

**ФГОУ ВПО «МОРСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ АКАДЕМИЯ
ИМЕНИ АДМИРАЛА Ф.Ф. УШАКОВА»**

С.В. Маценко, Г.Г. Волков, Т.А. Волкова

**ЛИКВИДАЦИЯ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ
НА МОРЕ И ВНУТРЕННИХ АКВАТОРИЯХ.
РАСЧЕТ ДОСТАТОЧНОСТИ СИЛ И СРЕДСТВ**

Методические рекомендации

Новороссийск 2009

УДК 628.196; 502.5(26):349.6

МЗ6

Рецензенты:

кандидат технических наук,
капитан морского порта Новороссийск
доктор транспорта, профессор

В.В. Ерыгин
О.П. Хайдуков

*Рекомендовано к изданию Редакционно-издательским советом
МГА им. адм. Ф.Ф. Ушакова в качестве учебного пособия*

Маценко, С.В.

МЗ6 Ликвидация разливов нефти и нефтепродуктов на море и внутренних акваториях. Расчет достаточности сил и средств: методические рекомендации /С.В. Маценко, Г.Г. Волков, Т.А. Волкова.– Новороссийск: МГА им. адм. Ф.Ф. Ушакова, 2009.– 78 с.

В настоящее время отсутствуют какие-либо нормативные требования, определяющие методику и порядок расчета сил и средств, необходимых для проведения аварийно-спасательной операции по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов. В работе выполнена попытка обобщить и стандартизировать указанные документы, учитывая специфику конструкции и эксплуатации современных объектов транспортного комплекса Азово-Черноморского водного бассейна.

Документ рекомендуется к использованию разработчиками технической документации для расчета достаточности сил и средств в составе планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, специалистами органов государственной власти, участвующих в согласовании, экспертизе и утверждении таких планов для объектов предприятий и организаций морской отрасли.

УДК 628.196; 502.5(26):349.6

Оригинал-макет **В. Преображенская**

Подписано в печать 24.11.09. Изд. № 838
Формат 60x84 1/8. Печать оперативная
Усл.печ.л. 9,1. Уч.изд.л. 6,8. Тираж 100. Заказ 1754.

Редакционно-издательский отдел
ФГОУ ВПО «Морская государственная академия им. адм. Ф.Ф.Ушакова»
353918, г. Новороссийск, пр. Ленина, 93

Налоговая льгота – общероссийский классификатор продукции
ОК–005–93, том 2: 953000

© Маценко С.В., Волков Г.Г.,
Волкова Т.А., 2009
© МГА им. адм. Ф.Ф.Ушакова, 2009

Оглавление

Оглавление	3
1. Введение	5
1.1. Назначение и область применения методических рекомендаций	5
1.2. Перечень используемых понятий и определений	6
1.3. Руководящие документы	8
1.3.1. Международные соглашения, стороной которых является Российская Федерация.....	8
1.3.2. Федеральные законы РФ и нормативные акты Правительства РФ	8
1.3.3. Ведомственные нормативные акты, приказы министерств и ведомств РФ	10
1.3.4. Законы Краснодарского края и нормативные акты администрации Краснодарского края	11
2. Исходные данные для расчета	12
2.1. Классификация нефти, основные физические свойства	12
2.1.1. Фракционный состав нефти	12
2.1.1.1. Алканы	12
2.1.1.2. Цикланы.....	13
2.1.1.3. Ароматические соединения	14
2.1.1.4. Алкены.....	15
2.1.2. Объемно-массовые характеристики нефти и нефтепродуктов	15
2.1.2.1. Плотность	15
2.1.2.2. Вязкость нефти.....	16
2.1.2.3. Температура кипения отдельных фракций	16
2.1.2.4. Теплота сгорания топлива	17
2.1.2.5. Диэлектрические свойства	17
2.1.3. Физико-химические свойства нефти и нефтепродуктов, обрабатываемых в морских портах Азово-Черноморского водного бассейна	17
2.1.3.1. Классификация нефтей и нефтепродуктов	17
2.1.3.2. Сырая нефть	18
2.1.3.3. Мазут, дизельное топливо, печное топливо	19
2.2. Обобщенные сведения о поведении нефти в море	24
2.2.1. Основные процессы, происходящие с нефтью при попадании на поверхность воды.....	24
2.2.1.1. Растекание	24
2.2.1.2. Испарение	25
2.2.1.3. Растворимость нефти в воде	26
2.2.1.4. Эмульгирование	27
2.2.1.5. Растворение	29
2.2.1.6. Воздействие на донную среду	29
2.2.1.7. Осаждение	31
2.2.2. Влияние внешних факторов на скорость разлива нефти с учетом величины разлива	32
2.2.2.1. Влияние скорости ветра на характеристики нефтяного пятна.....	33
2.2.2.2. Влияние скорости течения	36
2.2.2.3. Влияние высоты волны на изменение основных параметров пятна нефти	38
2.2.2.4. Влияние температуры воды, воздуха, радиационного облучения и скорости ветра на структурное изменение разлитой нефти и испарение	38
2.2.2.5. Определение неблагоприятных погодных условий	39
2.2.2.6. Характеристики нефтяных полей	40
2.2.2.7. Особенности проведения аварийно-спасательных работ с нефтепродуктами, перегружаемыми в Азово-Черноморском водном бассейне.....	46
3. Расчет достаточности сил и средств ЛЧС(Н) с учетом их дислокации	47
3.1. Порядок расчета необходимого количества сил и средств для проведения операции по ликвидации разлива нефти на море	47
3.1.1. Методика определения состава технических средств для локализации и ликвидации разлива нефти на море.....	47
3.1.1.1. Определение количества боновых заграждений	49
3.1.1.2. Определение суммарной производительности и количества нефтесборных систем	52
3.1.1.3. Расчет количества образующихся жидких и твердых отходов.....	53
3.1.1.4. Расчёт необходимого количества сорбентов.....	56
3.1.1.5. Определение количества плавсредств.....	56

3.1.1.6.	Комплектация АСФ нефтесборным оборудованием для береговой полосы и техникой для промывки бонов и нефтесборных систем после их применения.....	58
3.1.2.	Расчет численности личного состава АСФ	61
3.1.2.1.	Условия расчета численности спасателей АСФ.....	61
3.1.2.2.	Комплектация АСФ средствами защиты и рабочим снаряжением	62
3.1.2.3.	Комплектация АСФ средствами аварийного управления и связи	63
3.1.3.	Расчёт достаточности сил и средств для тушения пожара на морской акватории	66
3.2.	Пример расчета сил и средств АСФ, предназначенного для ликвидации разлива нефти на море в количестве 500 т.....	68
3.2.1.	Определение состава технических средств для локализации и ликвидации разлива нефти	68
3.2.1.1.	Определение количества морских боновых заграждений.....	70
3.2.1.2.	Определение суммарной производительности и количества нефтесборных систем	70
3.2.1.3.	Расчет количества образующихся жидких и твердых отходов.....	72
3.2.1.4.	Расчёт необходимого количества сорбентов.....	72
3.2.1.5.	Определение количества плавсредств.....	73
3.2.1.6.	Комплектация АСФ нефтесборным оборудованием для береговой полосы и техникой для промывки бонов и нефтесборных систем после их применения.....	74
3.2.2.	Требуемая численность персонала привлекаемых АСФ.....	75
3.2.2.1.	Расчёт оснащения АСФ средствами индивидуальной защиты и рабочим снаряжением.....	75
3.2.2.2.	Комплектация АСФ средствами аварийного управления и связи	76
3.2.3.	Сводные таблицы комплектации АСФ техническими средствами по ЛРН для ликвидации разлива нефти в количестве 500 т с судов (на примере Морского терминала ЗАО «Каспийский трубопроводный консорциум – Р»)	77
3.2.4.	Расчёт достаточности сил и средств для тушения пожара на морской акватории	86
4.	Выводы.....	88
5.	Список использованной литературы.....	89

1. Введение

1.1. Назначение и область применения методических рекомендаций

Настоящие методические рекомендации составлены в целях систематизации и упорядочивания подходов различных организаций к вопросам расчета количества материально-технических ресурсов, достаточного и необходимого для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов определенного уровня.

Основное назначение настоящего документа – применение его при разработке планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов предприятий и организаций морской отрасли, при расчете таблиц технического оснащения аварийно-спасательных формирований таких предприятий. Документ может также использоваться государственными инспекторами Федеральной службы по надзору в сфере транспорта, работающими в составе комиссий по аттестации аварийно-спасательных служб, аварийно-спасательных формирований и спасателей транспортного комплекса.

Кроме того, рекомендации могут использоваться и для решения других задач, связанных с определением необходимого количества сил и средств. Возможно также обратной задачи – оценка уровня готовности аварийно-спасательного формирования по имеющемуся списку имущества и личного состава.

Авторы выражают благодарность рецензентам настоящих рекомендаций капитану морского порта Новороссийск Ерыгину В.В. и заместителю начальника ФГОУ ВПО «МГА имени адмирала Ф.Ф.Ушакова» по дополнительному профессиональному образованию Хайдукову О.П. Квалифицированные замечания рецензентов позволили адаптировать документ к решению современных теоретических и практических проблем аварийно-спасательного обеспечения морских портов.

Кроме того, авторы отмечают, что существенный вклад в формирование материалов настоящих методических рекомендаций внес кандидат технических наук, доцент ФГОУ ВПО «МГА имени адмирала Ф.Ф.Ушакова» Трусов Александр Сергеевич (умер 30 марта 2008 г.), принимавший активное участие в выполнении научно-исследовательских работ центра «КРИМАС», направленных на обеспечение экологической безопасности объектов транспортного комплекса Азово-Черноморского водного бассейна.

1.2. Перечень используемых понятий и определений

АСГ	Аварийно-спасательная готовность
АСДНР	Аварийно-спасательные и другие неотложные работы
АСФ	Аварийно-спасательное формирование
БЗ	Боновые заграждения
Внутренние морские воды Российской Федерации	(далее – внутренние морские воды) – воды расположенные в сторону берега от исходных линий, от которых отмеряется ширина территориального моря Российской Федерации (ст. 1 Федерального закона от 31 июля 1998 г. № 155-ФЗ «О внутренних морских водах, территориальном море и прилежащей зоне Российской Федерации»)
ДТ	Дизельное топливо (дизтопливо)
ИМО	Международная морская организация (от англ. IMO – International Maritime Organization)
КТМ	Федеральный закон РФ от 30 апреля 1999 г. № 81-ФЗ «Кодекс торгового мореплавания Российской Федерации» (в ред. Федеральных законов РФ от 26 мая 2001 г. № 59-ФЗ, от 30 июня 2003 г. № 86-ФЗ, от 2 ноября 2004 г. № 127-ФЗ, от 20 декабря 2005 г. № 168-ФЗ, от 4 декабря 2006 г. № 201-ФЗ, от 8 ноября 2007 г. № 261-ФЗ, с изм., внесенными постановлением Конституционного суда РФ от 6 апреля 2004 г. № 7-П)
КЧС	Комиссия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности
КШУ	Командно-штабные учения
ЛРН	Ликвидация разливов нефти
Локализация	Предотвращение распространения нефтяного разлива
Минприроды России (либо МПР России)	Министерство природных ресурсов Российской Федерации
Минтранс России	Министерство транспорта Российской Федерации
Морской порт	Совокупность объектов инфраструктуры морского порта, расположенных на специально отведенных территории и акватории и предназначенных для обслуживания судов, используемых в целях торгового мореплавания, комплексного обслуживания судов рыбопромыслового флота, обслуживания пассажиров, осуществления операций с грузами, в том числе для их перевалки, и других услуг, обычно оказываемых в морском порту, а также взаимодействия с другими видами транспорта
Морской терминал	Совокупность объектов инфраструктуры морского порта, технологически связанных между собой и предназначенных и (или) используемых для осуществления операций с грузами, в том числе для их перевалки, обслуживания судов, иных транспортных средств и (или) обслуживания пассажиров
МЧС России	Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий
Нефть	Означает в любом виде, в том числе сырую нефть, топливную нефть, нефтяной отстой, нефтяные отходы и очищенные нефтепродукты (Конвенция по защите морской среды района Балтийского моря (Хельсинки, 22 марта 1974 года), ратифицирована Указом Президиума Верховного Совета СССР от 5 октября 1978 года № 8207-IX)

ПДК	Предельно допустимая концентрация
План ПЛРН (либо ППЛРН)	План по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
Росморречфлот	Федеральное агентство морского и речного транспорта Министерства транспорта Российской Федерации
РСЧС	Единая государственная система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций – объединяет органы управления, силы и средства федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления и организаций, в полномочия которых входит решение вопросов по защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций (п. 2 Положения о единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (утв. постановлением Правительства РФ от 30 декабря 2003 г. № 794)
СИЗ	Средства индивидуальной защиты
СИЗОД	Средства изолирующей защиты органов дыхания
Судно	Самоходное или несамоходное плавучее сооружение, используемое в целях торгового мореплавания
Территория	Все земельное, водное, воздушное пространство в пределах Российской Федерации или его части, объектов производственного и социального назначения, а также окружающей природной среды (преамбула Федерального закона РФ от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»)
Территория Российской Федерации	Включает в себя территории её субъектов, внутренние воды и территориальное море, воздушное пространство над ними (ст. 67 Конституции Российской Федерации)
ТСМ	Топливо судовое маловязкое
ФГОУ ВПО	Федеральное государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
ФГУ	Федеральное государственное учреждение
ФГУП	Федеральное государственное унитарное предприятие
ФПЛРН	Функциональная подсистема организации работ по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в море с судов и объектов независимо от их ведомственной и национальной принадлежности (в ред. приказа Минтранса России от 6 апреля 2009 г. № 53)
ЧС	Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей (ст. 1 Федерального закона РФ от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»)
ЧС(Н)	Чрезвычайная ситуация, обусловленная разливом нефти или нефтепродуктов
ШРО	Штаб руководства операцией
ЦУДС	Центр управления движением судов

1.3. Руководящие документы

1.3.1. Международные соглашения, стороной которых является Российская Федерация

- ISGOTT – Международное руководство по безопасности для нефтяных танкеров и терминалов, 2006 г., пятое издание.
- Международное руководство по манифолдам и подсоединяемому оборудованию.
- МКУБ – Международный кодекс по управлению безопасной эксплуатацией судов и предотвращением загрязнения (Международный кодекс по управлению безопасностью).
- Черноморская конвенция – Конвенция о защите Черного моря от загрязнения 1992 года.
- МК БЗНС-90 – Международная конвенция по обеспечению готовности на случай загрязнения нефтью, борьбе с ним и сотрудничеству 1990 года.
- МК МАРПОЛ 73/78 – Международная конвенция по предупреждению загрязнения с судов 1973 года, измененная Протоколом 1978 года.
- МК СОЛАС-74 – Международная конвенция по спасению человеческой жизни на море 1974 года.
- МК ПДНВ 78/95 – Международная конвенция по подготовке, дипломированию моряков и несению вахты 1978 года с поправками.
- Конвенция об ответственности 1992 г. (Конвенция CLC-92) – Международная конвенция о гражданской ответственности за ущерб от загрязнения нефтью 1992 года // CLC-92 Convention – International Convention on Civil Liability for Oil Pollution Damage, 1992.
- Конвенция о фонде 1992 г. (Конвенция FUND-92) – Международная конвенция о создании международного фонда для компенсации ущерба от загрязнения нефтью 1992 года // 1992 Fund Convention – International Convention on the Establish of an International Fund for Compensation for Oil Pollution Damage, 1992.
- Международная конвенция о гражданской ответственности за ущерб от загрязнения бункерным топливом 2001 года.
- Конвенция ОВВ – Международная конвенция об ответственности и компенсации за ущерб в связи с перевозкой морем опасных и вредных веществ 1996 г. // HNS Convention – International Convention on Liability and Compensation for Damage in Connection with the Carriage of Hazardous and Noxious Substance by Sea, 1996.
- Руководство по перекачке с судна на судно (нефтепродуктов), третье издание, 1997 г. // Ship to Ship Transfer Guide (Petroleum), Third Edition 1997.

1.3.2. Федеральные законы РФ и нормативные акты Правительства РФ

- Федеральный закон РФ от 21 июня 1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- Федеральный закон РФ от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».
- Федеральный закон РФ от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».
- Федеральный закон РФ от 24 июня 1998 г. № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».
- Федеральный закон РФ от 3 марта 2008 г. № 19-ФЗ «О Федеральном бюджете на 2008 год».
- Федеральный закон РФ от 8 ноября 2007 г. № 261-ФЗ «О морских портах в Российской Федерации и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

- Федеральный закон РФ от 23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе».
- Федеральный закон РФ от 30 марта 1999 г. № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения».
- Федеральный закон РФ от 30 декабря 2001 года № 197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации» (в ред. Федеральных законов РФ от 24 июля 2002 г. № 97-ФЗ, от 25 июля 2002 г. № 116-ФЗ, от 30 июня 2003 г. № 86-ФЗ, от 27 апреля 2004 г. № 32-ФЗ, от 22 августа 2004 г. № 122-ФЗ, от 29 декабря 2004 г. № 201-ФЗ, от 9 мая 2005 г. № 45-ФЗ, от 30 июня 2006 г. № 90-ФЗ, от 18 декабря 2006 г. № 232-ФЗ, от 30 декабря 2006 г. № 271-ФЗ, от 20 апреля 2007 г. № 54-ФЗ, от 21 июля 2007 г. № 194-ФЗ, от 1 октября 2007 г. № 224-ФЗ, от 18 октября 2007 г. № 230-ФЗ, от 1 декабря 2007 г. № 309-ФЗ, от 28 февраля 2008 г. № 13-ФЗ, с изм., внесенными постановлением Конституционного Суда РФ от 15 марта 2005 г. № 3-П, определением Конституционного Суда РФ от 11 июля 2006 г. № 213-О).
- Федеральный закон РФ от 30 апреля 1999 г. № 81-ФЗ «Кодекс торгового мореплавания Российской Федерации» (в ред. Федеральных законов РФ от 26 мая 2001 г. № 59-ФЗ, от 30 июня 2003 г. № 86-ФЗ, от 2 ноября 2004 г. № 127-ФЗ, от 20 декабря 2005 г. № 168-ФЗ, от 4 декабря 2006 г. № 201-ФЗ, от 8 ноября 2007 г. № 261-ФЗ, с изм., внесенными Постановлением Конституционного Суда РФ от 6 апреля 2004 г. № 7-П).
- Федеральный закон РФ от 3 июня 2006 года № 74-ФЗ «Водный кодекс Российской Федерации» (в ред. Федеральных законов РФ от 4 декабря 2006 г. № 201-ФЗ, от 19 июня 2007 г. № 102-ФЗ).
- Федеральный закон РФ от 9 февраля 2007 г. № 16-ФЗ «О транспортной безопасности».
- Федеральный закон РФ от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании» (в ред. Федеральных законов РФ от 9 мая 2005 г. № 45-ФЗ, от 1 мая 2007 г. № 65-ФЗ, от 1 декабря 2007 г. № 309-ФЗ).
- Федеральный закон РФ от 31 июля 1998 года № 155-ФЗ «О внутренних морских водах, территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации» (в ред. Федеральных законов РФ от 22 апреля 2003 г. № 49-ФЗ, от 30 июня 2003 г. № 86-ФЗ, от 11 ноября 2003 г. № 148-ФЗ, от 22 августа 2004 г. № 122-ФЗ (ред. 29 декабря 2004 г.), от 8 ноября 2007 г. № 261-ФЗ).
- Основные требования к разработке планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов (утв. постановлением Правительства РФ от 21 августа 2000 г. № 613 с изменениями от 15 апреля 2002 г.).
- Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации (утв. постановлением Правительства РФ от 15 апреля 2002 г. № 240).
- Положение о Единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (утв. постановлением Правительства РФ от 30 декабря 2003 г. № 794 в ред. постановлений Правительства РФ от 27 мая 2005 г. № 335, от 3 октября 2006 г. № 600, от 7 ноября 2008 г. № 821).
- Порядок создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (утв. постановлением Правительства РФ от 10 января 1996 г. № 1340).
- Постановление Правительства РФ от 12 июня 2003 г. № 344 «О нормативах платы за выбросы загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, размещение отходов производства и потребления».
- Постановление Правительства РФ от 1 июля 2005 г. № 410 «О внесении изменений в приложение 1 к постановлению Правительства РФ от 12 июня 2003 г. № 344».

- Порядок создания, эксплуатации и использования искусственных островов, сооружений и установок во внутренних морских водах и в территориальном море Российской Федерации (утв. постановлением Правительства РФ от 19 января 2000 г. № 44).
- Постановление Правительства РФ от 21 мая 2007 г. № 304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

1.3.3. Ведомственные нормативные акты, приказы министерств и ведомств РФ

- Положение о функциональной подсистеме организации работ по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в море с судов и объектов независимо от их ведомственной и национальной принадлежности (утв. приказом Минтранса России от 6 апреля 2009 г. № 53).
- Указания по определению нижнего уровня разлива нефти и нефтепродуктов для отнесения аварийного разлива к чрезвычайной ситуации (утв. приказом МПР России от 3 марта 2003 г. № 156).
- Положение о функциональной подсистеме экологической безопасности единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (утв. приказом МПР России от 12 июля 1996 г. № 326).
- Временный порядок объявления территории зоной чрезвычайной экологической ситуации (утв. приказом МПР России от 6 февраля 1995 г. № 45).
- Правила разработки и согласования планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации (утв. приказом МЧС России от 28 декабря 2004 г. № 621).
- Требования по предупреждению чрезвычайных ситуаций на потенциально опасных объектах и объектах жизнеобеспечения (утв. приказом МЧС России от 28 февраля 2003 г. № 105).
- Приказ МЧС России от 2 августа 1999 г. № 79 «О взаимодействии МЧС России и Росгидромета в области прогнозирования, предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций».
- Приказ МЧС России от 7 июля 1997 г. № 382 «О сроках и формах представления информации в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».
- Положение об организации аварийно-спасательного обеспечения на морском транспорте (утв. приказом Минтранса России от 7 июня 1999 г. № 32 с изм. и доп. приказа Минтранса России от 11 февраля 2005 г. № 9).
- Временное положение о рейдовой перевалке грузов (ведомственное положение) (утв. первым заместителем Министра транспорта РФ, руководителем Государственной службы морского флота 17 декабря 2003 г.).
- Правила оказания услуг по организации перегрузки грузов с судна на судно (утв. приказом Минтранса России от 29 апреля 2009 г. № 68).
- Общие правила плавания и стоянки судов в морских портах Российской Федерации и на подходах к ним (утв. приказом Минтранса России от 20 августа 2009 г. № 140).
- Положение о присвоении класса квалификации рабочим по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в море (утв. приказом ММФ СССР от 7 февраля 1986 г. № 17-ПР).
- Перечень портовых сборов в морских портах Российской Федерации (утв. приказом Минтранса России от 17 декабря 2007 г. № 189).
- Правила применения портовых сборов в морских портах Российской Федерации (утв. приказом Федеральной службы по тарифам от 20 декабря 2007 г. № 522-т/1).
- Приказ Госгортехнадзора РФ от 19 сентября 2000 г. № 98 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов».

- Инструкция о порядке передачи сообщений о загрязнении морской среды (утв. МПР России 12 мая 1994 г., Роскомрыболовством 17 мая 1994 г., Минтрансом России 25 мая 1994 г.).
- Сборник обязательных распоряжений по морскому порту Новороссийск (дополнение к Общим правилам плавания и стоянки судов в морских портах Российской Федерации и на подходах к ним, утв. начальником ФГУ «АМП Новороссийск» в 2006 г.).
- Устав Федерального государственного учреждения «Администрация морского порта Новороссийск» (утв. распоряжением Федерального агентства морского и речного транспорта от 28 марта 2005 г. № ВР-112-р).

1.3.4. Законы Краснодарского края и нормативные акты администрации Краснодарского края

- Закон Краснодарского края от 13 июля 1998 г. № 135-КЗ «О защите населения и территорий Краснодарского края от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».
- Закон Краснодарского края от 16 ноября 1997 г. № 103-КЗ «О резерве материальных ресурсов Краснодарского края для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».
- Положение о территориальной подсистеме Единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций Краснодарского края (утв. постановлением главы администрации Краснодарского края от 2 ноября 2005 г. № 1007).
- Постановление главы администрации Краснодарского края от 29 октября 1996 г. № 483 «О силах и средствах Краснодарской территориальной подсистемы Единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» (в ред. постановлений главы администрации края от 8 мая 2002 г. № 498, от 26 июня 2002 г. № 706).
- Положение о Комиссии администрации Краснодарского края по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности (утв. постановлением главы администрации Краснодарского края от 5 июня 2003 г. № 529, в ред. постановлений главы администрации Краснодарского края от 22 июля 2004 г. № 731, от 17 мая 2005 г. № 434).
- Требования к разработке планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Краснодарского края (утв. постановлением главы администрации Краснодарского края от 31 января 2006 г. № 53).
- Постановление главы администрации Краснодарского края от 12 июля 2001 г. № 594 «О подготовке персонала объектов повышенного риска в области защиты от чрезвычайных ситуаций, расположенных на территории Краснодарского края».

Ссылки на официальные издания перечисленных документов, а также использованные при разработке настоящего Плана СНиПы, ГОСТы, ведомственные руководящие документы и инструкции, техническую и научную документацию, публикации и статьи приводятся в разделе «Список использованной литературы» настоящих методических рекомендаций.

2. Исходные данные для расчета

Одними из важнейших составляющих получения адекватных результатов расчета являются правильная подготовка и обработка исходных данных. Основными факторами, влияющими на качество полученных показателей оснащенности АСФ являются:

- свойства обрабатываемой нефти и нефтепродуктов;
- граничные погодные и климатические условия;
- действующие в районе несения АСГ течения, сезонное изменение течений;
- характер акватории (внутренняя акватория морского порта, внешний рейд, открытое море и т.д.).

Ниже приводятся описание каждого из перечисленных факторов и анализ его влияния на конечный результат.

2.1. Классификация нефти, основные физические свойства

Нефть – маслянистая жидкость, как правило, темно-бурого цвета, представляющая собой сложную смесь углеводородов. Количество фракций на молекулярном уровне превышает 450 наименований. Общее содержание углеводородов достигает 98 %, их фракции слабо связаны между собой и при длительном хранении способны к расслоению под воздействием гравитации. Более легкие фракции концентрируются в верхних слоях, а тяжелые – в нижних. Это создает определенные трудности при ее транспортировке.

Углеводороды, входящие в состав нефти, подразделяются на 4 класса:

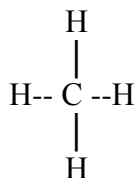
- алканы;
- цикланы;
- ароматические;
- алкены.

2.1.1. Фракционный состав нефти

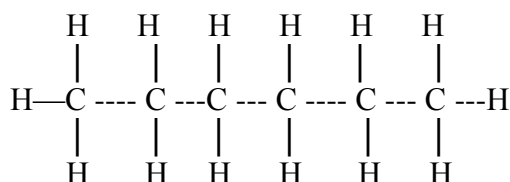
2.1.1.1. Алканы

Алканы (парафиновые углеводороды) – насыщенные углеводороды. Общая формула $C_n H_{2n+2}$.

Наиболее легкий углеводород этого класса – метан CH_4 . Алканы с большим молекулярным весом входят в состав различных марок жидкого топлива. Структурные формулы алканов включают одинарные связи между атомами углерода и водорода. Например, структурная формула метана CH_4 имеет вид



гексана $C_6 H_{14}$



Из структурной формулы гексана видно, что в ней существует пять одинарных связей С – С и аналогичных 14 связей С – Н.

Основные физические параметры алканов приведены в таблице 1. Данные таблицы показывают, что температура плавления, кипения, плотность и другие физические параметры алканов увеличиваются по мере роста молярного веса.

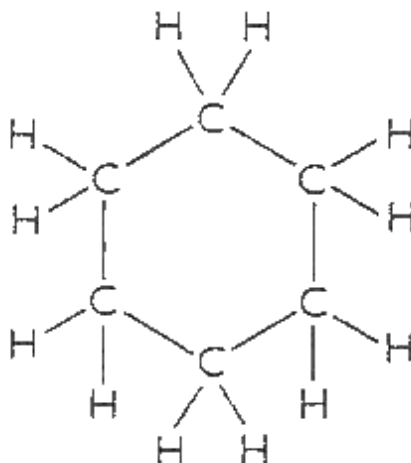
Агрегатное состояние их по мере увеличения молярного веса изменяется от газообразного до твердого состояния (таблица 1).

Таблица 1. Основные физические параметры алканов

Наименование фракций	Молярный вес	Формула	Температура плавления	Температура кипения	Плотность, при $t=20$	Отношение С:Н	Агрегатное состояние
Метан	16	CH_4	-182,5	-161,5	0,416	3,0	газ
Этан	30	C_2H_6	-183,27	-88,63	0,546	4,0	газ
Пропан	44	C_3H_8	-187,69	-42,07	0,501	4,5	газ
Бутан	58	C_4H_{10}	-138,35	-0,5	0,5788	4,8	газ
Гексан	86	C_6H_{14}	-95,35	68,74	0,6594	5,14	жидк.
Гептан	100	C_7H_{16}	-90,61	98,43	0,6838	5,25	жидк.
Декан	144	$C_{10}H_{22}$	-29,66	174,1	0,7301		жидк.
Гексадекан	192	$C_{16}H_{34}$	18,17	288,8	0,7734	5,65	жидк.
Триаконтан	422	$C_{30}H_{62}$	65,8	446,4	0,8097	5,81	тverd.
Тетрааконтан	562	$C_{40}H_{82}$	81,5	520,0	0,8205	5,85	тverd.
Гектан	1402	$C_{100}H_{202}$	11,6				тverd.

2.1.1.2. Цикланы

Цикланы – насыщенные углеводороды циклического строения. Общий вид формулы цикланов $C_n H_{2n}$. Цикланы содержатся в жидком топливе. Структурные формулы цикланов отличаются по виду от алканов. Так, формула нормального циклогексана C_6H_{12} представляет собой:



В этой формуле шесть одинарных связей между атомами углерода С – С и 12 связей между атомами углерода и водорода.

Основные физические параметры отдельных цикланов приведены в таблице 2.

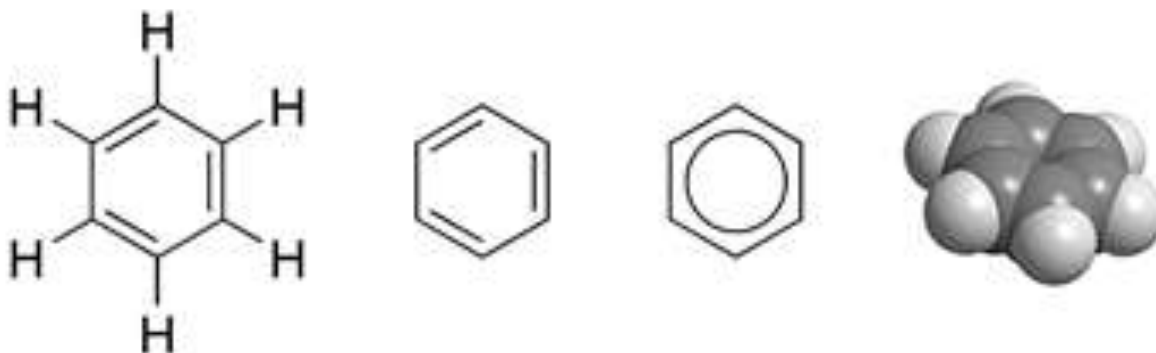
Таблица 2. Основные физические параметры отдельных насыщенных углеводородов

Цикланы (Нафтены)	Формула	Температура кипения	Плотность	Низшая теплота сгорания, тыс. ккал/моль
Циклопентан	C_5H_{10}			741,1
Метилциклопентан	C_6H_{12}	71,8	0,749	845,9
Этилциклопентан	C_7H_{14}	103,5	0,763	1032,9
Проциклопентан	C_8H_{16}			1179,7
Циклогексан	C_6H_{12}	80,7	0,779	882,0

2.1.1.3. Ароматические соединения

Ароматические углеводороды – циклические органические соединения, могут иметь насыщенные или ненасыщенные боковые цепи. Связь между С – Н всегда одинарная, между атомами углерода может быть одинарной и двойной.

В качестве примера можно привести структурную формулу бензола:



Структурная формула бензола включает 6 связей С – Н, три одинарные связи С – С и три двойные связи С = С. В таблице 3 приведены основные физические параметры бензола, толуола, этилбензола и другие.

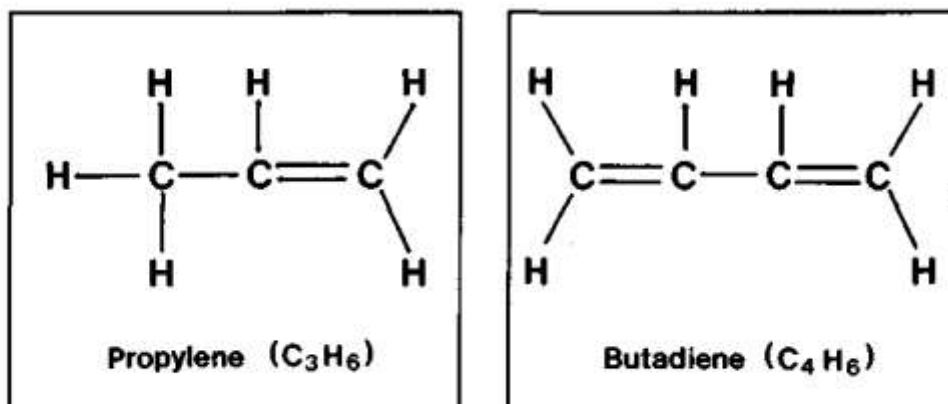
Таблица 3. Основные физические параметры некоторых ароматических фракций

Наименование	Кол-во атомов углерода	Формула	Температура кипения, °С	Плотность кг/м ³
Бензол	6	C_6H_6	80,1	0,879
Толуол	7	$C_6H_5CH_3$	110,6	0,866
Этилбензол	8	$C_6H_5CH_2CH_3$	136,2	0,867
Кумол	9	$C_6H_5CH(CH_3)_2$	152,4	0,864
Нафталин	10	$C_{10}H_8$	217,9	1,145
Антрацен	14	$C_{14}H_{10}$	354	1,25

Особенностью ароматических соединений является при смешивании с водой образование устойчивых эмульсий.

