



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ПРИМОРСКИЙ ТОРГОВЫЙ ПОРТ»**

**ПЛАН
предупреждения и ликвидации разливов нефти и
нефтепродуктов на морском терминале
ООО «Приморский торговый порт»**

Книга I

Основная часть

2023

**Данные о разработчиках плана предупреждения и ликвидации разливов нефти и
нефтепродуктов на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»**

Наименование организации: ООО «Научно-исследовательский институт транспорта
нефти и нефтепродуктов Транснефть» (ООО «НИИ Транснефть»).

Юридический и почтовый адрес: 117186, г. Москва, Севастопольский проспект, д.47А.

Телефон: +7 (495) 950-82-95.

Факс: +7 (495) 950-82-97.

email: niitnn@niitnn.transneft.ru.

СОСТАВ ДОКУМЕНТАЦИИ
ПЛАН ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И
НЕФТЕПРОДУКТОВ НА МОРСКОМ ТЕРМИНАЛЕ
ООО «ПРИМОРСКИЙ ТОРГОВЫЙ ПОРТ»

№ п/п	Книга	Наименование	Кол-во стр.
1.	I	План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на морском терминале ООО «Приморский торговый порт». Основная часть.	233
2.	II	План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на морском терминале ООО «Приморский торговый порт». Приложения.	188
3.	III	План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на морском терминале ООО «Приморский торговый порт». Моделирование распространения нефтяного загрязнения на акватории пролива в районе нефтяных терминалов	420
4.	IV	План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на морском терминале ООО «Приморский торговый порт». Оценка воздействия на окружающую среду. Основная часть.	239
5	V	План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на морском терминале ООО «Приморский торговый порт». Оценка воздействия на окружающую среду. Приложения.	941

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	4
СПИСОК УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ	6
ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	8
Руководящие документы	10
1 Общие сведения об эксплуатирующей организации, в т. ч. о видах деятельности, для осуществления которых разработан План ЛРН	14
2 Сведения о потенциальных источниках разливов нефти и нефтепродуктов	38
3 Максимальные расчетные объемы разливов нефти и/или нефтепродуктов	50
4 Прогнозируемые зоны распространения разливов нефти и нефтепродуктов с описанием возможного характера негативных последствий разливов нефти и нефтепродуктов для окружающей среды, населения и нормального функционирования систем его жизнеобеспечения (с учетом климатических, географических, гидрометеорологических особенностей места расположения объекта)	56
4.1 Климатические, географические и гидрометеорологические особенности места расположения объекта	56
4.2 Решения по предупреждению разливов нефти и нефтепродуктов	66
4.3 Прогнозируемые зоны распространения разливов нефти и нефтепродуктов с описанием возможного характера негативных последствий разливов нефти и нефтепродуктов	83
5 Перечень первоочередных действий производственного персонала при возникновении разливов нефти и нефтепродуктов	96
5.1 Оповещение о разливе нефти и нефтепродуктов	96
5.2 Первоочередные мероприятия по обеспечению безопасности персонала и населения, оказание медицинской помощи	98
6 Действия собственных и/или привлекаемых аварийно-спасательных служб (формирований) по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов	104
6.1 Порядок действий по ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов	104
6.2 Тактика реагирования на разливы нефти и нефтепродуктов	106
6.3 Технологии ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов	114
6.4 Мероприятия по мониторингу обстановки и окружающей среды	129
6.5 Мероприятия по защите и сохранению морской среды, водных биоресурсов при проведении работ по локализации и ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов	140
6.6 Мероприятия по материально-техническому, инженерному, финансовому и другим видам обеспечения операций по ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов	141
6.7 Мероприятия по обеспечению безопасности при проведении работ по локализации и ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов	144
6.8 Мероприятия по документированию работ по ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов	149

7	Расчет достаточности собственных и/или привлекаемых аварийно-спасательных служб (формирований) для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти и/или нефтепродуктов с учетом применяемых для этих целей технологий.....	152
7.1	Расчет достаточности боновых заграждений	154
7.2	Расчет достаточности нефтесборных систем	166
7.3	Расчет достаточности емкостей	169
7.4	Расчет достаточности персонала для выполнения работ по ЛРН	175
7.5	Расчет достаточного количества средств для выполнения работ по очистке берега	178
7.6	Расчет достаточного количества сорбентов	180
7.7	Расчет времени сбора и объема НВС для сценария С13 с учетом выполнения работ по локализации РН	182
8	Состав собственных и/или привлекаемых аварийно-спасательных служб (формирований) для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти и нефтепродуктов	190
8.1	Структура и порядок взаимодействия органов управления	190
8.2	Силы и средства, привлекаемые к локализации и ликвидации РН	193
8.3	Мероприятия по поддержанию в готовности органов управления, сил и средств к действиям в условиях ЧС(Н).....	205
9	Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти и нефтепродуктов	211
10	Схема оповещения, схема организации управления и связи при разливах нефти и нефтепродуктов	212
11	Мероприятия по организации временного хранения и транспортировки собранной нефти и нефтепродуктов.....	216
12	Календарные планы оперативных мероприятий по ликвидации максимальных расчетных объемов разливов нефти и нефтепродуктов, в соответствии с которыми проводится документирование работ по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.....	221

СПИСОК УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВС	– Аварийно-восстановительная служба
АВР	– Аварийно-восстановительные работы
АДС	– Анализ дерева событий
АМП	– Администрация морского порта
АСДУ	– Автоматизированная система диспетчеризации и управления
АСГ/ЛРН	– Аварийно-спасательная готовность к ликвидации разливов нефти
АСДНР	– Аварийно-спасательные и другие неотложные работы
АСР	– Аварийно-спасательные работы
АСУТП	– Автоматизированная система управления технологическим процессом
АСС	– Аварийно-спасательная служба, состоит из ПАСФ и отдела флота
АСФ(Н)	– Аварийно-спасательное формирование по реагированию на аварийные разливы нефти и нефтепродуктов
БФ ФБУ «МСС РМРФ»	– Балтийский филиал Федерального бюджетного учреждения «Морская спасательная служба (Госморспасслужба) Росморречфлота Министерства транспорта РФ
БЗ	– Боновое заграждение
БК	– Бункеровочный комплекс
БСВ	– Балтийская система высот
ГПК	– Главный командный пункт
ГПС	– Государственная пожарная служба
ГТС	– Гидротехническое сооружение
ДДО	– Дежурно-диспетчерский отдел
ИТР	– Инженерно-технический работник
КОР	– Катер оперативного реагирования
КЧС и ПБ	– Комиссия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности
ЛОС	– Локальные очистные сооружения
ЛРН	– Ликвидация разливов нефти и/или нефтепродуктов
ЛЧС	– Ликвидация чрезвычайной ситуации
ЛЧС(Н)	– Ликвидация чрезвычайной ситуации, обусловленной разливом нефти и/или нефтепродуктов
МН	– Магистральный нефтепровод
МНПП	– Магистральный нефтепродуктопровод
МСКЦ	– Морской спасательно-координационный центр, структурное подразделение Администрации морского порта
НВС	– Нефтеводяная смесь - смесь воды с любым содержанием нефти
НСС	– Нефтесорбная система
НСТ	– Нефтесорбная техника
ОФ	– Отдел управления флотом
ПАСФ	– Профессиональное аварийно-спасательное формирование

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

План ЛРН	– План по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
ПОГ	– Передвижная оперативная группа
ПС	– Портовые сооружения
ПСЧ	– Пожарно-спасательная часть
РМРС	– Российский Морской Регистр Судоходства
РН	– Разлив нефти и/или нефтепродуктов
Росморречфлот	– Федеральное агентство морского и речного транспорта Министерства транспорта РФ.
Ростехнадзор	– Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору РФ
РСЧС	– Единая государственная система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций
РТП	– Руководитель тушения пожара
САПЗ	– Система автоматической пожарной защиты
СИЗ	– Средства индивидуальной защиты
СИЗОД	– Средства индивидуальной защиты органов дыхания
СКП Приморск	– Служба капитана порта Приморск
СППК	– Специальный пружинный предохранительный клапан
СТ	– Спецтехника
СУДС	– Служба управления движением судов
УГМС	– Управление по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды
УКТП	– Установка комбинированного тушения пожара
УТЗ	– Учебно-тренировочные занятия
ЦПУ	– Центральный пульт управления
ЦТТ и СТ	– Цех технологического транспорта и спецтехники
ЧС	– Чрезвычайная ситуация
ЧС(Н)	– ЧС, обусловленная разливом нефти и/или нефтепродуктов
ФГБУ «АМП БМ»	– Федеральное государственное бюджетное учреждение «Администрация морских портов Балтийского моря»
Филиал ФГБУ «АМП БМ» БПСБ	– Филиал Федерального государственного учреждения «Администрация морских портов Балтийского моря» Большой порт Санкт-Петербург
Филиал ФГБУ «АМП БМ» в г. Приморск	– Филиал Федерального государственного бюджетного учреждения «Администрация морского порта «Балтийского моря» в г. Приморск
ШРО	– Штаб руководства операцией

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Авария – разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ [Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ].

Аварийно-спасательное формирование (АСФ) – самостоятельная или входящая в состав аварийно-спасательной службы структура, предназначенная для проведения аварийно-спасательных работ, основу которой составляют подразделения спасателей, оснащенные специальной техникой, оборудованием, снаряжением, инструментами и материалами [Федеральный закон от 22.08.1995 № 151-ФЗ].

Единая государственная система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуациях (РСЧС) – объединение органов управления, сил и средств 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, в том числе по обеспечению безопасности людей на водных объектах [ГОСТ Р 22.0.02-2016].

Единая дежурно-диспетчерская служба муниципального образования (ЕДДС) – Орган повседневного управления территориальной подсистемы единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (РСЧС) муниципального уровня, обеспечивающий деятельность органов местного самоуправления в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций, управления силами и средствами, предназначенными и привлекаемыми для предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, осуществления обмена информацией и оповещения населения при угрозе или возникновении чрезвычайных ситуаций [ГОСТ Р 22.7.01-2021].

Инцидент – отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от установленного режима технологического процесса [Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ].

Ликвидация разлива нефти и нефтепродуктов - комплекс работ, проводимых при возникновении разлива нефти и нефтепродуктов и направленных на локализацию разлива нефти и нефтепродуктов, сбор разлившихся нефти и нефтепродуктов, прекращение действия характерных опасных факторов, исключение возможности вторичного загрязнения окружающей среды, а также на спасение жизни и сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба окружающей среде и материальных потерь [РД-13.020.40-КТН-0322-21].

Локализация разлива нефти и нефтепродуктов - комплекс мероприятий, направленных на прекращение распространения разлитой или выливающейся нефти (разлитых или выливающихся нефти и нефтепродуктов) на поверхности грунта или водного

объекта, проводимых путем установки заграждений, проведения земляных работ или использования специальных средств [РД-13.020.40-КТН-0322-21].

Нефть - маслянистая жидкость от светло – коричневого до темно – бурого цвета со специфическим запахом, содержит легкоиспаряющиеся вещества, опасные для здоровья и жизни человека и для окружающей среды. При перекачке нефть относят к 3 классу опасности (предельно допустимая концентрация аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны – не более 10 мг/м³), при хранении – к 4 классу опасности (предельно допустимая концентрация по легким углеводородам в пересчете на углерод – не более 300 мг/м³).

Нефтепродукт – готовый продукт, полученный при переработке нефти, газоконденсатного, углеводородного и химического сырья [ГОСТ 26098-84].

Обеспечение пожарной безопасности – принятие и соблюдение нормативных правовых актов, правил и требований пожарной безопасности, а также проведение противопожарных мероприятий [ГОСТ Р 22.0.05-2020].

Окружающая среда – совокупность компонентов природной среды, природных и природно-антропогенных объектов, а также антропогенных объектов [Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ].

План по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов – документ, в котором указывается порядок организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, направленных на снижение их негативного воздействия на жизнедеятельность населения и окружающую среду, определение необходимого состава сил и специальных технических средств для локализации разливов в установленные сроки, а также для организации последующих работ по их ликвидации [РД-13.020.40-КТН-0322-21].

Пожар – неконтролируемое горение, причиняющее материальный ущерб, вред жизни и здоровью граждан, интересам общества и государства [Федеральный закон от 21.12.1994 № 69-ФЗ].

Пожарная безопасность – состояние объекта защиты, характеризующее возможность предотвращения возникновения и развития пожара, а также воздействия на людей и имущество опасных факторов пожара [Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ].

Поражающее воздействие (источника) чрезвычайной ситуации – негативное влияние одного или совокупности поражающих факторов источника чрезвычайной ситуации на жизнь и здоровье людей, сельскохозяйственных животных и растения, объекты экономики и окружающую среду [ГОСТ Р 22.0.02-2016].

Разлив нефти (нефтепродуктов) – выход нефти (нефтепродуктов) на поверхность грунта или водного объекта [ГОСТ Р 57512-2017].

Руководящие документы

Международные соглашения, стороной которых является Российская Федерация

- ISGOTT - Международное руководство по безопасности для нефтяных танкеров и терминалов, 2006 г.
- Международная конвенция о контроле судовых балластных вод и осадков и управлении ими, 2004 года.
- Международная конвенция по обеспечению готовности на случай загрязнения нефтью, борьбе с ним и сотрудничеству 1990 года (OPRC) (Вместе с "Возмещением расходов, связанных с оказанием помощи") (Заключена в г. Лондоне 30.11.1990).
- МКУБ - Международный кодекс по управлению безопасной эксплуатацией судов и предотвращением загрязнения (Международный кодекс по управлению безопасностью).
- МК БЗНС-90 - Международная конвенция по обеспечению готовности на случай загрязнения нефтью, борьбе с ним и сотрудничеству 1990 года.
- Международная конвенция по предотвращению загрязнения с судов 1973 г. (МАРПОЛ/MARPOL) (ред. от 26.10.2018).
- МК СОЛАС-74 - Международная конвенция по спасению человеческой жизни на море 1974 года.
- МК ПДНВ-78 - 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 (Вместе со "Свидетельством о страховании или ином финансовом обеспечении...") (Заключена в г. Лондоне 23.03.2001).
- 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.
- Конвенция о водно-болотных угодьях (Рамсар, Иран, 1971 год).
- Сборник Рекомендаций Хельсинкской комиссии ХЕЛКОМ - Справочно-методическое пособие. Санкт-Петербург, 2014.

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 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 1936 года № 197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации».
- Федеральный закон РФ от 30 апреля 1999 г. № 81-ФЗ «Кодекс торгового мореплавания Российской Федерации».
- Федеральный закон РФ от 3 июня 2006 года № 74-ФЗ «Водный кодекс Российской Федерации».
- 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».
- Федеральный закон РФ от 31 июля 1998 года № 155-ФЗ «О внутренних морских водах, территориальном море и прилежащей зоне Российской Федерации».
- Постановление Правительства РФ № 1007 от 08.11.2013 «О силах и средствах единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций».
- Постановление Правительства РФ от 28 марта 2012 г. № 256 «О присоединении Российской Федерации к Международной конвенции о контроле судовых балластных вод и осадков и управлении ими».
- Постановление Правительства РФ от 30.12.2020 N 2366 "Об организации предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилежащей зоне Российской Федерации".
- Положение о Единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (утв. постановлением Правительства РФ от 30 декабря 2003 г. № 794).

- Постановление Правительства РФ от 25.07.2020 N 1119 "Об утверждении Правил создания, использования и восполнения резервов материальных ресурсов федеральных органов исполнительной власти для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера".
- 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, в посл. ред. Постановления Правительства РФ от 28.09.2017).
- Постановление Правительства РФ от 21 мая 2007 г. № 304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» (в ред. Постановления Правительства РФ от 17 мая 2011 г. № 376).

Ведомственные нормативные акты, приказы министерств и ведомств РФ

- Приказ Минтранса России от 30.05.2019 N 157 "Об утверждении 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".
- Приказ Минтранса России от 27.11.2020 № 522 «Об утверждении Порядка проведения тренировочных учений перед утверждением плана предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов при осуществлении деятельности по перевалке нефти и нефтепродуктов, бункеровке (заправке) судов с использованием специализированных судов, предназначенных для бункеровки (судов-бункеровщиков)».
- Положение о функциональной подсистеме экологической безопасности единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (утв. приказом МПР России от 12 июля 1996 г. № 326).
- Федеральный классификационный каталог отходов (Приказ Росприроднадзора от 18.07.2014 г. № 445).
- Временный порядок объявления территории зоной чрезвычайной экологической ситуации (утв. приказом МПР России от 6 февраля 1995 г. № 45).
- 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 11.01.2021 N 2 "Об утверждении Инструкции о сроках и формах представления информации в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера".
- Правила оказания услуг по организации перегрузки грузов с судна на судно (утв. приказом Минтранса России от 29 апреля 2009 г. № 68).

- Приказ Минтранса России от 26.10.2017 N 463 "Об утверждении Общих правил плавания и стоянки судов в морских портах Российской Федерации и на подходах к ним".
- Приказ Минтранса России от 31.10.2012 N 387 "Об утверждении перечня портовых сборов, взимаемых в морских портах Российской Федерации".
- Правила применения портовых сборов в морских портах Российской Федерации (утв. приказом Федеральной службы по тарифам от 20 декабря 2007 г. № 522-т/1).
- "Инструкция о порядке передачи сообщений о загрязнении морской среды" (утв. Минприроды РФ 12.05.1994, Минтрансом РФ от 25.05.1994, Роскомрыболовства 17.05.1994).
- РД 31.04.01-90 Правила ведения работ по очистке загрязненных акваторий портов.

1 Общие сведения об эксплуатирующей организации, в т. ч. о видах деятельности, для осуществления которых разработан План ЛРН

Полное наименование организации: Общество с ограниченной ответственностью «Приморский торговый порт».

Сокращенное наименование организации: ООО «ПТП».

Адрес местонахождения: 188910, Ленинградская обл., Выборгский район, местность Приморский массив, Портовый проезд, дом 10, офис 116

Телефон: +7 (81378) 78 736; +7 (81378)78 763; +7 (81378) 78 701; +7 (81378) 78 915; +7 (81378) 78 733; +7 (81378) 78 747.

Факс: +7 (812) 337 28 29.

Объектами планирования ЛРН в зоне ответственности ООО «ПТП» являются:

- Портовые сооружения (далее по тексту «Портовые сооружения»)¹;
- Бункеровочный комплекс для заправки танкеров судовым топливом в морском порту «Приморск» (далее по тексту «Бункеровочный комплекс»)².

Схема расположения объектов ООО «ПТП» представлена на рисунке 1.1.

ООО «ПТП» осуществляет эксплуатацию следующих гидротехнических сооружений:

- эстакада Э-1 (собственник – ООО «Транснефть – Порт Приморск»);
- причал №1, включая эстакаду Э-2 (собственник – ООО «Транснефть – Порт Приморск»);
- причал №2, включая эстакаду Э-3 (собственник – ООО «Транснефть – Порт Приморск»);
- эстакада Э-4 (собственник – ООО «Приморский торговый порт»);
- причал №3 (собственник – ООО «Приморский торговый порт»);
- причал №4 (собственник – ООО «Приморский торговый порт»);
- причал №5 (собственник – ООО «Приморский торговый порт»);
- причал №6 (собственник – ООО «Транснефть – Порт Приморск»);
- причал №7 (собственник – ООО «Транснефть – Порт Приморск»);
- эстакада Э-6 (собственник – ООО «Транснефть – Порт Приморск»);
- причал №8 (собственник – ООО «Транснефть – Порт Приморск»);
- причал №9 (собственник – ООО «Транснефть – Порт Приморск»);
- причал №10 (собственник – ООО «Транснефть – Порт Приморск»).

¹ Договор аренды № 267/22-01/05 от «21» июня 2005 г. с ОАО «АК «Транснефть» (причалы №1, №2 №6, №7); свидетельство о государственной регистрации права собственности ООО «ПТП» № 47-78-01/010/2006-461 (причалы № 3 и № 4), свидетельство о государственной регистрации права собственности ООО «ПТП» № 47-78-01/010/2006-223 (причал № 5). Договор аренды имущества б/н от «01» января 2011 г. с - ООО «Транснефть - Порт Приморск» - (причалы № 8 и № 9).

² Собственность ООО «ПТП».

Эксплуатация объектов ООО «Транснефть – Порт Приморск» осуществляется на основании договоров аренды.

Границы объекта (зона ответственности) между ООО «ПТП» и ООО «Транснефть – Порт Приморск» представлены на рисунках 1.2 – 1.5.

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»



Рисунок 1.1 – Схема расположения основных объектов ООО «ПТП»

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

Приложение №1

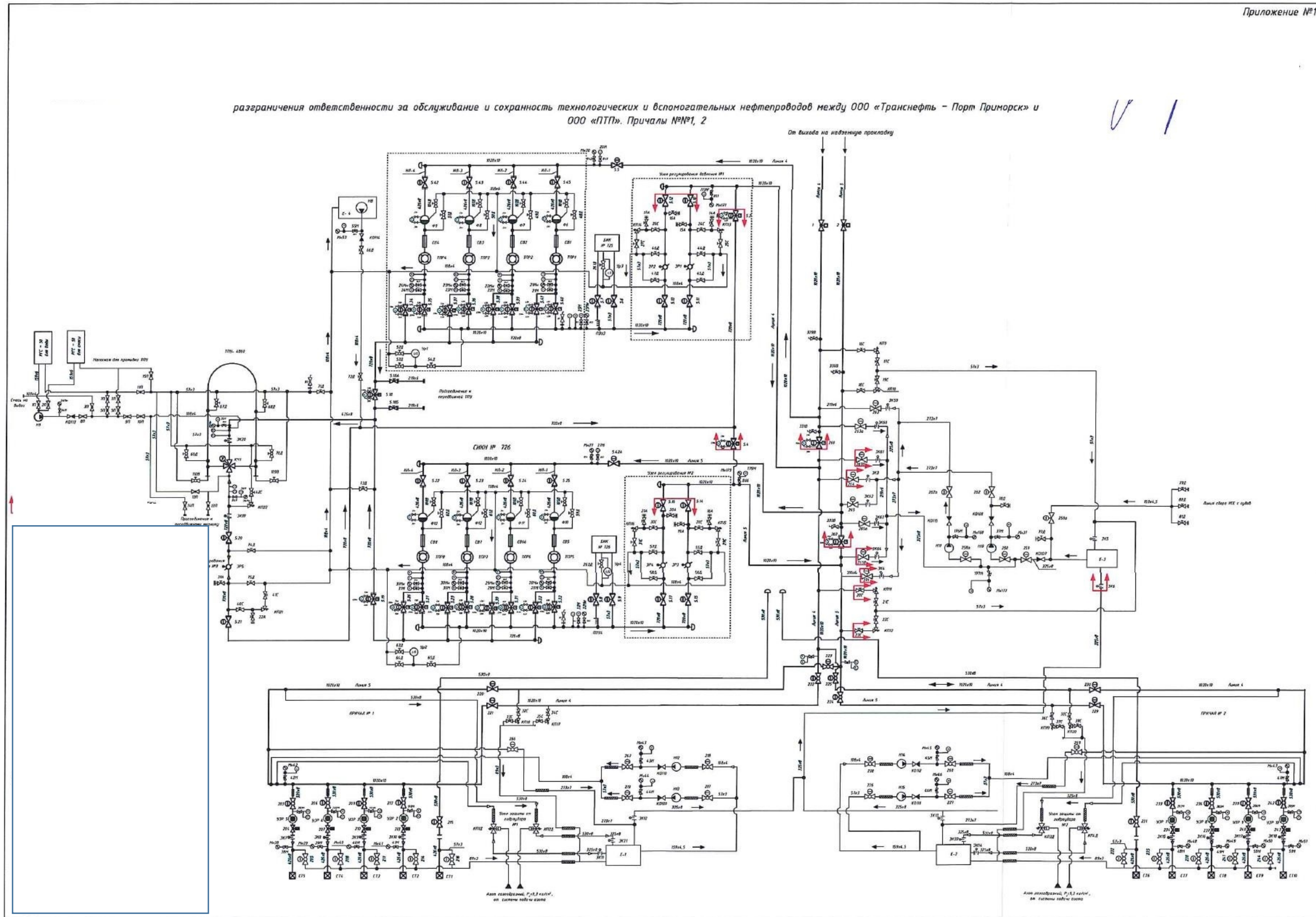


Рисунок 1.2 – Границы объекта (зона ответственности) между ООО «ПТП» и ООО «Транснефть – Порт Приморск» на причалах № 1, 2

Схема №1

разграничения ответственности за обслуживание и сохранность технологических и вспомогательных нефтепроводов между ООО «Транснефть – Порт Приморск» и ООО «ПТП», Причалы №№3, 4 (нефть)

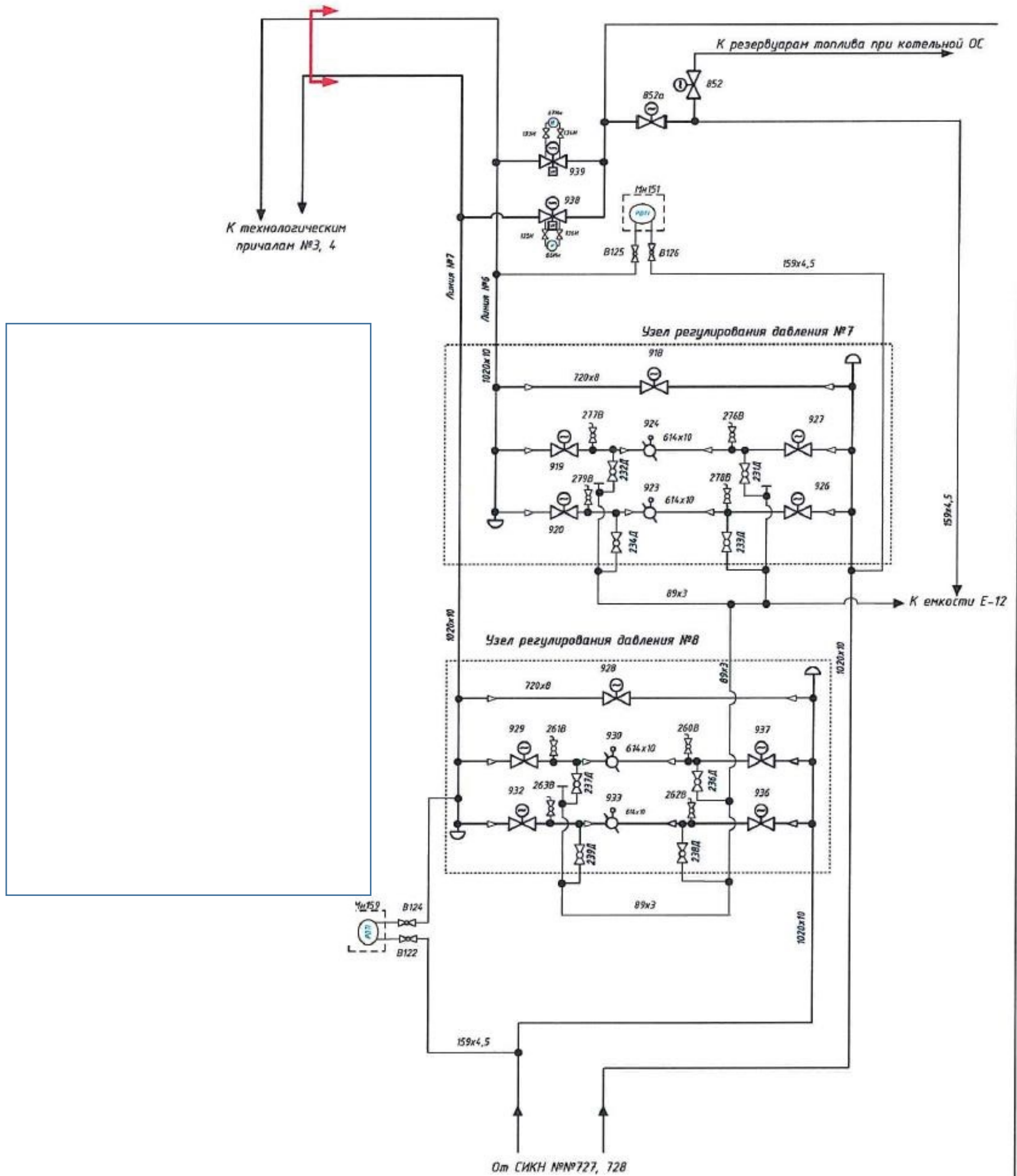


Рисунок 1.3 – Границы объекта (зона ответственности) между ООО «ПТП» и ООО «Транснефть – Порт Приморск» на причалах № 3, 4 (нефть)

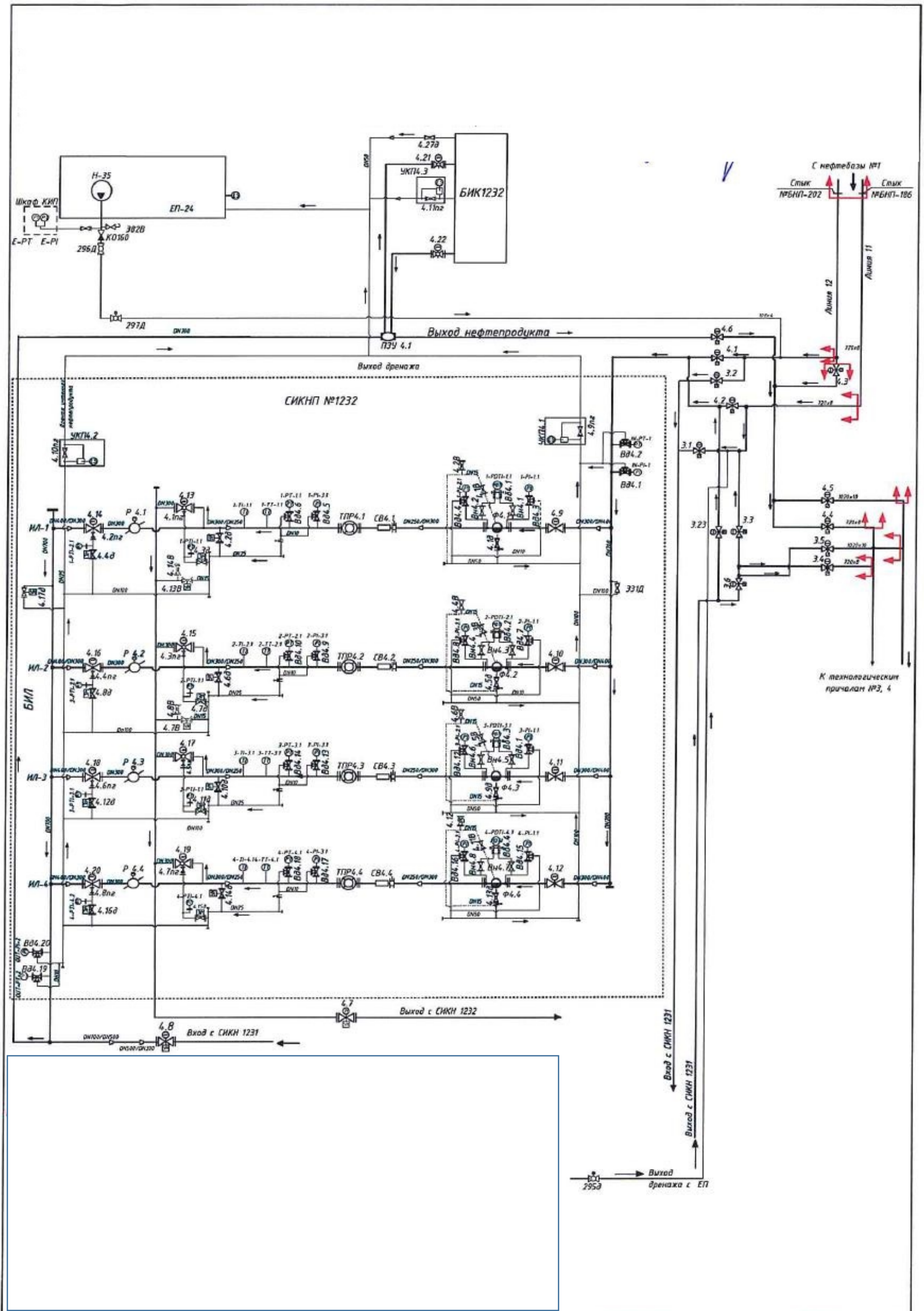


Рисунок 1.4 – Границы объекта (зона ответственности) между ООО «ПТП» и ООО «Транснефть – Порт Приморск» на причалах № 3, 4 (нефтепродукты)

Основным направлением деятельности ООО «ПТП» является:

– отгрузка в танкеры нефти, поступающей по трубопроводу от ООО «Транснефть – Порт - Приморск» - нефтяного терминала, производящего приемку нефти по магистральному нефтепроводу «Палкино – Приморск»;

– отгрузка в танкеры светлых нефтепродуктов, поступающих по трубопроводу от ООО «Транснефть – Порт Приморск» - терминала, производящего приемку дизельного топлива по магистральным нефтепродуктопроводам «Ярославль-Приморск-1» и «Ярославль-Приморск-2»;

– прием нефтепродуктов на БК из танкеров и автоцистерн, хранение их в резервуарах, погрузку (бункеровку) танкеров на причалах № 1 - 4.

ООО «ПТП» осуществляет:

– комплексное обслуживание судов при выполнении погрузочно-разгрузочных работ;

– несение аварийно-спасательной готовности к ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (работы по ЛРН на договорной основе осуществляет филиал ООО «Транснефть-Сервис»).

Нефтеналивной порт Приморск занимает площадь около 94 га.

Земельные участки используются ООО «ПТП» на правах собственности, имеются свидетельства о государственной регистрации права собственности 47-АА 011002 от 09.08.2010 и 47-АА 011107 от 26.08.2010. Площади участков, соответственно составляют 6156 кв.м и 529925 кв.м.

ООО «ПТП» эксплуатирует собственное и арендованное имущество: комплекс причальных сооружений (грузовые причалы № 1 - 4, № 8 - 9, вспомогательные причалы № 5 - 7, № 10), бункеровочный комплекс для заправки судов, причальные сооружения, ремонтно-механическая мастерская, гараж, котельная, складские помещения.

Портовые сооружения

Эстакада Э-1 предназначена для связи с берегом и размещения подводящих трубопроводов. Эстакада Э-1 – сооружение эстакадного типа на свайном основании, выполненное в двух уровнях. По нижнему уровню проложены трубопроводы, по верхнему осуществляется движение автотранспорта и пешеходов. Швартовка судов не предусмотрена.

Основные характеристики:

- длина береговой части: 80,4 м;
- ширина береговой части: 7,18 м;
- длина морской части: 337,0 м;

- ширина морской части: 24,4 м (нижний уровень), 18,3 м (верхний уровень);
- отметка дна у сооружения: от минус 8,0 м до 17,8 м (БС);
- класс сооружения: III.

Причал №1 предназначен для перегрузки нефти. Причал выполнен в виде отдельно стоящих конструкций – центральной и технологической площадок, соединенных эстакадой Э-2, трех швартовых (П-1, П-2, П-7) и четырех швартовно-отбойных палов (П-3, П-4, П-5, П-6). Конструктивно гидротехнические сооружения, входящие в состав причала №2, представляют собой высокий сборно-монолитный железобетонный ростверк на свайном основании из металлических труб Ø1020 мм и Ø820 мм. Центральная площадка выполнена в двух уровнях. Верхний ярус представляет собой плиту из сборно-монолитного железобетона на стальных стойках, опирающихся на плиту нижнего яруса, представляющую из себя высокий свайный ростверк.

Основные характеристики:

- длина причала: 375,1 м;
- ширина причала: 58,75 м;
- отметка дна у сооружения: минус 17,8 м.
- класс сооружения: III.

Эстакада Э-2 – предназначена для размещения технологических трубопроводов и коммуникаций (нижний уровень) и осуществления движения наземного транспорта и пешеходов (верхний уровень). Верхний уровень мостового типа, предназначенный для движения автотранспорта, выполнен из пролетных строений, опирающихся на стойки, в конце верхнего яруса эстакады имеется разворотная площадка. Нижний уровень состоит из пролетных строений на опорах в виде высоких свайных ростверков.

Общая длина эстакады – 216,60 м.

Причал №2 предназначен для перегрузки нефти. Причал выполнен в виде отдельно стоящих конструкций – центральной и технологической площадок, соединенных эстакадой Э-3, трех швартовых (П8, П13, П14) и четырех швартовно-отбойных палов (П9, П10, П11, П12). Конструктивно гидротехнические сооружения, входящие в состав причала №2, представляют собой высокий сборно-монолитный железобетонный ростверк на свайном основании из металлических труб Ø1020 мм и Ø820 мм. Центральная площадка выполнена в двух уровнях. Верхний ярус представляет собой плиту из сборно-монолитного железобетона на стальных стойках, опирающихся на плиту нижнего яруса, представляющую из себя высокий свайный ростверк.

Основные характеристики:

- длина причала: 375,1 м;
- ширина причала: 58,75 м;
- отметка дна у сооружения: минус 17,8 м.
- класс сооружения: III.

Эстакада Э-3 предназначена для размещения технологических трубопроводов и коммуникаций (нижний уровень) и осуществления движения наземного транспорта и пешеходов (верхний уровень). Верхний уровень мостового типа, предназначенный для движения автотранспорта, выполнен из пролетных строений, опирающихся на стойки, в конце верхнего яруса эстакады имеется разворотная площадка. Нижний уровень состоит из пролетных строений на опорах в виде высоких свайных ростверков.

Общая длина эстакады – 216,60 м.

Эстакада Э-4 предназначена для размещения технологических трубопроводов и коммуникаций, связи причалов №3 и №4 с берегом и причалом №5, осуществления движения сухопутного транспорта и пешеходов. Швартовка судов не предусмотрена. Конструктивно эстакада Э-4 представляет собой одноярусное сооружение мостового типа, с железобетонными пролетными строениями на опорах, в виде высоких свайных ростверков.

Основные характеристики:

- общая длина эстакады составляет 320,90 м;
- ширина эстакады: 22,60 м;
- отметки дна у сооружения: от минус 7,48 м до минус 17,28 м;
- класс сооружения: III.

Причал №3 предназначен для перегрузки нефти и нефтепродуктов. Причал выполнен в виде отдельно стоящих конструкций – четырех швартовых (П15, П17, П27, П28), четырех швартовно-отбойных палов (П19, П21, П23, П25) и технологической площадки, расположенной между швартовно-отбойными палами. Конструктивно гидротехнические сооружения, входящие в состав причала №3 (включая эстакаду Э-5), представляют собой высокий сборно-монолитный железобетонный ростверк на свайном основании из металлических труб Ø1020 мм и Ø820 мм.

Основные характеристики причала:

- длина: 432,5 м;
- ширина: 44,0 м;
- отметка дна у сооружения: минус 17,8 м (БС);
- класс сооружения: III.

Эстакада Э-5 расположена между причалами №3 и №4. Конструктивно эстакада Э-5 состоит из следующих участков: узел сопряжения с эстакадой Э-4, основной участок, в который входят пролетные строения ПС-1...ПС-10, секции 1 и 2, площадка для служебного здания, переходные мостики.

Общая длина эстакады – 301,52 м

Причал №4 предназначен для перегрузки нефти и нефтепродуктов. Причал выполнен в виде отдельно стоящих конструкций – четырех швартовных, (П16, П18, П27, П28) четырех швартовно-отбойных палов (П20, П22, П24, П26) и технологической площадки, расположенной между швартовно-отбойными палами (П22 и П24). Конструктивно гидротехнические сооружения, входящие в состав причала №4 (включая эстакаду Э-5), представляют собой высокий сборно-монолитный железобетонный ростверк на свайном основании из металлических труб Ø1020 мм и Ø820 мм.

Основные характеристики причала:

- длина: 432,5 м;
- ширина: 44,0 м;
- отметка дна у сооружения: минус 17,8 м (БС);
- класс сооружения: III.

Причал №5 предназначен для отстоя и обработки судов портофлота. Причал представляет собой (заанкеренный больверк) из стального шпунта Larssen 606. В своём составе три конструктивных участка: причальный фронт, открылок, берегоукрепление. На открылке имеется слип для спуска и подъёма боновых заграждений.

Основные характеристики:

- длина причала: 89,10 м;
- длина открылка: 72,05 м;
- длина берегоукрепления: 77,45 м;
- ширина причала: 26,00 м;
- отметка дна у сооружения: минус 8,00 м;
- класс сооружения: III

Причал №6 предназначен для стоянки и обработки судов комплексного обслуживания танкеров, поддержания безопасной пожарной и экологической обстановок на акватории терминала. Причал представляет собой заанкеренный больверк из стального шпунта LX-32 и имеет в своём составе участок берегоукрепления.

Основные характеристики:

- длина причала: 136,90 м;

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

- длина открылка: 95,00 м;
- длина берегоукрепления: 104,60 м;
- ширина причала: 25,00 м;
- ширина берегоукрепления: 25,00 м;
- отметка дна у причала: минус 8,00 м;
- отметка дна у открылка: минус у открылка: 0,00 ÷ 3,63 м;
- отметка дна у берегоукрепления: 2,66 ÷ 7,48 м.

Причал №7 предназначен для стоянки и обработки судов комплексного обслуживания танкеров, поддержание безопасной пожарной и экологической обстановки на акватории терминала. Конструктивно причал №7 представляет собой вертикальную стенку из металлического шпунта, заанкерованную за анкерную стенку на причале и участке 45,50 м открылка (на оставшемся участке открылка анкеровка не выполнена).

Основные характеристики:

- длина причала: 31,30 м;
- длина открылка: 70,70 м;
- ширина причала: 25,00 м;
- ширина берегоукрепления: 25,00 м;
- отметка дна у причала: 5,68 м;
- отметка дна у открылка: 0,00 ÷ 5,68 м.

Эстакада Э-6 предназначена для размещения трубопроводов и коммуникаций, связи причалов №8, №9 с берегом для наземного транспорта и пешеходов. Швартовка судов не предусмотрена. Эстакада состоит из следующих участков: узел сопряжения с эстакадой Э-7, основной участок, в который входят пролетные строения и монолитные ростверки. Конструктивно эстакада представляет собой мост с железобетонными пролетными строениями на опорах в виде высоких свайных ростверков.

Основные характеристики:

- общая длина эстакады – 415,20 м;
- ширина эстакады: 21,30 м;
- отметки дна у сооружения: от минус 8,10 м до минус 17,60 м;
- класс сооружения: III.

Причал №8 предназначен для перегрузки светлых нефтепродуктов. Причал выполнен в виде отдельно стоящих конструкций – четырех швартовых (П1, П2, П5, П6), двух швартовно-отбойных палов (П3, П4), промежуточных опор, технологической площадки, расположенной между швартовно-отбойными палами, двухуровневой эстакады Э-7,

связывающей подходную эстакаду Э-6 с причалом. На эстакаде Э-7 размещены площадка под служебное здание и разворотная площадка для автотранспорта. Палы и промежуточная опора соединены с эстакадой Э-7 переходными мостиками. Конструктивно гидротехнические сооружения, входящие в состав причала №8, представляют собой высокий сборно-монолитный железобетонный ростверк на свайном основании из металлических труб Ø1220 мм и Ø1020 мм.

Основные характеристики:

- длина – 353.0 м;
- ширина – 38.5м;
- отметка дна у сооружения (проект) – 17,6 м в БС;
- отметка дна у сооружения (факт) – 15,3 м в БС.

Причал №9 предназначен для перегрузки светлых нефтепродуктов. Причал выполнен в виде отдельно стоящих конструкций – четырех швартовых (П6, П7, П10, П11), двух швартовно-отбойных палов (П8, П9), промежуточных опор, технологической площадки, расположенной между швартовно-отбойными палами, двухуровневой эстакады Э-7, связывающей подходную эстакаду Э-6 с причалом. На эстакаде Э-7 размещены площадка под служебное здание и разворотная площадка для автотранспорта. Палы и промежуточная опора соединены с эстакадой Э-7 переходными мостиками. Конструктивно гидротехнические сооружения, входящие в состав причала №8, представляют собой высокий сборно-монолитный железобетонный ростверк на свайном основании из металлических труб Ø1220 мм и Ø1020 мм.

Основные характеристики:

- длина – 334.38 м;
- ширина – 38.5м;
- отметка дна у сооружения (проект) – 14,7 м в БС;
- отметка дна у сооружения (факт) – 11,7 м в БС.

Причал №10 предназначен для отстоя и обработки судов портофлота и морспецподразделения. Комплекс сооружения состоит из двух конструктивных участков: причал с открылком и берегоукрепление вертикального типа с открылком. Все участки выполнены в виде заанкеренного больверка с лицевой стенкой из стального шпунта Larssen 607n. На причале имеется слип для спуска и подъема боновых заграждений.

Основные характеристики:

- длина причала: 261,3 м;
- длина открылка причала: 89,4 м;

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

- длина берегоукрепления: 112,5/111,9 м;
- длина открьлка берегоукрепления: 172,8 м;
- отметка дна у сооружения: от минус 6,03 м до минус 8,95 м в БС;
- класс сооружения: III.

Подача нефти и нефтепродуктов на технологические причалы № 1, 2, 3, 4 осуществляется из резервуаров нефтебазы ООО «Транснефть – Порт Приморск» и Бункеровочного комплекса для заправки танкеров судовым топливом в морском порту Приморск.

На причалы № 1, 2 нефть подается из резервуаров РВСПК-50000 № 1 - 10 по технологическим трубопроводам № 1, 2 из резервуаров РВСПК-50000 № 11 - 14, по технологическому трубопроводу № 2 на прием нефтеналивной насосной № 1, 2. Далее подпорными насосными агрегатами НПВ 3600-90 по технологическим трубопроводам № 4, 5, через узел регулирования № 4 - для наливной насосной №1, узел регулирования № 5 - для наливной насосной № 2, прокачивается через СИКН № 725, 726 и через узлы регулирования № 1, 2. Нефтеналивные причалы № 1, 2 оборудованы стендерами РСМА 16"×50' FP № 1 – 10. Стендера № 2, 3, 4, 5 на причале № 1 и № 7, 8, 9, 10 на причале № 2 – грузовые. Стендер № 1 – на первом причале и № 6 – на втором причале предусмотрены для приема «абгазов».

