магистральных трубопроводов РБ» [158] и устанавливает порядок производства работ в охранных зонах магистральных трубопроводов юридическими и физическими лицами.

Документ регламентирует деятельность в охранных зонах магистральных нефтепроводов и обязателен для всех министерств, других республиканских органов государственного управления, объединений, подчиненных Правительству Республики Беларусь, местных органов исполнительной власти, юридических лиц и предпринимателей, осуществляющих свою деятельность без образования юридического лица, а также физических лиц.

При разработке документа учтён опыт белорусских и российских предприятий и организаций, занимающихся эксплуатацией объектов магистральных трубопроводов, результаты расследования причин аварий на таких объектах. Учтены рекомендации Международной организации труда по предупреждению крупных промышленных аварий, а также предложения предприятий и организаций, связанных с ведением ремонтно-восстановительных, строительных и других работ на сооружениях и коммуникациях, расположенных в охранных зонах магистральных трубопроводов. Документ содержит нормы, определяющие порядок действий в случае повреждений трубопроводов (статьи 18 и 19).

Введение в действие рассмотренных ТНПА [158, 159] обеспечило повышение экологической безопасности нефтепроводов, аварии на которых могут сопровождаться многотоннажными разливами нефти, имеющими тяжёлые экологические последствия.

В межотраслевом ТНПА «Методические рекомендации по разработке отраслевых регламентов защиты водных объектов и болотных ландшафтов при залповых сбросах нефти и нефтепродуктов на территории водосборных бассейнов» [5–А] введены общие положения системы защиты водных объектов при залповых сбросах нефти (приложение Ш4). С учётом выявленной в ходе диссертационного исследования специфики этого вида эмиссии нефтяных загрязнителей в документе сформулирован ряд требований к эксплуатации промышленных объектов, участвующих в обороте нефти:

- при проектировании, строительстве и вводе в эксплуатацию новых и реконструируемых предприятий, сооружений и других объектов, влияющих на состояние поверхностных вод, должны осуществляться мероприятия по защите водных объектов и болот от загрязнения нефтью при авариях. Не допускается ввод в эксплуатацию новых реконструированных предприятий, которые не обеспечены *сооружениями для предотвращения загрязнения* водных объектов и болот при залповых сбросах нефти;

- при выборе мер предотвращения залпового сброса нужно принимать во внимание особенности производственного процесса *и характер ландшафта* окружающей местности;

- технические средства необходимо комплектовать в соответствии с разработанными планами мероприятий по предотвращению и защите водных объектов и болот от загрязнения нефтью в случаях залповых сбросов нефти при авариях на предприятиях и транспортных путях.

В этот межотраслевой технический нормативный правовой акт в нормативном порядке введены основные принципы защиты водных объектов при залповых сбросах нефти, среди которых, при этом виде эмиссии нефтяных загрязнителей, выделена необходимость учёта характера ландшафта.

Документом межотраслевого уровня является также ТНПА «Методические рекомендации по расчёту удерживающей способности боновых заграждений, предназначенных для улавливания и удержания слоя нефти на поверхности водотока» [162–А], (приложения С1 – С4).

Документ предназначен для использования предприятиями трубопроводного транспорта нефти и специализированными подразделениями МЧС.

Разработанный в диссертации, в рамках создания элементов технологического блока СЗВО, метод расчёта удерживающей способности нефтяных бонов, на основании которого создан этот ТНПА, позволяет обосновывать комплектование аварийно-восстановительных подразделений боновыми заграждениями, соответствующими условиями их применения с учётом гидрологических характеристик защищаемых водотоков и параметров прогнозируемых аварийных разливов нефти.

Специализированным техническим нормативно-правовым актом от-

раслевого уровня является разработанная с учётом результатов диссертационного исследования «Инструкция по защите окружающей среды при авариях на нефтепроводах» [92–А], в которой регламентирована деятельность предприятий по транспорту нефти при авариях на нефтепроводах, направленная на обеспечение экологической безопасности (приложение Ш5). Документ охватывает сферу прогнозной, технологической и управленческой деятельности по обеспечению охраны объектов окружающей среды, в основном, водных объектов.

Разработанные на основании результатов диссертационного исследования технические нормативные правовые акты [5–А, 92–А, 162–А], являются первыми и единственными документами в Республике Беларусь, в которых регулируется деятельность по обеспечению защиты водных объектов при аварийных разливах нефти.

На основании подготовленного с учётом результатов диссертационного исследования [94–А] технического нормативного правового акта «Методические указания по разработке норматив-табеля технического оснащения аварийно-восстановительных служб магистральных нефтепроводов» [109–А], (приложения П и Ш6) разработан локальный ТНПА для ГУП «Гомельтранснефть «Дружба» «Норматив-табель технического оснащения аварийно-восстановительных служб магистральных нефтепроводов РУП «Гомельтранснефть «Дружба» [166–А] (приложения Ш7 и Ш8).

Аналогичный документ разработан и для ЧУП «Запад-Транснефтепродукт» – Стандарт организации СТП ЗТНП-0-6.3-006-2007 «Табель технического оснащения аварийно-восстановительных пунктов магистральных нефтепроводов» [167–А], (приложения Ш9 и Ш10), в которых приведены типовые перечни необходимой техники, инвентаря, приборов в соответствии с задачами и условиями работы АВС этих предприятий.

Важнейшей управленческой функцией системы охраны объектов окружающей среды является организация обучения персонала. Под руководством автора диссертации для РУП «Гомельтранснефть «Дружба» разработан «Внутренний стандарт предприятия по повышению квалификации работников РУП «Гомельтранснефть «Дружба», в котором даны требования к персоналу предприятия, в том числе специалистам и рабочим, обеспечивающим экологическую безопасность нефтепровода в аварийных ситуациях [154–А] (приложение Ш11).

Эффективной формой повышения квалификации персонала и апробации разрабатываемых методов защиты водных объектов при АРН на МНП является проведение учений.

Комплекс НИОКР по защите водных объектов при АРН на МНП, проводимых на кафедре трубопроводного транспорта и гидравлики ПГУ под

руководством автора диссертации, и их результаты послужили основанием для проведения в июне 2004 г. Белорусско-Российского научно-технического семинара «Технологии ликвидации последствий аварийных разливов нефти и нефтепродуктов».

Семинар проводился по инициативе МЧС Республики Беларусь и Министерства по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий Российской Федерации в соответствии с решением Объединенного научно-технического совета МЧС Республики Беларусь и МЧС России. Семинар проведен на базе кафедры трубопроводного транспорта и гидравлики ПГУ (приложение Ш12), [162].

В рамках семинара, в котором наряду с учеными и специалистами из шести стран приняли участие специалисты аварийно-восстановительных служб предприятий трубопроводного транспорта и специальных подразделений МЧС Беларуси, проведены учения и демонстрация новейших образцов технических средств и технологий ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, минимизации их экологических последствий. Проведение этого семинара и учений стало существенным фактором повышения квалификации белорусских специалистов.

С учётом подходов к обеспечению защиты ВО при АРН на МНП, выработанных в ходе диссертационного исследования, спланированы и проведены в июле 2009 г. на реке Западная Двина крупномасштабные международные учения по локализации и ликвидации аварии на нефтепроводе «Дружба», в которых приняли участие спасательные службы Беларуси, Латвии и Литвы.

В ходе планирования и проведения учений, помимо обучения и повышения квалификации персонала, прошел апробацию ряд выработанных в диссертационном исследовании технических и организационных решений, связанных с различными направлениями деятельности по защите водных объектов от загрязнения нефтью при аварийных разливах нефти.

Автор диссертации являлся научным консультантом этих учений [161].

В наибольшей мере в ходе учений была задействована стационарная технологическая площадка для удержания нефти у населённого пункта Узмёны.

На этой площадке были отработаны комплекс технологических приёмов и технических средств для локализации и сбора нефти (в условиях учений – имитатора нефти), а также организационные вопросы взаимодействия аварийно спасательных служб различных ведомств Беларуси, Латвии и Литвы в условиях аварийного разлива нефти с угрозой трансграничного переноса нефтяных загрязнений.

6.3 Выводы по главе 6

1. В ходе диссертационного исследования получил практическое использование ряд результатов, относящихся к инженерно-технологическому обеспечению и нормативно-техническому регулированию защиты водных объектов при аварийных разливах на нефтепроводах.

2. По инженерно-технологическому обеспечению:

2.1. При разработке восьми планов ликвидации аварий на нефтепродуктопроводах ЧУП «Запад-Транснефтепродукт» использована совокупность методов, объединённых в Комплексный метод построения технологических процессов защиты водных объектов при аварийных разливах и разработки Планов ликвидации возможных аварий

2.2. Создан и получил практическое применение метод расчета удерживающей способности бонового заграждения.

2.3. На основании проведенных исследований получено 24 новых технических решений по устройствам, способам и материалам для локализации и сбора слоя разлившейся нефти с поверхности водных объектов, защищённых 28 охранными документами СССР, Республики Беларусь и Российской Федерации.

2.4. Составлен и издан Альбом конструкторской документации на оборудование для улавливания и сбора нефти с поверхности водных объектов, в который включены шесть типоразмерных рядов конструкций, объединяющих 24 единицы оборудования.

Некоторые образцы этого оборудования успешно прошли опытно-промышленные испытания и рекомендованы к использованию.

2.5. Разработана, сооружена и введена в строй на Новополоцком РУП по транспорту нефти «Дружба» стационарная технологическая площадка для удержания нефти в посёлке Узмёны.

Благодаря использованию площадки при ликвидации последствий аварии на нефтепроводе в Бешенковичском районе Витебской области (март, 2007 г.) был минимизирован трансграничный перенос нефтяных загрязнений по реке Западная Двина на территорию Латвии.

3. По нормативно-техническому регулированию:

3.1. С учётом подходов, выработанных в диссертационном исследовании, разработан проект и принят Закон Республики Беларусь «О магистральном трубопроводном транспорте», в котором 18 из 41 статей содержат нормы, регулирующие экологическую безопасность трубопроводного транспорта, что охватывает весь диапазон регулирования отношений в области магистрального трубопроводного транспорта.

3.2. Разработаны четыре технических нормативных правовых акта межотраслевого уровня, два акта - отраслевого уровня и два акта – локального уровня, которые регулируют различные аспекты деятельности, обеспечивающей защиту водных объектов при аварийных разливах нефти на нефтепроводах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные научные результаты диссертации. Выполненные исследования позволили выработать концепцию защиты водных объектов при аварийных разливах нефти на нефтепроводах, обеспечивающую дальнейшее развитие научного направления по защите гидросферы от загрязнения нефтью. Решена крупная научная и народно-хозяйственная проблема, что дало возможность осуществлять прогнозирование аварийных разливов нефти и их последствий, эффективное технологическое обеспечение и управление защитой водных объектов и сделать следующие выводы.

1. Характер аварийных разливов на нефтепроводах зависит от множества разнородных элементов, которые находятся в сложном взаимодействии и принадлежат к различным сферам: техногенной, геосферной и управленческой. Отображением взаимодействия этих сфер является разработанная на основе системного подхода познавательная модель проблемы, представленная в форме её структурно-логической схемы, в которой взаимодействуют подсистемы разных классов: естественные, технические, организационные. Совокупность элементов, образующих эту систему, отображает состав и характер взаимодействия основных сфер, в которых формируются и проявляются факторы, влияющие на развитие аварийного разлива нефти и на его последствия. Структурно-логическая схема как познавательная модель системы проблемы является научно-методологической основой разработки системы защиты водных объектов при аварийных разливах на нефтепроводах.

2. Показано, что существенной особенностью развития аварийных разливов нефти на нефтепроводах и формирования их экологических последствий является зависимость от геоландшафтных характеристик территорий, сопряжённых с трассой нефтепровода. Взаимодействие разлившейся нефти с объектами окружающей среды определяет характер, развитие и последствие аварийных разливов нефти. Оно лежит в основе прогноза развития аварийных разливов, его экологических последствий и выбора технологий и технических средств для локализации и сбора нефти. На этом основании аварийные разливы нефти на нефтепроводах рассматривается как последовательность событий, связанных с взаимодействием разлившейся нефти с объектами окружающей среды. Разработана схема развития аварийных разливов нефти на нефтепроводах, на которой указаны все возможные стадии движения нефти и сопровождающие их физические процессы от места истечения через отверстие в аварийной трубе до места её извлечения из водного объекта. Это позволило осуществить учёт всего спектра параметров физических процессов, сопровождающих взаимодействие разлившейся нефти с объектами окружающей среды, и для каждого параметра установить влияющие на него факторы.

3. Предложены способы моделирования техногенного воздействия на водные объекты при аварийных разливах нефти, базирующиеся на использовании комбинации методов, основанных на применении стоимостных показателей и факторов влияния. На этой основе получено семейство целевых моделей и разработаны методы оценки экологических последствий загрязнения водных объектов при аварийных разливах нефти, основанные на использовании стоимостных и многофакторных прагматических моделей взаимодействия аварийного нефтепровода с объектами окружающей среды, которые позволяют количественно оценивать эффективность аварийно-спасательных мероприятий, проведенных при ликвидации конкретного аварийного разлива нефти, эффективность системы защиты водных объектов в целом, а также определять комплексный показатель потенциальной экологической опасности, с его помощью рассчитывать прогнозную обобщенную количественную оценку ожидаемых экологических последствий возможной аварии и обобщенную количественную оценку экологической характеристики территории, по которой предполагается проложить трассу проектируемого нефтепровода.

Прагматические модели, созданные на основе использования стоимостных показателей и учёта факторов влияния, дают возможность учитывать условия развития аварийных разливов нефти и на этом основании разрабатывать мероприятия по предотвращению или минимизации загрязнения водных объектов.

4. Разработана система защиты водных объектов при аварийных разливах нефти на нефтепроводах, которая с целью минимизации экологических последствий и ресурсосбережения обеспечивает целенаправленное и управляемое воздействие на факторы, влияющие на развитие и экологические последствия аварийных разливов, действующие в разных сферах. Структурно-функциональная схема этой системы включает элементы, объединённые в три функциональных блока: прогнозный, технологический и управленческий.

Обоснованы и определены состав и структура подсистем и элементов системы защиты водных объектов, образующих функциональные блоки.

5. Разработан комплексный метод построения технологических процессов защиты водных объектов и составления планов ликвидации аварийных разливов нефти, который включает в себя совокупность методов, позволяющих осуществлять формализацию представления характеристик объектов окружающей среды, сценариев развития аварийных разливов, типизацию и унификацию технологических операций ликвидации аварийных разливов нефти. В комплексном методе объединены правила и методы выполнения отдельных, осуществляемых поэтапно процедур построения технологического процесса: правила проведения мониторинга и идентификации объектов окружающей среды и ведения предметно-

ориентированного каталога водных объектов; метод сегментирования трассы нефтепровода; метод систематизации локальных участков; правила формирования банка технологических операций; метод разработки схематизированных сценариев развития аварийных разливов; правила составления типовых технологических процессов, технологических карт и планов ликвидации аварийных разливов нефти. Разработаны и приняты к исполнению восемь технических нормативно-правовых актов различного уровня, регулирующих вопросы обеспечения технологического и управленческого обеспечения защиты водных объектов при аварийных разливах нефти на нефтепроводах.