2.1.1.4. Алкены

Алкены – непредельные моноолефиновые углеводороды. Общая формула C_nH_{2n} . Наиболее легкий углеводород этого класса – этилен. Он содержится в коксовом газе. Структурная формула гексена имеет вид C_6H_{12} и включает двенадцать одинарных связей С – Н и двойную связь между двумя атомами углерода.



Нефть, добываемая не только из разных месторождений, но даже из разных скважин одной нефтяной провинции, отличается по физическим и химическим свойствам, процентному соотношению фракций отдельных классов, содержанием таких примесей как сера, никель и т.д. Наличие тех или иных физических и химических свойств нефти в целом и определяет ее ценность как сырья.

2.1.2. Объемно-массовые характеристики нефти и нефтепродуктов

2.1.2.1. Плотность

Основными физическими характеристиками нефти и ее фракций являются:

- плотность;
- вязкость;
- температура кипения отдельных фракций;
- теплота сгорания топлива (теплотворная способность топлива);
- электропроводимость;
- температура застывания;
- растворимость в воде и т.д.

Плотность нефти ρ_n зависит от молекулярного соотношения легких и тяжелых фракций и лежит в пределах от 0,73 до 1,042 г/см³. Однако, типичная плотность добываемой нефти находится в значительно узком диапазоне (0,82 – 0,92) г/см³.

Нефть, плотность которой не превышает 0,9 г/см³, относится к легким сортам, выше 0,9 – к тяжелым. В таблице 4 приведены значения основных параметров нефти, добываемой из отдельных месторождений.

Таблица 4. Основные характеристики нефти отдельных месторождений

Страна, место добычи	Плотность при $t=16$ °С	Кинематическая вязкость, сСт	Содержание, %			Температура текущей, °С	Остаток после перегонки, % (370/300, °С)
			Парафинов	Серы	Асфальтов		
Пенсильвания	0,811	3,34	5,3	0,08			27
Смесь КТК-Р	0,803	3,3	5,7	0,55	0,08	- 22	31,5
Алжир	0,818	4,13	11,4	0,09	0,13	7,1	34,1
Ливия (Брега)	0,829	4,75	6,5	0,21	1,3	-34	37,5
Ирак (Киркук)	0,845	5,6	7	1,88	0,7	-20	
Иран (Агаджари)	0,854	9,6	6,7	1,33	1,9	-12	42,7
Кувейт							
Венесуэла (Тиа-Хуана)	0,869			1,58			47,8
	0,867	5,16	8,5	0,19	0,05	-15	35,8

2.1.2.2. Вязкость нефти

Вязкость нефти обычно определяется при температуре 50°С и колеблется в широких пределах от 1,2 до 55 сСт. Как и плотность, она зависит от соотношений легких и тяжелых фракций.

При транспортировке вязкой нефти требуется ее подогрев, так как при выгрузке возникают проблемы, связанные с существенным снижением производительности грузовых насосов. При сдаче такой нефти в портах при низких температурах окружающей среды нецелесообразно прерывать грузовые операции даже на небольшой период. Это может привести к большим трудностям при возобновлении грузовых операций.

2.1.2.3. Температура кипения отдельных фракций

Нефть по своему фракционному составу относится к сложному полезному ископаемому. Как указывалось выше, в ее состав входит порядка 450 фракций. Каждая из этих фракций имеет вполне определенную температуру кипения.

В таблице 3 приведены температуры кипения отдельных фракций предельных углеводородов (алканов). Данные этой таблицы позволяют сделать вывод о широком диапазоне температур кипения фракций нефти даже в пределах одного класса, который составляет от –182,48 у метана до 520 °С у гектана.

Существенно отличается температура кипения отдельных фракций и в пределах других классов. Одним из параметров нефти, определяющим диапазон легких фракций, является температура начала кипения ($t_{нк}$). Температура начала кипения нефти многих месторождений составляет порядка 20°С, хотя встречаются месторождения нефти, у которых $t_{нк} > 100$ °С. Характерным для такой нефти является содержание большого количества асфальтовых и смолообразных компонентов.

Влияние этих свойств на поведение и дальнейшее изменение структуры разлитой в море нефти достаточно полно рассмотрено в работах [21, 23].

2.1.2.4. *Теплота сгорания топлива*

Теплота сгорания или теплотворная способность топлива Q_n – это количество тепла, выделяющееся при полном сгорании 1 кг топлива (ккал/кг). Теплотворная способность подразделяется на высшую (Q_v) и низшую (Q_n). Под Q_v понимается количество тепла, которое выделяется при полном сгорании топлива с образованием CO_2 и H_2O в жидком состоянии. Значение Q_v можно получить в калориметрической бомбе при сжигании топлива в кислороде. При этом следует учесть потери в окружающую среду. В калориметрической бомбе сера окисляется до SO_2 .

Низшая теплотворная способность топлива Q_n – количество тепла, выделяющегося при полном сгорании кг топлива с образованием CO_2 , H_2O и SO_2 , которые находятся в газообразном состоянии. При определении не учитывается расход тепла на испарение влаги топлива.

Фракции нефти обладают большой теплотворной способностью. Теплотворная способность метана равна 11 954 ккал/кг, гексана – 10 780, эйкозана – 10 568 и т.п. Среднее значение Q_n мазута равно 10 000 ккал/кг.

Высшая теплота сгорания атомарного водорода составляет порядка 85 500 ккал/кг атом, высшая же теплота молекулярного газообразного водорода равна только 34 000 ккал/кг. Разность в 51 500 ккал/кг обусловлена расходом энергии на разрыв внутримолекулярных связей.

2.1.2.5. *Диэлектрические свойства*

Нефть и ее фракции являются хорошими диэлектриками. В частности удельное сопротивление твердого парафина составляет $10^{18} - 10^{21} \text{ Ом/м}^3$, для нефти $R = 10^{11} - 10^{15} \text{ Ом/м}^3$.

Поэтому отдельные фракции нефти нашли широкое применение в электротехнической промышленности. В то же время при транспортировке нефти крупными танкерами (грузовместимостью более 20000 т) под воздействием внешних сил в танках формируются значительные потенциалы статистического электричества, разряды которых могут привести к воспламенению и взрыву. Поэтому танкеры грузовой вместимостью более 20000 т, начиная с 1973 года, согласно требованиям МК МАРПОЛ 73/78, оборудуются системами инертных газов. Для обеспечения безопасности мореплавания их танки должны быть инерттированы как при транспортировке груза, так и при балластных переходах.

2.1.3. Физико-химические свойства нефти и нефтепродуктов, обрабатываемых в морских портах Азово-Черноморского водного бассейна

2.1.3.1. *Классификация нефтей и нефтепродуктов*

В рамках настоящих методических рекомендаций принята международная классификация нефтей и нефтепродуктов, основанная на различии физико-химических свойств различных групп нефтепродуктов. В зависимости от физико-химических свойств, нефтяные грузы подразделяются на четыре группы, указанные в таблице 5.

Таблица 5. Классификация нефтей и нефтепродуктов

Группа	Нефтяной груз	Плотность, API RD 60/60	% выкипающих компонентов при 200 °С	% выкипающих компонентов при 370 °С	Вязкость, сСт, 15 °С
1	Бензин Лигроин Керосин	> 45 < 0,80	50 – 100	0	около 0
2	Сырая нефть Газойль	35 – 45 0,80 – 0,85	19 – 48	12 – 50	5 – 30
3	Сырая нефть Мазут IFO 180	17,5 – 35 0,85 – 0,95	14 – 34	28 – 50	8 – 2500
4	Сырая нефть Мазут IFO 380	< 17,5 > 0,95	3 – 24	33 – 92	1500 и выше

При дальнейшем рассмотрении свойств нефти и нефтепродуктов, обрабатываемых в морских портах Азово-Черноморского водного бассейна, приводится вышеуказанная классификация.

2.1.3.2. Сырая нефть

Нефть, отгружаемая на экспорт на причалах нефтерайона «Шесхарис» ОАО «Новороссийский морской торговый порт» и на нефтерайоне ОАО «Туапсинский морской торговый порт», обладает следующими основными параметрами (таблица 6).

Таблица 6. Характеристики нефти, обрабатываемой ОАО «НМТП» и ОАО «ТМТП»

№	Физико-химические показатели	Значение
1.	Кинематическая вязкость (сСт)	19,18
2.	Плотность при 20 °С	861,2
3.	Температура вспышки	
4.	Температура застывания	-
5.	Температура кипения	50
6.	Давление насыщенных паров при 37,8 °С (кПа)	37,9
7.	Токсичность	-
8.	Летучесть	-
9.	Фракционный состав (% фракции, примеси):	Выход фракций: при 200 °С – 25% при 300 °С – 45% при 350 °С – 62%

По своим физико-химическим свойствам данная нефть занимает промежуточное положение между второй и третьей группами нефтей. Такие нефти интенсивно испаряются, что является существенным общим фактором при аварийном планировании операций по ликвидации разлива.

Сырая нефть, отгружаемая на Морском терминале ЗАО «КТК-Р» имеет бренд «смесь КТК» и обладает следующими основными характеристиками (таблица 7).

Таблица 7. Характеристики нефти «смесь КТК»

№	Физико-химические показатели	Значение
1.	Кинематическая вязкость (сСт)	19,18
2.	Плотность при 20 °С	781
3.	Температура вспышки	н/д
4.	Температура застывания	н/д
5.	Температура кипения	50
6.	Давление насыщенных паров при 37,8 °С (кПа)	37,9
7.	Токсичность	н/д
8.	Летучесть	н/д
9.	Фракционный состав (% фракции, примеси):	Выход фракций: при 200 °С – 25% при 300 °С – 45% при 350 °С – 62%

По своим физико-химическим свойствам данная нефть входит в первую группу нефтей. Нефти, относящиеся к первой группе, достаточно быстро испаряются, что является существенным общим фактором при аварийном планировании операций по ликвидации разлива.

2.1.3.3. Мазут, дизельное топливо, печное топливо

Мазут – механическая смесь отдельных жидких фракций нефтяных остатков, получаемых в процессе переработки нефти и включающих фракции от октана до гептадекана в том или ином соотношении. В зависимости от количественного соотношения отдельных фракции физико-химические свойства мазута изменяются. Определенное влияние на его свойства оказывают и примеси, такие как ванадий, сера и т.д. В связи с чем мазуты и подразделяются на те или иные марки. При решении задачи ликвидации разлива мазута определяющим фактором является температура застывания, которая, по имеющимся данным, составляет 22°С (таблица 8). Это означает, что в зимне-весенний период, когда температура морской воды в Азово-Черноморском водном бассейне ниже 22°С, мазут, попавший на поверхность воды, достаточно быстро сформирует слик и в зависимости от соотношения отдельных компонентов, включенных в состав мазута, останется на плаву определенное время или пойдет ко дну. В случае, если разлив мазута произойдет в солнечный день, то за счет радиационного излучения произойдет разрыв внутримолекулярных связей у отдельных фракций мазута, что усилит скорость испарения и ускорит затопление слика. В зависимости от глубины затопления слика в летне-осенний период возможно его всплытие и перемещение под воздействием придонных течений по направлению последних.

Дизельное топливо включает более легкие жидкие фракции нефти и представляет собой механическую смесь более простых жидких фракций нефти. При разливе дизтоплива на поверхности морской воды процессы испарения легких фракций дизтоплива происходят значительно быстрее, чем у мазута. Это приводит к изменению структуры последнего и повышению температуры застывания. Печное топливо, перегружаемое в некоторых морских портах Азово-Черноморского водного бассейна, по своей структуре и физико-химическим свойствам близко к дизельному топливу. Характеристики дизельного и печного топлива по данным специализированной лаборатории нефтерайона «Шехарис» ОАО «НМТП» приводятся в таблицах 8 – 10.

Таблица 8. Мазут марки М 100 по ГОСТ 10585-99

Наименование показателя	Значение для марки	Метод испытания
	Мазут М100	
Вязкость при 50°	-	По ГОСТ 6258
Условная, градусы ВУ	-	По ГОСТ 33
Кинематическая, м ² /с(сСт)		
Вязкость при 80°, не более		По ГОСТ 6258
Условная, градусы ВУ	16,0	По ГОСТ 33
Кинематическая, м ² /с (сСт)	118 × 10 ⁻⁶ (118,0)	
Вязкость при 100°, не более		По ГОСТ 6258
Условная, градусы ВУ	6,8	По ГОСТ 33
Кинематическая, м ² /с(сСт)	50,0 × 10 ⁻⁶ (50,0)	
4. Вязкость при 0°С, Па·с, не более	-	По ГОСТ 1929
Зольность, %, для мазута: малозольного	0,05	По ГОСТ 1461 или по приложению (1)
зольного	0,14	
6. Массовая доля механических примесей, %, не более	1,0	По ГОСТ 6370
7. Массовая доля воды, %, не более	1,0	По ГОСТ 2477 или по приложению (2)
8. Содержание водорастворимых кислот и щелочей	отсутствие	По ГОСТ 6307
9. Массовая доля серы, %, не более, для мазута видов		
I	0,5	
II	1,0	
III	1,5	По ГОСТ 1437
IV	2,0	По ГОСТ 3877
V	2,5	
VI	3,0	
VII	3,5	
10. Коксуемость, %, не более	-	По ГОСТ 19932 или по приложению (2)
11. Содержание сероводорода	-	По 7.2
12. Температура вспышки, °С, не ниже:		
В закрытом тигле	-	По ГОСТ 6356 или по приложению (4)
В открытом тигле	110	По ГОСТ 4333 или по приложению (5)
13. Температура застывания, °С, не выше для мазута из высокопарафинистых нефтей	25 42	По ГОСТ 20287 или по приложению (5)
14. Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (небраковочная), кДж/кг, не менее, для мазутов		По ГОСТ 21261

Наименование показателя	Значение для марки	Метод испытания
	Мазут М100	
вида:		
I, II, III, IV,	40530	
V, VI, VII	39900	
15. Плотность при 20°C, кг/м ³ , не более	Не нормируется. Принята 980	По ГОСТ 3900

Таблица 9. Дизельное топливо ДТл по ГОСТ 305-82

№ п/п	Наименование показателя	Дизельное топливо Л
1	Цетановое число (цетановый индекс), не менее	91452
2	Фракционный состав: - 50% перегоняется при температуре, °С, не выше - 96% перегоняется при температуре, °С, не выше	280 360
3	Кинематическая вязкость при 20°С, мм ² /с (сСт)	3,0-6,0
4	Температура застывания, °С, для климатической зоны: - умеренной; - холодной; - не выше	-10
5	Температура помутнения, °С, для климатической зоны: - умеренной; - холодной; - не выше	-5
6	Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, °С, не ниже - для тепловозных и судовых дизелей и газовых турбин; - для дизелей общего назначения	62 40
7	Массовая доля серы, %, не более в топливе: - вида I - вида II	0,2 0,5
8	Массовая доля меркаптановой серы, %, не более	0,01
9	Содержание сероводорода	отсутствие
10	Испытание на медной пластинке	выдерживает
11	Наличие водорастворимых кислот и щелочей	отсутствие
12	Концентрация фактических смол, мг на 100 см ³ топлива, не более	40
13	Кислотность, мг КОН на 100 см ³ топлива, не более	5
14	Йодное число, г йода на 100 г топлива, не более	6
15	Зольность, %, не более	0,1
16	Коксуемость, 10 %-ного остатка, %, не более	0,2
17	Коэффициент фильтруемости, не более	3
18	Содержание механических примесей	отсутствие
19	Содержание воды	отсутствие
20	Плотность при 20°С, кг/м ³ , не более	860
21	Предельная температура фильтруемости, °С, не выше	-5

Таблица 10 Топлива судовые маловязкие по ТУ 38.101567-2000

№ п/п	Наименование показателя	Значение для марки ТМС-Э	Метод испытания
1	Вязкость кинематическая при 20°C, мм, не более:		
	Условная, °ВУ	2,0	ГОСТ 6258
	Соответствующая ей кинематическая, мм ² /с	11,4	ГОСТ 33 или ASTM Д 445
2	Цитановое число, не менее	40	ГОСТ 3122
3	Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже	62	ГОСТ 6345 или ASTM Д 93
4	Температура застывания, °С	-10	ГОСТ 20287
5	Массовая доля серы, %, не более	0,4	ГОСТ 19121 или ГОСТ Р 50442 или ASTM D 1266 или ASTM D 4294
6	Массовая доля меркаптановой серы, %, не более	0,025	ГОСТ 17323
7	Содержание воды	Следы	ГОСТ 2477
8	Коксуемость, %, не более	0,02	ГОСТ 19932 ASTM D 189
9	Содержание механических примесей, %, не более	0,02	ГОСТ 6370
10	Зольность, %, не более	0,01	ГОСТ 14612 ASTM D 482
11	Содержание водорастворимых кислот и щелочей, %, не более	Отсутствие	ГОСТ 6307
12	Плотность при 15°C, кг/м ³ , не более	893	ГОСТ Р 51069 или ASTM D 1298 или ASTM D 4052
13	Йодное число, г йода на 100 г топлива, не более	20	ГОСТ 2070 (метод А)

2.2. Обобщенные сведения о поведении нефти в море

2.2.1. Основные процессы, происходящие с нефтью при попадании на поверхность воды

Нефть, попавшая в море, растекается и перемещается по его поверхности, претерпевая при этом ряд химических и физических изменений. Эти изменения нефти начинаются непосредственно с момента попадания ее на поверхность воды и продолжаются, в зависимости от типа разлившейся нефти и гидрометеорологических условий, в течение почти всего периода пребывания нефти на воде. На рис.1 приводятся данные физико-химических процессов, происходящих с разлитой нефтью на поверхности моря. Показана зависимость распределения испарения, рассеивания, растворения, окисления, эмульгирования, распространения разлитой нефти на поверхности моря в зависимости от времени нахождения пятна от нескольких часов до года.

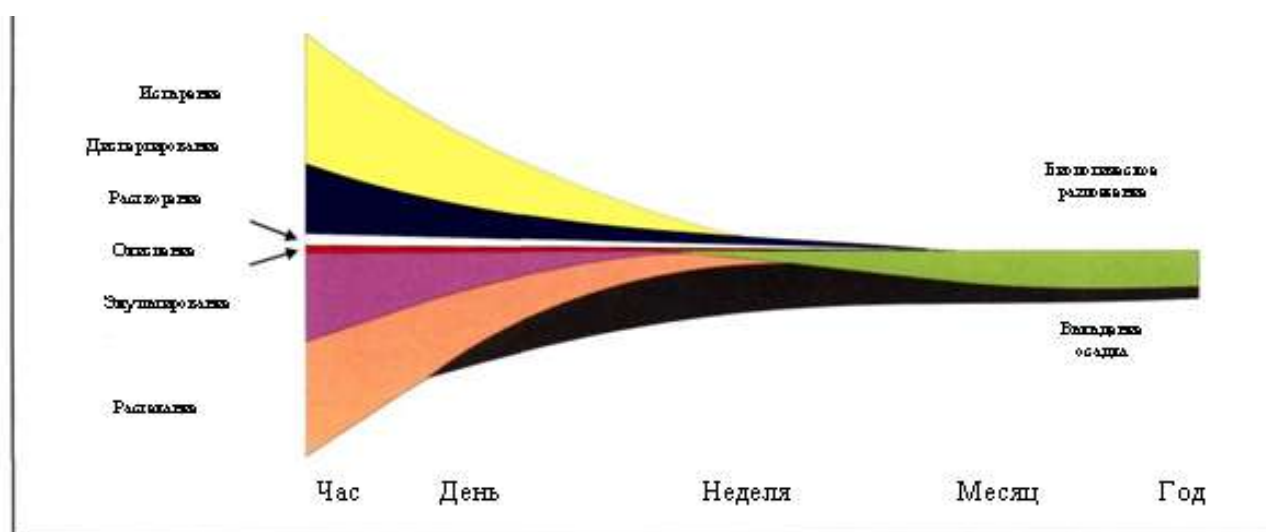


Рис.1. Схематическое изображение разлива нефти с учетом времени после разлива

Анализ данных, представленных на рис.1, позволяет сделать вывод, что основные процессы (испарение, рассеивание, растворение, окисление, эмульгирование, растекание) в период до 1 дня достаточно интенсивны и только смешивание уже тяжелых фракций со взвесью в воде и отдельными компонентами дна (ил, песок, мелкий гравий) происходят в течение от нескольких дней до месяца и более. Кроме того, к основным физико-химическим изменениям разлившейся нефти под воздействием внешних факторов относятся: диспергирование, биодеструкция, осаждение, растворение.

2.2.1.1. Растекание

Растекание нефти является основным фактором, влияющим на изменение нефтяного поля при разливе. Равномерное по всем направлениям от центра поля при спокойной воде растекание имеет наибольшую динамику в начальный период разлива. Скорость растекания нефти зависит от ее количества, вязкости, поверхностного натяжения и гидродинамических условий процесса: температуры воды, скорости ветра, волнения.

Авторы работ [21, 22] показали, что сырая нефть теоретически может растекаться до образования мономолекулярного слоя. Сырая нефть в естественных водоемах, очевидно, никогда не достигает такого состояния, хотя часто наблюдаемый типичный радужный отблеск свидетельствует об ее способности к образованию очень тонких пленок (см. таблицу 11).

В начальной стадии растекание нефти обусловлено главным образом действием удельного веса, которому противостоит сила инерции. После растекания нефти до

критической толщины около 8 мм наиболее важным фактором, способствующим распространению нефти, становится поверхностное натяжение. В дальнейшем распространение нефтяной пленки тормозится тонким слоем воды. К тому моменту, когда толщина слика станет равной толщине этого водного слоя, вязкость становится основным фактором, препятствующим растеканию, и в связи с этим скорость последнего заметно снижается.

В таблице 11 приводится шкала для оценки загрязнения нефтью водной поверхности в зависимости от ее внешнего вида, в соответствии с требованиями [54]. Значения предельного количества нефти на 1 м² поверхности воды приведены для справок с целью ориентировочной оценки количества разлитой на акватории нефти.

Таблица 11. Шкала визуальной оценки степени загрязненности поверхности воды плавающей нефтью

Оценка, баллы	Количество нефти на 1 м ² поверхности, г	Внешний вид поверхности воды
0	-	Чистая водная поверхность без признаков опалесценции (отсутствие признаков цветности при различных условиях освещения)
1	0,1	Отсутствие пленки и пятен, отдельные радужные полосы, наблюдаемые при наиболее благоприятных условиях освещения и спокойном состоянии водной поверхности
2	0,2	Отдельные пятна и серая пленка серебристого налета на поверхности воды, наблюдаемые при спокойном состоянии водной поверхности; появление первых признаков цветности
3	0,4	Пятна и пленка с яркими цветными полосами, наблюдаемые при слабом волнении
4	1,2	Нефть в виде пятен и пленки, покрывающая значительные участки поверхности воды, не разрывающаяся при волнении, с переходом цветности к тусклой мутно-коричневой
5	2,4	Поверхность воды покрыта сплошным слоем нефти, хорошо видимой при волнении, цветность темная, темно-коричневая

На практике было замечено, что при растекании нефть теряет свои летучие и водорастворимые компоненты, что будет снижать тенденцию остаточной нефти, характеризующейся более высокой вязкостью и температурой застывания, к дальнейшему растеканию, несмотря на то, что волнение на море будет дробить слик на более мелкие части. Следовательно, растекание нефти – самотормозящее явление, общая картина которого осложняется образованием эмульсий.

2.2.1.2. Испарение

Испарение – физико-химический процесс, приводящий к массопереносу углеводородов нефти с морской поверхности в атмосферу. Это важнейший исходный атмосферный процесс, в результате которого все легкие фракции нефти улетучиваются в течение первых нескольких часов после разлива (рис.2).

Скорость испарения является функцией давления насыщенного пара каждого компонента нефти, его концентрации, толщины пленки нефти, скорости ветра и температуры. Другая важная роль этого процесса заключается в изменении физических и химических свойств нефти (плотности, вязкости, содержания воды и т.д.).

Скорость испарения зависит от состава и физических свойств нефти, геометрии слика, времени, температуры, ветровой и волновой деятельности. Наиболее интенсивное испарение происходит в первые часы после попадания нефти в море. Потери нефти при испарении составляют 1/3 – 2/3 от всей массы нефтяного слика. К концу первых суток испаряется 50 % соединений, содержащих 13 – 14 атомов С; к концу 3-й недели улетучивается 50 %

соединений с 17 атомами С. В процессе испарения, который может длиться месяцы и годы, вязкость остатка нефти увеличивается, образуются нефтяные агрегаты.

По мере уменьшения массы разлитой нефти за счет ее испарения вязкость оставшейся нефти возрастает. На рис.2 представлена зависимость изменения вязкости нефти в зависимости от нахождения разлитой нефти на поверхности воды.

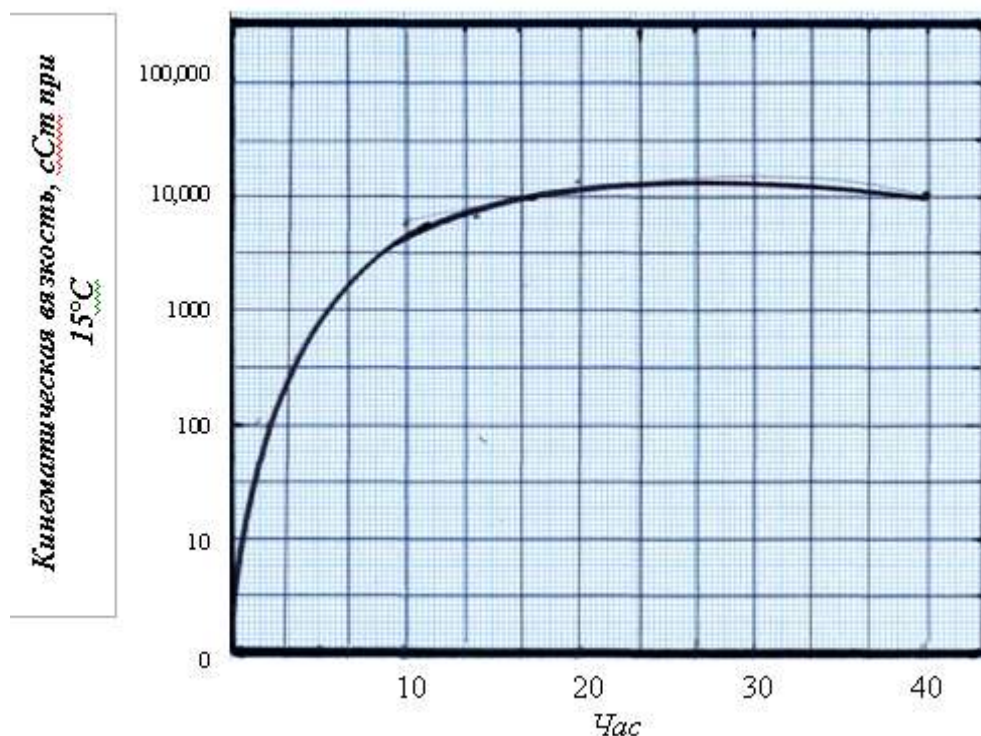


Рис.2. Изменение вязкости нефтей второй группы при разливах на море

На рис.2, по данным [29], представлена зависимость, по оси ординат которой отложена кинематическая вязкость нефти при 15°C, а по оси абсцисс – часы после разлива нефти. Данные рисунка показывают, что существенное изменение вязкости для нефти второй группы заканчивается через 10 часов, в последующие 10 часов изменение кинематической вязкости не существенно, после 20 часов – практически остается постоянной.

По данным литературы [17], при разливе нефти второй группы в течение 20 часов испаряется порядка $\frac{3}{4}$ нефти. Остатки последней, состоящие из высоко молекулярных парафинов при плотности более 1020 кг/м³, в виде слика тонут. Приблизительно через 25 – 30 часов под воздействием внешних факторов (образование эмульсий и частичное погружение сликов) вязкость плавающей нефти несколько снижается (рис.2).

Таким образом, при планировании операции по ликвидации разлива нефти следует учитывать, что эффективность ее проведения напрямую зависит от времени реагирования. Необходимо выполнить работы по ЛРН в максимально короткий срок.

2.2.1.3. Растворимость нефти в воде

Под растворимостью нефти в воде следует понимать растворимость ее отдельных фракций с учетом воздействия солнечной энергии, ветра, волнения моря и других факторов. Значения растворимости отдельных фракций представлены в таблице 12. Анализ данных таблицы 12 позволяет сделать вывод о слабой растворимости в целом отдельных фракций нефти в воде. Однако легкие фракции растворяются в воде в большей мере по сравнению с тяжелыми.

Таблица 12. Растворимость отдельных фракций нефти в воде

Соединение	Количество атомов, С	Плотность, г/см ³	Растворимость, мл/л
Парафины			
Метан	1	0,424	90
Пропан	3	0,542	65
Пентан	5	0,626	360 млн ⁻¹
Гептан	7	0,684	138 «
Нонан	9	0,718	~10 «
Ундекан	11	0,741	нр
Гептадекан	17	0,748	нр
Нафтенны			
Циклопропан	3	0,777	растворимость
Триметилциклогексан	9		незначительная
Ароматические			
Бензол	6	0,879	820 млн ⁻¹
Этилбензол	8	0,867	140 «
м-ксилол	8	0,864	«
Нафталин	10	1,145	«
2-Метилнафталин	11	1,029	нр
Антрацен	14	1,25	нр

Растворимость углеводородов снижается на порядок на каждые два дополнительных атома углерода от 100 млн⁻¹ для С₆ до 0,001 млн⁻¹ для С₁₆. В тоже время при разливе нефти компоненты последней могут находиться как в растворимом, так и в диспергированном состоянии, особенно при воздействии на нефть энергии ветра и волны.

Продукты процесса окисления растворимы в воде, что повышает токсичность последней. К тому же результату приводит и формирование эмульсий. Эмульсия легко образуется при механическом перемешивании двух взаимнонерастворимых жидкостей. По данным исследований, выполненных как в нашей стране, так и за рубежом, средний диаметр капель составляет около 0,5 мкм с объемом, равным $6 \cdot 10^{14}$ мл³ и размером поверхности $8 \cdot 10^9$ см².

Таким образом, 1 мл нефти может дать $15 \cdot 10^{12}$ капель с общей поверхностью 12 м². Образующаяся в естественных условиях эмульсия «вода в нефти» чрезвычайно устойчива. При этом эмульсии, содержащие 30 – 50% воды, легколетучие, с содержанием 50 – 80% вязкие. В обоих случаях токсичность загрязненной нефтью воды сохраняется длительное время.

2.2.1.4. Эмульгирование

Эмульгирование – физико-химический процесс, приводящий к образованию эмульсий, что приводит к существенным изменениям свойств и характеристик нефти. Это результат того, что полярные и асфальтеновые соединения ведут себя как поверхностно-активные вещества. В сырой нефти они стабилизированы применением ароматических растворителей, а по мере того, как эти растворители истощаются под влиянием атмосферных воздействий,

асфальтены начинают выпадать в осадок, уменьшают поверхностное натяжение на поверхности вода-нефть и инициируют процесс эмульгирования.