На причалы № 3, 4 нефть подается из резервуаров РВСПК-50000 № 1 - 10 по технологическим трубопроводам № 1, 2 из резервуаров РВСПК-50000 № 11 - 14 по технологическому трубопроводу № 2 на прием нефтеналивной насосной № 1, 2. Далее подпорными насосными агрегатами НПВ 3600-90 по технологическим трубопроводам № 6, 7 через узел регулирования № 4- для наливной насосной № 1, узел регулирования № 5 - для наливной насосной № 2 прокачивается через СИКН №№ 727, 728 и через узлы регулирования № 7, 8. Нефтеналивные причалы № 3, 4 оборудованы стендерами РСМА 16"×55' FP.

Нефтепродукты на причалы № 3, 4 подаются самотеком из резервуаров РВСПК-50000 № 15 - 18 по технологическим трубопроводам № 8, 9, в соответствии с «Технологической картой положения затворов запорной арматуры при приеме нефтепродукта в РП и погрузке её на танкер» по технологическим трубопроводам № 11, 12 прокачивается через СИКНП № 1231, 1232. Нефтеналивные причалы № 3, 4 оборудованы стендерами 16" SVT ATLANTIK.

Стендерное оборудование позволяет обрабатывать нефтеналивные суда со следующими техническими характеристиками:

**План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»**

- максимальная высота приемных клинкетов судна над уровнем моря: для причалов № 1, 2 от 4,5 до 15,75 м, для причалов № 3, 4 от 4 до 19,5 м;
- расстояние между осями фланцев приемных патрубков судна - 1,7 - 3,0 м;
- диаметр фланцев приемных патрубков судна - 16 дюймов;
- толщина фланцев приемных патрубков - не менее 30 мм;
- расстояние от плоскости зеркала фланцев приемных патрубков до борта судна – от 3,5 до 5 м.

Количество и пропускная способность стендеров выбраны конкретно по каждому причалу, исходя из необходимости налива танкера наибольшего дедвейта в нормативные сроки. В таблице 1.1 представлена характеристика стендеров по производительности и их расстановка на причалах Портовых сооружений.

Таблица 1.1 – Характеристика стендеров на причалах № 1 - 4

Причал	Дедвейт танкеров, тыс. тонн	Интенсивность налива, м ³ /час (макс)	Вещество	№ стендера	Диаметр стендера, мм	Q стендеров, м ³ /час (макс.)
№ 1	20-150	11 800	Нефть	СТ2, СТ3, СТ4, СТ5	400	4500
		790	Мазут	СТ21	200	1000
№ 2	20-150	11 800	Нефть	СТ7, СТ8, СТ9, СТ10	400	4500
		790	Мазут	СТ22	200	1000
№ 3	20-150	11 800	Нефть	СТ12, СТ13, СТ14	400	4500
		790	Мазут	СТ18	200	1000
		4500	Дизельное топливо	СТ23, СТ24	400	2250
№ 4	20-150	11 800	Нефть	СТ15, СТ16, СТ17	400	4500
		790	Мазут	СТ19	200	1000
		4500	Дизельное топливо	СТ25, СТ26	400	2250

Система управления движением и установкой стендеров – комбинированная:

- электронная: команды подаются с пульта управления (местного или переносного);
- гидравлическая: исполнение команд управления с помощью механического воздействия на гидроцилиндры, запитанные от гидроэнергблока.

Управление стендерами местное (производится с пульта управления гидроэнергблока) и дистанционное (радиоуправление с переносного пульта).

Стендеры присоединяются к манифольдам танкеров посредством гидравлической муфты типа «Quikson II», установленной на вертлюге «Style 80» для фланца 16” ANSI 150.

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

Аварийное отсоединение гидравлической муфты происходит в плоскости манифольда танкера.

Аварийная электрическая запорная арматура установлена как на причалах, так и на трубопроводах береговой части терминала, что гарантирует надежность эксплуатации трубопроводов при значительных перепадах высот и протяженности трассы. Кроме того, на трубопроводах береговой части терминала установлены шаровые краны со временем закрытия 20 секунд, которые обеспечивают минимальное возможное время отсечения аварийного участка трубопровода.

Расчетное время работы магистрального нефтепровода и оборудования нефтеналивного порта с учетом остановок на ремонт принимается равным 350 дням или 8400 часам в год с годовым (проектным) объемом перекачки и перевалки нефти 70 млн. тонн в год. Прием нефти в резервуарный парк ООО «Транснефть – Порт Приморск» осуществляется непрерывно, за исключением плановых остановок МН. Отгрузка нефти осуществляется в цикличном режиме в соответствии с графиком подачи и расстановки тоннажа.

Налив нефти в танкеры возможна с каждого технологического причала при одновременной погрузке четырех танкеров. Норма погрузки составляет до 10 000 тонн в час на каждый причал. Основные технические характеристики загружаемых нефтеналивных судов на причалах № 1 - 4 приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Основные технические характеристики нефтеналивных судов, загружаемых на причалах № 1 - 4

Характеристики	Дедвейт, тыс. тонн		
	90	120	150
Длина, м.	243	267	307
Ширина, м.	41,8	46	55
Высота борта, м.	20	22,5	22,5
Осадка, м.: с грузом порожнем	-	-	-
	14,4	15,0	15,0
	2,6	3,1	3,3
Водоизмещение в грузу, т.	115800	150700	182000
Грузоподъемность, т.	94650	117700	147570
Грузовместимость, м ³ .	110300	148300	185900
Эксплуатационная скорость, уз (км/ч).	15 (27)	15 (27)	15 (27)
Средний объем танка, тыс. м ³ .	9,5	10,5	12,3

Нефтеналивные причалы № 8 и № 9 предназначены для перегрузки светлых нефтепродуктов в морском порту Приморск и представляют собой комплекс сооружений и устройств, предназначенных для приема нефтепродуктов из магистральных нефтепродуктопроводов «Ярославль-Приморск-1» и «Ярославль-Приморск-2», хранения и

отгрузки нефтепродуктов в танкера. Портовые сооружения (нефтеналивные причалы № 8, 9) осуществляют прием из МНПП, хранение и отгрузку дизельного топлива.

Характеристика нефтепродуктов представлена в Приложении 4.

В состав портовых сооружений (нефтеналивные причалы № 8, 9) входят:

- резервуарный парк с резервуарами типа РВСП-20000 объемом 20 000 м³ - 13 шт.;
- узел защиты от превышения давления с двумя емкостями аварийным объемом 63 м³ каждая, погружными насосами, трубопроводами и запорной арматурой;
- узел фильтров-грязеуловителей с дренажной емкостью объемом 20 м³ и погружным насосом, с трубопроводами и запорной арматурой;
- насосная станция отгрузки нефтепродукта в танкеры – 2 насосных агрегата марки Sulzer SMH 502-800 производительностью 1250 м³/ч, 2 насосных агрегата марки Sulzer SMH 302-500 производительностью 3600 м³/ч, с трубопроводами и запорной арматурой;
- узел коммерческого учета нефтепродуктов – система измерений количества и показателей качества нефтепродукта, предназначенная для автоматического определения количества нефтепродукта с погрешностью, не превышающей ±0,20 % по массе и с погрешностью ±0,15 % по объему, и включающая в себя блок измерительных линий, модуль контроля качества, блок обработки информации, пробозаборное устройство, межблочную арматуру, систему дренажа, трубопроводы, запорную арматуру;
- узел защиты от гидроудара;
- межплощадочные технологические трубопроводы диаметром 1000 мм;
- дренажная система: дренажная емкость объемом 40 м³ с насосом, дренажная емкость объемом 25 м³ с насосом, дренажная емкость объемом 40 м³ с насосами, трубопроводами и запорной арматурой;
- гидротехнические сооружения;
- системы: водоснабжения, канализации, теплоснабжения, электроснабжения, вентиляции, автоматического пожаротушения, видеонаблюдения, АСДУ, АСУТП, производственной связи;
- производственно – бытовые здания и сооружения.

Количество и пропускная способность стендеров выбраны конкретно по каждому причалу, исходя из необходимости налива танкера наибольшего дедвейта в нормативные сроки.

В таблице 1.3 представлена характеристика стендеров по производительности и их расстановка на причалах № 8, 9.

Таблица 1.3 – Характеристика стендеров на причалах № 8, 9

Причал	Дедейт танкеров, тыс. тонн	Интенсивность налива, м ³ /час	Вещество	№ стендера	Диаметр стендера, мм	Q стендера, м ³ /час (макс.)
№ 8	до 76,4	3800	Дизельное топливо	СТ2, СТ3, СТ4	400	3000
			Абгазы	СТ1	400	-
№ 9	до 47,1		Дизельное топливо	СТ9, СТ10	400	3000
			Абгазы	СТ11	400	-

В систему автоматической защиты стендера входит отсекающая дисковая поворотная заслонка с электроприводом, установленная на трубопроводе перед стендером, которая автоматически закрывается при аварийном отключении стендера в случае перемещения танкера за пределы рабочей зоны или при аварии или пожаре на причале. Закрытие электрической задвижки происходит за 10 секунд. Столь быстрое закрытие может привести к возникновению ударной волны, защита от которой осуществляется путем установки предохранительных клапанов СППК4-25-40 сглаживания волн давления жидкости. При срабатывании предохранительных клапанов СППК4-25-40 происходит сброс дизельного топлива в дренажную емкость. Из емкости продукт насосом откачивается в трубопровод для налива в танкер или на нефтебазу.

На расстоянии 30-ти метров от стендеров на трубопроводах эстакады установлены электроприводные задвижки со временем срабатывания 10 сек., закрывающиеся в случае пожара на причале.

Аварийная электрическая запорная арматура установлена также на трубопроводах береговой части портовых сооружений, что гарантирует надежность эксплуатации трубопроводов при значительных перепадах высот и протяженности трассы. Кроме того, на трубопроводах береговой части портовых сооружений установлены шаровые краны со временем закрытия 20 сек, которые обеспечивают минимальное возможное время отсечения аварийного участка трубопровода.

Нефтепродуктопровод диаметром 1000 мм, проходящий на эстакаде, оборудован теплоизоляционным кожухом, толщиной 100 мм, выполненный из теплоизоляционного материала. В случае аварийной ситуации, при незначительной утечке (свищ), кожух будет сдерживать напор нефтепродуктов, не допуская прямого попадания нефтепродуктов в акваторию. Это позволит сдерживать нефтепродукты продолжительное время на бетонированной площадке эстакады.

10 уклон к берегу (около 0,0016), кроме того оборудована бетонированная площадка и бортик высотой 400 мм для сбора аварийного разлива нефтепродуктов. Объем

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

бетонированной площадки, с вычетом объема занимаемого трубопроводами, составляет около 1500 м³.

Технологические площадки со стендерами ограждены площадкой высотой 400 мм, которая позволяет сдерживать объем нефтепродуктов до 200 м³.

В непосредственной близости от берега, на нижней эстакаде, имеются водостоки ливневых вод. В случае аварии на нефтепродуктопроводе, расположенного на портовых сооружениях, данная система позволит сдерживание значительного количества нефтепродуктов, а в случае попадания нефтепродуктов по водостокам в акваторию, система обеспечивает попадание нефтепродуктов в удобное место для быстрой локализации и сбора разливов нефтепродуктов.

Территория оборудована системой водоотведения (водостоками), обеспечивающей контролируемый водосток дренажных вод. Водостоки выполнены в бетонных лотках. Лотки в месте выхода стоков оснащены электроприводными задвижками, автоматически закрывающимися при появлении загазованности. Дополнительно в лотках установлены шиберные заслонки, дублирующие выходные задвижки.

Перевалка светлых нефтепродуктов осуществляется на причале № 8 на танкера дедвейтом до 76,4 тыс. тонн и осадкой до 13,7 м, на причале № 9 дедвейтом до 47,1 тыс. тонн и осадкой до 10,8 м.

Основные технические характеристики загружаемых нефтеналивных судов на причалах № 8, 9 приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Основные технические характеристики нефтеналивных судов, загружаемых на причалах № 8, 9

Характеристики	Дедвейт, тыс. тонн	
	47.1	76.4
Длина, м	185,0	228,6
Ширина, м	32,2	32,3
Высота борта, м	17,0	20,4
Осадка по грузовую марку, м	10,8	13,7
Водоизмещение в грузу, т	56300	90200
Грузоподъемность, т	45350	73000
Эксплуатационная скорость, уз (км/ч)	14 (26)	13 (24)
Средний объем танка, тыс. м ³	4,3	6,8

**Бункеровочный комплекс для заправки танкеров судовым топливом в морском порту
Приморск (Бункеровочный комплекс)**

Бункеровочный комплекс предназначен для приема мазутов с содержанием серы 0,5 % и 0,1 % из танкеров и автоцистерн, хранения его в резервуарах, подачу в танкеры

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

судового топлива, заправки (бункеровки) танкеров дедвейтом 30-150 тыс. тонн на причалах № 1, 2, 3, 4, а также заправки морских бункеровщиков на причалах №2 и № 4.

Режим работы комплекса круглосуточный, круглогодичный.

Основным веществом, обращаемым на комплексе, является топливный мазут с содержанием серы 0,1 %. Характеристика нефтепродуктов представлена в Приложении 4.

В состав технологической площадки входят:

1. Береговые объекты:

- площадка слива мазута из автоцистерн;
- резервуарный парк хранения мазутов (4 резервуара РВС-5000);
- насосная станция мазута с узлом переключения арматуры;
- дренажные емкости для зачистки оборудования и трубопроводов;
- резервуар хранения мазута для котельной $V = 50 \text{ м}^3$;
- котельная;
- ЛОС;
- СЭБ.

2. Причальная зона, обеспечивающая слив принимаемого из танкеров-перевозчиков и налив (бункеровки) в танкера мазута, в составе:

- стендеры;
- дренажные емкости;
- узлы переключения арматуры.

Принципиальная технологическая схема Бункеровочного комплекса позволяет выполнять следующие операции:

– прием мазутов с различным содержанием серы из танкеров перевозчиков дедвейтом 3-5 тыс. тонн с производительностью слива $400 \text{ м}^3/\text{ч}$, оперативный учет принимаемого мазута и перекачку его в резервуарный парк;

- прием мазута из автоцистерн;
- хранение мазутов в резервуарах РВС-5000;
- рециркуляционный разогрев мазута в резервуарах во время хранения;
- прием мазута на перекачку в насосную;
- внутриварковые перекачки мазута;
- учет принимаемого мазута по резервуарам;
- подготовка отгружаемого топливного мазута для бункеровки судов;
- бункеровку судов судовым топливом на причалах № 1 - 4 через стационарные стендеры.

Кроме того, принятые технологические решения обеспечивают:

- взаимозаменяемость основного технологического оборудования;
- сбор дренажа от оборудования и опорожнение коллекторов мазута в дренажные емкости, с последующей откачкой полупогружными насосами в напорные трубопроводы к резервуарам РВС-5000;
- опорожнение трубопроводов и дренажных емкостей при ремонте;
- защиту трубопроводов и оборудования от возможного превышения давления при тепловом расширении и для защиты от гидроудара;
- очистку поверхностных и дренажных стоков с территории Бункеровочного комплекса.

Из танкеров-перевозчиков топливный мазут грузовыми танкерными насосами посредством стендера СТ-19 с причала № 4 поступает по трубопроводу диаметром 300 мм на площадку береговых сооружений.

Слив мазута из автоцистерн предусмотрен на специально отведенной монолитно-бетонной площадке толщиной 100 мм, ограниченной бетонным ограждением, высотой 200 мм. Размеры площадки в плане 12,35×23,2 м, размеры непосредственно островка с насосным оборудованием в плане 17,0×2,0 м. Площадка оснащена сливным приемком, который соединен трубопроводом через запорную арматуру с системой промышленной канализации КЗ. Вместимость огражденной площадки составляет 50 м³, что соответствует объему 2-х автоцистерн.

Для слива топливного мазута из автоцистерн на береговой площадке предусмотрен пункт слива на 2 автоцистерны, оснащенный насосными агрегатами для подачи нефтепродуктов в резервуарный парк.

Резервуарный парк хранения топливного мазута состоит из четырех резервуаров РВС-5000: один резервуар предусмотрен для мазута с содержанием серы 0,5 % (№ 2), три с содержанием серы до 0,1 % (№ 1, 3, 4). Диаметр РВС-5000 – 22,8 м, высота – 11,92 м, площадь зеркала – 408,28 м².

Разогрев мазута в резервуарах производится посредством системы рециркуляции мазута (от 50 °С до 70 °С) с помощью встроенных теплообменников. Поддержание температуры в резервуарах (60 °С) предусмотрено подачей теплоносителя от котельной (термальное масло), трубопроводами, разведенными на дне резервуара.

Управление процессом налива и опорожнения резервуаров предусмотрено дистанционно управляемой электроприводной трубопроводной арматурой.

Для сбора мазута предусмотрено каре, которое исключает попадание продуктов в систему канализации КЗ. Каре резервуарного парка ограждено стеной высотой 1,5 – 2,05 м из бетона. Покрытие каре состоит из бетонного покрытия толщиной 100 мм, геомембраны – 1,5 мм, уплотненного песка и щебня по 100 мм каждый. Для удаления воды из каре в нем предусмотрен дренажный колодец ливневой канализации КЛ-1 соединенный трубопроводом Ду 200 мм через хлопушу, запорную арматуру с промканализацией КЗ. Рабочее положение хлопуши закрытое.

Фундаменты резервуаров предусмотрены железобетонные монолитные кольцевые. Днище резервуаров устанавливаются на гидрофобный слой – 100 мм. Под гидрофобным слоем находится уплотненный среднезернистый песок толщиной 1190-900 мм, ниже уложена геомембрана толщиной 1,5 мм. Под геомембраной установлена система контроля утечек с выводом в колодец контроля утечек КУ1.

Объем каре составляет 4730 м³, что соответствует вместимости одного резервуара с максимальным объемом 4505 м³ при возникновении разлива.

Мазут используется как топливо для котельной, для чего установлен 1 горизонтальный резервуар объемом 50 м³ в который мазут поступает самотеком из РВС-5000. Для создания необходимого давления на входе в котельную установлены два насоса производительностью 4 м³/ч.

Для подачи мазута на причальные сооружения установлены объемные двухвинтовые насосные агрегаты НС-232 в количестве трех единиц, два из которых рабочие, один – резервный.

При приеме топливного мазута на причале № 4, на причалах № 1, 2 могут бункероваться 2 танкера попеременно в течение 12-14 часов. Количество мазута, необходимого для заправки танкеров дедвейтом от 80 до 150 тыс. тонн – 500-2000 тонн при производительности бункеровки 500 м³/ч.

Бункеровочный мазут на заправку подается по трубопроводам диаметром 300 мм, прием мазута от причала № 4 осуществляется по трубопроводу диаметром 300 мм.

Технологическая площадка береговой зоны и причальная зона связаны между собой технологическими трубопроводами:

- надземный трубопровод подачи мазута к причалам № 1, 2: диаметр 300 мм, длина – 1100 м;
- надземный трубопровод приема и подачи мазута к причалам № 3, 4: диаметр 300 мм, длина – 1280 м.

Заправка танкера на причале № 4 предусмотрена в свободное время от приема мазута из танкера-перевозчика.

По окончании приема и подачи мазута участки стендеров, обращенные к танкеру, самотеком освобождаются в специальные надземные дренажные емкости объемом 10 м³ путем открытия прерывателя вакуума в верхней точке стендера. Мазут из емкостей насосами откачивается в трубопровод возврата мазута или подается на опрессовку стендеров.

В качестве устройств для присоединения грузового патрубка танкера-перевозчика к приемному трубопроводу диаметром 300 мм на причале № 4 и патрубков приема бункеровочного топлива заправляемых танкеров на причалах № 1, 2, 3, 4 предусмотрено использование автоматизированных стендеров с системой аварийной расстыковки (поставка фирмы ЕМСО). Количество стендеров 4 шт. – СТ-18, СТ-19, СТ-21, СТ-22.

На технологических площадках причалов предусмотрена установка маслонапорных станций с гидроаккумуляторами для дистанционного управления стендерами и автоматического управления процессом аварийной или принудительной расстыковки стендеров с патрубками танкеров.

Система защиты от гидравлического удара предусмотрена с помощью установки предохранительного клапана СППК4-25-40 и предназначена для защиты трубопроводов, арматуры и стендеров от разрушения.

Сброс мазута от клапанов СППК4-25-40 предусмотрен в надземные дренажные резервуары 10 м³.

Подача мазута в танкер предусмотрена по трем режимам:

- режим – начальная скорость в трубопроводе 1 м/с – заполнение верхней образующей подающего трубопровода в танкере;
- режим – основное заполнение танков танкера;
- режим – снижение скорости перекачки до 1,2 м/с для предотвращения гидроудара в системе грузовых трубопроводов танкера и подающем береговом трубопроводе.

По окончании заправки или приема из танкера предусмотрено:

- закрытие клапана на подводке к стендерам;
- освобождение участка стендера, обращенного к танкеру, самотеком в него путем открытия прерывателя вакуума в верхней точке стендера;
- опорожнения участков стендера, обращенных к технологической площадке, в специальный дренажный резервуар емкостью 8 м³.

Режимы по загрузке танкеров

Налив нефти и нефтепродуктов в танкера осуществляется при взаимодействии операторов танкеров, стендеров и нефтебаз и выполняется в следующей последовательности:

1) Работа в нормальном режиме:

– оператор товарный, управляющий стендером, по согласованию с диспетчером нефтебазы и мастером по наливу, который согласовывает все действия с ответственным лицом комсостава танкера, включает масло-станцию, подсоединяет стендер к приемным фланцам на манифольде танкера;

– по УКВ радиостанции сообщает диспетчеру нефтебазы и мастеру по наливу о готовности стендера к проведению операции налива;

– диспетчер нефтебазы открывает электрозадвижку у резервуара, включает насос, открывает электрозадвижки на пути следования продукта. Происходит процесс налива продукта в танкер;

– после завершения налива диспетчер нефтебазы останавливает насос, закрывает электрозадвижки у резервуара и насоса;

– оператор стендера, получив по УКВ радиостанции сведения об остановке системы налива с нефтебазы, дренирует стендер, отсоединяет его от танкера и устанавливает в гаражное положение.

2) Работа в аварийном режиме:

При возникновении аварийной ситуации, которая происходит при несанкционированном перемещении танкера у причала, предусматривается автоматическое отключение системы налива нефтепродукта от танкера.

В комплекте поставки стендера предусмотрена система аварийной сигнализации при выходе стендера за пределы рабочей зоны, которая предусматривает две стадии аварийной ситуации.

Процесс отключения стендера от танкера происходит в следующей последовательности:

I стадия аварийной ситуации: Вхождение танкера в аварийную зону дрейфа.

Автоматически:

- включается аварийный прерывистый звуковой и световой сигнал.
- отключается насос нефтебазы, подающий нефть в танкер.
- закрываются электрические задвижки по маршруту движения нефтепродукта.
- одновременно с задвижками закрывается дисковая поворотная заслонка (отсечной клапан) перед стендерами.

II стадия аварийной ситуации: Достижение танкером аварийной зоны дрейфа.

- включается аварийный непрерывный звуковой и световой сигнал.
- срабатывает система аварийной расстыковки стендера.

2 Сведения о потенциальных источниках разливов нефти и нефтепродуктов

Настоящий План составлен с учетом принципа разграничения ответственности организаций за эксплуатируемые ими объекты. Так в соответствии с п. 1 ст. 16 Федерального закона РФ от 08.11.2007 № 261-ФЗ «О морских портах в Российской Федерации и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», субъекты инфраструктуры морского порта обязаны осуществлять эксплуатацию объектов инфраструктуры морского порта в соответствии с требованиями обеспечения промышленной безопасности, экологической безопасности, пожарной безопасности и требованиями технических регламентов.

Риски, вызванные эксплуатацией в зоне загрязнения настоящего Плана ЛРН транспортных судов и объектов инфраструктуры морского порта, не принадлежащих и не эксплуатируемых ООО «ПТП» (далее - сторонние суда и объекты), выходят за рамки настоящего Плана ЛРН, так как являются ответственностью владельцев этих судов и объектов. В настоящем Плане аварии сторонних судов и объектов рассмотрены с точки зрения оценки риска и действий должностных лиц ООО «ПТП» при таких авариях. Мероприятия по планированию и обеспечению ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов с судов учитываются в Плане ЛРН морского порта Приморск, разработанном и утвержденном в установленном порядке, а мероприятия по планированию и обеспечению ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов с объектов инфраструктуры морских портов учитываются в Планах ЛРН организаций, эксплуатирующих эти объекты. Порядок привлечения финансовых и материальных ресурсов судовладельцев для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов с судов рассмотрены в Планах ЛРН соответствующих морских портов с учетом требований международных конвенций и соглашений, стороной которых является Российская Федерация.

Разливы нефтепродуктов на Бункеровочном комплексе рассмотрены в отдельном Плане по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на бункеровочном комплексе для заправки танкеров судовым топливом в морском порту «Приморск».

Основные причины возникновения разливов нефти и нефтепродуктов на объектах, эксплуатируемых ООО «ПТП» можно разбить на две группы.

Практика эксплуатации профильных предприятий показывает, что к первой группе следует отнести наиболее вероятные причины: протечки и подтекания через неплотности запорной арматуры, насосов; ошибочные действия (либо бездействие) персонала; образование трещин, свищей и других дефектов резервуаров, трубопроводов и шланговых устройств. Учитывая небольшие объемы данных разливов, их в этом случае часто характеризуют как технологические утечки. При этом последствия в виде экологического ущерба обычно незначительны.

К другой группе причин возникновения разливов следует отнести разрушения технических устройств, приводящие к неконтролируемым выбросам нефти или нефтепродуктов. Полные разрушения оборудования влекут за собой максимально возможные разливы.

Идентификация опасностей аварии приведена в Приложении 5. В результате выявлены основные источники аварийных ситуаций, способных привести к разливу нефти и нефтепродуктов:

- повреждение стелдерного оборудования в результате перевалки и нефти/нефтепродуктов.
- гильотинный разрыв технологического трубопровода в результате воздействия антропогенных факторов.
- полный разрыв технологических трубопроводов в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкеров).

Вероятность возникновения ЧС(Н) и масштаб последствий (прогнозируемые объемы разливов нефтепродуктов) установлены методами анализа риска (Приложение 5).

Сценарии реализации рассматриваемых аварий при наиболее неблагоприятных ситуациях приводят к поступлению нефтепродуктов в море, растеканию и распространению нефтяного пятна на акватории.

Ситуационная модель – это модель, представляющая собой описание ситуации (сценария), в которой предстоит действовать изучаемому объекту. Под сценарием аварии понимается последовательность событий, обусловленных конкретным иницирующим событием, приводящим к аварии с конкретными опасными последствиями. На основе анализа технологических процессов на объектах планирования определены следующие группы сценариев ЧС(Н):

Группы сценариев С1-С6 – РН обусловленные разгерметизацией технологических трубопроводов подачи нефти и нефтепродуктов;

Группы сценариев С7-С12 – РН обусловленные разгерметизацией стендерного оборудования для подачи нефти и нефтепродуктов;

Группы сценариев С13-С15, РН обусловленные разгерметизацией технологических трубопроводов подачи нефти и нефтепродуктов, вследствие столкновения танкера с причальными сооружениями.

Вероятные сценарии ЧС(Н) представлены в таблице 2.1.

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

Таблица 2.1 – Вероятные сценарии разливов нефти/нефтепродуктов на объектах ООО «ПТП»

№ п/п	Группа сценария	Шифр сценария	Описание сценария
Группа Сценариев С1-С6			
1	С1	С1.1	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи нефти на причал № 1 (№ 2). Эстакады Э-1,2 (Э-1,3) → разлив нефти на акватории порта → растекание нефти под воздействием течения морских вод и юго-западного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива нефти
		С1.2	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи нефти на причал № 1 (№ 2). Эстакады Э-1,2 (Э-1,3) → разлив нефти на акватории порта → растекание нефти под воздействием течения морских вод и юго-западного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		С1.3	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи нефти на причал № 1 (№ 2). Эстакады Э-1,2 (Э-1,3) → разлив нефти на акватории порта → растекание нефти в условиях льдообразования и юго-западного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива нефти
		С1.4	Разгерметизация трубопровода подачи нефти на причал № 1 (причал № 2). Эстакады Э-1,2 (Э-1,3) → разлив нефти на акватории порта → растекание нефти под воздействием течения морских вод и северо-восточного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива нефти
		С1.5	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи нефти на причал № 1 (№ 2). Эстакады Э-1,2 (Э-1,3) → разлив нефти на акватории порта → растекание нефти под воздействием течения морских вод и северо-восточного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		С1.6	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи нефти на причал № 1 (№ 2). Эстакады Э-1,2 (Э-1,3) → разлив нефти на акватории порта → растекание нефти в условиях льдообразования и северо-восточного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива нефти
2	С2	С2.1	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи нефти на причал № 3 (№ 4). Эстакады Э-4,5 → разлив нефти на акватории порта → растекание нефти под воздействием течения морских вод и юго-западного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива нефти
		С2.2	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи нефти на причал № 3 (№ 4). Эстакады Э-4,5 → разлив нефти на акватории порта → растекание нефти под воздействием течения морских вод и юго-западного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		С2.3	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи нефти на причал № 3 (№ 4). Эстакады Э-4,5 → разлив нефти на акватории порта → растекание нефти в условиях льдообразования и юго-западного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива нефти
		С2.4	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи нефти на причал № 3 (№ 4). Эстакады Э-4,5 → разлив нефти на акватории порта → растекание нефти под воздействием течения морских вод и северо-восточного ветра

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Группа сценария	Шифр сценария	Описание сценария
			(скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива нефти
		C2.5	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи нефти на причал № 3 (№ 4). Эстакады Э-4,5 → разлив нефти на акватории порта → растекание нефти под воздействием течения морских вод и северо-восточного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		C2.6	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи нефти на причал № 3 (№ 4). Эстакады Э-4,5 → разлив нефти на акватории порта → растекание нефти в условиях льдообразования и северо-восточного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива нефти
3	C3	C3.1	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи топливного мазута на причал № 1 (№ 2). Эстакады Э-1,2 (Э-1,3) → разлив топливного мазута на акватории порта → растекание топливного мазута под воздействием течения морских вод и юго-западного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива топливного мазута
		C3.2	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи топливного мазута на причал № 1 (№ 2). Эстакады Э-1,2 (Э-1,3) → разлив топливного мазута на акватории порта → растекание топливного мазута под воздействием течения морских вод и юго-западного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		C3.3	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи топливного мазута на причал № 1 (№ 2). Эстакады Э-1,2 (Э-1,3) → разлив топливного мазута на акватории порта → растекание топливного мазута в условиях льдообразования и юго-западного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива топливного мазута
		C3.4	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи топливного мазута на причал № 1 (№ 2). Эстакады Э-1,2 (Э-1,3) → разлив топливного мазута на акватории порта → растекание топливного мазута под воздействием течения морских вод и северо-восточного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива топливного мазута
		C3.5	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи топливного мазута на причал № 1 (№ 2). Эстакады Э-1,2 (Э-1,3) → разлив топливного мазута на акватории порта → растекание топливного мазута под воздействием течения морских вод и северо-восточного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		C3.6	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи топливного мазута на причал № 1 (№ 2). Эстакады Э-1,2 (Э-1,3) → разлив топливного мазута на акватории порта → растекание н топливного мазута в условиях льдообразования и северо-восточного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива топливного мазута
4	C4	C4.1	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи топливного мазута на причал № 3 (№ 4). Эстакады Э-4,5 → разлив топливного мазута на акватории порта → растекание топливного мазута под воздействием течения морских вод и юго-западного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива топливного мазута
		C4.2	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи топливного мазута на причал № 3 (№ 4). Эстакады Э-4,5 → разлив топливного мазута на акватории порта → растекание топливного мазута под воздействием течения морских вод и юго-западного ветра (скорость ветра более 15 м/с)

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Группа сценария	Шифр сценария	Описание сценария
		С4.3	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи топливного мазута на причал № 3 (№ 4). Эстакады Э-4,5 → разлив топливного мазута на акватории порта → растекание топливного мазута в условиях льдообразования и юго-западного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива топливного мазута
		С4.4	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи топливного мазута на причал № 3 (№ 4). Эстакады Э-4,5 → разлив топливного мазута на акватории порта → растекание топливного мазута под воздействием течения морских вод и северо-восточного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива топливного мазута
		С4.5	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи топливного мазута на причал № 3 (№ 4). Эстакады Э-4,5 → разлив топливного мазута на акватории порта → растекание топливного мазута под воздействием течения морских вод и северо-восточного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		С4.6	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи топливного мазута на причал № 3 (№ 4). Эстакады Э-4,5 → разлив топливного мазута на акватории порта → растекание топливного мазута в условиях льдообразования и северо-восточного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива топливного мазута
5	С5	С5.1	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи дизельного топлива на причал № 3 (№ 4). Эстакады Э-4,5 → разлив дизельного топлива на акватории порта → растекание дизельного топлива под воздействием течения морских вод и юго-западного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива дизельного топлива
		С5.2	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи дизельного топлива на причал № 3 (№ 4). Эстакады Э-4,5 → разлив дизельного топлива на акватории порта → растекание дизельного топлива под воздействием течения морских вод и юго-западного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		С5.3	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи дизельного топлива на причал № 3 (№ 4). Эстакады Э-4,5 → разлив дизельного топлива на акватории порта → растекание дизельного топлива в условиях льдообразования и юго-западного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива дизельного топлива
		С5.4	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи дизельного топлива на причал № 3 (№ 4). Эстакады Э-4,5 → разлив дизельного топлива на акватории порта → растекание дизельного топлива под воздействием течения морских вод и северо-восточного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива дизельного топлива
		С5.5	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи дизельного топлива на причал № 3 (№ 4). Эстакады Э-4,5 → разлив дизельного топлива на акватории порта → растекание дизельного топлива под воздействием течения морских вод и северо-восточного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		С5.6	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи дизельного топлива на причал № 3 (№ 4). Эстакады Э-4,5 → разлив дизельного топлива на акватории порта → растекание дизельного топлива в условиях льдообразования и северо-восточного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива дизельного топлива
6	С6	С6.1	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи дизельного топлива на причал № 8 (№9). Эстакады Э-

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Группа сценария	Шифр сценария	Описание сценария
			1,2 → разлив дизельного топлива на акватории порта → растекание дизельного топлива под воздействием течения морских вод и юго-западного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива дизельного топлива
		C6.2	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи дизельного топлива на причал № 8 (№9). Эстакады Э-1,2 → разлив дизельного топлива на акватории порта → растекание дизельного топлива под воздействием течения морских вод и юго-западного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		C6.3	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи дизельного топлива на причал № 8 (№9). Эстакады Э-1,2 → разлив дизельного топлива на акватории порта → растекание дизельного топлива в условиях льдообразования и юго-западного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива дизельного топлива
		C6.4	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи дизельного топлива на причал № 8 (№9). Эстакады Э-1,2 → разлив дизельного топлива на акватории порта → растекание дизельного топлива под воздействием течения морских вод и северо-восточного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива дизельного топлива
		C6.5	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи дизельного топлива на причал № 8 (№9). Эстакады Э-1,2 → разлив дизельного топлива на акватории порта → растекание дизельного топлива под воздействием течения морских вод и северо-восточного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		C6.6	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи дизельного топлива на причал № 8 (№9). Эстакады Э-1,2 → разлив дизельного топлива на акватории порта → растекание дизельного топлива в условиях льдообразования и северо-восточного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива дизельного топлива
Группа Сценариев C7-C12			
7	C7	C7.1	Разгерметизация стендерного оборудования подачи нефти на причале №1 (№2). Технологическая площадка причала №1 (№2) → разлив нефти на акватории порта → растекание нефти под воздействием течения морских вод и юго-западного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		C7.2	Разгерметизация стендерного оборудования подачи нефти на причале №1 (№2). Технологическая площадка причала №1 (№2) → разлив нефти на акватории порта → растекание нефти в условиях льдообразования и юго-западного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива нефти
		C7.3	Разгерметизация стендерного оборудования подачи нефти на причале №1 (№2). Технологическая площадка причала №1 (№2) → разлив нефти на акватории порта → растекание нефти под воздействием течения морских вод и северо-восточного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		C7.4	Разгерметизация стендерного оборудования подачи нефти на причале №1 (№2). Технологическая площадка причала №1 (№2) → разлив нефти на акватории порта → растекание нефти в условиях льдообразования и северо-восточного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива нефти
8	C8	C8.1	Разгерметизация стендерного оборудования подачи нефти на причале №3 (№4). Технологическая площадка причала №3

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Группа сценария	Шифр сценария	Описание сценария
			(№4) → разлив нефти на акватории порта → растекание нефти под воздействием течения морских вод и юго-западного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		C8.2	Разгерметизация стенового оборудования подачи нефти на причале №3 (№4). Технологическая площадка причала №3 (№4) → разлив нефти на акватории порта → растекание нефти в условиях льдообразования и юго-западного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива нефти
		C8.3	Разгерметизация стенового оборудования подачи нефти на причале №3 (№4). Технологическая площадка причала №3 (№4) → разлив нефти на акватории порта → растекание нефти под воздействием течения морских вод и северо-восточного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		C8.4	Разгерметизация стенового оборудования подачи нефти на причале №3 (№4). Технологическая площадка причала №3 (№4) → разлив нефти на акватории порта → растекание нефти в условиях льдообразования и северо-восточного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива нефти
9	C9	C9.1	Разгерметизация стенового оборудования подачи топливного мазута на причале №1 (№2). Технологическая площадка причала №1 (№2) → разлив топливного мазута на акватории порта → растекание топливного мазута под воздействием течения морских вод и юго-западного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		C9.2	Разгерметизация стенового оборудования подачи топливного мазута на причале №1 (№2). Технологическая площадка причала №1 (№2) → разлив топливного мазута на акватории порта → растекание топливного мазута в условиях льдообразования и юго-западного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива топливного мазута
		C9.3	Разгерметизация стенового оборудования подачи топливного мазута на причале №1 (№2). Технологическая площадка причала №1 (№2) → разлив топливного мазута на акватории порта → растекание топливного мазута под воздействием течения морских вод и северо-восточного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		C9.4	Разгерметизация стенового оборудования подачи топливного мазута на причале №1 (№2). Технологическая площадка причала №1 (№2) → разлив топливного мазута на акватории порта → растекание топливного мазута в условиях льдообразования и северо-восточного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива топливного мазута
10	C10	C10.1	Разгерметизация стенового оборудования подачи топливного мазута на причале №3 (№4). Технологическая площадка причала №3 (№4) → разлив топливного мазута на акватории порта → растекание топливного мазута под воздействием течения морских вод и юго-западного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		C10.2	Разгерметизация стенового оборудования подачи топливного мазута на причале №3 (№4). Технологическая площадка причала №3 (№4) → разлив топливного мазута на акватории порта → растекание топливного мазута в условиях льдообразования и юго-западного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива топливного мазута
		C10.3	Разгерметизация стенового оборудования подачи топливного мазута на причале №3 (№4). Технологическая площадка

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Группа сценария	Шифр сценария	Описание сценария
			причала №3 (№4) → разлив топливного мазута на акватории порта → растекание топливного мазута под воздействием течения морских вод и северо-восточного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		С10.4	Разгерметизация стендерного оборудования подачи топливного мазута на причале №3 (№4). Технологическая площадка причала №3 (№4) → разлив топливного мазута на акватории порта → растекание топливного мазута в условиях льдообразования и северо-восточного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива топливного мазута
11	С11	С11.1	Разгерметизация стендерного оборудования подачи дизельного топлива на причале №3 (№4). Технологическая площадка причала №3 (№4) → разлив дизельного топлива на акватории порта → растекание дизельного топлива под воздействием течения морских вод и юго-западного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		С11.2	Разгерметизация стендерного оборудования подачи дизельного топлива на причале №3 (№4). Технологическая площадка причала №3 (№4) → разлив дизельного топлива на акватории порта → растекание дизельного топлива в условиях льдообразования и юго-западного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива дизельного топлива
		С11.3	Разгерметизация стендерного оборудования подачи дизельного топлива на причале №3 (№4). Технологическая площадка причала №3 (№4) → разлив дизельного топлива на акватории порта → растекание дизельного топлива под воздействием течения морских вод и северо-восточного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		С11.4	Разгерметизация стендерного оборудования подачи дизельного топлива на причале №3 (№4). Технологическая площадка причала №3 (№4) → разлив дизельного топлива на акватории порта → растекание дизельного топлива в условиях льдообразования и северо-восточного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива дизельного топлива
12	С12	С12.1	Разгерметизация стендерного оборудования подачи дизельного топлива на причал №8 (№9). Технологическая площадка причала №8 (№9) → разлив дизельного топлива на акватории порта → растекание дизельного топлива под воздействием течения морских вод и юго-западного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		С12.2	Разгерметизация стендерного оборудования подачи дизельного топлива на причал №8 (№9). Технологическая площадка причала №8 (№9) → разлив дизельного топлива на акватории порта → растекание дизельного топлива в условиях льдообразования и юго-западного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива дизельного топлива
		С12.3	Разгерметизация стендерного оборудования подачи дизельного топлива на причал №8 (№9). Технологическая площадка причала №8 (№9) → разлив дизельного топлива на акватории порта → растекание дизельного топлива под воздействием течения морских вод и северо-восточного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		С12.4	Разгерметизация стендерного оборудования подачи дизельного топлива на причал №8 (№9). Технологическая площадка

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Группа сценария	Шифр сценария	Описание сценария
			причала №8 (№9) → разлив дизельного топлива на акватории порта → растекание дизельного топлива в условиях льдообразования и северо-восточного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива дизельного топлива
Группа Сценариев С13-С15			
13	С13	С13.1	Разгерметизация технологических трубопроводов подачи нефти, дизельного топлива и топливного мазута на причалы № 3, 4 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 3, 4 → разлив нефти, дизельного топлива и топливного мазута на акватории порта → растекание нефти, дизельного топлива и топливного мазута под воздействием течения морских вод и юго-западного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива нефти, дизельного топлива и топливного мазута
		С13.2	Разгерметизация технологических трубопроводов подачи нефти, дизельного топлива и топливного мазута на причалы № 3, 4 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 3, 4 → разлив нефти, дизельного топлива и топливного мазута на акватории порта → растекание нефти, дизельного топлива и топливного мазута под воздействием течения морских вод и юго-западного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		С13.3	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи нефти на причал № 3 (№ 4). Эстакады Э-4,5 → разлив нефти на акватории порта → растекание нефти в условиях льдообразования и юго-западного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива нефти Разгерметизация технологических трубопроводов подачи нефти, дизельного топлива и топливного мазута на причалы № 3, 4 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 3, 4 → разлив нефти, дизельного топлива и топливного мазута на акватории порта → растекание нефти, дизельного топлива и топливного мазута в условиях льдообразования и юго-западного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива нефти, дизельного топлива и топливного мазута
		С13.4	Разгерметизация технологических трубопроводов подачи нефти, дизельного топлива и топливного мазута на причалы № 3, 4 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 3, 4 → разлив нефти, дизельного топлива и топливного мазута на акватории порта → растекание нефти, дизельного топлива и топливного мазута под воздействием течения морских вод и северо-восточного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива нефти, дизельного топлива и топливного мазута
		С13.5	Разгерметизация технологических трубопроводов подачи нефти, дизельного топлива и топливного мазута на причалы № 3, 4 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 3, 4 → разлив нефти, дизельного топлива и топливного мазута на акватории порта → растекание нефти, дизельного топлива и топливного мазута под воздействием течения морских вод и северо-

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Группа сценария	Шифр сценария	Описание сценария
			восточного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		C13.6	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи нефти на причал № 3 (№ 4). Эстакады Э-4,5 → разлив нефти на акватории порта → растекание нефти в условиях льдообразования и юго-западного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива нефти Разгерметизация технологических трубопроводов подачи нефти, дизельного топлива и топливного мазута на причалы № 3, 4 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 3, 4 → разлив нефти, дизельного топлива и топливного мазута на акватории порта → растекание нефти, дизельного топлива и топливного мазута в условиях льдообразования и северо-восточного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива нефти, дизельного топлива и топливного мазута
14	C14	C14.1	Разгерметизация технологических трубопроводов подачи нефти и топливного мазута на причалы № 1, 2 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 1, 2 → разлив нефти и топливного мазута на акватории порта → растекание нефти и топливного мазута под воздействием течения морских вод и юго-западного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива нефти и топливного мазута
		C14.2	Разгерметизация технологических трубопроводов подачи нефти и топливного мазута на причалы № 1, 2 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 1, 2 → разлив нефти и топливного мазута на акватории порта → растекание нефти и топливного мазута под воздействием течения морских вод и юго-западного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		C14.3	Разгерметизация технологических трубопроводов подачи нефти и топливного мазута на причалы № 1, 2 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 1, 2 → разлив нефти и топливного мазута на акватории порта → растекание нефти и топливного мазута в условиях льдообразования и юго-западного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива нефти и топливного мазута
		C14.4	Разгерметизация технологических трубопроводов подачи нефти и топливного мазута на причалы № 1, 2 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 1, 2 → разлив нефти и топливного мазута на акватории порта → растекание нефти и топливного мазута под воздействием течения морских вод и северо-восточного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива нефти и топливного мазута
		C14.5	Разгерметизация технологических трубопроводов подачи нефти и топливного мазута на причалы № 1, 2 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 1, 2 → разлив нефти и топливного мазута на акватории порта → растекание нефти и топливного мазута под воздействием течения морских вод и северо-восточного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		C14.6	Разгерметизация технологических трубопроводов подачи нефти и топливного мазута на причалы № 1, 2 в результате

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Группа сценария	Шифр сценария	Описание сценария
			столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 1, 2 → разлив нефти и топливного мазута на акватории порта → растекание нефти и топливного мазута в условиях льдообразования и северо-восточного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива нефти и топливного мазута
15	С15	C15.1	Разгерметизация технологических трубопроводов подачи дизельного топлива на причалы № 8, 9 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 8, 9 → разлив дизельного топлива на акватории порта → растекание дизельного топлива под воздействием течения морских вод и юго-западного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива дизельного топлива
		C15.2	Разгерметизация технологических трубопроводов подачи дизельного топлива на причалы № 8, 9 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 8, 9 → разлив дизельного топлива на акватории порта → растекание дизельного топлива под воздействием течения морских вод и юго-западного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		C15.3	Разгерметизация технологических трубопроводов подачи дизельного топлива на причалы № 8, 9 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 8, 9 → разлив дизельного топлива на акватории порта → растекание дизельного топлива в условиях льдообразования и юго-западного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива дизельного топлива
		C15.4	Разгерметизация технологических трубопроводов подачи дизельного топлива на причалы № 8, 9 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 8, 9 → разлив дизельного топлива на акватории порта → растекание дизельного топлива под воздействием течения морских вод и северо-восточного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива дизельного топлива
		C15.5	Разгерметизация технологических трубопроводов подачи дизельного топлива на причалы № 8, 9 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 8, 9 → разлив дизельного топлива на акватории порта → растекание дизельного топлива под воздействием течения морских вод и северо-восточного ветра (скорость ветра более 15 м/с)
		C15.6	Разгерметизация технологических трубопроводов подачи дизельного топлива на причалы № 8, 9 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 8, 9 → разлив дизельного топлива на акватории порта → растекание дизельного топлива в условиях льдообразования и северо-восточного ветра (скорость ветра менее 15 м/с) → локализация и ликвидация разлива дизельного топлива

К наиболее опасным сценариям ЧС(Н) следует отнести аварии с разливом максимальных объемов нефти и нефтепродуктов, последствиями которых может являться стойкое загрязнение окружающей природной среды. Такими ситуациями являются аварии следующих групп сценариев: **C13-C15**.