6. Установлены новые закономерности и гидромеханические механизмы взаимодействия слоя разлившейся нефти на поверхности воды с боновыми заграждениями, нефтесборными устройствами гидроциклонного типа и ледяным покровом на водотоках. Выявлены параметры, определяющие удерживающую способность бонового заграждения, и установлены связывающие их аналитические и эмпирические зависимости. Экспериментально установлена и обоснована возможность использования безнапорных гидроциклонов для сбора нефти с поверхности воды. Описана гидромеханическая картина взаимодействия слоя нефти на поверхности воды с безнапорными гидроциклонами и установлены основные проблемы, возникающие при использовании безнапорных гидроциклонов для сбора нефти с поверхности воды, которые состоят в необходимости устранения уноса нефти из гидроциклона и повышения концентрации уловленной нефти. Экспериментально определено влияние основных конструктивных параметров безнапорных гидроциклонов на их эксплуатационные характеристики. В теоретических и экспериментальных исследованиях взаимодействия разлившейся по поверхности водных объектов нефти с ледяным покровом выявлены закономерности формирования и распространения нефтяного пятна подо льдом и методы их прогноза.

7. На основе результатов гидромеханических исследований разработаны новые технические решения по способам и устройствам для локализации и сбора разлившейся нефти с поверхности водных объектов. Всего разработано 24 новых технических решения, которые защищены 28 охранными документами СССР, Республики Беларусь и Российской Федерации. На основе новых технических решений разработаны 24 единицы оборудования, которые образовали шесть типоразмерных рядов конструкций, включающих устройства, предназначенные для локализации и сбора нефти в различных условиях: с поверхности неподвижной воды и с поверхности водотоков, в том числе при наличии ледяного покрова. Сформулированы принципы проектирования стационарных технологических площадок для удержания слоя разлившейся нефти на водотоках, предназначенных для предотвращения трансграничного переноса нефтяных загрязнений. Разработаны методы выбора места их расположения, а также используемые технологии и состав оборудования.

Рекомендации по практическому использованию результатов.

На основании выполненных исследований разработаны и переданы для практического использования Министерству природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь «Методические рекомендации по разработке отраслевых регламентов защиты водных объектов и болотных ландшафтов при залповых сбросах нефти и нефтепродуктов на территории водосборных бассейнов» [161] (приложение Ш4).

Концерну «Белнефтехим» переданы и используются технические нормативно-правовые акты: «Инструкция по защите окружающей среды при авариях на нефтепроводах» [162] (приложение Ш5); «Методические рекомендации по расчёту удерживающей способности боновых заграждений, предназначенных для улавливания и удержания слоя нефти на поверхности водотоков» [163] (приложения С1 – С4).

РУП «Гомельтранснефть «Дружба» переданы и используются технические нормативно-правовые акты «Методические указания по разработке норматив-табеля технического оснащения аварийно-восстановительных служб магистральных нефтепроводов» [165] (приложения П и Ш6); «Норматив-табель технического оснащения аварийно-восстановительных служб магистральных нефтепроводов РУП «Гомельтранснефть «Дружба» [166] (приложения Ш7 и Ш8) и «Внутренний стандарт предприятия по повышению квалификации работников РУП «Гомельтранснефть «Дружба» [164] (приложение Ш11).

ЧУП «Запад-Транснефтепродукт», магистральные нефтепродуктопроводы которого проходят по территории Беларуси, передан и используется Стандарт организации СТП ЗТНП-0-6.3-006-2007 «Табель технического оснащения аварийно-восстановительных пунктов магистральных нефтепроводов» [165], а также переданы и используются восемь Планов ликвидации аварий, при этом общая протяжённость трасс трёх трубопроводов, для которых разработаны Планы ликвидации аварий, составила 736,5 км (приложение Р1).

Новополоцкому РУП по транспорту нефти «Дружба» передан комплект научно-технической документации, содержащий методы проектирования, технологические процессы и конструктивные схемы оборудования стационарной технологической площадки для ликвидации загрязнения водных объектов при авариях на нефтепроводах, на основании чего разработана проектно-конструкторская документация и сооружена стационарная технологическая площадка на реке Западная Двина (приложение Ц).

Результаты исследований по созданию комплексного метода построения технологического процесса защиты водных объектов при аварийных разливах на нефтепроводах рекомендуется использовать для разработки технического нормативно-правового акта отраслевого уровня –

«Положение по разработке планов локализации и ликвидации инцидентов и аварий на нефтепроводах» концерна «Белнефтехим»».

Разработанный метод оценки экологических последствий аварийных разливов нефти рекомендуется использовать на предприятиях РУП «Гомельтранснефть «Дружба», Новополоцком РУП по транспорту нефти «Дружба» и ЧУП «Запад-Транснефтепродукт» для ранжирования трасс нефтепроводов по степени экологической опасности при планировании организационно-технических мероприятий по защите водных объектов и обосновании планов финансового обеспечения мероприятий по их защите. Этот метод может быть использован проектными организациями при проектировании новых трубопроводов на стадии оценки воздействия на окружающую среду для выбора вариантов прокладки трасс с учётом экологической уязвимости рассматриваемых территорий от воздействия аварийных разливов нефти.

Новые технические решения по способам и устройствам для ликвидации аварийных разливов нефти на воде, а также разработанный на их основе «Альбом конструкторской документации на оборудование для улавливания и сбора нефти с поверхности водных объектов» [158] рекомендуются для использования с целью освоения выпуска нефтесборного оборудования (приложения К, Л, Т1, Т2, У).

Разработанные методы проектирования, технологические процессы и конструктивные схемы оборудования стационарной технологической площадки для ликвидации загрязнения водных объектов при авариях на нефтепроводах рекомендуются для использования при проектировании и сооружении стационарной технологической площадки на реке Днепр с целью минимизации трансграничного переноса нефтяных загрязнений при аварийных разливах нефти на нефтепроводах, проложенных по территории водосборного бассейна реки Днепр и защиты акватории Чёрного моря.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Список использованных источников

1. Торский, В. Г. Марпол 73/78: (Краткий обзор)/ В. Г. Торский, В. П. Топалов. – Одесса: Астропринт, 2005. – 64 с.
2. Концепция национальной безопасности Республики Беларусь: Указ Президента Респ. Беларусь, 17 июля 2001г. № 390 // Эталон – Беларусь [Электронный ресурс] / Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь. Мн. 2001.
3. О Национальной стратегии устойчивого развития Республики Беларусь: постановление Совета Министров Респ. Беларусь, 27 марта 1997 г. № 255 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2001. – № 78. – 5/7101. 26 с.
4. Национальная стратегия устойчивого социально-экономического развития Республики Беларусь на период до 2020 г. / Нац. комис. по устойчивому развитию Респ. Беларусь; редкол.: Л.М. Александрович [и др.]. 2004 – Мн.: Юнипак, 2004. – 202 с.
5. Лиштван, И.И. Проблемы охраны и рационального использования природных комплексов бассейнов рек Днепра, Припяти и Днестра / И.И. Лиштван, Л.М. Ярошевич // Вода. – 2000. – № 3. – С. 6.
6. Войтов, И.Т. Гидроэкологическое состояние бассейна реки Западная Двина / И.Т. Войтов [и др.]. – Мн.: Тэхналогія, 2000. – 46 с.
7. Перечень приоритетных направлений фундаментальных и прикладных научных исследований Республики Беларусь на 2006–2010 годы: постановление Совета Министров Респ. Беларусь, 17 мая 2005 г., № 512 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2005. – № 78. – 5/15981.
8. Черняев, В.Д. Ликвидация аварий на подводных переходах / В.Д. Черняев, К.А. Забела // Трубопроводный транспорт нефти. – 1995. – № 3 – С. 6 – 10.
9. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград / К.А. Забела, [и др.]; под общ. ред. К.А. Забелы. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 195 с.
10. Баренбойм, Г. М, Автоматизированные системы раннего обнаружения и мониторинга аварийного разлива нефти на водных объектах./ Г. М Баренбойм, П. Ф. Шульженко, А. В. Галкин, Ю. М. Поляков. – М.: Саров ГЦВМ и РФЯЦ-ВНИИЭФ, 1998. – 107 с.
11. Кучмент, Л.С. О прогнозировании возможного загрязнения окружающей среды при авариях на магистральных нефтепроводах / Л.С. Кучмент // Трубопроводный транспорт нефти. – 1995. – №5. – С. 23–26.

12. Кирнос, В.И. Особенности ликвидации аварий на водных переходах в зимних условиях / В.И. Кирнос, В.Я. Сабитов, У.Н. Сабиров // Трубопроводный транспорт нефти. – 1999. – № 4 – С. 12–17.
13. Большакова, Т.В. Локализация разливов нефти при аварии нефтепроводов / Т.В. Большакова // Нефть и газ Западной Сибири: тез. докл. междунар. науч.-техн. конф., Тюмень, 14–16 мая 1996г. в 2 т. / Тюм гос. неф.-газ. универ; редкол.: В.В. Новоселов [и др.]. – Тюмень, 1996. – том 1. – С. 77–78.
14. Комплексная система локализации и сбора нефти при аварийных разливах/ А.А. Калимуллин, И.Ю. Хасанов, Р.Ф. Каримов // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 4. – С. 104 – 106.
15. Метод локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на подводных переходах нефтепроводов / Ю.В. Прокофьев [и др.] // Трубопроводный транспорт нефти. – 1999. – № 11. – С. 22–25.
16. Особенности локализации нефтяных загрязнений на реках, связанные с последствиями аварий на подводных нефтепроводах / А.М.Сафаров, А. А. Колчина, В. И. Сафарова, Ф. Х. Кудашева // Нефтегазовое дело [электронный ресурс]. – 2005. – Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/SafarovAM/SafarovAM_1.pdf. – Дата доступа: 4.01.10 г.
17. Оценка развития поставарийных ситуаций при порывах магистральных нефтепроводов / А.М. Сафаров, Ф.Х.Кудашева // Нефтегазовое дело. – 2007. – Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/SafarovAM/SafarovAM_2.pdf. – Дата доступа: 10.02.10 г.
18. Усенко В.С. Изучение загрязнения нефтепродуктами почв, грунтов и природных вод в Республике Беларусь / В.С. Усенко. // Проблема водных ресурсов, геотермии и геоэкологии: материалы Междунар. Науч. Конф., посвящ. 100-летию со дня рожд. Г.В. Богомоллова, Мн., 1–3 июня. 2005 г. в 2 т. / ЮНЕСКО, НАН Беларуси; редкол.: А.А. Махнач [и др.] – Мн. , 2005. – том 2. – С. 46–74.
19. Топлива, смазочные материалы, технические жидкости. Ассортимент и применение: справочник / И.Г. Аксимов [и др.]; под общ. ред. В.М. Школьников. – изд. 2-е перераб. и доп. – М.: Издательский центр «Техинформ», 1999. – 596 с.
20. Антипов, В.Н. Хранение нефти и нефтепродуктов: учеб. пособие / В.Н. Антипов, Г.В. Бахмат, Г.Г. Васильев [и др.]; под ред. Ю.Д. Земенкова. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ Нефти и газа им. Губкина, 2003. – 560 с.

21. Пиковский, Ю.И. Природные и техногенные потоки углеводородов в окружающей среде / Ю.И. Пиковский. – М.: Изд-во Московского университета, 1993. – 163 с.
22. Чижов, Б. Е. Деградиционно–восстановительная динамика лесных фитоценозов после нефтяного загрязнения / Б. Е. Чижов, А. И. Захаров, Г. А. Гаркунов // Леса и лесное хозяйство Западной Сибири – 1998. – Вып. 6. – Тюмень: Изд-во ТГУ, 1998. – С. 160 – 172.
23. Солнцева, Н.П. Добыча нефти и геохимия природных ландшафтов. – М.: Изд-во МГУ, 1998. – 376 с.
24. Хомич, В. С. Загрязнение почв нефтепродуктами в Беларуси. / В. С. Хомич // Природные ресурсы (Межведомственный бюллетень) – 2005. – № 2 – С. 43–57.
25. Исмаилов Н.М., Пиковский Ю.И. Восстановление нефтезагрязненных почвенных экосистем / Н.М. Исмаилов, Пиковский Ю.И. – М., Наука, 1988. – 214 с.
26. Егоров, Н.Н., Шипулин Ю.К. Особенности загрязнения подземных вод и грунтов нефтепродуктами // Водные ресурсы. – 1998. – том. 25. – № 5.– С. 598 –602.
27. Бамбалов, Н.Н. Роль болот в биосфере / Н.Н. Бамбалов, В.А. Ракович. – Мн.: Белорусская наука, 2005. – 286 с.
28. Лиштван, И. И. Миграция нефти в природных капиллярно–пористых системах / И. И. Лиштван, А. Э. Томсон, Н. Е. Сосновская, Т. В. Соколова, В. С. Пехтерева. // Природные ресурсы (Межведомственный бюллетень). – 2006. – № 3. – С. 113–120.
29. Васильев, С.В. Экологический риск воздействия на лесные и болотные экосистемы / С.В. Васильев // Исследования эколого–географических проблем природопользования для обеспечения территориальной организации и устойчивости развития нефтегазовых регионов России: Теория, методы и практика. – Нижневартовск: НГПИ, ХМРО РАЕН, ИОА СО РАН, 2000. – С. 170 – 174.
30. Иванов, К. Е. Водообмен в болотных ландшафтах / К. Е. Иванов. – Мн.: Гидрометеиздат, 1975. – 280 с.
31. Иванов, К.Е. Гидрология болот / К.Е.. Иванов.– Л.: Гидрометеиздат, 1953. – 296 с.
32. Мамаев, А.Б. Об испарении нефтяных пленок с водной поверхности / А.Б. Мамаев, М.П. Нестерова, А.В. Удовенко // Водные ресурсы. – 1991. – №3. – С. 192–195.
33. Бородавкин, П.П. Охрана окружающей среды при строительстве и эксплуатации магистральных трубопроводов / П.П. Бородавкин, Б.И.Ким. – М.: Недра, 1981. – 160 с.