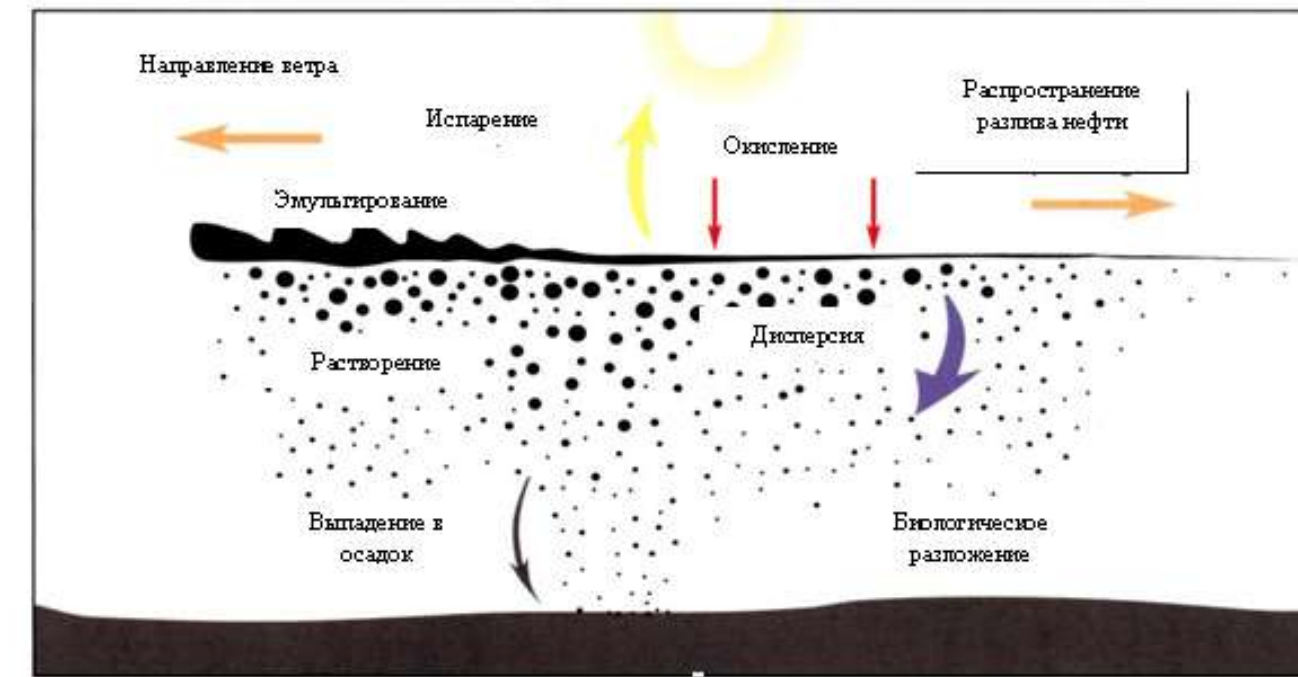


Рис.3. Процессы, имеющие место при разливе нефти

На рис.3 показаны процессы, происходящие с нефтью при разливе. Большая часть распределенной в воде нефти находится в виде эмульсии типа “нефть в воде” (прямая эмульсия). При разливах нефти образуется также эмульсия типа “вода в нефти” (обратная эмульсия). Несмотря на сходные условия образования, эти два типа имеют существенные различия. Образование прямой эмульсии может привести к исчезновению нефти с поверхности воды. Однако при прекращении действия факторов, способствующих эмульгированию (например, при уменьшении волнения моря), нефтяное пятно может восстанавливаться, нефть всплывет на поверхность воды. Образование прямой эмульсии связано с распределением мелких капель нефти (0,001 – 0,003 мм) в массе воды, что способствует биологическому разложению нефти.

Таким образом, эмульгирование – важный фактор в физическом поведении разлитой в воде нефти. Эмульсия легко образуется при механическом перемешивании двух взаимно нерастворимых жидкостей, в результате чего диспергируемая фаза оказывается суспендированной в виде капелек в однородной фазе.

Средний диаметр капелек в эмульсии «нефть в воде» составляет около 0,5 мкм, объем 6×10^{-14} мл и размер поверхности 8×10^{-9} см². Таким образом, 1 мл нефти может давать до 15×10^{12} капелек с общей поверхностью 12 м². При нормальных значениях межповерхностного натяжения поверхность капелек из-за их коалесценции очень быстро сокращается до минимальной величины – и в результате образуется жидкий слой нефти на поверхности более тяжелой воды. Для создания эмульгированного состояния необходимо уменьшить межповерхностное натяжение введением эмульгаторов; межповерхностное натяжение в чистой эмульсии бензола в воде составляет 35 дин/см, а при введении достаточного количества олеата натрия для стабилизации эмульсии снижается до ~2 дин/см. Берридж и др. указывают, что если однородной фазой является вода, то отсутствует предел степени диспергирования нефтяных капелек – они могут буквально исчезать, поскольку диспергированные капельки нефти диаметром менее 10^{-4} см не видны. Хотя сырая нефть содержит небольшие количества различных компонентов и примесей, которые могут действовать как эмульгаторы, эмульсии «нефть в воде» не всегда образуются при стекании нефти в море, особенно в случае если не производится специальная ее обработка растворами эмульгаторов в процессе очистных операций. Образующиеся в естественных условиях

эмульсии «вода в нефти» чрезвычайно устойчивы. Эмульсии, содержащие 30– 50% воды, легкотекучи, а эмульсии с содержанием воды до 50 – 80% – вязкие, зачастую тусклого цвета.

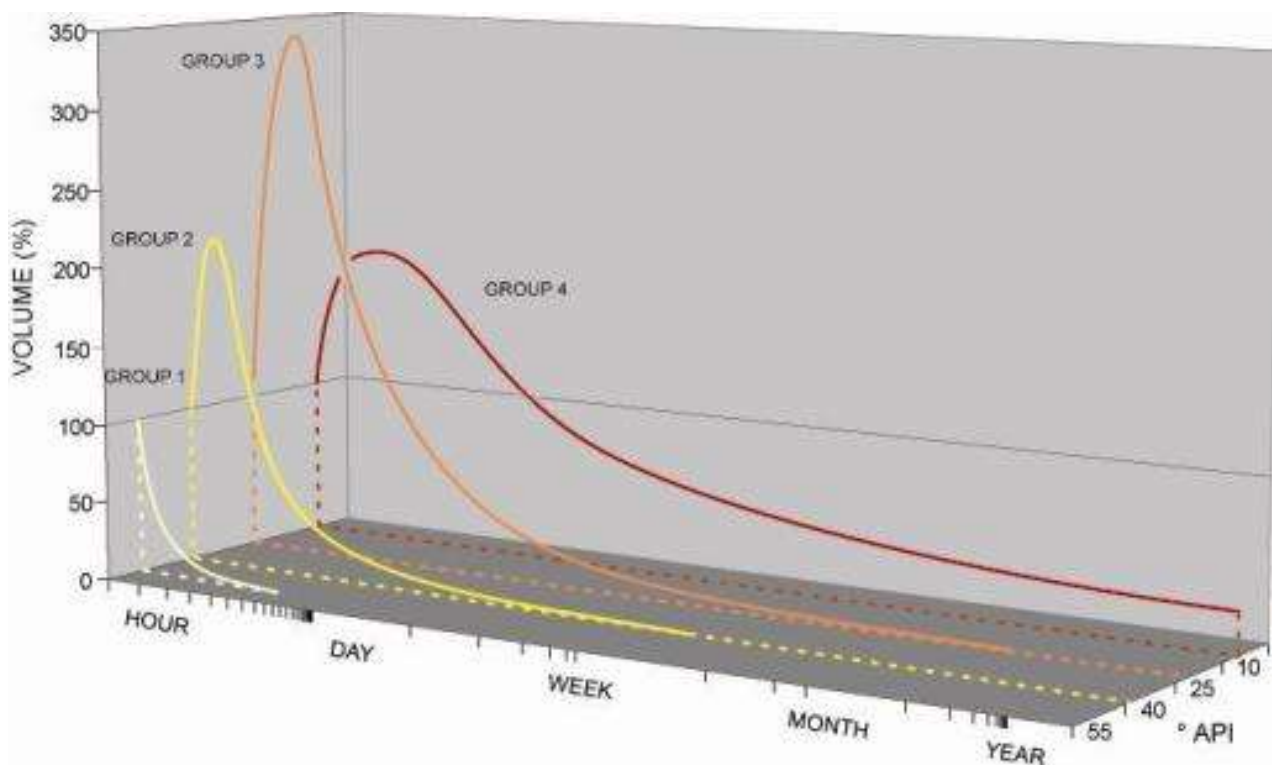


Рис.4. К образованию эмульсий нефтей и нефтепродуктов на воде

Вследствие наличия большого количества воды в образующихся эмульсиях, при умеренном и сильном волнении моря (более 3-х баллов) количество нефтепродуктов на поверхности воды в первые часы после разлива может существенно увеличиваться. На рис.4 по данным [29] показаны зависимости объема оставшейся на поверхности воды нефти от времени с момента разлива. Например, нефти третьей группы имеют свойство образовывать эмульсию в количестве до 350 % от начального объема разлитой нефти через 5 – 6 часов после разлива. Это свойство необходимо в обязательном порядке учитывать при расчетах необходимого количества свободных емкостей.

2.2.1.5. Растворение

Растворение – это процесс, при котором компоненты нефти с низким молекулярным весом переходят в объем воды. Скорость растворения зависит от ветра, состояния моря и свойств нефти (плотности, вязкости, температуры замерзания, поверхностного натяжения, растворимости). Хотя этот процесс начинается сразу после разлива, он длителен и оказывает влияние на обитателей моря. Растворению подвергаются не только сами компоненты нефти, но и продукты их окисления. Ароматические составляющие компонентов нефти имеют наибольшую растворимость. Потери сырой нефти, связанные с растворением, могут составлять до 5 – 7 % общей массы разлитой нефти. Растворенные углеводороды наиболее подвержены биодеструкции.

2.2.1.6. Воздействие на донную среду

При разливе нефти части ее, образовав эмульсию и погрузившиеся остатки нефти, с плотностью, превышающей плотность воды, могут существенно нарушать все экосистемы моря. Маловязкие нефтяные фракции могут проникать через устья оболочек клеток и легко распространяться в межклеточном пространстве микро- и макроорганизмов. Значительной токсичностью обладают растворимые компоненты нефти, хотя в сырой нефти

их содержание не превышает 0,01 %. Фитотоксическое действие нефтяных загрязнений возрастает в следующем порядке:

- неразветвленные парафины;
- олефины;
- циклопарафины;
- ароматические углеводороды.

Еще более токсичны неуглеводородные высокомолекулярные вещества нефтяного происхождения, повышенные концентрации которых характерны для загрязнений после разлива нефти.

Наряду с нефтяными пленками особую опасность для моря и водных организмов представляют компоненты нефти, концентрирующиеся в поверхностном микрослое вод (ПМС), толщиной порядка 300 – 500 мкм. Экологические последствия концентрирования нефти в ПМС могут быть особенно серьезными как в связи с приуроченностью к ПМС наиболее чувствительных видов, форм и стадий развития многих гидробионтов, так и в связи с нарушением обмена энергией, влагой и газами между морем и атмосферой.

Поступающие в море нефтяные загрязнения распределяются в нем неравномерно, концентрируясь в прибрежных районах, в морских организмах, на взвешенном в воде веществе и в донных осадках, на поверхностях разделов вода-атмосфера, вода-суша, вода-донные отложения, и зонах гидрофронтов, где протекают наиболее активные геохимические процессы и развиваются обильные по численности и разнообразию форм сообщества морских организмов.

Повышенным содержанием нефтяных загрязнений характеризуется, в частности, граница раздела "вода-взвесь", где нефти может быть на несколько порядков больше, чем в среднем в объеме вод. На долю сорбированных на морской взвеси нефтяных компонентов может приходиться до 60 и более процентов всех нефтяных загрязнений моря, из которых несколько процентов может находиться на грубой взвеси. Последняя является основной формой, в которой нефть переходит в донные осадки. Эти процессы происходят, главным образом, в прибрежной зоне моря, где много взвеси и водные массы подвержены интенсивному перемешиванию. Одновременно идет процесс биоседimentации — извлечения эмульгированной нефти планктоном и осаждение ее на дно с остатками организмов и их метаболитами. Кроме того, оседают на дно и аккумулируются в донных отложениях тяжелые компоненты нефти, содержание которых в нефтеостатках может достигать 50 – 70 % их массы.

Вертикальное перемещение сорбированной на взвеси нефти в море происходит быстрее, чем ее горизонтальный перенос в составе взвеси течениями или диффузией, что и определяет соответствие уровней загрязненности вод и осадков в масштабах Темрюкского района. Однако в меньших масштабах перенос сорбированной нефти течениями весьма существенен. За 10 – 15 часов при скорости течения 10 см/с в она может транспортироваться в составе взвеси на расстояния до 50 км от источника загрязнения.

Осадкообразование способствует частичному очищению вод от нефти и одновременно – загрязнению дна водоема. При этом немаловажную роль играют полярные компоненты нефти, содержание которых на взвеси достигает 450 мг и более на 100 г сухой массы.

Эмульгированные и взвешенные формы нефти подвергаются интенсивному химическому и бактериальному разложению, но скорость распада нефти после ее захоронения на дне резко снижается.

Возможно образование нефтяных агрегатов в виде твердых комков или шариков, состоящих из высокомолекулярных соединений тяжелых фракций нефти (смола, асфальтенов, карбенов, карбоидов) и механических примесей. Эти агрегаты образуются из сырой нефти после испарения и растворения относительно легких фракций, их химической и биологической трансформации. На образование этих агрегатов уходит до 5 – 10 % разлитой сырой нефти и до 20 – 50% нефтеостатков. Нефтяные агрегаты могут транспортироваться по дну моря и выноситься на пляжи. Время жизни нефтяных агрегатов может составлять от месяца до года.

2.2.1.7. Осаждение

Это процесс, вызываемый повышением плотности нефти вследствие атмосферных воздействий и взаимодействием со взвешенными осадками или исходным биологическим материалом. В результате осаждения на морском дне образуются отложения адсорбированных частиц нефтяных осадков.

Загрязнения в донных осадках могут характеризовать интегральные последствия длительной антропогенной нагрузки в мелководных зонах. На стадии седиментогенеза и раннего диагенеза преобразование растворенных, взвешенных и осажденных нефтяных загрязнений в окислительных и восстановительных обстановках направлено в сторону избирательного сохранения малополярных соединений. При этом во всех формах миграции происходит накопление более устойчивых к биодegradации окисленных компонентов – смол и асфальтенов.

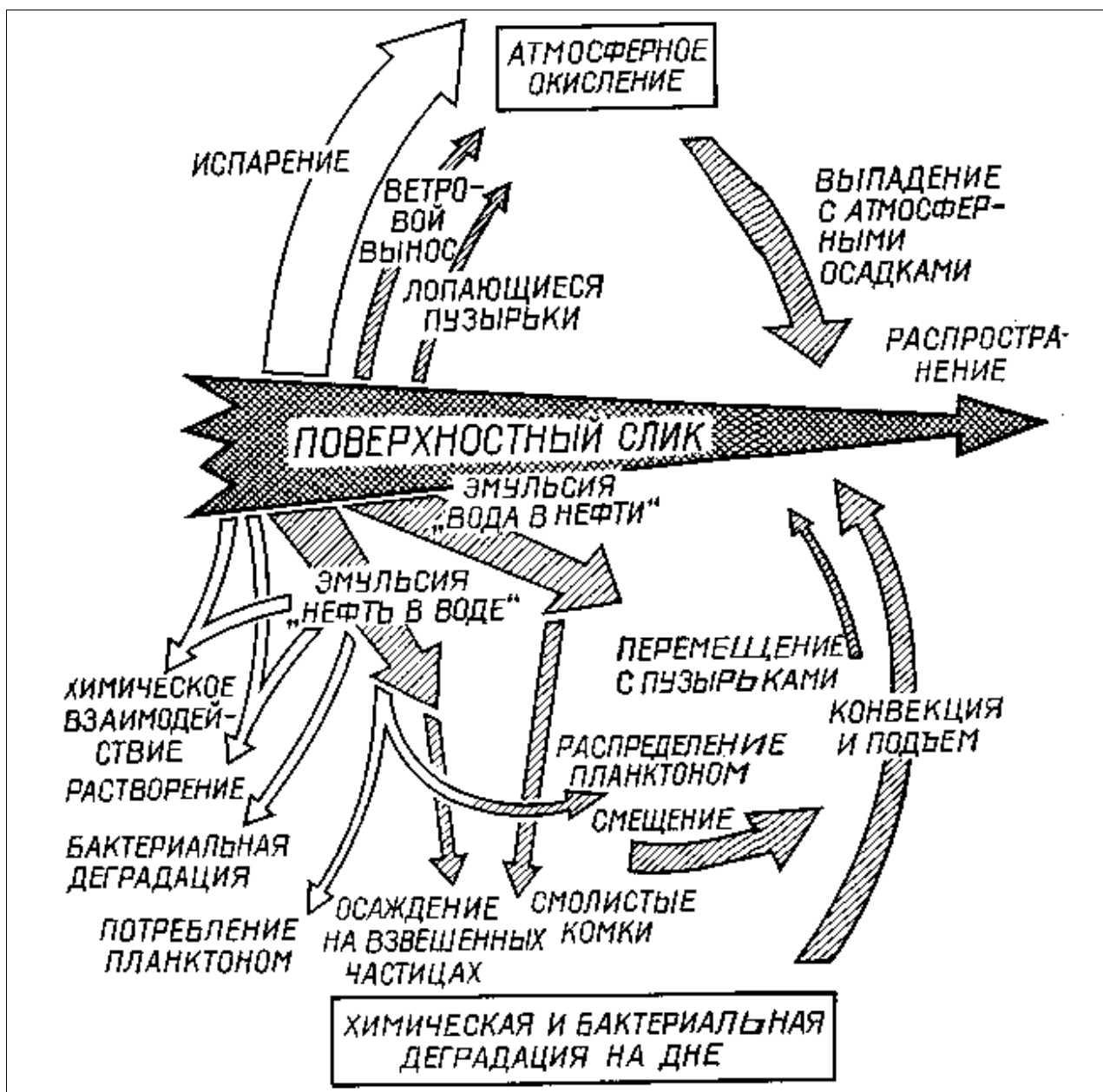


Рис.5. Общая диаграмма процессов распределения и разрушения в море разлитой нефти

При высоких концентрациях и из-за специфического состава сорбированные на взвеси и депонированные в осадках нефтяные загрязнения могут оказывать влияние не только на биоту моря, но и на процессы седиментогенеза и диагенеза. Эта проблема нуждается в специальном изучении.

Когда плывущий слик достигает берега, его дальнейшая судьба зависит как от состояния нефти, так и от характера берега. При незначительном загрязнении основная масса нефти будет выноситься волнами на берег до отметки в зависимости от энергии и высоты волны. Хорошо выветренные или тяжелые нефти, смешиваясь при этом с минеральными и растительными частицами, образуют нефтяные лепешки. В жаркую погоду или в случае свежего разлива нефтяные лепешки становятся тоньше, и нефть более легко впитывается в скальные расщелины, песок или гальку. На каменистом берегу нефть проникает на 0,5 – 1 м между камнями и ее удалить очень трудно. Во влажный песок нефть проникает хуже, но волны могут заносить ее сверху новыми порциями песка, создавая сходную с геологическим напластованием слоистую структуру. В этом случае сильно загрязненный берег в течение короткого времени после загрязнения может оказаться чистым, а содержащаяся в нем нефть обнаруживается позже, после удаления поверхностных слоев во время шторма или сезонных перемещений песка. Нефть прилипает к биссусным нитям мидий, наружной роговой оболочке раковин, водорослям, растущим у самого уреза воды, впитывается также в сухую пористую породу. Скальные углубления в центре зоны осушки эстуария, служащие убежищем для животных и растений, не приспособленных к условиям обитания на открытом берегу, покрываются толстой пленкой нефти.

В целом процессы распределения и разрушения плавающей и осевшей на дно нефти представлены на рис.5. В центре в виде темной стрелы показано пятно разлитой нефти в виде поверхностного слика. В верхней части от поверхности слика схематически представлены физико-химические процессы в атмосфере. В нижней части – то же в толще морской воды.

Экспериментальным путем установлено, что пленка нефти оказывает несущественное влияние на газообмен через поверхность воды, покрытой пленкой нефти. Это не удивительно, поскольку кислород примерно одинаково растворим в воде и в большинстве углеводородных смесей.

2.2.2. Влияние внешних факторов на скорость разлива нефти с учетом величины разлива

При перевозке нефти и нефтепродуктов в результате аварий, столкновений, посадок на мель и т. п. в моря и океаны, в проливы и заливы в отдельные годы танкерами мира сбрасывается за борт до 400000 и более тонн нефти в год. При погрузке и выгрузке нефти, при бункеровке танкеров разливы носят локальный характер. Количество разлитой нефти при этом редко превышает 1500 – 2000 тонн.

Ниже рассмотрено влияние отдельных внешних факторов на формирование пятна разлитой нефти, скорость ее растекания на водной поверхности с учетом величины разлива нефти, при погрузке танкеров в морских портах Азово-Черноморского водного бассейна. Основные характеристики нефтепродуктов приведены в таблицах 8 – 10.

К внешним факторам, воздействующим на разлитую нефть, относятся:

- скорость ветра;
- высота волны;
- скорость течения;
- радиационный теплообмен на границе пленка разлитой нефти – воздух;
- температура воды и воздуха.

В целом структура нефти, как было показано выше, состоит только из атомов углерода и водорода, разные комбинации которых формируют порядка 450 фракций и подразделяются на четыре вышеуказанных класса.

Сера, соли жесткости, воды и т.д. относятся к примесям, которых в товарной нефти 2 – 4 % и более.

В зависимости от количества атомов углерода в молекуле фракция углеводорода при нормальных условиях может находиться в газообразном, жидком или твердом состояниях.

Некоторые фракции нефти, в основном низшие ароматические и парафины, способны к растворению в воде с последующим образованием эмульсий. В результате они быстро выщелачиваются при растекании нефти тонким слоем, особенно при наличии волнения моря.

Спектр солнечных лучей, особенно в ультрафиолетовой области, разрушает внутримолекулярные связи, образуя две и более молекулы низшего порядка, которые, имея меньшее число атомов углерода во вновь образованной молекуле, обладают более низкой температурой кипения.

Ниже приводятся результаты расчетов влияния отдельных внешних факторов, указанных выше, на скорость растекания нефти при ее разливе на поверхность морской воды, образование формы пятна нефти с учетом величины разлив и скорости ее эмульгирования.

Там же, где представилось возможным, расчетные данные сравнивались с экспериментальными результатами, полученными отдельными авторами.

2.2.2.1. Влияние скорости ветра на характеристики нефтяного пятна

На рис.6 – 7 представлены результаты расчета изменения формы пятна разлитой нефти при скоростях ветра 5 и 20 м/с с учетом времени после начала разлива.

Исходные данные указаны перед рисунками. Там же приведены основные результаты расчетов.

Количество разлитой нефти равно 1 тонне.

Анализ полученных данных показал, что при разливе тонны нефти форма пятна достаточно быстро под воздействием ветра преобразуется в эллипс. По мере увеличения скорости ветра его формирование происходит быстрее. Одновременно интенсивно образуется эмульсия. При толщине пленки порядка 2 мм через 4 часа при скорости ветра 5 м/с разлитая нефть полностью эмульгирует.

Исходные данные:	
Разлив	1 т
плотность нефти	786 кг/м ³
направление ветра	NW 315°
скорость течения	1 узел
скорость ветра	5 м/с
температура воды	3 гр. С
температура воздуха	-5 гр. С
плотность воды	1020 кг/м ³
высота волны	0

Время, ч	1	2	4	6
Д верт. (315), м	35	46,3	56,8	61,1
Д гориз. (45), м	29,4	36	41,3	40
отношение Д1/Д2	1,19	1,29	1,37	1,5
площадь пятна, кв. м	733	1229	1694	1968
Макс. толщина пятна, мм	3,7	2,9	2	1,8

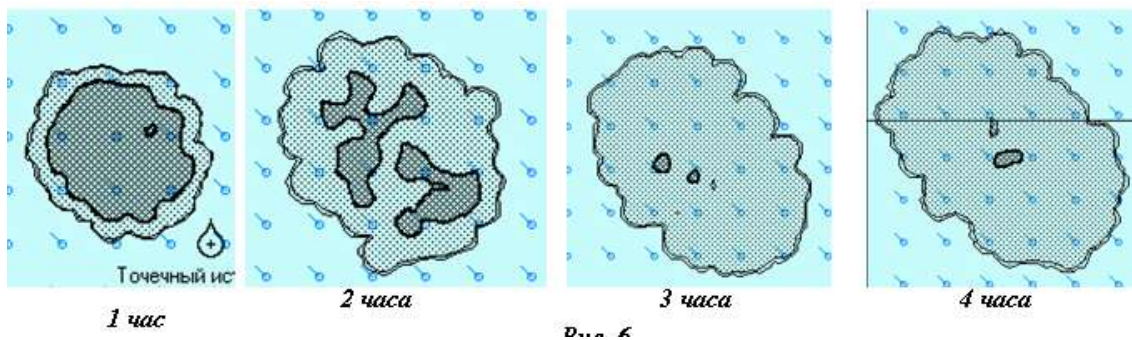


Рис.6. К влиянию скорости ветра

На рис.7 представлены аналогичные зависимости, но при скорости ветра 20 м/с

Исходные данные:	
Разлив	1 т
плотность нефти	786 кг/м ³
направление ветра	NW 315°
скорость течения	1 узел
скорость ветра	20 м/с
температура воды	3 гр. С
температура воздуха	-5 гр. С
плотность воды	1020 кг/м ³
высота волны	0

Время, ч	1	2	4	6
Д верт. (315), м	58,1	96	143	148
Д гориз. (45), м	27,8	29,2	34,3	37,8
отношение Д1/Д2	2	3,29	4,17	3,92
площадь пятна, кв. м	1246	2190	2960	3637
Макс. толщина пятна, мм	3,4	2,3	1,6	1,17

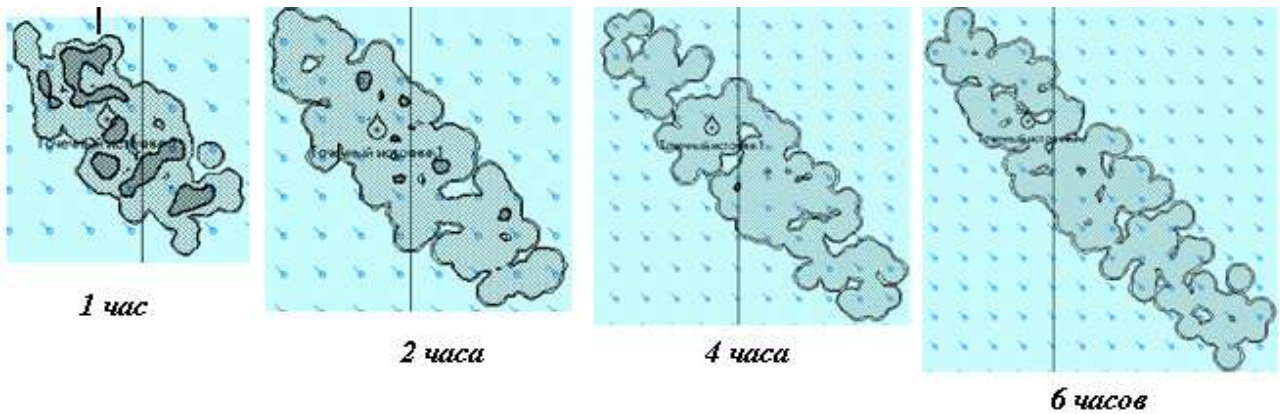


Рис.7. К влиянию скорости ветра

Сравнение полученных результатов при 5 и 20 м/с позволяет сделать вывод, что скорость ветра оказывает существенное влияние на изменение формы пятна, площадь и толщину пленки, а так же на скорость образования эмульсии.

Одновременно было определено, что скорость движения пятна существенно меньше скоростей ветра и не превышает 5 % от скорости последнего. Это хорошо согласуется с экспериментальными результатами, полученными в работе [18], по данным которого, несмотря на существенное влияние ветра, дрейф нефти по направлению ветра составил 3,3% от его скорости. Замеры производились в Атлантике. Проведя аналогичные замеры автор [19] получил увеличение скорости пятна нефти на 2,5 % от скорости ветра.

Скорость растекания разлитой нефти, по данным расчета, значительно зависит от скорости ветра. Анализ полученных данных показал, что за первый час разлива площади пятен достигли значений 733 м^2 при скорости ветра 5 м/с и 1246 м^2 при скорости 20 м/с. Через 5 часов эти площади соответственно увеличились до значений 1968 и 3637 м^2 соответственно.

В целом скорость растекания нефти не оказывает существенного влияния на перемещение разлитой нефти. Так скорость течения в районе Новороссийска лежит в пределах 1 – 2 узла. За указанный период центр пятна сместится на 6 – 12 миль, что значительно больше смещения границ разлитой нефти даже при скорости ветра 20 м/с. Последнее подтверждается [21]. При скорости ветра свыше 1,4 м/с небольшие компактные участки нефти перемещаются быстрее, чем растекаются. По мнению авторов, растекание пролитой нефти играет меньшую роль в загрязнении берега, чем ее механический перенос под действием ветра. В качестве примера на рис.8 представлены данные расчетов при разливе 1500 т нефти, прочие исходные данные соответствуют разливу равному 1 тонне.

Исходные данные:	
Разлив	1500 т
плотность нефти	786 кг/м^3
направление ветра	NW 315°
скорость течения	1 узел
скорость ветра	5 м/с
температура воды	3 гр. С
температура воздуха	-5 гр. С
плотность воды	1020 кг/м^3
высота волны	0

Время, ч	1	2	4	6
Д верт. (315), м	508	520	561	585
Д гориз. (45), м	502	509	525	545
отношение Д1/Д2	1,01	1,02	1,07	1,07
площадь пятна, кв. м	194892	204534	229953	250862
Макс. толщина пятна, мм	17,1	17	16,9	16,4

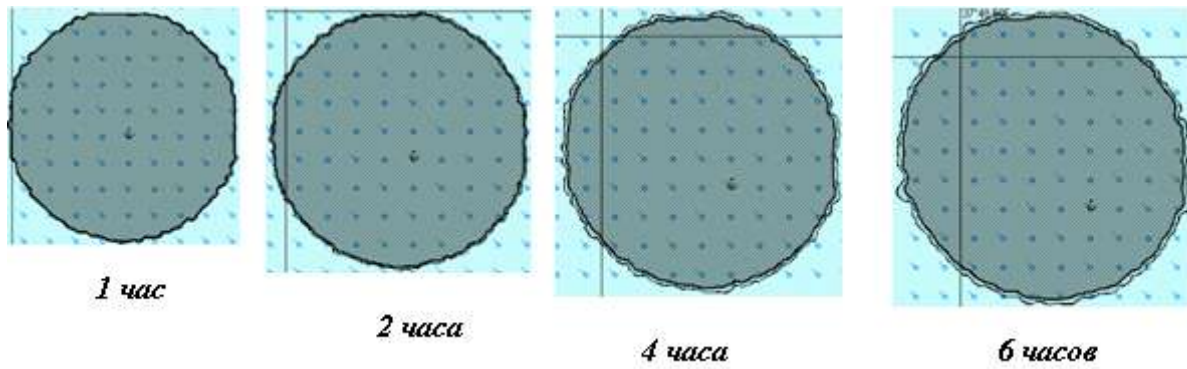


Рис.8. К влиянию скорости ветра

Анализ полученных данных подтверждает, что при таком разливе отношение D_1/D_2 изменяется значительно в меньшей мере по сравнению с разрывом в 1т. Даже при скорости 20 м/с эмульсия практически не образуется.

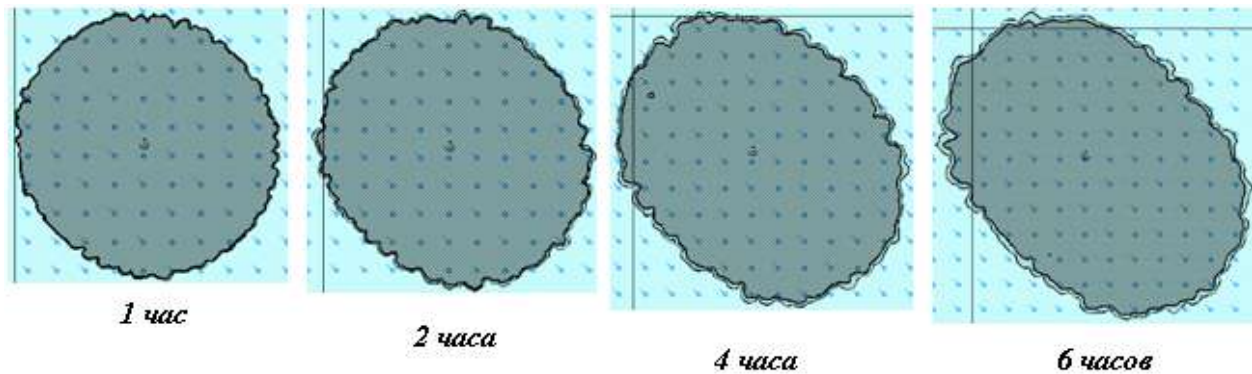


Рис.9. К влиянию скорости ветра

Скорость движения нефтяного пятна также мала и составляет порядка 5 % от скорости ветра. Полученные данные достаточно хорошо согласуются с результатами, полученными в работе [18]. Как показывают его исследования, скорость переноса нефти после аварии танкера «Торри Каньон» в направлении ветра составляла 3,4% от скорости ветра. Таким образом, можно считать, что скорость ветра мало влияет на скорость перемещения разлива нефти независимо от ее количества.

2.2.2.2. Влияние скорости течения

Влияние скорости течения, равного 1 узлу, на изменение формы и основных параметров образовавшегося пятна с учетом времени при разливе 1 тонны нефти приводятся на рис.П-10).

Выполненные расчеты показали, что пятно представляет собой площадь, близкую к кругообразной форме, которая увеличивается по мере увеличения времени от момента разлива.