Сценарии группы **C1-C12** столь значительных последствий не имеют, однако являются наиболее вероятными аварийными ситуациями на объектах ООО «ПТП».

Нефть/нефтепродукты при контакте с воздухом образуют воспламеняющиеся/взрывоопасные смеси. Таким образом, при РН по рассматриваемым в Плане сценариям возможно возникновение вторичных ЧС таких, как пожар разлития и взрыв топливно-воздушной смеси.

3 Максимальные расчетные объемы разливов нефти и/или нефтепродуктов

Постановление Правительства РФ № 2366 от 30.12.2020 г. «Об организации предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации» предписывает при разработке Планов ЛРН учитывать максимально возможные объемы разлившихся нефти и нефтепродуктов применительно к морским нефтяным терминалам:

- морские нефтяные терминалы, причалы в морском порту, выносные причальные устройства, внутриобъектовые трубопроводы - 100 процентов объема нефти и (или) нефтепродуктов при максимальной прокачке за время, необходимое на остановку прокачки по нормативно-технической документации и закрытие задвижек на поврежденном участке;

По результатам рассмотрения возможных сценариев аварий и проведенных расчетов определен максимальный объем РН для настоящего Плана ЛРН – разлив нефти и нефтепродуктов объемом 2113,73 т (2442,56 м³) при разгерметизации технологических трубопроводов подачи нефти, дизельного топлива и топливного мазута на причальные сооружения № 3, 4 в результате столкновения танкера с причалами (без разгерметизации танков танкера).

Для определения объемов РН при разгерметизации трубопроводов и шланговых устройств (стендеров) использовались следующие исходные данные:

1. Максимальная производительность насосного оборудования при подаче нефти на причалы № 1-4 – 11 800 м³/ч;

2. Максимальная производительность насосного оборудования при подаче дизельного топлива на причал № 3, 4 – 4 500 м³/ч;
3. Максимальная производительность насосного оборудования при подаче дизельного топлива на причал № 8, 9 – 3 800 м³/ч;
4. Максимальная производительность насосного оборудования при бункеровке судов топливным мазутом на причалах № 1-4 – 790 м³/ч;
5. Время срабатывания систем автоматики аварийного отключения насосных агрегатов нефтебазы №1 и нефтебазы №2 ООО «Транснефть-Порт Приморск» при подаче нефти и дизельного топлива – 1 с;
6. Время срабатывания систем автоматики аварийного отключения насосных агрегатов бункеровочного комплекса ООО «ПТП» при подаче/приеме топливного мазута - 2 с;
7. Время срабатывания систем автоматики отключения надземных участков трубопроводов подачи нефти и дизельного топлива – 20 с;
8. Время срабатывания систем автоматики отключения надземных участков трубопроводов подачи топливного мазута – 40 с;
9. Время срабатывания систем автоматики отключения стендеров, согласно паспортным данным установок – 10 с;

Объем нефти и нефтепродуктов (V), вылившихся в результате разгерметизации трубопровода определяется по формуле:

$$V = 100\% \cdot Q_p \cdot (\tau_1 + \tau_2),$$

где:

- τ_1 – время необходимое на остановку прокачки, ч;
- τ_2 – время закрытия запорной арматуры на поврежденном участке, ч;
- Q_p – производительность насоса, м³/ч.

Объемы разливов нефти/нефтепродуктов при разгерметизации технологических трубопроводов и оборудования приведены в таблице 3.1.

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

Таблица 3.1 – Объемы разливов нефти и нефтепродуктов при разгерметизации участков трубопроводов и оборудования

№ п/п	Аварийная ситуация, расположение аварийного участка	Шифр сценария	Наименование продукта/продуктов	Производительность насоса, м ³ /ч	Плотность нефти или нефтепродукта *, кг/м ³	Время закрытия запорной арматуры, с	Время останова насосов, с	Вместимость рассматриваемых участков технологических трубопроводов, м ³	Объем РН, м ³	Вероятность события, 1/год*
1	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи нефти на причал № 1 (№ 2). Эстакады Э-1, 2 (Э-1, 3)	С1	Нефть	11 800	865,7	20	1	-	68,8	1,96*10 ⁻⁴
2	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи нефти на причал № 3 (№ 4). Эстакады Э-4,5	С2	Нефть	11 800	865,7	20	1	-	68,8	1,72*10 ⁻⁴
3	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи топливного мазута на причал № 1 (№ 2). Эстакады Э-1,2 (Э-1,3)	С3	Топливный мазут	790	991,0	40	2	-	9,2	1,35*10 ⁻⁴
4	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи топливного мазута на причал № 3 (№ 4). Эстакады Э-4,5	С4	Топливный мазут	790	991,0	40	2	-	9,2	7,48*10 ⁻⁵
5	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи дизельного топлива на причал № 3 (№ 4). Эстакады Э-4,5	С5	Дизельное топливо	4500	860,0	20	1	-	26,25	1,38*10 ⁻⁴
6	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи дизельного топлива на причал № 8 (№9).	С6	Дизельное топливо	3800	860,0	20	1	-	22,2	1,65*10 ⁻⁴

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Аварийная ситуация, расположение аварийного участка	Шифр сценария	Наименование продукта/продуктов	Производительность насоса, м ³ /ч	Плотность нефти или нефтепродукта *, кг/м ³	Время закрытия запорной арматуры, с	Время остановки насосов, с	Вместимость рассматриваемых участков технологических трубопроводов, м ³	Объем РН, м ³	Вероятность события, 1/год*
	Эстакады Э-1,2									
7	Разгерметизация стелдерного оборудования подачи нефти на причале №1 (№2). Технологическая площадка причала №1 (№2)	С7	Нефть	11 800	865,7	10	1	-	36,1	1,76*10 ⁻³
8	Разгерметизация стелдерного оборудования подачи нефти на причале №3 (№4). Технологическая площадка причала №3 (№4)	С8	Нефть	11 800	865,7	10	1	-	36,1	4,32*10 ⁻³
9	Разгерметизация стелдерного оборудования подачи топливного мазута на причале №1 (№2). Технологическая площадка причала №1 (№2)	С9	Топливный мазут	790	991,0	30	2	-	7	4,4*10 ⁻⁴
10	Разгерметизация стелдерного оборудования подачи топливного мазута на причале №3 (№4). Технологическая площадка причала №3 (№4)	С10	Топливный мазут	790	991,0	30	2	-	7	4,4*10 ⁻⁴
11	Разгерметизация стелдерного оборудования подачи дизельного топлива на причале № 3 (№4). Технологическая площадка причала № 3	С11	Дизельное топливо	4500	860,0	10	1	-	13,75	8,8*10 ⁻⁴

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Аварийная ситуация, расположение аварийного участка	Шифр сценария	Наименование продукта/продуктов	Производительность насоса, м ³ /ч	Плотность нефти или нефтепродукта *, кг/м ³	Время закрытия запорной арматуры, с	Время остановки насосов, с	Вместимость рассматриваемых участков технологических трубопроводов, м ³	Объем РН, м ³	Вероятность события, 1/год*
	(№4)									
12	Разгерметизация стендерного оборудования для подачи дизельного топлива на причале № 8 (№9). Технологическая площадка причала № 8 (№9)	C12	Дизельное топливо	3800	860,0	10	1	-	11,6	4,32*10 ⁻³
13	Разгерметизация технологических трубопроводов подачи нефти, дизельного топлива и топливного мазута на причалы №№3,4 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов №№3,4	C13*	Смесь нефтепродуктов (Нефть, дизельное топливо, топливный мазут)	0	865,7/ 860,0/ 991,0	30	2	2442,56	2442,56	1,6*10 ⁻⁵
14	Разгерметизация технологических трубопроводов подачи нефти и топливного мазута на причалы №№1,2 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов №№1,2 2)	C14**	Смесь нефтепродуктов (Нефть, топливный мазут)	0	865,7/ 991,0	30	2	1367,12	1367,12	1,6*10 ⁻⁵
15	Разгерметизация технологических	C15***	Дизельное	0	860,0	10	1	1178,51	1178,51	1,6*10 ⁻⁵

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Аварийная ситуация, расположение аварийного участка	Шифр сценария	Наименование продукта/продуктов	Производительность насоса, м ³ /ч	Плотность нефти или нефтепродукта *, кг/м ³	Время закрытия запорной арматуры, с	Время остановки насосов, с	Вместимость рассматриваемых участков технологических трубопроводов, м ³	Объем РН, м ³	Вероятность события, 1/год*
	трубопроводов подачи дизельного топлива на причалы №№8,9 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов №№8,9		ТОПЛИВО							

*В сценарии С13 налив нефтепродуктов в танкеры не осуществляется (прокачка на рассматриваемом участке причальных сооружений равна 0), в качестве объема разлива на основании оценки риска (см. Приложение 2) принята вместимость рассматриваемых участков технологических трубопроводов расположенных на причалах № 3, 4

**В сценарии С14 налив нефтепродуктов в танкеры не осуществляется (прокачка на рассматриваемом участке причальных сооружений равна 0), в качестве объема разлива на основании оценки риска (см. Приложение 2) принята вместимость рассматриваемых участков технологических трубопроводов расположенных на причалах № 1, 2

***В сценарии С15 налив нефтепродуктов в танкеры не осуществляется (прокачка на рассматриваемом участке причальных сооружений равна 0), в качестве объема разлива на основании оценки риска (см. Приложение 2) принята вместимость рассматриваемых участков технологических трубопроводов расположенных на причалах № 8, 9

4 Прогнозируемые зоны распространения разливов нефти и нефтепродуктов с описанием возможного характера негативных последствий разливов нефти и нефтепродуктов для окружающей среды, населения и нормального функционирования систем его жизнеобеспечения (с учетом климатических, географических, гидрометеорологических особенностей места расположения объекта)

4.1 Климатические, географические и гидрометеорологические особенности места расположения объекта

4.1.1 Географические и навигационно-гидрологические характеристики территории

Морской нефтеналивной порт Приморск расположен в юго-восточной части пролива Бьеркезунд Финского залива в 120 км на северо-запад от г. Санкт-Петербург и в 5 км от г. Приморск Выборгского района Ленинградской области. Пролив Бьеркезунд отделяет острова Большой Березовый и Северный Березовый от северного побережья Финского залива.

Ширина пролива между мысом Сигнальный и мысом Первый Зубец (южный вход в пролив) составляет 3,5 км, ширина пролива уменьшается до 1,5 км в районе мыса Лоцманский. Генеральное направление пролива Бьеркезунд - ЮВ-СЗ.

На расстоянии 2,5 км от берега посередине пролива проходит Юго-восточный фарватер №5, ведущий к г. Приморск и в Выборгский залив.

Площадка Портовых сооружений (нефтеналивные причалы № 1, 2, 3, 4) находится в 3,5 км к северо-западу от мыса Сигнальный, гидротехнические сооружения Портовых сооружений (нефтеналивные причалы № 8, 9) находятся на северо-восточном побережье пролива Бьеркезунд, недалеко от южного входа в пролив примерно, в 1 км на северо-запад от мыса Сигнальный, посередине между мысом Сигнальный и Портовыми сооружениями (нефтеналивные причалы № 1, 2, 3, 4).

Северо-восточный берег пролива мало изрезан; в наиболее его узкой части, севернее мыса Лоцманский находится мелководная бухта Катерлахти, вокруг бухты расположен г. Приморск.

Ближайшая железнодорожная станция находится в поселке Ермилово, на расстоянии 5 км.

Ближайший населенный пункт - деревня Карасевка расположена на расстоянии 4 км от Портовых сооружений (нефтеналивные причалы № 8, 9) и 2,5 км от Портовых сооружений нефтеналивные причалы № 1, 2, 3, 4).

Сеть дорог в районе размещения порта развита хорошо. Сообщение проходит по дорогам с асфальтовым покрытием. Есть дороги с грунтовым покрытием.

Объектов промышленного и гражданского назначения в пределах санитарно-защитной зоны морского нефтеналивного порта Приморск нет.

Природные и техногенные условия пролива Бьеркезунд характеризуются умеренным климатом, защищенностью от волнения островами, близостью значительных глубин, малым расстоянием до ледовой кромки в зимний период, близостью шоссе и железной дороги.

Характеристика акватории

Дно акватории представляет собой морскую террасированную равнину. Глубины изменяются от 0 до 38 м. Подводный склон расположен на глубине от 0 до 0,4 м., далее идет пологая терраса. Бровка террасы прослеживается на 6-7-метровых глубинах, подножие на 13-16-метровых глубинах. На мелководье отмечены скопления валунов различного размера, преобладают от 0,5 до 1 м. Далее по мере увеличения глубин наблюдается морская аккумулятивная плоская равнина.

Поверхностные грунты дна в прибрежной зоне представлены песком, гравием и камнем, на глубинах более 10-15 метров появляются илы.

В геоморфологическом отношении район приурочен к морской террасе и ледниковой равнине. Поверхность представляет собой морскую террасу, сменяющуюся в сторону суши ледниковой равниной.

Грунты ледниковых отложений, морские пески пылеватые и мелкие, озерно-ледниковые суглинки и глины при промерзании будут обладать пучинистыми свойствами. Глубина сезонного промерзания для данного района составляет 1,2 м. для суглинков, 1,4 м. для песков.

Гидрологические условия характеризуются наличием единого водоносного горизонта, приуроченного к песчаным, супесчаным, крупнообломочным грунтам четвертичных отложений.

С водами акватории имеют тесную связь грунтовые воды. Грунты ниже уровня грунтовых вод слабоагрессивны по суммарной концентрации сульфатов и хлоридов по воздействию на конструкции из углеродистой стали. Учитывая агрессивные свойства воды, следует предусмотреть мероприятия по защите фундаментов от их воздействия.

Характеристики береговой полосы

Берег в районе Бункеровочной базы и Портовых сооружений высокий и представляет собой явно выраженные террасы. Верхняя терраса с отметками 35-40 м, расположена на расстоянии 250-300 м от уреза воды и с относительно плавным уклоном переходит на

нижнюю террасу с отметками 8-10 м. Поверхность берега покрыта смешанным многолетним лесом и кустарником.

Глубины от уреза воды плавно понижаются. Пятиметровая изобата проходит на расстоянии 110-120 м. от берега, десятиметровая – в 180-200 м, а двадцатиметровая – в 500 м.

На верхней террасе побережья проходят автомобильное шоссе Санкт-Петербург – Приморск – Выборг и железнодорожный путь, которые проходят близко к терминалу, а затем удаляются от берега в северо-восточном направлении, огибая выступающий в море участок берега.

Побережье пролива в месте расположения терминала покрыто лесом, деревья и кустарники подступают к урезу воды. Пляж узкий 5-15 м. Грунты пляжа сложены из песка, гравия, гальки, камней, валунов.

Территория площадки береговой части терминала задернована и представляет собой наклонную ледниковую равнину, перекрытую слоем более поздних образований. Рельеф неровный, с уклоном в сторону акватории, местами изменен в результате строительных работ. Отметки поверхности изменяются от 0,0 м. до 36,0 м., постепенно уменьшаясь в сторону акватории. На участке береговой зоны, где размещаются гидротехнические сооружения, десятиметровая изобата удалена от берега на расстояние 250 м., двадцатиметровая на расстояние 750 м.

Характеристика течений в проливе Бьеркезунд, их направления, скорости в зависимости от глубины

Режим течений в пределах восточной части Финского залива неоднороден вследствие сложного рельефа дна, мелководности и особенностей анемобарических условий.

В проливе Бьеркезунд, при западных нагонных ветрах поверхностные течения направлены вдоль берега на юго-восток, а при восточных на северо-запад. При ветрах северного и южного направлений поверхностные течения меньше, чем при ветрах сгонно-нагонных направлений.

Наиболее часто повторяются поверхностные течения со скоростью до 0,1 м/с, которые направлены в поверхностном слое на юг (40%), юго-запад (20%) и запад (21%). Максимальные скорости течений, в основном, южных направлений, достигали 0,5 м/с.

С глубиной величина скоростей уменьшается, на глубинах 20-25 м средняя скорость течений равняется 0,1 – 0,12 м/с, максимальная – 0,24 м/с. При определенных условиях в придонном слое могут возникать компенсационные течения (противоположно направленные), максимальная скорость которых может превышать 0,3 м/с.

Температурные характеристики воды

Годовой ход температуры воды в поверхностном слое аналогичен ходу температуры воздуха, но величина колебаний температуры воды значительно меньше, чем температуры воздуха.

Средняя годовая температура воды в рассматриваемом районе равна 6,9 °С. Зимой температура в поверхностном слое близка к 0 °С. Весеннее нагревание воды начинается в апреле, но в холодную весну заметное повышение температуры воды может начаться только в мае. К концу мая – началу июня по всей акватории наблюдается переход температуры воды через 12 °С, хотя среднемесячная температура в мае равна 7,1-7,6 °С.

Наибольших значений температура воды в поверхностном слое достигает в июле-августе, после чего начинается постепенное охлаждение воды. В ноябре температура воды равна 2,8-3,5 °С, а в декабре 0,3-0,6 °С. Абсолютный максимум температуры воды в поверхностном слое составил 24,1 °С.

Гидрохимический режим восточной части Финского залива обусловлен значительным притоком речных вод, большим количеством атмосферных осадков, малым испарением, водообменом с Балтийским морем. Соленость воды, по мере удаления от устья Невы, возрастает. В Озерках средняя многолетняя соленость равна 1,6 ‰ а в Приморске - 2,5 ‰ - Абсолютный максимум солености воды наблюдался летом - 6,9 ‰.

4.1.2 Гидрометеорологические и экологические особенности района

Климатическая характеристика

По совокупности, климатические условия района определяются как умеренно холодные, а климат района относится к типу умеренно холодного с избыточным увлажнением и является промежуточным между морским и континентальным.

Близость Финского залива и Балтийского моря придает климату района черты морского. При взаимодействии всех климатообразующих факторов решающее значение имеет воздействие морских (атлантических) и континентальных воздушных масс, вторжения арктических холодных воздушных потоков. В зимний период с западными циклонами происходит вынос влажного и теплого атмосферного воздуха. Это обуславливает продолжительную мягкую зиму, холодную затяжную весну, короткое прохладное лето и теплую дождливую осень.

Средняя годовая температура воздуха по данным метеостанции г. Приморск равна 3,8 °С. Наиболее теплым месяцем является июль, когда среднемесячная температура воздуха

равна 17,0 °С, а наиболее холодным – февраль со среднемесячной температурой минус 8,5-8,6 °С.

В годовом ходе минимум осадков приходится на март, максимум – на август. В теплый период выпадает примерно 70 % годового количества осадков.

Грозовая деятельность отмечается по всему побережью пролива Бьеркезунд до Выборга ежегодно. Преобладают с повторяемостью 80 % фронтальные грозы. Важной характеристикой грозовой деятельности является продолжительность гроз. В среднем она составляет за год около 20-35 часов, а средняя продолжительность одной грозы в день с грозой – немногим более 1 часа. Самым грозоопасным месяцем в году является июль – в среднем наблюдается 5 дней с грозой. В среднем количество дней в году, сопровождающееся грозами, составляет 15-18 дней, максимально – 27 дней в году.

Туманы наблюдаются в течение всего года, но наиболее часто в феврале – апреле. В рассматриваемом районе, в среднем, за год бывает 29-31 день с туманом, максимально – 48.

Для рассматриваемого района характерно в среднем 26 дней с метелью, максимальное количество дней с метелью составляет 48 дней. Выпадение жидких осадков и частые оттепели могут привести к отложению льда на различных сооружениях. Наиболее гололедными являются декабрь, январь и февраль.

Климатическая характеристика района принята согласно СНиП 23-01-99* по ближайшей метеостанции – г. Приморск.

Ветровой режим

Средняя многолетняя скорость ветра равна 4,0 м/с. Преобладающими направлениями ветра в течении года являются южное (15 %) и юго-западное (15 %). В течение года преобладают ветры со скоростями 1-3 м/с (52 %) и 4-8 м/с (31 %).

Повторяемость сильных ветров (14 м/с и более) составляет чуть более 1 %. Штилевая погода в течение года имеет повторяемость около 8 %. В течение года, в среднем, бывает 16 дней с сильным ветром (скорость более 15 м/с). Розы ветров в районе размещения морского порта Приморск по данным близлежащих пунктов наблюдения представлены на рисунке 4.1.

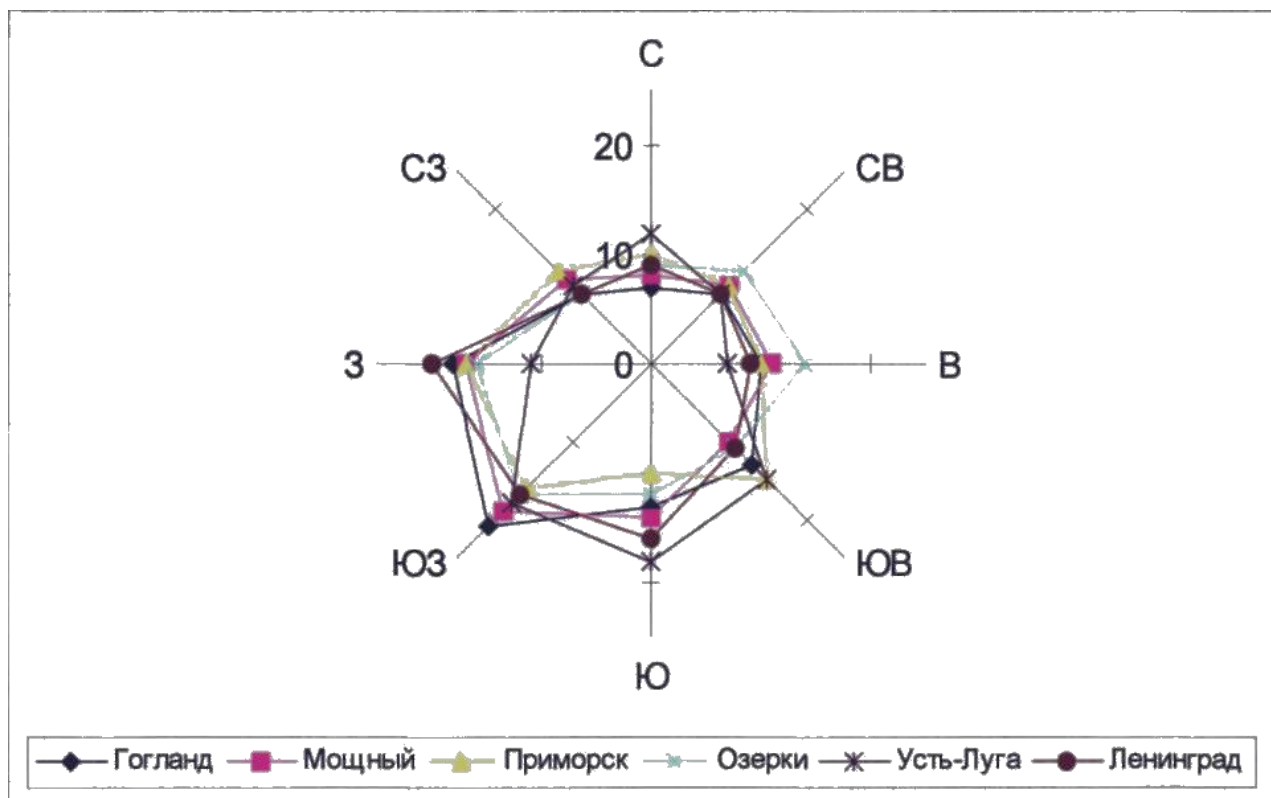


Рисунок 4.1 – Розы ветров в районе размещения морского порта Приморск по данным близлежащих пунктов наблюдения

Основные характеристики ветра в рассматриваемом районе, полученные с близлежащих пунктов наблюдения - о. Гогланд, о. Мощный, г. Приморска п. Озерки, п. Усть-Луга и г. Санкт-Петербург приведены в таблицах 4.1 – 4.8.

Таблица 4.1 – Вероятность и интегральная повторяемость скоростей ветра, по градациям от общего числа случаев за год пунктов наблюдения Гогланд, Старое Гарколово и Озерки

Наименование характеристики	Скорость ветра, м/с											
	0-1	2-3	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13	14-15	16-17	18-20	21-24	25-28
Пункт наблюдения Гогланд												
Вероятность, %	16,2	19,5	25,2	16,9	10,0	5,0	3,4	2,1	1,3	0,4	0,01	-
Повторяемость, %	100	83,81	64,31	39,11	22,21	12,21	7,21	3,81	1,71	0,41	0,01	-
Пункт наблюдения Старое Гарколово												
Вероятность, %	20,6	27,1	25,2	14,7	7,2	2,6	1,5	0,6	0,4	0,6	-	0,003
Повторяемость, %	100	79,903	52,803	27,603	12,903	5,73	3,102	1,603	1,003	0,603	0,003	0,003
Пункт наблюдения Озерки												
Вероятность, %	59,98		24,35		12,02		3,28			0,37		
Повторяемость, %	100		40,02		15,67		3,65			0,37		

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

Таблица 4.2 – Интегральная повторяемость скоростей ветра, по градациям от общего числа случаев за год по данным Регистра РФ для П р-на Балтийского моря

Скорость ветра, м/с	Повторяемость, %
1-2	98,50
2-4	94,25
4-6	79,75
6-8	60,25
8-10	41,00
10-12	25,75
12-14	14,75
14-16	6,325
16-18	2,275
18-20	0,760
20-22	0,350
22-24	0,152
24-26	0,072
26-28	0,037
>28	0,015

Таблица 4.3 – Повторяемость направлений ветра за год, p_w , %

Пункт наблюдения	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Гогланд	7	9	10	13	13	21	18	9
Мощный	8	10	11	10	14	19	17	13
Приморск	10	10	10	15	10	16	17	12
Озерки	9	12	14	11	12	17	16	9
Усть-Луга	12	9	7	15	18	18	11	10
Санкт-Петербург	9	9	9	11	16	17	20	9

Таблица 4.4 – Повторяемости скоростей ветра V_w по направлениям и градациям для Пункта наблюдения Приморск по данным 23 ГМПИ, %

Скорость, м/с	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
0-4	7,5	8,6	8,1	10,5	4,9	4,2	7,9	8,0
5-9	2,1	1,2	1,8	3,5	4,1	7,9	6,7	3,0
>10	0,6	0,4	0,3	0,8	1,2	3,6	2,1	1,0
Сумма	10,2	10,2	10,2	14,8	10,2	15,2	16,7	12,0

Таблица 4.5 – Средние месячные и годовые скорости ветра, м/с

Пункт наблюдения	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Гогланд	6,5	5,3	4,9	4,3	4,1	4,2	4,2	4,8	5,3	6,4	7,0	6,8	5,3
Мощный	6,7	5,8	5,4	5,0	4,7	4,9	5,0	5,4	6,2	7,2	7,2	7,1	5,9
Приморск	4,5	3,8	3,5	3,5	3,3	3,9	3,7	3,8	4,4	5,1	5,3	5,1	4,2
Озерки	4,4	3,7	3,3	3,0	3,2	3,6	3,4	3,8	4,4	5,0	5,0	4,8	4,0

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

Усть-Луга	5,0	4,8	4,8	4,6	4,7	4,5	4,1	3,9	4,5	5,1	5,4	5,5	4,7
Санкт - Петербург	3,1	2,8	2,7	2,6	2,5	2,6	2,2	2,2	2,4	2,8	3,1	3,2	2,7

Таблица 4.6 – Средние скорости ветра, за год по направлениям пункта наблюдения Приморск, м/с

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
3,2	3,2	3,4	4,4	4,8	5,9	5,1	3,7

Таблица 4.7 – Наибольшие скорости ветра, различной повторяемости п. наблюдения Гогланд, м/с

1 раз в год	1 раз в 5 лет	1 раз в 10 лет	1 раз в 15 лет	1 раз в 20 лет
25	28	30	31	32

Таблица 4.8 – Среднее число дней в году с сильным ветром (>15 м/с)

Пункт наблюдения	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Гогланд	3,4	1,6	1,6	0,8	0,2	0,4	0,4	1,6	2,3	5,0	4,9	3,2	25
Мощный	3,0	1,6	1,7	0,9	0,6	0,3	0,7	1,5	2,3	4,4	3,9	зд	24
Приморск	2,3	0,3	0,2	0,2	0,4	1,1	0,9	1,8	1,4	2,7	1,2	3,1	16
Усть-Луга	1,7	1,2	1,2	1,1	0,6	1,0	0,8	1,1	1,7	3,5	2,2	1,4	18
Санкт-Петербург	0,2	0	0,2	0	0,4	0,1	0,1	0,1	0,2	0,4	0,2	0,3	2
Озерки	1Д	0,5	0,5	0,1	0,2	0,5	0,5	0,9	1,3	2,8	1,7	1,7	12

Как следует из таблиц, средние скорости ветра достигают наибольших значений обычно в октябре-декабре. В открытой части залива эти значения составляют 5-7 м/с, в бухтах - 3-5 м/с. Среднее число дней со штормовым ветром более 15 м/с в открытом море достигает 25, в Приморске и Усть-Луге - до 16-18 дней, а в Санкт-Петербурге - всего 2 дня.

Максимальные значения скорости ветра в открытой части залива могут достигать 34 м/с, а в порывах - 40 м/с. При этом в 75 % случаев наибольшие скорости имеют ветры 3-ЮЗ четверти.

Значения наибольших скоростей ветра от всех направлений могут составить 32 м/с 1 раз в 20 лет для пункта наблюдения Гогланд.

Волновые условия

Уровень водной поверхности в проливе Бьеркезунд подвержен периодическим и непериодическим колебаниям. К первым относятся приливо-отливные колебания, а ко вторым - сейшевые и сгонно-нагонные. Приливы выражены слабо и практически значения не имеют. Средняя величина прилива 5-10 см.

Средний многолетний уровень составляет минус 1,8 см. Б.С. (наибольший наблюденный - 189 см., наименьший наблюденный - минус 113 см.).

Волнение на подходах к району - ветровое и относительно небольшое по высоте - III балла и менее, повторяемость которого достигает 70-90 %. Наиболее волноопасными направлениями являются юго-восточное, южное и юго-западное (рисунок 4.2).

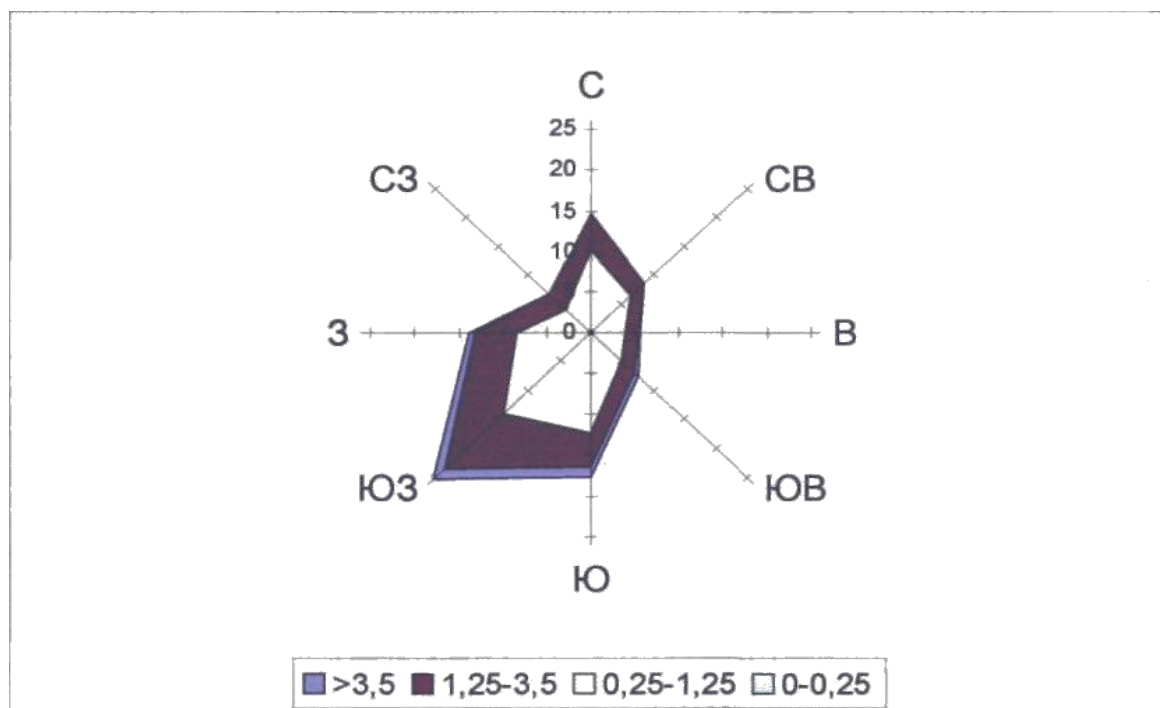


Рисунок 4.2 – Розы волнения h3% в восточной части Финского залива

В период свободный ото льда (май-ноябрь), продолжительность штиля, слабого и умеренного волнения 0-II балла (высота волнения до 0,75 м.) составляет 90,7 %, значительного III-IV балла (высота волнения 0,75 - 2,0 м.) - 9,2 %, значительного IV балла (высота волнения 2,0-3,5 м.) - чуть более 0,1 % от продолжительности навигации. В таблице 4.9 приведены данные о повторяемости волнения в проливе Бьеркезунд.

Таблица 4.9 – Повторяемости волнения h3%, по румбам в восточной части Финского залива

h 3%, м	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Штиль	0,281	0,281	0,281	0,281	0,281	0,281	0,281	0,281
0,25-1,25	9,875	6,25	3,625	4,75	12,0	13,625	8,00	3,875
1,25-3,5	4,5	1,875	1,375	1,875	4,00	9,50	4,875	2,50
>3,5	0	0,125	0,25	0,75	1,25	2,00	0,625	0
Итого	14,656	8,531	5,531	7,656	17,531	25,406	13,781	6,656

На подходах к району причального фронта можно ожидать волнения с максимальными высотами $h_{5\%}=4-4,5$ м. и периодами 6,5 с. Суммарная обеспеченность высот волн $h_{5\%}$, превышающих 1 м, составит 14%, превышающих 2 м - 7 %, 3 м - 0,9 % и 4,5 м - 0,2 %.

В проливе Бьеркезунд высоты волн меньше, однако, примерно 1 раз в 10 лет при действии ветров юго-западной четверти может развиваться волнение с высотами до 2,5 м, а при

шторме повторяемостью 1 раз в 50 лет расчетная высота волны 1 % обеспеченности в системе волн равняется 2,7 м.

Течения

В проливе Бьеркезунд наиболее часто повторяются поверхностные течения скоростью до 10 см/с, которые направлены в поверхностном слое на юг (40 %), юго-запад (20 %) и запад (21 %). Максимальные скорости южного направления достигают 52 см/с.

С глубиной величина скоростей уменьшается, средняя до 15-20 см/с, максимальная - до 36-44 см/с (на горизонтах 5-10 м.). На глубинах 20-25 м средняя скорость течений равняется 10-12 см/с, максимальная - 24 см/с. Направлены скорости в секторе от запада до юга. При определенных условиях в придонном слое могут возникать компенсационные течения (противоположно направленные), максимальная скорость которых может превышать 30 см/с.

Участок берега от южной границы пролива Бьеркезунд до мыса Стирсудден сложен скоплением валунов различной величины, представляющих собой остатки размытой морены.

Строение берега на этом участке свидетельствует об интенсивном размыве его волнением, причем наиболее интенсивно размываются вдающиеся в море мысы и менее интенсивно - вогнутые участки берега. Состав береговых отложений указывает на то, что несмотря на разрушение берега, местных продуктов размыва почти не образуется или они есть в таком количестве, что практически едва ли могут влиять на заносимость, т.е. значительно уменьшать глубины. Сравнение планов промеров глубин, выполненных в 1995 г. и в 1999 г., показало, что деформация дна за данный период незначительна. Это говорит о стабильном состоянии дна в районе размещения терминала.

Ледовые условия

В проливе Бьеркезунд быстро устанавливается припай, особенно в суровые и умеренные зимы. Взломы припая в зимний период в районе крайне редки.

Наиболее ранняя дата устойчивого ледообразования в проливе отмечена 5 декабря, наиболее поздняя - 26 января, средняя дата приходится на 21 декабря. Окончательное, наиболее раннее полное замерзание льда отмечено в проливе 5 декабря, наиболее позднее - 2 февраля, среднее - 26 декабря.

Наиболее ранний взлом припая в проливе отмечен 26 марта, наиболее поздний - 4 мая. Средняя дата взлома припая приходится на 19 апреля. Полное очищение ото льда происходит в проливе: наиболее раннее - 16 апреля, наиболее позднее - 15 мая, среднее - 1 мая. Количество дней со льдом в году, в среднем для всех типов зим, составляет около 130 дней. С момента появления льда до образования припая обычно проходит 1-2 декады.

Еще более короткий период времени составляет промежуток между взломом припая до полного очищения ото льда. Таким образом, дрейфующий лед в проливе наблюдается в течение коротких периодов времени до становления припая и после его разрушения.

Дрейф льда в проливе Бьеркезунд носит преимущественно ветровой характер. Исключением являются случаи сильных штормовых нагонов, когда скорости течений резко возрастают, и дрейф льда в значительной мере определяется ветровыми течениями. При резком похолодании осенью пролив может замерзнуть за 1-3 дня, а в мягкие зимы, при часто повторяющихся оттепелях, становление припая может происходить в течение 2-4 недель.

Экологические особенности района

Финский залив представляет собой водный бассейн, вытянутый с запада на восток на 420 км. Ширина залива от 70 км в горле до 130 км в самой широкой части, средняя глубина 38 м (максимальная 121 км). Площадь Финского залива составляет 29,5 тыс.км². На территории района широко представлены природные комплексы, типичные для приморских равнин соответствующей части Балтийского региона.

К зоне особой экологической чувствительности и первоочередной защиты от загрязнения нефтепродуктами, в районе пролива Бьеркезунд, относится региональный комплексный заказник - «Березовые острова».

Карты экологической чувствительности позволили наиболее полно рассмотреть распределение экологически ценных компонентов Финского залива Балтийского моря. Карты экологической чувствительности приведены в Приложении 6.

4.2 Решения по предупреждению разливов нефти и нефтепродуктов

4.2.1 Решения по обеспечению безопасности на Портовых сооружениях (нефтеналивные причалы № 1, 2, 3, 4)

В целях исключения разгерметизации технологического оборудования и трубопроводов, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ на Портовых сооружениях предусмотрен ряд технических и эксплуатационно-технологических решений.

Технические решения:

- полная герметизация технологического процесса перекачки нефти/нефтепродуктов;
- материалы, конструкции технологического оборудования рассчитаны на обеспечение прочности и надежной эксплуатации в условиях рабочих давлений и температур;

- толщина стенок технологического оборудования определена с учетом расчетного срока эксплуатации и прибавки 2 мм для компенсации коррозии;
- трубы, соединительные детали трубопроводов и технологическое оборудование выбраны с учетом природно-климатических условий района и требований действующих нормативных документов, конструкция блоков рассчитана на обеспечение устойчивости в условиях воздействия ветровой и снеговой нагрузки;
- расстановка запорной арматуры произведена с учетом рельефа местности таким образом, чтобы разлив нефти/нефтепродуктов при аварийной ситуации был минимальным;
- оборудована система закрытого дренажа углеводородов, в которую производятся все выпуски из технологических аппаратов, насосов; дренажные емкости оборудованы погружными насосами для обратной откачки нефти/нефтепродуктов;
- все технологические трубопроводы с горючими жидкостями и газами защищены от статического электричества и вторичных проявлений молнии путем создания на всем протяжении электрически непрерывной цепи, соединенной с заземляющим устройством;
- установлены сигнализации и блокировки, не допускающие резких изменений давлений в аппаратах и трубопроводах во избежание их разгерметизации.

Эксплуатационно-технологические решения:

- осуществляется контроль за соблюдением графиков планово-предупредительных ремонтов оборудования со стороны технических служб с целью своевременного проведения ремонтов;
- после проведения ремонтов проводится опрессовка технологических трубопроводов, аппаратов на герметичность;
- для обеспечения герметичности все оборудование и трубопроводы перед пуском после монтажных и профилактических работ подвергаются испытаниям на прочность. Все монтажные сварные соединения технологических трубопроводов подвергаются неразрушающему контролю подрядной организацией;
- при обнаружении протечки нефти/нефтепродуктов неисправный участок отключается, принимаются меры по устранению протечки, сбору нефти/нефтепродуктов;
- для предупреждения разгерметизации подвижных узлов (уплотнений) арматуры осуществляется систематический контроль за их техническим состоянием, систематическая прокрутка и смазка задвижек и вентиляей на аппаратах и трубопроводах;
- уровень коррозионного износа аппаратов контролируется, составляются коррозионные карты, и проводится анализ происходящих коррозионных процессов;

– предусмотрена система защиты от гидроударов, которые могут возникать при внезапном закрытии отсекаелей во время загрузки танкера, включающая узел предохранительных клапанов типа Flex-Flo, 2 емкости объемом 10 м³ каждая на каждом из причалов, насосы НК 65/35-70, предназначенные для откачки нефти/нефтепродуктов в технологический трубопровод.

В качестве решений по предупреждению развития аварий и локализации выбросов опасных веществ на Причальных сооружениях ООО «ПТП» можно выделить следующие:

Технические решения:

– оборудование оснащено предохранительными устройствами (СППК, обратные клапаны на выкиде насосов и на приемной гребенке, датчики уровней жидкости на сосудах, запорно-регулирующая арматура);

– все сбросы от предохранительных устройств направляются в дренажные и аварийные емкости;

– при пересечении проектируемыми подъездами существующих нефте-водогазопроводов в месте пересечения предусмотрено устройство защитных кожухов, которые обеспечивают надежную эксплуатацию трубопроводов;

– во избежание образования разлива нефти/нефтепродуктов большой площади предусмотрено отсечение аварийного участка от остального оборудования с помощью задвижек или специальных отсечных устройств.

Эксплуатационно-технологические решения:

– в целях своевременного обнаружения взрывоопасных концентраций паров нефти/нефтепродуктов в местах их наиболее вероятного возможного предусматриваются системы контроля путем установки стационарных датчиков контрольных приборов; автоматика предусматривает автоматическое поочередное отключение насосных агрегатов при аварийной концентрации паров нефти/нефтепродуктов;

– контроль взрывоопасных концентраций паров нефти/нефтепродуктов на территории нефтеналивного терминала обеспечивается также проведением контрольных замеров переносными приборами.

– для ликвидации разливов нефти/нефтепродуктов используется специальный комплекс оборудования, состоящий из боновых заграждений, вспомогательного оборудования и т.д.;

– для предотвращения разлива нефти/нефтепродуктов на берег предусмотрено использование специальных «пляжных» бонов;

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

– для локализации разливов горячей нефти/нефтепродуктов используются огнеупорные боновые заграждения;

– для снижения риска разливов нефти/нефтепродуктов при загрузке производится превентивная обонка танкеров.

Для предупреждения развития аварийных ситуаций, приводящих к пожару и взрыву разработан комплекс противопожарных мероприятий и организационно-технических решений.

Противопожарные мероприятия обеспечиваются:

– посадкой сооружений с соблюдением противопожарных расстояний между ними;

– устройством дорог, проездов в твердом исполнении, обеспечивающих свободный подъезд пожарных автомобилей для организации тушения и эвакуации материальных ценностей;

– компоновка и размещение зданий и сооружений портового комплекса выполнена с учетом нормативных противопожарных разрывов;

– ко всем сооружениям, и в том числе к технологическим площадкам, расположенным на причалах, предусмотрены проезды и подъезды для передвижной противопожарной техники;

– производственные и складские здания предусмотрены со степенью огнестойкости не ниже Ша.

– основные и вспомогательные производственные здания приняты каркасными с легкими ограждающими конструкциями типа «Сэндвич», применяемый утеплитель - трудногорючий или негорючий;

– здания, требующие повышенной степени огнестойкости (насосная станция водотушения, здание насосной) – кирпичные.

Планировочные и конструктивные решения зданий приняты с учетом категорий производственных процессов и обеспечивают:

– беспрепятственную эвакуацию людей в случае пожара – наличием эвакуационных выходов, пожарных лестниц, устройством противопожарных стен, дверей и перегородок;

– применение конструкций и материалов в соответствии с требуемой степенью огнестойкости зданий; применение в необходимых случаях, для повышения предела огнестойкости стальных конструкций, огнезащитных облицовки и покрытий.

Обеспечение противопожарных систем причалов раствором пенообразователя и водой осуществляется от противопожарной насосной станции порта.