34. Телегин, Л. Г. Охрана окружающей среды при сооружении и эксплуатации газанефтепроводов / Л. Г. Телегин, Б.И.Ким. – М., 1988. – 188 с.
35. Lees, Frank P, Loss prevention in the process industries. Oxford, Boston, Melbourne, new Deili, Singapore Second edition – 1996 (V. 1–3). – p. 27.
36. Малькольм, Д.Д. Перемещение разливов нефти и газа под морским льдом / Д.Д. Малькольм, А.Б. Камерт: Пер. ВЦП 13.02.84. – № И–03768. – 24 с. – Канада, 1981. – 14 с.
37. Duval, W.S. The basics of oil spill cleanup. Environment Canada / Stevenson G.B., Galenzoski S. // Ottawa, Ont. – 1978. – 65 p.
38. Gill C. The wreck of the Torrey Canyon / Booker F., Soper T. // David and Charles, Newton Abbot. – 1967. – p. 12.
39. Нельсон–Смит, А. Нефть и экология моря / А.Нельсон–Смит. – М.: «Прогресс», 1977. – 302 с.
40. Нунупаров, С.М. Предотвращение загрязнения моря судами / С.М. Нунупаров. – М.: «Транспорт», 1979. – 336 с.
41. Герлах, С.А. Загрязнение морей / С.А Герлах. – Ленинград: Гидрометеиздат, 1985.– 356 с.
42. Кормак, Д. Борьба с загрязнениями моря нефтью и химическими веществами / Д. Кормак. – М.: Транспорт, 1989. – 365 с.
43. Иванцов, О.М. Надёжность и безопасность магистральных трубопроводов России / О.М. Иванцов // Трубопроводный транспорт нефти.– 1997.– № 10. – С. 26–31.
44. Васин, Е.С. Методы неразрушающего контроля, оценки технического состояния и ремонта магистральных нефтепроводов / Е.С Васин. – Воскресенск: Издательский дом «Лира», 2002. – 225 с.
45. Черняев, К.В. Разработка научных основ и создание системы безопасной и долговременной эксплуатации магистральных нефтепроводов России / К.В.Черняев, Е.С.Васин // Сб. науч. тр. / Полоц. гос. ун–т. – Новополоцк, 2000. – Вып. 1: Безопасность и надежность трубопроводного транспорта. – С. 19 – 33.
46. Гумеров, А.Г. Безопасность нефтепроводов / А.Г. Гумеров, Р.С. Зайнулин. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 310 с.
47. Системная надёжность трубопроводного транспорта углеводородов. / В.Д. Черняев [и др.]; под общ. ред. В.Д. Черняева. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1997. – 517 с.
48. Гумеров, А.Г. Безопасность длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов / А.Г. Гумеров, Р. С. Гумеров, К. М. Гумеров. – М.: ООО «Недра–Бизнесцентр», 2003. – 310 с.

49. Бордовский, А.М. Прочностная надёжность линейной части нефтепровода. / А.М. Бордовский, В.В. Воробьёв, Л.А. Сосновский. – Гомель: НПО Трибофатика, 2004. – 114 с.
50. Гумеров, А.Г. Техническая эксплуатация подводных переходов трубопроводов / А.Г. Гумеров, Х.А. Азметов, Р.С. Гумеров; под общ. ред. Гумерова А.Г. – М.: Недра, 2003. – 346 с.
51. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов / А.Г. Гумеров. [и др.]; под общ. ред. Гумерова А.Г. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 525 с.
52. Hovey, D.J. Pipeline accident, failure probability determined from historical data / D.J. Hovey, E.J. Farmer // Oil and Gas J. – 1993. – Vol. 91. – № 10. – P. 104–107.
53. Старение труб нефтепроводов / А.Г. Гумеров [и др.]; под общ. ред. Гумерова А.Г. – М.: Недра, 1995. – 218 с.
54. European pipelines spill near record amounts in 1993 Oil and Gas J. – 1995. – 6/III, – Vol. 93, № 10. – p. 76.
55. European pipelines have costly spills // Oil and Gas J/ – 1996, 4/III. 94, № 10. – P. 69.
56. European pipeline spills in 1995.// Oil and Gas J/ – 1997, 19/V. – Vol. 95, № 20. – P. 72.
57. Ямалеев, К.М. О классификации дефектов труб с позиции диагностики магистральных нефтепроводов / К.М. Ямалеев, Р.С. Гумеров. – Уфа: ИПТЭР, 1995. – С. 55–59
58. Восстановление работоспособности труб нефтепроводов. / А.Г. Гумеров [и др.]; под общ. ред. Гумерова А.Г. – Уфа: Башк. Кн. Изд-во, 1992. – 240 с.
59. Комаровский, Д. П. Особенности развития аварии на нефтепродуктопроводе в период половодья / Д. П. Комаровский, А.И. Сераков, О.В. Киселёв // Надёжность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: материалы VI Междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 11–14 дек 2007 г / Полоц. гос. ун-т; редкол.: В.К. Липский. – Новополоцк, 2007. – С. 272–274.
60. Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Безопасность трубопроводного транспорта. – М.: МГФ «Знание», 2002. – 752 с.
61. Council Directive of 27 June 1982 on the major-accident hazards of certain industrial activities (82/501 EEC) Official Journal of the European Communities (OJ), N L 23D, 5.8.82, p.1.
62. Glasson J., Therivel R., Chadwick A. Introduction to Environmental Impact Assessment. 3th edition. Routledge: Great Britain. ISBN 978-0415-33837-0. – P. 356

63. Oil spills and oil spill cleanup / Fingas M., Mansfield B. // Spill Technol. Newslett. – 1994. – P. 1–9.
64. The effect of air–bubble barriers in containing oil–slick movement / Lo Jen–Men // Ocean Eng. – 1997. – 24, №7. – P. 645–663.
65. Типовая технологическая инструкция по очистке загрязненных акваторий морских портов и ликвидации разливов нефти в портах: проект 7031–000. 007. – Введ. 05.04.83. – Одесса: Центр. проект.–констр. бюро морск. флота, 1983. – 132 с.
66. Средство борьбы с аварийными разливами нефти / О. С. Молчанова, М. П. Нестерова, Н. М. Антонова // Химия в интересах устойчивого развития. – 1996. – №4. – С. 133–138.
67. Физико–химические методы защиты водно–болотных экосистем от нефтяного загрязнения / О. С. Молчанова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 3. – С. 35–37.
68. Проблемы химического загрязнения вод мирового океана: сб. науч. тр.: в 9 т. / под ред. М.П. Нестеровой. – Ленинград: Гидрометеиздат, 1989. – Т. 8. – 206 с.
69. Богданова, В.И. Всероссийские учения по ликвидации аварий и их последствий на переходах магистральных нефтепроводов через водные преграды / В.И. Богданова // Трубопроводный транспорт нефти. – 1995. – №9. – С.10–20.
70. Wilkinson, D. L. Dynamics of Contained Oil Slicks / D. L. Wilkinson // Journal of the Hydraulics Division. Proc. of ACSE. – 1972. – P. 1013–1030.
71. Монин, А.С. Черные приливы / А.С. Монин, В.И. Войтов. – М: Молодая гвардия, 1984. – 160 с.
72. Каменщиков, Ф.А. Удаление нефтепродуктов с водной поверхности и грунта / Ф.А. Каменщиков, Е. И. Богомольный. – М: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»: Институт компьютерных исследований, 2006. – 528 с.
73. Корнеев, А.В. Законы о чистой воде: как в США удалось сократить аварийные утечки нефти и нефтепродуктов более чем в 10 раз / А.В. Корнеев, И.Л. Абалкина // Нефть России. – 2003. – № 8. – С. 82–85.
74. Абалкина, И.Л. Американский опыт борьбы с загрязнением нефтью и нефтепродуктами. / И.Л. Абалкина, А.В. Корнеев // Аналитический доклад [Электронный ресурс]. – 2003. Режим доступа: <http://webcenter.ru/~akorneev/papers/rep-2301.html>. – дата доступа: 9.01.10 – М.: Институт США и Канады РАН, – 18 с. Интернет–ресурс Институт США и Канады РАН.
75. Основные нормативные, нормативно–технические и методические документы, рекомендуемые для использования при разработке планов ЛРН // Центр экологии ТЭК [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

<http://www.cetek.ru/services/training/>. – дата доступа: 4.01.10 – Интернет-ресурс.

76. Об охране окружающей среды: Закон Республики Беларусь от 26 нояб.1992 г. № 1982–ХІІ. в ред. Закона Респ. Беларусь от 31.12.2009 г. // Консультант Плюс: Беларусь. Технологии 3000 [Электронный ресурс] / ООО «ЮрСпектр», Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь.– Мн., 2009.

77. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: Закон Респ. Беларусь от 10 янв.2000 г. № 363–З: в ред. Закона Респ. Беларусь от 20.07.2006 г. // Консультант Плюс: Беларусь. Технологии 3000 [Электронный ресурс] / ООО «ЮрСпектр», Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь.– Мн., 2007.

78. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера: Закон Респ. Беларусь от 05 мая 1998 г. N 141–З.: в ред. Закона Респ. Беларусь от 14.06.2005 г. // Консультант Плюс: Беларусь. Технологии 3000 [Электронный ресурс] / ООО «ЮрСпектр», Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь.– Мн., 2006.

79. О магистральном трубопроводном транспорте: Закон Респ. Беларусь от 09 янв. 2002 г. № 87–З. : в ред. Закона Респ. Беларусь от 7.05.2007 г. // Консультант Плюс: Беларусь. Технологии 3000 [Электронный ресурс] / ООО «ЮрСпектр», Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь.– Мн., 2007.

80. Об утверждении перечня аварийно–спасательных работ: постановление Совета Министров Респ. Беларусь, 21 нояб. 2001 г., №1692 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь – 2001. – 5/9471.

81. О присоединении Республики Беларусь к Конвенции о трансграничном воздействии промышленных аварий: Закон Республики Беларусь от 30 апр. 2003 г. №192–З: в ред. Закона Респ. Беларусь от 1.02.2009 г. // Консультант Плюс: Беларусь. Технологии 3000 [Электронный ресурс] / ООО «ЮрСпектр», Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь.– Мн., 2009.

82. О ратификации соглашения между Правительством Республики Беларусь и Правительством Российской Федерации «О взаимодействии при эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов, расположенных на Территории Республики Беларусь»: Закон Республики Беларусь от 12 нояб. 2004 г. № 327–З: в ред. Закона Респ. Беларусь от 1.02.2009 г. // Консультант Плюс: Беларусь. Технологии 3000 [Электронный ресурс] / ООО «ЮрСпектр», Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь, – Мн., 2009.

83. Правила эксплуатации магистральных нефтепроводов. Стандарт организации: СТП 09100.20001.002–2007. – Введ. 29.12.06. – Гомель: РУП «Гомельтранснефть «Дружба», 2006. – 121 с.

84. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов». СТП 09100.00303.001–2007 – Введ. 03.01.08. – Новополоцк: РУП по транспорту нефти «Дружба». 2007. – 148 с.

85. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов: РД 153–39.4–041–99. – Введ. 20.02.02. – М.: Минтопэнерго РФ, 1999. – 88 с.
86. Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах: РД 153–39.4–114–01. – Введ. 20.02.02. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2002. – 55 с.
87. Типовой план ликвидации возможных аварий на магистральных нефтепродуктопроводах: РД 153–39.4–073–01. – Введ. 01.06.01. – М.: Минтопэнерго РФ. 2001. – 135 с.
88. Типовой план по организации и технологии работ по ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов при авариях и повреждениях переходов магистральных нефтепродуктопроводов через крупные водные преграды: РД 153–39.4–058–00. – Введ. 04.10.00. – М.: Минэнерго РФ 2000. – 237 с.
89. Положение по разработке планов локализации и ликвидации инцидентов и аварий на опасных производственных объектах организаций концерна «Белнефтехим» – Введ. 03.10.2002 – Мн.: концерн «Белнефтехим»: ин-т «Белгорхимпром». – 76 с.
90. Реймерс, Н. Ф. Экология (теории, законы, правила, принципы и гипотезы) / Н. Ф. Реймерс // Россия молодая. – 1994. – С. 367.
91. Лиштван, И.И. Общие принципы природопользования / И.И. Лиштван // Аграр. Наука.–1995. –№ 2. – С. 43–44.
92. Логинов, В.Ф. Основы экологии и природопользования: учеб. пособие / В.Ф. Логинов. – Мн.: – ИПИПРЭ, 1997. – 220 с.
93. Кудельский, А.В. Современные проблемы гидрогеологии и геоэкологии / А.В. Кудельский // Избр. тр. Мн., 2005. – 136 с.
94. Мазур, И.И. Конструктивная надёжность и экологическая безопасность трубопроводов / И.И. Мазур, О.М.Иванцов, О.И. Молдованов. – М.: Недра, 1990. – 264 с.
95. Мазур, И.И. Введение в инженерную экологию / И.И. Мазур, О.И.Молдаванов. – М.: Наука, 1989.– 375 с.
96. Мазур, И.И. Курс инженерной экологии: учебник для вузов / И.И. Мазур, О.И.Молдаванов; под ред. И. И. Мазура. – 2–е изд. испр. и доп. – М.: Высшая школа, 2001. – 510 с.
97. Грачев, В.А. Предаварийные ситуации в состоянии природно–технических систем (обоснование понятий, методология обнаружения и предупреждения)/ В.А. Грачев, В.В. Гутенев, А.П. Камышев, А.Л. Ревзон // Проблемы региональной экологии. – 2006. – № 3.– С. 54–64.
98. Куликова, Е.Ю. Понятие «неопределенность» и прогнозирование оптимального вектора развития природно–технической геосистемы / Е.Ю. Куликова // Горный информационно–аналитический бюллетень. – 2006. – № 6. – С. 14–16.

99. Сольский, С.В. Обеспечение безопасности сложных природно-технических систем, включающих грунтовые гидротехнические сооружения и опасные производственные объекты / С.В. Сольский, Н.Я. Никитина, Н.Л. Бондарева // Известия Всероссийского научно-исследовательского института гидротехники им. Б.Е. Веденеева. – 2001. – С. 206–212.
100. Масликов, В.И. Природно-технические системы в энергетике / В.И. Масликов, М.П. Федоров // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2006. – № 5. – С. 7–16.
101. Графкина, М.В. Методология оценки геоэкологической безопасности создаваемых природно-технических систем / М.В. Графкина, А.Д. Потапов // Промышленное и гражданское строительство. – 2008. – № 8. – С. 49–51.
102. Жуков, С.А. Квантификация природно-технических систем / С.А. Жуков // Экономика. Предпринимательство. Окружающая среда. – 2008. – № 3. – С. 95–99.
103. Лис, Л.С. Оценка экологического состояния природно-территориальных комплексов: научное издание; под ред. М.А. Гатиха. – Мн.: ИПИПРЭ НАНБ, 2004. – 109 с.
104. Лис, Л.С. Методические рекомендации по количественной оценке экологического состояния природно-территориальных комплексов / Л.С. Лис. – Мн.: ИПИПРЭ НАНБ, 2004. – 109 с.
105. Козлитин, А.М. Методы технико-экономической оценки промышленной и экологической безопасности высокорисковых объектов техносферы / А.М. Козлитин, А.И. Попов. – Саратов: Саратов. Гос. техн. ун-т, 2000. – 216 с.
106. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах / Государственное предприятие Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России: Серия 27, выпуск 1 / Колл. авт. – М.: Государственное предприятие Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России, 2000. – 96 с.
107. Лисин, Ю.В. Концепция методического руководства по оценке степени риска магистральных трубопроводов / Ю.В. Лисин, А.Ю. Верушин, М.В. Лисанов, В.Ф. Мартынюк, А.С. Печёркин, В.И. Сидоров // Трубопроводный транспорт нефти. – 1997. – № 12. – С. 8–14.
108. Мартынюк, В.Ф. Анализ риска и его нормативное обеспечение / В.Ф. Мартынюк, М.В. Лисанов, Е.В. Кловач, В.И. Сидоров // Безопасность труда в промышленности. – 1995. – № 11. – С. 55–62.
109. Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов: РД 08–120–96. – Введ. 12.07.96 – М.: Госгортехнадзор РФ, 1996. – 92 с.