Исходные данные:	
Разлив	1 т
плотность нефти	786 кг/м ³
направление ветра	NW 315°
скорость течения	1 узел
скорость ветра	0 м/с
температура воды	3 гр. С

температура воздуха	-5 гр. С
плотность воды	1020 кг/м ³
высота волны	0

Время, ч	1	2	4	6
Д верт. (315), м	30	36,2	42,6	46,6
Д гориз. (45), м	30	34,9	41,5	42
отношение Д1/Д2	1	1,04	1,03	1,1
площадь пятна, кв. м	654	950	1280	1479
Макс. толщина пятна, мм	3,8	2,9	2,7	1,8

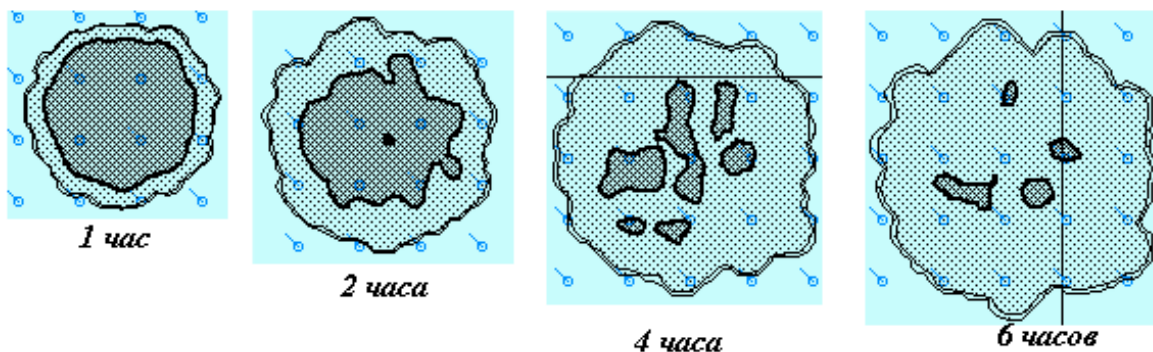


Рис.10. К влиянию скорости ветра

На рис.11 представлены формы пятен нефти и их основные параметры при скорости течения, равной 2,5 узла с учетом времени с момента разлива.

Исходные данные:	
Разлив	1 т
плотность нефти	786 кг/м ³
направление ветра	NW 315°
скорость течения	2,5 узла
скорость ветра	0 м/с
температура воды	3 гр. С
температура воздуха	-5 гр. С
плотность воды	1020 кг/м ³
высота волны	0

Время, ч	1	2	4	6
Д верт. (315), м	32	39	41	44,4
Д гориз. (45), м	31,2	36,5	40	44
отношение Д1/Д2	1,03	1,07	1,02	1
площадь пятна, кв. м	713	1025	1250	1446
Макс. толщина пятна, мм	3,9	2,4	2	1,6

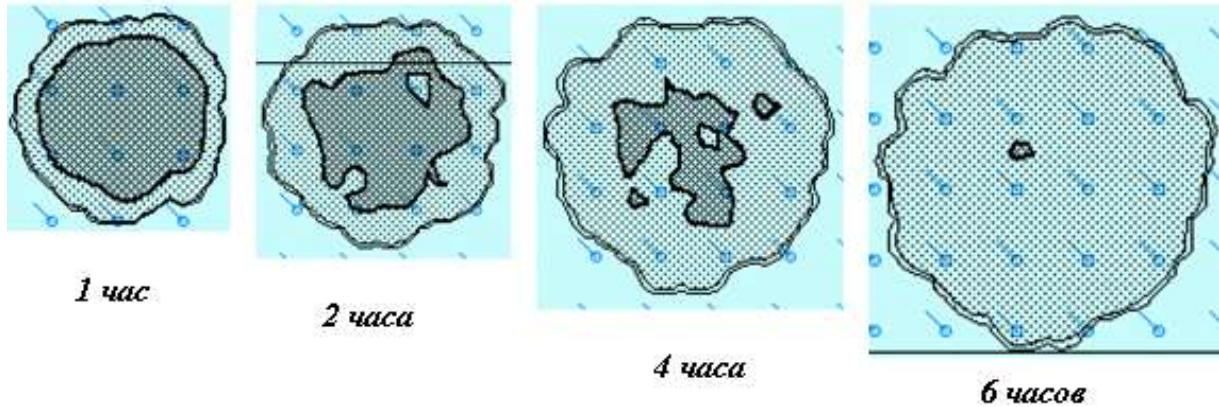


Рис.11. К влиянию скорости ветра

Полученные данные позволяют сделать вывод о том, что при разливе нефти в 1 т скорость образования эмульсии мало зависит от изменения скорости течения в указанных пределах.

Выполненные аналогичные расчеты при разливе 2000 т нефти при тех же скоростях течения морской воды дали близкие конечные результаты, что позволяет сделать вывод о несущественном влиянии скорости течения на основные параметры пятна разлитой нефти.

2.2.2.3. *Влияние высоты волны на изменение основных параметров пятна нефти*

Расчеты выполнены для высот волн равных 1 и 2 м. Результаты расчетов показали, что высота волны в указанных пределах несущественно влияет на форму пятна, на изменение его формы и площади разлива, на изменение толщины пленки во времени.

Механизм образования эмульсии по существу одинаков при ее образовании от энергии ветра. Следует при этом заметить некоторые отличия при воздействии ветра и воды на границе с нефтью. Разность плотности воздуха и нефти отличаются приблизительно в 8 раз, наличие адгезии между нефтью и водой увеличивает трение между этими слоями. Этим и определяется небольшая относительная скорость нефтяного пятна по отношению к водной поверхности при воздействии на него ветровой нагрузки. Этим же можно объяснить образование эллипсообразной формы пятна по мере увеличения времени после разлива. Образование эмульсии при воздействии энергии ветра связано с локальными разрывами нефтяной пленки с последующим перемешиванием нефти с водой. Поэтому чем тоньше пленка нефти, тем интенсивнее идет процесс эмульгирования.

На границе нефть-вода так же возможно образование эмульсии, механизмом ее образования в частности являются диффузионные процессы на границе нефть-вода. Определенную роль при образовании эмульсии играют как отдельные фракции нефти (парафины, ароматические компоненты), так и отдельные примеси, находящиеся в нефти.

Образующиеся в естественных условиях эмульсии чрезвычайно устойчивы [20]. Эмульсии, содержащие 30 – 50 % воды, достаточно летучи, а эмульсии с содержанием воды до 50 – 80 % образуют устойчивый в течение нескольких месяцев мусс.

2.2.2.4. *Влияние температуры воды, воздуха, радиационного облучения и скорости ветра на структурное изменение разлитой нефти и испарение*

Ранее было показано, что нефть представляет собой достаточно сложную механическую смесь фракций, температура кипения каждой фракции зависит от количества атомов углерода в молекуле последней. Поэтому при разливе нефти фракции, содержащие до 8 атомов углерода в молекуле, достаточно быстро испаряются. Скорость испарения, таким образом, зависит от структуры нефти. Так, кувейтская нефть, которой был загружен танкер «Торри Каньон», быстро потеряла фракции нефти с температурой кипения до 300°C, при

этом ее масса уменьшилась более чем на 30 %. Сырая нефть Брега (Ливия) при температуре ниже 200°C при ее разливе так же интенсивно испаряется и ее масса уменьшается до 35 %.

Такой высокий процент испарения фракций разлитой нефти связан в первую очередь с воздействием энергии ветра и солнечной радиацией. При наличии ветра и волны с гребня срываются капельки нефти, образуя аэрозоль, которая переносится на достаточно большие расстояния.

Для низкоширотных регионов, к которым относится Средиземно-Черноморский бассейн, значительное влияние на скорость испарения разлитой нефти оказывает энергия солнечной радиации, особенно в весенне-летний период. При облучении солнечными лучами нефтяного пятна, его температура оказывается выше температуры воды, благодаря высокому термическому сопротивлению нефти, кроме того, энергия ультрафиолетовой части солнечного спектра излучения превышает энергию внутримолекулярных связей тяжелых фракций нефти. При разрыве последних образуются радикалы [24] с более низкой температурой кипения и испарения, что ускоряет процесс увеличения плотности оставшейся части сгустка и его затопления.

2.2.2.5. *Определение неблагоприятных погодных условий*

Для того, чтобы установить, какие именно погодные условия являются наиболее неблагоприятными с точки зрения распространения пятна на акватории, было проведено специальное исследование. Его суть заключается в определении расстояния, которое нефтяное пятно может преодолеть в пределах 24-часового промежутка времени при различных погодных условиях. Результаты исследования представлены на рис.12.

Анализ полученных данных позволяет заключить, что с учетом свойств нефтей, перегружаемых на терминале, погодными условиями, наиболее неблагоприятными по условиям распространения нефтяного пятна на акватории, являются следующие: ветер скоростью 11 – 12 м/с и попутное течение 0,5 узла. Нефть, перегружаемая на терминале, имеет высокое содержание легких фракций, поэтому совместное действие интенсивных процессов испарения и диспергирования приводит к тому, что при усилении ветра до 12,5 – 13 м/с нефтяное пятно полностью исчезает с поверхности воды через 22 – 23 часа после аварии.

С помощью компьютерного моделирования разлива нефти установлено, что рассеивание пятна за счет естественных процессов диспергирования, диффузии и испарения нефти происходит на определенном расстоянии от источника разлива, величина которого зависит только от физико-химических свойств нефтепродукта. Гидрометеорологические условия и время при прочих равных условиях оказывают взаимоисключающее влияние на удаление, при котором происходит рассеивание пятна. Так, например, при сильном ветре и течении рассеивание нефтяного пятна происходит быстрее за счет усиления процесса диспергирования. При малых значениях силы ветра на рассеивание требуется больше времени, однако скорость движения пятна ниже и расстояние, на котором происходит его рассеивание, практически не изменяется по сравнению с первым случаем.

В настоящее время известен ряд методик, позволяющих прогнозировать параметры нефтяного поля при растекании нефти на водной поверхности. Однако, необходимо установить, при каких погодных условиях следует определять такое поле. В данном случае понятие «наиболее неблагоприятные условия» следует понимать в смысле наибольшего количества средств, необходимых для сбора нефтяного пятна. Очевидно, что в этом контексте и боновых заграждений, и плавсредств для их доставки, и нефтесборных систем понадобится больше, если пятно будет иметь форму круга. Если имеется значительное ветровое воздействие, пятно принимает форму эллипса и локализация облегчается, так как достаточно установить меньшее боновых заграждений перпендикулярно вектору движения пятна. С другой стороны, при безветренной погоде силы поверхностного натяжения удерживают пятно и процесс растекания недостаточно интенсивен. Для определения силы ветра, при которой следует определять параметры нефтяного поля, было проведено исследование, результаты которого представлены на рисунке ниже. На полученных графиках

показаны по оси абсцисс время, по оси ординат отношение диаметров продольного и поперечного по ходу движения нефтяного пятна.

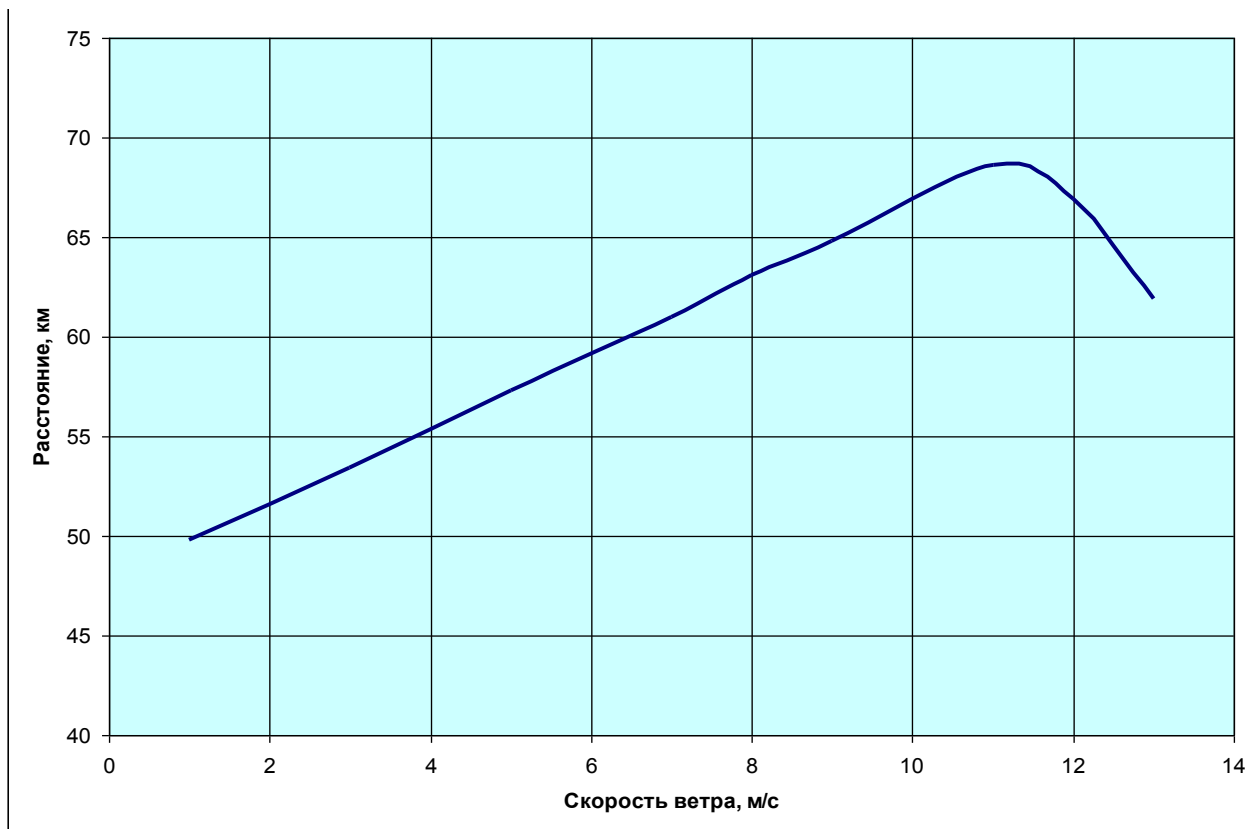


Рис.12. Влияние погодных условий на параметры нефтяного поля

Анализ графиков позволяет заключить, что при значениях ветра менее 5 м/с форма пятна мало отличается от округлой. Именно по этой причине максимальное количество средств локализации разлива требуется в маловетренную погоду. При значениях ветра более 15 м/с происходит быстрое вытягивание пятна в эллипс и его локализация облегчается. Действие течения не оказывает существенного влияния на изменение формы пятна. Таким образом, с точки зрения количества привлекаемого к операции по ЛРН оборудования, наиболее неблагоприятными погодными условиями следует признать ветер 5 м/с и попутное течение 0,2 узла (максимальное значение для Новороссийской бухты).

2.2.2.6. Характеристики нефтяных полей

На основе обобщения полученных зависимостей, с учетом известных свойств нефти, была разработана модель параметров нефтяного поля для разливов различной массы нефти за определенные временные периоды. Результаты расчетов параметров нефтяного поля через интервалы времени представлены в таблице и графическом виде ниже. Параметры определялись при полученном в предыдущем исследовании значении ветра 5 м/с, при котором происходит наименьшее нарушение кругообразной формы пятна и значении течения 0,2 узла. Особенности моделирования разливов нефти и нефтепродуктов рассмотрены в работе [78].

Расчетные параметры нефтяного поля для сырой нефти «Шесхарис»

Наименование параметров	Количество разлитой нефти, т					
	1	10	100	500	1000	1500
Время: 0,25 часа						
Поперечный размер, м	22,7	58,3	125	210	256	310
Площадь, м ²	758	4229	18303	48682	52314	96727
Толщина пленки, мм	2,9	7,1	13,5	26,8	31,4	39,9
Количество нефти, %	98,4	99,1	99,3	99,5	99,5	99,5
Время: 0,5 часа						
Поперечный размер, м	23,7	60,8	142	238	266	345
Площадь, м ²	813	5468	25539	69960	87890	139706
Толщина пленки, мм	2,9	5	9,6	19,8	25,1	30,8
Количество нефти, %	96,9	97,9	98,4	98,8	98,8	98,9
Время: 1 час						
Поперечный размер, м	24,6	68,6	162	272	314	394
Площадь, м ²	915	6726	35628	100879	137068	205244
Толщина пленки, мм	3	3,9	7,6	14,6	22,4	24,2
Количество нефти, %	94,5	95,6	96,5	97,3	97,4	97,7
Время: 1,5 часа						
Поперечный размер, м	27	70,6	178	300	350	433
Площадь, м ²	997	7445	43748	125049	175344	259088
Толщина пленки, мм	2,7	3,5	6,2	12,6	18,3	21,9
Количество нефти, %	92,7	93,8	94,8	96	96,1	96,5
Время: 2 часа						
Поперечный размер, м	27,9	72	186	320	377	466
Площадь, м ²	1055	8137	50092	147291	208967	304325
Толщина пленки, мм	2,8	3,7	5,3	11,6	16,9	19
Количество нефти, %	91,2	92,3	93,3	94,8	95	95,5
Время: 3 часа						
Поперечный размер, м	29	74,1	200	357	416	512
Площадь, м ²	1235	9290	60860	186092	266388	384068
Толщина пленки, мм	2,8	3,4	4,9	11,3	15,7	17,5
Количество нефти, %	88,7	90	90,9	92,7	93	93,7
Время: 4 часа						
Поперечный размер, м	29,6	77,5	211	380	444	544
Площадь, м ²	1333	10425	70440	219594	317212	449130
Толщина пленки, мм	3,2	3,4	4,7	10,6	14,6	17,1
Количество нефти, %	86,8	88,1	89	91	91,3	92,2
Время: 6 часов						
Поперечный размер, м	30,8	80	231	422	509	595
Площадь, м ²	1592	12104	87402	280697	410120	573958
Толщина пленки, мм	2,9	3,4	4,2	10	13,8	15,9
Количество нефти, %	83,7	85	85,9	88,3	88,7	89,7
Время: 12 часов						
Поперечный размер, м	32	88,2	265	500	625	728
Площадь, м ²	2007	15504	122039	431411	636602	873429
Толщина пленки, мм	2,6	2,8	3,2	6,6	9,4	11,7
Количество нефти, %	78,2	79,4	79,7	82,3	83	84,3
Время: 24 часа						
Поперечный размер, м	34	94	288	585	737	844
Площадь, м ²	2325	18401	151889	639433	982312	1343738
Толщина пленки, мм	2	2,1	2,2	4,2	5,7	6,6
Количество нефти, %	72,7	73,8	73,4	75,1	75,6	77,2

Для определения продольного размера необходимо перейти выше к диаграмме «Зависимость формы пятна от погодных условий», определить в зависимости от количества разлитой нефти отношение D_1/D_2 и умножить его на поперечный размер пятна D_2 , приведенный в настоящей таблице.

Расчетные параметры нефтяного поля для сырой нефти «смесь КТК»

Наименование параметров	Количество разлитой нефти, т					
	1	10	100	500	1500	2000
Время: 0,25 часа						
Диаметр, м	58	115	219	357	519	581
Площадь, м ²	2140	9000	35230	95500	216500	266403
Толщина пленки, мм	1,5	4,3	9,1	14,1	15,6	16,9
Количество нефти, %	98,7	99,4	99,7	99,8	99,9	99,9
Время: 0,5 часа						
Диаметр, м	66	133	256	392	569	641
Площадь, м ²	2730	12000	46230	116300	252170	311485
Толщина пленки, мм	1,1	2,9	7,5	11,7	14,9	15,7
Количество нефти, %	96,5	98,4	99,3	99,6	99,7	99,7
Время: 1 час						
Диаметр, м	81	150	289	442	623	729
Площадь, м ²	3818	16400	60700	146400	311300	380500
Толщина пленки, мм	0,8	2,0	5,5	9,8	13,2	14,4
Количество нефти, %	91,5	95,9	98,3	99,1	99,3	99,4
Время: 1,5 часа						
Диаметр, м	93	168	320	489	680	783
Площадь, км ²	4866	19700	72550	172800	360970	440600
Толщина пленки, мм	0,7	1,5	4,1	8,6	12,0	13,4
Количество нефти, %	86,3	93,0	97,1	98,4	98,9	98,9
Время: 2 часа						
Диаметр, м	97	186	348	533	752	836
Площадь, м ²	5116	22700	82600	196700	406164	494000
Толщина пленки, мм	0,5	1,5	3,7	7,6	11,1	12,0
Количество нефти, %	81,7	90,1	95,7	97,7	98,3	98,5
Время: 3 часа						
Диаметр, м	115	198	382	600	844	931
Площадь, м ²	6421	26600	98200	235600	479448	581800
Толщина пленки, мм	0,4	1,0	2,9	6,5	9,5	10,7
Количество нефти, %	74,4	84,6	92,8	96,2	97,2	97,4
Время: 4 часа						
Диаметр, м	132	217	419	653	915	996
Площадь, м ²	7558	30800	114400	273800	552081	667400
Толщина пленки, мм	0,3	0,9	2,4	5,3	8,2	9,1
Количество нефти, %	69,0	79,8	89,9	94,5	96,0	96,3
Время: 6 часов						
Диаметр, м	146	251	473	748	1000	1100
Площадь, м ²	8610	40100	147500	354200	703653	851600
Толщина пленки, мм	0,3	0,6	1,7	4,0	5,8	6,7
Количество нефти, %	61,1	71,8	84,0	90,8	93,2	93,7
Время: 12 часов						
Диаметр, м	176	287	551	858	1200	1300
Площадь, м ²	10000	51000	197000	474200	934413	1142500
Толщина пленки, мм	0,2	0,4	1,2	2,4	3,9	4,4
Количество нефти, %	48,6	58,3	71,1	80,4	84,9	85,8
Время: 24 часа						
Диаметр, м	240	422	688	1100	1500	1600
Площадь, м ²	11600	78800	312700	744900	1428577	1734400
Толщина пленки, мм	0,1	0,3	0,6	1,2	2,1	2,2
Количество нефти, %	36,9	44,9	57,2	66,7	72	73,3

Расчетные параметры нефтяного поля для мазута марки М100 по ГОСТ 10585-99 5 м/с 140*

Наименование параметров	Количество разлитой нефти, т					
	1	10	100	500	1000	1500
Время: 0,25 часа						
Размеры D1/D2, м	173/7	205/10	220/24	235/43	240/60	253/63
Площадь, м ²	353	1688	4124	8668	11938	13702
Толщина пленки, мм	3	4,9	24	78,8	128	149
Количество нефти, %	100	100	100	100	100	100
Время: 0,5 часа						
Размеры D1/D2, м	386/5	423/10	432/30	451/51	460/62	480/74
Площадь, м ²	1006	3953	9680	18908	25080	30589
Толщина пленки, мм	2,8	6,9	39,5	111	188	163
Количество нефти, %	100	100	100	100	100	100
Время: 1 час						
Размеры D1/D2, м	407/7	446/11	460/30	483/46	490/65	511/75
Площадь, м ²	1048	4186	10365	20458	27124	32865
Толщина пленки, мм	2,8	6,7	37,7	107	182	226
Количество нефти, %	100	100	100	100	100	100
Время: 1,5 часа						
Размеры D1/D2, м	407/8	442/11	460/27	483/51	491/60	508/76
Площадь, км ²	1054	4226	10455	20784	27304	33172
Толщина пленки, мм	2,9	6,6	38,2	106	186	223
Количество нефти, %	100	100	100	100	100	100
Время: 2 часа						
Размеры D1/D2, м	52/9	450/11	462/28	490/48	498/67	515/78
Площадь, м ²	386	4291	10659	21264	27919	33995
Толщина пленки, мм	7,4	6,4	36,2	102	184	222
Количество нефти, %	100	100	100	100	100	100
Время: 3 часа						
Размеры D1/D2, м	410/8	411/11	425/30	450/50	452/64	474/79
Площадь, м ²	1067	3933	9741	19469	25478	31385
Толщина пленки, мм	2,9	6,9	38	110	196	222
Количество нефти, %	100	100	100	100	100	100
Время: 4 часа						
Размеры D1/D2, м	417/8	456/10,5	472/28	498/50	503/67	530/77
Площадь, м ²	1092	4527	11263	22393	29337	36083
Толщина пленки, мм	2,8	6,3	35	100	178	214
Количество нефти, %	100	100	100	100	100	100
Время: 6 часов						
Размеры D1/D2, м	420/8	464/13	480/28	505/51	506/71	532/80
Площадь, м ²	1126	4632	11537	22953	30141	36697
Толщина пленки, мм	2,7	6,2	33,3	97	176	205
Количество нефти, %	100	100	100	100	100	100
Время: 12 часов						
Размеры D1/D2, м	413/7	460/11	470/30	498/53	500/70	526/83
Площадь, м ²	1168	4709	11758	23344	30750	37390
Толщина пленки, мм	2,5	6,5	32,3	92,5	165	196
Количество нефти, %	100	100	100	100	100	100
Время: 24 часа						
Размеры D1/D2, м	300/8	331/12	344/27	370/54	382/65	396/81
Площадь, м ²	958	3318	8177	16507	21974	26782
Толщина пленки, мм	2,8	8,7	43,2	118	202	243
Количество нефти, %	100	100	100	100	100	100

Расчетные параметры нефтяного поля для дизельного топлива ДТл по ГОСТ 305-82

Наименование параметров	Количество разлитой нефти, т					
	1	10	100	500	1000	1300
Время: 0,25 часа						
Размеры D1/D2, м	198/10	220/24	246/66	270/94	300/120	316/145
Площадь, м ²	1114	4336	12294	19917	28243	33163
Толщина пленки, мм	1,9	5,1	19,8	43,4	55,1	63,1
Количество нефти, %	99,2	99,4	99,3	99,2	99,2	99,2
Время: 0,5 часа						
Размеры D1/D2, м	408/9,4	436/25	470/83	512/141	565/188	580/200
Площадь, м ²	1945	8815	28727	55794	78051	90713
Толщина пленки, мм	2,3	3	11,1	48,8	70,5	82,4
Количество нефти, %	98,4	98,4	97,6	97,8	97,8	97,9
Время: 1 час						
Размеры D1/D2, м	422/9	465/27	535/103	660/200	777/250	808/274
Площадь, м ²	2075	9777	41163	104011	150216	176338
Толщина пленки, мм	2,4	2,8	5,5	14	19,7	23,2
Количество нефти, %	96	95,7	93	91,8	92,3	92,5
Время: 1,5 часа						
Размеры D1/D2, м	420/9,8	466/30	552/115	718/234	870/313	890/330
Площадь, км ²	2188	10189	46958	131801	198601	230632
Толщина пленки, мм	2	2,9	4,6	11,2	15,8	18,6
Количество нефти, %	94,2	93,6	89,2	87	87,7	88
Время: 2 часа						
Размеры D1/D2, м	428/8	470/30	570/120	773/257	946/346	960/360
Площадь, м ²	2315	10636	52417	154617	237690	278121
Толщина пленки, мм	1,9	2,8	4,4	9,6	14,1	15,3
Количество нефти, %	92,7	91,9	86,2	83,3	84,2	84,6
Время: 3 часа						
Размеры D1/D2, м	392/12	438/33	570/135	806/276	1000/390	1000/410
Площадь, м ²	2406	10780	56582	178972	280152	330690
Толщина пленки, мм	2,3	3,2	4,8	9,4	14,1	15
Количество нефти, %	90,6	89,5	82	78,2	79,4	79,9
Время: 4 часа						
Размеры D1/D2, м	438/11,5	490/37	654/150	945/334	1200/430	1200/477
Площадь, м ²	2934	13963	75892	243324	377942	445743
Толщина пленки, мм	2,2	2,8	4	6,8	10,5	12,3
Количество нефти, %	89	87,9	79,2	75	76,4	76,9
Время: 6 часов						
Размеры D1/D2, м	445/13	500/37	675/170	1100/356	1300/486	1400/530
Площадь, м ²	3216	14784	85814	299062	478128	569454
Толщина пленки, мм	1,9	3,1	3,7	7	10	11,2
Количество нефти, %	86,6	85,6	75,6	70,9	72,6	73,1
Время: 12 часов						
Размеры D1/D2, м	440/13	504/47	772/200	1400/453	1600/586	1800/633
Площадь, м ²	3997	18450	118439	451286	738020	880315
Толщина пленки, мм	1,8	2,7	2,9	5,5	6,9	7,9
Количество нефти, %	80,8	80,6	68,7	63,9	65,9	66,4
Время: 24 часа						
Размеры D1/D2, м	322/11,4	397/65	744/248	1400/546	1700/702	1900/777
Площадь, м ²	3755	20510	140021	551588	931855	1131031
Толщина пленки, мм	1,7	1,9	2,2	3,9	4,7	5,6
Количество нефти, %	69,4	70,7	55,6	51,4	54,1	54,5

Расчетные параметры нефтяного поля для печного топлива

Наименование параметров	Количество разлитого нефтепродукта, т					
	1	10	100	200	300	500
Время: 0,25 часа						
Размеры, м	69,6 × 29,6	107 × 57	179 × 115	216 × 146	238 × 161	268 × 186
Площадь, м ²	1309	4362	15765	23817	29975	38767
Толщина пленки, мм	2,6	8	21	30,5	30,9	38,9
Количество нефти, %	99	99,4	99,5	99,4	99,4	99,4
Время: 0,5 часа						
Размеры, м	73,9 × 30,2	126 × 61	233 × 134	280 × 172	314 × 198	360 × 224
Площадь, м ²	1534	5775	24617	37801	47997	63340
Толщина пленки, мм	2,2	5,4	12,9	15,2	18,3	22,3
Количество нефти, %	97,8	98,6	98,6	98,4	98,5	98,4
Время: 1 час						
Размеры, м	76,9 × 30,5	141 × 68,3	286 × 159	349 × 208	402 × 230	460 × 270
Площадь, м ²	1663	7243	35631	56419	72669	97634
Толщина пленки, мм	2	4	8	9	10,8	13,9
Количество нефти, %	95,4	96,9	96,8	96,3	96,5	96,3
Время: 1,5 часа						
Размеры, м	79 × 31,9	150 × 70	320 × 174	402 × 228	465 × 258	532 × 298
Площадь, м ²	1745	8102	43703	70630	91885	124618
Толщина пленки, мм	2,1	3,1	6,1	7,1	8,7	11,1
Количество нефти, %	93,2	95,3	94,9	94,3	94,6	94,3
Время: 2 часа						
Размеры, м	80,9 × 31,2	159 × 72,7	347 × 187	437 × 242	511 × 276	595 × 320
Площадь, м ²	1855	8671	50070	82395	107872	147983
Толщина пленки, мм	2,6	3,2	5,3	6,2	7,4	9,3
Количество нефти, %	91	93,6	93,1	92,3	92,7	92,4
Время: 3 часа						
Размеры, м	84,4 × 32,5	168 × 74	378 × 201	491 × 260	585 × 298	680 × 345
Площадь, м ²	1948	9591	60083	101548	132891	187504
Толщина пленки, мм	1,6	2,6	3,8	4,8	5,9	7,2
Количество нефти, %	86,8	90,2	89,4	88,2	88,8	88,3
Время: 4 часа						
Размеры, м	84,4 × 32,7	175 × 74,7	406 × 213	538 × 270	462 × 310	760 × 363
Площадь, м ²	2003	10168	67314	115340	153101	219493
Толщина пленки, мм	1,5	2,3	3,1	3,7	5	5,7
Количество нефти, %	82,6	86,8	85,6	84	84,8	84,2
Время: 6 часов						
Размеры, м	85,7 × 34,7	182 × 79	442 × 222	595 × 293	732 × 337	858 × 402
Площадь, м ²	2096	11028	76344	132702	181460	266692
Толщина пленки, мм	1,4	1,9	2,4	2,6	3,2	4,1
Количество нефти, %	74,4	79,8	77,5	75,1	76,4	75,4
Время: 12 часов						
Размеры, м	90 × 36	191 × 80,7	486 × 231	677 × 306	883 × 355	1000 × 430
Площадь, м ²	2240	12041	86016	153224	220749	346529
Толщина пленки, мм	0,9	1,2	1,3	1,3	1,5	1,7
Количество нефти, %	51	58,4	52,5	47,5	49,8	47,8
Время: 24 часа						
Размеры, м	92,8 × 35,2	198 × 82	500 × 230	698 × 306	948 × 348	1100 × 444
Площадь, м ²	2333	12487	88834	152321	232985	371224
Толщина пленки, мм	0,2	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2
Количество нефти, %	11,2	19,1	6,13	2,88	4,1	3,39

2.2.2.7. Особенности проведения аварийно-спасательных работ с нефтепродуктами, перегружаемыми в Азово-Черноморском водном бассейне

На основании изложенных выше свойств нефти, следует сделать следующие выводы, касающиеся проведения операции по ЛЧС(Н) при разливе нефтепродуктов, перегружаемых в морских портах Азово-Черноморского водного бассейна:

- разлив нефти следует ликвидировать независимо от его величины в кратчайшее время, не давая возможности ее испарению, образования эмульсий и растекания нефти по водной поверхности;
- легкие нефтепродукты при разливе на поверхности моря обладают повышенной текучестью. В течение первых 10 часов толщина пленки достигает нескольких мм, что приводит к ее интенсивному испарению. По данным американских исследователей, в первые двадцать часов после разлива более 75 % нефти образует газовое облако, при этом в первые десять часов испарение наиболее интенсивно. На скорость испарения существенно влияет скорость ветра, ультрафиолетовый и инфракрасный спектры излучения, скорость ветра и волнение моря;
- при разливе небольших количеств нефти в случае образования эмульсий следует использовать диспергенты;
- при больших разливах нефти следует оградить образовавшееся пятно нефти в кратчайший период боновыми ограждениями, буксируя их от берега интенсивно при этом откачивая разлитую нефть в соответствующие плавучие емкости;
- при разливах нефти под воздействием ветра пятно разлива деформируется в эллипсообразную форму. Кажущаяся возможность при этом уменьшить длину бонового ограждения является ошибочной, т.к. поперечное сечение пятна оказывается значительно большим по сравнению с пятном кругообразной формы в первый час разлива.