На причалах предусматривается кольцевой противопожарный водопровод и кольцевой растворопровод, которые подключаются к соответствующим кольцевым сетям порта.

Наружное пожаротушение зданий портового комплекса обеспечивается с помощью передвижных средств от пожарных гидрантов, установленных на сети наружного противопожарного водопровода. Внутреннее пожаротушение зданий осуществляется от систем хозяйственно-противопожарного водопровода.

Сигнал «Тревога» поступает на приемные пульта данного здания и далее на центральный пульт наблюдения (в караульное помещение нефтебазы). При срабатывании сигнала «Тревога» в зданиях производится отключение вентустановок и включение светового и звукового сигнала оповещения о пожаре.

Предусматривается система автоматической пожарной защиты причального комплекса, обеспечивающая расход на тушение одного пожара на причальном комплексе.

Система автоматической пожарной защиты (САПЗ) предназначена для автоматического обнаружения и извещения о возникновении очага пожара, автоматического тушения его воздушно-механической пеной, подачи воды для создания водяной завесы на нефтепричале, подачи воды на охлаждение эстакады, а также подачи воды для наружного пожаротушения зданий располагаемых на территории порта.

Сигнал о положении всех задвижек в узлах САПЗ выведен на щит управления диспетчерской в здании на пирсе и на нефтебазу.

Выходной сигнал «Пожар» задействован в общую систему защиты и сигнализации нефтебазы и используется для выполнения следующих функций:

- выключения грузовых насосов;
- перекрытия поворотных затворов с электроприводом на подводящих трубопроводах;
- выдачи соответствующих сигналов на центральный пульт управления (ЦПУ) нефтебазы и насосную станцию.

САПЗ причала дублируется ручным включением насосов с помощью кнопок сигнала «Пожар», установленных вблизи технологической площадки.

На причалах предусмотрен кольцевой противопожарный водопровод (система В2) и кольцевой растворопровод (система В10), которые подключаются к соответствующим кольцевым сетям порта.

Вблизи технологических площадок на причалах (не далее 40 м) размещены узлы управления САПЗ. В узлах установлены электрифицированные задвижки, включающие систему пенотушения и систему водяной завесы причала, которые всегда закрыты.

На технологических площадках причалов № 3, 4 имеются установки комбинированного тушения пожара УКТП «Пурга-10» в количестве 5 штук. УКТП установлены с таким расчетом, чтобы пена подавалась преимущественно на стендеры и продуктовые трубопроводы, расположенные на технологической площадке. УКТП снабжены ручными задвижками, которые всегда открыты.

На технологических площадках причалов № 1, 2, 8, 9 имеются водопенные насадки универсальные.

Подача раствора на пенотушение танкера предусматривается с помощью двух пожарных лафетных стволов. Лафетные стволы установлены по краю каждой технологической площадки, на вышках с площадкой на уровне борта танкера.

Каждая технологическая площадка ограждена бортиком высотой 0,4 м для создания минимального слоя пены, обладающей изолирующей способностью.

Вдоль выступающей части технологической площадки предусмотрено устройство водяной завесы для предотвращения распространения огня с причала на танкер и наоборот. Трубопроводы, питающие водяную завесу и стационарную растворную систему УКТП, опорожняются с помощью спускной арматуры, расположенной в узлах САПЗ.

На сети водопровода (система В-2) и растворопровода (система В-10) причала предусмотрена установка гребенок для возможности подключения противопожарного оборудования и ручных стволов.

На причалах установлены автоматические извещатели пожара, от которых поступает сигнал на включение насосов в насосной станции порта и на открытие электрифицированных задвижек в узлах САПЗ.

Предусмотрены следующие системы автоматического пожаротушения:

- система водяного пожаротушения (система В2);
- автоматическая стационарная система пенотушения (система В10).

По системе водяного пожаротушения порта подается вода на наружное пожаротушение объектов. Обеспечение противопожарных систем причалов раствором пенообразователя и водой осуществляется от противопожарной насосной станции порта. Расход воды на водяное пожаротушение причала составит 160,0 л/с, в том числе:

- водяная завеса причала длиной 85,0 м (по периметру выступающей части нефтепричала), высотой струи 10,33 м - 85,0 л/с;

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

- охлаждение конструкций эстакады технологических трубопроводов - 60,0 л/с;
- наружное пожаротушение служебного здания на пирсе -15,0 л/с.

Необходимый напор в системе водяного пожаротушения - 98,0 м.

Сигнал «Тревога» по кабелю пожарной сигнализации передается на централизованный пульт наблюдения терминала в здании караульных служб терминала и затем на централизованный пульт наблюдения нефтебазы.

При срабатывании извещателя пламени на технологической площадке и выносного ручного извещателя ИПР, устанавливаемого на танкере, включаются водяная завеса и система пенотушения, а также система аварийного оповещения как на территории терминала.

На причальном комплексе предусмотрено устройство заземления, молниезащиты и защиты трубопроводов от статического электричества.

Автоматизация наливной насосной резервуарного парка и подающих коллекторов предусматривает:

- дистанционное управление насосами и задвижками на коллекторах и сигнализацию их положения;
- автоматическое отключение насосов подачи нефти при авариях насосов или аварии на причале;
- дистанционный контроль давлений в приемных и подающих коллекторах;
- подачу световых и звуковых сигналов при загазованности и пожаре на причалах и в резервуарном парке.

На производственных площадках морского нефтеналивного порта предусмотрены следующие виды сигнализации и связи:

- производственная автоматическая телефонная связь от АТС резервуарного парка;
- оперативная телефонная связь для администрации, диспетчера ООО «Транснефть – Порт Приморск» порта, оператора на причалах и МСП, от цифровых систем КХ-ТД 1232, на основе мини АТС «Панасоник»;
- документальная связь для обмена документальной информацией;
- производственная радиосвязь оператора порта с подвижными транспортными средствами для координации действий при отгрузке нефти/нефтепродуктов и связи с диспетчером резервуарного парка с помощью переговорных устройств;
- громкоговорящая распорядительно-поисковая связь (РПС) для передачи диспетчерских распоряжений от оператора порта;
- радиофикация;

- электрочасофикация;
- диспетчерское телевидение оператора порта для наблюдения за ходом слива и налива нефти в танкер;
- охранное телевидение для наблюдения за зоной причалов судов, за ограждением периметра режимной зоны, за береговой линией режимной зоны;
- пожарная сигнализация по всем сооружениям порта;
- охранная сигнализация для охраны зданий с помощью автоматических извещателей и охраны периметра ограждения с помощью оптико-электронных извещателей и охранного телевидения;
- аварийная связь и оповещение при аварийных ситуациях на базе сети громкоговорящей связи.

В резервуарном парке при управлении технологическим процессом хранения и перекачивания нефти применяется система автоматического регулирования и управления с контролем предельных и аварийных параметров. Микропроцессорный комплекс резервуарного парка взаимодействует с системой управления наливом в танкеры и системой автоматики пожаротушения на причалах.

Узлы коммерческого учета нефти оснащены вторичной аппаратурой, обеспечивающей автоматизированный учет нефти и подготовку отчетов в соответствии с «Инструкцией по учету нефти при ее транспортировке», утвержденной ПАО «Транснефть».

Устройства связи, пожарной и охранной сигнализации установлены в следующих зданиях и сооружениях:

- операторная;
- насосная станция водопенотушения;
- корпус управления (на нефтебазе).

Для пожарной сигнализации используется адресно-аналоговая система, которая обеспечивает быстрое и безошибочное распознавание любого вида пожара, в том числе тлеющего, на самой ранней стадии. В зоне расположения стендеров установлены автоматические сигнализаторы довзрывоопасной концентрации паров нефтепродуктов.

Автоматика системы пенного пожаротушения предназначена для сигнализации о возникновении пожара на контролируемых объектах, выдачи управляющих сигналов на включение насосов водопенотушения, открытие соответствующих задвижек, а также включение предупредительной аварийной световой и звуковой сигнализации. В систему автоматической системы пенного пожаротушения на причалах входят:

- датчики пожарной сигнализации;
- приборы приемо-контрольные;
- прибор приемо-контрольный типа ППК;
- блок ручного управления и сигнализации БРУ;
- микропроцессорная СА;
- АРМ операторов в операторной и диспетчерской нефтепричалов;
- система звукового оповещения (гудки) на каждом причале.

Сигналы от датчиков и ручных извещателей поступают на пульта пожарной сигнализации, установленные в караульных помещениях зданий. Сигнал о пожаре может подаваться или при задымлении помещения (в помещениях, оборудованных дымовыми датчиками), или при превышении температуры (в помещениях, оборудованных тепловыми датчиками), а также от ручных пожарных извещателей.

Система приточной вентиляции обеспечивает постоянный подпор воздуха, исключающий попадание вредных веществ в пункт управления во время аварии.

Противоаварийная устойчивость электроснабжения центрального диспетчерского пункта соответствует требованиям ПУЭ.

Предусмотрен резервный источник электроснабжения, от которого осуществляется питание аварийных нагрузок: приточно-вытяжной вентиляции, аппаратуры связи, аппаратуры контроля и автоматики, аварийного освещения, электроприводов задвижек, отключения насосных станций, отопления, водоснабжения, пожаротушения, котельных.

4.2.2 Решения по обеспечению безопасности на Портовых сооружениях (нефтеналивные причалы № 8, 9)

Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ.

Технические решения:

- конструкции и материалы эксплуатируемого оборудования и трубопроводов рассчитаны на обеспечение их прочности в рабочем диапазоне температур и давлений, а также на обеспечение их коррозионной стойкости к рабочей среде;
- оборудование оснащено системой аварийной сигнализации предельных значений регулируемых параметров с выводом показаний на пульт в ЦПУ;
- коммуникации, работающие под избыточным давлением, оснащены установкой соответствующей предохранительной арматурой на СППК;

- применяется высококачественный прокладочный материал для герметизации разъемных соединений;
- на трубопроводах установлена вся необходимая арматура и приборы КИПиА в соответствии с нормативными требованиями;
- трубопроводы дизельного топлива теплоизолированы и электрообогреваются для предотвращения застывания;
- установлена быстродействующая отсечная аппаратура;
- управление технологическим процессом осуществляется автоматизированной системой управления;
- предусмотрена безопасная остановка технологического процесса по заданной программе для предупреждения аварийных ситуаций при отклонении от предусмотренных регламентом предельно-допустимых значений параметров;
- насосы оснащены системой автоматики, отключающей насосные агрегаты при повышенных утечках через торцовые уплотнения насосов, превышении максимально допустимой температуры подшипников;
- оборудование и трубопроводы на объекте расположены с учетом безопасного подъезда или проезда автотехники.

Эксплуатационно-технологические решения:

- регулярно осуществляется ППР оборудования, плановый осмотр трубопроводов, проверка системы блокировок и ПИК;
- осуществляется ежедневный обход производственных участков с целью контроля за состоянием оборудования и трубопроводов (во время приема-сдачи смен, в начале рабочего дня и оперативно в течение смены) с записью в журнале приема-сдачи смены;
- проводятся планомерно - профилактические осмотры оборудования и арматуры;
- проводится периодическое обследование и дефектоскопия сварных соединений трубопроводов и оборудования;
- проводится ревизии трубопроводов с заменой прокладок;
- обеспечиваются периодические (по утвержденному графику в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей) обследования и ремонты оборудования;
- проведение регламентных испытаний оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность в соответствии с графиком;
- эксплуатация оборудования в соответствии с нормативными требованиями.

Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ.

В качестве решений по предупреждению, развитию аварий и локализации выбросов опасных веществ можно выделить:

- применение быстродействующих, отключающих устройств для отключения поврежденного аппарата, участка трубопровода или насоса;
- обеспечение средствами автоматизации нефтебазы автоматического отключения насосов подачи нефтепродуктов при авариях насосов или аварии на причалах № 8 и № 9;
- аварийное освобождение аппаратов по линиям опорожнения в аварийные емкости, оборудованные системой контроля и управления;
- оснащение аппаратов и коммуникаций, работающие под давлением, предохранительными клапанами, сброс от которых предусмотрен в специальные емкости (резервуары);
- на технологических площадках предусмотрено покрытие из монолитного бетона;
- протечки нефти/нефтепродуктов собираются по сети канализации и поступают на очистные сооружения;
- предусмотрена перекачка собранной нефти/нефтепродуктов в технологические резервуары;
- технологические трубопроводы для нефти/нефтепродуктов и абгазов на подходной эстакаде к технологическим площадкам проложены с уклоном от технологической площадки к началу пирса, на технологической площадке - с уклоном к стендерам для возможности их опорожнения при остановках;
- технологические трубопроводы отсекаются в насосных станциях с выключением насосного агрегата;
- для минимизации последствий аварий на площадке сливо-наливного терминала каждый стендер оборудован шаровым краном с электроприводом и отсекателем;
- рабочая площадка причала бетонирована и имеет бортик высотой 400 мм для локализации пролитого продукта;
- для подключения к судовому фланцу каждый стендер оборудован гидравлической скоростной муфтой;
- конструкция стендеров обеспечивает автоматическое слежение за осадкой и возможной подвижкой танкера с автоматическим отключением стендера при недопустимо большой подвижке судна (система дрейфовой безопасности);
- для управления стендерами на каждом причале предусмотрена станция электрического управления (панель управления электрическими устройствами) и маслonaпорная станция (гидравлический блок питания);

- во время погрузо-разгрузочных работ производится превентивная обонка танкеров;

- под причалами для налива нефти/нефтепродуктов устанавливаются стационарные боновые ограждения.

Для обеспечения взрывопожаробезопасности предусмотрены следующие решения:

- установка сигнализаторов довзрывоопасных концентраций углеводородов в местах вероятного выделения и скопления паров;

- во взрывоопасных зонах применяется электрооборудование взрывобезопасного исполнения;

- все виды сооружений на объектах защищены от прямых ударов молнии, ее вторичных проявлений и от статического электричества, возникающего в процессе движения нефти/нефтепродуктов, при этом заземляющие устройства для защиты от статического электричества прямых ударов молнии объединяются с заземляющими устройствами для электрооборудования;

- для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции, защиты от опасного искрения, статического электричества и опасных воздействий молнии на объектах выполнено комплексное заземляющее устройство, состоящее из заземлителей и заземляющих проводников.

- обеспечен проезд по площадкам ко всем составляющим объекта механизированных средств пожаротушения;

- осуществляется постоянный контроль за состоянием противопожарного оборудования.

Наружное пожаротушение береговых зданий и сооружений, обеспечение водой противопожарной системы охлаждения, водяной завесы нефтепричалов и обеспечение раствором системы автоматического пенотушения нефтепричалов предусматривается насосной станцией пеноводотушения и пенным узлом, располагаемым в служебном здании на пирсе с ТП № 3.

САПЗ предназначена для автоматического обнаружения и извещения о возникновении очага пожара, автоматического тушения его воздушно-механической пеной, подачи воды для создания водяной завесы на нефтепричале, подачи воды на охлаждение эстакады, а также подачи воды для наружного пожаротушения зданий располагаемых на территории порта.

Для автоматического пенотушения технологической площадки в качестве пенообразующих устройств приняты водопенные насадки универсальные. Подача раствора

на пенотушение танкера предусматривается с помощью двух пожарных лафетных стволов. Лафетные стволы установлены по краю каждой технологической площадки, на вышках высотой 9,0 м с площадкой на уровне борта танкера.

Производительность лафетных стволов по раствору 30,0 л/с, давление на входе 0,4-1,0 МПа. Дальность пенной прямой струи при давлении 0,6 МПа - 54,0 м. Перемещение ствола в горизонтальной плоскости 360 °С, перемещение ствола в вертикальной плоскости от плюс 90 °С до минус 45 °С.

Включение лафетных стволов предусматривается дистанционно из помещения оператора в служебном здании на пирсе и по месту. Управление лафетными стволами предусматривается дистанционное. Во время тушения танкера автоматическая система пенотушения технологической площадки дистанционно отключается.

На нефтепричалах установлены автоматические извещатели пожара, от которых поступает сигнал на включение насосов в насосной станции пеноводотушения порта и открытие электрифицированных задвижек в соответствующих пенных узлах и в узлах САПЗ.

САПЗ причала дублируется ручным включением насосов с помощью кнопок сигнала «Пожар», установленных вблизи технологических площадок.

Наружное пожаротушение зданий портовой инфраструктуры обеспечивается с помощью передвижных средств от пожарных гидрантов, установленных на наружной противопожарной сети. Пожаротушение зданий узлов учета нефтепродуктов обеспечивается от сетей противопожарного водопровода и растворопровода проложенных по территории порта.

При управлении технологическим процессом применяется автоматическая система управления технологическим процессом (АСУТП).

Для автоматизации производства используется комплекс программно-технических средств на базе программируемых логических коллекторов.

Этот комплекс представляет распределенную микропроцессорную систему, охватывающую:

- насосные агрегаты;
- подающие трубопроводы с запорной арматурой;
- трубопроводы резервуарного парка;
- узел приема средств очистки и диагностики;
- вспомогательные системы, обеспечивающие поддержание необходимых условий для работы персонала;
- автоматическое пожаротушение.

Управление системой осуществляется с рабочей станции оператора, устанавливаемой в операторной. В состав системы входят:

- датчики технологических параметров и местные приборы;
- щиты с приборами вблизи технологического оборудования;
- устройства световой и звуковой сигнализации;
- удаленные устройства связи с объектом;
- контроллеры, обеспечивающие сбор информации, ее обработку и решение прикладных задач.

Микропроцессорный комплекс резервуарного парка взаимодействует с системой управления наливом в танкеры на причале и системой автоматики пожаротушения на причале. Автоматизация насосной станции и подающих коллекторов предусматривает:

- дистанционное управление насосами и задвижками на коллекторах и сигнализацию их положения;
- автоматическое отключение насосов подачи дизельного топлива при авариях насосов или аварии на причале;
- дистанционный контроль давлений в приемных и подающих коллекторах;
- подачу световых и звуковых сигналов при загазованности и пожаре на причалах и в резервуарном парке.

4.2.3 Мероприятия по предотвращению несанкционированного воздействия на объекты порта

Морской порт Приморск, является грузовым, постоянным пунктом пропуска, предназначен для экспорта наливных грузов и относится к пунктам пропуска 1 категории.

В морском порту Приморск как международном пункте пропуска осуществляются следующие виды государственного контроля:

- ветеринарный контроль;
- фитоконтроль (карантин растений);
- санитарно-карантинный контроль;
- пограничный контроль;
- таможенный контроль.

На объекте с целью контроля за экспортными операциями, досмотра и пропуска экипажей, обработки иностранных судов и судов заграничного плавления постоянно размещается личный состав ПС ФСБ РФ и ГТК РФ.

В целях обеспечения процедуры проведения госконтроля выделяется режимная зона объекта. Режимная зона по периметру примыкает к существующему КПП и ограничивается труднопреодолимым ограждением, включающим пассивное ограждение полосы отчуждения, сигнальное ограждение и пассивное ограждение запретной зоны.

Охрана территории режимной зоны, включая вход на проходную КПП и контроль за перемещениями лиц по территории порта, осуществляется службой безопасности.

Пограничная служба контролирует соблюдение режима на территории режимной зоны. Функции таможенного контроля на всей территории порта Приморск осуществляют подразделения таможенной службы.

Охрана зданий, сооружений и помещений осуществляется службой безопасности порта. Сотрудники госслужб размещаются в КПП, предназначенном для проведения процедуры пограничного и таможенного контроля и прохода в режимную зону работников портовых служб.

РЗ и въезды на ее территорию, оснащены техническими средствами пограничного и таможенного контроля, системами охранной сигнализации, телевизионного наблюдения и связи.

Для обеспечения мер по предотвращению доступа посторонних лиц на территорию международного порта и возможного вмешательства в ход технологических процессов, а также мер по противодействию террористическим проявлениям, территория порта оборудована двумя рубежами охраны. Вся территория порта Приморск имеет ограждение, выполненное из сетки сварной с цинковым покрытием по металлическим столбам. По периметру ограждения, высота которого составляет 2,5 м, установлена охранная сигнализация и видеокамеры. Кроме того, вся территория порта дополнительно разбита на зоны с ограждением, доступ в каждую из которых осуществляется только через контрольно-пропускные пункты, в которых постоянно присутствует дежурный персонал.

По периметру территории причальной зоны, установлено ограждение, оборудованное комплексом технических средств охраны, установленных на осветительных опорах. Комплекс технических средств охраны включает 30 стационарных камер телевизионного наблюдения и охватывает 10 участков, которые контролируются средствами обнаружения «Дельфин», предназначенных для создания сигнализационных рубежей охраны с целью обнаружения попыток проникновения посторонних лиц через заграждения.

Для обеспечения круглосуточной охраны в порту Приморск создана служба безопасности. Служба безопасности осуществляет охрану терминала посредством выставления четырех постов для контроля в круглосуточном режиме:

Пост №1 выставляется на КПП № 1, где осуществляется пропуск автотранспорта.

Пост № 2 выставляется на первом этаже здания КПП № 2, где осуществляется пропуск физических лиц.

Пост № 3 – операторная, для несения службы начальником караула, выставляется на первом этаже здания КПП № 2.

Пост № 4 – располагается на входе на эстакаду для охраны коммерческого узла учета нефти.

На территории ООО «ПТП» организовано взаимодействие с органами МВД и ФСБ по предупреждению террористических актов на объектах.

Проводятся дополнительные инструктажи сотрудников подразделений охраны объектов на предмет выявления возможных признаков и пресечения приготовления террористических актов. Организовано получение от правоохранительных органов поступающей информации о фактах и попытках приготовления к террористическим актам. Охрану обеспечивает служба безопасности.

4.2.4 Специальные мероприятия

Для повышения навигационной безопасности нефтеналивного терминала и, соответственно, вероятности разливов нефти и нефтепродуктов, все подходы к нему, фарватеры и суда, находящиеся на них, находятся под контролем СУДС, позволяющей отслеживать движение танкера с точностью до 10 м.

СУДС оснащена средствами оптического, звукового, радиотехнического обеспечения. Танкеру и другим судам, находящимся в районе, запрещается отклонение от курса, указанного оператором СУДС. Подход танкеров под погрузку и отход груженых танкеров контролируется буксирами до выхода на главный фарватер.

Подход танкеров под погрузку и отход груженых танкеров контролируется буксирами соответствующей мощности до выхода на главный фарватер.

Причалы № 1 - 4 оснащены системой контроля сближения судна с причалами.

В зимнее время, в ледовых условиях, для обеспечения транспортировки нефти и нефтепродуктов используются, по возможности, танкера с ледовым усилением и организовывается проводка танкеров к терминалам с помощью соответствующих ледоколов.

В соответствии с международными требованиями с целью снижения вероятности аварий и их тяжести разрешается подход к терминалу только танкеров с двойным дном или двойным корпусом, а в зимний период года - с двойным корпусом и/или ледовым усилением.

Исключается выполнение грузовых операций при неблагоприятной погоде.

Обеспечивается надежная связь между ответственными лицами на судах, участвующих в грузовой операции и на береговых объектах;

Проводится проверка средств связи между береговыми объектами и судном до начала грузовых операций.

Осуществляется поддержание средств связи в постоянной готовности к немедленному использованию в течение всего периода грузовой операции.

Используется четкая установка согласованных сигналов и команд между ответственными лицами на судах, участвующих в грузовых операциях.

Назначаются конкретные лица для обеспечения связи, заблаговременное согласование действий бункеровщиков и бункеруемых судов в случае аварийного РН.

Выполнение любой грузовой операции на танкере: подготовка, проведение и окончание ее, а также действия, направленные на исключение загрязнения моря в период грузовой операции, производится под непосредственным руководством и наблюдением ответственного лица, назначенного капитаном судна.

При погрузке, в период летней навигации, танкера ограждаются боновыми заграждениями в соответствии с утвержденной Схемой установки боновых заграждений в порту Приморск.

Боновые заграждения подвижных ордеров не устанавливаются:

- при силе ветра более 10-15 метров в секунду в зависимости от направления ветра, по докладу сменного мастера ПАСФ;

- высоте волны более одного метра;

- в период льдообразования.

В случаях, когда боновые заграждения не устанавливаются, экологическая безопасность грузовых операций в межнавигационный период будет обеспечиваться организационно-техническими мероприятиями, а именно:

1. Нахождением в немедленной готовности буксиров, в задачи которых входит:

- буксировка боновых заграждений;

- буксировка плавучих емкостей;

- доставка к месту разлива нефтесборного оборудования и персонала ПАСФ – отдела ЛРН АСС.

- сбор нефтеводяной смеси скиммерами с помощью грузоподъемных судовых устройств в плавучие ёмкости;

2. Распределением дополнительного количества боновых ордеров на причалах;

3. Повышенной готовностью ПАСФ и природоохранного флота АСС;

4. Дежурством одного сотрудника ИТР АСС в 20-ти (двадцати) минутной готовности;
5. Подготовкой и распределением дополнительных средств локализации и ликвидации нефти/нефтепродуктов, готовых к погрузке на автотранспорт и/или суда.

4.3 Прогнозируемые зоны распространения разливов нефти и нефтепродуктов с описанием возможного характера негативных последствий разливов нефти и нефтепродуктов

Прогнозирование осуществляется относительно последствий максимальных расчетных объемов РН на основании оценки риска с учетом гидрометеорологических условий (в том числе неблагоприятных – шторм, наличие льда и т.д.), времени года, суток, экологических особенностей территорий. Целью прогнозирования является определение возможных масштабов разливов нефти и нефтепродуктов.

Площади разливов нефти и нефтепродуктов на водной поверхности для рассматриваемых в настоящем Плане ЛРН сценариев аварийных ситуаций на объектах ООО «ПТП» определены с использованием программного комплекса «ArcGis» модуль «Разлив нефтепродуктов (акватория)» и представлены на 3 часа с момента возникновения разлива нефти/нефтепродуктов в таблице 4.10. При моделировании сценариев С13, С14, С15 учтена установка подвижных боновых ордоров в течении 30 минут с момента разлива.

Полные результаты моделирования процессов разлития нефти/нефтепродуктов на 6 часов с момента возникновения разлива нефти/нефтепродуктов, в том числе при неблагоприятных гидрометеорологических условиях, представлены в Книге III «Моделирование распространения нефтяного загрязнения на акватории пролива в районе нефтяных терминалов» Плана ЛРН.

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

Таблица 4.10 – Результаты компьютерного моделирования. Площади растекания нефти и нефтепродуктов на акватории порта Приморск на 3 часа с момента возникновения РН

№ п/п	Аварийная ситуация	Шифр сценария	Объем разлива, м ³	Направление ветра	Скорость ветра до 15 м/с, высота волны до 1 м	Скорость ветра более 15 м/с, высота волны более 1 м	Наличие шуги	Наименование продукта	Площадь РН, м ²
1	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи нефти на причал № 1 (№ 2). Эстакады Э-1,2 (Э-1,3)	С1	68,8	SW	+	-	-	Нефть	170730,0
				SW	-	+	-		6765,5
				SW	+	-	+		2305,47
				NE	+	-	-		310321,65
				NE	-	+	-		26755,74
				NE	+	-	+		2259,41
2	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи нефти на причал № 3 (№ 4). Эстакады Э-4,5	С2	68,8	SW	+	-	-	Нефть	114606,45
				SW	-	+	-		33709,84
				SW	+	-	+		3517,215
				NE	+	-	-		237903,30
				NE	-	+	-		22634,63
				NE	+	-	+		1824,52
3	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи топливного мазута на причал № 1 (№ 2). Эстакады Э-1,2 (Э-1,3)	С3	9,2	SW	+	-	-	Топливный мазут	151,45
				SW	-	+	-		90,10
				SW	+	-	+		5,7
				NE	+	-	-		46,27
				NE	-	+	-		12,74
				NE	+	-	+		472,65
4	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи топливного мазута на причал № 3 (№ 4). Эстакады Э-4,5	С4	9,2	SW	+	-	-	Топливный мазут	175,04
				SW	-	+	-		104,44
				SW	+	-	+		7,13
				NE	+	-	-		89,68
				NE	-	+	-		10,59
				NE	+	-	+		480,56
5	Разгерметизация участка технологического трубопровода	С5	26,25	SW	+	-	-	Дизельное топливо	55912,10
				SW	-	+	-		2239,87

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Аварийная ситуация	Шифр сценария	Объем разлива, м ³	Направление ветра	Скорость ветра до 15 м/с, высота волны до 1 м	Скорость ветра более 15 м/с, высота волны более 1 м	Наличие шуги	Наименование продукта	Площадь РН, м ²
	подачи дизельного топлива на причал № 3 (№ 4). Эстакады Э-4,5			SW	+	-	+		61,01
				NE	+	-	-		141189,35
				NE	-	+	-		1155,06
				NE	+	-	+		2239,43
6	Разгерметизация участка технологического трубопровода подачи дизельного топлива на причал № 8 (№9). Эстакады Э-1,2	С6	22,2	SW	+	-	-	Дизельное топливо	57955,05
				SW	-	+	-		2254,65
				SW	+	-	+		555,37
				NE	+	-	-		71200,92
				NE	-	+	-		1434,86
				NE	+	-	+		2311,60
7	Разгерметизация стендерного оборудования подачи нефти на причале №1 (№2). Технологическая площадка причала №1 (№2)	С7	36,1	SW	-	+	-	Нефть	33709,84
				SW	+	-	+		44,15
				NE	-	+	-		20731,80
				NE	+	-	+		1213,18
8	Разгерметизация стендерного оборудования подачи нефти на причале №3 (№4). Технологическая площадка причала №3 (№4)	С8	36,1	SW	-	+	-	Нефть	19266,28
				SW	+	-	+		1585,44
				NE	-	+	-		10933,97
				NE	+	-	+		321,88
9	Разгерметизация стендерного оборудования подачи топливного мазута на причале №1 (№2). Технологическая площадка причала №1 (№2)	С9	7	SW	-	+	-	Топливный мазут	202,80
				SW	+	-	+		106,41
				NE	-	+	-		32,78
				NE	+	-	+		407,82
10	Разгерметизация стендерного оборудования подачи топливного мазута на причале №3 (№4).	С10	7	SW	-	+	-	Топливный мазут	25,19
				SW	+	-	+		113,80
				NE	-	+	-		99,52

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Аварийная ситуация	Шифр сценария	Объем разлива, м ³	Направление ветра	Скорость ветра до 15 м/с, высота волны до 1 м	Скорость ветра более 15 м/с, высота волны более 1 м	Наличие шуги	Наименование продукта	Площадь РН, м ²
	Технологическая площадка причала №3 (№4)			NE	+	-	+		179,26
11	Разгерметизация стендерного оборудования подачи дизельного топлива на причале № 3 (№4). Технологическая площадка причала № 3 (№4)	C11	13,75	SW	-	+	-	Дизельное топливо	2166,20
				SW	+	-	+		602,21
				NE	-	+	-		1068,28
				NE	+	-	+		989,77
12	Разгерметизация стендерного оборудования для подачи дизельного топлива на причале № 8 (№9). Технологическая площадка причала № 8 (№9)	C12	11,6	SW	-	+	-	Дизельное топливо	1262,28
				SW	+	-	+		949,98
				NE	-	+	-		1965,98
				NE	+	-	+		275,33
13	Разгерметизация технологических трубопроводов подачи нефти, дизельного топлива и топливного мазута на причалы № 3, 4 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 3, 4	C13	2442,56	SW	+	-	-	Смесь нефтепродуктов (нефть, дизельное топливо, топливный мазут)*	96740
				SW	-	+	-		181566,0
				SW	+	-	+		70858,5
				NE	+	-	-		140748,5
				NE	-	+	-		416230,71
				NE	+	-	+		97924,52
14	Разгерметизация технологических трубопроводов подачи нефти и топливного мазута на причалы № 1, 2 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки	C14	1367,12	SW	+	-	-	Смесь нефтепродуктов (Нефть, топливный мазут)**	68406,79
				SW	-	+	-		140593,25
				SW	+	-	+		59468,42
				NE	+	-	-		86342,83
				NE	-	+	-		193476,9
				NE	+	-	+		51263,8

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Аварийная ситуация	Шифр сценария	Объем разлива, м ³	Направление ветра	Скорость ветра до 15 м/с, высота волны до 1 м	Скорость ветра более 15 м/с, высота волны более 1 м	Наличие шуги	Наименование продукта	Площадь РН, м ²
	причалов № 1, 2								
15	Разгерметизация технологических трубопроводов подачи дизельного топлива на причалы № 8, 9 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 8, 9	С15	1178,51	SW	+	-	-	Дизельное топливо	48601,05
				SW	-	+	-		460000,1
				SW	+	-	+		39954,79
				NE	+	-	-		83590,9
				NE	-	+	-		1239947,5
				NE	+	-	+		52914,6

* - для данного сценария в качестве продукта разлива для моделирования было принято дизельное топливо, т.к. в смеси нефтепродуктов согласно сценария дизельное топливо в отличие от нефти и топливного мазута является менее плотным и менее вязким, соответственно площадь распространения дизельного топлива будет больше.

** - для данного сценария в качестве продукта разлива для моделирования была принята нефть, т.к. в смеси нефтепродуктов согласно сценария нефть в отличие от топливного мазута является менее плотным и менее вязким, соответственно площадь распространения нефти будет больше.

Указанные в таблице 4.10 источники и объёмы разливов используются в рамках настоящего Плана в качестве основы для сценариев и планирования мероприятий по локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.

4.3.1 Описание процессов влияющих на прогнозирование площадей разливов нефти и нефтепродуктов

Нефть, оказавшаяся в воде, претерпевает физические, химические и биохимические превращения. Понимание процессов, которые происходят с нефтью на воде, имеет огромное значение для принятия правильного решения по выбору стратегии реагирования на РН и в итоге влияет на эффективность проведения операции по ЛРН.

С первых секунд контакта с морской водой нефть перестает существовать как исходный субстрат и подвергается сложным динамичным процессам переноса, рассеивания и трансформации.

Основными физическими характеристиками нефти, которые влияют на ее поведение при разливе в море, являются плотность, вязкость, дистилляционные характеристики и температура застывания. Свойства нефти в воде изменяются в результате таких естественных процессов, как испарение и растворение.

Происходит образование нефтеводных эмульсий, часть нефти усваивается живыми организмами и выпадает в осадок. В ледовых условиях интенсивность этих процессов резко снижается, а нефть аккумулируется под ледовым покрытием, в его прогалинах и пустотах, сохраняясь здесь до начала таяния льдов. Все эти процессы обычно происходят одновременно, в то время как, их относительная важность для операции по ЛРН меняется в течение времени. Ниже рассмотрены основные процессы, происходящие с нефтью при разливе на водной поверхности.

Дрейф (перенос)

Дрейф – это изменение положения нефтяного пятна под влиянием ветра и течения. Эффект влияния ветра при этом обычно составляет 3 % скорости ветра, а влияние течения составляет 100 % скорости течения. С точки зрения реагирования дрейф может происходить в сторону побережья, что представляет риск загрязнения берега, или же - в открытые воды, где контакт с сушей будет исключен.

При разливах нефти в ледовых условиях нефть оказывается на поверхности льда, во льду и подо льдом. Нефть может либо дрейфовать вместе с льдом либо перемещаться относительно льда под действием ветра и течения. На скорость перемещения нефти подо льдом влияют неровности с нижней стороны льда, его рыхлость, а также плотность и

вязкость нефти. Таким образом, лед и нефть могут двигаться в разных направлениях, что необходимо учитывать при выборе технологии реагирования на разлив.

Растекание

Растекание – это распространение нефтяного пятна по поверхности воды. На скорость растекания оказывают влияние такие параметры нефти, как вязкость, температура застывания, содержание парафинов, а также состояние моря и погодные условия. В большинстве случаев нефть растекается в виде пленки, которая через несколько часов начинает разрываться на полосы, параллельные направлению ветра. Полосы обычно двигаются в одном направлении, со скоростью, равной скорости течения. Растекание приводит к увеличению площади пятна и уменьшению толщины нефтяной пленки. Это затрудняет локализацию и увеличивает зону реагирования, что обуславливает необходимость привлечения большего количества сил и средств ЛРН.

В ледовых условиях при высокой сплоченности льда (>50 %) нефть распространяется между плавучими льдинами. В условиях битого льда нефть распространяется в меньшей степени, а нефтяная пленка толще, чем при разливе в условиях свободной воды. При сплоченности льда 6-7 баллов льдины существенно ограничивают распространение нефти. Свободно дрейфующие льды (при сплоченности < 3 баллов) практически не влияют на растекание нефти.

Испарение

Испарение – это процесс, приводящий к потере массы разлитой нефти и изменению ее исходных свойств, что необходимо учитывать при выборе технологии ЛРН. Скорость и степень испарения нефти в основном определяется наличием летучих фракций. Нестабильные типы нефти, такие, как керосин и газолин, при разливе могут полностью испариться в течение нескольких часов, а легкая сырая нефть может испариться на 40 % в первые сутки. Тяжелая сырая нефть и мазут испаряются медленнее.

Скорость испарения зависит от скорости растекания, состояния моря и погодных условий. Чем больше площадь растекания, сильнее ветер и волнение моря, выше температура воздуха, тем выше скорость испарения. Испарение уменьшает объем нефти, но увеличивает ее вязкость и плотность, при этом возрастает вероятность того, что нефть утонет.

В случае обильного испарения легких нефтей может возникнуть риск пожара или взрыва, что необходимо учитывать при реагировании на РН. В ледовых условиях из-за более низкой температуры воды и воздуха скорость испарения нефти обычно ниже, чем в условиях свободной воды.

Рассеивание (диспергирование)

Рассеивание – это процесс переноса капель нефти с морской поверхности в толщу воды под действием волн. Отдельные нефтяные капли оказываются более доступными для усвоения морскими организмами, что ускоряет процессы биологического разложения нефти. Скорость рассеивания зависит от свойств нефти, толщины пятна и состояния моря. Нефть, которая остается жидкой и беспрепятственно растекается, может полностью рассеяться при умеренном волнении в течение нескольких дней.

Рассеивание вязкой нефти и нефтяных эмульсий крайне ограничено. Высокая степень диспергирования нефти на мелководье может привести к острому токсическому воздействию на водных обитателей за счет перехода большого количества нефти в водную толщу, в том числе и ее токсичных фракций. В открытом море на больших глубинах диспергирование имеет гораздо меньший негативный эффект.

Эмульгирование

После сильного волнения в зоне разлива нефти с высокой концентрацией нелетучих компонентов образуется нефтеводная эмульсия, т.е. смесь нефти и воды, которые практически не реагируют друг с другом. Одно из веществ распределено в другом в виде мелких капелек. Наиболее устойчивые эмульсии типа «вода в нефти» (также она называется «шоколадным муссом» из-за коричневого цвета) содержат до 80 % воды и могут дрейфовать в море несколько месяцев. Нефтеводные эмульсии очень стабильны, что препятствует процессам разложения. При водопоглощении увеличивается изначальный объем разлива, изменяются плотность и температура вспышки нефти. Это обстоятельство необходимо учитывать при расчете количества сил и средств ЛРН, времени проведения операции по ЛРН, количества емкостей для сбора и временного хранения собранной нефти.

Растворение

Растворение – это физико-химический процесс, при котором происходит массовый переход углеводородов из нефтяной пленки в толщу воды. Растворение нефти в воде обычно бывает незначительным и в основном касается только более легких компонентов. Этот процесс редко имеет какое-либо значительное влияние на сбор нефти с поверхности моря.

Окисление

Окисление – это изменение состава углеводородов нефти под воздействием солнечного света. В результате взаимодействия углеводородов с кислородом получаются либо растворимые продукты, либо стойкий гудрон. Солнечный свет может содействовать процессу окисления, но общий эффект окисления минимален в сравнении с влиянием других природных процессов.

Осаждение (седиментация)

Присутствие в морской воде взвешенных частиц различного состава и происхождения приводит к тому, что часть нефти (до 10-30 %) сорбируется на взвеси и осаждается на дно. Эти процессы происходят главным образом в узкой прибрежной зоне и на мелководье, где много взвеси и где водные массы подвержены интенсивному перемешиванию. В более глубоких и удаленных от берега районах седиментация нефти происходит крайне медленно, за исключением тяжелых нефтей.

Налипание и вмерзание (ледовые условия)

При разливе в ледовых условиях происходит налипание нефти на лед. При этом налипание на рыхлую нижнюю сторону льда происходит более интенсивно, чем на ровную и гладкую верхнюю. Процесс налипания резко прогрессирует при наличии на поверхности льда снежного покрова, с которым нефть образует вязкую кашу, значительно осложняющую процесс сбора. С нижней стороны льда происходит образование нового льда, из-за чего налипшая на нижнюю сторону льда нефть может вмерзнуть в ледяное поле. По мере таяния льда и при продолжении его формирования в нижнем слое нефть будет продвигаться вверх и, в конце концов, выйдет на поверхность через разломы во льду.

Нефть на берегу

Нефть, находящаяся на открытой поверхности берега, не защищенной от волн и ветра может за довольно короткий период полностью «выветриться». Нефть, впитавшаяся в береговые отложения, будучи хорошо защищенной от большинства процессов естественного разложения, разлагается очень медленно, и, периодически просачиваясь наружу, может привести к хроническому загрязнению среды. В ледовых условиях нефть может вмерзнуть в лед в ходе образования припая или быть разбрызгана на поверхности льда.

Аварии сторонних судов и объектов в пределах зоны загрязнения настоящего Плана

Транспортные суда, на которые производится выгрузка нефтепродуктов, не являются собственностью ООО «ПТП» и не являются объектами, эксплуатируемыми ООО «ПТП». Даже при участии нефтеналивного судна в едином технологическом процессе по перекачке нефтепродуктов, в соответствии с нормами международного морского права, ответственность за аварии на транспортном судне в полном объеме несет его судовладелец. Аналогично, при работе грузовой системы нефтеналивного судна в едином технологическом процессе по наливу нефтепродуктов с грузовыми системами специализированного причала, этот причал не становится объектом, эксплуатируемым ООО «ПТП». Ответственность за планирование и обеспечение операций по ЛЧС(Н) на причалах лежит на организациях, эксплуатирующих эти причалы. Наличие у организаций соответствующих планов ПЛРН

контролируется соответствующей администрацией морского порта при выдаче разрешений на проведение операций.

Разливы нефти с судов в территориальном море РФ ликвидируются и обеспечиваются за счет государственных аварийно-спасательных служб Федерального агентства морского и речного транспорта (Росморречфлот) и выходят, таким образом, за рамки ответственности стивидорных компаний, обслуживающих эти суда в морских портах. Расходы, понесенные Росморречфлотом на проведение операций по ликвидации разливов нефти с иностранных судов, компенсируются затем судовладельцем в судебном порядке на основании Международной конвенции о гражданской ответственности за ущерб от загрязнения нефтью 1992 г. и Международной конвенции о создании международного фонда для компенсации ущерба от загрязнения нефтью 1992 г., по которым финансовую и гражданскую ответственность за разливы нефти с судов в территориальных водах третьих стран несет судовладелец.

Разливы нефти с судов иностранных судовладельцев, попадающих под действие Международных конвенций, учитываются в планах ПЛРН морских портов и планах ПЛРН морских бассейнов. Такие планы ПЛРН являются нормативным документом, регламентирующим действия государственных аварийно-спасательных служб, являющихся силами и средствами ведомственной функциональной подсистемы Росморречфлота. Силы и средства для организации работ по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов с судов в целях исполнения международных обязательств Российской Федерации перед иностранными судовладельцами, образуются ФГУ «Морспасслужба Росморречфлота», бассейновыми аварийно-спасательными управлениями и другими аварийно-спасательными подразделениями Росморречфлота, а также силами и средствами собственных или привлекаемых по договору морских профессиональных АСФ(Н) организаций независимо от ведомственной и национальной принадлежности, осуществляющих разведку месторождений, добычу нефти, а также переработку, транспортировку, хранение нефти на морских акваториях, привлекаемых к мероприятиям по ЛРН.

В целях несения аварийно-спасательной готовности в морских портах и обеспечения операций по ЛРН необходимыми силами и средствами Приморского филиала ФГБУ «АМП Балтийского моря» в морском порту Приморск имеются соглашения с аттестованным в установленном порядке профессиональным аварийно-спасательным формированием Балтийского филиала ФБУ «Морспасслужба Росморречфлота». Финансирование несения готовности в порту осуществляется за счет портовых сборов, уплачиваемых иностранными и российскими судовладельцами при входе в морской порт.

Таким образом, операции по ликвидации разливов нефти с судов в полном объеме (материально-техническими и финансовыми ресурсами) обеспечиваются государственными службами, органами управления и координации за счет судовладельца. Одновременно с этим, операции по ликвидации разливов нефти с нефтеналивного судна обеспечиваются ресурсами, органами управления и координации самой организации. При этом ресурсы организации могут быть привлечены капитаном морского порта к ликвидации разливов нефти с судов как элементы РСЧС в соответствии с планом ПЛРН морского порта. Аварии судов российских судовладельцев учитываются в планах ПЛРН судоходных компаний, эксплуатирующих эти суда. Судам компаний, не имеющих планов ПЛРН, вход в морские порты для проведения операций с нефтью и нефтепродуктами запрещается.

Настоящий План учитывает аварии с объектов, эксплуатируемых ООО «ПТП» при проведении операций по перегрузке нефтепродуктов и не учитывает аварии сторонних судов, которые рассматриваются в планах ПЛРН соответствующих морских портов, планах ПЛРН российских судоходных компаний и судовых планах реагирования на чрезвычайные ситуации.

4.3.2 Социально-экономические последствия для персонала, населения и окружающей среды прилегающей территории

Для целей Плана ЛРН неблагоприятные гидрометеорологические условия приняты исходя из условий окружающей среды, при которых возможны работы по локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, в т.ч.:

- эффективность боновых заграждений (при скорости выше 10 м/с эффективность боновых заграждений начинает значительно снижаться);
- при скорости ветра выше 15 м/с и волнении выше 1 метра обонка судов в Порту Приморск при наливе не производится (п.59 раздела №9 «Правила обеспечения экологической безопасности, соблюдения карантина в морском порту» Обязательных постановлений в морском порту Приморск утвержденных в соответствии с приказом Министерства транспорта РФ от 15.01.2013 №5);
- при осуществлении сливо-наливных операций, в случае увеличения скорости ветра выше 15 м/с, сливо-наливные операции останавливаются.