110. Методика оценки степени риска эксплуатации магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефтепродукт»: СО 11–04–АКТНП–006–2006. – Введ. – 8.11.2006 – М.: ОАО «АК «Транснефтепродукт», 2006. – с. 108.
111. Лисанов, М.В. Анализ риска и декларирование безопасности объектов нефтяной и газовой промышленности / М.В. Лисанов, А.С.Печёркин, В.И.Сидоров // Надёжность и сертификация и безопасность оборудования для нефти и газа. –1998. – № 1. – С. 37–41.
112. Мартынюк, В.Ф. Анализ риска и его нормативное обеспечение / В.Ф. Мартынюк, М.В.Лисанов, Е.В. Кловач, В.И. Сидоров // Безопасность труда в промышленности. – 1995. – №11.– С.55–62.
113. Сафонов, В.С. Теория и практика анализа риска в газовой промышленности / В.С. Сафонов, Г.Э. Одишария, А.А. Швыряев. – М.: НУМЦ Минприроды России, 1996. – 208 с.
114. Концепция методического руководства по определению периодичности внутритрубной диагностики магистральных нефтепроводов / К.В.Черняев [и др.] // Трубопроводный транспорт нефти. – 1997. – № 4. – С.16–19.
115. Нормы периодичности обследования магистральных трубопроводов внутритрубами инспекционными снарядами (методическое руководство): РД153–39–029–98. – Введ. 14.05.98 – М.: Минтопэнерго РФ, 1998. – 63 с.
116. Сосновский, Л.А. Риск (механотермодинамика необратимых повреждений).– Гомель: УО «БелГУТ», 2004. – 317 с.
117. Перегудов, Ф.И. Введение в системный анализ / Ф.И. Перегудов, Ф.П. Тарасенко. – М.: Высш. шк., 1989. –367 с.
118. Спицнадель, В.Н. Основы системного анализа / В.Н. Спицнадель. – СПб.: Изд. дом «Бизнес–пресса», 2000. – 326 с.
119. Пэнгл, Р. Методы системного анализа окружающей среды / Р. Пэнгл. – М.: Мир, 1979. – 213 с.
120. Угольницкий, Г.А. Управление эколого–экономическими системами / Г.А. Угольницкий. – М.: Вузовская книга, 1999. – 132 с.
121. Дружинин, В.В. Проблемы системологии (проблемы теории сложных систем) / В.В. Дружинин, Д.С. Конторов. – М.: «Сов. Радио», 1976. – 296 с.
122. Моисеев, Н.Н. Математические задачи системного анализа / Н.Н. Моисеев.– М.: Наука, 1981. – 488 с.
123. Шумайлов, А.С. Диагностика магистральных нефтепроводов / А.С. Шумайлов, А.Г. Гумеров, О.И. Молдованов.– М.: Недра, 1992. – 251 с.

124. Черняев, К.В. Научно–технические проблемы обеспечения высокой надёжности трубопроводного транспорта нефти на современном этапе / К.В. Черняев // Трубопроводный транспорт нефти. – 1997. – № 9. – С.21.
125. Потехин, Г.С. Управление риском в химической промышленности / Г.С.Потехин, Н.С.Прохоров, Г.Ф.Терещенко // Журнал Всесоюзного химического общества им. Д.И.Менделеева. – 1990. – Т. 35.– С. 24 –28.
126. Гумеров, А.Г. Стратифицированные струйные течения нефти и нефтепродуктов / А.Г. Гумеров, Р.Х. Идрисов, В.А. Целищев. – Уфа: ГУП «ИПТЭР», 2002.–101 с.
127. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах. – Введ. 01.11.95. – М.: Минтопэнерго РФ. 1995. – 67 с.
128. Чеботарев, А. И. Общая гидрология (вода суши) / А. И. Чеботарев. – Л.: Гидрометеиздат, 1975. – 543 с.
129. Хоружая, Т.А. Методы оценки экологической опасности / Т.А. Хоружая. – М.: Экспертное бюро–М, 1998. – 224 с.
130. Методика подсчёта убытков, причинённых государству нарушением водного законодательства: постановление Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Респ. Беларусь 6 янв. 1995 г. //Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь – 2001. – 8/6079. – 83 с.
131. Об утверждении Инструкции по расчету размера возмещения вреда, причиненного окружающей среде загрязнением, засорением поверхностных водных объектов: постановление Минприроды Респ. Беларусь, 30 окт. 2007 г. № 82 //Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь – 2007. – № 279 – 8/17435.
132. Методика подсчета убытков, причиненных государству нарушением водного законодательства: РД 33–5.3.01–83. – Введ. 12.08.83 – М. Минводхоз СССР, 1983. – с. 72.
133. Временная методика определения предотвращенного экологического ущерба. – Введ. 09.03.99. – М.: Госкомэкологии РФ. 1999. – 94 с.
134. Методика исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства. – Введ. 13.04.2009 – М.: Мин. природ. ресур. и экол. РФ, 2009. – 86 с.
135. Методика исчисления размера вреда окружающей среде (поверхностные и подземные воды) – Введ. 29.11.2002 – Упр. охраны окруж. среды Администр. Томской области. 2002. – 69 с.
136. О таксах для определения размера возмещения вреда, причиненного окружающей среде: Указ Президента Республики Беларусь, 24 июня 2008 г. № 348 // Эталон – Беларусь [Электронный ресурс] / Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь. Мн., 2008. – 41 с.

137. Об утверждении Положения о порядке исчисления размера возмещения вреда, причиненного окружающей среде, и составления акта об установлении факта причинения вреда окружающей среде, изменении и признании утратившими силу некоторых постановлений Совета Министров Республики Беларусь: постановление Совета Министров Республики Беларусь, 17 июля 2008 г., № 1042 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь – 2008. – № 175. – 5/28032. – 15 с.
138. Новый энциклопедический словарь / редкол: А.П. Горкин [и др.]; – М.: Большая Российская энциклопедия, 2001. – 1456 с.
139. Кадастр использования водных ресурсов (методы и практика ведения) / Под общ. ред. А. Н. Колобаева. – Мн.: 1997. – 209 с.
140. Охрана природы. Гидросфера. Классификация водных объектов ГОСТ 17.1.1.02–77 (1998) – Введ. 4.02.77. – М.: Госстандарт СССР: ВНИИС, 1980. – 19 с.
141. Бамбалов, Н.Н. Об отличиях болот от заболоченных земель / Н.Н. Бамбалов // Природные ресурсы. – 2009. – № 2. – С. 20–25.
142. Иванов, К. Е. Водообмен в болотных ландшафтах / К. Е. Иванов. – Мн.: Гидрометеиздат, 1975. – 280 с.
143. Болотные системы Западной Сибири и их природоохранное значение. /колл. авторов; под ред. В.Б. Куваева.– Тула: гриф и К°, 2001.– 584 с.
144. Магистральные трубопроводы: СНиП III–42–80. – Введ. 16.05.80. – М.: Госстрой СССР: Всес. НИИ строит. трубопр., 1980. – 80 с.
145. Романков, п.г. Гидромеханические процессы химических технологий /П.Г. Романков, М.И. Курочкина. – Л.: Химия, 1982 – 288 с.
146. Скирдов, И.В. Очистка сточных вод в гидроциклонах / И.В.Скирдов, В.Г.Пономарёв. – М.: Стройиздат, 1976 – 176 с.
147. Кислов, Н. В. Гидроциклонное осветление воды/ Н. В. Кислов, Ф. М. Санюкевич ; под ред. М. А. Гатиха. – Мн.: Навука і тэхніка, 1990. – 127 с.
148. Мустафаев, А.М. Гидроциклоны в нефтедобывающей промышленности / А.М. Мустафаев, Б.М. Гутман. – М: Недра, 1981. – 260 с.
149. Sayed, M. S. Laboratory Experiments of Oil spreading in Brash Ice / M. Sayedand, S. Loeset // Proc. 3rd Int. Off shore and Polar. Eng. Conf., Singapore, June 6–11, 1993. – 1993. – Vol. 1, Golden (Colo). – Singapore, – P. 224–231.
150. Venkatesh, S. The Oil Spill Behaviour Model of the Canadian Atmospheric Environment Service, Part I: Theory and Model Evaluation / S.Venkatesh // Atmosphere–Ocean. –1988. – Vol. 26, №. 1. – P.93–108.
151. Ross, S.L. and Energetex Engineering. In-situ Burning of Uncontaminated Oil Slicks / S.L. Ross // Environment Canada – C&P, Ottawa, Ontario, K1A 0H3. – 1985. – Report No. P. 60.
152. Ross, S.L. Field Research Spills to Investigate the Physical and Chemical Fate of Oil in Pack Ice / S.L.Ross, D.F.Dickins // Environmental Studies Re-

volving Fund Report No.062, Dept. of Energy Mines and Resources, Ottawa, Ontario. – 1987. – P.118.

153. Разработать и внедрить методические основы, технологические процессы и оборудование, предназначенные для предотвращения и ликвидации нефтяных загрязнений водных объектов при залповых выбросах на нефтяных месторождениях: отчет о НИР (промежуточный) / Новополоцкий политехнический институт; рук. темы И.Н.Троицкий. – Новополоцк, 1988. – 71 с. – № ГР 0187.0027571

154. Разработать и внедрить методические основы, технологические процессы и оборудование, предназначенные для предотвращения и ликвидации нефтяных загрязнений водных объектов при залповых выбросах на нефтяных месторождениях: отчет о НИР (заключительный) / Новополоцкий политехнический институт; рук. темы И.Н.Троицкий. – Новополоцк, 1989. – 49с. – № ГР 0187.0027571

155. Груздев, А.А. Опыт применения стационарных рубежей задержания и сбора нефти на подводных переходах ОАО "Верхневолжскнефтепровод" / А.А. Груздев, И.А. Мусин, Л.А. Талалушкин // Трубопроводный транспорт нефти. – 1998. – №10. – С. 16–18.

156. Организация учений по ликвидации аварий на переходах магистральных нефтепроводов через водные преграды в ОАО "Сибнефтепровод" / Г.Г. Хоперский, В.В. Прокофьев, Б.Ф.Снищенко, А.Б. Клавен, В.А. Красков // Трубопроводный транспорт нефти. – 1998. – № 9. – С. 7–12.

157. Итоги региональных учений в ОАО "Верхневолжскнефтепровод" по локализации и ликвидации последствий аварии на подводном переходе / А. А.Груздев, В. И.Коростылев, А. А. Пospelов, Г. Г. Тарабрин // Трубопроводный транспорт нефти. – 1997. – №12. – С. 31–33.

158. Правила охраны магистральных трубопроводов РБ: постановление Совета Министров Респ.Беларусь, 11 апр. 1998 г., № 584 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2005. – 5/6682. – 37 с.

159. Инструкция по производству работ в охранных зонах магистральных трубопроводов – Введ.. 29.05.98. – Мн.: Проматомнадзор МЧС РБ. 1998. – 46 с.

160. План координации действий при разливах нефти на акватории порта Калининграда и Калининградского залива. Интернет источ.: http://www.mapkld.ru/content/documents/IGPK/Plan_2002%20_rus.pdf

161. Лазарева, Н. Учения доказали – надёжная защита есть / Н. Лазарева // Вестник Белнефтехима. – 2009. – № 7 (42). – С. 46–54.

162. Коммюнике Белорусско–Российского научно–практического семинара «Технологии ликвидации последствий аварийных разливов нефти и нефтепродуктов» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://rescue01.gov.by/news/show.news.cgi?id=106>.

Список публикаций соискателя

1–А.Власак, П. Экологические аспекты трубопроводного транспорта/ П. Власак, В.К. Липский// Охрана окружающей среды.– 1982.– Вып.1.– С. 59–62.

2–А.Липский, В.К. Экологический мониторинг воздействия магистральных трубопроводов на окружающую среду/ В.К. Липский, Л.М Спириденков, Д.П. Комаровский, А.А. Карпухина//«Сахаровские чтения 2009 года: экологические проблемы XXI века»: материалы 9–ой международной научной конференции, Мн., 21–22 мая.2009 г./ МГЭУ им. А.Д. Сахарова; редкол.: С.П. Кундас [и др.]. – Мн., 2009. – С. 283.

3–А.Липский, В.К. Воздействия магистральных трубопроводов на окружающую среду / В.К. Липский, Л.М. Спириденков, Д.П. Комаровский, Н.Л. Белорусова, А.А. Карпухина //Вестник Белнефтехима. – 2009. – № 4 (39). – С. 38–43.

4–А.Липский, В.К. Система организационно–технических мероприятий по защите водных объектов при залповых сбросах нефти: обзорная информация / В.К. Липский, Н.Л. Белорусова, Л.М. Спириденков, П.В. Коваленко. – Мн.: БЕЛНИЦ Экология, 2002. – 36 с.

5–А.Методические рекомендации по разработке отраслевых регламентов защиты водных объектов и болотных ландшафтов при залповых сбросах нефти и нефтепродуктов на территории водосборных бассейнов: Утверждены Министерством природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь 19 ноября 1999 г. – Приказ № 331. – Новополоцк: ПГУ, 2004. – 26с.

6–А.Липский, В.К. Исследование процессов фильтрации углеводородных жидкостей в пористые среды / В.К. Липский, М.Е.Хорун // Вестник Полоцкого государственного университета. Прикладные науки. – 2004. – № 12. – С. 122–127.

7–А.Липский, В.К. Прогнозирование последствий загрязнения земель при авариях на нефтепроводах / В.К. Липский, М.В. Лурье М.Е. Хорун // Вестник Полоцкого государственного университета. Прикладные науки. – 2005. – № 3. – С. 116–119.

8–А.Липский, В.К. Исследование процессов проникновения нефти и нефтепродуктов в грунты/ В.К. Липский, М.Е. Хорун, М.В. Лурье // Технологии ликвидации последствий аварийных разливов нефти и нефтепродуктов: тез.докл. бел.–рос. науч.–практ. семинара, Мн., 1–2 июня. 2004 г. / Научн.–исслед. инст. пожарной безопасности и проблем ЧС МЧС РБ; редкл.: Э.Р. Бариева. [и др.]. – Мн., 2004. – С.48.

9–А.Липский, В.К. Прогнозирование глубины загрязнения земель при возможных авариях, связанных с разливами нефти/ В.К. Липский, М.Е. Хо-

рун, М.В. Лурье //Чрезвычайные ситуации: предупреждение и ликвидация: III Междунар. науч.-практ. конф.: тез. докл., Мн., 7–7 июн. 2005 г.: в 3-х т./НИИПБиПЧС МЧС РБ; редкол.: Э.Р. Бариев [и др.]. – Мн., 2005. – Т. 1. – С.104–106.

10–А.Липский, В.К. Концепция защиты водных объектов и болот при авариях на нефтесодержащих промышленных объектах / В.К. Липский, Л.М. Спириденко, Н.Л. Белорусова// Сб. науч. тр./ПГУ.– Новополоцк, 2000.– Вып.1. – С. 138 – 145.