При контакте разлитой нефти с водой часть фракций нефти растворяется, образуя эмульсии того или иного типа. Растворимость нефти невелика и составляет 5 – 7 %. Остатки нефти после испарения и растворения в морской воде формируют высокомолекулярные соединения, получившие название агрегатов. На образование таких агрегатов расходуется более 5 – 10 % от разлитой нефти. При волнении моря и ветре разлитая нефть срывается с гребня волны, образуемая при этом аэрозоль оказывает существенное влияние на скорость испарения нефти.

При разливе нефти в низких широтах энергии солнечного спектра излучения достаточно для повышения температуры разлитой нефти и разрушения внутримолекулярных связей высокомолекулярных связей. Образующиеся при этом радикалы с более низкой температурой кипения ускоряют процесс испарения, сокращая время затопления слика.

Большая часть распределенной в воде нефти находится в виде эмульсии типа «нефть в воде» (прямая эмульсия). При разливах нефти образуется также эмульсия типа «вода в нефти» (обратная эмульсия). Несмотря на сходные условия образования, эти два типа имеют существенные различия.

Образование прямой эмульсии может привести к исчезновению нефти с поверхности воды. Однако при прекращении действия факторов, способствующих эмульгированию (например, при уменьшении волнения моря), нефтяное пятно может восстанавливаться, нефть всплывет на поверхность воды. Образование прямой эмульсии связано с распределением мелких капель нефти (0,001 – 0,003 мм) в массе воды, что способствует биологическому разложению нефти.

3. Расчет достаточности сил и средств ЛЧС(Н) с учетом их дислокации

3.1. Порядок расчета необходимого количества сил и средств для проведения операции по ликвидации разлива нефти на море

Определение необходимого состава сил и средств для проведения мероприятий по локализации и ликвидации разливов нефти выполняется по результатам прогнозирования относительно максимально возможного разлива на основании оценки риска, с учетом неблагоприятных гидрометеорологических условий. Максимально возможный разлив определяется в соответствии с п. 2 Основных требований к разработке планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов (утв. постановлением Правительства РФ от 21 августа 2000 г. № 613 с изменениями от 15 апреля 2002 г.). Необходимо также учитывать требования п. 30 Положения о Единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (утв. постановлением Правительства РФ от 30 декабря 2003 г. № 794 в ред. постановлений Правительства РФ от 27 мая 2005 г. № 335, от 3 октября 2006 г. № 600, от 7 ноября 2008 г. № 821). Анализ нормативно-правовых требований приводится в работе [76].

В соответствии с п. 17 Положения о функциональной подсистеме организации работ по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в море с судов и объектов независимо от их ведомственной и национальной принадлежности (утв. приказом Минтранса России от 6 апреля 2009 г. № 53), федеральные государственные учреждения «Администрация морского порта» являются органами повседневного управления локального значения. Поэтому достаточность сил и средств, привлекаемых ФГУ «АМП» к действиям по локализации и ликвидации последствий ЧС(Н) определяется при максимально возможных разливах нефти локального значения до 500 т на акватории, являющейся зоной ответственности указанных организаций Росморречфлота.

Расчет выполняется при условиях, учитывающих наиболее неблагоприятные условия возникновения ЧС(Н) а также учитывающих гидрологические и климатические особенности района (поверхностное течение, обусловленное ветрами, совпадающее с ними по направлению и не превышающее 0,5 узла), метеорологические параметры (обычно ветер до 14 м/с, волнение до 2 баллов).

При расчете достаточности сил и средств за основу приняты следующие документы: РД № 153-39.4Р-125-02 «Табель оснащения нефтепроводных предприятий ОАО «АК «Транснефть» техническими средствами для ликвидации аварийных разливов нефти» [45] и РД № 153-39.4Р-122-02 «Табель технического оснащения нефтеналивных терминалов ОАО «АК «Транснефть» оборудованием для ликвидации аварийных разливов нефти» [44].

3.1.1. Методика определения состава технических средств для локализации и ликвидации разлива нефти на море

Состав технических средств для локализации и ликвидации разливов нефти на акваториях морей в зоне ЧС(Н) определяется путём:

- анализа операций выполняемых при локализации и ликвидации разлива нефти;
- определения основных функций технических средств, привлекаемых для локализации и ликвидации разливов нефти;
- выбора типов техники и средств выполняющих эти функции.

При локализации и ликвидации разлива нефти на акватории моря основными функциями являются:

- доставка сил и средств к месту проведения работ;
- локализация и сбор разлитой нефти;
- ликвидация утечки нефти;

- транспортировка собранной нефти к местам хранения и утилизации.

Для выполнения этих функций необходим следующий состав технических средств.

1. Средства доставки техники и персонала к месту проведения работ:
 - a. плавсредства;
 - b. автотранспорт.
2. Средства для локализации нефтяного загрязнения:
 - a. боновые заграждения.
3. Средства для сбора нефти:
 - a. суда технического обеспечения;
 - b. средства для сбора нефти с поверхности воды;
 - c. сорбенты;
 - d. средства для сбора нефти на берегу;
 - e. источники пара для подогрева собираемой нефтесодержащей смеси в зимнее время.
4. Средства для удаления, утилизации или уничтожения собранной нефти:
 - a. самоходная баржа или несамоходное средство с буксирным обеспечением;
 - b. ёмкости для временного хранения собранной нефти;
 - c. транспортные средства для вывоза отходов;
 - d. полигон для утилизации с соответствующим одобренным оборудованием.
5. Средства для проведения работ в ледовой обстановке.
6. Средства для очистки оборудования.
7. Средства связи.
8. Средства газовой разведки.
9. Снаряжение спасателя по ЛРН:
 - a. защитное снаряжение;
 - b. рабочая одежда, обувь.

Выбор конкретных марок оборудования и средств осуществляется при анализе технических и стоимостных характеристик предлагаемого производителями оборудования.

Методика определения количества технических средств основывается на следующих положениях:

1. Количество средств должно быть достаточным для локализации и ликвидации разливов нефти в масштабах, определяемых исходными данными.
2. Настоящий План предусматривает следующие параметры операции ЛРН:
 - a. ликвидацию разлива нефти в заданном количестве на акватории;
 - b. время локализации разлива нефти на акватории до 4 часов;
 - c. расчет выполняется при предельных погодных условиях, при которых разрешается проведение операций с нефтью и нефтепродуктами в с учётом ограничений, определенных Обязательными распоряжениями по морскому порту или ограничениями, налагаемыми техническими регламентами проведения операций;
 - d. учитываются также технические характеристики судов, нефтесборных систем и боновых заграждений.

Для более эффективного и гибкого применения технологий улавливания разлитой нефти необходимо применять:

- быстроразворачиваемые боны постоянной плавучести (первый каскад локализации);
- морские боновые заграждения постоянной плавучести (второй каскад локализации);
- морские боновые заграждения трубчатого типа (третий каскад локализации);
- тяжёлые морские боновые заграждения трубчатого типа (четвертый каскад локализации);
- сорбирующие боны;
- суда технического обеспечения;
- нефтесборные системы для сбора нефти на акватории и в труднодоступных местах;
- специальные нефтесборные системы для очистки берега;
- сорбенты;

- установки по распылению сорбента (при необходимости их применения);
- ёмкости суммарным объёмом достаточным для хранения собранной нефти.

Количество бонов определяется: размерами пятна разлитой нефти, геометрическими параметрами объекта (расстояние от конечной точки объекта до берега, протяжённостью берега подлежащего защите силами АСФ). Количество нефтесборных систем определяется объёмом разлитой нефти и производительностью нефтесборных систем. Количество сорбентов определяется объёмом разлитой нефти, не собираемой нефтесборными системами. Количество и объём емкостей для сбора нефти должны быть достаточными для работы нефтесборных систем.

3.1.1.1. *Определение количества боновых заграждений*

Выбор параметров боновых заграждений

Тип боновых заграждений выбирается из условия соответствия технических характеристик, следующим условиям эксплуатации:

1. Боны быстроразворачиваемые постоянной плавучести (1-й каскад):
 - a. температура окружающей среды $-30^{\circ}\text{C} \div +50^{\circ}\text{C}$;
 - b. высота волны до 1,5 м;
 - c. скорость ветра при работе до 14 м/с;
 - d. скорость буксировки до 3 узлов (5,6 км/ч).
2. Морские боны постоянной плавучести для открытого моря (2-й каскад):
 - a. температура окружающей среды $-30^{\circ}\text{C} \div +50^{\circ}\text{C}$;
 - b. допустимая высота волны до 1,5 м;
 - c. скорость ветра при работе до 14 м/с;
 - d. скорость буксировки до 3 узлов (5,6 км/ч).
3. Морские боны трубчатого типа для открытого моря (3-й каскад):
 - a. температура окружающей среды $-30^{\circ}\text{C} \div +50^{\circ}\text{C}$;
 - b. допустимая высота волны до 1,5 м;
 - c. скорость ветра при работе до 14 м/с;
 - d. скорость буксировки до 3 узлов (5,6 км/ч).
4. Тяжелые морские боны трубчатого типа (4-й каскад):
 - a. температура окружающей среды $-30^{\circ}\text{C} \div +50^{\circ}\text{C}$;
 - b. допустимая высота волны до 2 м;
 - c. скорость ветра при работе до 20 м/с;
 - d. скорость буксировки до 3 узлов (5,6 км/ч).

Расчёт количества боновых заграждений

При ЧС(Н) нефть распространяется по поверхности воды в виде пятна с размерами, приведенными в таблице расчетных параметров нефтяного поля. Примерные результаты компьютерного моделирования растекания каждого из нефтепродуктов, перегружаемых в морских портах Азово-Черноморского водного бассейна, приводятся в подразделе 2.2.2 «Влияние внешних факторов на скорость разлива нефти с учетом величины разлива» настоящих рекомендаций.

Существует распространенное заблуждение о том, что локализацию можно выполнить, установив одно боновое заграждение перпендикулярно движению нефтяного пятна. На самом деле, при крупных разливах происходит эффект «прохождения» пятна под бонами, который отображается на рис.13 и является следствием формирования у кромки БЗ нефтяного слоя, превышающего или сравнимого с осадкой самого БЗ. Кроме того, нефтяное пятно распространяется под бонами вследствие протекания естественных процессов диспергирования и эмульсификации (см. рис.3).

Технологией локализации, таким образом, обязательно должна предусматриваться установка нескольких каскадов боновых заграждений. Длина боновых заграждений, установленных в каждом каскаде и необходимых для локализации всего объёма разлитой

нефти, определяется полупериметром пятна на момент времени, когда каскад будет установлен.



Рис.13. Пример неэффективной работы бонового заграждения

Основные характеристики мобильного ордера для эффективного сбора нефти должны быть следующими:

- шаг ΔS 150 – 200 м;
- смещение ΔL 100 – 120 м;
- перекрытие ΔH 30 – 40 м.

Ширина бонового заграждения, а также расстояние от рабочего катера до САР должны выбираться исходя из текущих погодных условий таким образом, чтобы обеспечить образование «ловушки» для собираемой нефти в зоне работы скиммера и обеспечить максимальную рабочую ширину ордера.

При этом наличие перекрытия ΔH позволяет улавливать нефть, проходящую под боновым заграждением впереди работающего ордера, что в целом увеличивает эффективность сбора. Одновременно с этим, перекрытие позволяет расположить рабочий катер в месте, максимально защищенном от воздействия основного поражающего фактора при операциях ЛРН – токсичности углеводородных газов.

Таблица 13. Рекомендации по количеству каскадов локализации

Количество разлитой нефти		1	10	100	500	1000
Количество каскадов для нефтей	1 группы	1	1	2	3	4
	2 группы	1	2	3	4	5
	3 группы	1	2	3	3	4
	4 группы	1	2	3	3	3

Кроме показанных на рис.13 J-образных мобильных ордеров, могут применяться также U-образные и V-образные ордера, принятые в международной практике борьбы с разливами. Тем не менее, разработчики мероприятий по локализации должны исходить из того, что необходима установка нескольких каскадов локализации, работающих последовательно.

Авторами настоящих рекомендаций на основе данных компьютерного моделирования различных аварийных ситуаций получены результаты, которые могут быть приняты за основу при определении необходимого количества каскадов (см. таблицу 13).

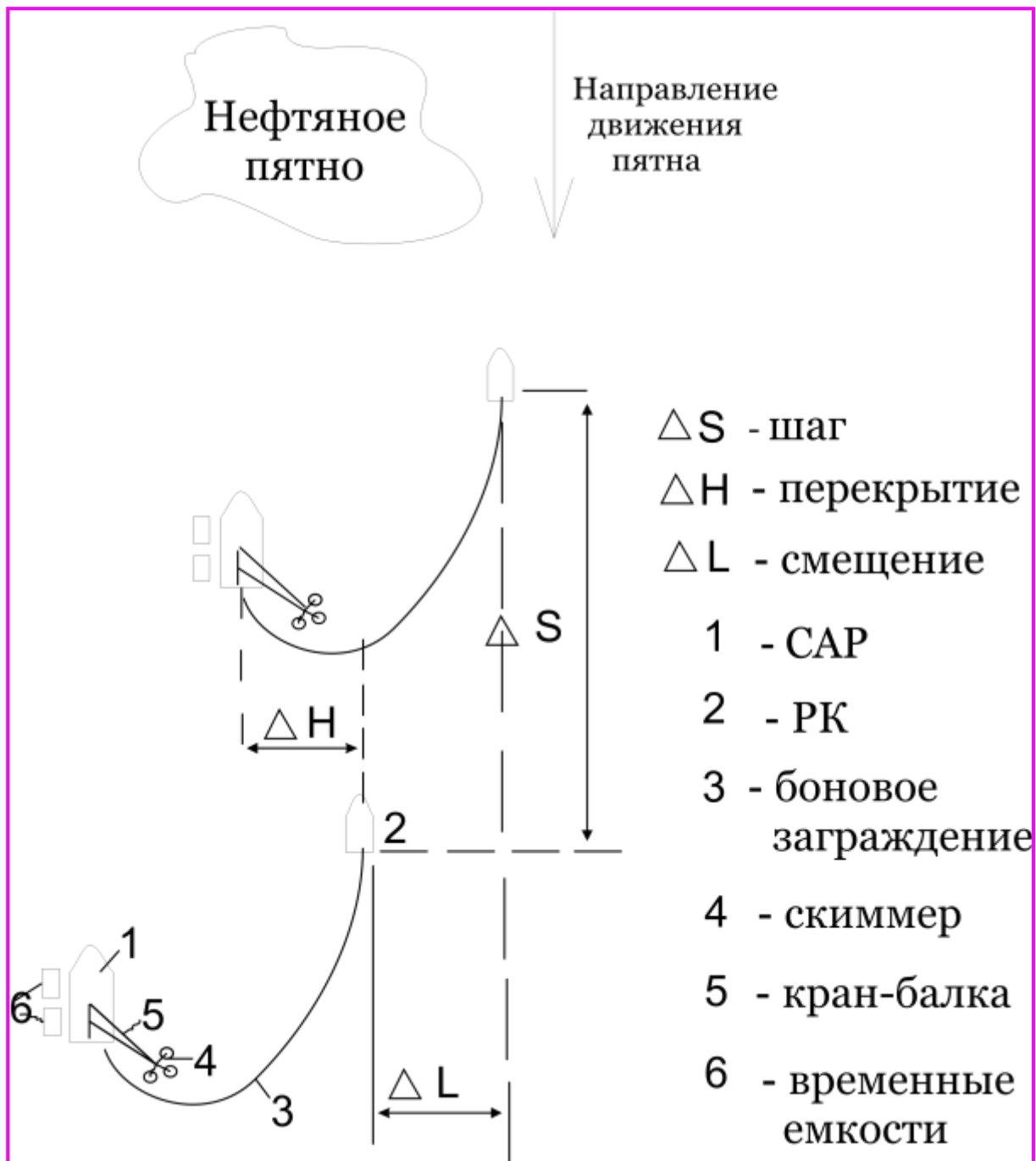


Рис.14. Пример установки двух каскадов боновых заграждений для высокоэффективной локализации разлива

При этом минимальная необходимая длина боновых заграждений L_b для проведения операций по ЛРН определяется полупериметром нефтяного пятна на оперативное время, соответствующее нормативному времени установки каждого каскада бонового заграждения по месту локализации.

Существуют следующие варианты установки БЗ на месте проведения аварийно-спасательной операции:

- разворачивание БЗ с берега, буксировка их судном в развернутом состоянии к месту операции и установка по месту;
- доставка на судне к месту операции, разворачивание и установка на месте;

- выход судна к месту операции, разворачивание с спуск на воду БЗ при движении к месту операции, установка по месту.

При любом из указанных вариантов время установки определяется от момента аварии до момента начала работы БЗ в расчетном месте локализации.

3.1.1.2. *Определение суммарной производительности и количества нефтесборных систем*

Условия расчёта суммарной производительности и количества нефтесборных систем

При планировании работ по ликвидации разливов продуктов на магистральных нефтепроводах (расчёт сил и средств ЛРН) следует руководствоваться нормами РД 39-00147105-006-97 [47]. При планировании операций по ЛРН организациями, эксплуатирующими иные объекты рекомендуется ограничить время ликвидации ЧС(Н), при разливе:

- светлых нефтепродуктов до 3 суток (до 72 часов) в соответствии с требованиями Методических рекомендаций по разработке типового плана ПЛРН для нефтегазовых компаний [56]);
- тёмных нефтепродуктов и нефти на территории населённых пунктов до 10 суток (до 240 часов);
- тёмных нефтепродуктов и нефти на промышленных площадках и водоохраных зонах до 20 суток (до 480 часов) или к началу следующего гидрологического сезона (ледостава, ледохода, половодья, дождевого паводка) или опасного гидрометеорологического явления (ливни, шторма), которые могут осложнить или блокировать проведения операций по ликвидации РН и привести к значительному загрязнению водных объектов и береговой полосы;
- тёмных нефтепродуктов и нефти на прочих территориях до 180 суток (до 4320 часов).

Определение суммарной производительности нефтесборных систем

Необходимая суммарная производительность нефтесборных систем Q_{Σ} , м³/ч, участвующих в ликвидации аварии, определяется объёмом разлившейся нефти и заданным временем её сбора. Расчёт Q_{Σ} , м³/ч производится по формуле:

$$Q_{\Sigma} = V_{\Sigma} / t_{сб} ,$$

где:

V_{Σ} – суммарный объём разлитой нефти, м³;

$t_{сб}$ – время, сбора основной массы разлившейся нефти, ч (технологическое время работы составляет на акватории 10 часов).

Суммарный объём разлившейся нефти V_{Σ} , м³, определяется по формуле:

$$V_{\Sigma} = M_{н\Sigma} / \rho ,$$

где:

$M_{н\Sigma}$ – масса разлившейся нефти, т;

ρ – плотность нефти (смесь КТК), т/м³ (принято $\rho = 0,781$ т/м³);

Определение количества нефтесборных систем

Количество нефтесборных систем N , шт., зависит от производительности их марки и определяется из формулы:

$$Q_{\Sigma} = N_1 Q_1 K_{my1} + N_2 Q_2 K_{my2} + \dots + N_i Q_i K_{myi} ,$$

где:

Q_{Σ} – суммарная производительность нефтесборных систем, м³/ч.

N_1, N_2, N_i – число нефтесборных систем данной марки, шт.;

Q_1, Q_2, Q_i – производительность нефтесборных систем данной марки по паспорту, м³/ч;

$K_{му1}, K_{му2}, K_{муi}$ – коэффициент местных условий, определяющий эффективность нефтесборных систем данной марки в условиях конкретного места и времени ЛРН. $K_{му}$ – изменяется в пределах от 0 до 1. Действительное значение $K_{му}$ определяется путём анализа результатов учений с применением нефтесборных систем разных типов в различных гидрометеорологических условиях. Для расчёта рекомендуется принимать значение $K_{му}$, предполагающее неблагоприятные местные условия, равным 0,70.

Для более эффективного и гибкого применения технологий улавливания нефти необходимо применять нефтесборные системы (скиммеры):

- высокой производительности более 50 м³/ч;
- средней производительности от 20 до 50 м³/ч;
- малой производительности менее 20 м³/ч;
- судовые системы судов-нефтемусоросборщиков около 20 м³/ч.

Нефтесборные системы, используемые на акватории должны быть пригодны для использования на территории (сбор нефтепродукта с грунта). Для этого в составе оборудования по ЛРН используются морские нефтесборные системы, имеющие техническую возможность демонтажа насоса и использования его отдельно для откачки нефтепродукта при авариях на береговых объектах.

3.1.1.3. Расчет количества образующихся жидких и твердых отходов

Количество жидких отходов определяется по данным [29], графически отображаемым на рис.2 в подразделе 2.2.1 «Основные процессы, происходящие с нефтью при попадании на поверхность воды» настоящих рекомендаций.

В соответствии с принятой международной классификацией нефтей и нефтепродуктов (по данным [29]), обрабатываемые в морских портах Азово-Черноморского водного бассейна сырые нефти относятся к 1-й группе (смесь КТК) и 2-й группе (Шехарис) соответственно. Наиболее неблагоприятной ситуацией с точки зрения количества образующихся жидких отходов являются нефти 2-й группы, при разливе которых (см. рис.2) через несколько часов после разлива образуется нефтеводная эмульсия объемом до 220 % от начального объема разлитого нефтепродукта. При разливах нефтепродуктов 3-й группы может образовываться эмульсия в количестве до 350 % от начального количества разливной нефти.

Таким образом, общее прогнозируемое количество жидких нефтяных отходов составит:

$$V_{ОЖ} = V_0 \times k_{эм},$$

где:

V_0 – начальный объем разлива, м³;

$k_{эм}$ – коэффициент эмульсификации, принимаемый по данным рис.2;

$k_{эм} = 1,0; 2,2; 3,5; 2,0$ для нефтей 1; 2; 3 и 4-й групп соответственно.

Количество твердых отходов пропорционально количеству нефтепродуктов, достигших береговой полосы и впитавшихся в грунт. Количество твердых отходов $V_{ТО}$ определяется на основании наиболее неблагоприятного сценария разлива нефтепродуктов, сопровождающегося загрязнением прилегающей береговой полосы в пределах зоны ответственности АСФ.

Наиболее неблагоприятный сценарий – это тот, при котором нефтяное пятно достигает берега в наиболее короткое время, при этом локализация пятна на морской части зоны ответственности АСФ ограничена или невозможна. Очевидно, что при таком сценарии невозможно установить все планируемые каскады локализации. Однако, часть из них будет установлена.

Для оценки эффективности установленных каскадов локализации используют нижеприведенные характеристики эффективности боновых заграждений различных типов (рис.15 – 18), полученные авторами [16]. Для каждого из каскадов при определенных внешних условиях по графику определяется эффективность локализации, выражаемая в долях от удерживаемого боными количества нефти: $\eta_1; \eta_2; \eta_3; \eta_4; \eta_5$ и т.д.

Тяжелые морские боны

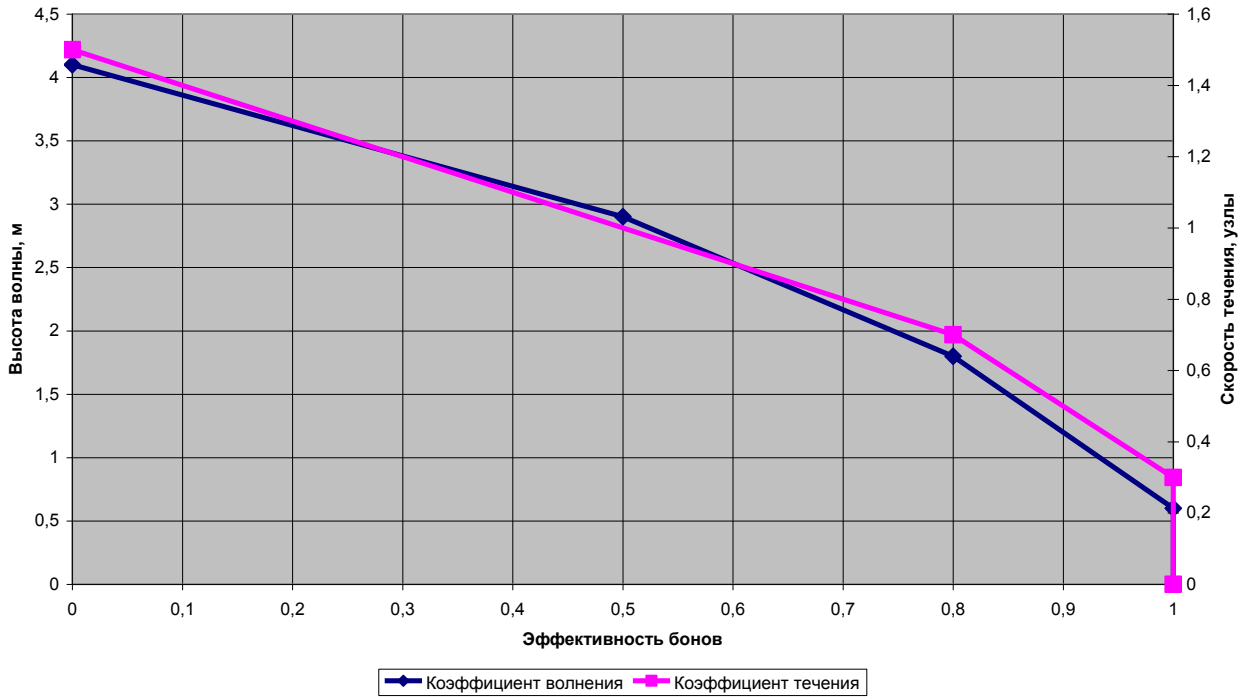


Рис.15. Характеристики эффективности тяжелых морских бонов трубчатого типа

Морские боны

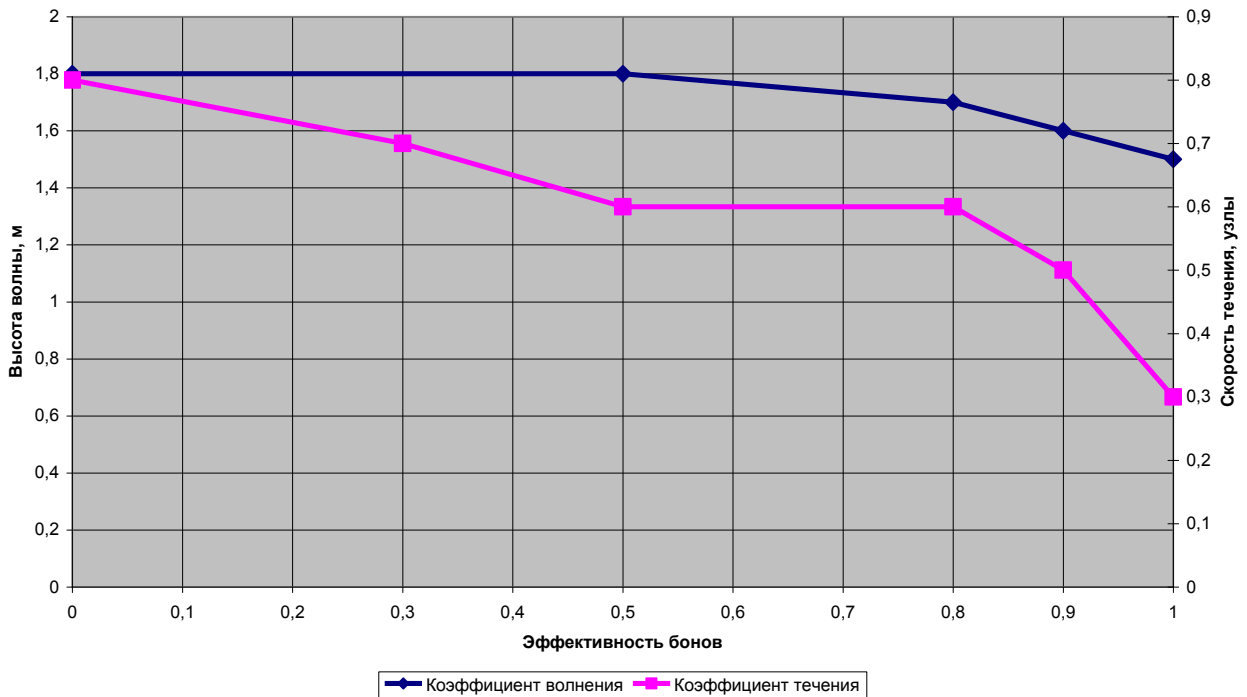


Рис.16. Характеристики эффективности морских бонов трубчатого типа

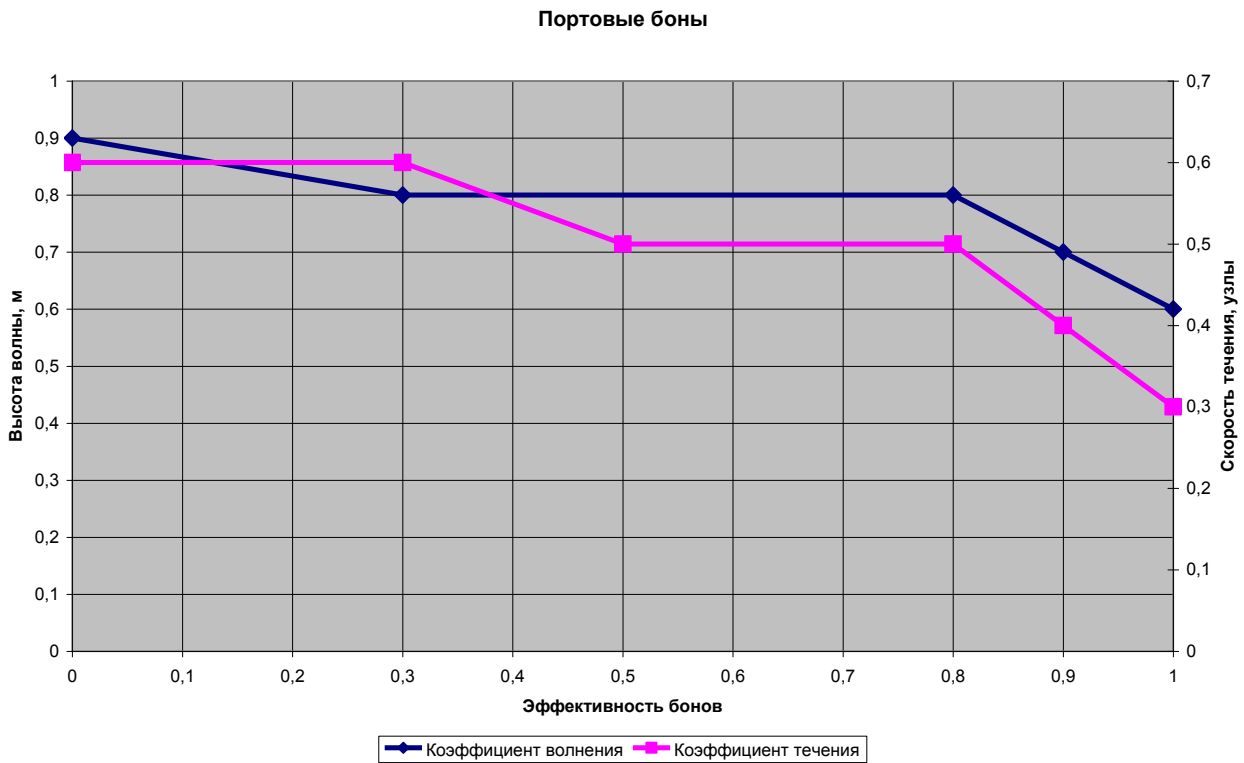


Рис.17. Характеристики эффективности морских бонов постоянной плавучести

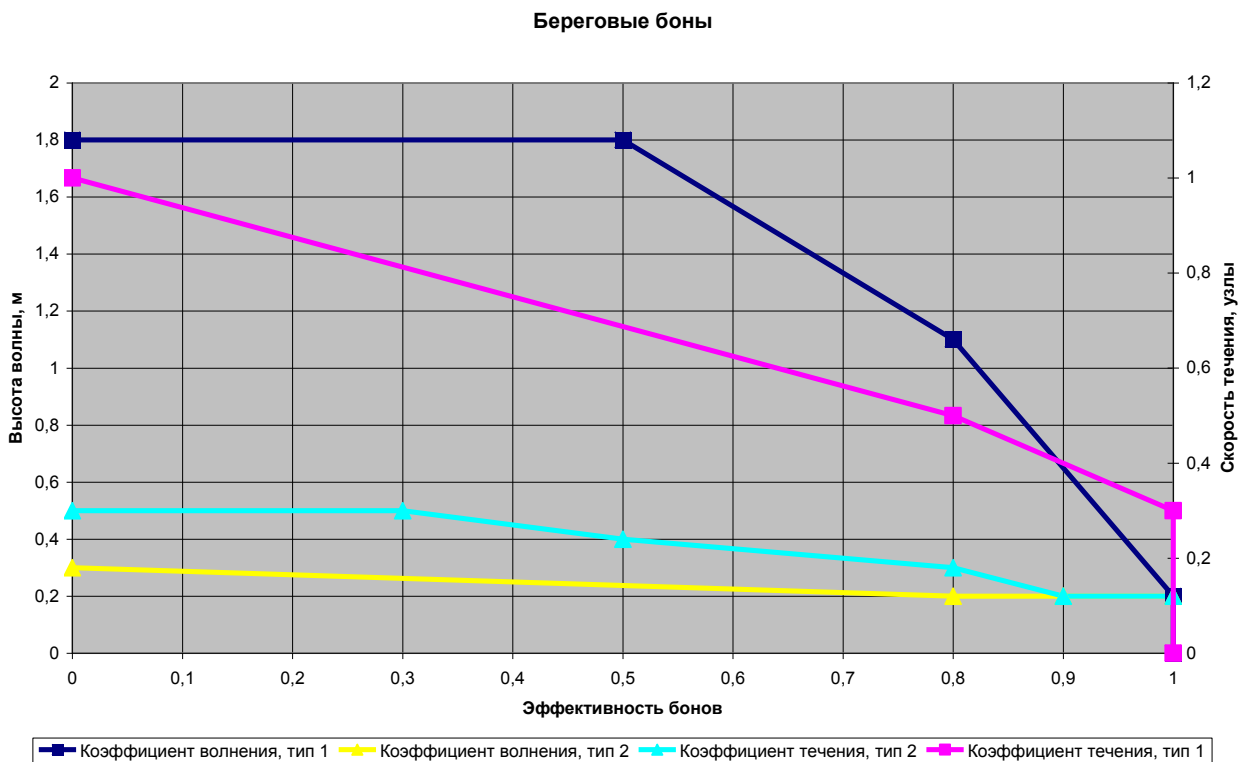


Рис.18. Характеристики эффективности береговых бонов постоянной плавучести (тип 1) и портовых бонов (тип 2)

Учитывая принятый начальный объем разлива, получим количество нефти, достигающее берега через пять установленных каскадов:

$$V_{НБ} = V_0 \cdot (1 - \eta_1) \cdot (1 - \eta_2) \cdot (1 - \eta_3) \cdot (1 - \eta_4) \cdot (1 - \eta_5)$$

В соответствии с данными [62], нефтеемкость грунта составляет 0,76 – 1,59. Это означает, что 1 м³ грунта впитывает 0,76 – 1,59 м³ нефтепродукта. Принимая меньшее значение как наиболее неблагоприятное, получим:

$$V_{OT} = V_{НБ} / \gamma \text{ м}^3,$$

где:

V_{OT} – количество твердых нефтяных отходов;

$V_{НБ}$ – прогнозируемое количество нефти на берегу;

γ – нефтеемкость грунта.