Зоны распространения разливов нефти и нефтепродуктов были оценены с помощью компьютерного моделирования для худшего варианта из неблагоприятных гидрометеорологических условий (в первую очередь именно в части силы ветра), на границе перехода гидрометеорологических условий в класс опасных гидрометеорологических условий, т.е. при 20 м/с.

Опасные воздействия и последствия чрезвычайных ситуаций, при разливах нефти/нефтепродуктов, рассматриваются со следующих позиций:

- воздействие на окружающую среду;
- влияние на здоровье и безопасность персонала и населения;
- ущерб собственности.

В технологическом процессе на объектах ООО «ПТП» обращаются товарная нефть, дизельное топливо и топливный мазут. При авариях на объектах Организации глубина распространения поражающих факторов либо находится в пределах объектов, либо, в случае выхода за пределы, не превышает минимального безопасного расстояния (100-200 метров от границы объекта).

Воздействие разливов нефти на морскую среду может носить разнообразный характер, но основной ущерб связан с гибелью живых организмов.

К механизмам воздействия нефти на окружающую среду относятся следующие:

- физическое удушение, сказывающееся на физиологических функциях организмов;
- химическая токсичность, приводящая к гибели организмов или близкому к смертельному состоянию либо к нарушениям функций клеток;
- экологические изменения, заключающиеся в основном в гибели ключевых организмов в популяции и захвате среды обитания оппортунистическими видами;
- косвенные последствия, например, потеря мест обитания или укрытий и, как следствие, гибель экологически важных видов.

Характер и длительность последствий разлива нефти зависят от многих факторов. К ним относятся количество и вид разлитой нефти, ее поведение в морской среде, окружающие условия и физические характеристики в месте разлива нефти, а также фактор времени, особенно важными при оценке которого являются время года и преобладающие погодные условия. Другие ключевые факторы включают в себя биологический состав пострадавшей от загрязнения среды, экологическую значимость входящих в него видов и их восприимчивость к нефтяному загрязнению. Последствия разлива также в существенной мере определяются выбором методов очистки и эффективностью проведения соответствующих операций.

Разливы нефти на морской акватории могут также оказать негативное воздействие на население прибрежных районов. Запах нефти, прибитой к берегу или плавающей вблизи береговой линии, может быть очень неприятным и представляет существенное неудобство для людей, живущих вдоль побережья. Масштабный разлив сырой нефти летучих фракций поблизости от центра населенного пункта может стать причиной ухудшения состояния здоровья людей, выраженное в затрудненном дыхании, головных болях и тошноте. Также нефтяное загрязнение побережья может быть не просто неудобством, но и нарушить

привычный уклад жизни, а также стать источником пожарной опасности, может возникнуть необходимость эвакуации населения.

Помимо расходов на ликвидацию нефтяных разливов, существенный финансовый убыток могут понести секторы экономики, деятельность которых зависит от чистоты морской воды и прибрежных зон: промысловое рыболовство, туризм и другие. Токсичность и удушающее действие нефти могут наносить серьезный вред животным и растениям, имеющим коммерческое значение. Морепродукты могут подвергнуться физическому загрязнению или заражению с приобретением неприятного нефтяного вкуса. В дополнение к убыткам отдельных хозяйств и прерыванию поставок продуктов питания, могут иметь место экономические последствия для рекреационной отрасли и коммерческого рыболовства, а также нарушение циклов разведения морепродуктов. Потребители могут отказаться от покупки рыбы и морепродуктов из затронутого загрязнением района, и потеря доверия на рынке может привести к экономическим убыткам даже при отсутствии реального загрязнения.

Авария, связанная с разливом нефти в морской акватории, может привести к прекращению стандартных рекреационных занятий в прибрежной зоне, таких как купание, лодочные прогулки, рыбалка и дайвинг, оказать воздействие на владельцев отелей, ресторанов и баров, парусных школ, турбаз, кемпингов, а также многих других предприятий и физических лиц, основным источником доходов которых является туризм.

Исследования последствий нефтяных разливов проводятся уже несколько десятилетий и отражены в научной и технической литературе. Научная оценка типичных последствий нефтяного разлива показывает, что, хотя на уровне отдельных живых организмов наносимый вред может быть достаточно весомым, для популяций в целом характерна более высокая устойчивость. С течением времени в результате работы естественных процессов восстановления вред нейтрализуется, и биологическая система возвращается к нормальной жизнедеятельности. Практика показывает, что лишь в редких случаях имел место долгосрочный ущерб, в основном же, даже после обширных нефтяных разливов можно предполагать, что загрязненные места обитания организмов и морская жизнь восстановятся в течение нескольких сезонных циклов.

Нефтеналивной порт Приморск расположен вне мест проживания людей, на достаточном удалении от крупных населенных пунктов (в 8 километрах от города Приморск, поселок Карасевка 1,25 км и в 3 км от поселка Ермилово), исходя из условий расположения населенных пунктов, население в зону действия поражающих факторов не попадает.

При возникновении аварии, связанной с разливом нефти/нефтепродуктов при погрузочных работах на причалах, в зоне действия поражающих факторов могут оказаться

экипажи танкеров и вспомогательных судов, обслуживающий персонал структурных подразделений ООО «ПТП», также возможно непродолжительное нахождение в зонах потенциальной опасности управленческого и технического персонала Организации.

Характеристика неблагоприятных последствий ЧС(Н) для окружающей среды представлены в Приложении 6.

5 Перечень первоочередных действий производственного персонала при возникновении разливов нефти и нефтепродуктов

5.1 Оповещение о разливе нефти и нефтепродуктов

В случае обнаружения разлива нефти или нефтепродуктов на акватории порта с судов или технологического оборудования терминалов организуется оповещение.

Лицо (работник ООО «ПТП», работник ООО «Транснефть-Порт Приморск», капитан танкера, капитан судна вспомогательного флота или любое другое лицо) обнаружившее разлив на акватории незамедлительно оповещает диспетчера ООО «ПТП».

Диспетчер ООО «ПТП» оповещает диспетчера ООО «Транснефть - Порт Приморск», СКП Приморск, ПСЧ-73, ПСЧ-74, дежурный караул службы безопасности. Схема оповещения представлена в разделе 10.

На акватории морского порта Приморск и на подходах к нему, после получения СКП Приморск первичной информации о разливе нефти или нефтепродуктов, связь с участниками ЛРН переходит в ведение КЧС ПБ.

При любом объеме разлива нефти информация передается – диспетчеру ООО «ПТП», а им сообщается операторам по наливу, руководителям эксплуатирующих организаций, инспектору СКП Приморск, капитану порта Приморск и пр.

Информация передается по всем действующим каналам и видам связи.

Действия органов управления, связи и оповещения обеспечиваются организацией системы взаимного обмена информацией между участниками локализации и ликвидации аварийной ситуации и в соответствии со структурными связями между подразделениями.

При возникновении разливов нефти и нефтепродуктов организация обязана незамедлительно оповестить:

- Главное управление МЧС России по Ленинградской области;
- Федеральное агентство морского и речного транспорта;
- Федеральная служба по надзору в сфере природопользования;
- Правительство Ленинградской области;

- Администрация Выборгского муниципального района Ленинградской области;
- Администрация МО «Приморское городское поселение».

Оповещение о разливе нефти и нефтепродуктов должно содержать следующие сведения:

- а) дата, время (московское и местное) и место возникновения разлива нефти и нефтепродуктов;
- б) вид, характеристика и масштаб разлива нефти и нефтепродуктов;
- в) вид объекта, на котором произошел разлив нефти и нефтепродуктов, собственник объекта;
- г) количество и гражданство лиц пострадавших, в том числе погибших и получивших телесные повреждения в результате разлива нефти и нефтепродуктов;
- д) обстоятельства (причины) возникновения разлива нефти и нефтепродуктов, достоверно известные на момент оповещения;
- е) принимаемые меры;
- ж) должность, фамилия, имя, отчество лица, передавшего оповещение.

Оповещение должностных лиц подразделений ПАО «Транснефть» должно осуществляться в соответствии с РД-13.200.00-КТН-227-17

При угрозе или возникновении ЧС, связанной с разливом нефти и нефтепродуктов, ООО «ПТП» представляет информацию в виде донесений по формам 1/ЧС – 5/ЧС в соответствии с Инструкцией о сроках и формах предоставления информации (приказ МЧС России от 11.01.2021 № 2).

Информация может передаваться в виде приказов, распоряжений, сообщений, уведомлений, сводок и в других формах.

Связь КЧС ПБ с судами ЛРН АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис», проводящими операции в море, осуществляется по УКВ радиостанции на 87 канале (резерв 71 канал при проведении учений и УТЗ).

Для обеспечения бесперебойности и оперативности при проведении работ ЛРН диспетчерский пункт аварийного терминала преобразовывается в аварийный узел связи, в который должна направляться вся оперативная информация о ходе операций ЛРН.

Узел связи оборудован всеми средствами связи, используемыми при операциях ЛРН, на нем находится перечень номеров телефонов мобильной связи, используемой при ЛРН, телефонов лиц и организаций, оповещаемых при аварии. Узел связи имеет компьютер и множительный аппарат.

Представители взаимодействующих организаций ООО «Транснефть - Порт Приморск» оповещаются диспетчерами Организаций по утвержденным схемам.

Представители органов исполнительной власти, оповещаются в соответствии со схемой оповещения по распоряжению Председателя руководящей КЧС ПБ в соответствии со схемой оповещения.

Для обеспечения операций по ЛРН используются:

- ведомственная система радиосвязи Минтранса России в радиотелексном режиме с отметкой срочности «Нефть-авария»;
- региональные информационно-управляющие центры;
- абонентские пункты ГУ МЧС России субъекта Федерации;
- телефонные и телеграфные сети Минсвязи (городские, междугородные, специальные);
- УКВ - связь самолетов и вертолетов с судами ЛРН АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис» на частоте 130,0 МГц.

Все радиостанции судов, участвующих в операции ЛРН, подчиняются радиостанции «Штабного судна» или «Обеспечивающего судна» и должны прекращать работу по указанию руководителя работ.

5.2 Первоочередные мероприятия по обеспечению безопасности персонала и населения, оказание медицинской помощи

Безопасность персонала предприятия, экипажей судов, попавших в зону разлива, и населения имеют приоритет перед любыми мероприятиями по ликвидации разлива нефти/нефтепродуктов и его последствиями.

Обеспечение безопасности - одна из основных задач планирования ликвидации РН.

Осуществление мероприятий по защите населения от РН проводится на основе анализа потенциально опасных ситуаций с учетом экономических, природных и иных характеристик, особенностей территории и степени реальной опасности от чрезвычайной ситуации.

Масштабные операции по ликвидации РН и их последствий помимо нарушения экологической обстановки могут также иметь социально-экономические последствия. С учетом влияния таких мероприятий на жизнедеятельность населения в прилегающих районах должен проводиться выбор тактики проведения мероприятий по ЛРН.

Обеспечение безопасности персонала структурных подразделений порта, персонала аварийно-спасательных формирований и персонала организаций, осуществляющих свою деятельность на территории порта, и оказание им своевременной медицинской помощи при РН обеспечиваются как организационными мероприятиями, так и материально-техническим обеспечением.

К организационным мерам относятся:

- обучение лиц мерам пожарной безопасности по программам противопожарного инструктажа или программам дополнительного профессионального образования, а также по охране труда и безопасным методам производства работ;
- обучение производственного персонала навыкам оказания первой медицинской помощи;
- исполнение законодательных и иных нормативно-правовых актов, содержащих государственные требования по вопросам предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, защиты населения и территории от их опасных воздействий, а также охраны труда и пожарной безопасности.

К материально-техническим мерам безопасности относятся:

- наличие на территории порта здравпункта, укомплектованного медикаментами и средствами первой медицинской помощи;
- на месте производства работ укомплектованной медицинской аптечки с периодически освежаемыми медикаментами;
- наличие у персонала организаций, занятого на работах по ЛРН средств индивидуальной защиты;
- наличие исправных и в достаточном количестве штатных средств и оборудования пожаротушения;
- наличие выходов из зданий и помещений, ориентированных на наиболее безопасную зону.

При возникновении РН оперативными группами руководящей КЧС ПБ проводится инженерная разведка в ходе которой определяется:

1. Границы зоны РН и направление ее распространения;
2. Места нахождения пострадавших и способы их спасения;
3. Состояние зданий, сооружений, технологического оборудования, коммуникационных и энергетических сетей, характер разрушений;
4. Состояние транспортных магистралей и доступов к объектам работ;
5. Наличие очагов пожара, пути и скорость распространения огня, опасность взрывов, обрушений, направления обходов (объездов) разрушений, затоплений;
6. Объем аварийно-спасательных и других неотложных работ;
7. Другие обстоятельства, угрожающие жизни людей и усложняющие проведение работ.

О результатах инженерной разведки докладывается по имеющимся средствам связи Руководителю ликвидации чрезвычайной ситуации (председателю руководящей КЧС ПБ) и начальнику АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис».

Основными мероприятиями по защите здоровья и жизни людей на территории порта являются:

1. Оповещение об опасности.
2. Ограждение зоны разлива, установка табличек и указателей.
3. Соблюдение мер противопожарной безопасности.
4. Приведение в готовность индивидуальных средств защиты органов дыхания и кожных покровов.
5. Запрещение использования работ, связанных с ударами о металл, в целях предотвращения возможности искрообразования и угрозы взрыва.
6. Организация возможности обращений людей с жалобами на нездоровье, связанных с отравлением парами нефтепродуктов.
7. Проведение целевого инструктажа по охране труда, пожарной безопасности и безопасному проведению работ с записью в «Журнале инструктажа на рабочем месте»; доведение информации о возможном отравлении токсическими парами нефтепродуктов.
8. Оказание квалифицированной медицинской помощи пострадавшим.
9. Эвакуационные мероприятия.

Дежурно-диспетчерские службы терминалов проводят оповещение организаций, попавших в зону разлива.

Информирование персонала ООО «ПТП» производится с помощью громкоговорителей внутренней системы оповещения. При этом сообщаются правила поведения в районе загрязнения и меры противопожарной безопасности. В случае необходимости осуществляется эвакуация персонала из опасной зоны.

Персоналом службы охраны производится ограничение доступа непосредственно в зону ЧС с разметкой территории и установкой предупреждающих и запрещающих знаков, производится оповещение персонала Организации, не участвующего в операциях ЛРН об опасности приближения к месту аварии на расстоянии ближе 200 метров. Люди немедленно извещаются по громкоговорящей связи и выводятся в безопасные места, транспортные средства удаляются из опасной зоны.

Зона разлива нефти/нефтепродуктов на территории ограждается красными флажками, а в темное время суток - световыми сигналами и освещаются фонарями напряжением не более 12 В.

В рабочей зоне до начала работ и ежечасно в период их выполнения определяется концентрация паров нефти/нефтепродуктов в воздухе. При появлении явных признаков увеличения концентрации паров нефти/нефтепродуктов, а также при резком изменении погодных условий (изменении направления ветра, повышение температуры, уменьшение облачности и т.п.) проводятся дополнительные замеры концентрации паров.

В зоне производства работ по ЛРН допускается использование технических средств и оборудования взрывозащищенного исполнения и инструментов, изготовленных из материалов, исключающих образование искр при ударах.

При работе с нефтью/нефтепродуктами применяют средства индивидуальной защиты, спецодежду, спецобувь согласно действующим нормам. Для защиты кожи рук применяют маслобензиностойкие перчатки, перчатки из дисперсии бутилкаучука, мази и пасты.

Перед выходом аварийных бригад к месту РН как на территории порта, так и при ведении ЛРН на акватории прибывает группа анализа уровня загрязнения (с газоанализаторщиком в составе группы). Группа устанавливает масштабы аварии, производит анализ газовой смеси.

Контроль за осуществлением анализа уровня загрязнения в зоне аварии несет начальник экологического отдела ООО «ПТП».

Контроль за соблюдением пожарной безопасности и охраны труда персонала Организации, занятого на работах по ЛРН является начальник отдела ОТ и ПБ ООО «ПТП».

Медицинское обеспечение организуется в целях своевременного оказания медицинской помощи рабочим, служащим и населению, а также эвакуации их в лечебные учреждения.

В случае угрозы или возникновения аварии на объектах ООО «ПТП» генеральный директор ООО «ПТП» организует работы по защите людей в соответствии с «Планом действий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера ООО «ПТП».

Для оказания первой медицинской помощи пострадавшим из числа обслуживающего персонала и населения силами санитарной дружины разворачивается санитарный пост, оснащенный всеми необходимыми медикаментами и инструментарием для оказания экстренной помощи. Здесь осуществляется первая доврачебная помощь нуждающимся. При необходимости пострадавшие доставляются в ближайшее медучреждение вертолетом или автомобильным транспортом.

С прибытием к месту аварии профессиональных бригад скорой помощи оказание медицинской помощи осуществляется в тесном взаимодействии медицинских работников и членов санитарной дружины.

Медицинская помощь оказывается службой скорой помощи и работниками медицинского пункта ООО «Транснефть – Порт Приморск», которые осуществляют взаимодействие с местными больницами, поликлиниками и аптеками.

Бригада медицинской помощи должна дежурить на берегу (КЧС ПБ организуется пункты пропуска в зону ЧС и медицинский пункт (ООО «Транснефть - Порт Приморск»), пункт очистки людей выходящих из зоны ЧС (ООО «ПТП»).

Ближайшие лечебные учреждения должны быть уведомлены о возможном поступлении пострадавших от отравления парами нефти и ожогов. При невозможности оказания медицинской помощи на месте организуется доставка пострадавших всеми видами имеющегося транспорта в лечебные учреждения:

- Приморскую многопрофильную больницу, г. Приморск, Пушкинская аллея д. 1;
- Выборгскую межрайонную больницу (ГБУЗ ЛО «Выборгская МБ»), г. Выборг, ул. Октябрьская, д.2;
- Северо-Западный окружной медицинский центр, г. Санкт - Петербург, ул. Луначарского, 45;
- Ожоговый центр, пос. Токсово, ул. Буланова, 18.

Ответственным за медицинское обеспечение операций по ЛРН на объектах ООО «ПТП» заместитель председатель КЧС ПБ.

Организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана:

- своевременно информировать в установленном порядке федеральный орган исполнительной власти в области промышленной безопасности, его территориальные органы, а также иные органы государственной власти, органы местного самоуправления и население об аварии на опасном производственном объекте;
- создавать системы оповещения, связи и поддержки в случае аварии и поддерживать указанные системы в пригодном к использованию состоянии.

В случае угрозы или возникновения аварии основным способом защиты населения, материальных ценностей, которым угрожает опасность, является их эвакуация из зон возможной ЧС в заблаговременно запланированные безопасные районы.

Передача информации и сигналов оповещения осуществляется органами повседневного управления Администрации г. Выборг с разрешения руководителей постоянно действующих органов управления по сетям связи для распространения программ телевизионного вещания и радиовещания, через радиовещательные и телевизионные

передающие станции операторов связи и организаций телерадиовещания с перерывом вещательных программ для оповещения и информирования населения об опасностях, возникающих при об угрозе возникновения или при возникновении чрезвычайных ситуаций.

Речевая информация длительностью не более 5 минут передается населению, как правило, из студий телерадиовещания с перерывом программ вещания. Допускается 3-кратное повторение передачи речевой информации.

Передача речевой информации должна осуществляться, как правило, профессиональными дикторами, а в случае их отсутствия - должностными лицами уполномоченных на это организаций.

В исключительных, не терпящих отлагательства случаях, допускается передача с целью оповещения кратких речевых сообщений способом прямой передачи или в магнитной записи непосредственно с рабочих мест оперативных дежурных (дежурно-диспетчерских) служб органов повседневного управления ООО «ПТП», ООО «Транснефть – Порт Приморск».

В населенные пункты, попадающие в зону влияния аварийного разлива нефти, должны выехать пожарные подразделения из ближайшей пожарной части для предотвращения возможных пожаров.

В случае угрозы здоровью населения, группа контроля докладывает в руководящую КЧС ПБ о необходимости применения средств индивидуальной защиты или эвакуации населения. Руководящим составом КЧС ПБ обеспечивается организация доставки средств защиты в населенные пункты. При необходимости руководство КЧС ПБ обращается за помощью в вышестоящие структуры или местные подразделения гражданской обороны и отделения районных комиссий по ЧС.

Оцепление места пожара и усиление режима допуска людей и транспорта к местам проведения спасательных работ, а также охрана объектов порта осуществляется службами безопасности ООО «Транснефть – Порт Приморск». К мероприятиям по охране привлекаются так же наряды полиции РОВД и ГИБДД, оповещаемые через Управление гражданской защиты.

Обеспечение безопасности экипажей судов

Безопасность экипажей судов обеспечивается:

- выполнением экипажами судов мероприятий по борьбе за живучесть судна;
- наличием у членов экипажа практических навыков по эффективному использованию имеющихся на судне средств борьбы с водой, пожаром, дымом, газом, паром;

- наличием у членов экипажа практических навыков по оказанию первой доврачебной помощи;

- прохождением каждым членом аварийной партии судна подготовку на стационарном тренажере живучести с получением соответствующего сертификата.

Контроль и учет выполнения мероприятий по подготовке экипажей судов ООО «ПТП» к борьбе за живучесть возложены на сменных помощников капитанов судов.

Занятия, тренировки и частные учения с экипажами по борьбе за живучесть судна проводятся командным составом под руководством сменных помощников капитанов и старших механиков. Контроль за готовностью экипажей судов к борьбе за живучесть и спасание людей осуществляется отделом безопасности мореплавания ООО «ПТП».

Члены экипажей судов ООО «ПТП» обеспечены СИЗ и аптечками первой медицинской помощи. Готовность экипажа к борьбе с пожаром на судне обеспечивается:

- знанием конструктивных особенностей судна, судовых систем, устройств и механизмов;

- выполнением предупредительных мероприятий по предотвращению возникновения взрывов и пожаров;

- умением применить первичные средства пожаротушения в целях ликвидации пожара в начальный момент после его возникновения;

- организацией эвакуации людей из помещений, охваченных пожаром;

- умением предотвратить распространение пожара по судну (герметизация и изоляция помещений, охваченных пожаром, орошение палуб и переборок, смежных с горящим помещением, и т.д.);

- поддержанием в готовности, приготовлением к спуску и включением в действие стационарных средств борьбы с пожаром;

- отработкой действий по борьбе с пожаром в соответствии с судовым Расписанием по тревогам (в том числе стояночным) и оперативным планом по борьбе с пожаром.

6 Действия собственных и/или привлекаемых аварийно-спасательных служб (формирований) по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов

6.1 Порядок действий по ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов

Проведение мероприятий по ЛРН представляет собой процесс поэтапных действий, направленных на достижение следующих целей:

- локализация источника загрязнения;

- защита зон береговой и причальной полосы;

- сбор нефти или нефтепродуктов и транспортировка нефтеводяной смеси к очистным сооружениям;
- ликвидация последствий РН, очистка береговой и причальной полосы;
- сбор загрязненных сорбентов, песка, грунта.

Действия АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис», выполняющих работы по ЛРН, должны быть в первую очередь направлены на ограничение распространения разлива в сторону зон особой экологической чувствительности.

В проливе Бьеркезунд районами экологической чувствительности к нефтяным загрязнениям являются заказник Березовые острова и Ермиловский залив.

Основными мерами защиты районов экологической чувствительности, выполняемыми АСС являются:

- превентивные мероприятия по заблаговременной обонке танкеров у причалов;
- прогнозирование направления и вероятной траектории разлива нефти и нефтепродуктов;
- своевременная постановка оперативных ордеров боновых заграждений в случае РН;
- своевременные мероприятия по защите береговой черты.

При проведении операций по ЛРН используются следующие действия:

1. Обнаружение РН.
2. Проверка информации и оповещение о разливе.
3. Выполнение первичных действий по ЛРН силами и средствами, несущими АСГ/ЛРН непосредственно на объекте (специализированное судно ЛРН, экипаж, группа ЛРН) до прибытия оперативной группы КЧС ПБ и основных сил и средств ЛРН.
4. Локализация и ликвидация РН силами и средствами ЛРН.
5. Проведение мероприятий по реабилитации загрязненных территорий и акватории.

В состав подготовительных работ входят:

- организация разведки зоны разлива РН;
- уточнение места и масштабов (объема) РН;
- уточнение задач по локализации разлива, уменьшению утечки нефти и ее сбору;
- выбор средств связи и оповещения;
- выбор систем локализации (высота, длина боновых заграждений, якорных (анкерных), буксировочных систем (лебедок, плавсредств));

- выбор систем ликвидации (сбора и перекачки), соответствующей типу и объему нефти, условий и времени выполнения работ;
- выявление потребности в транспортных средствах (автомобилях, судах);
- уточнение маршрута движения сил и средств ЛРН;
- доставка персонала АВС и проведение аварийно-восстановительных работ;
- выбор вспомогательного оборудования (кранов, грузовых автомобилей, транспортных емкостей; разъемов, шлангов, осветительного и энергетического оборудования);
- доставка сил и технических средств ЛРН к месту ведения работ;
- размещение и расстановка технических средств в районе аварии;
- обеспечение безопасности соседних сооружений;
- устройство временных подъездных дорог;
- создание временных хранилищ для собранной нефтеводяной смеси, загрязненной нефти или нефтепродуктов и нефтезагрязненного грунта и сорбента, с вместимостью, обеспечивающей непрерывную работу средств ликвидации РН;
- обеспечение безопасности проведения работ.

Аварийно-восстановительные работы при РН имеют целью ликвидацию причин аварийного разлива и включают следующие этапы работ:

- поиск точного места аварии и определение ее характера;
- сбор, выезд и доставку персонала и технических средств АВП к месту аварии;
- выполнение подготовительных и аварийно-восстановительных работ;
- ликвидацию последствий аварии (ликвидацию РН);
- оформление исполнительно-технической документации.

6.2 Тактика реагирования на разливы нефти и нефтепродуктов

Тактика реагирования на РН базируется на следующих основных положениях:

- всем действиям предшествует оценка обстановки и возможных последствий принимаемых решений;
- обеспечение безопасности персонала, участвующего в ЛРН и экипажей судов, является приоритетной задачей;
- работы по локализации РН на акватории и мероприятия по защите береговой и причальной полосы должны быть первоочередными;
- сбор проводят, в первую очередь толстых частей нефтяного пятна, которые занимают, примерно, 10% всего пятна и содержат до 90% разлитого вещества.

При РН первичное реагирование состоит в уменьшении вредного воздействия на среду, путем применения следующих тактик.

Тактика 1 → действия по сокращению объемов разлива у источника РН.

Тактика 2 → действия с растекшейся нефтью на водной поверхности.

Тактика 3 → действия по защите причалов и береговой черты.

Для каждой ситуации, при выборе стратегии реагирования учитываются:

– условия окружающей среды, т.е. время года, водные/ледовые условия и местоположение нефтяного пятна;

– технологии реагирования, т.е. варианты контрмер, их осуществимость и вопросы управления отходами.

Стратегия реагирования должна базироваться на следующих основных принципах:

– прежде чем предпринимать какие-либо действия необходимо продумать их последствия;

– операции по локализации разливов на водной поверхности должны быть первоочередными;

– готовность сил и средств для оперативного реагирования не должна превышать 1 часа для любой точки в зоне ответственности терминала;

– необходимо предпринимать все меры для предотвращения выброса нефти на побережье островов, входящих в состав особо охраняемых территорий, особенно в наиболее опасные сезоны;

– аварийные формирования, несущие АСГ на терминале должны заранее выбрать места установки боновых заграждений для предотвращения выхода нефти к Выборгскому архипелагу (в наиболее узкой части пролива у г. Приморск), для защиты побережья Ермиловского залива и о. Большой Березовый.

Тактика реагирования на разливы нефти и нефтепродуктов для наиболее опасных сценариев:

– С13.4^{NE} «Разгерметизация технологических трубопроводов подачи нефти, дизельного топлива и топливного мазута на причалы № 3, 4 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 3, 4» (летние условия);

– С13.6^{SW} «Разгерметизация технологических трубопроводов подачи нефти, дизельного топлива и топливного мазута на причалы № 3, 4 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера).

Технологические площадки причалов № 3, 4» (зимние условия), с максимальными объемами разлива нефти и нефтепродуктов представлены в таблицах 6.1 и 6.2.

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

Таблица 6.1 – Тактика реагирования на разливы нефти и нефтепродуктов в соответствии со сценарием С13.4^{NE} (Летние условия)

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполне ния	Время проведения мероприятий														Применяемое оборудование
			Минуты												Часы		
			5	10	15	20	30	40	70	90	100	120	130	150	180	24	
Оповещение/приведение в готовность																	
1	Оповещение диспетчерской службы ООО «ПТП»	5 мин.															-
2	Доведение срочной информации до диспетчерских служб ООО «Транснефть – Порт Приморск» руководителей организаций, диспетчерских служб ПСЧ-73 / ПСЧ-74, служб охраны Организаций, ПАСФ	5 мин.															-
3	Выход катера оперативного реагирования к месту аварии, с газоанализаторщиком на борту, разведка и газоанализ в зоне РН	10 мин.															-
4	Приведение в готовность и прибытие персонала ПАСФ	20 мин.															-

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Применяемое оборудование
			Минуты												Часы		
			5	10	15	20	30	40	70	90	100	120	130	150	180	24	
Локализация РН																	
5	Установка подвижного бонового ордера дежурными буксирами	20 мин															тяжелые морские боны
6	Выход дежурных бонопостановщиков к месту локализации РН и прибытие (2 ед.)	11 мин.															боны оперативного разворачивания самонадувные
7	Разворачивание боновой линии оперативных самонадувных БЗ дежурными бонопостановщиками	30 мин.															
8	Подход и швартовка к месту погрузки буксиров (4 ед.)	10 мин.															-
9	Погрузка оборудования ЛРН на буксиры	50 мин.															тяжелые морские надувные боны односточного надува, нефтесборная система (4 компл)
10	Выход снаряженных оборудованием ЛРН буксиров к месту локализации РН и прибытие	10 мин.															
11	Выставление основного ордера буксирами для локализации пятна н/пр	80 мин.															
Ликвидация РН																	
12	Сбор НВС внутри ордеров локализации с применением нефтесборных систем, плавучих емкостей буксиров и СЛВ «Брянск»	Не более 45 часов с момента окончания работ по локализации РН															См. раздел 7.3

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Применяемое оборудование		
			Минуты												Часы				
			5	10	15	20	30	40	70	90	100	120	130	150	180	24		48	
13	Транспортировка и сдача НВС собранной в плавучие емкости транспортируемые буксирами и СЛВ «Брянск» к местам раскочки (танкер «Офелия», причал №6)	Не более 45 часов с момента окончания работ по локализации РН																	

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

Таблица 6.2 Тактика реагирования на разливы нефти и нефтепродуктов в соответствии со сценарием С13.6^{SW} (Зимние условия)

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Применяемое оборудование
			Минуты												Часы		
			5	10	15	20	30	40	70	90	100	120	130	150	180	24	
Оповещение/приведение в готовность																	
1	Оповещение диспетчерской службы ООО «ПТП»	5 мин.															-
2	Доведение срочной информации до диспетчерских служб ООО «Транснефть – Порт Приморск» руководителей организаций, диспетчерских служб ПСЧ-73 / ПСЧ-74, служб охраны Организаций, ПАСФ	5 мин.															-
3	Выход буксира разведчика к месту аварии, с газоанализаторщиком на борту, разведка и газоанализ в зоне РН	10 мин.															-
4	Приведение в готовность и прибытие персонала ПАСФ	20 мин.															-
5	Выход буксиров (не менее 5-ти ед.) для проведения работ по локализации РН с использованием направленного потока воды от азимутальных винторулевых	20 мин.															-

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Применяемое оборудование
			Минуты												Часы		
			5	10	15	20	30	40	70	90	100	120	130	150	180	24	
	колонок и осуществление стабилизации растекания нефти/нефтепродуктов																
Ликвидация РН																	
6	Сбор НВС внутри ордеров локализации с применением нефтесборных систем СЛВ «Брянск» и танкера «Офелия»	Не более 47 часов 20 минут с момента окончания работ по локализации РН															
7	Захват и транспортировка нефтезагрязненного льда буксирами с использованием УОШ	Не более 46 часов с момента окончания работ по локализации РН															
8	Сбор экскаватором нефтезагрязненного льда из ордера УОШ (причал №5) и погрузка его на самосвалы	Не более 45 часов 30 минут с момента окончания работ по локализации РН															
См. раздел 7.3																	

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Применяемое оборудование		
			Минуты												Часы				
			5	10	15	20	30	40	70	90	100	120	130	150	180	24		48	
9	Транспортировка самосвалами нефтезагрязненного льда на очистные сооружения	Не более 45 часов 30 минут с момента окончания работ по локализации РН																	

6.3 Технологии ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов

В случае РН на акватории локализация и сбор нефти/нефтепродуктов с поверхности воды будут осуществляться механическим способом сбора. Механический способ сбора включает в себя локализацию нефти/нефтепродуктов с использованием боновых заграждений, сбор нефти и нефтепродуктов с поверхности воды с применением нефтесборных систем (см. раздел 8.2 «Силы и средства, привлекаемые к локализации и ликвидации РН»).

Защита береговой полосы производится с помощью установки защитных и отклоняющих боновых заграждений, в случае попадания нефти/нефтепродуктов на берег - механическая и ручная очистка берега с применением ручных скиммеров и установок мойки водой под давлением, а также с использованием сорбентов, не требующих утилизации.

Технологии, которые будут применяться при выполнении операций по ЛРН приведены в таблице 6.3.

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

Таблица 6.3 – Технологии ЛРН

№ п/п	Аварийная ситуация	Технология	Мероприятия	Силы и средства ЛРН	Исполнители
1	Разлив нефти/нефтепродуктов у причалов в пределах превентивных БЗ	Локализация РН	Установка дополнительных ордеров БЗ	Морские БЗ, тяжелые морские БЗ и бонопостановщики АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис»	Персонал ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис», Экипажи дежурных судов АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис»
		Механический сбор с акватории	Сбор нефти/нефтепродуктов из ордеров БЗ в танки дежурных судов АСС ООО «Транснефть-Сервис», транспортировка НВС на пост раскочки (причал №6), сдача НВС на очистные сооружения ООО «Транснефть-Порт Приморск»	Нефтесборные системы ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис» Суда ЛРН АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис»	Оперативный персонал ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис» Экипажи дежурных судов АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис»
		Доочистка акватории	Доочистка акватории производится с использованием сорбентов не требующих утилизации	Сорбент не требующий утилизации ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис», Суда ЛРН АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис»	Оперативный персонал ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис» Экипажи дежурных судов АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис»
2	Разлив нефти/нефтепродуктов у причалов в летний период, свободное растекание РН по акватории	Локализация РН	Постановка ордеров БЗ	Морские БЗ ПАСФ ООО «Транснефть-Сервис» Тяжелые морские БЗ ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис» суда бонопостановщики и буксиры АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис»	Персонал ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис» Экипажи судов АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис»
		Механический сбор с воды	Сбор нефти/нефтепродуктов локализованных БЗ в танки дежурных судов, плавучие емкости АСС ООО «Транснефть-Сервис», транспортировка НВС в танкер «Офелия» (временный накопитель	Нефтесборные системы ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис» Суда ЛРН АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис»	Персонал ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис» Экипажи судов АСС

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Аварийная ситуация	Технология	Мероприятия	Силы и средства ЛРН	Исполнители
			НВС) и на пост раскочки (причал №6), сдача НВС на очистные сооружения ООО «Транснефть-Порт Приморск»	«Транснефть-Сервис»	филиала ООО «Транснефть-Сервис»
		Доочистка акватории	Доочистка акватории производится с использованием сорбентов не требующих утилизации и сорбирующих БЗ	Сорбирующие БЗ и сорбент не требующий утилизации ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис», Суда ЛРН АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис»	Персонал ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис» Экипажи дежурных судов АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис»
		Защита берега	Постановка защитных и отклоняющих БЗ	Береговые БЗ и легкие БЗ ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис»	Персонал ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис» Экипажи дежурных судов АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис»
		Очистка берега	Установка БЗ в прибрежной зоне; смыв НВС с берега в акваторию, огороженную бонами; сбор смывтой с берега нефти с помощью НСС; сбор нефти из приемков, мест скопления нефти на береговой полосе; сбор оставшейся нефти с использованием сорбентов не требующих утилизации и материалов на сорбентной основе; ручной сбор загрязненного нефтью грунта с последующим вывозом на утилизацию.	Береговые и легкие БЗ ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис», НСС, мойки холодной и горячей водой под давлением, вакуумные машины, сорбент не требующий утилизации, шанцевый инструмент, разборные емкости, землеройная техника, погрузчики, самосвалы филиала ООО «Транснефть-Сервис»	Персонал ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис» Экипажи дежурных судов АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис»
3	Разлив нефти / нефтепродуктов у причалов в зимний период	Локализация РН	Локализация РН с использованием азимутально винторулевых колонок судов	Суда ЛРН АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис»	Экипажи дежурных судов АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис»

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Аварийная ситуация	Технология	Мероприятия	Силы и средства ЛРН	Исполнители
		Механический сбор с воды	Сбор нефти/нефтепродуктов с борта судов при помощи НСС для ледовых условий с пароподогревом в танки судов. Транспортировка НВС на пост раскочки (причал №6), сдача НВС на очистные сооружения ООО «Транснефть-Порт Приморск»	Специальные нефтесборщики для зимних условий ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис». Суда ЛРН АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис»	Персонал ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис» Экипажи дежурных судов АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис»
		Сбор нефтезагрязненного льда с акватории	Захват нефтезагрязненного льда с использованием буксиров и устройств для отвода шуги (УОШ), траление буксирами нефтезагрязненного льда к причалу №5, сбор и погрузка с использованием экскаваторной техники в самосвалы, транспортировка нефтезагрязненного льда в амбары временного хранения нефти/нефтепродуктов очистных сооружений ООО «Транснефть-Порт Приморск», плавление с использованием паровых передвижных установок нефтезагрязненного льда и сдача НВС на очистные сооружения.	Суда ЛРН АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис», устройства для отвода шуги, шанцевый инструмент, экскаваторная техника, самосвалы, паровые передвижные установки	Персонал ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис» Экипажи дежурных судов АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис»
		Защита берега	Мониторинг прибрежной полосы. Вырезка майн, для контроля подхода отдельных пятен к берегу.	Средства доставки (снегоход), приспособление для выемки льда из майны, ледорезные машины, бензопилы. НСС, временные емкости (каркасные).	Персонал ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис»

Работы по зачистке берега будут проводиться имеющимися силами АСС ООО «Транснефть-Сервис, аттестованным в установленном порядке по видам аварийно-спасательных работ и других специализированных организаций (возможно привлечение волонтеров).

В зависимости от объемов и распространения разлива нефти/нефтепродуктов возможно возникновения необходимости проведения работ по локализации и ликвидации в темное время суток. Темное время суток не оказывает влияния на технологию производства работ по локализации и ликвидации, не требует привлечения особой техники для сбора нефти/нефтепродуктов. Основным фактором, снижающим эффективность работ, является отсутствие достаточного освещения и возможности отслеживания пятна нефти/нефтепродуктов. Для обеспечения эффективного и безопасного производства работ по локализации и ликвидации разлива нефти/нефтепродуктов на морской акватории в темное время суток на судах, участвующих в проведении работ, установлены источники освещения – прожекторы, обеспечивающие видимость на участке акватории, на котором производятся работы. Для обеспечения возможности мониторинга перемещения пятна нефти/нефтепродуктов по акватории порта, отслеживания траектории перемещений пятна, а также навигации в темное время суток на судах применяются приборы ночного видения: специализированные бинокли и тепловизионные камеры. Биноклями и тепловизионными приборами также снабжены береговые службы ООО «ПТП» и администрации морского порта с целью мониторинга акватории порта в темное время суток.

Обнаружение разливов нефти/нефтепродуктов происходит на основе различий в температуре, тепловом отражении и степени теплового излучения у нефти/нефтепродуктов и воды. Из-за разной теплопроводности днем нефть/нефтепродукты обычно поглощают тепло быстрее воды, а значит, нагревается быстрее, чем окружающая ее вода. Вследствие этого она отражается на тепловом изображении в виде горячего участка. В ночное время суток справедливо будет обратное, то есть нефть/нефтепродукты быстрее теряет тепло по сравнению с окружающей ее водой, поэтому она отражается на тепловом изображении в виде более холодного участка.

Береговые службы ООО «ПТП» и администрация морского порта оснащены следующим тепловизионным оборудованием:

– тепловизор 3-го поколения на основе матричного МСТ-детектора, входящий в оптико-электронный модуль «Фокус-Д», установленный на высоте 60 м на башне «Светлана» администрации морского порта;

- поворотная тепловизионная камера РТР-25, установленная для мониторинга акватории между причалами налива темных и светлых нефтепродуктов;
- тепловизионная камера FLIR-FC-618 S, установленная для мониторинга акватории в районе перевалки светлых нефтепродуктов.

Также в распоряжении службы безопасности ООО «ПТП» есть следующие модели биноклей ночного видения:

- бинокль «Байгыш 12А» - 1 шт.;
- бинокль «СОТ NVB-6» с электронно-оптическим преобразователем поколения 2+ - 1 шт.

Организация ЛРН на акватории

При локализации РН существуют две стадии: первая стадия локализации РН – недопущение распространения разлива по конкретным направлениям; вторая стадия – локализация РН по всему периметру разлива.

Рекомендуемые технологии локализации разливов нефти/нефтепродуктов приведены в Приложении 8 к Плану ЛРН.

Правилами организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации (утв. постановлением Правительства РФ от 30 декабря 2020 г. № 2366) время, отведенное на локализацию аварийного разлива нефти, не регламентируется.

Для локализации РН привлекаются силы и средства ПАСФ филиала ООО «Транснефть - Сервис», информация о которых и перечень оборудования, а также состав спасателей приведены в п. 8.2.

Рассмотрим наиболее опасный сценарий РН С13:

Сценарий С13 - разгерметизация технологических трубопроводов подачи нефти, дизельного топлива и топливного мазута на причалы № 3, 4 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 3, 4.

Вид поверхности, на которой может произойти разлив - морская акватория. При разливах на акватории площадь пятна определяется временем, которое прошло с момента разлива, и воздействием внешних факторов. Оперативность выполнения работ определяется выбранным руководителем операции способом локализации нефтяного пятна.

Ниже приводится обоснование выполнения ООО «ПТП» нормативных требований на основе планирования оперативных мероприятий по локализации и компьютерного

моделирования операций по ЛРН. Приведенные примеры аварийных ситуаций, смоделированных с помощью специализированного программного обеспечения.

Превентивная обоновка танкеров

Для минимизации последствий возможных РН на акватории порта Приморск в обязательном порядке осуществляются превентивные мероприятия по локализации разлива путем заблаговременной обоновки судов, производящих операции с нефтью и нефтепродуктами на акватории порта. Заблаговременная обоновка позволит удержать нефть или нефтепродукты на возможно меньшей площади и предотвратить распространение РН по акватории, под причалы, пирсы и т.д.

Из-за конструктивных особенностей нефтеналивных причалов в порту Приморск выполняется круговая обоновка танкера вместе с причалом. Технология обоновки предполагает постановку двух ордеров БЗ у каждого причала – стационарного и подвижного (рисунок 6.1). Стационарный ордер развернут вдоль нефтеналивного причала в течение всего периода летней навигации, а подвижный устанавливается каждый раз после завершения швартовки танкера к причалу.

В связи с большими объемами возможных РН и высокой скоростью разлива и распространения нефти с целью увеличения запаса времени для оперативного реагирования для превентивной обоновки танкеров используются тяжелые морские боны высотой 1200-1500 см при высоте надводного борта минимум 500 см (Таблица 6.4). Во избежание обхода бонов ударной волной разлива линия бонов выставляется на расстоянии не меньше, чем 50-100 метров от борта судна. Для поддержания правильной конфигурации превентивного ордера, БЗ закрепляется с помощью промежуточных якорей.

Таблица 6.4 – Марка БЗ, используемых для превентивной обоновки танкеров

№ причала	Стационарные боны		Подвижные боны		Всего
	Марка бонов	Длина ордера, м	Марка бонов	Длина ордера, м	
№1	Тяжелые морские боны 1500	460	Тяжелые морские боны 1200	450	1810
№2		450	Тяжелые морские боны 1200	450	
№3	Тяжелые морские боны 1500	700	Тяжелые морские боны 1200, Тяжелые морские боны 1500	500	1700
№4			Тяжелые морские боны 1500	500	
№8	Тяжелые морские боны 1500	520	Тяжелые морские боны 1500	410	1300
№9				370	
ИТОГО:		2130	-	2680	4810

Боны выставляются в следующей последовательности (на примере постановки бонов у причала № 4):

Первыми выставляются тяжелые морские боны для стационарного ордера, после выставления стационарного ордера выставляется подвижный ордер. Боновые катушки с тяжелыми морскими бонами устанавливаются на бетонный СЛИП эшелон и крепятся к плитам СЛИПа при помощи цепи и скобы. Сбоку от катушек ставится силовой агрегат LPP-20 с воздуходувкой, и вся система соединяется гидравлическими шлангами.

Группа обоновки состоит из 8-и человек. По два человека из группы обоновки с каждой стороны от бонов корректируют направление бонов во время выхода с катушки, оператор на силовом агрегате контролирует скорость вращения катушки и включение и выключение воздуходувки, два человека работают попеременно с воздуходувкой, один человек с ломом при необходимости подправляет выход боновой цепи при остановке катушки.

Катер-бонопостановщик подходит кормой к СЛИПу, подает бросательный конец. Группа обоновки принимает бросательный конец, выбирает буксировочный конец, крепит его к буксирному устройству бонов. По команде руководителя операцией капитан буксира дает ход и буксирует боны в сторону пала. На корме буксира находится вахтенный матрос с рацией, который контролирует выход и положение бонов относительно буксировщика и докладывает капитану бонопостановщика.