11–А.Липский, В.К. Концепция защиты водных объектов и болот при авариях на нефтепродуктопроводах / В.К. Липский, Л.М. Спириденко, Н.Л. Белорусова // Чрезвычайные ситуации: предупреждение и ликвидация: сб. материалов междунар. практ. конф., Мн., 22–24 мая 2001 г. / БГУ; редкол.: А.Н. Кудряшов [и др.]. – Мн., 2001. – С. 110.

12–А.Липский, В.К. Технические средства защиты водных объектов при аварийных разливах нефти / В.К. Липский, И.И. Лиштван. – Новополоцк: ПГУ, 2009. – 304с.

13–А.Защита водных объектов при аварийных разливах нефти: науч. изд. / В.К.Липский [и др.]; под общ. ред. В.К.Липского. – Новополоцк: ПГУ, 2008. – 220 с.

14–А. Нефтесборное судно: А.с. 1204477 СССР, МКИ³ В 63 В 35/32 / В.А. Сидоров, Э.В. Аулов, В.К. Липский; (СССР). – № 3665553/27–11; заявл. 17.10.83; опубл. 15.01.86 // Бюл. №2 / Открытия. Изобретения. – 1986. – № 2. – С.74

15–А. Устройство для сбора и разделения водонефтяной смеси: А.с. 1066249 СССР, МКИ³ Е 02 В 15/04. В.К.Липский, В.А. Сидоров, Э.В. Аулов; заявитель (СССР). – № 3352496/29–15; заявл. 20.10.81.

16–А.Липский, В.К. Технические и ландшафтные характеристики магистральных нефте– и нефтепродуктопроводов Беларуси /В.К. Липский, Д.П. Комаровский, М.В. Хорун, А.Г. Кульбей, Д.А. Поздняков //Вестник Полоцкого гос.в ун–та. Сер. В. Прикладные науки.– 2004.– № 12.– С.140–144.

17–А.Липский, В.К. Геоландшафтные условия расположения магистральных нефтепроводов в бассейне реки Западная Двина и их учет при анализе аварийных ситуаций / В.К. Липский, Д.А. Поздняков // Региональные проблемы экологии: пути решения: материалы I Международного экологического симпозиума, Полоцк, 10–11 сент. 2004 г.: в 2 т. / УО «ПГУ»; редкол.: В.Ф. Логинов [и др.]. – Новополоцк, 2004. – Том I. – С. 90.

18–А.Липский, В.К. Влияние геоландшафтных условий расположения трасс нефтепроводов на развитие аварийных ситуаций и возможности по ликвидации последствий разлива / В.К. Липский, Д.А. Поздняков, Д.П. Комаровский //Региональные проблемы экологии пути решения: тез. докл. II

Международ. экологического симпозиума: в 2 т., Полоцк, 2–3 сент. 2005 г. / УО «ПГУ»; редкол.: Н.Л. Белорусова [и др.]. – Полоцк, 2005 – Т. 1 – С. 42–42.

19–А.Липский, В.К. Повышение надежности подводных переходов магистральных трубопроводов Беларуси / В.К. Липский, Г.Г. Васильев, А.Г. Кульбей // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2009. – №1 (75). – С. 49 – 55.

20–А.Вегера, А.И. Об оценке технического состояния подводных переходов магистральных трубопроводов / А.И. Вегера, В.К. Липский, А.Г. Кульбей, Г.Г. Васильев // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Серия В. Прикладные науки. – 2006. – №3. – С. 137 – 142.

21–А.Липский, В.К. Обеспечение на инвестиционной стадии надёжности подводных переходов трубопроводов / В.К. Липский, А.Г. Кульбей, Г.Г. Васильев // Вестн. Полоц. гос. ун-т. Серия Б. Прикладные науки. – 2005. – №9. – С. 166 – 172.

22–А.Липский, В.К. К вопросу оценки технического состояния магистральных трубопроводов, проработавших длительное время / В.К. Липский [и др.] // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: материалы VI Междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 11–14 дек. 2007 г. / Полоц. гос. ун-т; редкол.: В.К. Липский [и др.]. – Новополоцк, 2007. – С. 67–69.

23–А.Липский, В.К. Методика восстановительной термической обработки магистральных трубопроводов, основанная на неразрушающей оценке фактического уровня механических свойств металла / В.К. Липский, А.Н. Янушонок, А.С. Снарский // Вестник Полоцкого государственного университета. Прикладные науки. Научно–теоретический журнал. – 2006. – № 12. – С. 93–96.

24–А.Липский, В.К. Прокладка подземных коммуникаций через препятствия методом горизонтального направленного бурения / В.К. Липский, А.Г. Кульбей, Г.Г. Голуб, Н.Н. Савицкий // Региональные проблемы экологии пути решения: тез. докл. II Междунар. экологического симпозиума, Полоцк, 2–3 сент. 2005 г.: в 2 т. / Полоц. гос. ун-т; редкол.: Н.Л. Белорусова [и др.]. – Полоцк, 2005. – Т. 1. – С. 229–230.

25–А.Липский, В.К. Оценка фактического состояния металла магистральных трубопроводов / В.К. Липский, А.Н. Янушонок, В.Е. Котов, Н.В. Соколова, А.С. Снарский // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Промышленность. Прикладные науки. – 2008. – № 8. – С. 128 – 132.

26–А.Липский, В.К. Опыт оценки технического состояния магистрального нефтепродуктопровода «Участок № 41» / В.К. Липский, А.С. Снарский, В.Е. Котов, А.Н. Янушонок, // Прочность и надёжность магистральных трубопроводов: тез. докл. междун. научн–техн. конференции, Киев, 5–7 июн.

2008 г. / Институт проблем надёжности НАН Украины; редкол.: А.Я. Красовский [и др.]. – Киев, 2008. – С.65–66.

27–А.Коровкин, В.Н. Геологические условия возникновения аварийности на магистральных трубопроводах / В.Н. Коровкин, В.К. Липский, Г.А. Шароглазова, А.Н. Соловьёв, В.В. Ялтыхов // Автоматизированные технологии изысканий и проектирования. – 2008. – № 1. – С.58 – 60.

28–А.Коровкин, В.Н. Современные движения земной коры: геологические условия возникновения аварийности на магистральных трубопроводах / В.Н. Коровкин, В.К. Липский, Г.А., Шароглазова, А.Н. Соловьёв, В.В. Ялтыхов // Надёжность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: материалы VI Междунар. науч.–техн. конф. – Новополоцк, 11–14 дек. 2007 г. / УО «ПГУ»; редкол.: В.К. Липский. – Новополоцк, 2007. – С. 36–37.

29–А.Липский, В.К. Ликвидация последствий аварийных разливов нефтепродуктов в сложных гидрометеорологических условиях (опыт аварии на МНПП «Унеча–Полоцк») / В.К. Липский, Д.Н.Комаровский, Л.М.Спиридёнок, А.И.Сераков, О.В.Киселёв // Сб. науч. тр. / УО «ПГУ». – вып. 5: Надёжность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта. – Новополоцк, 2008. – С.207 – 214.

30–А. Липский, В.К. Ликвидация последствий аварийного разлива нефти в сложных метеорологических условиях / В.К. Липский, Д.П. Комаровский Л.М. Спиридёнок П.В. Коваленко, А.И Сераков // Промышленная безопасность. – 2010. – № 1. – С. 10–12.

31–А.Липский, В.К. Особенности развития аварии на нефтепродуктопроводе в период половодья / В.К. Липский, Л.М. Спиридёнок, Д. П. Комаровский, А.И.Сераков. // Надёжность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: материалы VI Междунар. науч.–техн. конф., Новополоцк, 11–14 дек. 2007 г. / Полоцк. гос. ун–т; редкол.: В.К. Липский [и др.]. – Новополоцк, 2007. – С. 272–274.

32–А.Липский, В.К. Ликвидация загрязнения водных объектов при аварии на нефтепродуктопроводе / В.К. Липский, Л. М. Спиридёнок, Д.Н.Комаровский, А.А. Карпухина // Чрезвычайные ситуации: предупреждение и ликвидация: Сб. тез. докл. V Международной научно–практической конференции, Мн., к, 8–9 июля 2009 г. в 3 т. / ГУ «НИИ ПБ МЧС»; редкол.: Бариев Э.Р. [и др.]. – Мн., 2009. – Т.2. – С. 192 – 194.

33–А.Липский, В.К. Меры по минимизации последствий аварии при разливах нефтепродуктов на нефтепродуктопроводах / В.К. Липский, Л.М.Спиридёнок, Д.Н.Комаровский // Надёжность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: материалы VI Междунар. науч.–техн. конф., Новополоцк, 11–14 дек. 2007 г. / Полоц. гос. ун–т; редкол.: В.К. Липский. – Новополоцк, 2007. – С. 241–242.

34–А.Липский, В.К. Технические средства для защиты водных объектов от нефтяных загрязнений / В.К. Липский, В.Е. Савенок // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: Сб. науч. трудов. / УО «ПГУ». – Новополоцк, 2006. – С. 194–215.

35–А.Липский, В.К. Методы оценки параметров системы защиты водных объектов при авариях на нефтепроводах / В.К. Липский, // Вестник Полоцкого государственного университета. Прикладные науки. – 2004. – № 1. – С. 16 – 24.

36–А.Липский, В.К. Система защиты водных объектов от загрязнения при авариях на магистральных нефтепроводах Беларуси / В.К. Липский. //Вестник Полоцкого государственного университета. Прикладные науки.– 2002. – Т.1. – № 2. – С.3–16.

37–А.Липский, В.К. Генезис, структура и методологические аспекты проблемы защиты водных объектов при авариях на нефтепроводах / В.К. Липский // Сб. науч. тр. / УО «ПГУ».– Вып. 2: Безопасность и надежность трубопроводного транспорта. – Новополоцк, 2002. – С. 136–146.

38–А.Липский, В.К. Системный подход к надёжности и безопасности магистральных трубопроводов / В.К. Липский, М.Л. Хейфец // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: тез. докл. IV Междунар. науч.–техн. конф., Новополоцк, 7–9 июня. 2006 г. / Полоц. гос. ун–т; редкол.: В.К. Липский. – Новополоцк, 2006. – С.22–24.

39–А.Липский, В.К. Моделирование неравновесных процессов в экосистемах на основе теории информации / В.К. Липский, В.С. Точилю, М.Л. Хейфец //Региональные проблемы экологии: пути решения: тез. докл. III Междунар. экологического симпозиума, Полоцк, 14–15.09.06 г.: в 2 т. / Полоц. гос. ун–т; редкол.: Липский В.К [и др.] – Полоцк, 2006. – Т. 1 – С.30–32.

40–А.Липский, В.К. Проблемы защиты водных объектов при авариях на нефтепроводах / В.К. Липский // Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России: тез. докл. IV–ой науч.–техн. конф., Москва, 25–26 янв. 2001 г. / РГУ им. Губкина И.М.; под ред. А.И. Владимиров. – М., 2001. – С.80.

41–А.Липский, В.К. Экологические проблемы магистрального трубопроводного транспорта нефти / В.К. Липский //Региональные проблемы экологии: пути решения: тез. докл. I Междунар. экологического симпозиума., Полоцк, 10–11 сент. 2004 г.: в 2 т / Полоц. гос. ун–т; редкол.: Н.Л. Белорусова. – Полоцк, 2004. – Т. 1. – С.13.

42–А.Липский, В.К. Система защиты водных объектов при авариях на магистральных нефтепроводах // Чрезвычайные ситуации: предупреждение и ликвидация: тез. докл. II Междунар. науч.–практ. конф., Мн., 23–25 июля. 2003 г.: в 2 ч. / НИИПБ и ПЧС МЧС РБ; редкол.: А.Н. Кудряшов [и др.]. – Мн., 2003. – Ч.2. – С.77–78.

43–А.Липский, В.К. Научно–методологические основы создания системы защиты водных объектов при авариях на нефтепроводах / В.К. Липский // Проблемы безопасности и надежности трубопроводного транспорта. тез. докл. II научно–технич. конф. Новополоцк, 11–13 мая 1999 г. / Полоцк. гос. ун–т; редкол: В.К.Липский [и др.]. – Новополоцк, 1999 – С.141–143.

44–А.Липский, В.К. Оценка эффективности системы защиты окружающей среды при авариях на магистральных нефтепроводах / В.К. Липский, А.И. Вегера, В.Н. Журавлев, А.В. Криволапов // Вестник Полоцкого государственного университета. Прикладные науки. – 2006. – № 3. – С. 155–162.

45–А.Липский, В.К. Учёт факторов влияния в системе защиты объектов окружающей среды при авариях на нефтепроводах / В.К. Липский, А.И. Вегера, В.Н. Журавлёв // Международная учебно–научно–практическая конференция: тез. докл., Уфа, 8–9 дек. 2005 г. / УГНТУ; редкол.: А. М Шаммазов. – Уфа, 2005. – С. 111–113.

46–А.Липский, В.К. Оценка последствий при прогнозировании возможных аварий на нефтепроводах / В.К. Липский, А.И. Вегера.// Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: тез. докл. IV Междунар. науч.–техн. конф., Новополоцк, 7–9 июня. 2006 г./ УО «ПГУ»; редкол.: В.К. Липский. – Новополоцк, 2006. – С. 241–244.

47–А.Липский, В.К. Учёт геоландшафтных факторов в системе защиты водных объектов при авариях на магистральных нефтепроводах / В.К. Липский, Л.М. Спиридёнок // «Современное состояние, проблемы и перспективы использования трансграничных водных объектов»: материалы Международного водного форума, Мн., 1–2 мар. 2006 г. / ООО «Белсэнс»; редкол: Л. И. Хоружик [и др.]. – Мн., 2006.– С.85.

48–А.Липский, В. К. Концепция моделирования воздействия нефтепроводов на окружающую среду при авариях / В. К. Липский // Вестник Полоцкого государственного университета. Прикладные науки. – 2005. – № 3. – С. 23–35.

49–А.Липский, В.К. Основы моделирования воздействия нефтепроводов на водные объекты при авариях/ В.К. Липский // Трубопроводный транспорт: тез. докл. Международная учебно–научно–практическая конференция, Уфа, 6–8 дек. 2006 г. / УГНТУ; редкол: А.М. Шаммазов. – Уфа, 2006. –С. 91–92.

50–А.Липский, В. К. Оценка последствий возможных аварий на нефтепроводах / В. К. Липский, А. И. Вегера, А. В. Криволапов. //Вестник Полоцкого государственного университета. Прикладные науки. – 2004. – № 12. – С. 96 –107.

51–А.Липский, В.К. Функциональная схема и структура системы охраны водных объектов при авариях на нефтепроводах / В.К. Липский // Вестник

Полоцкого государственного университета. Строительство. Прикладные науки. – 2008. – № 12. – С. 93–98.

52–А.Липский, В.К. Создание комплексной системы защиты водных объектов при авариях на нефтепроводах (на примере нефтепроводов Беларуси) / В.К. Липский // Трубопроводный транспорт – сегодня и завтра: сб. науч. тр. / УГНТУ под ред. А.М. Шаммазов. [и др.]. – Уфа: Монография, 2002. – С. 236–238.

53–А.Воронин, А.Н. Оценка безопасности магистрального трубопроводного транспорта при техническом регулировании / В.К. Липский, А.Н. Воронин, П.С. Серенков // Вестник Полоцкого государственного университета. Прикладные науки. Строительство. – 2008. – № 6. – С. 145–150.