Расчетное количество жидких и твердых отходов при разливе в максимально прогнозируемом количестве должно быть утилизировано на специализированных полигонах. Для этого АСФ должно иметь договор с предприятием, имеющим лицензию на право обращения с опасными отходами. Мощность полигона должна позволять единовременный прием твердых и жидких отходов в количестве не ниже определенных расчетных значений $V_{OЖ}$ и V_{OT} .

3.1.1.4. Расчёт необходимого количества сорбентов

Количество сорбента $M_{сорб}$, кг, рассчитывается по массе плёнки нефти, которая не может быть собрана нефтесборщиками, по формуле:

$$M_{сорб} = M_{пл} / C_{сн}$$

$$M_{сорб} = N_{загр} \times N_{сорб} \times M_{н\sum} / C_{сн},$$

где:

$M_{пл}$ – масса плёнки нефти, которая собирается сорбентами, т;

$C_{сн}$ – сорбционная способность сорбента, т/т;

$M_{пл} = V_{НБ} \times \rho$ – определена для наиболее неблагоприятной ситуации, когда вся поступающая к берегу нефть обрабатывается сорбентами;

$C_{сн}$ – сорбирующая способность, принята равной 10 т/т.

Рекомендуемые сорбенты:

- Лессорб-экстра по дизельному топливу 10 т/т;
- КПФ 40 – 60 т/т;
- СТРГ 50 т/т.

Кроме порошковых сорбентов для улавливания пленки нефти следует применять сорбирующие боновые заграждения. Количество сорбирующих боновых заграждений должно быть достаточным для доочистки акватории на этапе защиты береговой полосы.

3.1.1.5. Определение количества плавсредств

Условия расчёта количества плавсредств

Плавсредства применяются при установке БЗ, транспортировке персонала и технических средств к месту производства работ по ЛРН, собранной нефти к местам утилизации. Количество плавсредств должно обеспечивать выполнение всех операций по локализации и транспортировке нефти к местам хранения, утилизации. Для уменьшения количества типов плавсредств следует использовать универсальные суда, выполняющие все указанные операции. Рекомендуемый тип плавсредств – суда-буксировщики бонов с комплектом нефтесборного оборудования и емкостями для сбора нефти.

Расчёт количества плавсредств

Количество плавсредств, необходимых для установки БЗ на воде, определяется, исходя из следующих условий:

- способ установки (сбор БЗ на берегу и последующая буксировка БЗ к месту установки, установка БЗ из контейнера (катушки), расположенного непосредственно на плавсредстве);

- тип БЗ (сорбирующие, заградительные (огнестойкие, надувные, тяжёлые морские, стационарные, для защиты береговой полосы и сооружений) боны), масса погонного метра и длина БЗ;
- технология сбора нефти на акватории (необходимость привлечения плавсредств для организации оконтуривания и стягивания нефтяного пятна при работе нефтесборщиков).

При выполнении операций по ЛРН количество плавсредств N_{nc} , шт., определяется числом устанавливаемых одновременно каскадов БЗ (не менее одного судна на каскад). Кроме того, необходимо дополнительно по меньшей мере 2 (два) плавсредства для сбора нефтеводяной смеси и осуществления мониторинга в районе проведения аварийно-спасательной операции.

$$N_{nc} = 1 * N_k + 2,$$

где:

N_k – число каскадов БЗ устанавливаемых одновременно, шт.

Плавсредства, обеспечивающие локализацию нефтяного пятна на объекте должны отвечать следующим требованиям.

1. Установка первого каскада БЗ осуществляется судном технического обеспечения водоизмещением не менее 80 т, имеющим на борту:
 - a. нефтесборную систему высокой производительности;
 - b. временные плавучие емкости.
2. Установка второго каскада морских бонов для порта (морские постоянной плавучести) осуществляется судном технического обеспечения водоизмещением не менее 80 т, имеющим:
 - c. нефтесборную систему средней производительности;
 - d. временные плавучие емкости.
3. Быстрая доставка к месту разлива и установка третьего каскада морских бонов трубчатого типа должна производиться судном технического обеспечения, имеющим:
 - e. мощность энергетической установки 800 – 900 кВт;
 - f. на борту нефтесборную систему малой производительности;
 - g. на борту временные плавучие емкости.
4. Быстрая доставка к месту разлива и установка четвертого каскада тяжелых морских бонов трубчатого типа должна производиться судном технического обеспечения, имеющим:
 - h. мощность энергетической установки 800 – 900 кВт;
 - i. на борту нефтесборную систему малой производительности;
 - j. на борту временные плавучие емкости.
5. Дополнительно применить портовый катер для содействия судам технического обеспечения при установке каскадов локализации и сокращения времени локализации нефтяного пятна.
6. Собранная нефть перекачивается в самоходную баржу с общим количеством свободных емкостей достаточным для приема жидких отходов объемом, равным или превышающим $V_{ож}$. Рекомендуется иметь на борту судна место для сбора и транспортировки твердых отходов в количестве, равном или превышающем $V_{от}$. Судно должно быть способно транспортировать собранные нефтяные отходы к месту расположения специализированного полигона, с которым АСФ имеет заключенный договор на утилизацию. Судно должно иметь соответствующие свидетельства, выданные классификационным обществом, и одобрено для операций с нефтью и нефтепродуктами.
7. Дополнительно необходимо иметь скоростную лодку для осмотра акватории, обеспечения установки БЗ, установки якорей, обнаружения и ликвидации протечек нефти из боновых заграждений.

Допускается применение для разворачивания БЗ неспециализированных судов. В этом случае катушки БЗ должны быть установлены на соответствующих платформах непосредственно у береговой полосы, должен обеспечиваться удобный и безопасный подход

неспциализированных судов и безопасное разворачивание БЗ. Замена расчетных плавсредств имеющимися неспециализированными судами должна выполняться при условии обеспечения в полном объеме предусмотренной функциональности по разворачиванию и применению указанных средств борьбы с разливами.

3.1.1.6. Комплектация АСФ нефтесборным оборудованием для береговой полосы и техникой для промывки бонов и нефтесборных систем после их применения

Состав оборудования для очистки береговой полосы

Как показывает статистика морских аварий, при аварии на море всегда происходит загрязнение прилегающей береговой полосы. Справедливо и обратное утверждение: при авариях на береговых объектах очень часто нефть попадает на прилегающую акваторию. Таким образом, при рассмотрении вопросов аварийного реагирования на разливы нефти и нефтепродуктов на объектах морского и речного транспорта, необходимо в обязательном порядке предусматривать мероприятия по защите прилегающей береговой полосы и ее последующей очистке от нефтяного загрязнения.

В соответствии с указаниями п. 8 Правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации (утв. постановлением Правительства РФ от 15 апреля 2002 г. № 240), работы по ЛРН могут считаться завершенными при достижении допустимого уровня остаточного содержания нефти и нефтепродуктов (или продуктов их трансформации) в почвах и грунтах, донных отложениях водных объектов, при котором:

- исключается возможность поступления нефти и нефтепродуктов (или продуктов их трансформации) в сопредельные среды и на сопредельные территории;
- допускается использование земельных участков по их основному целевому назначению (с возможными ограничениями) или вводится режим консервации, обеспечивающий достижение санитарно-гигиенических нормативов содержания в почве нефти и нефтепродуктов (или продуктов их трансформации) или иных установленных в соответствии с законодательством Российской Федерации нормативов в процессе самовосстановления почвы (без проведения дополнительных специальных ресурсоемких мероприятий);
- обеспечивается возможность целевого использования водных объектов без введения ограничений.

В Азово-Черноморском водном бассейне районами приоритетной защиты являются пляжи, состоящие в основном из галечного и песчаного грунта. Поэтому, исходя из вышеизложенных требований, можно сделать вывод о необходимости очистки от загрязнения только участков береговой линии, имеющих целевое назначение, а именно пляжей и прилегающих к ним участков берега.

Остальная часть береговой полосы, недоступная для проведения работ по очистке, не имеет целевого назначения. Поэтому береговая линия, расположенная в недоступных районах, подвергается очистке до такой степени, чтобы предотвратить вторичное загрязнение. Незначительные остатки нефтепродуктов могут быть быстро удалены естественным образом под действием волнового перемешивания и воздействия лучей солнечной энергии. Решение о естественном восстановлении должно быть принято по результатам обследования участков без целевого назначения, при условии исключения вторичного хронического загрязнения моря с вдольбереговым переносом загрязнений и по специальным согласованиям с природоохранными органами.

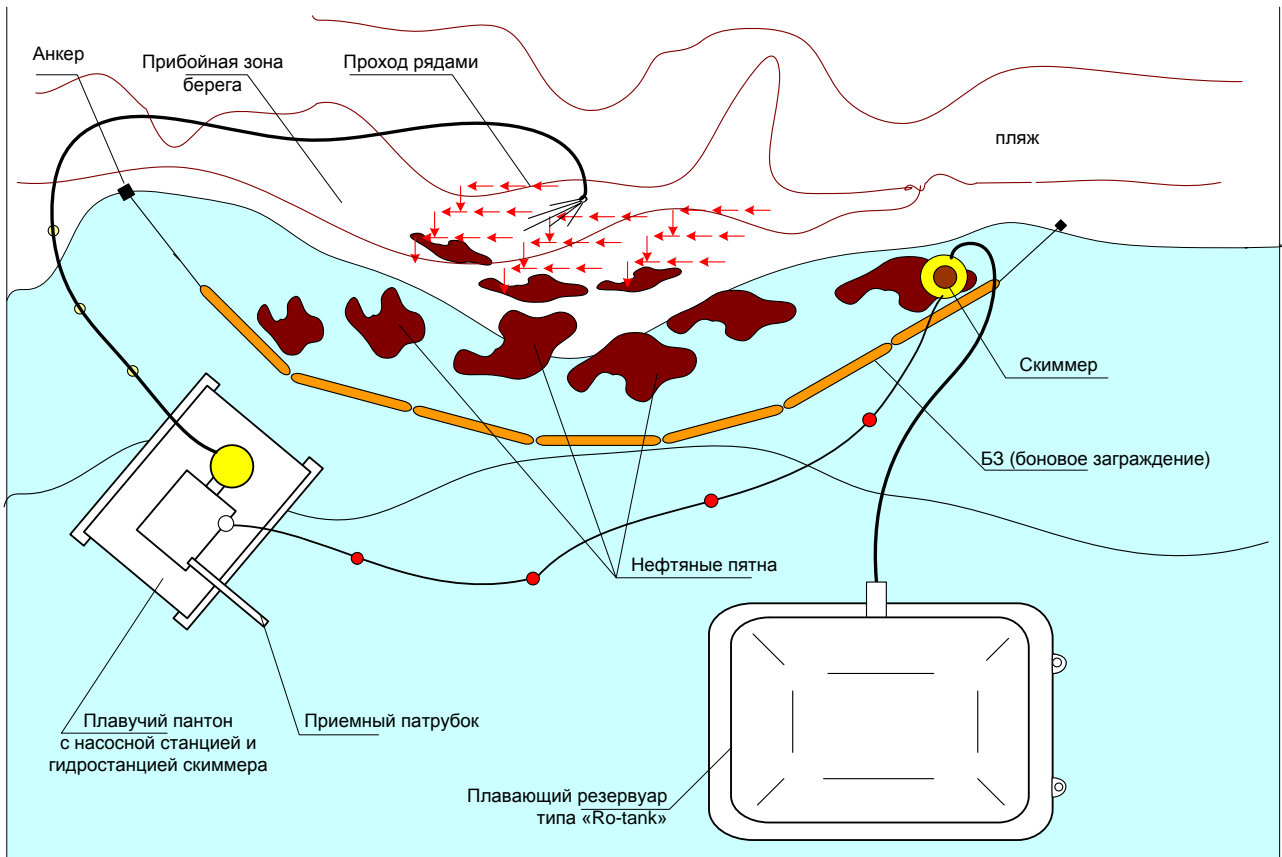


Рис.19. Схема очистки береговой полосы при отсутствии подъездных путей

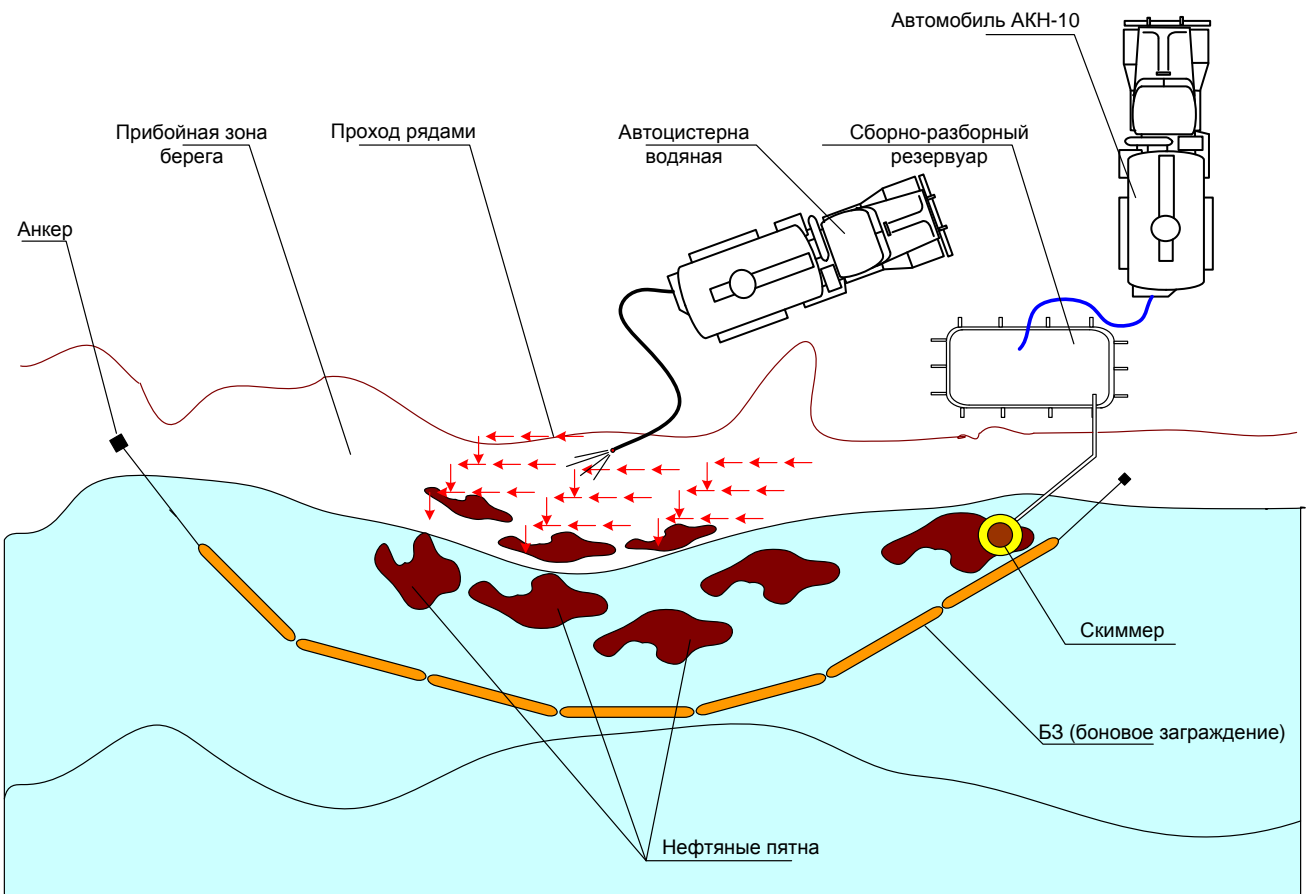


Рис.20. Схема очистки береговой полосы при наличии подъездных путей

Очистка загрязненного участка ведется с двух противоположных сторон, при этом команды на отрезках обрабатывают грунт, лежащий впереди (см. рис.19 и 20). Следом за персоналом, осуществляющим смыв нефти с береговой полосы с помощью гидравлических установок, отрезок вторично проходит персонал, занятый доочисткой вручную. Остатки загрязненного грунта, мусор собираются отдельно в соответствующие емкости, входящие в комплект оснащения АСФ.

Наиболее подходящими методами очистки можно считать:

- смыв нефти водой под давлением;
- последующая доочистка вручную (удаление загрязнённого нефтью мусора, не очищенной гальки) в работах в прибрежной зоне потребуются БЗ для устройства каскадов отклонения, ловушек и т.д.

Поскольку отклоняющие каскады устанавливаются в сравнительном отдалении от береговой линии, которую требуется защищать, для них могут использоваться и боновые заграждения, предназначенные для работы на открытых акваториях.

Участки побережья, которые нуждаются в защите или предназначены к очистке в первую очередь, ограждаются с двух сторон установкой бонового заграждения в виде «ловушек». Загрязненная береговая полоса делится на отрезки, каждый из которых обрабатывается одной командой, длина отрезка должна быть такова, чтобы работы по очистке его могли быть завершены за световой день. Каждый отрезок на акватории охватывается боновым заграждением в форме дуги для локализации смываемой с берега нефти и последующего сбора скиммерами. Команда осуществляет проход отрезка параллельными рядами, с опережением в пользу ряда, наиболее удаленного от линии уреза воды.

Во избежание вторичного загрязнения почва в местах размещения емкостей для отходов накрывается пластиковыми листами или матами или полосами из сорбирующих материалов. Следует помнить, что крупные валуны, подвергающиеся очистке, нельзя переворачивать и перемещать с места их расположения. Персонал, осуществляющий доочистку вручную, привлекается при необходимости к вспомогательным работам.

Очистка производится путем смыва нефтепродуктов с поверхности скал водой под высоким давлением. Смытая на ограниченную боными акваторию нефть собирается при помощи скиммеров малой производительности, входящих в комплект оснащения АСФ. В доступных местах рекомендуется береговую полосу очищать с помощью сорбирующих матов и рулонов.

Собранная нефтеводная смесь помещается во временные плавучие ёмкости. Из емкостей нефть доставляется и перекачивается на судно-накопитель отходов, где накапливается в ходе проведения операции по ЛРН. После этого нефтеводная смесь передается на полигон по утилизации.

Временное размещение собираемых твердых нефтяных отходов по мере их накопления производится в пределах оборудованных операционных площадок временного хранения. В комплект оснащения АСФ должны входить материалы и инструменты для оборудования таких площадок. По окончании операции по ЛРН твердые отходы из операционных площадок доставляются автотранспортом к местам утилизации. При отсутствии подъездных путей твердые отходы доставляются на судно-накопитель отходов, размещаются на палубе в бочках и таким образом доставляются к местам утилизации.

Расчёт количества средств для очистки береговой полосы

Суммарная производительность нефтесборных систем для очистки береговой полосы $Q_{бер}$, м³/ч, определяется по формуле:

$$Q_{бер} = V_{НБ} / t_{сб} ,$$

где:

$V_{НБ}$ – прогнозируемый объем нефти, достигшей берега (определяется выше), м³;

$t_{сб}$ – время сбора попавшей на берег нефти, ч (обычно принимается равным 24 часа) либо согласно Методическим рекомендациям по разработке типового плана ПЛРН для нефтегазовых компаний [56].

Для организации качественного сбора отмытой с береговой полосы нефти используются нефтесборные системы малой производительности (до 10 м³/ч), способные обеспечивать высокоэффективный сбор на малых глубинах и непосредственно у береговой линии. Допускается использовать для этих целей скиммеры малой производительности, входящие в состав оборудования по ликвидации разливов нефти на морской акватории только по окончании работ по сбору нефти в море. Допускается использование в качестве нефтесборных систем для очистки берега вакуумных установок.

Количество нефтесборных систем определяется из формулы:

$$Q_{\Sigma} = N_1 Q_1 K_{\text{м}y1} + N_2 Q_2 K_{\text{м}y2} + \dots + N_i Q_i K_{\text{м}yi}$$

Нефтесборные системы по очистке береговой полосы входят составной частью в комплекс оборудования по очистке береговой полосы. При прогнозировании в ППЛРН обслуживаемых АСФ объектов загрязнения берега либо при аттестации АСФ по виду работ «30в – ликвидация (локализация) разливов нефти и нефтепродуктов на суше», наличие комплекса по очистке береговой полосы обязательно.

Комплекс должен включать следующие элементы:

- оперативный автотранспорт для доставки комплекса к месту проведения работ;
- контейнер для размещения комплекса;
- нефтесборная система (системы) малой производительности для очистки берега;
- силовые агрегаты с насосами с комплектом шлангов;
- запасные части к гидравлическим агрегатам
- дополнительные шланги;
- гидравлическая мойка (при разливах мазута – с возможностью мойки горячей водой);
- нефтеперекачивающий насос;
- вакуумный нефтесборщик;
- бензиновый генератор и осветительные мачты;
- свободные ёмкости объемом не менее $V_{НБ}$ (прогнозируемое количество нефти на берегу – рассчитано выше) для сбора жидких отходов и $V_{от}$ (количество твердых нефтяных отходов – рассчитано выше);
- комплект ЗИП ко всему указанному оборудованию.

Комплекс по очистке берега может состоять на балансе АСФ целиком либо состоять из отдельных составных частей при условии обеспечения требуемой функциональности в полном объеме. Допускается использование в составе комплекса оборудования по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на морской акватории только по окончании работ по сбору нефти в море.

После проведения операций по ликвидации аварийного разлива, нефтесборщики и боновые заграждения очищают от нефти. Необходимо наличие специального устройства или системы для очистки боновых заграждений. При отсутствии таковых допускается применения для этих целей гидравлической мойки в специально оборудованном месте очистки.

3.1.2. Расчет численности личного состава АСФ

3.1.2.1. Условия расчета численности спасателей АСФ

В соответствии с приложением № 5 к Квалификационным требованиям и методическим рекомендациям по проведению аттестации аварийно-спасательных служб, аварийно-спасательных формирований и спасателей (утв. на заседании Межведомственной комиссии по аттестации аварийно-спасательных формирований, спасателей и образовательных учреждений по их подготовке, 18 декабря 1997 г., протокол № 4), ликвидация (локализация) на море и внутренних акваториях разливов нефти, нефтепродуктов, химических и других экологически опасных веществ относится к аварийно-спасательным и другим неотложным работам (АСДНР).

Согласно ст. 36 Федерального закона от 22 августа 1995 г. № 151-ФЗ «Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей», привлечение неаттестованных лиц к проведению АСДНР возможно только в случае крайней необходимости. При этом обязательным условием является согласие привлекаемого лица и обеспечение страхования его жизни и здоровья. Такая крайняя необходимость не может быть положена в основу плановых мероприятий по реагированию на ЧС(Н). Кроме того, в условиях чрезвычайной ситуации нет времени на предварительное получение согласия участников работ и их страхование. Поэтому все лица, участвующие в выполнении работ по ЛРН, должны быть обучены и аттестованы как спасатели РФ в установленном порядке.

Допускается привлечение судового персонала для выполнения работ по ЛРН, однако оставшееся количество судового экипажа, выполняющее функции по непосредственной эксплуатации судна, не должно быть ниже минимального состава экипажа, определенного требованиями классификационного общества (для российских судов – ФГУ «Российский морской регистр судоходства» и ФГУ «Российский речной регистр») и указанного в свидетельстве о минимальном безопасном составе экипажа судна судна.

Количество персонала АСФ, необходимое для проведения работ по локализации и ликвидации разлива нефти определяются комплексом выполняемых операций и комплектом обслуживаемого оборудования. Распределение сил должно быть представлено в табличной форме с обязательным указанием конкретных функций каждого спасателя. Допускается совмещение спасателями различных функций по разворачиванию оборудования при условии выполнения установленных временных нормативов. В обязательном порядке должен быть учтен командный состав АСФ в составе не менее 2 (двух) спасателей: командира АСФ и заместителя командира АСФ.

Рассчитанное количество спасателей, выполняющих разворачивание и установку оборудования, является численным составом одной дежурной смены АСФ. Обычно дежурство ведется в три – четыре смены. Численность каждой из смен должна позволять применить весь перечень оборудования АСФ без привлечения дополнительных ресурсов.

Допускается привлечение персонала АСФ из других смен, находящихся на отдыхе. Однако, при этом в составе АСФ должны быть специально выделенные оперативные транспортные средства и плавсредства, доставляющие персонал к месту проведения работ на акватории в течение не более 1 часа с начала реагирования. При этом численность дежурной смены должна позволять развернуть все основные средства локализации и начать сбор нефти до прибытия дополнительного персонала АСФ.

3.1.2.2. Комплектация АСФ средствами защиты и рабочим снаряжением

Персонал АСФ должен быть экипирован согласно требований законодательства РФ и обеспечен индивидуальными средствами защиты и рабочим снаряжением. Не допускается передача личного рабочего снаряжения и СИЗ другим спасателям.

Оснащение АСФ средствами защиты и рабочим снаряжением должно быть не ниже указанного в таблице 14.

Таблица 14. Средства индивидуальной защиты членов АСФ и оказания первой помощи

№	Наименование	ГОСТ/ТУ	Рекомендуемый тип	Требуемое количество
	Костюм для защиты от нефтепродуктов	ГОСТ 27652-88	КЗК	На каждого спасателя
	Сапоги нефтемаслозащитные резиновые формовые	ГОСТ 28507-90	н/у	На каждого спасателя, работающего на берегу
	Сапоги кожаные на нескользящей подошве с	н/у	н/у	На каждого спасателя,

№	Наименование	ГОСТ/ТУ	Рекомендуемый тип	Требуемое количество
	гвоздечлевым креплением не вызывающие искрообразования			работающего на судне
	Защитная каска	ТУ 2291-004-07515055-98	н/у	На каждого спасателя
	Очки защитные	ГОСТ 12.4.013-97	н/у	На каждого спасателя
	Перчатки маслобензостойкие	ТУ 2514-002-51906831-01	н/у	На каждого спасателя
	Жилеты рабочие спасательные	ТУ 31.1274-93	Тип У	На каждого спасателя
	Фонарь во взрывозащищенном исполнении	н/у	н/у	На каждом судне (плавсредстве)
	Противогаз, фильтрующий газопылезащитный	ГОСТ 12.4.041-89	ППФ-95М	На каждого спасателя
	Запасные фильтры	ГОСТ 12.4.041-89	н/у	На каждого спасателя
	Изолирующий дыхательный аппарат	н/у	АВХ-324НТ	На каждого спасателя группы разведки (не менее трех)
	Запасной воздушный баллон	н/у	н/у	На каждый дыхательный аппарат
	Газоанализатор многоцелевой	н/у	СГГ-202	Не менее двух
	Газоанализатор на ПДК на нефтяные газы и сероводород	н/у	ГАНК-4Р	Не менее двух
	Носилки медицинские	н/у	обычные	На каждом судне (плавсредстве)
	Аптечка медицинская	н/у	АПОЛЛО	На каждом судне (плавсредстве)
	Аппарат легочной вентиляции	н/у	ИВЛ	На каждом судне (плавсредстве)
	Запасной баллон с медицинским кислородом	н/у	н/у	На каждом судне (плавсредстве)

3.1.2.3. Комплектация АСФ средствами аварийного управления и связи

Каждое плавсредство и транспортное средство, занятое в ликвидации аварийного разлива нефти оборудуется стационарной радиостанцией для связи с командиром АСФ, руководителем операции по ликвидации разлива нефти и другими участниками аварийно-спасательной операции. Бригады, работающие на берегу, также оснащаются радиостанциями. Все радиостанции должны быть настроены на один или несколько общих каналов. Для оперативного оповещения персонала АСФ, не находящегося на дежурстве, используется проводная телефония, УКВ и мобильная связь. При необходимости отправляется посыльный.

Стационарные радиостанции:

- все суда и катера;
- диспетчерский пункт АСФ;
- легковые автомобили.

Мобильные радиостанции:

- участники операции по ЛРН.

Мобильный телефон:

- командир АСФ;
- заместитель командира АСФ;
- командиры дежурных смен АСФ.

Расчёт оснащения АСФ средствами газовой разведки зоны ЧС(Н)

В соответствии с требованиями техники безопасности и охраны труда при проведении аварийно-спасательных работ по ЛРН, необходимо обеспечить разведку зоны чрезвычайной ситуации на присутствие опасных для дыхания газов. Для этого в состав АСФ должна быть в обязательном порядке предусмотрена группа газовой разведки, оснащенная средствами для контроля следующих параметров:

- содержание кислорода (не менее 20,8 % по объему);
- содержание углеводородных газов (не более ПДК рабочей зоны);
- содержание сероводорода (не более ПДК рабочей зоны);
- содержание бензола (не более ПДК рабочей зоны).

Значения ПДК и признаки воздействия паров нефти приведены в таблицах 15, 16 и 17.

Состав группы разведки – не менее 3 (трех) человек. Каждый член группы разведки должен быть оснащен дыхательным аппаратом изолирующего типа с наполненным запасным баллоном. Дополнительно один аппарат и запасной баллон должны быть предусмотрены для пострадавшего.

Таблица 15. Воздействие на человека углеводородных газов

Концентрация, мг/м³	Признаки воздействия
0,3	<i>Порог ощущения запаха нефти органами обоняния человека</i>
<i>Предельно допустимая концентрация (ПДК) населенных мест:</i>	
50	<i>Углеводороды C1-C5 (по метану)</i>
60	<i>Углеводороды C6-C12 (по гексану)</i>
<i>Предельно допустимая концентрация (ПДК) рабочей зоны:</i>	
100	<i>Бензин</i>
300	<i>Нефть, дизельное топливо</i>
1000	<i>Раздражение глаз при воздействии в течение 1 часа</i>
2000	<i>Раздражение глаз, горла и носа, головокружение, нарушение координации при действии в течение 1,5 часа</i>
7000	<i>Симптомы, характерные для состояния опьянения, при воздействии в течение 15 минут</i>
10000	<i>Внезапное наступление симптомов, характерных для состояния опьянения, могущих привести к потере сознания и летальному исходу, если действие продолжается</i>
20000	<i>Паралич и смерть наступают очень быстро</i>

Таблица 16. Воздействие на человека сероводорода

Концентрация, мг/м³	Признаки воздействия
н/у	<i>Порог ощущения запаха сероводорода (напоминает запах тухлых яиц) органами обоняния человека</i>
0,008	<i>Максимально разовая концентрация (ПДК) населенных мест</i>
10	<i>Предельно допустимая концентрация (ПДК) рабочей зоны</i>
3	<i>Предельно допустимая концентрация (ПДК) рабочей зоны в смеси с углеводородами</i>
50 – 100	<i>Раздражение глаз и дыхательных путей при воздействии в течение 1 часа</i>
200 – 300	<i>Ярко выраженное раздражение глаз и дыхательных путей после воздействия в течение 1 часа</i>
500 – 700	<i>Головокружения, головная боль, тошнота при воздействии в течение 15 минут, потеря сознания и, возможно, летальный исход после воздействия в течение 30 – 60 минут</i>
700 – 900	<i>Быстрая потеря сознания и летальный исход через несколько минут</i>
1000 – 2000	<i>Внезапный упадок жизнедеятельности и остановка дыхания</i>

Таблица 17. Значение ПДК рабочей зоны для газов, содержащихся в нефтяных парах

Наименование загрязняющих веществ	Значение ПДК рабочей зоны, мг/м³	Класс опасности
Бензол	15/5	2
Сероводород в смеси с углеводородами C1 – C5	3	3
Углеводороды алифатические предельные C1 – C10 (в пересчете на C)	300	4

3.1.3. Расчёт достаточности сил и средств для тушения пожара на морской акватории

При выполнении расчетов необходимо учитывать, что существует предельное значение толщины плёнки нефти $d_{on} = 3$ мм, при которой происходит устойчивое горение, при меньшей величине остаточного слоя плёнки происходит самозатухание.