После выхода всей ветви, второй бонопостановщик берет буксировочный конец бонов, буксирует его в заданный район и удерживает боны в таком положении.

Бонопостановщик № 1 подводит боны к плавучей бочке и передает их на катер оперативного реагирования (КОР), команда катера крепит их при помощи скоб к плавучей бочке.

После закрепления бонов бонопостановщик № 1 и катер «Ламор» переходят в район пала со стороны моря, бонопостановщик № 2 передает буксирный конец катеру «Ламор» который в свою очередь передает его на бонопостановщик № 1.

Бонопостановщик №2 протягивает боны под причал, экипаж катера «Ламор» раскрепляет их между опорами свайного основания причала. Боны крепятся к опорам причала концами по 30 метров. Выставляются якоря через 60 метров друг от друга.



Рисунок 6.1 – Схема установки бонов в порту Приморск в период летней навигации

Превентивная обоновка танкеров не производится в период зимней навигации. Боны снимаются не позднее 14-ти календарных дней после закрытия летней навигации и выставляются не позднее 14-ти календарных дней после объявления летней навигации капитаном морского порта Приморск. Превентивная обоновка не производится при погодных условиях, влекущих риск травмирования или гибели людей (ветер более 10-15 м/с, высота волны более 1 м).

Локализация РН при свободном растекании нефти и/или нефтепродуктов по акватории порта под действием северо-восточного ветра

Для минимизации последствий РН на акватории порта Приморск при возникновении разлива по сценарию С13.4 первичными действиями по локализации РН является установка подвижных боновых ордера дежурными буксирами. Крепление подвижных боновых ордера осуществляется по аналогии с превентивной обоновкой танкеров. Установка подвижных боновых ордера позволяет снизить количество нефти и нефтепродуктов поступающей в акваторию порта.

При свободном растекании нефтяного пятна по акватории порта согласно сценария С13.4, в связи с большей площадью РН наиболее эффективна схема локализации РН с перестроением из «U»-образной в «J»-образную конфигурацию ордера БЗ:

В данном случае захват пятна производится «U»-образными ордерами БЗ по 250 метров с перекрытием не менее 10 метров и дальнейшим перестроением в «J»-образную

конфигурацию. Для установки каскада из ордеров БЗ в соответствии с данной схемой локализации потребуется 2 бонопостановщика и 4 буксира.

Локализация РН при свободном растекании нефти и/или нефтепродуктов по акватории порта под действием юго-западного ветра

При свободном растекании нефтяного пятна согласно сценария С13.1 под действием юго-западного ветра, разлив нефти/нефтепродуктов будет стремиться к береговым и причальным сооружениям ООО «ПТП». В этом случае наиболее эффективно использование превентивной обоновки. Локализация производится путем крепления свободного конца подвижного ордера (превентивной обоновки) боновых заграждений на причалы № 5, 6, 7, 10 с использованием катеров-оперативного реагирования. Данный способ позволяет оперативно и в кратчайшие сроки произвести локализацию разлива нефти/нефтепродуктов. При этом при помощи двух/четырех бонопостановщиков/буксиров разворачиваются один-два «контрольных» ордера по 250 метров из быстроразворачиваемых БЗ в целях исключения проскока пятен нефти/нефтепродуктов через превентивную обоновку.

Локализация РН в ледовых условиях

Разлив нефти и нефтепродуктов при сплоченности льда до 30%

1) Локализация разлива нефти путем развертывания тяжелых морских БЗ или устройств для отвода шуги (рисунок 6.2):

а) установка судов с ледовым усилением в качестве барьеров, препятствуя дальнейшему распространению нефти;

б) развертывание морских БЗ (также возможно использование устройства отвода шуги (далее – УОШ)) с использованием буксиров.

2) Сбор нефти с применением НСС:

а) судно-нефтесборщик подходит к локализованному разливу нефти/нефтепродуктов;

б) персонал судна-нефтесборщика развертывает НСС, спускает НСС на поверхность акватории и производит сбор нефти в танк судна, либо в передвижные емкости, размещенные на борту судна.

3) Доочистка акватории загрязненной нефтью с применением сорбента.

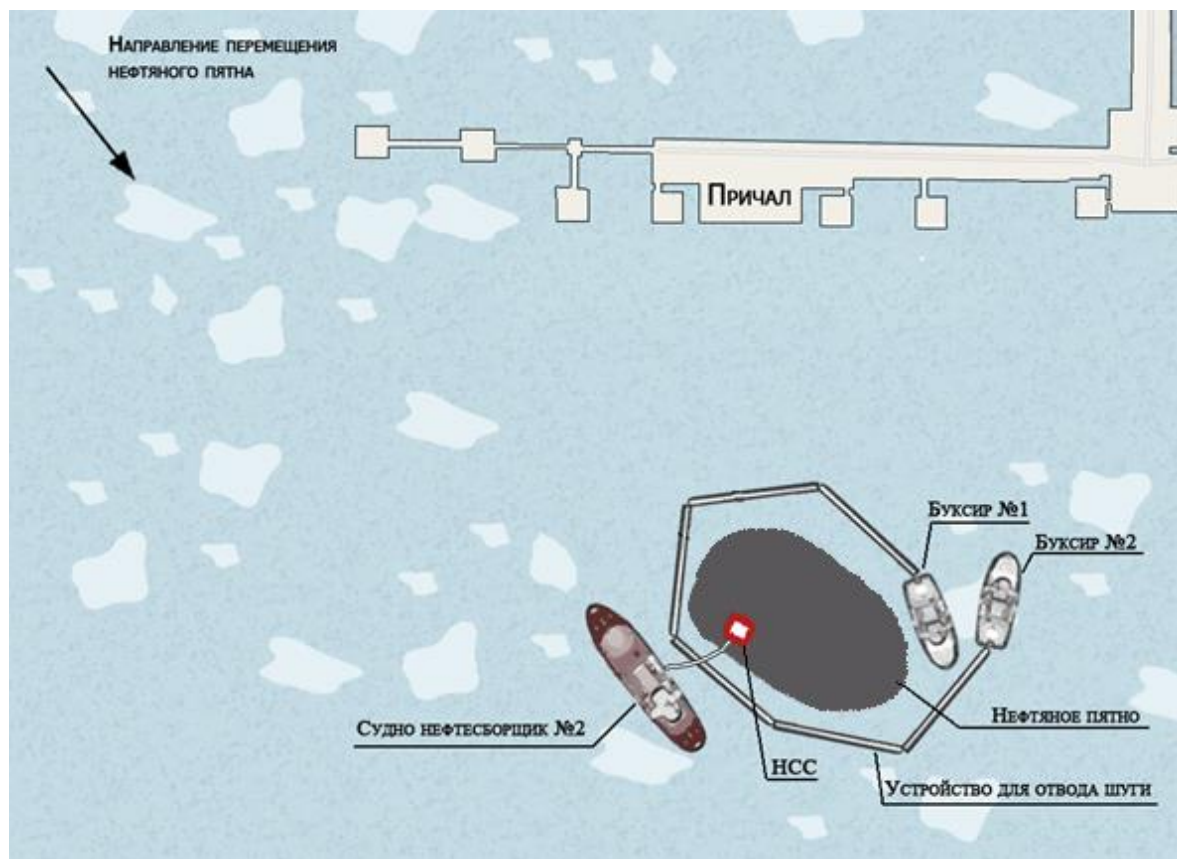


Рисунок 6.2 – Локализация и сбор АРН в ледовых условиях с применением морских БЗ
*Разлив нефти и нефтепродуктов при сплоченности льда выше 30% с локализацией
буксирами*

1) Локализация разлива нефти с применением винтового оборудования буксиров (рисунок 6.3):

а) в район разлива подходят буксиры (не менее 2 единиц, зависит от объема разлива) и занимают позиции вокруг пятна загрязнения; при движении пятна буксиры устанавливаются перед пятном, препятствуя его передвижению;

б) путем работы винтового оборудования буксиров загрязнение удерживается на месте, либо перемещается в сторону, где будет проходить сбор.

2) Сбор нефти с применением НСС:

а) судно-нефтесборщик № 1 и № 2 подходят к локализованному разливу нефти/нефтепродуктов (судно-нефтесборщик № 1 и № 2 должны иметь соответствующий ледовый класс, либо должна быть обеспечена ледовая проводка);

б) персонал судна-нефтесборщика № 1 и № 2 разворачивают НСС (должна быть оснащена защитными средствами, обеспечивающими бесперебойную работы в условиях шуги и битого льда), спускает НСС на поверхность акватории и производят сбор нефти в танк судна, либо в передвижные емкости, размещенные на борту судна;

3) Доочистка акватории загрязненной нефтью с применением сорбента.

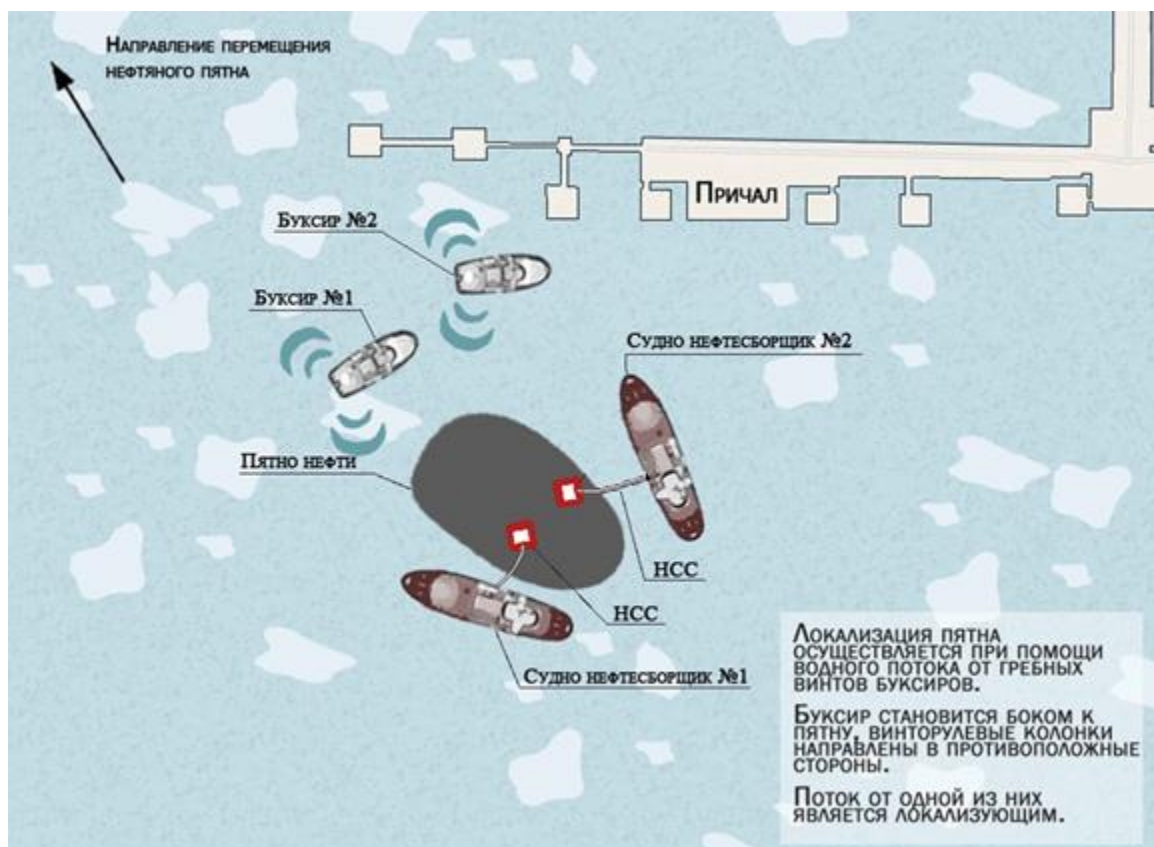


Рисунок 6.3 – Локализация и сбор АРН в ледовых условиях с применением винтового оборудования буксиров

Разлив при сплоченности льда выше 30% с использованием устройств для отвода шуги

1) Локализация разлива нефти с применением ордера из устройств для отвода шуги (рисунок 6.4):

а) буксиры разворачивают ордер, состоящий из соединенных между собой устройств для отвода шуги;

б) буксиры перемещают ордер в сторону загрязнения и замыкают его. Сбор ведется из замкнутого в кольцо ордера. Длина ордера должна быть достаточной для образования формы кольца.

2) Сбор нефти с применением НСС:

а) судно-нефтесборщик № 1 и № 2 подходят к локализованному разливу нефти/нефтепродуктов (судно-нефтесборщик № 1 и № 2 должны иметь соответствующий ледовый класс, либо должна быть обеспечена ледовая проводка);

б) Персонал судна-нефтесборщика № 1 и № 2 развертывают НСС (должна быть оснащена защитными средствами, обеспечивающими бесперебойную работу в условиях шуги и битого льда), спускают НСС на поверхность акватории и производят сбор нефти в танк судна, либо в передвижные емкости, размещенные на борту судна;

3) Доочистка акватории загрязненной нефтью с применением сорбента

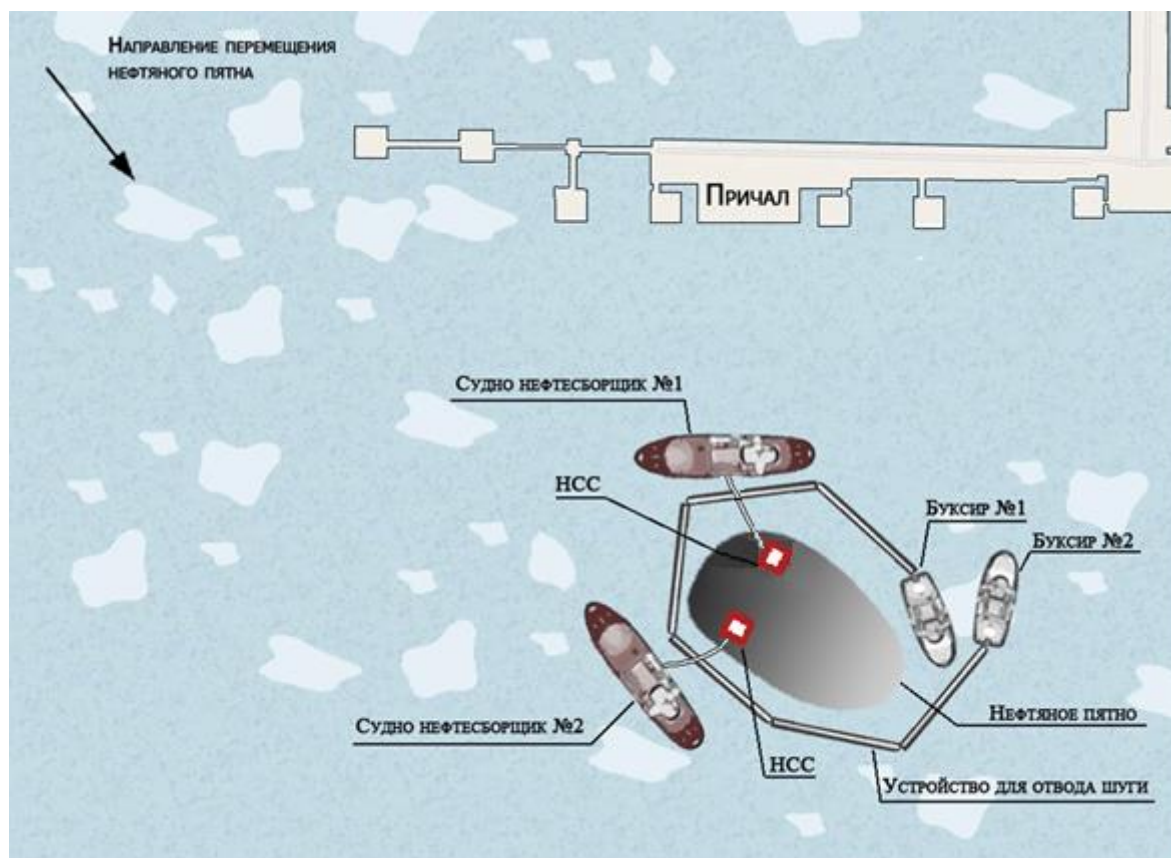


Рисунок 6.4 – Локализация и сбор АРН в ледовых условиях с применением кольцевого ордера, состоящего из устройств для отвода шуги

Траление загрязненного битого льда и шуги к берегу

При необходимости и возможности задействования береговых средств для сбора загрязнения производится траление ордера к причалу/берегу.

1) Локализация и траление разлива нефти с применением ордера из устройства для отвода шуги (рисунок 6.5):

а) буксиры разворачивают ордер, состоящий из соединенных между собой устройств для отвода шуги, задают ордеру U-образную форму и осуществляют захват загрязнения;

б) буксиры осуществляют траление (перемещение) U-образного ордера в сторону места сбора (береговых/причальных сооружений).

Для исключения образования зажорных масс перед движущимися буксирами и ордером, а также исключения сбора в ордер чистой шуги по направлению движения следует расчищать полосу транспортировки перед ордером и буксирами. Расчистку возможно проводить при помощи дополнительных буксиров.

2) Сбор нефти с применением НСС:

- а) сбор загрязненной шуги и битого льда осуществляется с береговых и причальных сооружений с помощью экскаваторной техники;
- б) Погрузка загрязненной шуги и битого льда осуществляется в передвижные емкости для сбора нефти/нефтепродуктов.
- 3) Доочистка акватории загрязненной нефтью с применением сорбента

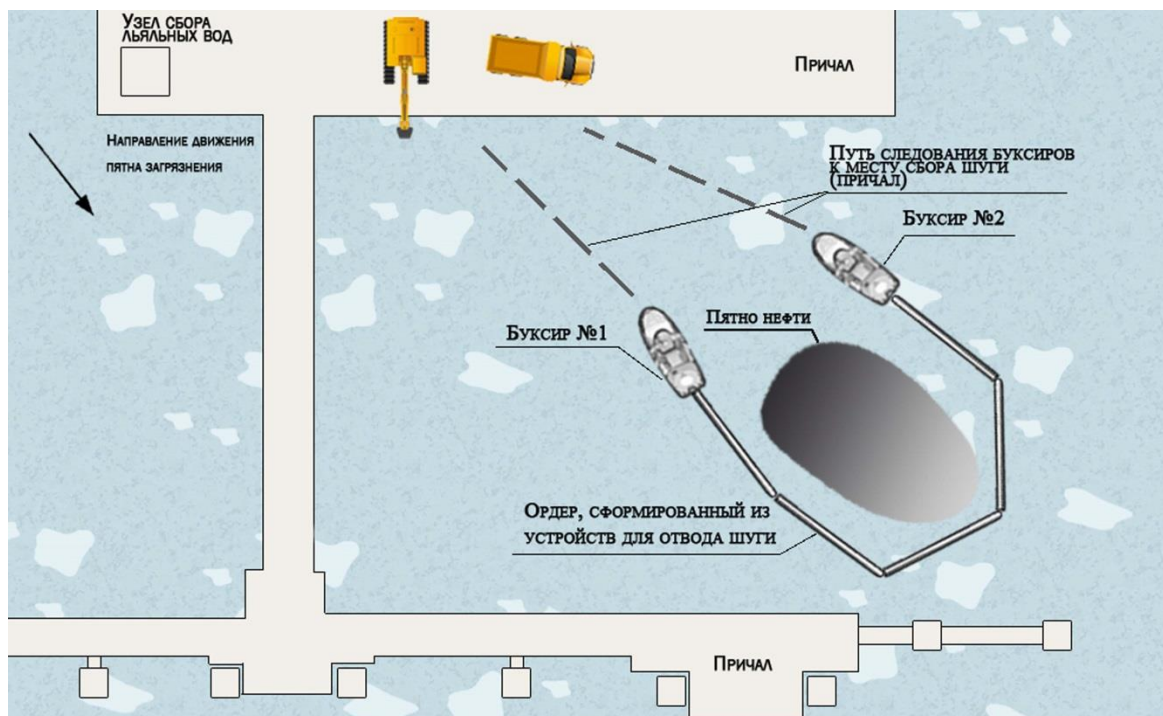


Рисунок 6.5 – Локализация и сбор АРН в ледовых условиях с применением ордера, состоящего из устройств для отвода шуги и экскаваторной техники

Ограничения применения технологии ЛРН в условиях шуги и битого льда

Технология ЛРН в условиях шуги и битого льда накладывает ограничения на применение БЗ. Применение БЗ возможно только при сплоченности льда до 30 % и при условии применения БЗ, изготовленных из особо прочных материалов.

Сбор загрязненной шуги и битого льда с береговых сооружений зависит от высоты и проектной предельной нагрузки причальных сооружений и возможен только в случае наличия глубины, достаточной для безопасного подхода буксиров.

Судно-нефтеборщик, с размещенным на его борту НСС, а также буксиры, осуществляющие развертывание и перемещение заградительного рубежа, должны иметь класс ледового усиления не менее Ice3. В противном случае должна быть обеспечена ледовая проводка соответствующим судном.

Перечень специальных технических средств, необходимых для производства работ по ЛРН в ледовый период:

- 1) БЗ повышенной прочности;

- 2) устройства для отвода шуги;
- 3) нефтесборные системы;
- 4) вакуумная установка;
- 5) сорбент торфяной;
- 6) устройство для нанесения сорбента;
- 7) парогенератор;
- 8) вакуум-машина АКН;
- 9) автокран;
- 10) судно-нефтесборщик;
- 11) буксиры;
- 12) устройства для защиты НСС при работе в сложных ледовых условиях
- 13) экскаватор с удлиненной стрелой с ковшом;
- 14) емкости для сбора загрязненной шуги и битого льда.

Состав и количество специальных технических средств, суммарная производительность НСС определяется в зависимости от объема и местоположения разлива.

Очистка береговой линии в ледовый период

При разливе нефти/нефтепродуктов в береговой зоне в зимний период локализация осуществляется следующими способами (рисунок 6.6):

- а) при стационарном ледовом покрытии вокруг места разлива прорезается майна и устанавливаются зимние боновые заграждения;
- б) при шуге и битом льде место разлива ограждается устройствами для отвода шуги.

Ликвидация осуществляется механизированным способом аналогично летним условиям с учетом необходимости вывоза загрязненного снега и льда на очистные сооружения.

Необходимое оборудование для локализации и ликвидации:

- 1) зимние боновые заграждения или УОШ;
- 2) грузоподъемная техника;
- 3) экскаватор, бульдозер, погрузчик;
- 4) автосамосвал;
- 5) ледорезная установка.

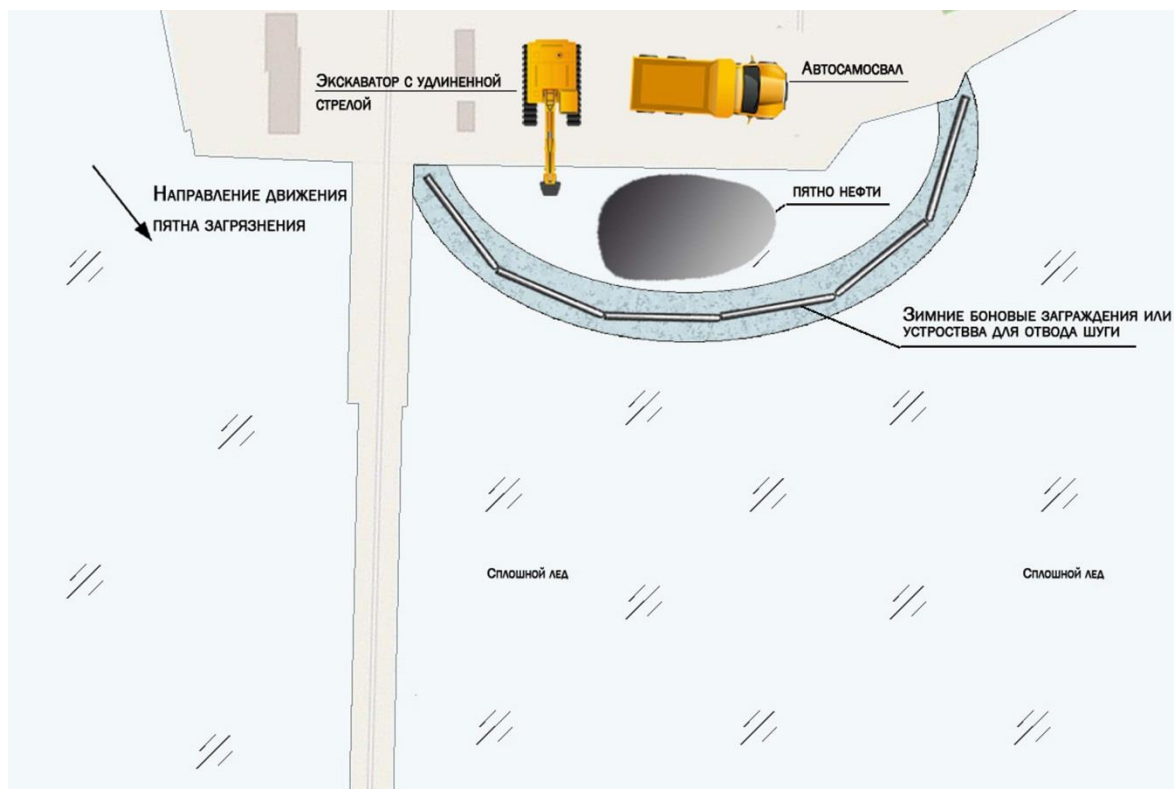


Рисунок 6.6 – Очистка береговой линии в зимних (ледовых) условиях

6.4 Мероприятия по мониторингу обстановки и окружающей среды

Основными целями мониторинга обстановки и окружающей среды при возникновении РН являются:

- снижение рисков и смягчение последствий аварий, катастроф и стихийных бедствий и повышение уровня защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций;
- контроль состояния природных, техногенных и биолого-социальных источников чрезвычайных ситуаций на территории области;
- своевременное выявление причин, способствующих возникновению чрезвычайных ситуаций на территории области;
- заблаговременное определение и расчет масштабов и характера возможного развития обстановки в чрезвычайных ситуациях;
- выработка рекомендаций для принятия необходимых мер по предупреждению, локализации, ликвидации чрезвычайных ситуаций и смягчению их социально-экономических последствий.

6.4.1 Порядок осуществления мониторинга обстановки и окружающей среды

Законодательство РФ предписывает проводить мониторинг (наблюдение, контроль) за загрязненным объектом окружающей природной среды и его возможным влиянием на объекты жизнеобеспечения населения, который проводится Организациями, на территории которых находятся источники такого загрязнения.

Государственный мониторинг окружающей среды (государственный экологический мониторинг) осуществляется в соответствии с законодательством Российской Федерации и законодательством субъектов Российской Федерации в целях наблюдения за состоянием окружающей среды, в том числе за состоянием окружающей среды в районах расположения источников антропогенного воздействия и воздействием этих источников на окружающую среду, а также в целях обеспечения потребностей государства, юридических и физических лиц в достоверной информации, необходимой для предотвращения и (или) уменьшения неблагоприятных последствий изменения состояния окружающей среды.

Под мониторингом окружающей среды (экологическим мониторингом) понимается комплексная система наблюдения за состоянием окружающей среды, оценки и прогноза изменений состояния окружающей среды под воздействием природных и антропогенных факторов.

К полномочиям Правительства Ленинградской области в сфере экологического мониторинга относятся:

- организация и осуществление государственного мониторинга окружающей среды (государственного экологического мониторинга) в порядке, установленном Правительством Российской Федерации;
- формирование и обеспечение функционирования территориальных систем наблюдения за состоянием окружающей среды на территории Ленинградской области;
- определение приоритетных направлений деятельности по экологическому мониторингу на территории Ленинградской области, принятие нормативных правовых актов в области экологического мониторинга, а также осуществление контроля за их исполнением;
- утверждение долгосрочных целевых программ Ленинградской области в сфере экологического мониторинга;
- использование данных экологического мониторинга при принятии мер по охране окружающей среды Ленинградской области и защите населения при чрезвычайных ситуациях;
- определение специализированных организаций в установленном действующим законодательством порядке;

- утверждение перечня объектов и субъектов локального экологического мониторинга;
- определение порядка использования данных экологического мониторинга;
- решение иных вопросов, связанных с осуществлением экологического мониторинга, в соответствии с законодательством Российской Федерации и законодательством Ленинградской области.

Субъектами экологического мониторинга в Ленинградской области являются:

- Правительство Ленинградской области;
- уполномоченный Правительством Ленинградской области орган исполнительной власти Ленинградской области, осуществляющий государственное управление в сфере охраны окружающей среды;
- специализированные организации;
- субъекты локального экологического мониторинга;
- иные организации и граждане, осуществляющие добровольный экологический мониторинг в Ленинградской области.

Субъекты локального экологического мониторинга обязаны:

- соблюдать требования в области экологического мониторинга, установленные федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации, областными законами и иными нормативными правовыми актами Ленинградской области;
- разрабатывать и утверждать по согласованию с уполномоченным органом программы локального экологического мониторинга;
- незамедлительно предоставлять уполномоченному органу информацию о любых обстоятельствах, угрожающих состоянию окружающей среды;
- по результатам мониторинга устранять выявленные нарушения в области охраны окружающей среды.

Локальный экологический мониторинг осуществляется субъектами локального экологического мониторинга самостоятельно и с привлечением специализированных организаций, в соответствии с программами локального экологического мониторинга, разрабатываемыми и утверждаемыми субъектами локального экологического мониторинга с представлением результатов локального экологического мониторинга в уполномоченный орган ООО «Транснефть – Порт Приморск» и ООО «ПТП» являются субъектами локального экологического мониторинга.

В рамках соблюдения природоохранного законодательства в ООО «ПТП» разработана Программа экологического контроля.

Операционный контроль представляет собой систему наблюдений, оценки и прогнозирования изменений в состоянии компонентов окружающей среды в условиях производственной деятельности предприятия на основе инструментальных и иных измерений, экспертных оценок и других методов определения показателей качества окружающей природной среды.

Основной целью работ при проведении операционного контроля является получение достоверной информации о состоянии компонентов окружающей среды на контролируемом участке для выделения техногенной составляющей возможных изменений на фоне природных процессов, с целью предотвращения и снижения негативных последствий деятельности предприятия.

Для достижения данной цели организовано наблюдение за состоянием:

- атмосферного воздуха;
- поверхностных вод и придонного горизонта (морская акватория);
- балластных вод;
- донных грунтов (донных отложений).

Кроме того, в ООО «ПТП» организована система контроля за образованием, хранением, учетом и утилизацией отходов.

Основные задачи:

- проверка соблюдения установленных нормативов образования отходов и лимитов на их размещения;
- контроль соблюдения установленных нормативов содержания загрязняющих веществ в исследуемых компонентах природной среды;
- проверка соблюдения требований природоохранного законодательства при реализации деятельности предприятия;
- разработка рекомендаций по устранению выявленных несоответствий, направленных на минимизацию отрицательного воздействия как на окружающую среду, так и на здоровье персонала.

При осуществлении операционного контроля территории, находящейся в ведении ООО «ПТП», используются визуальный и инструментальный методы наблюдения.

Визуальный метод контроля включает в себя:

- постоянный контроль состояния акватории порта путем наблюдения с причальных сооружений порта персоналом дежурной смены АСС;

– не реже одного раза в сутки патрулирование водной акватории порта катером с целью обнаружения загрязнения и сбора плавающего мусора с помощью скиммера (исключая ледовый период);

– ежедневное (учитывая метеоусловия) проведение мониторинга акватории порта и подходных фарватеров с целью определения влияния деятельности предприятия и контрагентов на окружающую среду, проведения мероприятий по предотвращению экологических аварий и минимизации потерь;

– ежедневный обход территории порта сотрудниками экологического отдела с целью выявления отступлений от требований природоохранного законодательства и предотвращения и/или минимизации отрицательных воздействий на окружающую природную среду в результате выявленных правонарушений;

– 2 раза в неделю (учитывая метеоусловия) проведение мониторинга акватории порта и подходных фарватеров с целью определения влияния деятельности предприятия и контрагентов на окружающую среду, проведения мероприятий по предотвращению экологических аварий и минимизации потерь.

Инструментальный метод контроля представляет собой организацию и проведение отбора проб компонентов окружающей природной среды силами лабораторий, аккредитованных в установленном порядке.

Отбор проб воздуха производится в шести точках с периодичностью один раз в квартал, в соответствии с проектом обоснования размеров, организации и благоустройства единой санитарно-защитной зоны порта Приморск в Ленинградской области».

Для осуществления контроля качества природных вод используемого водного объекта, пролив Бьеркезунд, специалистами ООО «ПТП» разработана и утверждена в надзорных органах «Программа регулярных водных наблюдений за состоянием качества вод используемого водного объекта и его водоохранной зоной (пролив Бьеркезунд)» в соответствии с Договором водопользования, а также «Программа регулярных наблюдений за водным объектом и его водоохранной зоной», в соответствии с Решением на пользование водным объектом.

Основной целью работ при проведении экоаналитического контроля является получение достоверной информации о состоянии исследуемых компонентов окружающей среды для выделения техногенной составляющей возможных изменений, а также предотвращения и снижения негативных последствий деятельности. Таким образом, мониторинг морской воды, донных осадков, почвы по показателю «нефтепродукты» проводится в 1-ые сутки - каждые 2 часа, в последующие – через 12 часов, по окончании

сбора нефтепродуктов – полный количественно-химический анализ морской воды, донных осадков и почвы.

Контроль качества компонентов окружающей среды проводится силами экоаналитической лаборатории, в соответствии с Аттестатом аккредитации испытательной лаборатории (центра), на основании Договора на оказание услуг по выполнению количественных и химических анализов природной воды, донных отложений и почвы. Проведение экологического мониторинга участков акватории, находящихся в зоне антропогенного воздействия, позволяет получить комплексные данные о текущем состоянии экосистемы, выявить изменения этого состояния и дать прогноз краткосрочных и долгосрочных изменений, выработать оперативные рекомендации по ликвидации последствий, обеспечить соблюдение экологических норм, предусмотренных законодательством Российской Федерации.

Контроль за качеством природных вод проводится ежемесячно, исключая период ледового плавания, с учетом контроля донных отложений и почвы - один раз в год, по всем контролируемым параметрам.

Всего на акватории, находящейся в зоне ответственности ООО «ПТП», размещено 9 пунктов контроля за состоянием поверхностных вод, 1 пункт контроля за состоянием донных отложений, 1 пункт контроля за состоянием почвы. В случае обнаружения повышенных концентраций загрязняющих веществ незамедлительно информируется об этом Невско-Ладожское бассейновое водное управление и Север-Западное межрегиональное управление Росприроднадзора.

Порядок осуществления мониторинга обстановки и окружающей среды при РН

Уточнение обстановки в зоне РН начинается после получения сообщения о РН или предполагаемом РН.

К первоочередным мероприятиям по мониторингу и прогнозированию РН относится определение:

- масштабов РН;
- местоположения и характеристик распространения РН;
- погодных условий и опасных природных явлений;
- пожаро- и взрывоопасности.

После получения сообщения о РН уточнение обстановки производится по следующим параметрам:

- оценка характера повреждения и масштаба аварии;
- наличие пострадавших;

- обеспечение безопасности персонала, объектов жизнеобеспечения, находящихся в зонах поражающих факторов РН;
- прогнозирование развития РН;
- организация мониторинга зон РН.

При предварительной оценке обстановки уточняются:

- местонахождение разлива;
 - источник и причина разлива;
 - тип и характеристики продукта;
 - площадь разлива, включая направление разлива, длину, ширину пятна;
- гидрометеорологические условия в районе РН;
- меры, предпринятые для локализации и ликвидации РН;
 - наличие пострадавших и вероятность загрязнения природных объектов и объектов жизнеобеспечения населения;
 - оценивается опасность РН для населения;
 - учитывается прогноз гидрометеорологической службы.

Сбор, обмен и анализ информации о РН, о ходе работ на месте аварии происходит с периодичностью не реже, чем один раз в два часа.

При осуществлении мероприятий по ликвидации РН большое значение имеет знание места РН и возможность спрогнозировать наиболее вероятное направление его перемещения.

Для этой цели необходимо выполнение следующих операций:

- установить место РН путем визуального наблюдения;
- установить место РН нефти с помощью средств дистанционного обнаружения.

Наиболее эффективным методом обнаружения нефтяных пятен являются визуальные наблюдения. Эти наблюдения могут вестись непосредственно на месте разлива.

В случае РН в зоне ответственности ООО «ПТП» визуальное наблюдение за перемещением нефтяных полей, загрязнением поверхностных вод пленками нефтепродуктов может проводиться:

- судами, задействованными в операции ЛРН;
- персоналом ООО «ПТП» при осуществлении круглосуточного патрулирования объектов;
- системой управления движения судов, позволяющей отслеживать движение судов в зоне ответственности СКП Приморск.

Следует учитывать сложность получения объективных данных при наблюдении за нефтяным полем с уровня моря, что обусловлено ограничением видимости, возможными

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

неблагоприятными метеорологическими условиями, которые могут сделать мониторинг с моря неосуществимым.

По мере возможности, в течение всего периода работ состав группы наблюдателей не должен меняться, чтобы обеспечить последовательность и преемственность выполняемых наблюдений. В состав группы наблюдателей могут быть включены представители федеральных и местных контролирующих органов, при условии соблюдения всех требований безопасности, принятых компанией.

Передача в руководящую КЧС ПБ информации о загрязнении осуществляется в установленной форме (до сбора комиссии вся информация передается диспетчерам терминалов).

Сведения о разливе включают наиболее точные данные об аварии:

- время обнаружения разлива и его координаты (место);
- источник загрязнения;
- погодные условия на месте разлива (состояние моря), скорость, направление ветра, видимость;
- характер загрязнения и его протяженность (площадь);
- траекторию и скорость движения пятна нефти/нефтепродуктов.

В зависимости от внешних признаков нефтяной пленки на поверхности воды можно определить приблизительный объем нефти/нефтепродуктов, находящейся на водной поверхности, на основании данных, представленных в таблице 6.5.

Осуществление мониторинга обстановки окружающей среды производится в группе мониторинга и оценки ситуации, формирующейся при руководящей КЧС ПБ для непосредственного обеспечения ликвидации разлива нефти/нефтепродуктов.

Таблица 6.5 – Соотношение внешних признаков нефтяной пленки на поверхности воды на 1 м² и массы нефти/нефтепродуктов

Внешние признаки нефтяной пленки	Масса нефти/нефтепродуктов на 1 м² водной поверхности, г.
Отсутствие пленки и пятен, отдельные радужные полосы, наблюдаемые при наиболее благоприятных условиях освещения и спокойном состоянии водной поверхности	0,1
Отдельные пятна и серые пленки серебристого налета на поверхности воды, наблюдаемые при спокойном состоянии водной поверхности, появление первых признаков цветности	0,2
Пятна и пленки с яркими цветными полосами, наблюдаемыми при слабом волнении	0,4
Нефть/нефтепродукты в виде пятен и пленки, покрывающая значительные участки поверхности воды, не разрывающиеся при волнении, с переходом цветности к тускло мутно-коричневой	1,2
Поверхность воды покрыта сплошным слоем нефти/нефтепродуктов,	2,4

Внешние признаки нефтяной пленки	Масса нефти/нефтепродуктов на 1 м ² водной поверхности, г.
хорошо видимой при волнении, цветность темная, темно-коричневая	

6.4.2 Режимы мониторинга обстановки и окружающей среды

Мониторинг обстановки и окружающей среды осуществляется в следующих режимах:

- *повседневной деятельности* (отсутствие признаков и условий, свидетельствующих о возникновении чрезвычайных ситуаций).
- *повышенной готовности* - при получении прогноза о вероятном возникновении чрезвычайных ситуаций.
- *чрезвычайной ситуации* - при возникновении, развитии и ликвидации чрезвычайных ситуаций.

В режиме *повседневной деятельности* осуществляется:

- наблюдение и контроль за состоянием окружающей среды, обстановкой на потенциально опасных объектах и прилегающих к ним территориях;
- сбор, обработка и анализ информационных материалов, полученных в процессе осуществления экологического мониторинга;
- прогнозирование и оценка вероятности возникновения чрезвычайных ситуаций;
- представление обобщенной информации об обстановке в Правительство Ленинградской области и Главное управление МЧС России по Ленинградской области.

В режиме *повышенной готовности* осуществляется:

- непрерывный сбор, обработка, анализ мониторинговых данных об обстановке;
- выработка предварительного прогноза развития ЧС;
- составление прогнозов развития чрезвычайных ситуаций в реальном режиме времени;
- представление информационных материалов в Правительство Ленинградской области, КЧС и ПБ Правительства Ленинградской области и ГУ МЧС России по Ленинградской области.

В режиме *чрезвычайной ситуации* осуществляется:

- непрерывный сбор, обработка, анализ мониторинговых данных об обстановке в зоне ЧС(Н);
- расчет вероятных сценариев развития чрезвычайной ситуации и оперативных мер по предотвращению, локализации и смягчению последствий ЧС(Н).

– представление информации об обстановке в Правительство Ленинградской области, КЧС и ПБ Правительства Ленинградской области и ГУ МЧС России по Ленинградской области.

В ООО «ПТП» для установки факта загрязнения водной поверхности, а также для ведения мониторинга обстановки в ЧС используются:

- наблюдение зоны ответственности;
- круглосуточное патрулирование объектов (с использованием катеров АСС);
- данные СУДС, данные докладов о загрязнение поверхности акватории от капитанов танкеров (судов), лоцманов по проводке, а также капитанов судов, проходящих через пролив Бьеркезунд транзитом;
- данные лабораторных исследований.

Мониторинг обстановки в ЧС(Н) организуется для оценки характера распространения нефтяного загрязнения, объема вылившейся нефти или нефтепродуктов, площади загрязнения, характера истечения нефти, скорости распространения нефтяного пятна.

Мониторинговые наблюдения ведутся круглосуточно. Периодичность наблюдений определяются динамикой распространения РН. При ведении операции по ЛРН мониторинг на месте разлива и оценка ситуации осуществляется силами и средствами АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис».

Газоанализ производится специалистами АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис» с использованием газоанализаторов «АНТ-3М».

Основными задачами мониторинга (лабораторного контроля) морской среды являются:

- получение достоверных данных об уровне содержания нефтепродуктов в морской воде акватории;
- оценка уровня загрязнения донных осадков.

Объектами мониторинга морской среды являются: морская вода на поверхностном и придонном горизонте, а также донные осадки и почва.

Район наблюдений – зона ответственности ООО «ПТП».

Виды проводимых наблюдений включают исследования:

- полный гидрохимический анализ параметров морской воды (БПК, ХПК, Взвешенные вещества, нефтепродукты, сухой остаток, аммоний-ион, сульфат-анион, хлорид-анион, железо, марганец, растворенный кислород, водородный показатель);

- полный химический анализ донных осадков (гранулометрический состав, зольность, рН, нефтепродукты, кадмий, никель, хром 6+, свинец, цинк, медь, мышьяк, ртуть, 3,4 бенз(а)пирен, α -гексахлорциклогексан, Линдан, Σ ДДТ и метаболитов, токсичность);
- химический анализ почвы (нефтепродукты, кадмий, никель, кобальт, хром 6+, свинец, цинк, марганец, медь, мышьяк, ртуть, бенз(а)пирен, суммарный показатель Zс, ХОП (ДДТ, ДДД, ДДЕ, альфа-ГХЦГ, гамма – ГХЦГ), токсичность);
- визуальные наблюдения за состоянием бентоса.

Для контроля за возможным негативным воздействием на водные биоресурсы (состояние бентоса) и принятия оперативных мер по исключению негативного воздействия предусмотрено проведение экологического контроля и мониторинга. Экологический мониторинг предусматривает проведение постоянного визуального контроля за рыбными запасами с целью обнаружения мертвой рыбы, неестественного ее поведения.

Основными задачами наблюдений за ихтиофауной являются: – проведение визуальных наблюдений.

Фиксирование необычного поведения рыб (частое выпрыгивание из воды, заторможенность, в том числе длительное нахождение в непосредственной близости от поверхности воды и т.д.), а также анализ причин, способствующих данному поведению; регулярная связь с представителем Заказчика с целью своевременного информирования о состоянии ихтиофауны и среды обитания водных биоресурсов.

В случае обнаружения на водной поверхности массовых скоплений снулой (мертвой) рыбы, включая молодь либо взрослых производителей, необходимо:

- зафиксировать координаты места;
- провести фото или видеосъемку с приложением пояснительной записки, в которой указываются все обстоятельства произошедшего;
- передать информацию в территориальное управление Федерального агентства по рыболовству.

В целях всестороннего учета влияния погодных условий, опасных метеорологических и гидрологических явлений на проведение мероприятий по ЛРН организуется гидрометеорологическое обеспечение.

Гидрометеорологическое обеспечение мероприятий по ЛРН организуется ГУ «Санкт Петербургский Центр по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды с региональными функциями» и Северо-Западным УГМС в соответствии с положениями законодательства РФ.

В руководящую КЧС ПБ передаются данные по фактическим метеоусловиям на месте разлива, прогноз погоды в районе места разлива на ближайшие 6, 12, 24 и 48 часов. Данные по гидрометеоусловиям учитываются при составлении оперативного плана ЛРН и по ним устанавливается ожидаемое направление перемещения пятна нефти/нефтепродуктов.

Вся полученная информация доводится непосредственно в КЧС ПБ начальником экологического отдела ООО «ПТП». Наблюдение за перемещением нефтяного пятна и контроль состояния окружающей среды осуществляется так же ФГБУ «АМП Балтийского моря» во взаимодействии с представителями федеральных и местных контролирующих органов, оценку качества проводимых мероприятий осуществляет МСКЦ ФГБУ «АМП Балтийского моря».

Мониторинг использования природных ресурсов при производстве работ по ЛРН и реализации в полном объеме природоохранных технологий (использование разрешенных способов сбора и утилизации нефти и нефтепродуктов, применения разрешенных сорбентов и т.п.) выполняет Север-Западное межрегиональное управление Росприроднадзора.

Мониторинг состояния загрязненной акватории на этапе производства очистных работ осуществляет Северо-Западное межрегиональное территориальное управление Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Северо-Западное УГМС).

Ответственным за отбор проб и проведение мониторинга окружающей среды является начальник экологического отдела ООО «ПТП». Ответственным лицом за предоставление своевременной и полной информации является заместитель генерального директора, начальник производственной службы.