54–А.Липский, В.К. Защита водных объектов при авариях на магистральных нефтепроводах / В.К. Липский // Технологии ликвидации последствий аварийных разливов нефти и нефтепродуктов: тез. докл. бел.–рос. науч.–практ. семинара, Новополоцк, 1–2 июн. 2004 г. / НИИПБ и ПЧС МЧС РБ; под ред. Э.Р. Бариева [и др.]. – Мн., 2004. – С. 50.

55–А.Липский, В.К. О принципах оценки природосберегающих характеристик техники с позиции эколого–экономического анализа / В.К. Липский // Общество и наука: проблемы взаимодействия в условиях формирования рыночных отношений: тез. докл. научно–теорет. конф., Мн., 7–8 окт. 1993 г. / БГУ; редкол: В.С. Аношко [и др.]. – Мн., 1993. – С. 112–117.

56–А.Липский, В.К. О принципах эколого–экономической оценки антропогенной деятельности / В.К. Липский, Н.Л. Белорусова // Экологическое и социально–экономическое обоснование региональных схем рационального природопользования: тез. докл. респ. научн.–техн. конф., Мн., 7–8 окт. 1993 г. / БГУ; редкол: В.С. Аношко [и др.]. – Мн., 1993. – С. 89–90.

57–А.Липский, В.К. Защита водных объектов при авариях на нефтепроводах / В.К. Липский, Л.М. Спиридёнок, Д.Н. Комаровский // «Международное сотрудничество в решении водно–экологических проблем»: материалы III Международного форума, Мн., 2–3 окт. 2008 г. / Минтиппроект; редкол.: А.Н. Апацкий [и др.]. – Мн., 2008. – С. 121–122.

58–А.Липский, В.К. Учет геогидроландшафтных факторов при авариях / В.К. Липский // Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России: тез. докл. V науч.–техн. конф., Москва, 23–24 янв. 2003 г. / РГУ им. Губкина И.М.; редкол.: А.И. Владимиров [и др.]. – М., 2003. – С. 72.

59–А.Липский, В.К. Защита болотных ландшафтов при авариях на нефтепроводах / В.К. Липский, Л.М. Спиридёнок, Д.П. Комаровский // Вестник Полоцкого государственного университета. Прикладные науки. – 2006. – № 3. – С. 148–154.

60–А.Липский, В.К. Сохранение болот при авариях на нефтепроводах / Липский, В.К., Спиридёнок Л.М., Комаровский Д.П. // Торф в решении про-

блем энергетики, сельского хозяйства и экологии: материалы междун. Конференции, Мн., 29 мая–2 июня. 2006 г. / ГНУ «ИПИПРЭ»; под ред.: Н.Л. Бамбалова.– Мн., 2006. – С. 341–345.

61–А.Липский, В.К. Система защиты окружающей среды при авариях на нефтепроводах / В.К. Липский // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: тез. докл. IV Междунар. науч.–техн. конф., Новополоцк, 21–24 окт. 2003 г. / УО «ПГУ»; редкол.: В.К. Липский [и др.]. – Новополоцк, 2003. – С. 141.

62–А.Липский, В.К. Сегментирование трасс нефтепроводов для организации защиты окружающей среды при авариях / В.К. Липский // Региональные проблемы экологии пути решения: тез. докл. II Междунар. экологического симпозиума, Полоцк, 2–3 сент. 2005 г.: в 2 т. / УО «ПГУ»; редкол.: Н.Л. Белорусова [и др.]. – Полоцк, 2005. – Т. 1. – С. 227–229.

63–А.Липский, В.К. Ранжирование нефте– и нефтепродуктопроводов на участки по степени экологической опасности / В.К. Липский, Д.Н.Комаровский, Л. М. Спиридонок // Природная среда Полесья: особенности и перспективы развития: тез. докладов на IV Международной научной конференции, Брест, 10–12 сент. 2008 г. / Полеский аграрно– экологический инст. НАН Беларуси; редкол.: М.В Михальчук [и др.]. – Брест, 2008. – С. 164.

64–А.Липский, В.К. Оценка эффективности системы защиты водных объектов при авариях на магистральных нефтепроводах. / В.К.Липский, А.А.Карпухина // Региональные проблемы экологии: пути решения: материалы IV Международного экологического симпозиума, Полоцк, 21–23 нояб. 2007 г.: в 2 т. / Полоц. гос. ун–т; редкол.: Н.Л. Белорусова [и др.]. – Полоцк, 2007. – Т. 1. – С. 126–130.

65–А.Липский, В.К. Балльная оценка возможных последствий аварий на нефтепроводах / В.К. Липский, А.И. Вегера, А.Г. Кульбей, А.В. Криволапов // Сб. науч. тр. / Полоцк. гос. ун–т.– Вып. 3: Безопасность и надежность трубопроводного транспорта. – Новополоцк, 2003. – С. 146–157.

66–А.Липский, В.К. Особенности оценки рисков при декларировании опасности магистральных трубопроводов / В.К. Липский, А.Г. Кульбей, А.И. Вегера // Чрезвычайные ситуации: предупреждение и ликвидация: тез. докл. II Междунар. науч.–практ. конф., Мн., 23–25 июля. 2003 г.: в 2 ч. / БГУ; редкол.: А.Н. Кудряшов [и др.]. – Мн., 2003. – Ч. 1. – С.110.

67–А.Липский, В.К. Метод определения последствий возможных аварий на линейной части магистральных нефтепроводов / В.К. Липский, А.Г. Кульбей, А.И. Вегера, А.В. Станкевич, А.М. Бордовский, А.В. Криволапов, А.Н. Козик // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: тез. докл. IV Междунар. науч.–техн. конф., Новополоцк, 20–24 окт. 2003 г. / УО «ПГУ»; редкол.: В.К. Липский [и др.]. – Новополоцк, 2003. – С. 131.

68–А.Липский, В.К. Балльная оценка последствий возможных аварий на магистральных нефтепроводах / В.К. Липский, А.И. Вегера // Чрезвычайные ситуации: предупреждение и ликвидация: тез. докл. III Международ. науч.–практ. конф., Мн., 7–9 июня. 2005 г.: в 3 т. / НИИПБиПЧС МЧС РБ; редкол.: Э.Р. Бариев [и др.]. – Мн., 2005. – Т. 2. – С.198–200.

69–А.Липский, В.К. Оценка рисков отказов: учеб. пособие / В.К. Липский, А.Г. Кульбей, С.М. Ткачёв, М.Ф. Шипко. – Новополоцк: УО «ПГУ», 2006. – 103 с.

70–А.Липский, В.К. Эталонный метод квантификации факторов влияния на последствия аварий на магистральных нефтепроводах / В.К. Липский // Вестник Полоц. гос. ун–та. Прикладные науки. Промышленность. – 2007. – № 8. – С. 116–124.

71–А.Липский, В.К. Способ определения опасности загрязнения водных объектов при авариях на нефтепроводах / В.К. Липский, Н.Л. Белорусова, А.А. Карпухина // Сб. науч. тр. / Полоц. гос. ун–т. – Новополоцк, 2008. – вып. 5: Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта. – С. 215 – 223.

72–А.Липский, В.К. Метод оценки опасности загрязнения водных объектов при авариях на нефтепроводах./ В.К. Липский, Н.Л. Белорусова, А. А. Карпухина // Чрезвычайные ситуации: предупреждение и ликвидация: сб. докл. IV Международной научно–практической конференции, Мн., 6–8 июня. 2007 г. / ГУ «НИИ ПБ МЧС»; редкол.: Э.Р. Бариев [и др.]. – Мн., 2007. – С. 166 – 176.

73–А.Липский, В.К. Метод оценки экологических последствий при авариях на нефтепроводах / В.К. Липский. // Трубопроводный транспорт – 2007: тезисы докладов Международной учебно–научно–практическую конференции // под ред. А.М. Шаммазова и др. – Уфа, 2007. – С.116–117.

74–А.Липский, В.К. Эколого–экономические аспекты функционирования системы защиты водных объектов при авариях на нефтепроводах / В.К. Липский, Н.Л. Белорусова, А.А. Карпухина // Ресурсо–и энергосберегающие технологии и оборудование, экологически безопасные технологии: материалы Международной научно – технической конференции: в 2 ч. / БГТУ; И.М. Жарский [и др.]. – Мн., 2008. – Ч. 2. – С. 36–40.

75–А.Липский, В. К. Квантификация факторов влияния в моделях аварий на нефтепроводах / В. К. Липский // Чрезвычайные ситуации: предупреждение и ликвидация: тез. докл III Международ. науч.–практ. конф., Мн., 7–9 июня. 2005 г.: в 3 т. / НИИПБиПЧС МЧС РБ; редкол.: Э.Р. Бариев [и др.]. – Мн., 2005. – Т. 1. – С. 106 – 108.

76–А.Липский, В.К. Прогнозирование и оценка рисков загрязнения водных объектов при авариях на нефтепроводах/ В.К. Липский // Новые технологии в решении экологических проблем ТЭК: тез. докл. II Межун. научн.–

практ. конф., Москва, 7–8 фев. 2007 г. /РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; редкол.: А.И. Владимиров [и др.]. – М., 2007. – С.76–78.

77–А.Липский, В.К. Способ определения опасности загрязнения водных объектов при авариях на нефтепроводах / В.К. Липский, Н.Л. Белорусова, А.А. Карпухина // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: материалы VI Междунар. науч.–техн. конф., Новополоцк, 11–14 дек 2007 г. / Полоц. гос. ун–т; редкол.: В.К. Липский [и др.]. – Новополоцк, 2007 – С. 266–272.

78–А.Липский, В.К. Коэффициент эффективности мероприятий по минимизации экологических последствий аварий на нефтепроводах / В.К. Липский, А.А. Карпухина // Природная среда Полесья: особенности и перспективы развития: тезисы докладов на IV Международной научной конференции, Брест, 10–12 сент. 2008 г. / учреждение Полеский аграрно–экологический инст. НАН Беларуси; редкол.: М.В. Михальчук [и др.]. – Брест, 2008.– С. 163.

79–А.Липский, В.К. Метод оценки опасности загрязнения водных объектов при авариях на нефтепроводах / В.К. Липский, Н.Л. Белорусова, А. А. Карпухина // Чрезвычайные ситуации: предупреждение и ликвидация: тез. докл. IV Междунар. научно–практ. конф., Мн., 6–8 июн. 2007 г.: в 3 т / ГУ «НИИ ПБ ПЧС»; редкол.: Э.Р. Бариев [и др.]. – Мн., 2007. – Т.2. – С. 263 – 266.

80–А.Липский, В.К. Технология ликвидации загрязнения водных объектов при авариях на нефтепроводах / В.К. Липский, Л. М. Спиридонок // Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России: тез. докл. IV науч.–техн. конф., Москва, 25–26 янв. 2001 г.. / РГУ им. Губкина И.М.; редкол.: А.И. Владимиров [и др.]. – М., 2001.– С.82.

81–А.Липский, В.К. Защита водных объектов и болотных ландшафтов на территории водосборных бассейнов при залповых сбросах нефти./ В.К. Липский, Н.Л. Белорусова, Л.М. Спиридонок // Природопользование и охрана окружающей среды: сб. статей / Институт проблем использования природных ресурсов и экологии НАН Беларуси; под общ. ред. И.И. Лиштвана. – Мн., 1998. – С. 79.

82–А.Липский, В.К. Охрана окружающей среды при эксплуатации магистральных нефтепроводов / В.К. Липский // Бел.–пол. науч.–практ. семинар: тез. докл., Мн., 4–7 окт. 2004 г./ ГУ «БелИСА»; редкол.: И.Л. Федров [и др.]. – Мн., 2004. – С. 16–18.

83–А.Липский, В.К. Защита водных объектов при авариях на нефтепроводах / В.К. Липский // Проблемы и методы обеспечения надёжности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: материалы VII конгресса нефтегазопромышленников России. Научно–техническая конф., Уфа, 22–25 мая 2007 г. / ГУП «ИПТЭР»; редкол.: А.Г. Гумеров [и др.]. – Уфа, 2007 – С.71–73.

84–А.Липский, В.К. Разработка сценариев развития аварий на нефтепроводах / В.К. Липский, Д.П. Комаровский, А.Г. Кульбей // Региональные проблемы экологии: пути решения: тез. докл. II Междунар. экологического симпозиума, Полоцк, 10–11 сент. 2004 г.: в 2 т. / Полоц. гос. ун–т; редкол.: В.Ф. Логинов [и др.]. – Полоцк, 2004. – Т. 1. – С.13.

85–А.Липский, В.К. Стационарные пункты удержания нефти на реках при залповых сбросах / В.К. Липский, Л.М. Спириденко, П.В. Коваленко, В.Н. Журавлев, В.И. Дроботов // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: тез. докл. научн.–техн. конф., Новополоцк 18–21 сент. 2000 г. / Полоцкий государственный университет; редкол: В.К. Липский [и др.]. – Новополоцк, 2000. – С.190.

86–А.Липский, В.К. Нормирование технического оснащения аварийно–восстановительных служб предприятий трубопроводного транспорта нефти / В.К. Липский, П.В. Коваленко, А.Н. Янушонок // Вестн. Полоцк. гос. ун–та. Стр–во. Прикладн. науки. – 2009. – № 6. – С. 131–138.

87–А.Липский, В.К. Липский, В.К. Безнапорные гидроциклоны для сбора нефтяных загрязнений с поверхности воды / В.К. Липский, Е.Г. Тихонов // Сб. науч. тр. / Вышэйшая школа.– Вып. 2: Охрана окружающей среды. – Мн., 1983. – С. 84–87.

88–А.Липский, В.К. Применение безнапорных гидроциклонов на водохранных объектах нефтеперерабатывающего завода/ В.К. Липский, Е.Г. Тихонов, П.В. Коваленко // Сб. науч. тр. / Вышэйшая школа. – Мн., 1985. – Вып. 4: Охрана окружающей среды. – С. 47–51.

89–А. Липский, В.К. Основные принципы организации защиты крупной реки от нефтяных загрязнений при аварии на нефтепроводе, пролегающем в ее бассейне (на примере З.Двины) / В.К. Липский // Экологическое и социально–экономическое обоснование схем рационального природопользования: тез. докл. Республиканской научной конф., Мн., 7–8 окт. 1993 г. / БГУ; редкол.: В.С. Аношко [и др.]. – Мн., 1993. – С.84–85.

90–А.Липский, В.К. Идентификация участков линейной части магистральных нефтепроводов / В.К. Липский, Л.М. Спириденко, А.Н. Воронин // Трубопроводный транспорт–2005 : тез. докл. Международная учебно–научно–практическая конференция, Уфа, 8–9 дек. 2005 г. / УГНТУ; редкол.: А.М. Шаммазов [и др.]. – Уфа, 2005. – С. 109–111.

91–А.Липский, В.К. Комплексные организационно–технические мероприятия по защите водных объектов от загрязнения нефтью при авариях на нефтепроводах / В.К. Липский, И.Н. Троицкий, Л.И. Макаров // Очистка сточных вод и подготовка воды для производственного снабжения: материалы научн.–техн. семинара, Новополоцк, 27 фев. – 1 мар. 1990 г. / Новополоцкий политехнический институт; редкол.: В.К. Липский [и др.]. – Новополоцк, 1990. – С. 3.