В качестве неблагоприятного сценария должен быть принят разлив нефти в максимальном количестве, дальнейшее его растекание по акватории и возгорание. Вследствие такой аварии образуется нефтяное пятно наибольшего размера. При обработке нескольких сортов нефти и нефтепродуктов в качестве наиболее неблагоприятного принимается разлив сорта, который является наиболее взрывопожароопасным. Последнее качество характеризуется температурами вспышки, воспламенения и самовоспламенения.

Необходимо рассчитать силы и средства для тушения на море возгорания площадью, которую займет нефтяное пятно в момент начала тушения. Площадь определяется по данным характеристик нефтяного поля. Для основных типов нефтей и нефтепродуктов, обрабатываемых в Азово-Черноморском водном бассейне, характеристики нефтяных полей приводятся в подразделе 2.2.2 «Влияние внешних факторов на скорость разлива нефти с учетом величины разлива» настоящих рекомендаций.

Специализированные суда, привлекаемые для тушения пожаров в морских портах Азово-Черноморского водного бассейна, несут постоянную готовность и приступают к тушению пожара в течение 5 – 10 минут с момента его возникновения.

Для проведения расчётов принимаем разлив, как окружность, в этом случае радиус круга будет равен:

$$R_m = \sqrt{\frac{S_m}{\pi}}, \text{ м – радиус разлива на море;}$$

$$P_m = 2 \times \pi \times R_m, \text{ м – периметр разлива нефти на море.}$$

Тушение пожара разлива проводится эмульгированием плёнки компактными струями воды с лафетных стволов, расположенных на судах, приспособленных к тушению пожара. Длину фронта пожара разлива, на которую судно может подать компактную струю воды от лафетного ствола (l_k) определяем следующим образом:

$$l_k = \sqrt{70^2 - 10^2} = 69 \text{ м,}$$

где 70 м – средняя величина радиуса компактной струи лафетного ствола;

10 м – минимальное безопасное расстояние от судна до кромки пожара разлива (10 – 25 м).

Пожарные суда, оборудованные двумя лафетными стволами, смогут работать соответственно на расстоянии:

$$l_n = 69 \times 2 = 138 \text{ м.}$$

В этом случае для тушения пожара разлива необходимо сосредоточить судов:

$$N_{суд.} = \frac{P_m}{l_n}, \text{ полученное значение округляется до большего целого числа.}$$

Кроме этого, необходимо выделить суда для обеспечения буксирных работ по отводу танкеров из зоны пожара, которых должно быть не менее двух.

Расход пены для тушения горящей нефти составляет 5 л/м² пены. Таким образом, для тушения горящего нефтепродукта необходимо пены:

$$V_{\text{пены}} = S_{\text{м}} \times 5, \text{ литров.}$$

Обычно на судах используется пенообразователь «Морпен», обладающий кратностью 1:200. Таким образом, общее количество пенообразователя, необходимого для тушения пожара горящей нефти составляет:

$$M_{\text{ПО}} = \frac{V_{\text{пены}}}{K_{\text{кр}}}, \text{ кг.}$$

Запас пенообразователя, находящегося на судах, приспособленных к тушению пожара, должен составлять не менее трехкратного запаса расчётного для применения:

$$M_{\text{ЗПО}} = 3 \times M_{\text{ПО}}, \text{ кг.}$$

Расчетное время тушения пожара на поверхности воды определяется из площади горящего нефтяного пятна, которое определяется по оперативному времени прибытия судов. Количество пены для тушения $V_{\text{пены}}$ определено выше.

Производительность лафетных стволов пожарных судов определяем по техническим характеристикам судов аварийного реагирования (САР), специализированных пожарных судов (СПС) и судов технического обеспечения (СТО), привлекаемых для тушения пожара.

$$Q_{\text{общ}} = \Sigma(Q_{\text{САР}} + Q_{\text{СПС}} + Q_{\text{СТО}}), \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Таким образом, время тушения определяется следующим образом:

$$T_{\text{туш}} = \frac{V_{\text{пены}}}{Q_{\text{общ}}} \times 60, \text{ минут.}$$

Для расчетов полученное значение округляется до большего целого числа.

3.2. Пример расчета сил и средств АСФ, предназначенного для ликвидации разлива нефти на море в количестве 500 т

С целью демонстрации возможностей предлагаемой методики ниже приводится конкретный пример ее применения в Плане по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в морских портах Новороссийск, Геленджик, Анапа ФГУ «Администрация морского порта Новороссийск» [14].

В соответствии с п. 17 Положения о функциональной подсистеме организации работ по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в море с судов и объектов независимо от их ведомственной и национальной принадлежности (утв. приказом Минтранса России от 6 апреля 2009 г. № 53), ФГУ «АМП Новороссийск» является органом повседневного управления локального значения. Поэтому достаточность сил и средств, привлекаемых ФГУ «АМП Новороссийск» к действиям по локализации и ликвидации последствий ЧС(Н) определялась при максимально возможных разливах сырой нефти локального значения до 500 т (640 м³) на акватории, принятых на основе данных подраздела 1.3.2 «Прогнозирование объемов и площадей разливов нефти и нефтепродуктов» и подраздела «Оценка риска возникновения ЧС(Н)» приложения 2 к ППЛРН [14].

Расчет выполнялся при условиях, учитывающих наиболее неблагоприятные условия возникновения ЧС(Н) а также учитывающих гидрологические и климатические особенности района (поверхностное течение, обусловленное ветрами, совпадающее с ними по направлению и не превышающее 0,5 узла), метеорологические параметры (ветер до 14 м/с, волнение до 2 баллов).

При расчете достаточности сил и средств за основу приняты следующие документы: РД № 153-39.4Р-125-02 «Табель оснащения нефтепроводных предприятий ОАО «АК «Транснефть» техническими средствами для ликвидации аварийных разливов нефти» [45] и РД № 153-39.4Р-122-02 «Табель технического оснащения нефтеналивных терминалов ОАО «АК «Транснефть» оборудованием для ликвидации аварийных разливов нефти» [44].

3.2.1. Определение состава технических средств для локализации и ликвидации разлива нефти

Состав технических средств для локализации и ликвидации разливов нефти на акваториях морей в зоне ЧС(Н) определяется путём:

- анализа операций, выполняемых при локализации и ликвидации разлива нефти;
- определения основных функций технических средств, привлекаемых для локализации и ликвидации разливов нефти;
- выбора типов техники и средств выполняющих эти функции.

При локализации и ликвидации разлива нефти на акватории моря основными функциями являются:

- доставка сил и средств к месту проведения работ;
- локализация и сбор разлитой нефти;
- ликвидация утечки нефти;
- транспортировка собранной нефти к местам хранения и утилизации.

Для выполнения этих функций необходим следующий состав технических средств.

1. Средства доставки техники и персонала к месту проведения работ:
 - c. плавсредства;
 - d. автотранспорт.
2. Средства для локализации нефтяного загрязнения:
 - b. боновые заграждения.
3. Средства для сбора нефти:
 - f. суда технического обеспечения;
 - g. средства для сбора нефти с поверхности воды;

- h. сорбенты;
 - i. средства для сбора нефти на берегу;
 - j. источники пара для подогрева собираемой нефтесодержащей смеси в зимнее время.
4. Средства для удаления, утилизации или уничтожения собранной нефти:
 - e. самоходная баржа или несамоходное средство с буксирным обеспечением;
 - f. ёмкости для временного хранения собранной нефти;
 - g. транспортные средства для вывоза отходов;
 - h. полигон для утилизации с соответствующим одобренным оборудованием.
 5. Средства для проведения работ в ледовой обстановке.
 6. Средства для очистки оборудования.
 7. Средства связи.
 8. Средства газовой разведки.
 9. Снаряжение спасателя по ЛРН:
 - e. защитное снаряжение;
 - f. рабочая одежда, обувь.

Выбор конкретных марок оборудования и средств осуществляется при анализе технических и стоимостных характеристик предлагаемого производителями оборудования.

Методика определения количества технических средств основывается на следующих положениях:

1. Количество средств должно быть достаточным для локализации и ликвидации разливов нефти в масштабах определяемых ППЛРН [14].
2. ППЛРН [14] предусматривает следующие параметры операции по ЛРН:
 - g. ликвидацию разлива в количестве до 500 т (640 м³) сырой нефти на акватории;
 - h. время локализации разлива нефти на акватории до 4 часов;
 - i. расчет выполняется при предельных погодных условиях, при которых разрешается проведение операций с нефтью и нефтепродуктами в с учётом ограничений, определенных Обязательными распоряжениями по морскому порту Новороссийск;
 - j. учитываются также технические характеристики судов, нефтесборных систем и боновых заграждений.

Для более эффективного и гибкого применения технологий улавливания разлитой нефти необходимо применять:

- быстроразворачиваемые боны постоянной плавучести (первый каскад);
- морские боны трубчатого типа (второй каскад);
- тяжёлые морские боны трубчатого типа (третий каскад);
- сорбирующие боны;
- суда технического обеспечения;
- нефтесборные системы для сбора нефти на акватории и в труднодоступных местах;
- специальные нефтесборные системы для очистки берега;
- сорбенты;
- установки по распылению сорбента (при необходимости их применения);
- ёмкости суммарным объёмом достаточным для хранения собранной нефти.

Количество бонов определяется: размерами пятна разлитой нефти, геометрическими параметрами объекта (расстояние от конечной точки объекта до берега, протяжённостью берега подлежащего защите силами привлекаемых АСФ). Количество нефтесборных систем определяется объёмом разлитой нефти и производительностью нефтесборных систем. Количество сорбентов определяется объёмом разлитой нефти, не собираемой нефтесборными системами. Количество и объём емкостей для сбора нефти должны быть достаточными для работы нефтесборных систем.

3.2.1.1. *Определение количества морских боновых заграждений*

При ЧС(Н) нефть распространяется по поверхности воды в виде пятна с размерами, приведенными в таблице расчетных параметров нефтяного поля. Исходя из условий подраздела 2.1.4 «Организация локализации разливов нефти и нефтепродуктов» ППЛРН [14], локализация нефтяного пятна осуществляется в пределах оперативного времени 2 часа. Поэтому для расчёта длины боновых заграждений время растекания нефти также принималось равным 2 часам.

Согласно результатам моделирования, при разливах сырой нефти в количестве 500 т (640 м³) у кромки первого каскада БЗ через 0,5 часа, формируется нефтяной слой толщиной 189 мм.

Через 0,5 часа (согласно данным компьютерного моделирования) при неблагоприятных погодных условиях (см. выше) необходимая длина боновых заграждений L_b составляет:

- для локализации пятна по периметру 937 м;
- для локализации пятна по полупериметру 468 м.

Через 1 час при тех же внешних условиях необходимая длина боновых заграждений L_b составляет:

- для локализации пятна по периметру 1125 м;
- для локализации пятна по полупериметру 563 м.

Через 1,5 часа при тех же внешних условиях необходимая длина боновых заграждений L_b составляет:

- для локализации пятна по периметру 1253 м;
- для локализации пятна по полупериметру 627 м.

Через 2 часа при тех же внешних условиях необходимая длина боновых заграждений L_b составляет:

- для локализации пятна по периметру 1360 м;
- для локализации пятна по полупериметру 680 м.

При ЧС(Н) нефть распространяется по поверхности воды в виде пятна с размерами, приведенными в таблице результатов компьютерного моделирования вариантов развития аварийной ситуации. Технологией локализации предусматривается установка 3 (трех) каскадов боновых заграждений. Для локализации всего объёма разлитой нефти длина боновых заграждений, установленных в каждом каскаде, определяется полупериметром пятна на момент времени, когда каскад будет установлен.

Таким образом, минимальная необходимая длина боновых заграждений L_b для проведения операций по ЛРН в соответствии с ППЛРН [14], составляет:

- быстроразворачиваемых бонов (первый каскад установлен через 0,5 часа) 500 м;
- морских бонов для порта средние (второй каскад через 1 час) 570 м;
- тяжелых морских бонов (третий каскад через 1,5 часа) 640 м;
- гидробалластных бонов для защиты берега 140 м;
- сорбентных бонов для защиты берега 140 м.

Схема установки бонов определяется погодными условиями, направлением и силой ветра. Рекомендованный состав и количество БЗ приведены в таблице 19.

3.2.1.2. *Определение суммарной производительности и количества нефтесборных систем*

Определение суммарной производительности нефтесборных систем

Необходимая суммарная производительность нефтесборных систем Q_{Σ} , м³/ч, участвующих в ликвидации аварии, определяется объёмом разлившейся нефти и заданным временем её сбора. Расчёт Q_{Σ} , м³/ч производится по формуле:

$$Q_{\Sigma} = V_{\Sigma} / t_{сб}$$

где:

V_{Σ} – суммарный объём разлитой нефти, м³;

$t_{сб}$ – время, сбора основной массы разлившейся нефти, ч (технологическое время работы составляет на акватории 10 часов).

Суммарный объём разлившейся нефти V_{Σ} , м³, определяется по формуле:

$$V_{\Sigma} = M_{н\Sigma} / \rho,$$

где:

$M_{н\Sigma}$ – масса разлившейся нефти, т;

ρ – плотность нефти (смесь КТК), т/м³ (принято $\rho = 0,781$ т/м³);

Для настоящего Плана принят суммарный объём разлитой нефти на акватории

$$V_{\Sigma} = 640 \text{ м}^3.$$

В этом случае суммарная производительность нефтесборных систем составит:

$$Q_{\Sigma} = 640 / 10 = 64 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Определение количества нефтесборных систем

Количество нефтесборных систем N , шт., зависит от производительности их марки и определяется из формулы:

$$Q_{\Sigma} = N_1 Q_1 K_{му1} + N_2 Q_2 K_{му2} + \dots + N_i Q_i K_{муi},$$

где:

Q_{Σ} – суммарная производительность нефтесборных систем, м³/ч.

N_1, N_2, N_i – число нефтесборных систем данной марки, шт.;

Q_1, Q_2, Q_i – производительность нефтесборных систем данной марки по паспорту, м³/ч;

$K_{му1}, K_{му2}, K_{муi}$ – коэффициент местных условий, определяющий эффективность нефтесборных систем данной марки в условиях конкретного места и времени ЛРН. $K_{му}$ – изменяется в пределах от 0 до 1. Действительное значение $K_{му}$ определяется путём анализа результатов учений с применением нефтесборных систем разных типов в различных гидрометеорологических условиях. Для расчёта принято значение $K_{му}$, предполагающее неблагоприятные местные условия, равным 0,70. При таком значении $K_{му}$ для достижения суммарной производительности $Q_{\Sigma} = 64 \text{ м}^3/\text{ч}$ необходима суммарная паспортная производительность нефтесборных систем:

$$Q_{\Sigma \text{ пасп}} = 64 / 0,70;$$

$$Q_{\Sigma \text{ пасп}} = 91,4 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Для более эффективного и гибкого применения технологий улавливания нефти необходимо применять нефтесборные системы:

- | | | |
|---|----------------------|-------|
| • морской нефтемусоросборщик (НМС) | 16 м ³ /ч | 1 шт. |
| • нефтесборная система высокой производительности | 50 м ³ /ч | 1 шт. |
| • нефтесборная система средней производительности | 20 м ³ /ч | 1 шт. |
| • нефтесборная система малой производительности | 10 м ³ /ч | 1 шт. |

Итого: при $N_1 = 1$ шт., $Q_1 = 16 \text{ м}^3/\text{ч}$; $N_2 = 1$ шт., $Q_2 = 50 \text{ м}^3/\text{ч}$; $N_3 = 1$ шт., $Q_3 = 20 \text{ м}^3/\text{ч}$; $N_4 = 1$ шт., $Q_4 = 10 \text{ м}^3/\text{ч}$

$$Q_{\Sigma \text{ пасп}} = 1 \times 16 + 1 \times 50 + 1 \times 20 + 1 \times 10;$$

$$Q_{\Sigma \text{ пасп}} = 96 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Нефтесборные системы, используемые на акватории должны быть пригодны для использования на территории (сбор нефтепродукта с грунта). Для этого в составе оборудования по ЛРН используются морские нефтесборные системы, имеющие техническую возможность демонтажа насоса и использования его отдельно для откачки нефтепродукта при авариях на береговых объектах. Рекомендованный состав и количество нефтесборных систем приведены в таблице 20.

3.2.1.3. Расчет количества образующихся жидких и твердых отходов

Количество жидких отходов определяется по данным [29], графически отображаемым на рис.2 в подразделе 2.2.1 «Основные процессы, происходящие с нефтью при попадании на поверхность воды» настоящих рекомендаций.

В соответствии с принятой международной классификацией нефтей и нефтепродуктов (по данным [29]), обрабатываемые в морском порту Новороссийск сырые нефти относятся к 1-й группе (смесь КТК) и 2-й группе (Шесхарис) соответственно. Наиболее неблагоприятной ситуацией с точки зрения количества образующихся жидких отходов являются нефти и нефтепродукты 2-й группы, при разливе которых (см. рис.2) через несколько часов после разлива образуется нефтеводная эмульсия объемом до 220 процентов от начального объема разлитого нефтепродукта.

Таким образом, общее прогнозируемое количество жидких нефтяных отходов составит:

$$V_{ож} = V_0 \times 2,2 = 640 \times 2,2 = 1408 \text{ м}^3,$$

где:

$V_0 = 640 \text{ м}^3$ – начальный объем разлива, соответствует количеству 500 т сырой нефти «Шесхарис».

Количество твердых отходов пропорционально количеству нефтепродуктов, достигших береговой полосы и впитавшихся в грунт. Количество твердых отходов $V_{ТО}$ определяется на основании наиболее неблагоприятного сценария разлива нефтепродуктов, сопровождающегося загрязнением прилегающей к морскому порту береговой полосы в пределах береговой полосы г. Новороссийска (сценарий 5Г – приложение 3 к ППЛРН [14]).

В соответствии с указанным сценарием, в условиях стесенной акватории планируется разворачивание двух каскадов боновых заграждений для закрытой воды (портового типа) и одного каскада боновых заграждений морского типа. В соответствии с принятыми для сценария 5Г погодными условиями, разлив происходит при скорости ветра 10 м/с и высоте волны 1,0 м.

Согласно приведенным ниже характеристикам эффективности боновых заграждений различных типов (рис.15 – 18), полученным авторами [16], при таких внешних условиях эффективность первого каскада составит $\eta_1 = 83 \% = 0,83$, а второго каскада $\eta_2 = 93 \% = 0,93$.

Учитывая принятый начальный объем разлива для сценария 5Г, получим количество нефти, достигающее берега через два установленных каскада:

$$V_{НБ} = V_0 \cdot (1 - \eta_1) \cdot (1 - \eta_2)$$

$$V_{НБ} = 640 \cdot (1 - 0,83) \cdot (1 - 0,93) = 6,91 \text{ м}^3.$$

В соответствии с данными [62], нефтеемкость грунта составляет 0,76 – 1,59. Это означает, что 1 м³ грунта впитывает 0,76 – 1,59 м³ нефтепродукта. Принимая меньшее значение как наиболее неблагоприятное, получим:

$$V_{от} = \frac{V_{НБ}}{\gamma} = \frac{6,91}{0,76} = 9,10 \text{ м}^3,$$

где:

$V_{от}$ – количество твердых нефтяных отходов;

$V_{НБ}$ – прогнозируемое количество нефти на берегу;

γ – нефтеемкость грунта.

Расчетное количество жидких и твердых отходов при разливе в максимально прогнозируемом количестве приводится в таблице 21.

3.2.1.4. Расчёт необходимого количества сорбентов

Количество сорбента $M_{сорб}$, кг, рассчитывается по массе плёнки нефти, которая не может быть собрана нефтесборщиками, по формуле:

$$M_{сорб} = M_{пл} / C_{сн} \quad (6.1)$$

$$M_{\text{сорб}} = N_{\text{загр}} \times N_{\text{сорб}} \times M_{\text{н}\Sigma} / C_{\text{сн}},$$

где:

$M_{\text{нл}}$ – масса плёнки нефти, которая собирается сорбентами, т;

$C_{\text{сн}}$ – сорбционная способность сорбента, т/т;

$M_{\text{нл}}$ – определена для наиболее неблагоприятной ситуации, когда вся поступающая к берегу нефть обрабатывается сорбентами по формуле: $M_{\text{нл}} = V_{\text{НБ}} \times \rho = 6,91 \times 0,86 = 5,94$ т (для сырой нефти «Шесхарис»);

$C_{\text{сн}}$ – сорбирующая способность (применённая в Плане), принята равной 10 т/т.

$$M_{\text{сорб}} = 5,94 / 10;$$

$$M_{\text{сорб}} = 0,594 \text{ т} = 594 \text{ кг.}$$

Рекомендуемые сорбенты:

- Лессорб-экстра по дизельному топливу 10 т/т;
- КПФ 40 – 60 т/т;
- СТГ 50 т/т.

Кроме порошковых сорбентов для улавливания пленки нефти следует применять сорбирующие боновые заграждения. Количество сорбирующих боновых заграждений должно быть достаточным для локализации пятна на этапе обработки сорбентом. Рекомендованный состав и количество БЗ приведены в таблице 22.

3.2.1.5. Определение количества плавсредств

Условия расчёта количества плавсредств

Плавсредства применяются при установке БЗ, транспортировке персонала и технических средств к месту производства работ по ЛРН, собранной нефти к местам утилизации. Количество плавсредств должно обеспечивать выполнение всех операций по локализации и транспортировке нефти к местам хранения, утилизации. Для уменьшения количества типов плавсредств следует использовать универсальные суда, выполняющие все указанные операции. Рекомендуемый тип плавсредств – суда-буксировщики бонов, с комплектом нефтесборного оборудования и емкостями для сбора нефти.

Расчёт количества плавсредств

Количество плавсредств, необходимых для установки БЗ на воде, определяется, исходя из следующих условий:

- способ установки (сбор БЗ на берегу и последующая буксировка БЗ к месту установки, установка БЗ из контейнера (катушки), расположенного непосредственно на плавсредстве);
- тип БЗ (сорбирующие, заградительные (огнестойкие, надувные, тяжёлые морские, стационарные, для защиты береговой полосы и сооружений) боны), масса погонного метра и длина БЗ;
- технология сбора нефти на акватории (необходимость привлечения плавсредств для организации оконтуривания и стягивания нефтяного пятна при работе нефтесборщиков).

При выполнении операций по ЛРН количество плавсредств $N_{\text{нс}}$, шт., определяется числом устанавливаемых одновременно каскадов БЗ (не менее одного судна на каскад). Кроме того, необходимо дополнительно по меньшей мере 2 (два) плавсредства для сбора нефтеводяной смеси и осуществления мониторинга в районе проведения аварийно-спасательной операции.

$$N_{\text{нс}} = 1 * N_{\text{к}} + 2,$$

где:

$N_{\text{к}}$ – число каскадов БЗ устанавливаемых одновременно, шт.

Для рассматриваемого объекта перегрузочного комплекса ФГУ «АМП Новороссийск»:

$$N_{\text{к}} = 3, \quad N_{\text{нс}} = 5 \text{ ед.}$$

Плавсредства, обеспечивающие локализацию нефтяного пятна на объекте должны отвечать следующим требованиям.

1. Установка первого каскада БЗ осуществляется судном технического обеспечения водоизмещением не менее 80 т, имеющим на борту:
 - а. нефтесборную систему высокой производительности 50 м³/ч;
 - б. временные плавучие емкости вместимостью 50 м³.
2. Установка второго каскада морских бонов для порта (средние постоянной плавучести) осуществляется судном технического обеспечения водоизмещением не менее 80 т, имеющим:
 - а. нефтесборную систему средней производительностью 20 м³/ч;
 - б. временные плавучие емкости вместимостью 50 м³.
3. Быстрая доставка к месту разлива и установка третьего каскада тяжелых морских бонов должна производиться судном технического обеспечения, имеющим:
 - а. мощность энергетической установки 800 – 900 кВт;
 - б. на борту нефтесборную систему малой производительностью 10 м³/ч;
 - с. на борту временные плавучие емкости вместимостью 20 м³.
4. Дополнительно применить портовый катер для содействия судам технического обеспечения при установке первого, второго и третьего каскадом и сокращения времени локализации нефтяного пятна.
5. Собранная нефть перекачивается в самоходную баржу вместимостью не менее 1408 м³ и транспортируется к терминалам, где сливается в систему очистки.
6. Дополнительно необходимо иметь скоростную лодку для осмотра акватории, обеспечения установки БЗ, установки якорей, обнаружения и ликвидации протечек нефти из боновых заграждений.

Рекомендуемые состав и количество плавсредств приведены в таблице 18.

3.2.1.6. Комплектация АСФ нефтесборным оборудованием для береговой полосы и техникой для промывки бонов и нефтесборных систем после их применения

Состав оборудования для очистки береговой полосы

Для очистки береговой полосы от попавших на неё нефти используются вакуумные установки для очистки грунта и специальные установки – очистители скал. Собранная нефть помещается во временные плавучие ёмкости. Из емкостей нефть перекачивается на судно-накопитель отходов, где накапливается в ходе проведения операции по ЛРН. После этого нефтеводяная смесь передается на полигон по утилизации.

Наиболее подходящими методами очистки можно считать:

- смыв нефти водой под давлением;
- последующая доочистка вручную (удаление загрязнённого нефтью мусора, не очищенной гальки) в работах в прибрежной зоне потребуются БЗ для устройства каскадов отклонения, ловушек и т.д.

Поскольку отклоняющие каскады устанавливаются в сравнительном отдалении от береговой линии, которую требуется защищать, для них могут использоваться и боновые заграждения, предназначенные для работы на открытых акваториях.

Расчёт производительности нефтесборных систем для очистки береговой полосы

Суммарная производительность нефтесборных систем для береговой полосы $Q_{бер}$, м³/ч, определяется по формуле:

$$Q_{бер} = V_{НБ} / t_{сб},$$

где:

$V_{НБ}$ – прогнозируемый объем нефти, достигшей берега (определяется выше), м³;

$t_{сб}$ – время сбора попавшей на берег нефти, ч (принимается равным 24 часа);

Для объема разлива 500 т (640 м³) и времени сбора 12 часов суммарная производительность нефтесборных систем для береговой полосы составит:

$$Q_{\text{бер}} = 6,91 / 12;$$

$$Q_{\text{бер}} = 0,58 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Расчёт количества средств для очистки береговой полосы, нефтесборных систем и боновых заграждений

Количество нефтесборных систем определяется из формулы:

$$Q_{\Sigma} = N_1 Q_1 K_{\text{му}1} + N_2 Q_2 K_{\text{му}2} + \dots + N_i Q_i K_{\text{му}i}$$

Производительность вакуумных установок определяется с учётом местных условий и, как правило, находится в пределах 1 м³/ч, очистителей скал – 2 м³/ч. Для достижения необходимой производительности достаточно 1 вакуумной установки.

$$Q_{\text{бер}} = 1 \times 1;$$

$$Q_{\text{бер}} = 1,0 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Вакуумная установка комплектуется ёмкостью для сбора нефти. Ёмкость должна вмещать всю нефть, собранную вакуумной системой за 12 часов (расчетное время вывоза отходов на полигон по утилизации). Суммарный объем ёмкостей должен составлять не менее 12 м³. Возможно применение ёмкостей меньшей производительности при организации регулярной разгрузки емкостей и вывоза собранной нефти на полигон.

После проведения операций по ликвидации аварийного разлива, нефтесборщики и боновые заграждения отмывают от нефти. Очистка производится на берегу специальными машинами. Для очистки бонов используется 1 специализированная моющая машина.

Рекомендуемый состав и количество средств очистки для береговой полосы приведены в таблице 23.

3.2.2. Требуемая численность персонала привлекаемых АСФ

Силы, необходимые для проведения работ по локализации и ликвидации разлива нефти определяются комплексом выполняемых операций и комплектом обслуживаемого оборудования. Распределение сил представлено в таблице 24.

3.2.2.1. Расчёт оснащения АСФ средствами индивидуальной защиты и рабочим снаряжением

В соответствии с требованиями техники безопасности и охраны труда при проведении аварийно-спасательных работ по ЛРН, необходимо обеспечить разведку зоны чрезвычайной ситуации на присутствие опасных для дыхания газов. Для этого в состав АСФ должна быть в обязательном порядке предусмотрена группа газовой разведки, оснащенная средствами для контроля следующих параметров:

- содержание кислорода (не менее 20,8 % по объему);
- содержание углеводородных газов (не более ПДК рабочей зоны);
- содержание сероводорода (не более ПДК рабочей зоны);
- содержание химически опасных газов (не более ПДК рабочей зоны).

Значения ПДК и признаки воздействия паров нефти приведены в таблицах 15, 16 и 17 настоящих рекомендаций.

Состав группы разведки – не менее 3 (трех) человек. Каждый член группы разведки должен быть оснащен дыхательным аппаратом изолирующего типа с наполненным запасным баллоном. Дополнительно один аппарат и запасной баллон должны быть предусмотрены для пострадавшего.

Кроме того, каждый работник аварийно-спасательного формирования должен быть обеспечен снаряжением спасателя. Защитная одежда должна предотвращать контакт нефти с кожей при попадании нефти на поверхность костюма. Обувь должна предотвращать

скольжение на палубе судна, загрязненной нефтью. Перечень снаряжения и СИЗ перечислены в таблице 25.

3.2.2.2. *Комплектация АСФ средствами аварийного управления и связи*

Каждое плавсредство, занятое в ликвидации аварийного разлива нефти оборудуется стационарной радиостанцией для связи с командиром АСФ, руководителем операции по ликвидации разлива нефти и другими участниками операции. Бригады, работающие на берегу, также оснащаются радиостанциями. Все радиостанции должны быть настроены на один или несколько общих каналов. Для оперативного оповещения персонала АСФ, не находящегося на дежурстве, используется проводная телефония, УКВ и мобильная связь. При необходимости отправляется посыльный.

Стационарные радиостанции:

- все суда и катера;
- диспетчерский пункт АСФ;
- легковые автомобили.

Мобильные радиостанции:

- участники операции по ЛРН.

Мобильный телефон:

- командир АСФ;
- заместитель командира АСФ;
- командиры дежурных смен АСФ.

Рекомендуемый состав и количество средств связи приведены в таблице 25.

3.2.3. Сводные таблицы комплектации АСФ техническими средствами по ЛРН для ликвидации разлива нефти в количестве 500 т с судов (на примере Морского терминала ЗАО «Каспийский трубопроводный консорциум – Р»)

Результаты расчетов требуемого количества привлекаемых сил и средств по ЛРН сводятся в таблицы.