6.5 Мероприятия по защите и сохранению морской среды, водных биоресурсов при проведении работ по локализации и ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов

При проведении работ по локализации и ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов должны быть осуществлены следующие мероприятия по предотвращению гибели объектов животного мира, обитающих в условиях естественной свободы, в результате загрязнения нефтью/нефтепродуктами:

– техника и персонал должны доставляться к месту работ с разрешенной скоростью с учетом предупреждающих знаков;

- при выборе техники и оборудования для локализации и ликвидации разлива ННП предпочтение должно отдаваться технике и оборудованию с наименьшим уровнем шума, вибрации и с учетом других характеристик, влияющих на объекты животного мира;
- необходимо минимизировать площадь проведения работ;
- электрооборудование, его узлы и работающие механизмы должны быть оснащены устройствами, предотвращающими попадание животных в указанные узлы и механизмы;
- открытые емкости с ННП следует снабжать системой защиты в целях предотвращения попадания в них животных;
- после завершения работ по ликвидации разлива все конструкции и оборудование должно быть убраны.

При проведении работ по локализации и ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов должны осуществляться мероприятия:

- выявление пострадавших или находящихся под угрозой животных;
- минимизация воздействия на диких животных путем их отпугивания или упреждающего отлова, если это необходимо;
- отлов, стабилизация, очистка и реабилитация пострадавших животных при помощи надежных и своевременных мер;
- применение методов и стратегий ликвидации РН, направленных на защиту экологически уязвимых районов, таких как зоны размножения и нагула;
- обеспечение проведения операций по ликвидации последствий загрязнения нефтью/нефтепродуктами диких животных в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации;
- охрана здоровья и обеспечение безопасности работников ООО «ПТП», подрядчиков и населения во время ликвидации последствий загрязнения нефтью/нефтепродуктами представителей животного мира.

6.6 Мероприятия по материально-техническому, инженерному, финансовому и другим видам обеспечения операций по ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов

Основной задачей материально-технического и инженерного обеспечения является организация своевременного и полного снабжения аварийных формирований техникой, ГСМ, средствами пожаротушения, средствами оповещения и связи, медицинским имуществом, продовольствием, строительными материалами, обменной и специальной одеждой и обувью, а также другими видами материальных и технических средств.

Материально-техническое обеспечение операции по ЛРН

Номенклатура и объем резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций, а также контроль за их созданием, хранением, использованием и восполнением устанавливаются создающим их органом.

Для проведения операции ЛРН владельцы привлекаемых сил и средств обеспечивают их начальную эксплуатационную готовность. В дальнейшем необходимые расходуемые материалы и ГСМ предоставляет ООО «ПТП» согласно заявкам взаимодействующих организаций или возмещает расходы взаимодействующих организаций согласно выставленным счетам.

Ответственным за материально-техническое обеспечение операций по ЛРН является начальник отдела материально-технического снабжения ООО «ПТП».

Начальник отдела материально-технического снабжения, осуществляет расчет расходуемых материалов по существующим нормам и раскладкам, организует их получение и доставку к месту работ.

Запасы материальных средств на случай РН размещены на базе НСТ, на причалах и судах ЛРН (п. 8.2).

В случае материально-технических средств сторонних организаций для ЛРН ООО «ПТП» производит возмещение затрат согласно действующему законодательству РФ.

Инженерно-техническое обеспечение операции ЛРН

Основными задачами инженерно-технического обеспечения являются:

- организация текущего и экстренного ремонта техники и оборудования, вышедшего из строя в ходе выполнения задач по ликвидации аварии;
- снабжение ремонтных работ запасными частями и ремонтными материалами;
- проведение технического обслуживания техники в установленные сроки;

Основной задачей инженерного обеспечения является выполнение всеми видами инженерной техники работ, необходимых для ЛРН.

Инженерные решения направленные на предупреждение развития аварий и оперативную локализацию опасных веществ и включают в себя:

- проведение постоянного контроля работы оборудования;
- наличие противоаварийных сооружений и запасных материалов, используемых при ЛРН;
- оснащение аварийных служб новейшими транспортными и техническими средствами: механизмами, оборудованием для оперативной доставки и ликвидации аварии.

Ответственность за инженерное обеспечение работ по ЛРН возлагается на главного инженера ООО «ПТП».

Транспортное обеспечение

Транспортное обеспечение мероприятий по ЛРН включает подготовку и распределение всех видов транспорта, привлекаемого для обеспечения работ. Основными задачами транспортного обеспечения являются:

- выполнение всеми видами транспортных средств, технических средств, рабочих и служащих, привлекаемых для ликвидации аварии;
- подвоз и вывоз материалов для проведения работ по ЛРН;
- эвакуация персонала организаций порта и экипажей судов.

Транспортное обеспечение мероприятий по ЛРН возлагается на заведующего автохозяйством ООО «ПТП».

Финансовое обеспечение операции ЛРН

ООО «ПТП» отчисляются финансовые средства, используемые для решения следующих задач:

- проведение предупредительных мероприятий;
- приобретение материалов и оборудования для АСС и их своевременной замены по истечению сроков годности и эксплуатации;
- приобретение запчастей и ГСМ;
- проведение мероприятий по поддержанию средств АСС в постоянной готовности;
- страхование личного состава АСС;
- реабилитация акватории пролива Бьеркезунд и береговой полосы после ликвидации аварий;
- выплаты сторонним организациям, участвующим в ликвидации аварий.

Все объекты, эксплуатируемые ООО «ПТП» застрахованы в соответствии с требованиями законодательства РФ.

Ответственным за финансовые вопросы, связанные с ЛРН в зоне ответственности ООО «ПТП», является главный бухгалтер ООО «ПТП».

Обеспечение формирований продуктами питания

Питание формирований, выполняющих работы по ЛРН, в первые сутки, осуществляется через 12 часов после начала работ через стационарный (столовая ООО «Транснефть - Порт Приморск») и подвижные пункты продовольственного питания. В подвижные пункты продовольственного снабжения, из расчета организации питания 40 %

формирований горячей пищей и 60 % формирований сухими пайками. В последующие сутки формирования обеспечиваются горячей пищей.

Питание формирований ГПС МЧС, выполняющих работы в районе ЧС(Н) более 5 часов после начала работ, должны быть обеспечены питанием личного состава.

Доставка продовольствия к пунктам осуществляется автомобильным транспортом, по решению начальника отдела материально-технического обеспечения ООО «ПТП».

Медицинское обеспечение операции ЛРН

Медицинское обеспечение операции ЛРН организуется на базе дежурных стационаров МУЗ «Приморская районная больница» и ГБУЗ ЛО «Выборгская межрайонная больница» отделение скорой медицинской помощи. Задача - оказание первой медицинской и последующей врачебной помощи пострадавшим.

Гидрометеорологическое обеспечение

Организуется с целью получения данных о состоянии погоды в опасных ее явлениях для оценки обстановки. Сбор данных осуществляется начальником отдела флота и начальником экологического отдела ООО «ПТП».

6.7 Мероприятия по обеспечению безопасности при проведении работ по локализации и ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов

Основные правила безопасности при выполнении работ по ЛРН

При организации и проведении работ по ЛРН наиболее важным является сохранение человеческой жизни и предотвращение травматизма. Поэтому все участники ЛРН обязаны выполнять следующие общие правила по безопасности:

- до тех пор, пока не будет установлено иначе, считайте, что авария сопровождается либо большим выбросом газов и, следовательно, существует большая опасность возгорания, либо имеется риск взрыва;
- убрать все возможные источники возгорания с места аварии;
- нельзя входить в район аварии, пока четко не определены границы распространения газового облака;
- поддерживать постоянную связь с диспетчерским центром;
- приближаться к месту аварии только с наветренной стороны;
- размещать весь персонал и оборудование в специально отведенном безопасном месте.

Все работы по ЛРН при РН ведутся под руководством профессионалов. Персонал ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис», выполняющий работы по ЛРН имеет

соответствующую квалификацию, подтвержденную дипломами и сертификатами, проходит периодическую проверку знаний по методам безопасного ведения работ в соответствии с регламентирующими документами и инструкциями, владеет теоретическими и практическими навыками ведения аварийно-спасательных работ.

Задействованный в операции по ЛРН персонал АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис» и экипажи судов обеспечены спецодеждой из материала, предназначенного для защиты от нефти и нефтепродуктов, средствами защиты органов дыхания и зрения от паров нефтепродуктов, обувью с прочными нескользящими подошвами, исключающую искрообразование, набором средств для оказания первой помощи.

Для работы в условиях минусовой температуры персонал АСС и экипажи судов обеспечиваются зимними комплектами спецодежды и горячим питанием.

Работы по ЛРН проводятся непрерывно со сменой личного состава 1 раз в 24 часа. Смена личного состава осуществляется на рабочих местах. Перед всеми видами работ по ЛРН проводится инструктаж по мерам безопасности в начале каждой рабочей смены.

Мероприятия по защите персонала, работающего в зоне аварии, от воздействия неблагоприятных факторов окружающей среды, а также система организации медико-профилактической помощи населению организуется в соответствии с требованиями нормативных документов по обеспечению безопасности мореплавания, техники безопасности и пожарной безопасности, кроме того, необходимо соблюдать ряд дополнительных требований, обусловленных спецификой работ по ЛРН:

- перед началом работ по ЛРН весь привлекаемый к ним персонал должен быть дополнительно проинструктирован руководителем работ по безопасным методам и приемам ведения работ и других опасных условиях и обстоятельствах данной аварии;

- к работе по ЛРН допускаются лица не моложе 18 лет, которые прошли медицинский осмотр, производственное обучение, проверку знаний по безопасности труда и безопасных методов работы с выдачей удостоверения на право производства работ, стажировку на рабочем месте в течение 2-14 смен под руководством опытного работника и инструктаж по мерам безопасности и взрыво-, пожаробезопасности, а также оформившие допуск к стажировке и к самостоятельной работе;

- к работе не допускаются заболевшие и лица в нетрезвом состоянии;

- не допускается работа персонала в зоне опасных для здоровья концентраций углеводородов без средств защиты, для этого отдел экологической безопасности и рационального природопользования ООО «ПТП» совместно с местными санитарными и

экологическими службами контролирует концентрацию вредных веществ в воздухе с начала ликвидации аварии;

- контроль концентрации вредных веществ в воздухе необходимо производить как в зоне работ, так и в ближайших населенных пунктах, при этом нужно учитывать направление и скорость ветра;

- замеры уровня концентрации углеводородов в воздухе производить в районе границ распространения нефтяного пятна и других местах по указанию руководителя операции с периодичностью, установленной руководителем работ по ЛРН;

- работать нужно только исправным инструментом и приспособлениями, исключающими искрообразование;

- инструмент и приспособления должны применяться только по назначению;

- к работе по ЛРН допускаются только технически исправные суда, плавсредства и нефтесборная техника;

- работа плавсредств разрешается при силе ветра до 14 м/сек и при высоте волны до 1 м;

- маневры по постановке бонов, сбору нефти и нефтепродуктов должны производиться таким образом, чтобы свести к минимуму загрязнение воздуха на судне их парами;

- подход к нефтяному пятну предпочтителен только с наветренной стороны, в противном случае необходимо применять СИЗ;

- постоянно следить за состоянием и исправностью антиискрового покрытия судов и инструментов.

Производственный контроль является составной частью системы управления промышленной безопасностью и осуществляется ООО «ПТП» путем проведения комплекса мероприятий, направленных на обеспечение безопасного функционирования опасных производственных объектов, а также на предупреждение аварий на этих объектах и обеспечение готовности к локализации аварий и инцидентов и ликвидации их последствий.

Основными задачами производственного контроля являются:

- обеспечение соблюдения требований промышленной безопасности в эксплуатирующей организации;

- анализ состояния промышленной безопасности в эксплуатирующей организации, в том числе путем организации проведения соответствующих экспертиз;

- разработка мер, направленных на улучшение состояния промышленной безопасности и предотвращение ущерба окружающей среде;

- контроль соблюдения требований промышленной безопасности, установленных федеральными законами и иными нормативными правовыми актами;
- координация работ, направленных на предупреждение аварий на опасных производственных объектах и обеспечение готовности к локализации аварий и ликвидации их последствий;
- контроль своевременного проведения необходимых испытаний и технических освидетельствований технических устройств, применяемых на опасных производственных объектах, ремонтом и поверкой контрольных средств измерений;
- контроль соблюдения технологической дисциплины.

Содержание паров нефти и нефтепродуктов и газов не должно превышать предельно допустимой концентрации (ПДК) по санитарным нормам. Работа разрешается только после устранения опасных условий. Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны составляет:

1. Бензин-растворитель (в пересчете на углерод) – 100 мг/м³;
2. Керосин (в пересчете на углерод) – 300 мг/м³;
3. Сероводород в смеси с углеводородами C1-C5 – 3 мг/ м³;
4. Углеводороды C1-C10 – 300 мг/м³;

Для защиты органов дыхания персонала АСС от вышеуказанных продуктов применяются шланговые изолирующие противогазы марки «ПШ-1», «ПШ-2», «ДПА-5» и фильтрующие противогазы с коробками марок «А», «БКФ».

Ответственными за организацию и осуществление производственного контроля являются генеральный директор ООО «ПТП» и лица, на которых возложены такие обязанности в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Обеспечение безопасности мореплавания при выполнении работ по ЛРН

Для обеспечения безопасности мореплавания при проведении операции ЛРН необходимо:

- капитанам судов, участвующих в операции по ЛРН на всех этапах операции усилить наблюдение за окружающей обстановкой, обеспечить повышенную готовность экипажей и судовых технических средств к борьбе за живучесть, обеспечить надежную радиосвязь с КЧС ПБ и между судами ЛРН АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис», участвующими в операции;
- капитану порта организовать и осуществлять контроль за судоходством в районе проведения операции, не допуская чрезмерного сближения проходящих судов;

– капитану порта при необходимости своевременно дать непосредственно и через гидрографическую службу оповещение о закрытии для плавания района проведения операции ЛРН, а также усилить контроль за судоходством в данном районе.

***Обеспечение мер безопасности на судах ЛРН АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис»
при выполнении работ по ЛРН***

Для обеспечения мер безопасности при выполнении работ по ЛРН соблюдаются следующие правила и требования:

– на плавсредствах, участвующих в операциях, необходимо иметь прибор для измерения уровня концентрации углеводородов. В процессе проведения операции осуществлять постоянный контроль за состоянием воздуха в зоне работы персонала и в прилегающих помещениях;

– маневры по постановке бонов, сбору нефти и нефтепродуктов должны производиться таким образом, чтобы свести к минимуму загрязнение воздуха на судне их парами;

– на судах, участвующих в операциях ЛРН, имеются средства для защиты дыхательных органов от паров углеводородов и набор средств первой помощи пострадавшим от вдыхания этих паров. Работа персонала в зоне опасных для здоровья концентраций углеводородов без защитных средств запрещается;

– до начала операций, на судне, участвующем в ЛРН, проводится проверка обеспечения санитарных норм, мер по пожаро-взрывобезопасности в соответствии с действующей инструкцией. Результаты этой проверки оформляются актом либо записываются в судовом журнале;

– в связи с повышенной опасностью травматизма при работе на скользкой палубе, на судах, участвующих в операциях, должен иметься дополнительный запас песка в количестве не менее 0,2 м³ (1 бочка);

– ответственность за обеспечение персонала судов средствами индивидуальной защиты и контроля воздушной среды несет судовладелец.

Обеспечение пожарной безопасности на судах ЛРН АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис» при выполнении работ по ЛРН

Для обеспечения пожарной безопасности при проведении операций ЛРН на судах должны соблюдаться дополнительные требования:

– иллюминаторы всех помещений, расположенных в нижних двух ярусах надстройки, должны быть плотно задрены;

– во избежание проникновения паров углеводородов в жилые отсеки судна, все помещения, расположенные на высоте до 6 м от действующей ватерлинии и машинного отделения, должны иметь искусственную напорную вентиляцию;

– должен проводиться непрерывный контроль (по меньшей мере, каждый час) за концентрацией углеводородов в воздухе в районе рабочей палубы, машинного отделения и в помещениях 1-го яруса рубок;

– до начала операций должны быть проверены и приведены в полную готовность все системы пожаротушения;

– члены экипажей судов, участвующих в операции, должны проходить инструктаж на рабочем месте по вопросам мер безопасности в условиях ЛРН с оформлением в соответствующих журналах под роспись инструктируемых лиц.

Соблюдение этих требований проверяется и подтверждается Актом о готовности судна к работе в режиме сбора нефти и нефтепродуктов.

6.8 Мероприятия по документированию работ по ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов

Для обеспечения обоснованности возмещений затрат, компенсаций и других выплат производится текущее документирование операций ЛРН с указанием перечня и этапов выполнения операций, видов выполненных работ, численности, квалификации и затрат времени персонала, используемого оборудования и транспортных средств, расхода материалов.

Вся хронология событий с момента получения сообщения и заканчивая возвращением сил и средств в пункты постоянной дислокации, должна быть отражена в журналах судов, принимающих участие в операции по ЛРН, в отчетах и сводках.

Отчеты по обязательным формам донесений 1/ЧС – 5/ЧС направляются ответственным лицом ООО «ПТП» в ГУ МЧС России по Ленинградской области и ФГБУ «АМП Балтийского моря» в соответствии с Инструкцией о сроках и формах предоставления информации (приказ МЧС России от 11.01.2021 № 2).

Документирование определено требованиями ОР-13.020.40-КТН-0359-22, ОР-13.020.00-КТН-045-18.

По окончании ЛРН в срок, не превышающий 30 суток, Председатель руководящей КЧС ПБ представляет в ГУ МЧС России по Ленинградской области и в ФГБУ «АМП Балтийского моря» отчет о проделанной работе по форме 5/ЧС.

Основные требования к отчету по ЛРН:

- аннотация, содержащая сведения об источнике РН, развитии РН, его трансформации, принятии решения о начале, временном и окончательном прекращении операции по ЛРН;
- причины, обстоятельства и последствия РН для населения, окружающей среды и объектов экономики;
- оценка действий органов управления и сил при ЛРН, а также организации применения специальных технических средств;
- затраты на ЛРН, возмещение ущерба окружающей среде и водным биологическим ресурсам;
- уровень остаточного загрязнения и состояние технологического оборудования;
- предложения по технологиям выполнения работ и оснащению АСФ(Н);
- рекомендации по предотвращению возникновения подобных источников РН, приемам и технологиям ЛРН, а также необходимость внесения изменений и дополнений в Планы и Календарные планы организаций.

Ответственным за документирование затрат на ЛРН является начальник производственно-технического отдела ООО «ПТП».

После завершения всех ремонтно-восстановительных работ и ликвидации последствий аварии проводится учет затрат на ЛРН.

Одной из важных задач руководящей КЧС и ПБ в случае РН является контроль произведенных расходов на ЛРН и превентивные меры, связанные с минимизацией ущерба от загрязнения нефтью и нефтепродуктами.

После ЛРН производится подсчет расходов, понесенных участниками ЛРН, подсчет ущерба от загрязнения акватории нефтью и нефтепродуктами, убытков, понесенных портом и судовладельцем танкера вследствие их временного вывода из эксплуатации.

Затраты на ЛРН будут определяться как сумма следующих составляющих:

- от прямых потерь;
- затрат на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии;
- социально-экономических потерь;
- косвенного ущерба (в результате простоя);
- экологического ущерба;
- потерь от выбытия трудовых резервов в результате гибели людей или потери ими трудоспособности.

Величина компенсационных выплат за ущерб окружающей природной среде определяется как сумма выплат за загрязнения поверхностных водных объектов, земель и атмосферного воздуха.

Прямые потери (стоимость потерянного продукта) определяются как произведение цены нефти на количество безвозвратно потерянного продукта. Затраты на аварийно-восстановительные работы зависят от характера аварии.

Размер взыскания за вред, причиненный загрязнением водного объекта, определяется суммированием ущерба от изменения качества воды и размера потерь, связанных со снижением биопродуктивности. Размер потерь, связанных со снижением биопродуктивности водного объекта, определяется на основе непосредственного обследования биологических ресурсов, экспертной оценки стоимости снижения биологической продуктивности с учетом действующих методических документов.

На акватории – первоначальный отбор проб производится после работ нефтесборной техники. На следующий день после ликвидации аварии целесообразно провести визуальный осмотр и отбор проб на поверхностном горизонте (глубина 0 – 0,5 м).

При загрязнении береговой полосы отбор проб производится после окончания работ нефтесборной техники, уборки замазученного грунта отбор проб производится на 0,2 - 0,25 м.

Отбор проб производится аккредитованной лабораторией.

Социально-экономические потери определяются как сумма затрат на компенсации и мероприятия вследствие гибели персонала, третьих лиц или травмирования персонала и третьих лиц.

Срок хранения отчета о проведении работ по ЛРН составляет 5 лет.

Расследование аварий осуществляется в соответствии с действующим законодательством, федеральными нормативными и методическими документами, государственными и международными стандартами в области охраны окружающей природной среды, ведомственными нормативными документами.

При составлении и подписании актов, а также иных нормоопределяемых действиях, проводится уведомление страховой компании. Члены комиссии выезжают на место аварии и приступают к установлению факта аварии и величины вредного воздействия на окружающую природную среду в течение 6 часов с момента получения информации об аварии.

Формы документов, которыми оформляется факт совершения экологического правонарушения, заполняются уполномоченным должностным лицом, входящим в состав комиссии по расследованию аварии, на стандартных бланках.

7 Расчет достаточности собственных и/или привлекаемых аварийно-спасательных служб (формирований) для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти и/или нефтепродуктов с учетом применяемых для этих целей технологий

Определение необходимого состава сил и специальных технических средств для ЛРН выполняется на основании прогнозирования последствий РН для максимально возможных РН на основании оценки риска с учетом неблагоприятных гидрометеорологических условий, времени года, суток, экологических особенностей и характера использования акваторий. При этом необходимо учитывать, что все расчеты по силам и средствам ЛРН, необходимых для обеспечения адекватного реагирования, могут служить, в основном, для ориентировочного планирования их минимального количества.

Настоящий расчет достаточности сил и средств ЛРН на акватории выполнен с учетом следующих исходных данных:

- максимального объема РН – 2442,56 м³ (2113,73 т);
- объемов РН, при расчете которых использованы физико-химические свойства нефти и нефтепродуктов, перегружаемых в зоне ответственности ООО «ПТП»;
- результатов расчетов площадей РН на морской акватории;
- результатов моделирования поведения нефтяного пятна на поверхности морской акватории;
- рекомендованных технологий ЛРН.

Расчет выполнен с учетом следующих положений:

- оборудование для ЛРН должно быть расположено недалеко от причалов, где производятся грузовые операции с нефтью и нефтепродуктами;
- общая производительность оборудования должна соответствовать вероятности разлива и уровню разгрузки или погрузки;
- системы сбора нефти и нефтепродуктов и боны должны отвечать следующим условиям применения:
 - ✓ высота волны 2 м и скорость течения 1 узел в открытом море;
 - ✓ высота волны 1 м и скорость течения 1 узел в закрытых и полузакрытых портах.

- полномасштабные и хорошо организованные действия по сбору должны быть начаты на месте РН незамедлительно с момента получения информации о разливе;
- разлив должен быть ликвидирован, если позволяют гидрометеороусловия в месте РН, в течение 2-х суток.

На нефтеналивном терминале должны быть предусмотрены специальные технические средства для ЛРН, а также вспомогательное оборудование.

Специальные технические средства:

- боновые заграждения (БЗ) в количестве, достаточном для установки на требуемом количестве рубежей локализации;
- нефтесборные устройства;
- ручные нефтесборщики, шанцевый инструмент и специальные комплексы для зачистки берега;
- емкости, суммарным объемом, достаточным для обеспечения бесперебойной работы нефтесборщиков;
- сорбенты в расчетном количестве;
- механизированные средства нанесения (подачи) сорбента;
- установки для сжигания насыщенного сорбента;
- установки для мойки оборудования и очистки боновых заграждений.

Вспомогательные средства:

- транспортные средства (автомобили, суда, воздушные и специальные транспортные средства);
- средства для установки боновых заграждений (буксиры, катера, лодки, ручные лебедки, трапы и т.д.);
- средства обеспечения пожарной и промышленной безопасности;
- другие вспомогательные средства, не входящие в комплекты нефтесборного оборудования.

Все оборудование и материалы, используемые для ЛРН, должны иметь разрешение на применение при проведении мероприятий по ЛРН на территории РФ и быть сертифицированы на соответствие требованиям экологической, промышленной и пожарной безопасности. Допускается использование как отечественных, так и импортных оборудования и материалов.

Все оборудование должно быть работоспособно, укомплектовано, и использоваться только для ЛРН и проведения тренировок и учений по ЛРН.

Оборудование для ЛРН должно заменяться новым при потере работоспособности (невозможности восстановления), выработке ресурса. Допускается применение оборудования по истечению гарантийного срока хранения при положительных результатах его освидетельствования на соответствие техническим требованиям.

7.1 Расчет достаточности боновых заграждений

Боновые заграждения для ограждения загрязненных участков акваторий портов и локализации разливов нефти и нефтепродуктов должны обеспечивать:

- возможность ограждения судов на период проведения операций с нефтью и нефтепродуктами и возможность локализации разлившихся нефти и нефтепродуктов в порту;
- закрытие районов порта, которым разливы нефти и нефтепродуктов могут принести наибольший ущерб.

Комплекты БЗ должны включать боны требуемого класса, средства установки, крепления, уборки бонов с акватории порта, средства для промывки бонов и хранения их на берегу. Боны должны храниться в легко доступном месте для быстрого развертывания.

Для локализации РН на акватории порта должно быть предусмотрено использование БЗ следующих типов:

- тяжелые морские БЗ;
- БЗ для защиты береговой полосы и гидротехнических сооружений порта;
- сорбирующие БЗ.

Типы БЗ определены в соответствии с климатическими условиями района, способами и технологией установки БЗ, количеством ордеров.

7.1.1 Расчет необходимого количества боновых заграждений для превентивной обонки танкеров

Участки портов, где существует постоянная угроза разлива нефти и нефтепродуктов, а также участки на акваториях портов, которым разлив нефти и нефтепродуктов может принести наибольший ущерб, рекомендуется защищать боновыми заграждениями. Согласно Указанию Росморречфлота от 26.02.2008 №ДД-27/1484 об обеспечении минимальной площади распространения возможного РН при проведении погрузочно-разгрузочных работ с нефтью и нефтепродуктами на время проведения работ в порту в период летней навигации

должны быть установлены превентивные БЗ (в зимних условиях БЗ выставляются, сообразуясь с ледовой обстановкой, или не выставляются совсем).

При определении длины превентивных БЗ в настоящем Плане принято во внимание следующее:

- в полузакрытых акваториях порта защитные ограждающие БЗ должны обеспечить окружение танкера самого крупного размера;
- конструктивные особенности нефтеналивных причалов, у которых выполняются погрузочные работы с нефтью и нефтепродуктами в порту Приморск;
- схема установки бонов в порту Приморск в период летней навигации;
- результаты компьютерного моделирования РН при различных сценариях.

Наибольшими танкерами, загружаемыми на Портовых сооружениях в порту Приморск (причалы № 1-4), являются танкеры дедвейтом 150 000 тонн, длиной – 307 м, шириной – 50 м. Наибольшими танкерами, загружаемыми на Портовых сооружениях в порту Приморск (причал № 8), являются танкеры дедвейтом 66 000 тонн, длиной – 294,1 м, шириной 32,2 м. Наибольшими танкерами, загружаемыми на Портовых сооружениях в порту Приморск (причал № 9), являются танкеры дедвейтом 33 000 тонн, длиной – 226,0 м, шириной 24,0 м.

Таким образом, в порту Приморск должно находиться боновые заграждения с учетом возможности одновременной загрузки 6-и (шести) танкеров одновременно, при этом учитывать работу других судов в порту.

Из-за конструктивных особенностей нефтеналивных причалов в порту Приморск необходимо выполнение круговой обоновки танкера вместе с причалом. Технология превентивной обоновки предполагает постановку двух ордеров БЗ, один из которых является стационарным и выставляется вдоль всего нефтеналивного причала в течение всего периода летней навигации, а второй является подвижным и устанавливается после того, как танкер ошвартован у причала.

Длина причалов № 1, 2 составляет по 375,1 м, причалов № 3, 4– 432,5 и 414,75 м соответственно. Длина причалов № 8, 9 составляет 353 м и 334 м соответственно.

Длина стационарного ордера определяется по формуле:

$$L_{\text{стационарные БЗ}} \cong a \cdot k$$

где:

a – длина нефтеналивного причала, м.

k – коэффициент запаса, $k = 1,2$;

Длина подвижного ордера определяется по формуле:

$$L_{\text{подвижныеВ}} \geq a + b$$

где:

b – ширина нефтеналивного танкера, м.

a – длина нефтеналивного причала, м.

Результаты расчетов минимальной необходимой длины стационарных и подвижных БЗ для превентивной обонки обобщены и представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Минимальная расчетная длина стационарных и подвижных БЗ для выполнения превентивной обонки причалов в порту Приморск

№ причала	Стационарные боны, м	Подвижные боны, м	Всего, м
№1	450	426	1752
№2	450	426	
№3	520	483	1468
№4		465	
№8	430	386	1174
№9		358	
ИТОГО:	1850	2544	4394

В связи с большими объемами возможных РН, высокой скоростью разлива и распространения нефти и нефтепродуктов и необходимостью увеличения запаса времени для оперативного реагирования предпочтительно использование для превентивной обонки морских бонов высотой 1200-1500 мм при высоте надводного борта минимум 500 мм.

7.1.2 Расчет необходимого количества БЗ для локализации РН и защиты берега при свободном растекании нефти по акватории

Свободное растекание нефти или нефтепродуктов по акватории порта Приморск возможно в случае выхода разлива за пределы превентивных БЗ и при попадании нефти/нефтепродуктов в акваторию при разгерметизации трубопровода.

Для минимизации последствий РН на акватории порта Приморск при возникновении разлива по сценарию С13.4 первичными действиями по локализации РН является установка подвижных боновых ордеров превентивной обонки дежурными буксирами. Установка подвижных боновых ордеров позволяет снизить количество нефти и нефтепродуктов поступающей в акваторию порта.

По результатам моделирования (Книги 3 «Моделирование» ч.2) определено, что объем нефти и нефтепродуктов локализованный подвижными боновыми ордерами составит 1628,37 м³. Таким образом, объем нефти и нефтепродуктов, который будет растекаться по акватории морского порта составит 814,19 м³.

При свободном растекании нефти/нефтепродуктов по открытой акватории порта производится локализация пятна или пятен нефти/нефтепродуктов путем установки подвижных нескольких ордеров (каскадов) БЗ различной конфигурации.

Для защиты берега устанавливаются отклоняющие боны, для ограничения распространения нефтяного пятна вдоль берега и пляжные боны, ограждающие попадание нефти/нефтепродуктов на прибрежную полосу.

В зимний период лед является сдерживающим фактором (естественной преградой) для распространения разливов нефти/нефтепродуктов. В данном случае локализация разливов нефти/нефтепродуктов осуществляется направленным потоком воды, создаваемой при помощи азимутальных винторулевых колонок судов. Для ликвидации нефтезагрязненного льда применяются УОШ, экскаваторная техника и самосвалы.

Расчёт оперативных ордеров бонов, необходимых для локализации РН при свободном растекании

Полупериметр нефтяного пятна рассчитывается по формуле:

$$L = 2\pi R/2$$

где:

L – полупериметр нефтяного пятна, м

R – радиус пролива, м, равный $\frac{1}{2}$ эффективного диаметра пролива, рассчитываемого по формуле:

$$d = \sqrt{(4*S)/\pi}$$

где:

d – эффективный диаметр пролива, м;

S – площадь разлива, м².

Площадь разлива определяется в соответствии с п. 4.3 и принимается равным площади РН на момент локализации разлива нефти/нефтепродуктов – 3 часа после возникновения РН, для рассматриваемой в Плане ЛРН группы сценариев С13.

Результаты расчетов полупериметров нефтяного пятна на 3 часа с момента РН для группы сценариев С13 представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Результаты расчетов полупериметров нефтяного пятна

№ п/п	Аварийная ситуация	Группа сценариев	Шифр сценария	V _в , м ³	S _в , м ²	L, м
1	Разгерметизация технологических трубопроводов подачи нефти, дизельного топлива и топливного мазута на причалы № 3, 4 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 3, 4	C13	C13.1	814,19	96740	551
			C13.4	814,19	140748,5	665

Расчёт длины оперативных бонов локализации нефтяного пятна для сценариев C13

Оперативные боны для локализации нефтяного пятна комплектуются из числа лёгких морских быстроразворачиваемых (защитных) бонов при свободном растекании нефти/нефтепродуктов.

Рекомендуемая длина лёгких морских БЗ должна быть не менее 1,5 длины полупериметра нефтяного пятна (расчёт полупериметра в таблице 7.3):

$$L_{\text{ОперативнвБЗ}} \geq L_{\text{полуперимвр}} \cdot k$$

где:

$L_{\text{ОперативнвБЗ}}$ - длина оперативных легких морских бонов,

$L_{\text{Полуперимвр}}$ - максимальный полупериметр нефтяного пятна (из таблицы 7.3),

k – коэффициент запаса, k = 1,5.

Для сценария C13.1:

$$L_{\text{ОперативнвБЗ}} \geq 551 \cdot 1,5 = 827 \text{ м}$$

Для сценария C13.4:

$$L_{\text{Полуперимвр}} \geq 665 \cdot 1,5 = 998 \text{ м}$$

Вывод: Рекомендуемая расчётная длина легких морских бонов для оперативной локализации нефтяного пятна должна составлять **не менее 998 м**.

Расчёт длины оперативных бонов основного порядка локализации нефтяного пятна для сценариев C13

Оперативные боны для локализации нефтяного пятна комплектуются из числа тяжёлых морских (защитных) бонов при свободном растекании нефти/нефтепродуктов:

Рекомендуемая длина тяжёлых морских БЗ должна быть не менее 2-х длин полупериметра нефтяного пятна (расчёт полупериметра в таблице 7.3)

$$L_{\text{Основной_ордер_БЗ}} \geq L_{\text{полуперимвр}} \cdot k$$

где:

$L_{\text{Основной_ордер_БЗ}}$ - длина оперативных тяжёлых морских бонов,

$L_{\text{Полуперимвр}}$ - максимальный полупериметр нефтяного пятна (из таблицы 7.3),

k – коэффициент запаса, $k = 2,0$.

Для сценария С13.1:

$$L_{\text{Основной_ордер_БЗ}} \geq 551 \cdot 2 = 1012 \text{ м}$$

Для сценария С13.4:

$$L_{\text{Основной_ордер_БЗ}} \geq 665 \cdot 2 = 1330 \text{ м}$$

Вывод: Рекомендуемая расчётная длина тяжелых морских бонов для оперативной локализации нефтяного пятна должна составлять **не менее 1330 м**.

Дублирующие ордера морских быстроразворачиваемых БЗ для сценариев С13

При расчете длины дублирующего ордера БЗ учитывается максимальная эффективная длина бонов, буксируемых в U-конфигурации, которая обычно составляет 250 м. Управление в условиях ограниченной акватории ордером БЗ, длина которого превышает 250 м, затруднительна и неэффективна. Необходимо выставлять не менее 2-х ордеров дублирующих бонов для удержания отдельных пятен нефти, которые проходят через основной ордер бонов.

Рекомендуемая длина каждого из дублирующего ордера, должна быть длиной не более 250 метров лёгких быстроразворачиваемых морских бонов, для удобства управления ордером:

$$L_{\text{ДублирующийБЗ}} \geq L_{\text{МорскиеБЗ}} \cdot d$$

где:

$L_{\text{МорскиеБЗ}}$ - длина одного дублирующего ордера из морских быстроразворачиваемых бонов,

d – максимальное количество дублирующих ордеров $d = 2,0$.

Для сценариев С13.1 и С13.4:

$$L_{\text{ДублирующийБЗ}} \geq 250 \cdot 2 = 500 \text{ м}$$

Вывод: Рекомендуемая общая расчётная длина 2-х дублирующих ордеров, состоящих из быстроразворачиваемых морских бонов для оперативной локализации пятна, для сценариев С13.1 и С13.4 должна составлять **не менее 500 м**.

Береговые (отклоняющие) БЗ (при свободном растекании) для сценариев С13

Для защиты берега от загрязнения в случае невозможности принятия мер по локализации РН на акватории, потребуются специальные береговые (отклоняющие и берегоизолирующие) БЗ и сорбирующие боны.

Береговые (отклоняющие) БЗ устанавливаются с целью предотвращения растекания нефти/нефтепродуктов вдоль береговой черты и отклонения нефти/нефтепродуктов в сторону мест с меньшей экологической чувствительностью или мест, в которых относительно легко очищать. Постановка отклоняющих БЗ производится в несколько ярусов. Учитывая нагрузки от течения, ветра и волн длина 1 яруса отклоняющих БЗ, установленных на якоря под углом к берегу или причальным сооружениям, должна быть не более 100 м. Количество ярусов отклоняющих БЗ определяется в оперативном режиме.

Рекомендуемая длина береговых (отклоняющих) БЗ должна быть не менее 1,4 длины загрязненного берега:

$$L_{\text{защитныеБЗ}} \geq L_{\text{загрберега}} \cdot k$$

где:

$L_{\text{загрберега}}$ – длина береговой полосы подверженная возможному загрязнению,

k – коэффициент запаса, $k = 1,4$.

Для сценариев С13.1 и С13.4:

$$L_{\text{защитныеБЗ}} \geq 900 \cdot 1,4 = 1260 \text{ м}$$

Вывод: Рекомендуемая расчетная длина для береговых (отклоняющих) БЗ для сценариев С13 составит – **1260 м**.

Береговые (берегоизолирующие) БЗ (при свободном растекании) для сценариев С13

Рекомендуемая длина береговых (берегоизолирующих) БЗ должна быть не менее 1,4 длины загрязненного берега:

$$L_{\text{защитныеБЗ}} \geq L_{\text{загрберега}} \cdot k$$

где:

$L_{\text{загрберега}}$ – длина береговой полосы подверженная возможному загрязнению,

k – коэффициент запаса, $k = 1,4$.

Для сценариев С13.1 и С13.4:

$$L_{\text{защитныеБЗ}} \geq 900 \cdot 1,4 = 1260 \text{ м}$$

Вывод: Рекомендуемая расчетная длина для береговых (берегоизолирующих) БЗ для сценариев С13 составит – **1260 м**.

Сорбирующие БЗ для сценариев С13

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

Длина ордера сорбирующих БЗ должна быть не менее 1,1 длины основного локализирующего ордера БЗ:

$$L_{(сорб)} \geq 1,1 \cdot L$$

где:

L – длина локализирующего ордера БЗ,

k – коэффициент запаса, $k = 1,1$.

Результаты расчета длины ордера сорбирующих БЗ представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Результаты расчета длины ордера сорбирующих БЗ

№ п/п	Аварийная ситуация	Группа сценариев	Шифр сценария	$L_{(осп.ордер\ БЗ)}, \text{ м}$	$L_{(сорб)}, \text{ м}$
1	Разгерметизация технологических трубопроводов подачи нефти, дизельного топлива и топливного мазута на причалы № 3, 4 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 3, 4	С13	С13.1	827	910
			С13.4	998	1098

Вывод: Рекомендуемая расчетная длина для сорбирующих БЗ должна составлять **не менее 1098 м.**

Огнестойкие боны для сценариев С13

Рекомендуемая длина огнестойких БЗ должна быть не менее чем на 10 % длиннее полупериметра нефтяного пятна (расчёт полупериметра в таблице 7.3):

$$L_{\text{ОгнестойкиБЗ}} \geq L_{\text{полуперимвр}} \cdot k$$

где:

$L_{\text{ОгнестойкиБЗ}}$ - длина огнестойких бонов;

$L_{\text{Полуперимвр}}$ - максимальный полупериметр нефтяного пятна (из таблицы 7.3);

k – коэффициент запаса, $k = 1,1$.

Для сценария С13.1:

$$L_{\text{ОгнестойкиБЗ}} \geq 551 \cdot 1,1 = 606 \text{ м}$$

Для сценария С13.4:

$$L_{\text{Основной_ордер_БЗ}} \geq 665 \cdot 1,1 = 732 \text{ м}$$

Вывод: Рекомендуемая расчётная длина огнестойких бонов должна составлять **не менее 732 м.**

Устройство для отвода шуги по сценарию C13.6^{SW} для зимних условий:

В целях определения необходимого количество УОШ для ЛРН в зимний период, принято допущение – область с нефтезагрязненным льдом представляет собой окружность.

Полупериметр нефтезагрязненного льда определяется по формуле:

$$L_{н.льда} = 2\pi R_{н.льда}/2$$

где:

$L_{н.льда}$ – полупериметр нефтезагрязненного льда, м

$R_{н.льда}$ – радиус нефтезагрязненного льда, м, равный $\frac{1}{2}$ эффективного диаметра нефтезагрязненного льда, рассчитываемого по формуле:

$$d_{н.льда} = \sqrt{(4 * S_{н.льда})/\pi}$$

где:

$d_{н.льда}$ – эффективный диаметр нефтезагрязненного льда, м;

$S_{н.льда}$ – площадь нефтезагрязненного льда, м²;

Объем нефтезагрязненного льда определяется в соответствии со сценарием C13.1 и принимается равным объему нефтезагрязненного льда на момент локализации разлива нефти/нефтепродуктов - 30 минут после возникновения РН, для рассматриваемой в Плане ЛРН группы сценариев C13;

Площадь нефтезагрязненного льда определяется по формуле:

$$S_{н.льда} = V_{н.льда}/h_{льда}$$

где:

$V_{н.льда}$ – эффективный диаметр нефтезагрязненного льда, м;

$h_{льда}$ – средняя толщина льда в зимний период, м (на основании ежегодных наблюдений, принимаем 0,3 м);

Результаты расчетов полупериметров нефтезагрязненного льда на 0,5 часа с момента РН для группы сценариев C13^{SW} представлены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Результаты расчетов полупериметров нефтезагрязненного льда

№ п/п	Аварийная ситуация	Группа сценариев	Шифр сценария	$V_{н.льда}$, м ³	$S_{н.льда}$, м ²	$L_{н.льда}$, М
1	Разгерметизация технологических трубопроводов подачи нефти, дизельного топлива и топливного мазута на причалы № 3, 4 в результате	C13	C13.3	345,7	1152	60

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Аварийная ситуация	Группа сценариев	Шифр сценария	V _{н.льда} , м ³	S _{н.льда} , м ²	L _{н.льда} , м
	столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 3, 4		C13.6	341,6	1137	60

Рекомендуемая длина устройств для отвода шуги (УОШ) согласно результатов расчета полупериметров нефтезагрязненного льда представленных в таблице 7.3 должна составлять **не менее 60 м.**

7.1.3 Выводы о достаточности БЗ

Таким образом, для локализации нефти/нефтепродуктов при свободном растекании по открытой акватории порта в зоне ответственности ООО «ПТП» и доочистки акватории, на вооружении ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис» должны находиться быстроразворачиваемые морские БЗ:

- оперативные боны длиной не менее 998 м (оптимальная длина БЗ, исходя из длины одной секции БЗ в 25 м, составит 1000 м);
- оперативные боны основного порядка длиной не менее 1330 м (оптимальная длина БЗ, исходя из длины одной секции БЗ в 25 м, составит 1350 м);
- дублирующие ордера морских быстроразворачиваемых БЗ длиной не менее 500 м;
- береговые (отклоняющие) БЗ (при свободном растекании) длиной не менее 1260 м (оптимальная длина БЗ, исходя из длины одной секции БЗ в 25 м, составит 1275 м);
- береговые (берегоизолирующие) БЗ (при свободном растекании) длиной не менее 1260 м (оптимальная длина БЗ, исходя из длины одной секции БЗ в 25 м, составит 1275 м);
- сорбирующие БЗ длиной не менее 1098 м (оптимальная длина сорбирующих БЗ, исходя из длины одной секции БЗ в 25 м, составит 1100 м);
- огнестойкие боны длиной не менее 732 м (оптимальная длина БЗ, исходя из длины одной секции БЗ в 50 м, составит 750 м);
- устройство для отвода шуги для зимних условий длиной не менее 60 м (оптимальная длина УОШ, исходя из длины одной секции УОШ в 10 м, составит 60 м).

В таблице 7.6 дано сравнение минимального количества БЗ различных типов при обеспечении превентивных мероприятий и операций по ЛРН на акватории порта Приморск, наличие соответствующих БЗ на вооружении АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис».

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

Из таблицы 7.6 видно, что количество боновых заграждений различных типов, имеющих на вооружении АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис», соответствует и превышает минимальные потребности.

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

Таблица 7.6 – Сравнение минимального и оптимального (рекомендуемого) количества БЗ и количества БЗ на вооружении АСФ филиала АО «Транснефть-Сервис»

Тип и назначение БЗ	Минимально необходимое кол-во БЗ для максимально возможного объема РН		Оснащение ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис»		
			Кол-во, м	Тип	
- для оперативной локализации пятна (при свободном растекании)	1000		1000		Самонадувные боновые заграждения
- для превентивной обонки танкеров у причалов порта (стационарные/подвижные)	1850	4394	2130	4810	Стационарные: Тяжелые морские надувные боновые заграждения высотой не менее 1500 мм
	2544		2680		Подвижные: Тяжелые морские надувные боновые заграждения высотой не менее 1200 мм
- для построения основного ордера (при локализации РН)	1350	1850	2440	3440	Тяжелые морские надувные боновые заграждения высотой не менее 1500 мм
- для построения дублирующего ордера (при локализации РН)	500		1000		
Береговые (отклоняющие) боны	1275		2650		Береговые боны
Береговые (берегоизолирующие) боны	1275				
Сорбирующие боны	1100		2000		Боны сорбирующие СТРГ
Огнестойкие боны	750		1130		Боны негоряемые «Fastop-500»
Всего бонов:	11644		15030		
Устройство для отвода шуги	60		60		Устройство для отвода шуги

Все боновые заграждения хранятся в непосредственной близости к нефтееперегрузочным причалам. Максимальное время разворачивания боновых заграждений – не позднее 3-х часов с момента РН.