92–А.Липский, В.К. Инструкция по защите окружающей среды при авариях на нефтепроводах / В.К. Липский, Н.Л. Белорусова, А.М. Бордовский, В.Н. Журавлёв, П.В. Коваленко, Решко Г.Г. Л.М. Спиридёнок: утв. конц. «Белнефтехим» 03.10.02, № 480; согл. Проматомнадзором МЧС Респ. Беларусь 03.06.02. – № 06–1355, Минприроды Респ. Беларусь 05.01.2002. – № 03–06/149. – № 480. – Мн., 2002. – 135 с.

93–А. Липский, В.К. Методика нормирования технического оснащения аварийно–восстановительных служб / В.К. Липский, А.И. Вегера, П.В. Коваленко, А.Н. Янушонок // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: тез. докл. IV Междунар. науч.–техн. конф., Новополоцк, 7–9 июн. 2006 г. / Полоц. гос. ун–т; редкол.: В.К. Липский [и др.]. – Новополоцк, 2006 – С. 244–246.

94–А.Методические указания по разработке норматив–табеля технического оснащения аварийно–восстановительных служб магистральных нефтепроводов: согласов. Минприроды РБ, письмо № 04–01–5/1682 от 28. 06. 2006 г.; Госпромнадзор МЧС РБ, письмо № 06–3987 от 22. 08. 2006 г.; концерн «Белнефтехим», письмо № 09–00/2107 от 28. 03. 2007 г.; утвержд. РУП «Гомельтранснефть «Дружба». Гомель, 2007. – 26 с.

95–А.Липский, В.К. Использование гидроциклонов для извлечения нефтяных загрязнений из воды / В.К. Липский // Очистка сточных вод и вторичное использование нефтепродуктов: производств / Г.А. Роев, В.А. Юфин. – М.: Недра, 1987. – Гл. 4. – С. 88–119.

96–А.Альбом оборудования для улавливания и сбора нефти с поверхности водных объектов: производственно–практическое издание / В.К. Липский [и др.]; под общ. ред. В.К. Липского.. – Новополоцк: УО «ПГУ», 2006. – 44 с.

97–А.Липский, В.К. Технические средства для сбора нефти с поверхности водных объектов / В.К. Липский, П.В.Коваленко // Ресурсо–и энергосберегающие технологии и оборудование, экологически безопасные технологии: материалы Международной научно – технической конференции, Мн., 19–20 нояб. 2008 г.: в 2 ч. / БГТУ; редкол.: И.М. Жарский [и др.]. – Мн., 2008. – Ч. 1. – С. 300–304.

98–А.Липский, В.К. Мобильные и стационарные средства ликвидации последствий аварий на магистральных нефтепродуктопроводах / В.К. Липский, Л.М. Спириденко, П.В. Коваленко // Чрезвычайные ситуации: предупреждение и ликвидация: сб. материалов междунар.–практ. конф., Мн., 22–24 мая 2001 г. / Белорус. гос. ун–т; редкол.: А.Н. Кудряшов, С.А. Татарников, А.В. Ипатьев. – Мн., 2001. – С.208.

99–А.Комаровский, Д.П. Взаимодействие слоя нефти на поверхности потока с боновым заграждением / Д.П. Комаровский, В.К. Липский, М.В. Лу-

рье // Вестник Полоцкого государственного университета. Сер. В, Прикладные науки. – 2002. – Т. 1 – № 2. – С. 28–34.

100–А.Комаровский, Д.П. Исследование удерживающей способности боновых заграждений / Д.П. Комаровский, В.К. Липский // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: тез. докл. IV межд. научно–тех. конф., Новополоцк, 8–11 окт. 2003 г. / Полоц. гос. ун–т; редкол.: В.К. Липский [и др.]. – Новополоцк, 2003. – С. 167–168.

101–А.Комаровский, Д.П. Взаимодействие нефтяного пятна на поверхности водотока с боновым заграждением / Д.П. Комаровский, В.К. Липский // Природные ресурсы. – 2002. – № 4. – С. 113–116 .

102–А.Комаровский, Д.П. Исследование обтекания бонового заграждения / Д.П. Комаровский, В.К. Липский, М.В. Лурье // Сб. науч. тр. / УО «ПГУ». – Новополоцк, 2000. – Вып. 1: Безопасность и надежность трубопроводного транспорта. – С. 175–182.

103–А.Лурье, М.В. Повышение нефтеудерживающей способности бонов / М.В. Лурье, Д.П. Комаровский, В.К. Липский // Трубопроводный транспорт нефти. – 2003. – № 12. – С. 31–32.

104–А.Комаровский, Д.П. Использование боновых заграждений для локализации разлива нефти при авариях на магистральных нефтепроводах / Д.П. Комаровский, В.К. Липский // Технологии ликвидации последствий аварийных разливов нефти и нефтепродуктов: тез. докл. белорусско–российского науч.–прак. семинара, Новополоцк, 1–2 июня 2004 г. / Научно–исследовательский институт пожарной безопасности и проблем чрезвычайных ситуаций МЧС РБ. – Мн., 2004. – С. 36–38.

105–А.Троицкий, И.Н. Исследование взаимодействия потока с боновым заграждением типа "вертикальная стенка" / И.Н. Троицкий, В.К. Липский, В.М. Кулага, И.Б. Сороговец // Очистка сточных вод и подготовка воды для промводоснабжения: материалы научно–технического семинара, Новополоцк, 27 фев. – 1 март. 1990 г. / НПИ; редкол.: В.К. Липский [и др.]. – Новополоцк: ПГУ, 1990. – С. 22–25.

106–А.Липский, В.К. Феноменологические модели обтекания бонового заграждения потоком воды со слоем нефти на поверхности / В.К. Липский, Д.П. Комаровский, М.В. Лурье // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: материалы III научно–технической конференции, Мн., 18–21 сентября 2000 г. / Полоц. гос. ун–т; редкол.: В.К. Липский [и др.]. – Новополоцк, 2000. – С. 195–198.

107–А.Лурье, М.В. Аналитическая модель взаимодействия слоя нефти на поверхности водотока с боновым заграждением / М.В. Лурье, В.К. Липский, Д.П. Комаровский // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия С, – 2005. – № 4. – С. 162–168.

108–А.Комаровский, Д.П. Критерий для оценки эффективности работы бонового заграждения на водотоке / Д.П. Комаровский, В.К. Липский, М.В. Лурье // Сб. науч. тр. / ЦНИИТЭнефтехим. – М., 2002. – Вып. 4: Транспорт и хранение нефтепродуктов. – С. 15–19.

109–А.Бровка, Г.П. Методологические аспекты способов локализации аварийных нефтеразливов в зимних условиях / Г.П. Бровка, В.Е. Савенок, В.К. Липский // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: матер. VI Междунар. науч.–техн. конф., Новополоцк, 11–14 дек. 2007 г. / Полоцк. гос. ун–т; редкол.: В.К. Липский [и др.]. – Новополоцк, 2007. – С. 264–266.

110–А.Савенок, В.Е. Динамика удара нефтяной капли по внутренней поверхности ледяного покрова / В.Е. Савенок, В.К. Липский // Сб. науч. тр. / Полоц. гос. ун–т. – Новополоцк, 2000. – Вып. 1: Безопасность и надежность трубопроводного транспорта. – С. 146–151.

111–А.Липский, В.К. Разработка технологии и методов ликвидации аварийных разливов нефти в зимних условиях на водных объектах / В.К. Липский, В.Е. Савенок, Г.П. Бровка // Природные ресурсы. – 2005. – №2. – С. 120–124

112–А.Липский, В.К. Анализ характера распространения нефтяных загрязнений на водных объектах, покрытых льдом / В.К. Липский, В.Е. Савенок, Г.П. Бровка // Сб. науч. тр. / Полоц. гос. ун–т, Новополоцк, 2002. – Вып. 2: Безопасность и надежность трубопроводного транспорта. – С. 146 – 159

113–А.Способ улавливания нефтяных загрязнений с поверхности водных объектов, покрытых льдом: пат. 2265 Респ.Беларусь С1 ВУ, МПК E02B 15/00. / В.К. Липский, П.В. Коваленко, В.Е. Савенок; заявитель Полоц. гос. ун–т. – № 961151, заявл. 20.12.96; опубл. 30.09.1998 // Афіцыйны бюл. / Дзярж. пат. ведамства Рэсп. Беларусь.– 1998. – №3.– С. 183.

114–А.Способ сбора нефтяных загрязнений с поверхности водотоков, покрытых льдом: пат. 4679 Респ. Беларусь, МПК E 02B 15/04 / В.К. Липский, В.Е. Савенок, П.В. Коваленко; заявитель Полоцк. гос. ун–т. – № 4679; заявл. 27.05.98; опубл. 30.09.2002 // Афіцыйны бюл. / Нац. цэнтр інтэлектуал. уласнасці. – 2002. – № 3. – С. 159.

115–А.Липский, В.К. Технические средства для локализации и сбора нефтяных загрязнений на поверхности водных объектов / В.К. Липский, И.Н. Троицкий, Л.И. Макаров // Очистка сточных вод и подготовка воды для промводоснабжения: материалы научн.–техн. семинара, Новополоцк, 27 фев. – 1 мар. 1990 г. / Новополоцкий политехнический институт; редкол.: В.К. Липский [и др.]. – Новополоцк, 1990. – С. 4

116–А.Боновое заграждение: пат. 7457 Респ. Беларусь, МПК E 02B 15/04. / М.В. Лурье, В.К. Липский, Д.П. Комаровский; заявитель Полоц. гос. ун–

т. – № а 20010994; заявл. 26.11.01; опубл. 30.06.03 // Афіцыйны бюл. / Нац. цэнтр інтэлектуал. уласнасці. – 2005. – № 4. – С. 197.

117–А. Комаровский, Д.П. Повышение эффективности боновых заграждений на водотоках / Д.П. Комаровский, В.К. Липский, М.В. Лурье // Сб. науч. тр. / ЦНИИТЭнефтехим. – М., 2003. – Вып. 6: Транспорт и хранение нефтепродуктов. – С.14–16.

118–А. Устройство для локализации и сбора нефтяных загрязнений: пат. 4112 Респ. Беларусь, МПК Е 02 В 15/04 / В.К. Липский, П.В. Коваленко, В.Е. Савенок, В.Э. Кузьмина; заявитель Полоц. гос. ун–т. – № 970363; заявл. 08.07.97; опубл. 30. 09.2001// Афіцыйны бюл. / Дзярж. Пат. Ведамства Рэсп. Беларусь. – 2001. – № 3 – С. 25.

119–А. Устройство для сбора нефти с поверхности воды в водотоках: патент № 134 РБ МКИ Е 02 В 15/04 / И.Н. Троицкий, В.К. Липский, Л.И. Макаров, В.Г. Сташкевич; заявитель Новополоц. политех. ин–т. – № 134; заявл. 06.02.89 // Афіцыйны бюлетэнь / Дзярж. Пат. Ведамства Рэсп. Беларусь. – 1994. – № 2. – С. 34.

120–А. Устройство для сбора нефти с поверхности воды: а.с. 1749372 СССР, МКИЗ Е 02 В 15/04 / В.К. Липский, И.Н. Троицкий, П.А. Дмитриевский, В.В. Бондаренко В.И. Дроботов; заявитель НПИ. – № 4849229/15; заявл. 21.05.90; опубл. 23.07.92 // Открытия. Изобретения. – 1992. – № 27 . – С. 101

121–А. Устройство для сбора нефти с поверхности воды: а.с. 1656067 СССР, МКИ³ Е 02 В 15/04 / И.Н. Троицкий, В.К. Липский; НПИ. – № 4629171/15; заявл. 02.01.89; опубл. 15.06.91 // Открытия. Изобретения. – 1991. – № 22 . – С.113.

122–А. Устройство для сбора нефти с поверхности воды: а.с. 1062995 СССР, МКИ³ С 02 F 1/40 / В.К. Липский, С.В. Кузнецов, И.А. Ярков, Т.И. Гринёва; НПИ. – № 2938812/23–26; заявлено 06.06.80.

123–А. Устройство для сбора нефти с поверхности воды: а. с. 1312939 СССР, МКИЗ С 02 F 1/40 / В.К. Липский, А.Н. Панков; Новополоц. политех. ин–т. – № 3956310/31–26; заявл. 20.09.85.

124–А. Способ сбора нефти с поверхности воды: а. с. 1681594 СССР, МКИЗ Е 02 В 15/04 / И.Н. Троицкий, В.К. Липский, П.А. Дмитриевский, Л.И.Макаров, В.Л. Петраков; Новополоц. политех. ин–т. – № 4736258/15; заявл. 08.06.89.

125–А. Устройство для сбора нефти с поверхности воды в водотоках: а. с. 1697475 СССР, МКИ³ Е 02 В 15/04 / И.Н. Троицкий, В.К. Липский, Л.И. Макаров, В.Г. Сташкевич; Новополоц. политех. ин–т. – № 4646191/15; заявл. 06.02.89.

126–А. Устройство для сбора нефти с поверхности воды в водотоках: пат. 1697475 РФ МКИ Е 02 В 15/04 / И.Н. Троицкий, В.К. Липский, Л.И. Ма-

каров, В.Г. Сташкевич; заявитель Новополоц. полит. ин-т. № 4646191/15; заявл. 6.02.89.

127–А. Устройство для сбора нефти с поверхности воды: а.с. 1017775 СССР, МКИ³ Е 02 В 17/00 / В.К. Липский, С.В. Кузнецов, В.А. Сидоров; НПИ. – № 3312068/23–36; заявл. 3.06.81 ; опубл. 15.08.83 // Открытия. Изобретения. – 1983. – № 18 . – С. 107.

128–А. Устройство для сбора нефти с поверхности воды: а.с. 1523636 СССР, МКИЗ Е 02 В 15/04 / В.К. Липский, А.Н. Панков, И.Н. Троицкий; Новопол. полит. инст. – № 4303969/23–15; заявл. 11.09.87; опубл. 23.11.89 // Открытия. Изобрет. – 1989.– № 43. – С.137.

129–А. Устройство для сбора нефти с поверхности воды: пат. 1523636 РФ МКИ Е 02 В 15/04. / В.К. Липский, А.Н. Панков, И.Н. Троицкий; заявитель Полоц. гос. ун-т. – № 4303969/23–15; заявл. 11.09.87; опубл. 23.11.89 // Официальный бюл / Дзярж. пат. ведомства Рэсп. Беларусь. – 1989 – № 43 – С. 58.

130–А. Устройство для сбора нефти с поверхности воды: патент № 128 РБ МКК Е 02 В 15/4 / В.К. Липский, А.Н.Панков, И.Н. Троицкий; заявитель Новополоц. полит. ин-т. – № 4303969/23–15; заявл. 11.09.87; опубл. 30.09.94 // Афіцыйны бюлетэнь / Дзярж. пат. ведомства Рэсп. Беларусь. – 1994 . – № 2 . – С. 34.