Таблица 18. Плавсредства

№ п/п	Код	Назначение при операции по ЛЧС(Н)	Название судна	Анализ на соответствие расчетным характеристикам			
				Ключевая техническая характеристика	Расчетное значение	Фактическое значение	Вывод о соответствии
1.	СТО-1	Судно технического обеспечения	СОЛЛ-Тенгиз	Водоизмещение, т	≥ 80	760	Соответствует расчетным характеристикам
				Скиммер высокой производительности на борту	Установлен	Установлен	
				Свободные емкости на борту, м ³	≥ 50	Временные плавучие емкости 50 м ³	
				Скорость максимальная, узл.	≥ 10	12,5	
				Тяговое усилие на гаке, т	≥ 3	45	
2.	СТО-2	Судно технического обеспечения	СОЛЛ-Тамань	Водоизмещение, т	≥ 80	123	Соответствует расчетным характеристикам
				Скиммер средней производительности на борту	Установлен	Погрузка скиммера осуществляется у причала	
				Свободные емкости на борту, м ³	≥ 50	Временные плавучие емкости 50 м ³	
				Скорость максимальная, узл.	≥ 10	12,0	
				Тяговое усилие на гаке, т	≥ 3	40	
3.	СТО-3	Судно технического обеспечения	СОЛЛ-Темрюк	Мощность СЭУ	≥ 800	3945	Соответствует расчетным характеристикам
				Скиммер малой производительности на борту	Установлен	Установлен	
				Свободные емкости на борту, м ³	≥ 20	Временные плавучие емкости 50 м ³	
				Скорость максимальная, узл.	≥ 10	12,0	
				Тяговое усилие на гаке, т	≥ 3	45	

№ п/п	Код	Назначение при операции по ЛЧС(Н)	Название судна	Анализ на соответствие расчетным характеристикам			
				Ключевая техническая характеристика	Расчетное значение	Фактическое значение	Вывод о соответствии
4.	СНО-1	Самоходная баржа для приёма и транспортировки собранной нефти	Тигран Мартиросян	Водоизмещение, т	≥ 3000	5000	Соответствует расчетным характеристикам
				Свободные емкости на борту, м ³	≥ 1408	1500	
				Грузоподъемность стрелы, т	≥ 3	4	
				Вылет стрелы, м	≥ 4	4	
5.	НМС-1	Судно нефтемусоросборщик	НМС-13	Производительность судовой системы, м ³ /ч	≥ 16	20	Соответствует расчетным характеристикам
				Свободные емкости на борту, м ³	≥ 10	18	
6.	МС-1	Моторная лодка для осмотра акватории, установки якорей, обнаружения и ликвидации протечек нефти из боновых заграждений	РФБ 2801	Пассажировместимость, чел.	≥ 2	3	Соответствует расчетным характеристикам
				Скорость максимальная, узл.	≥ 20	25	
7.	МС-2	Судно-разведчик. Портовый катер для осмотра акватории, установки БЗ и якорей, буксировки плавучих емкостей	РФБ 2801	Мощность главного двигателя, кВт	≥ 55	60	Соответствует расчетным характеристикам
				Пассажировместимость, чел.	≥ 3	3	

Таблица 19. Боновые заграждения

№ п/п	Код	Назначение при операции по ЛЧС(Н)	Название изделия, производитель	Анализ на соответствие расчетным характеристикам			
				Ключевая техническая характеристика	Расчетное значение	Фактическое значение	Вывод о соответствии
1.	ББПП	Быстроразворачиваемые боны постоянной плавучести с комплектом средств для их установки (первый каскад локализации)	Sea Sentinel 1500, Vikoma Corp., Англия	Длина, м	≥ 500	600	Соответствует расчетным характеристикам
				Высота надводной части, м	$0,4 \div 0,45$	0,44	
				Осадка, м	$0,5 \div 0,6$	0,7	
				Скорость буксировки, узл.	≤ 3	4	
2.	МБТТ	Морские боны трубчатого типа (для установки в портах и гаванях) с комплектом средств для их установки (второй каскад локализации)	Sea Sentinel 1500, Vikoma Corp., Англия	Длина, м	≥ 570	600	Соответствует расчетным характеристикам
				Высота надводной части, м	$0,35 \div 0,4$	0,44	
				Осадка, м	$0,7 \div 0,9$	0,7	
				Скорость буксировки, узл.	≤ 3	4	
3.	ТМБТ	Тяжелые морские боны трубчатого типа (для открытого моря, в порту при неблагоприятных условиях) с комплектом средств для их установки (третий каскад локализации)	Hi Sprint 2000, Vikoma Corp., Англия	Длина, м	≥ 640	1200	Соответствует расчетным характеристикам
				Высота надводной части, м	$0,4 \div 0,45$	0,625	
				Осадка, м	$1,0 \div 1,2$	1,3	
				Скорость буксировки, узл.	≤ 3	3	
4.	СБ	Боны сорбентные в составе комплекта сорбентных материалов (см. таблицу 22)	Shore Guardian Boom, Vikoma Corp., Англия	Длина, м	≥ 140	150	Соответствует расчетным характеристикам
				Высота надводной части, м	$0,25 \div 0,3$	0,35	
				Осадка, м	$0,25 \div 0,3$	0,35	
				Нефтеемкость, т/т	≥ 8	Отдельно применяется сорбент 8 т/т	
5.	БББТ	Прибрежные боновые заграждения с комплектом средств для их установки (для защиты берега)	Shore Guardian Boom, Vikoma Corp., Англия	Длина, м	≥ 150	150	Соответствует расчетным характеристикам
				Высота надводной части, м	$0,25 \div 0,3$	0,35	
				Осадка, м	$0,25 \div 0,3$	0,35	
				Скорость буксировки, узл.	≤ 3	4	

Таблица 20. Нефтеборные системы

№ п/п	Код	Назначение при операции по ЛЧС(Н)	Название изделия, производитель	Анализ на соответствие расчетным характеристикам			
				Ключевая техническая характеристика	Расчетное значение	Фактическое значение	Вывод о соответствии
1.	НСМП	Нефтеборная система малой производительности	Komaga-20, Vikoma Corp., Англия	Производительность, м ³ /ч	≥ 10	20	Соответствует расчетным характеристикам
				Тип	Щеточная	Щеточная, дисковая	
2.	НМС-1	Судовая нефтеборная система	Судовая система сбора нефти	Производительность, м ³ /ч	≥ 16	20	Соответствует расчетным характеристикам
				Тип	Дисковая	Дисковая	
3.	НССП	Нефтеборная система средней производительности	Minimax-30, Lamor Corp. Ab, Финляндия	Производительность, м ³ /ч	≥ 20	30	Соответствует расчетным характеристикам
				Тип	Щеточная	Щеточная, дисковая	
4.	НСБП	Нефтеборная система высокой производительности	Terminator-75, Ro-Clean Desmi A/S, Дания	Производительность, м ³ /ч	≥ 50	75	Соответствует расчетным характеристикам
				Тип	Дисковая	Дисковая	
5.	МБК1	Вакуумная в составе комплексов для очистки берега (см. таблицу 23)	PowerVac, Ro-Clean Desmi A/S, Дания	Производительность, м ³ /ч	≥ 1	1	Соответствует расчетным характеристикам
				Тип	Вакуумная	Вакуумная	
6.	МБК2	Вакуумная в составе комплексов для очистки берега (см. таблицу 23)	PowerVac, Ro-Clean Desmi A/S, Дания	Производительность, м ³ /ч	≥ 1	1	Соответствует расчетным характеристикам
				Тип	Вакуумная	Вакуумная	

Таблица 21. Средства временного хранения и транспортировки собранной нефти

№ п/п	Код	Назначение при операции по ЛЧС(Н)	Название изделия, производитель	Анализ на соответствие расчетным характеристикам			
				Ключевая техническая характеристика	Расчетное значение	Фактическое значение	Вывод о соответствии
1.	ЕСН1	Емкость для сбора нефтеводяной смеси	Pollutank, Vikoma Corp., Англия	Вместимость, м ³	≥ 20	50	Соответствует расчетным характеристикам
				Тип	Плавучая	Плавучая	
2.	ЕСН2	Емкость для сбора нефтеводяной смеси	Pollutank, Vikoma Corp., Англия	Вместимость, м ³	≥ 20	50	Соответствует расчетным характеристикам
				Тип	Плавучая	Плавучая	
3.	ЕСН3	Емкость для сбора нефтеводяной смеси	Pollutank, Vikoma Corp., Англия	Вместимость, м ³	≥ 20	50	Соответствует расчетным характеристикам
				Тип	Плавучая	Плавучая	
4.	ЕСН4	Емкость для сбора нефтеводяной смеси	Pollutank, Vikoma Corp., Англия	Вместимость, м ³	≥ 20	50	Соответствует расчетным характеристикам
				Тип	Плавучая	Плавучая	

№ п/п	Код	Назначение при операции по ЛЧС(Н)	Название изделия, производитель	Анализ на соответствие расчетным характеристикам			
				Ключевая техническая характеристика	Расчетное значение	Фактическое значение	Вывод о соответствии
5.	ЕСН4	Емкость для сбора нефтеводяной смеси	Pollutank, Vikoma Corp., Англия	Вместимость, м ³	≥ 20	50	Соответствует расчетным характеристикам
				Тип	Плавающая	Плавающая	
6.	ЕСНС1	Накопительная емкость для сбора нефти	Судовые грузовые танки судна СНО-1	Вместимость, м ³	Σ (ЕСНС) ≥ 500 м ³	1500	Соответствует расчетным характеристикам
				Тип	Находится на месте операции	Судовые танки	
7.	ЕСНС2	Накопительная емкость для сбора нефти	Многоцелевой резервуар КТК-Р	Вместимость, м ³	Σ (ЕСНС) ≥ 1408 м ³	9000	Соответствует расчетным характеристикам
				Тип	Береговой резервуар	Береговой резервуар	
8.	ЕСТО	Емкость для сбора твердых отходов	Fastank, Vikoma Corp., Англия	Вместимость, м ³	≥ 10	10 × 10 = 100	Соответствует расчетным характеристикам
				Тип	Применение на берегу	Применение на берегу	

Таблица 22. Сорбенты и сорбентные материалы

№ п/п	Код	Назначение при операции по ЛЧС(Н)	Название изделия, производитель	Анализ на соответствие расчетным характеристикам			
				Ключевая техническая характеристика	Расчетное значение	Фактическое значение	Вывод о соответствии
1.	СМГ	Сорбенты порошковые	Сорбент торфяной для сбора на водной поверхности, ООО «Лессорб»	Количество, кг	≥ 594 при 10 т/т	1000 при 10 т/т	Соответствует расчетным характеристикам
				Нефтеемкость, т/т	≥ 10	10	
				Общее количество собираемой сорбентом нефти, т	≥ 5,94	10,0	
2.	УРС	Устройство для распыления сорбента	Устройство для нанесения сорбента, ООО «Лессорб»	Количество, шт.	≥ 2	2	Соответствует расчетным характеристикам

Таблица 23. Оборудование для защиты и очистки береговой полосы

№ п/п	Код	Назначение при операции по ЛЧС(Н)	Название изделия, производитель	Анализ на соответствие расчетным характеристикам			
				Ключевая техническая характеристика	Расчетное значение	Фактическое значение	Вывод о соответствии
1.	МБК1	Нефтесорбная система малой производительности	Система для сбора высоковязкой нефти с поверхности земли, Vikoma Corp., Англия	Производительность, м ³ /ч	≥ 1	До 40	Соответствует расчетным характеристикам
				Тип	Вакуумная	Вакуумная	
2.	МБК2	Нефтесорбная система малой производительности	Система для сбора высоковязкой нефти с поверхности земли, Vikoma Corp., Англия	Производительность, м ³ /ч	≥ 1	До 40	Соответствует расчетным характеристикам
				Тип	Вакуумная	Вакуумная	
3.	МБК3	Установка для мойки горячей водой под высоким давлением	Парогенератор МНС-700 контейнерного исполнения, Kercher	Производительность, кг/ч	н/у	350 ÷ 450	Соответствует расчетным характеристикам
				Тепловая мощность, кВт	н/у	200	
				Объем водяного бака, л	н/у	2000	
4.	МБК4	Гидравлическая мойка	Гидроприводная установка для мойки водой под высоким давлением, Kercher	Рабочее давление воды, кг/см ²	≥ 120	150	Соответствует расчетным характеристикам
5.	МБК5	Оперативный автомобиль для доставки оборудования МБК к месту применения	Тягач КАМАЗ-65226-017 с трейлером	Грузоподъемность, т	≥ 5	60	Соответствует расчетным характеристикам
6.	МБК6	Бензиновый генератор и осветительные мачты (с комплектом ЗИП)	н/у	Мощность, кВт	≥ 10	20	Соответствует расчетным характеристикам

Таблица 24. Расчет численности личного состава привлекаемых АСФ

№ п/п	Код	Назначение при операции по ЛЧС(Н)	Название изделия, производитель	Расчет количества спасателей				
				Наименование оперативной единицы	Наименование выполняемой операции	Количество спасателей в смене	Количество смен	Общее количество спасателей
1.	АСФМ	Группа «Море»	Оперативное управление судами и оборудованием по ЛРН на море	Судно СТО-1	Установка ББПП, НСБП	3	2	6
				Судно СТО-2	Установка МБТТ, НССП	3	2	6
				Судно СТО-3	Установка ТМБТ, НСМП	3	2	6
				Судно НМС-1	Работа систем НМС-1	2	2	4
2.	АСФТ	Группа «Берег»	Оперативное управление судами и оборудованием по ЛРН на берегу	Береговая команда № 1	Установка СБ и ББТ	3	2	6
				Береговая команда № 2	Установка оборудования МКБ	4	2	8
3.	АСФТР	Группа «Отходы»	Оперативное управление учетом и вывоза отходов из зоны аварии	Судно СНО-1	Перекачка нефти из ЕСН на СНО-1	2	2	4
				Береговая команда № 3	Учет и сбор нефти в емкости ЕСТО	3	2	6
4.	АСФР	Группа разведки	Разведка зоны аварии и мониторинг состояния	Судно МС-1	Работа с приборами газового анализа	2	2	4
				Судно МС-2	Мониторинг обстановки в зоне ЧС	2	2	4
5.	КАСФ	Командный состав АСФ	Руководство работами в зоне ЧС(Н)	Командир АСФ	Общее руководство работами по ЛЧС(Н)	1	-	1
				Заместитель командира АСФ	Согласно должностной инструкции	1	-	1
				Командир группы	Руководство групп АСФ	4	2	8
Итого численность личного состава						33 спасателя в смене		64 спасателя в АСФ

Таблица 25. Снаряжение личного состава АСФ и средства оказания первой помощи

№ п/п	Код	Назначение при операции по ЛЧС(Н)	Название изделия, производитель	Анализ на соответствие расчетному количеству			
				Ключевая характеристика	Расчетное количество	Фактическое количество	Вывод о соответствии
1.	н/у	Костюм для защиты от нефтепродуктов		ГОСТ 27652-88	≥ 64	64	Соответствует расчетному количеству
2.	н/у	Сапоги нефтемаслостойкие резиновые формовые		ГОСТ 28507-90	≥ 34	34	Соответствует расчетному количеству
3.	н/у	Сапоги кожаные на нескользящей подошве с гвоздечлевым креплением не вызывающие искробразования		н/у	≥ 30	30	Соответствует расчетному количеству
4.	н/у	Защитная каска		ТУ 2291-004-07515055-98	≥ 64	64	Соответствует расчетному количеству
5.	н/у	Очки защитные		ГОСТ 12.4.013-97	≥ 64	64	Соответствует расчетному количеству
6.	н/у	Перчатки маслостойкие		ТУ 2514-002-51906831-01	≥ 64	64	Соответствует расчетному количеству
7.	н/у	Жилеты рабочие спасательные		ТУ 31.1274-93	≥ 64	64	Соответствует расчетному количеству
8.	н/у	Фонарь во взрывозащищенном исполнении		н/у	≥ 7	7	Соответствует расчетному количеству
9.	н/у	Противогаз, фильтрующий газопылезащитный		ГОСТ 12.4.041-89	≥ 64	64	Соответствует расчетному количеству
10.	н/у	Запасные фильтры		ГОСТ 12.4.041-89	≥ 64	64	Соответствует расчетному количеству
11.	н/у	Изолирующий дыхательный аппарат		н/у	≥ 4	4	Соответствует расчетному количеству

№ п/п	Код	Назначение при операции по ЛЧС(Н)	Название изделия, производитель	Анализ на соответствие расчетному количеству			
				Ключевая характеристика	Расчетное количество	Фактическое количество	Вывод о соответствии
12.	н/у	Запасной воздушный баллон (пара)		н/у	≥ 4	4	Соответствует расчетному количеству
13.	н/у	Газоанализатор многоцелевой		н/у	≥ 2	2	Соответствует расчетному количеству
14.	н/у	Газоанализатор на ПДК на нефтяные газы и сероводород		н/у	≥ 2	2	Соответствует расчетному количеству
15.	н/у	Носилки медицинские		н/у	≥ 5	5	Соответствует расчетному количеству
16.	н/у	Аптечка медицинская		н/у	≥ 5	5	Соответствует расчетному количеству
17.	н/у	Аппарат легочной вентиляции		н/у	≥ 5	5	Соответствует расчетному количеству
18.	н/у	Запасной баллон с медицинским кислородом		н/у	≥ 5	5	Соответствует расчетному количеству
19.	н/у	Радиостанция стационарная		н/у	≥ 10	10	Соответствует расчетному количеству
20.	н/у	Радиостанция переносная		н/у	≥ 10	10	Соответствует расчетному количеству
21.	н/у	Телефон мобильной связи		н/у	≥ 6	6	Соответствует расчетному количеству

3.2.4. Расчёт достаточности сил и средств для тушения пожара на морской акватории

При выполнении расчетов было учтено, что существует предельное значение толщины плёнки нефти $d_{on} = 3$ мм, при которой происходит устойчивое горение, при меньшей величине остаточного слоя плёнки происходит самозатухание.

В качестве неблагоприятного сценария принят разлив сырой нефти «смесь КТК» в количестве 500 т (640 м^3), дальнейшее его растекание по акватории и возгорание. Вследствие такой аварии образуется нефтяное пятно наибольшего размера. Кроме того, этот вид нефти является одним из наиболее взрывопожароопасных из обрабатываемых в морском порту Новороссийск.

Необходимо рассчитать силы и средства для тушения площади пожара на море (S_m), которая в соответствии с характеристиками нефтяного поля для нефти «смесь КТК», представленными выше, принимаем время 0,25 часа, $S_m = 95500 \text{ м}^2$. Специализированные суда, привлекаемые для тушения пожаров в морском порту Новороссийск, несут постоянную готовность и приступают к тушению пожара в течение 5 – 10 минут с момента его возникновения.

Для проведения расчётов принимаем разлив, как окружность, в этом случае радиус круга будет равен:

$$R_m = \sqrt{S_m / \pi} = \sqrt{95500 / \pi} = 174,3 \text{ м} - \text{радиус разлива на море};$$

$$P_m = 2 \times \pi \times R_m = 2 \times \pi \times 174,3 = 1095 \text{ м} - \text{периметр разлива нефти на море.}$$

Тушение пожара разлива проводится эмульгированием плёнки компактными струями воды с лафетных стволов, расположенных на судах, приспособленных к тушению пожара.

Длину фронта пожара разлива, на которую судно может подать компактную струю воды от лафетного ствола (l_k) определяем следующим образом:

$$l_k = \sqrt{70^2 - 10^2} = 69 \text{ м},$$

где 70 м – средняя величина радиуса компактной струи лафетного ствола;

10 м – минимальное безопасное расстояние от судна до кромки пожара разлива (10 – 25 м).

Пожарные суда оборудованы двумя лафетными стволами смогут работать соответственно на расстоянии:

$$l_n = 69 \times 2 = 138 \text{ м.}$$

В этом случае для тушения пожара разлива необходимо сосредоточить судов:

$$N_{суд.} = P_m / l_n = 1095 / 138 = 7,934, \text{ принимаем } N_{суд.} = 8 \text{ единиц.}$$

Кроме этого, необходимо выделить суда для обеспечения буксирных работ по отводу танкеров из зоны пожара, которых должно быть не менее двух.

Из выше изложенного следует, что при тушении пожара по варианту 1 необходимо сосредоточить на месте пожара 10 судов, приспособленных к тушению пожаров, которые должны быть оборудованы не менее чем двумя лафетными стволами.

Расход пены для тушения горящей нефти составляет 5 л/м^2 пены. Таким образом, для тушения 95500 м^2 горящего нефтепродукта необходимо пены:

$$V_{\text{пены}} = S_{\text{м}} \times 5 = 95500 \times 5 = 477500 \text{ литров.}$$

На судах используется пенообразователь «Морпен», обладающий кратностью 1:200. Таким образом, общее количество пенообразователя, необходимого для тушения пожара горячей нефти составляет:

$$M_{\text{ПО}} = \frac{V_{\text{пены}}}{K_{\text{кр}}} = \frac{477500}{200} = 2388 \text{ кг.}$$

Запас пенообразователя, находящегося на судах, приспособленных к тушению пожара, должен составлять не менее трехкратного запаса расчётного для применения:

$$M_{\text{зпо}} = 3 \times M_{\text{ПО}} = 3 \times 2388 = 7164 \text{ кг.}$$

Расчетное время тушения пожара на поверхности воды определяется из площади горящего нефтяного пятна, которое ко времени прибытия судов составляет 95500 м². Количество пены для тушения $V_{\text{пены}}$ определено выше.

Производительность лафетных стволов пожарных судов определяем по техническим данным судов, привлекаемых для тушения пожара, принято для расчёта времени тушения пожара по данным ППЛРН [14]:

$$Q_{\text{общ}} = \Sigma(Q_{\text{САР}} + Q_{\text{СПС}} + Q_{\text{СТО}}) = 9450 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Таким образом, время тушения определяется следующим образом:

$$T_{\text{туш}} = \frac{V_{\text{пены}}}{Q_{\text{общ}}} = \frac{477500 \times 60}{9450 \times 10^3} \approx 3,03 \text{ мин.}$$

Для расчетов принимаем 5 минут.

4. Выводы

По результатам разработки настоящих методических рекомендаций представляется необходимым сделать следующие выводы.

1. В настоящее время отсутствуют нормативно-правовые акты, устанавливающие требования к определению количества сил и средств аварийно-спасательных формирований, задействованных в ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на море и внутренних акваториях. Следовательно, разработчики планов ПЛРН и другой технической документации могут использовать любую из существующих методик или применить методику собственной разработки.
2. Разработанные методические рекомендации основаны на практическом опыте проведения аварийно-спасательных работ в Азово-Черноморском водном бассейне и могут использоваться для решения указанных задач. Все применяемые положения обоснованы с научной и технической точек зрения и подтверждены (где возможно) практическими примерами. Следовательно, применение предлагаемой авторами методики позволит рассчитать необходимое количество сил и средств и обосновать выполненные расчеты.

5. Список использованной литературы

1. Инструкция по проведению бункеровочных операций в морском порту Новороссийск.
2. Система «Консультант».
3. Международная конвенция по предотвращению загрязнения морской окружающей среды 1973 года, измененная Протоколом 1978 года. Сводное издание 2002 года с поправками. – Лондон: ИМО, 2003. – 603 с.
4. Международная конвенция по охране человеческой жизни на море 1974 года (текст, измененный Протоколом 1988 года к ней и с поправками) = International Convention for the Safety of Life at Sea (text modified by the Protocol of 1988 relating thereto, including Amendments). – СПб.: ЗАО ЦНИИМФ, 2002. – 928 с.
5. Сайт Министерства транспорта Российской Федерации:
[www/mintrans.ru/pressa/Novosty_010815/htm](http://www.mintrans.ru/pressa/Novosty_010815/htm)
6. ISGOTT – Международное руководство по безопасности для нефтяных танкеров и терминалов. Пятое издание // International Safety Guide for Oil Tankers and Terminals. Fifth Edition. – СПб.: ЗАО ЦНИИМФ, 1998. – 104 с.
7. Международное руководство по манифолдам и подсоединяемому оборудованию. СПб.: ЗАО ЦНИИМФ, 2000. – 43 с.
8. Загрязнение моря нефтью и химикалиями: гражданская ответственность и компенсация ущерба (Сборник Конвенций ИМО): СПб.: ЗАО ЦНИИМФ, 2005. – 482 с.
9. Руководство по перекачке с судна на судно (нефтепродуктов), третье издание, 1997 г. // Ship to Ship Transfer Guide (Petroleum), Third Edition 1997.
10. Правила 7М – Общие и специальные правила перевозки наливных грузов – СПб.: ЗАО ЦНИИМФ. – 1997. – 560 с.
11. Временное положение о рейдовой перевалке грузов (ведомственное положение) (утв. Первым заместителем Министра транспорта РФ, руководителем государственной службы морского флота 17 декабря 2003 г.) – СПб.: ЗАО ЦНИИМФ, 2003. – 28 с.
12. План по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на Морском терминале ЗАО «Каспийский трубопроводный консорциум – Р». Разработан центром «КРИМАС» ФГОУ ВПО «МГА имени адмирала Ф.Ф.Ушакова» в 2007 г. Введен в действие в 2009 г.
13. План по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на нефтерайоне «Шесхарис» ОАО «Новороссийский морской торговый порт». Разработан центром «КРИМАС» ФГОУ ВПО «МГА имени адмирала Ф.Ф.Ушакова» в 2007 г. Введен в действие в 2008 г.
14. План по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в морских портах Новороссийск, Геленджик, Анапа ФГУ «Администрация морского порта Новороссийск». Разработан центром «КРИМАС» ФГОУ ВПО «МГА имени адмирала Ф.Ф.Ушакова» в 2009 г. Введен в действие в 2009 г.
15. PISCES II. Краткое руководство по использованию программного продукта. ЗАО «Транзас», 2003. – 73 с.
16. PISCES II. Описание математических моделей программного продукта. ЗАО «Транзас», 2003. – 40 с.
17. Baker Jenifer M., 1971h Comparative toxicities of oils, oil fractions and emulsifiers.
18. Hughes P 1956 A determination of the relation between wind and sea-surface drift, “Quart. J. meteorol. Soc.”
19. Brunnock J.V., Duckworth D.G., Stephens G.G., 1968. Analysis of beach pollutants. Scientific aspects of pollution of the sea by oil, Institute of Petroleum, London.
20. Berridge S.A., Thew M.T., Loriston-Clarke A.G., 1968. The formation and stability of emulsions of water in crude petroleum and similar stocks. Scientific aspects of pollution of the sea by oil, Institute of Petroleum, London.
21. Berridge S.A., Dean R.A., Fallows R.G., Fish A., 1968. The properties of persistent oil at sea. Scientific aspects of pollution of the sea by oil, Institute of Petroleum, London.

22. Dennis J.V., 1959. Oil pollution survey of the United States Atlantic coast, American Petroleum Institute, Washington.
23. Stehr E., 1967. Über Ölverschmutzung durch Tankerunfälle auf hoher See, "Gas Wasserfach."
24. Трусов А.С. Физико-химическая природа воспламенения топлива // Известия вузов СКР Проблемы водного транспорта. Часть 1., 2004.
25. Руководство по борьбе с загрязнением нефтью: Раздел II Аварийное планирование ИМО - 560E ISBN 92-80-1330-5, 1995, 65 с.
26. Руководство по борьбе с загрязнением нефтью: Раздел IV Борьба с загрязнением нефтью ИМО - 569E ISBN 92-801-1242-2, 1988.
27. Руководство по борьбе с загрязнением нефтью: Раздел V Административные вопросы по ликвидации загрязнения нефтью ИМО - 572E, ISBN 92-801-1424-7, 1998, 81 с.
28. Руководство по борьбе с загрязнением нефтью: Раздел VI Руководство ИМО по отбору проб и идентификации нефтяного разлива ИМО – 578E ISBN 92- 801- 1451 – 4, 1998, 216 с.
29. Официальный Интернет-сайт Международной федерации владельцев танкеров ИТОПФ. International Tanker Owners Pollution Federation Limited. ИТОПФ official web-site. <http://www.itopf.com>
30. Тищенко Н.Ф. Охрана атмосферного воздуха. Расчет содержания вредных веществ и их распределение в воздухе – М.: Химия, 1991.
31. Хайдуков А.О., Хайдуков О.П. Транспортные свойства и характеристики нефтяных грузов, перевозимых на танкерах. – Новороссийск: НГМА, 2003.
32. Федеральный классификационный каталог отходов (утв. приказом МПР России от 2 декабря 2002 г. № 786, в ред. Приказа МПР России от 30 июля 2003 г. № 663).
33. ОНД-86 Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. // Л.: Гидрометеиздат, - 1987
34. Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферный воздух – СПб.: Издательство «Петербург – XXI век». – 2005.
35. Рекомендации по основным вопросам воздухоохранной деятельности – М., 1995.
36. Тищенко Н.Ф. Охрана атмосферного воздуха. Расчет содержания вредных веществ и их распределение в воздухе – М.: Химия, 1991.
37. Методика расчета выбросов от источников горения при разливе нефти и нефтепродуктов (утв. приказом Государственного комитета РФ по охране окружающей среды от 5 марта 1997 № 90 // Государственный комитет РФ по охране окружающей среды, 1997.
38. Методика исчисления размеров вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства (утв. приказом МПР России от 30 марта 2007 г. № 71).
39. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах. Минтопэнерго РФ, 1995.
40. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров – СПб: 1997.
41. Методика оценки последствий аварий на пожаро-взрывоопасных объектах. // Москва, - МЧС России, - 1994 г.
42. НПБ105-03. Нормы пожарной безопасности. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности
43. РД 03-357-00. Методические рекомендации по составлению декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта. ФГУП «НТЦ «Промышленная безопасность». Серия 27. Выпуск 3, 2003.
44. РД 153-39.4Р-122-02. Табель технического оснащения нефтеналивных терминалов ОАО «АК «Транснефть» оборудованием для ликвидации аварийного разлива нефти. М.: ОАО «АК «Транснефть», 2002 г.
45. РД № 153-39.4Р-125-02 Табель оснащения нефтепроводных предприятий ОАО «АК «Транснефть» техническими средствами для ликвидации аварийных разливов нефти

- на подводных переходах магистральных нефтепроводов - М.: ОАО «АК «Транснефть», 2002 г.
46. РД № 153.39.4-143-99. Табель технического оснащения нефтепроводных предприятий ОАО «АК «Транснефть» для восстановления трубопровода и ликвидации аварийного разлива нефти при авариях на подводных переходах магистральных нефтепроводов – М.: ОАО «АК «Транснефть», 1999 г.
 47. РД № 39-00147105-006-97. Инструкция по рекультивации земель, нарушенных и загрязнённых при аварийном и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов.
 48. РД № 39-110-91. Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах. ИПТЭР. 1992 г.
 49. РД 31.4.01-99 «Средства ликвидации разливов нефти в море. Классификация» (утв. Распоряжением Минтранса РФ от 29 июня 1999 г.);
 50. РД 31.04.23-94 «Наставление по предотвращению загрязнения с судов» (утв. Письмом ДМТ МТ РФ от 9 сентября 1994 г. № 35/1744);
 51. РД № 153-112-014-97. Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепродуктопроводах.
 52. РД № 153-39.4-056-00. «Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов».
 53. РД 03-418-01. Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов. ФГУП «НТЦ «Промышленная безопасность». Серия 27. Выпуск 3, 2003.
 54. РД 31.04.01-90 «Правила ведения работ по очистке загрязненных акваторий портов» (утв. Письмом ММФ от 19 марта 1990 г. № 29)
 55. Рекомендации по обеспечению пожарной безопасности объектов нефтепродуктообеспечения, расположенных на селитебной территории. М.: ВНИИПО, 1997.
 56. Методические рекомендации по разработке типового плана по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов для нефтегазовых компаний (утв. Заместителем руководителя Федерального агентства по энергетике (Росэнерго) 4 апреля 2006 г.)
 57. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
 58. ГОСТ Р 12.3.047-98. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
 59. ГОСТ Р 22.0.02-94 (с изм. 1 2000). Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий.
 60. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы.
 61. СНиП 23-01-99. Строительная климатология.
 62. Аренс В.Ж., Гридин О.М. Проблемы нефтяных разливов и роль сорбентов в ее решении. // Нефть, газ и бизнес. – 2000. № 5.
 63. Елохин А.И. Анализ и управление риском: теория и практика. – 2-е изд. – М.: ООО "ПолиМЕдиа", 2002.
 64. Reddy G.S. Brunet Mark. Numerical prediction of oil slick movement in Gabes estuary.
 65. Fay J.A. Physical processes in the spread of oil on a water surface. Proc. On Prevention and Control of Oil Spill, American Petroleum Institute: Washington, DC, pp.463–467, 1971.
Elliot A.J., Hurford N., Penn C.J. Shear diffusion and the spreading of oil slicks. Marine Pollution Bulletin, 17, pp.308-313, 1986.
 66. Varlamov S.M. Structure of the Japan Sea oil spill analysis and quick response system, operated in RIAM, Kyushu University. http://www.riam.kyushu-u.ac.jp/~vsm/html/oil_system.htm
 67. Oil Spill Modelling and Processes. Edited by C.A. Brebbia. WIT Press 2001.
 68. Korotenko K.A., Mamedov R.M., Mooers C.N.K. Prediction of the transport and dispersal of oil in the South Caspian Sea resulting from Blowouts. Environmental Fluid Mechanics, 1, 2002. pp.383-414.
 69. Mackay, D., Buistt, I.A., Marcarenhas, R., Paterson, S., Oil spill processes and models.

- Environment Canada Manuscript Report No. EE-8, Ottawa, Ontario, 1980.
70. Mooney M., The viscosity of a concentrated suspension of spherical particles, *J. Colloidal Science*, 10, 1951, pp.162-170.
 71. Mackay D., I.A. Buistt, R.Marcarenhas, S.Paterson. Oil spill processes and models, Environment Canada Manuscript Report No. EE-8, Ottawa, Ontario, 1980.
 72. NOAA. ADIOSTM (Automated Data Inquiry for Oil Spills) user's manual. Seattle: Hazardous Materials Response and Assessment Division, NOAA. Groton Connecticut, 1994, 50 pp.
 73. Mackay D., I.A. Buistt, R.Marcarenhas, S.Paterson. Oil spill processes and models, Environment Canada Manuscript Report No. EE-8, Ottawa, Ontario, 1980.
 74. Garo, J.P., Vantelon, J.P., Gandhi, S., Torero, J.L. "Some observation on the pre-boilover burning of a slick of oil on water", Proceeding of the Nineteenth Arctic and Marine OilSpill Program (AMOP) Technical Seminar, 1611-1626, 1996
 75. NOAA. ADIOSTM (Automated Data Inquiry for Oil Spills) user's manual. Seattle: Hazardous Materials Response and Assessment Division, NOAA. Groton Connecticut, 1994, 50 pp
 76. Маценко С.В. Анализ нормативно-правовых требований к разработке планов ПЛРН на морских акваториях. / Государственное регулирование в области предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на море и внутренних акваториях: материалы научно-практического семинара 21 – 23 апреля 2009 г. / отв. ред. С.В. Маценко, Л.Г. Дунец. – Новороссийск, ФГОУ ВПО «МГА имени адмирала Ф.Ф.Ушакова» имени адмирала Ф.Ф.Ушакова, 2009. – с. 4 – 8.
 77. Маценко С.В. Особенности разработки разделов 1 и 2 «Оперативная часть» планов ПЛРН на море и внутренних акваториях / Государственное регулирование в области предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на море и внутренних акваториях: материалы научно-практического семинара 21 – 23 апреля 2009 г. / отв. ред. С.В. Маценко, Л.Г. Дунец. – Новороссийск, ФГОУ ВПО «МГА имени адмирала Ф.Ф.Ушакова» имени адмирала Ф.Ф.Ушакова, 2009. – с. 8 – 12.
 78. Маценко С.В. Моделирование разливов нефти и нефтепродуктов. / Государственное регулирование в области предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на море и внутренних акваториях: материалы научно-практического семинара 21 – 23 апреля 2009 г. / отв. ред. С.В. Маценко, Л.Г. Дунец. – Новороссийск, ФГОУ ВПО «МГА имени адмирала Ф.Ф.Ушакова» имени адмирала Ф.Ф.Ушакова, 2009. – с. 34 – 36.