131–А. Устройство для сбора нефти с поверхности воды: патент 2953 РБ, МПК Е 02В 15/10 / П.В. Коваленко, В.К. Липский; заявитель Полоц. гос. ун-т. – № 970094; заявл. 24.02.97; опубл. 30.09.99 // Афіцыйны бюлетэнь / Дзярж. пат. ведомства Рэсп. Беларусь. – 1999. – № 3. – С. 127.

132–А. Устройство для сбора нефтепродуктов с поверхности водных объектов: патент 5791 РБ, МПК Е 02В 15/04 / В.К. Липский, В.Е. Савенок, П.В. Коваленко; заявитель Полоц. гос. ун-т. – № а 20000710; заявл. 26.07.2000; опубл. 30.12.2003. // Афіцыйны бюлетэнь / Дзярж. пат. ведомства Рэсп. Беларусь. – 2003. – № 4. – С. 190.

133–А. Устройство для сбора нефти с поверхности воды: патент 3946 РБ, МПК Е 02В 15/10 / В.К. Липский, П.В. Коваленко, В.Е. Савенок; заявитель Полоц. гос. ун-т. – № а 19980154; заявл. 17.02.98; опубл.. 30.06.2001 // Афіцыйны бюлетэнь / Дзярж. пат. ведомства Рэсп. Беларусь. – 2001 . – № 2 . – С. 133.

134–А. Устройство для ликвидации нефтяных загрязнений водных объектов: патент 4684 РБ, МПК Е 02В 15/04, В 05В 7 / В.К. Липский, В.Е. Савенок, П.В. Коваленко, В.П. Петрова; заявитель Полоц. гос. ун-т. – № а 19980754; заявл. 12.08.98; опубл. 2002.09.30 // Афіцыйны бюлетэнь / Дзярж. пат. ведомства Рэсп. Беларусь. – 2002. – № 3. – С. 159.

135–А. Устройство для сбора нефти с поверхности воды: патент 3447 РБ, МПК Е 02В 15/04 / В.К. Липский, В.Е. Савенок, П.В. Коваленко; заяви-

тель Полоц. гос. ун-т. – № 970307; заявл. 09.06.97; опубл. 30.06.2000. // Афіцыйны бюлетэнь / Дзярж. Пат. Ведамства Рэсп. Беларусь. – 2000. – № 2. – С. 12.

136–А. Устройство для удаления нефтяных загрязнений из-под ледяного покрова водного объекта: патент 6212 РБ, МПК Е 02В 15/04 / В.К. Липский, В.Е. Савенок, П.В. Коваленко; заявитель Полоц. гос. ун-т. – № а 20000403; заявл. 27.04.00; опубл. 30.06.04. // Афіцыйны бюлетэнь / Дзярж. пат. ведамства Рэсп. Беларусь. – 2004. – № 2. – С. 197.

137–А. Защитное боновое ограждение: патент 8170 МПК Е 02В 15/00, 3/04; заявитель Полоц. гос. ун-т. – № а 20030431; заявл. 15.05.2003; опубл. 30.12.2004 // Афіцыйны бюлетэнь / Дзярж. пат. ведамства Рэсп. Беларусь. – № 3. – С. 102.

138–А. Механический улавливающий бон: патент 8168 РБ, МПК Е 02В 15/04 / В.Е. Савенок, В.К. Липский, П.В. Коваленко; заявитель Полоц. гос. ун-т. – № а 20030085; заявл. 04.02.03; опубл. 30.09.04 // Афіцыйны бюлетэнь / Дзярж. пат. ведамства Рэсп. Беларусь. – 2006. – № 3. – С. 102.

139–А. Савенок, В.Е. Способы ликвидации аварийных разливов нефти на водных объектах в зимних условиях / В.Е. Савенок, В.К. Липский // Чрезвычайные ситуации: предупреждение и ликвидация: сб. матер. Междунар. практ. конф., Мн., 22–24 мая 2001 г. / БГУ; редкол.: А.Н. Кудряшов [и др.]. – Мн., 2001. – С. 218.

140–А. Способ сбора нефтяных загрязнений с поверхности водотоков, покрытых льдом: патент 3849 РБ, МПК Е 02В 15/04 / В.К. Липский, В.Е. Савенок, Д.П. Комаровский, П.В. Коваленко; заявитель Полоц. гос. ун-т. – № 960317; заявл. 24.06.96; опубл. 30.03.2001 // Афіцыйны бюлетэнь / Дзярж. пат. ведамства Рэсп. Беларусь. – 2001. – № 1. – С. 133.

141–А. Адсорбент для сбора нефти, нефтепродуктов, масел и углеводов с поверхности воды и почвы: патент 2551 РБ, МПК В 01J 20/22, С 02F 1/28 / А.Э. Томсон, В.К. Липский, В.Н. Журавлёв, Т.В. Соколова, Т.И. Липская, В.С. Пехтерева; заявитель Полоц. гос. ун-т. – № 960081; заявл. 21.02.96; опубл. 30.12.98 // Афіцыйны бюлетэнь / Дзярж. Пат. Ведамства Рэсп. Беларусь. – 1998. – № 4. – С. 114.

142–А. Влияние гидрофобизации на изменение структуры органического вещества торфа / В.К. Липский [и др.] // Вестн. Бел. гос. ун-та. Сер 2. Химия. Биология. География. – 1996. – № 2. – С. 19–24.

143–А. Липский, В.К. Разработать и внедрить средства и способы ликвидации аварийных разливов нефти на воде и почве с использованием торфяных сорбентов / В.К. Липский, А.А. Терентьев // Природопользование и охрана окружающей среды: сб. статей / Ин-т пробл. использ. природн. ресурсов и экологии НАН Беларуси; под ред. И.И. Лиштвана. – Мн., 1998. – С. 86.

144–А.Коваленко, П.В. Создание стационарной площадки для ликвидации нефтяного загрязнения на р. Западная Двина / П.В. Коваленко, Д.П. Комаровский, В.К. Липский, Л.М. Спириденко // Трубопроводный транспорт – сегодня и завтра: сб. науч. тр. / УГНТУ под ред. А.М. Шаммазов. [и др.]. – Уфа: Монография, 2002. – С. 240 – 242.

145–А.Липский, В.К. Планирование комплексных мероприятий по ликвидации загрязнений водных объектов при авариях трубопроводов / В.К. Липский, И.Н. Троицкий, П.А. Дмитриевский // Охрана окружающей среды и рациональное использование ресурсов: тез. докл. научн.–техн. конф., Новополоцк, 25–27 апр. 1989 г. / Новополоцкий политехнический институт; редкол.: А.М. Левин [и др.]. – Новополоцк, 1989. – С. 70.

146–А.Белорусова, Н.Л. Учёт затрат и оценка эффективности мероприятий по минимизации экологических последствий аварий на нефтепроводах / Н.Л. Белорусова, В.К. Липский., В.Н. Журавлёв, А.М. Бордовский.// Сб. науч. тр. / Полоц. гос. ун–т. – Новополоцк, 2000. – Вып. 1.: Безопасность и надёжность трубопроводного транспорта. – С. 127 – 132.

147–А.Липский, В.К. Структура затрат на обеспечение минимизации экологических последствий аварий на нефтепроводах / В.К. Липский, Н.Л. Белорусова, В.Н. Журавлев // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: материалы III науч.–техн. конф., Новополоцк, 18–21 сент. 2000 г./ Полоц. гос. ун–т; редкол.: В.К. Липский [и др.]. – Новополоцк, 2000 – С.181.

148–А.Липский, В.К. Экономическая эффективность мероприятий по минимизации экологических последствий / В.К. Липский, Н.Л. Белорусова, В.Н. Журавлев // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: материалы III науч.–техн. конф., Новополоцк, 18–21 сент. 2000 г./Полоц. гос. ун–т; редкол.: В.К. Липский [и др.]. – Новополоцк, 2000 – С.185.

149–А.Липский, В. К. Определение эффективности мероприятий по ликвидации последствий нефтяных загрязнений вследствие аварий / В.К. Липский, Н.И. Богдан // Сб. науч. тр. / ВНИИОЭНГ – М., 1984. – Вып. 4: Нефтяная промышленность. Сер. Нефтепромысловое дело и транспорт нефти: науч.–техн. информ. сб. – С. 44–47.

150–А.Липский, В.К. Организация сбора разлившихся нефтепродуктов при авариях на магистральных трубопроводах / В.К. Липский, В.В. Купчин, Н.Л. Белорусова // Ресурсосберегающие и экологически чистые технологии: тез. докл. науч.–техн. конф., Гродно, 28–30 июня. 1994 г. / АНБ; редкол.: И.В. Свириденка [и др.].– Гродно, 1994. – С. 165.

151–А.Липский, В.К. Разработка профессиональных компетенций для образовательного стандарта специальности 1–70 05 01 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»/ В.К.

Липский, Л.М. Спиридёнок // Реализация в вузах образовательных стандартов нового поколения: матер. науч–практ. конф., Новополоцк, 5–6 февр. 2008 / Полоц. гос. ун–т; редкол.: Бабенко [и др.] – Новополоцк, 2008. – С. 50–53.

152–А.Липский, В.К. Повышение квалификации специалистов предприятий трубопроводного транспорта / В.К. Липский, И.Н. Клышко // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: материалы III науч.–техн. конф., Новополоцк, 18–21 сент. 2000 г. Полоцк. Гос. ун–т; редкол.: В.К. Липский [и др.]. – Новополоцк, 2000. – С.207.

153–А.Липский, В.К. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов учебн.–метод. комплекс/ В.К. Липский, М.Е.Демидова. – Новополоцк: ПГУ, 2007. – 312 с.

154–А.Внутренний стандарт предприятия по повышению квалификации работников РУП «Гомельтранснефть «Дружба» Утв. РУП 2.08.06, № 244 – Новополоцк, 2006, 139 с.

155–А.Галковский, В.М.Техническое нормирование в магистральном трубопроводном транспорте/ В.М. Галковский, В.К.Липский, П.С. Серенков, А.Н.Воронин // Стандартизация. – 2008. – № 5. – С.26 – 30.

156–А.Галковский, В.М. Проблемы технического нормирования в магистральном трубопроводном транспорте / В.М. Галковский, В.К. Липский, А.Н. Воронин // Качество в XXI веке: системный подход и инновации: сб. матер. Междунар. научн.–техн. конф., Мн., 26–27 мар. 2008 г. / БелГИСС; под общ. ред.: В.Н. Корешкова. – Мн., 2008. – С. 15–17.

157–А.Липский, В.К. Проблемы безопасности в проекте закона Республики Беларусь о трубопроводном транспорте / В.К. Липский, Н.Л. Белорусова // Проблемы безопасности и надежности трубопроводного транспорта: тез. докл., Новополоцк, 11–13 мая 1999 г. / Полоц. гос. ун–т; редкол. Липского В.К. [и др.]. – Новополоцк, 1999. – С.152

158–А.Воронин, А.Н. Учёт факторов экологической опасности на объектах магистрального трубопроводного транспорта при разработке технических нормативных правовых актов / А.Н.Воронин, В.К.Липский, Н.Н.Пистуневич // Региональные проблемы экологии: пути решения: материалы IV Международного экологического симпозиума, Полоцк, 21–23 нояб. 2007 г.: в 2 т. / Полоц. гос. ун–т; редкол.: Н.Л. Белорусова [и др.]. – Новополоцк, 2007. – Т. 2. – С. 116–119.

159–А.Липский, В.К. Опыт декларирования промышленных объектов / В.К., Липский, А.Г. Кульбей, А.И. Вегера, Н.Н. Щепилов // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: тез. докл. IV Междунар. науч.–техн. конф., Новополоцк, 20–24 окт. 2003 г. / Полоц. гос. ун–т; редкол.: Липский В.К. [и др.]. – Новополоцк, 2003. – С.130.

160–А.Липский, В.К. Методы расчета и пути повышения удерживающей способности бонового заграждения / В.К. Липский, Д.П. Комаровский,

М.В. Лурье // Вестник Полоцкого государственного университета. Сер. В, Прикладные науки. – 2005. – № 3. – С. 79–85.

161–А.Липский, В.К. Методы расчёта удерживающей способности бонового заграждения / В.К. Липский, Д.Н. Комаровский. // Региональные проблемы экологии: пути решения: материалы IV Международного экологического симпозиума, Новополоцк, 21–23 нояб. 2007 г.: в 2 т. / Полоц. гос. ун–т; редкол.: Н.Л. Белорусова [и др.]. – Новополоцк, 2007. – Т. 1. – С. 130–134.

162–А.Методические рекомендации по расчету удерживающей способности боновых заграждений, предназначенных для улавливания и удержания слоя нефти на поверхности водотока / В.К. Липский, Д.П. Комаровский. М.В. Лурье и др. – Согл. Минприроды РБ17.03.06 № 03–02–6/717; согл. «Белнефтехим» 12.04.06, № 09–00/2485/9 Производственно–практическое издание. – Новополоцк: УО «ПГУ», 2006. –15 с.

163–А.Липский, В.К. Методические рекомендации по расчёту боновых заграждений, предназначенных для улавливания и удержания слоя нефти на поверхности водотока / В.К. Липский, Д.П. Комаровский // Чрезвычайные ситуации: предупреждение и ликвидация: тез. докл. III Междунар. научн.–практ. конф., Мн., 7–9 июн. 2005 г.: в 2 т. / Научн.–иссл. ин–т пожарной безопасн. и проблем чрезв. ситуаций МЧС РБ; редкол.: Э.Р. Бариев [и др.]. – Мн., 2005. – Т.2. – С. 100–101.

164–А.Липский, В.К., Применение безнапорных гидроциклонов для сбора нефти с поверхности воды / В.К. Липский, И.Н.Троицкий, П.А. Дмитриевский // Охрана окружающей среды и рациональное использование ресурсов: тез. докл. научн.–техн. конф., Новополоцк, 25–27 апр. 1989 г. / Новополоцкий политехнический институт; редкол.: А.М. Левин [и др.]. – Новополоцк, 1989. – С. 71.

165–А.Коваленко, П.В. Стационарная площадка для ликвидации загрязнения нефтью на р. Западной Двине / П.В. Коваленко, В.К.Липский [и др.] // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: тез. докл. IV межд. научно–тех. конф., Новополоцк, 8–11 окт. 2003 г. / Полоц. гос. ун–т. – Новополоцк, 2003. – С. 163–164.

166–А.Норматив–табель технического оснащения аварийно–восстановительных служб магистральных нефтепроводов РУП «Гомельтранснефть «Дружба», Согласов.: Минприроды РБ, письмо № 03–02–6/2892 от 28.09.2006 г. Госпромнадзор МЧС РБ, письмо № 06–5642 от 11.09.2006 г.; концерн «Белнефтехим», письмо № 09–00/2107 от 28. 03. 2007 г.; утвержд. РУП «Гомельтранснефть «Дружба» – 2007 г., Гомель, 2007 г. – 16 с.

167–А.Табель технического оснащения аварийно–восстановительных пунктов магистральных нефтепроводов: Стандарт организации СТП ЗНТП–0–6.3–006–2007. – Введен 11.06.08. – Мн.: Госпромнадзором РБ, 2008. – 28 с.