Вывод:

Количества БЗ достаточно для осуществления операций по локализации РН.

7.2 Расчет достаточности нефтесборных систем

7.2.1 Расчет минимально необходимой производительности скиммеров

Как показывает опыт, наиболее эффективно можно собирать разлитую нефть (нефтепродукты) в течение первых 24 часов после ее разлива. Поэтому, суммарная производительность нефтесборных систем (НСС) должна быть достаточной для сбора, как минимум, 50% разлитой нефти (нефтепродуктов) за 24 часа. Тип НСС определяется исходя из свойств разлитого вещества. При этом необходимо понимать, что документальные характеристики скиммеров в основном основаны на чрезвычайно благоприятных условиях и при работе в условиях штиля. В целом устранение РН механическими средствами сбора нефти (нефтепродуктов) с поверхности моря должно быть обеспечено за время, не превышающее 2-х суток.

Производительность скиммеров определена по формуле:

$$Q = (V/2)/T$$

где:

Q – производительность скиммеров;

V – объем разлитой нефти (нефтепродуктов), м³;

T – время сбора нефти (нефтепродуктов), ч.

Исходя их свойств нефти и нефтепродуктов, перегружаемых в порту Приморск, на вооружении АСФ ООО «ТНС» должны находиться олеофильные и пороговые скиммеры для сырой нефти, олеофильные для мазута и пороговые для маловязкого топлива.

Для сбора дизельного топлива также можно использовать олеофильные щеточные скиммеры отдельных производителей, например, Lamog или Desmi.

Минимально необходимая производительность скиммеров, требуемая для выполнения ЛРН в соответствии с рекомендацией ХЕЛКОМ (рекомендуемое время ликвидации РН – 48 часов) приведена в таблице 7.7.

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

Таблица 7.7 – Результаты расчетов минимально необходимой производительности скиммеров

Аварийная ситуация	Группа сценариев	объем РН, м ³	Время сбора РН, ч	Q, м ³ /ч
Разгерметизация технологических трубопроводов подачи нефти, дизельного топлива и топливного мазута на причалы № 3, 4 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 3, 4	С13	2442,56	48	50,9

Из-за плохих погодных условий и возможных местных ограничений, необходимые оперативные и технические средства не всегда позволяют успешно проводить ликвидации разливов в море. Поэтому при расчете производительности скиммеров рекомендуется принимать во внимание различие в характеристиках различных типов скиммеров, их преимущества и недостатки.

Расчетная производительность скиммера достигается, только если пленка нефти (нефтепродуктов) имеет толщину порядка 10 мм (производительность сбора нефти (нефтепродуктов) будет равна 100 %), т.е. если нефть (нефтепродукты) после РН сразу была ограждена бонами.

Если же нефть (нефтепродукты) успела растечься по большой площади, то реальная производительность сбора нефти (нефтепродуктов) резко падает. Кроме того, на производительность скиммеров влияют неблагоприятные погодные условия.

Поэтому для реальных условий ведения ЛРН производительность сбора разлитой нефти (нефтепродуктов) определяется расчетным путем в соответствии со справочником.

Эффективная производительность скиммеров определяется по формуле:

$$Q_{эф} = K_{эф.сб} * K_{эф.н} * Q_{макс.н}$$

где:

$Q_{эф}$ – эффективная производительность скиммеров, м³/ч;

$Q_{макс.н}$ – паспортная производительность скиммеров, м³/ч;

$K_{эф.сб}$ – эффективность сбора для данного типа скиммера (принимается по таблице 7.8);

$K_{эф.н}$ – эффективная подача для данного типа скиммера (принимается по таблице 7.8).

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

Таблица 7.8 – Обобщенные показатели наиболее распространенных типов нефтесборщиков

Характеристика	Тип нефтесборщика				
	Барабанный/дисковый	Трос-швабра	Пороговый	Ленточный (пористая лента)	Щеточный
Эффективность сбора $K_{эф.сб}$	0,2-0,5	0,1-0,4	0,5-0,9	0,5-0,8	0,3-0,5
Эффективная подача $K_{эф.п}$	0,5-0,8	0,5-0,8	0,05-0,3	0,3-0,7	0,5-0,8
Предельная скорость траления, уз	Зависит от работы БЗ		2	1	Зависит от работы БЗ
Чувствительность:					
к типу нефти	Высокая	Высокая	Средняя	Высокая	Высокая
к изменению толщины нефтяной пленки	>>	>>	Высокая	Средняя	>>
волнам	>>	Низкая	>>	>>	Средняя
Сложность машины	Средняя	Средняя	Низкая	Высокая	Высокая
Простота полевого ремонта	>>	Высокая	Средняя	Низкая	Низкая
Надежность	Высокая	Средняя	Высокая	Средняя	Средняя
Простота эксплуатации	>>	Высокая	Средняя	>>	>>

7.2.2 Выводы о достаточности нефтесборщиков на вооружении АСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис»

На вооружении АСФ филиала АО «Транснефть-Сервис» в порту Приморск находятся самоходные и несамоходные нефтесборные системы олеофильного типа, включая щеточные, барабанные, дисковые и специальные арктические скиммеры для сбора нефти (нефтепродуктов) в ледовых условиях, таких производителей, как Lamor, Desmi, Elastec, компактные системы улавливания нефти OPC-4, работающие по принципу щеточно-дискового скиммера и большой пороговый скиммер «Desmi Terminator».

Суммарная производительность НСС АСФ филиала АО «Транснефть-Сервис» составляет 1814 м³/ч.

В режиме постоянной готовности на борту судна Брянск, несущей АСГ ЛРН в порту Приморск, находятся нефтесборные системы номинальной суммарной производительностью 500 м³/ч.

Если учесть эффективность сбора и эффективную подачу нефтесборщиков (см. таблицу 7.8), то общая производительность нефтесборных систем на борту дежурного судна составит 75 м³/ч, что превышает необходимую производительность НСС для выполнения рекомендаций ХЕЛКОМ (по ликвидации РН в течение 2-х суток) (таблица 7.9).

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

Таблица 7.9 – Скиммеры АСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис» на борту дежурных судов

Судно-носитель	Тип скиммера	Кол-во скиммеров	Производительность номинальная, м ³ /ч	Производительность с учетом КПД, м ³ /ч
Т/х «Брянск»	Skimmer Free Floating LFF 400 W «Lamor»	2	400	60
	Brush Skimmer Minimax 100 W\S «Lamor»	1	100	15
ИТОГО:			500	75

Вывод:

Количества нефтесборных систем (с учетом их производительности) достаточно для осуществления операций по сбору РН.

7.3 Расчет достаточности емкостей

7.3.1 Расчет объема подлежащей сбору нефтеводяной смеси (НВС)

Количество НВС, которое может быть образовано при разливе нефти и нефтепродуктов на акватории порта Приморск, принято на основании результатов моделирования с учетом выполнения локализации РН в течение 3-х часов с момента возникновения РН и представлено в таблице 7.10.

Таблица 7.10 – Количество НВС на 48 часов в соответствии со сценарием С13^{НЕ*} с учетом локализации РН

№ п/п	Аварийная ситуация	Группа сценария	Объем РН, м ³	Объем НВС, м ³
1	Разгерметизация технологических трубопроводов подачи нефти, дизельного топлива и топливного мазута на причалы № 3, 4 в результате столкновения танкера с причальными сооружениями (без разгерметизации танков танкера). Технологические площадки причалов № 3, 4	С13.4 ^{НЕ*}	2442,56	4650,6

7.3.2 Расчет достаточности емкостей для сбора, транспортировки и размещения НВС

С учетом положений рекомендаций ХЕЛКОМ о необходимости ликвидации РН в течение 2-х суток, если позволяют гидрометеоусловия в месте РН, при разливе на акватории порта Приморск в течение 24-х часов после того, как была получена точная информация о

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

количестве пролитой нефти (нефтепродуктов) необходимо обеспечить наличие емкостей для сбора НВС в количестве достаточном для безостановочной работы. Также вблизи места возможного разлива необходимо обеспечить береговые сооружения для приема собранной НВС.

Для обеспечения непрерывности процесса сбора нефти (нефтепродуктов) с поверхности воды в условиях ограниченной акватории порта оптимальным вариантом является использование в качестве приемных емкостей танки специализированных судов ЛРН, танки самоходных и несамоходных барж и специализированные буксируемые плавучие емкости.

Международные правила определяют, что максимальный уровень заполнения судового танка грузом не должен превышать 98% его общего объема ($k_{\text{заполнения}} = 0,98\%$). При расчете объема специализированных плавучих емкостей необходимо учитывать коэффициент заполнения, который не должен превышать 80% ($k_{\text{заполнения}} = 0,8\%$) объема емкости.

На вооружении АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис» находится одно специализированное судно ЛРН, танкер и плавучие емкости, специально предназначенные для сбора и транспортировки НВС. Суммарный объем танков специализированного судна ЛРН, танкера и емкостей, находящихся на вооружении АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис», приведен в таблице 7.11.

Таблица 7.11 – Танки судов и ёмкости для сбора НВС на вооружении АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис»

Наименование оборудования	Кол-во	Номинальный объем, м ³	Вместимость танкера с учетом возможности сбора в танки НВС/ Объем емкости с учетом $k_{\text{заполнения}}$, м ³
Танкер «Офелия»	1	6572,57	2352
СЛВ «Брянск»	1	485,89	253
Всего объём танков судов:		7058,46	2605
Емкость	6x50 м ³	300	240
Емкость	3x100 м ³	300	240
Плавемкость	2x10 м ³	20	16
Емкость	5x9 м ³	45	36
Всего объём плав.ёмкостей:		702,5	562
ИТОГО:		7760,96	3167

При заполнении танков судов ЛРН и плавучих емкостей НВС транспортируется к пунктам раскочки емкостей (пост раскочки на причале № 6 и танкер «Офелия»), после чего суда и плавемкости возвращаются в места сбора нефти (нефтепродуктов) для последующего

заполнения. Колодцы для слива НВС расположены на причале № 6. Танкер «Офелия» во время операции по ЛРН располагается в непосредственной близости к ордерам локализации разлива нефти (нефтепродуктов). Слитая НВС поступает на береговой комплекс очистных сооружений ООО «Транснефть – порт Приморск» (емкость комплекса 13000 м³).

7.3.3 Выводы о достаточности средств ЛРН для сбора НВС при максимальном объеме разлива нефти/нефтепродуктов на вооружении АСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис»

Для транспортировки персонала и технических средств к месту производства работ по ЛРН на морской акватории, необходимы плав.средства.

Характеристики дежурных плав.средств должны гарантировать быструю доставку БЗ в точку РН и их быстрое развертывание. Согласно рекомендаций ХЕЛКОМ в морских портах в непосредственной близости к причалам, где производятся грузовые операции с нефтью и нефтепродуктами должно находиться:

- судно-носитель оборудования ЛРН – минимум 1 ед.;
- катер-бонопостановщик – 1-2 ед. на каждый ордер в зависимости от назначения БЗ;
- в случаях ограниченной и полузакрытой акватории порта рекомендуется иметь специализированный катер, предназначенный для очистки загрязненных участков акватории порта, где боновые заграждения или скиммеры трудно использовать.
- при проведении грузовых операций с нефтью и нефтепродуктами в районе перевалки должны находиться дежурные буксиры с классом в символе ПЗВ, оснащенные средствами пожаротушения и имеющими право тушения пожаров.

Количество сил и средств ЛРН для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (таблица 7.12) должно обеспечивать выполнение всех операций по локализации и транспортировке нефти/нефтепродуктов к местам хранения и обезвреживания. Для уменьшения количества типов плав.средств следует использовать универсальные суда, выполняющие все указанные операции.

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

Таблица 7.12 – Результаты расчёта достаточности сил и средств ЛРН для сбора НВС при максимальном объеме разлива нефти/нефтепродуктов

№ п/п	Название судна для сбора НВС/Причал	Функция судна/причала	Тип шлюза	Кол-во шлюзов	Производ-ть шлюза паспортная, м ³ /ч	Эффективность сбора, Кэф.сб.	Эффективная подача, Кэф.п.	Производ-ть шлюза с эффективностью, м ³ /ч	Производ-ть насосного оборудования для откачки емкостей, м ³ /ч	Т за-полнения, ч	Т в-пути, ч	Т рас-качки, ч	Время одного цикла (заполнение/транспортировка/опорожнение)	Рекомендуемое ХЕЛКОМ время ликвидации с учетом времени на локализацию (3 часа)	Количество циклов	Объемы танков судна с учетом коэффициента заполнения/Объемы РП	Паспортная вместимость емкостей, м ³	Коэффициент заполнения емкости	Эффективная вместимость емкостей, м ³	Объем сбора НВС, с учетом К заполнения, м ³ *	
1	Казань	Бонопостановщик	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	45	-	-	-	-	-	-	
2	Тюмень	Бонопостановщик	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-
3	Брянск	Сборщик	Щеточный	1	400	0,3	0,5	75	80	3,37	1	3,16	7,54		5,97	253	-	-	-	1510,78182	
			Щеточный	1	100	0,3	0,5										-	-	-		
4	Аскольд	Бонопостановщик/Сборщик	Дисковый	1	150	0,2	0,5	15	250	5,33	1	0,32	6,65		6,76	-	100	0,8	80	541,0821643	
			Щеточный	1	100	0,3	0,5	15	250	5,33	1	0,32	6,65	6,76	-	100	0,8	80	541,0821643		
5	Рюрик	Бонопостановщик/Сборщик	Щеточный	1	100	0,3	0,5	15	250	5,33	1	0,32	6,65	6,76	-	100	0,8	80	541,0821643		

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

			Щеточный	1	60	0,3	0,5	9	140	4,44	1	0,29	4,73	9,51	-	50	0,8	40	380,5369128
6	Дир	Бонопостановщик	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	Трувор	Бонопостановщик/Сборщик	Щеточный	1	75	0,3	0,5	11,25	140	3,56	1	0,29	4,84	9,30	-	50	0,8	40	371,8032787
			Щеточный	1	30	0,3	0,5	4,5	140	8,89	1	0,29	10,17	4,42	-	50	0,8	40	176,9110764
8	Леопард	Бонопостановщик	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Ирбис	Бонопостановщик/Сборщик	Щеточный	1	75	0,3	0,5	11,25	140	3,56	1	0,29	4,84	9,30	-	50	0,8	40	371,8032787
			Щеточный	1	70	0,3	0,5	10,5	140	3,81	1	0,29	5,10	8,83	-	50	0,8	40	353,271028
10	Русич	Бонопостановщик	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

11	Вятич	Бонопостановщик	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	Скиф	ШРО	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Кречет	Вспомогательные функции	Ленточный	1	30	0,5	0,3	4,5	-	-	-	-	-	-	10	0,8	8	-
14	Стриж		Ленточный	1	30	0,5	0,3	4,5	-	-	-	-	-	-	10	0,8	8	-
15	Офелия	Прием НВС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2352	-	-	-
16	Причал №6	Прием НВС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13000	-	-	-
Всего																		4788,35

Вывод:

Для сбора НВС при максимальном объеме РН (сценарий С13.4^{NE*}) необходимо произвести сбор НВС объемом 4650,6 м³. Расчёт объема и времени сбора НВС ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис» с учетом рекомендаций ХЕЛКОМ о необходимости ликвидации РН в течение 48 часов (с учетом времени на локализацию РН – 3 часа) показал, что максимальный объем сбора НВС составит 4788,35 м³. Следовательно, имеющихся сил и средств для ЛРН на объектах ООО «ПТП» достаточно для осуществления операций по сбору НВС.

7.4 Расчет достаточности персонала для выполнения работ по ЛРН

Расчет необходимого количества персонала для проведения работ по ЛРН при РН на акватории порта Приморск в зоне ответственности ООО «ПТП» выполнен исходя из:

- задач по ЛРН;
- применяемых технологий локализации и ликвидации аварийных разливов нефти;
- количества задействованных специализированных технических средств и плавсредств, а также вспомогательных средств;
- времени проведения работ по ЛРН;
- необходимости в непрерывности ведения аварийно-спасательных работ по ЛРН, которая достигается посменным ведением работ;
- продолжительность одной смены при непрерывности ведения аварийно-спасательных работ по ЛРН – 24 часа.
- количество смен в режиме ЧС(Н) – 2.

На основании технологий локализации и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, применяемых на акватории порта, персоналом АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис», экипажами судов выполняются следующие мероприятия:

- разведка уровня загазованности в месте РН;
- доставка оборудования к месту погрузки и спуск БЗ на воду;
- установка оперативного, основного и дублирующего ордеров локализирующих БЗ;
- обеспечение работы НСС;
- раскочка судов и емкостей;
- руководство и координация.

Общее количество персонала, необходимого для выполнения работ по ЛРН, рассчитывается по формуле:

$$N = K_1 + K_2 + K_3 + K_4 + K_5, \quad (9),$$

где:

K_1 – численность вспомогательного персонала обеспечивающего разведку уровня загазованности в месте РН («Кречет-2»);

K_2 – численность персонала, обеспечивающего доставку оборудования к месту погрузки и спуск БЗ на воду;

K_3 – численность персонала, обеспечивающего установку локализирующих ордеров БЗ;

K_4 – численность персонала, обеспечивающего работу НСС;

K_5 – персонал, обеспечивающий руководство и координацию действий в месте РН.

Необходимое количество персонала, обеспечивающего выполнение вспомогательных операций (K_1):

- газоанализаторщик на катере оперативного реагирования – 1 человек;
- сменный мастер – 1 человек.

Таким образом, численность персонала для выполнения вспомогательных операций (K_1) должна составлять не менее 2-х человек.

Необходимое количество персонала, обеспечивающего доставку оборудования к месту погрузки, спуск БЗ на воду, раскочку судов и емкостей (K_2):

- водитель погрузчика для доставки оборудования – 1 человек на 1 пост (3 поста - причалы № 5, 7, 10);
- размотка БЗ с катушек и спуск БЗ на воду – 2 человека на 1 пост, всего 6 человек на 3-х постах (причалы № 5, 7, 10);
- раскочка емкостей – минимум 1 человек на посту раскочки на причале № 7 и 1 человек на танкере «Офелия».

Таким образом, численность персонала (K_2) должна составлять не менее 11-ти человек.

Необходимое количество персонала, обеспечивающего установку ордеров локализирующих БЗ (K_3).

Для установки ордеров, локализирующих БЗ используются 2 катера-бонопостановщика и 4 буксира, осуществляющие доставку в точку РН бонов и персонал ЛРН. На каждом катере находятся по 1-му оператору, которые выполняют наполнение воздушных камер, спуск БЗ на воду.

Таким образом, численность персонала на катерах-бонопостановщиках, обеспечивающего установку ордеров БЗ (K_3), должна составлять не менее 6-ти человек.

Необходимое количество персонала, обеспечивающего работу НСС (K_4).

Сбор нефтеводяной смеси на акватории производится на оперативном, основном и дублирующем локализующих ордерах нефтесборными системами (НСС), размещенными на СЛВ «Брянск», буксирах.

На судах расположено по 2 НСС.

Приведение в рабочее положение НСС и спуск НСС с судов осуществляется поочередно. Численность персонала для приведения НСС в рабочее положение и его спуск (K_5) должна составлять не менее 2-х человек на 1 НСС.

Для управления НСС необходим минимум 1 оператор для работы с силовым агрегатом (управление подачи гидравлики, управление скоростью сбора и т.д.), и 1 оператор для работы с самим НСС (обслуживание шлангов, соединений, обеспечение работы насосов и т.д.).

Таким образом, для управления НСС размещенных на бортах плавсредств, с учетом имеющихся на судах спасателей для установки ордеров локализующих БЗ (10 человек) и спасателей для обеспечения разведки уровня загазованности (2 человека) необходимо дополнительно 9 человек.

Руководители постов (командиры на сцене) (K_5).

Для руководства и координации действий по ЛРН на каждом посту необходим руководитель поста - командир на сцене (K_6) – 1 человек. Согласно Расписанию сил и средств АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис» количество постов составляет 11 ед. Таким образом, общая численность руководителей постов - командиров на сцене (K_6) составит 11 человек, которые могут быть и из общего числа спасателей на каждом посту.

Общее количество персонала ЛРН (N)

Общее количество персонала спасателей, необходимого для ЛРН составляет:

$$N = K_1 + K_2 + K_3 + K_4 + K_5 = 2 + 11 + 6 + 9 + 0 = 28 \text{ человек}$$

В соответствии с вышеуказанным расчетом, **минимальное количество персонала ПАСФ**, необходимого для выполнения работ по ЛРН в двухсменном режиме, составляет **64 человека**.

Общее количество персонала АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис» составляет 156 человек, из них:

- Спасатели ПАСФ – 62 человека;
- Персонал флота АСС – 82 человека;

- Руководители, ИТР – 12 человек

Вывод:

Количества персонала АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис», включая специалистов ЛРН и экипажей судов, достаточно для выполнения задач по ЛРН в условиях непрерывности ведения аварийно-спасательных работ по ЛРН, при продолжительности одной смены – 24 часа и количестве смен – 2.

7.5 Расчет достаточного количества средств для выполнения работ по очистке берега

При попадании нефти/нефтепродуктов на берег работы по очистке береговой полосы начинаются после завершения основных работ по локализации и сбору РН на акватории.

Для ограждения смываемой с берега нефтеводной эмульсии устанавливают ордер легких прибрежных БЗ и ордер сорбирующих БЗ. Количество устанавливаемых БЗ определяется исходя из длины береговой полосы, подвергшейся загрязнению:

- количество береговых БЗ, используемых для очистки берега, составляет 1275 м;
- количество сорбирующих БЗ, используемых для очистки берега, составляет 1275 м.

Загрязненная береговая полоса, исходя из ее протяженности, равной примерно 900 м, разделяется на 3 одинаковых участка, длиной 300 м каждый. Работы по очистке берега в пределах каждого участка разделены на 3 этапа:

Этап 1:

- смыв нефти/нефтепродуктов с берега в прибрежную акваторию, огороженную бонами;
- сбор нефти/нефтепродуктов в прибрежной акватории с помощью НСС;
- сбор нефти/нефтепродуктов из приямков с помощью вакуумных установок.

Этап 2:

- сбор нефти/ нефтепродуктов с береговой и прибрежной части вручную;
- нанесение сорбента.

Этап 3:

- сбор загрязненного грунта и нанесенного сорбента с использованием землеройной техники (в зонах доступных тяжелой технике);
- сбор загрязненного грунта и нанесенного сорбента вручную.

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

Этапы работ по очистке берега выполняются последовательно от участка № 1 до участка № 3.

На первом этапе работ каждый участок обеспечивается следующим оборудованием:

- установки для смыва под давлением - 2 ед.;
- НСС для сбора нефти/нефтепродуктов, смывой в прибрежную часть акватории, огороженную бонами - 2 ед.;
- насосы для сбора нефти/нефтепродуктов с приямков и мест скопления нефти/нефтепродуктов - 4 ед.;
- плавучие емкости для сбора нефти/нефтепродуктов - 2 ед.;
- емкости для сбора нефти/нефтепродуктов в прибрежной территории - 4 ед.;
- трактор (бульдозер) для сбора загрязненного грунта - 1 ед.;
- погрузчик для сбора загрязненного грунта - 1 ед.;
- самосвалы для перевозки грунта и мусора - 1 ед.

Для доочистки прибрежной части применяют ручной сбор нефти/нефтепродуктов, нанесение сорбента на загрязненные участки, сбор нефти/нефтепродуктов в емкости с дальнейшим вывозом вакуумными машинами на утилизацию и переработку. Для удобства сбора емкости должны располагаться через 30-40 м друг от друга, т.е. для доочистки прибрежной зоны необходимо использовать не менее 9-ти емкостей для сбора нефти/нефтепродуктов.

В таблице 7.13 приведено минимальное расчетное количество оборудования, необходимого для выполнения работ по очистке берега, и количество соответствующего оборудования на вооружении АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис». Из таблицы видно, что на вооружении АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис» и взаимодействующих организаций имеется достаточное количество оборудования для выполнения работ по очистке берега.

Таблица 7.13 – Сравнение минимального (рекомендуемого) количества средств для очистки берега и имеющегося на вооружении АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис»

Тип и назначение оборудования	Минимальное (рекомендуемое) кол-во	На вооружении АСС ООО «Транснефть-Сервис»
Легкие боны для ограждения смываемой с берега в акваторию нефтеводяной эмульсии	2550 м	2650 м
Сорбирующие боны для ограждения	1100 м	2000 м

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

смываемой с берега в акваторию нефтеводяной эмульсии		
Установки для смыва под давлением	6 ед.	9 ед.
НСС для сбора нефти/нефтепродуктов в прибрежной части акватории	20 ед.	29 ед.
Насосы для сбора нефти/нефтепродуктов с приямков и мест скопления нефти/нефтепродуктов	12 ед.	21 ед.
Плавающая емкость для сбора нефти/нефтепродуктов	14 ед.	14 ед.
Береговая емкость для сбора нефти/нефтепродуктов	5 ед.	5 ед.
Трактор (бульдозер)	1 ед.	1 ед.
Погрузчик	1 ед.	1 ед.
Самосвал	1 ед.	1 ед.

7.6 Расчет достаточного количества сорбентов

При проведении операций ЛРН нефтесборными устройствами с поверхности воды и грунта может быть собрано 98% от нефти/нефтепродуктов, оставшейся на воде и на берегу, т.е. 2% нефти/нефтепродуктов остается в виде радужной пленки на поверхности воды и может быть собрана с использованием сорбентов.

Для сбора нефтяной пленки толщиной менее 1 мм, на акватории используются сорбирующие боны, а также метод нанесения сорбента на фронт распространения пятна нефти/нефтепродуктов.

Сбор нефти/нефтепродуктов на берегу с помощью сорбента может быть применен для очистки труднодоступных участков берега, где невозможно использование других методов. В прибрежной части пролива Бьеркезунд такие участки составляют 5-10 % от всей площади берега, подверженному загрязнению.

Применяемые сорбенты должны быть экологически чистыми, не образовывать токсичных соединений в воздушной и водной среде, а также при контакте с другими веществами, обладать сорбционной способностью не менее 5 кг/кг.

Оценка достаточности имеющегося количества сорбентов для проведения работ по ЛРН в зоне ответственности ООО «ПТП» выполнена исходя из:

- величины РН, ликвидируемого собственными силами и средствами АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис», 2113,73 тонн;
- средней сорбционной способности применяемых сорбирующих БЗ, равной 7 кг/п.м.;

– имеющимся количеством и сорбционной способности применяемых сорбентов – 5 кг/кг для насыпного сорбента.

Достаточность имеющегося количества сорбентов рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{сорбента}} = \frac{M_{\text{нефти}\Sigma}}{C_{\text{сорб}}}$$

$$\text{где } M_{\text{нефти}\Sigma} = M_{\text{РН}} \cdot N_{\text{загр}}$$

Отсюда, суммарная масса нефти/нефтепродуктов, собираемая сорбентом и сорбирующим материалом:

$$M_{\text{нефти}\Sigma} = (M_{\text{сорбента}} \cdot C_{\text{сорбента}}) + (L_{\text{сорбБЗ}} \cdot C_{\text{сорбБЗ}})$$

где:

$M_{\text{нефти}\Sigma}$ - суммарное количество (масса) нефти/нефтепродуктов, убираемое с помощью сорбента;

$M_{\text{РН}}$ - количество (масса) вылившейся нефти/нефтепродуктов, $M_{\text{РН}} = 2113730$ кг;

$N_{\text{загр}}$ - доля нефти/нефтепродуктов, убираемая с помощью сорбента, $N_{\text{загр}} = 2 \%$;

$C_{\text{сорб}}$ - сорбционная способность используемого сорбента, кг/кг;

$C_{\text{сорбБЗ}}$ - сорбционная способность используемых сорбирующих БЗ, кг/п.м.

Таким образом, имеющегося на вооружении АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис» количества сорбента должно быть достаточно для ликвидации последствий РН массой до 2113730 кг, где:

$$M_{\text{нефти}\Sigma} = 2113730 \cdot 0,02 = 42274,6 \text{ кг}$$

Находящимся на вооружении АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис» количеством сорбентов и материалов на сорбентной основе (п. 8.2) можно ликвидировать последствия РН массой (кг):

$$M_{\text{нефти}\Sigma} = (7000 \cdot 5 + 2000 \cdot 7) = 49000 \text{ кг}$$

Вывод:

Количества сорбентов, имеющихся на вооружении АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис» достаточно для ликвидации доли нефти/нефтепродуктов, убираемой с помощью сорбента равной 2 % от объема РН массой 2113,73 тонн.

7.7 Расчет времени сбора и объема НВС для сценария С13 с учетом выполнения работ по локализации РН

7.7.1 Расчет времени сбора и объема НВС для сценария С13.4^{NE} (летний период)

Для сбора нефти/нефтепродуктов в летний период привлекаются самоходные и несамоходные нефтесборные системы.

Время ликвидации разлива нефти/нефтепродуктов с помощью каждой нефтесборной системы можно описать формулой:

$$T = T_{сб_i} + T_{пут_i} + T_{рас_i} ,$$

где T – время ликвидации разлива нефти/нефтепродуктов, ч;

$T_{сб_i}$ – время сбора нефти/нефтепродуктов i -той нефтесборной системой, ч;

$T_{пут_i}$ – время в пути при транспортировке нефти/нефтепродуктов на пункт сдачи и возвращении обратно i -той нефтесборной системой, ч;

$T_{рас_i}$ – время раскачи i -той нефтесборной системы, ч;

i -тая нефтесборная система - нефтесборная система на базе каждого из судов («Брянск», буксеров).

Время сбора нефти/нефтепродуктов i -той нефтесборной системой можно определить по формуле:

$$T_{сб_i} = \frac{V_i}{Q_i},$$

V_i – объем нефти/нефтепродуктов собранный i -той нефтесборной системой, м³;

Q_i – производительность нефтесборщиков i -той нефтесборной системы, м³/ч.

Время в пути при транспортировке нефти/нефтепродуктов на пункт сдачи и возвращении обратно i -той нефтесборной системы составит:

$$T_{пут_i} = T'_{пут_i} \cdot N_i,$$

где $T'_{пут_i}$ – время в пути при транспортировке нефти/нефтепродуктов на пункт сдачи и возвращении обратно i -той нефтесборной системы за один цикл, ч;

N_i – количество циклов транспортировки нефти/нефтепродуктов на пункт сдачи и возвращении обратно i -той нефтесборной системы.

Время раскачи i -той нефтесборной системы составит:

$$T_{рас_i} = T'_{рас_i} \cdot N_i,$$

где $T'_{рас_i}$ – время раскачи i -той нефтесборной системы за один цикл, ч.

Исходя из того, что вся собранная нефть/нефтепродукты должна быть доставлена на пункт сдачи, то количество циклов можно определить по формуле:

$$N_i = \frac{V_i}{V_{суд_i}},$$

где $V_{суд_i}$ - объем ёмкости i -той нефтесборной системы, м³.

Исходя из производительности, объемов ёмкостей, времени в пути и времени раскачи каждой нефтесборной системы определены объемы сбора нефти/нефтепродуктов в процентном отношении от общего объема разлива (таблица 7.14). Результаты расчетов представлены в таблице 7.15.

Таблица 7.14 – Процентное отношение собранной нефти/нефтепродуктов каждым нефтесборщиком относительно общего объема разлива

№ п/п	Название судна для сбора НВС	Эффективная производительность скиммеров, м³/ч	Процент от общего объема разлива
1	2	3	4
1	Брянск	75	31,5
2	Аскольд	30	11,3
3			11,3
4	Рюрик	24	11,3
5			7,9
6	Трувор	15,75	7,8
7			3,7
8	Ирбис	21,75	7,8
9			7,4

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

Таблица 7.15 – Результаты расчетов по ликвидации разлива нефти/нефтепродуктов в летний период

№ п/п	Название судна для сбора НВС/Технические средства	Функция судна/причала	Тип скиммера	Кол-во скиммеров	Производительность скиммера с эффективная, м³/ч	время заполнения, ч	время в пути, ч	время раскочки, ч	Количество циклов	Объёмы танков судна с учетом коэффициента заполнения/Объёмы РП, м³	Объём сбора НВС, с учетом коэффициента заполнения, м³	Время ликвидации разлива нефти (нефтепродуктов), ч
1	Брянск	Сборщик/накопитель	Щеточный	1	75	3,37	1	3,16	5,97	253	1467,32	45
			Барабанный (многофункциональный)	1								
2	Аскольд	Бонопостановщик/Сборщик	Дисковый	1	15	5,33	1	0,32	6,76	80	525,52	
3			Щеточный	1	15	5,33	1	0,32	6,76	80	525,52	
4	Рюрик	Бонопостановщик/Сборщик	Щеточный	1	15	5,33	1	0,32	6,76	80	525,52	
5			Щеточный	1	9	4,44	1	0,29	9,51	40	369,59	
6	Трувор	Бонопостановщик/Сборщик	Щеточный	1	11,25	3,56	1	0,29	9,30	40	361,11	
7			Щеточный	1	4,5	8,89	1	0,29	4,42	40	171,82	
8	Ирбис	Бонопостановщик/Сборщик	Щеточный	1	11,25	3,56	1	0,29	9,30	40	361,12	

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

9			Щеточный	1	10,5	3,81	1	0,29	8,83	40	343,11	
---	--	--	----------	---	------	------	---	------	------	----	--------	--

7.7.2 Расчет времени сбора и объема НВС для сценария С13.6^{SW} (зимний период)

Для сбора нефти/нефтепродуктов в зимний период привлекаются судно «Брянск» и танкер «Офелия» осуществляющие операции по сбору и накоплению нефти/нефтепродуктов.

Время ликвидации разлива нефти/нефтепродуктов для судна «Брянск» и танкера «Офелия» составит соответственно:

$$T = T_{сб_1} + T_{пут_1} + T_{рас_1} ,$$

$$T = T_{сб_2} + T_{пут_2} + T_{рас_2} ,$$

где T – время ликвидации разлива нефти/нефтепродуктов, ч;

$T_{сб_1}$, $T_{сб_2}$ – время сбора нефти/нефтепродуктов судном «Брянск» и танкером «Офелия» соответственно, ч;

$T_{пут_1}$, $T_{пут_2}$ – время в пути при транспортировке нефти/нефтепродуктов на пункт сдачи и возвращении обратно судна «Брянск» и танкера «Офелия» соответственно, ч;

$T_{рас_1}$, $T_{рас_2}$ – время раскачи судна «Брянск» и танкера «Офелия» соответственно, ч.

Время сбора нефти/нефтепродуктов судном «Брянск» и танкером «Офелия» можно определить по формуле:

$$T_{сб_1} = \frac{V_1}{Q_1},$$

$$T_{сб_2} = \frac{V_2}{Q_2},$$

V_1 – объем нефти/нефтепродуктов собранный судном «Брянск», м³;

Q_1 – производительность нефтесборщиков судна «Брянск», м³/ч;

V_2 – объем нефти/нефтепродуктов собранный танкером «Офелия», м³;

Q_2 – производительность нефтесборщиков танкера «Офелия», м³/ч;

Исходя из максимально возможного разлива нефти/нефтепродуктов в зимний период и производительности нефтесборщиков установленных на судне «Брянск» и танкере «Офелия» можно сделать вывод, что сбор нефти/нефтепродуктов судном «Брянск» будет осуществляться в несколько циклов, а танкером «Офелия» в один цикл. Таким образом, время в пути при транспортировке нефти/нефтепродуктов на пункт сдачи и возвращении обратно ($T_{пут_2}$) и время раскачи ($T_{рас_2}$) танкера «Офелия» можно не учитывать.

Время в пути при транспортировке нефти/нефтепродуктов на пункт сдачи и возвращении обратно судна «Брянск» составит:

$$T_{\text{пут}} = T'_{\text{пут}} \cdot N,$$

где $T'_{\text{пут}}$ – время в пути при транспортировке нефти/нефтепродуктов на пункт сдачи и возвращении обратно судна «Брянск» за один цикл, час;

N – количество циклов транспортировки нефти/нефтепродуктов на пункт сдачи и возвращении обратно судна «Брянск».

Время раскachi судна «Брянск» составит:

$$T_{\text{pac}} = T'_{\text{pac}} \cdot N,$$

где T'_{pac} – время раскachi судна «Брянск» за один цикл, час.

Исходя из того, что вся собранная нефти/нефтепродуктов должна быть доставлена на пункт сдачи, то количество циклов можно определить по формуле:

$$N = \frac{V_1}{V_{\text{суд}}},$$

где $V_{\text{суд}}$ - объем ёмкости судна «Брянск», м³.

Следовательно, время сбора нефти/нефтепродуктов для судна «Брянск» и танкера «Офелия» составит соответственно:

$$T = \frac{V_1}{Q_1} + \frac{V_1}{V_{\text{суд}}} (T'_{\text{пут}} + T'_{\text{pac}}),$$

$$T = \frac{V_2}{Q_2},$$

Решим получившуюся систему уравнений выразив объем нефти/нефтепродуктов собранный танкером «Офелия» (V_2) через объем нефти/нефтепродуктов собранный судном «Брянск» (V_1) и общий объем разлива (V):

$$V_2 = V - V_1,$$

Таким образом, получим объем нефти/нефтепродуктов собранный судном «Брянск»:

$$V_1 = \frac{V}{Q_2 \cdot \left(\frac{1}{Q_1} + \frac{T'_{\text{пут}}}{V_{\text{суд}}} + \frac{T'_{\text{pac}}}{V_{\text{суд}}} + \frac{1}{Q_2} \right)},$$

Получив объем нефти/нефтепродуктов собранный судном «Брянск» (V_1) вычисляем по указанным выше формулам время ликвидации разлива нефти/нефтепродуктов судном «Брянск» и танкером «Офелия». Результаты расчетов представлены в таблице 7.16.

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

Таблица 7.16 – Результаты расчетов по ликвидации разлива нефти/нефтепродуктов в зимний период

№ п/п	Название судна для сбора НВС/Технические средства	Функция судна/причала	Тип скиммера	Кол-во скиммеров	Производительность скиммера с эффективная, м ³ /ч	время заполнения, ч	время в пути, ч	время раскочки, ч	Количество циклов	Объёмы танков судна с учетом коэффициента заполнения/Объёмы РП, м ³	Объём сбора НВС, с учетом коэффициента заполнения, м ³	Время ликвидации разлива нефти (нефтепродуктов), ч
1	Брянск	Сборщик/накопитель	Щеточный	1	24,25	10,43	0,5	3,16	3,00	253	841,3	47
			Барабанный (многофункциональный)	1								
2	Офелия	Сборщик/накопитель	Щеточный	1	34	46,85	-	-	1	2352	1593,5	
			Щеточный	1								

7.7.3 Общее время проведения работ по локализации и ликвидации РН для сценария С13 (летний и зимний периоды)

В соответствии с таблицами 6.1 и 7.15 время на локализацию и ликвидацию РН в летний период составляет 3 часа и 45 часов соответственно. Таким образом, общее время проведения работ по локализации и ликвидации РН составит 48 часов.

В соответствии с таблицей 7.16 время на локализацию и ликвидацию РН в зимний период составляет 0,5 часа и 47 часов соответственно. Таким образом, общее время проведения работ по локализации и ликвидации РН составит 47,5 часов.

7.7.4 Вывод по результатам расчетов времени сбора и объема НВС для сценария С13 с учетом выполнения работ по локализации РН (летний и зимний периоды)

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что время локализации и ликвидации максимального РН согласно сценария С13 в летний и зимний периоды не превысят 48 часов. Соответственно рекомендация 31/1 ХЕЛКОМ по времени ликвидации РН выполняется.

На основании сравнения расчетных значений и фактически имеющихся сил и средств, можно сделать вывод, что *сил и технических средств АСС филиала ООО «Транснефть – Сервис» достаточно для локализации и ликвидации максимально возможного разлива нефти (нефтепродуктов) на объектах ООО «ПТП».*

8 Состав собственных и/или привлекаемых аварийно-спасательных служб (формирований) для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти и нефтепродуктов

8.1 Структура и порядок взаимодействия органов управления

Организация и проведение мероприятий по предупреждению и ЛРН осуществляется в соответствии с концепцией уровневого реагирования в рамках Единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (РСЧС).

Государственная функция по организации работ по ЛРН в море возложена на Министерство Транспорта Российской Федерации в лице Росморречфлота и его региональных подразделений.

Минтранс России и Росморречфлот являются компетентными национальными органами, ответственными за обеспечение готовности и реагирование на случай загрязнения нефтью/нефтепродуктами, в соответствии с требованием Конвенции БЗНС/OPRC-90.

Минтрансом России в рамках РСЧС создана 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 (Функциональная подсистема РС(ЧС) по ЛРН в море).

Деятельность функциональной подсистемы ЛРН в море основана на взаимодействии органов управления и сил организаций, находящихся в ведении Росморречфлота, с организациями независимо от ведомственной и национальной принадлежности, осуществляющими разведку месторождений, добычу нефти, а также переработку, транспортировку, хранение нефти и нефтепродуктов на морских акваториях, и иными организациями, в полномочия которых входит решение задач по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в море.

В соответствии с Приказом Минтранса России от 30.05.2019 № 157 «Об утверждении 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» функциональная подсистема действует на федеральном, региональном и объектном уровнях.

На каждом уровне РСЧС и функциональной подсистемы ЛРН в море создаются координационные органы, постоянно действующие органы управления, органы повседневного управления, силы и средства, функционирующие в режимах повседневной деятельности, в режиме повышенной готовности и в режиме ЧС.

В режиме ЧС на каждом уровне реагирования функциональной подсистемы ЛРН в море создаются штабы руководства операцией, а именно федеральный, региональный и объектовый ШРО.

Координацию деятельности органов управления и привлекаемых сил и средств осуществляет КЧС и ПБ ООО «ПТП».

Поскольку Администрация морского порта отвечает за организацию проведения на морском транспорте мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС природного и техногенного характера, осуществляет контроль за их выполнением в границах своей зоны ответственности касательно судов, заходящих в порт Приморск под погрузку, то КЧС и ПБ ООО «ПТП» взаимодействует с КЧС и ОПБ (ШРО) ФГБУ «АМП Балтийского моря» и уведомляет о своих действиях по реагированию на РН.

Постоянно действующим органом управления единой системы РСЧС в ООО «ПТП» является работник, уполномоченный на решение задач в области ГО и ЧС. Органом повседневного управления является дежурно-диспетчерская служба ООО «ПТП».

КЧС ПБ ООО «ПТП» является основным координационным органом управления в отраслевой подсистеме РСЧС ПАО «Транснефть» на объектовом уровне системы предупреждения и ликвидации ЧС.

КЧС ПБ осуществляет руководство мероприятиями по ЛЧС(Н) при разливах нефти и нефтепродуктов на Причальных сооружениях – причалах № 1-10 и Бункеровочном комплексе (БК).

Оповещение членов КЧС ПБ ООО «ПТП» при угрозе или возникновении ЧС (с получением распоряжения, сообщения) осуществляется диспетчерской службой ООО «ПТП». Состав членов комиссии для оповещения определяет председатель КЧС ПБ.

КЧС ПБ руководствуются в своей деятельности Положением «О комиссии по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций ООО «ПТП» П-13-ПТП-006-18 от 12.10.2018.

При возникновении РН на акватории и территории порта Приморск, организация и проведение работ по ЛРН, включая ликвидацию загрязнения береговой и причальной полосы порта, осуществляется силами и средствами АСС (ПАСФ).

Взаимодействие сил и средств ЛРН при РН в зоне ответственности ООО «ПТП», осуществляется следующим образом:

- после получения информации о РН председатель КЧС ПБ принимает решение о сборе комиссии.
- диспетчерской службой проводится оповещение согласно утвержденной схеме.
- силы и средства ЛРН АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис» и взаимодействующих организаций приступают к локализации и ликвидации разлива согласно положениям настоящего Плана.
- до прибытия членов КЧС ПБ, руководство по ЛРН осуществляется старшим (сменным) диспетчером аварийного терминала.
- действие диспетчера аварийного терминала до начала работы КЧС ПБ, осуществляется в соответствии с должностной инструкцией и чек-листом, выполняемых без предварительного распоряжения после уведомления и согласования со сменным инспектором ИГПК капитана порта Приморск.
- взаимодействие с Администрацией г. Приморск осуществляется по указанию председателя КЧС ПБ.

8.2. Силы и средства, привлекаемые к локализации и ликвидации РН

8.2.1 Состав сил и средств, их дислокация и организация доставки в зону РН

В операциях по ЛРН при разливах нефти и нефтепродуктов на объектах ООО «ПТП» будут задействованы силы и средства взаимодействующих организаций, привлекаемых на договорной основе:

– ООО «ПТП» привлекает ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис» для локализации РН и сбора нефти/нефтепродуктов с поверхности воды на основании договора №366-П17 от 29.12.2017 «По предоставлению услуг оператору Морского терминала ООО «ПТП», связанных с обеспечением деятельности по выполнению работ, действий и операций единого и непрерывного технологического процесса по обслуживанию морских судов, судов внутреннего плавания и т.д. при перевалке Груза через инфраструктуру Морского Терминала в морском порту Приморск», а также договора №507/2017 от 28.12.2017 «Об оказании услуг» между АО «СоюзФлот Порт» и ООО «Транснефть-Сервис» (см. Приложение 1);

– в случае если РН произошел в объеме, превышающем максимально расчетный объем разлива нефти и нефтепродуктов, указанный в плане, и не позволяющем обеспечить его устранение на основе плана, организация для привлечения дополнительных сил и средств единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций для осуществления мероприятий по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов обращается в Федеральное агентство морского и речного транспорта. Федеральное агентство морского и речного транспорта привлекает в части своей компетенции дополнительные силы и средства единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций.

8.2.2 Состав сил и средств филиала ООО «Транснефть-Сервис» в п. Приморск

Персонал, суда и специальные технические средства для ликвидации РН на акватории порта Приморск дислоцируются на территории порта Приморск.

Дислокация дежурных сил и средств АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис» представлены на рисунках 8.1 – 8.3.



Рисунок 8.1 – Схема дислокации дежурных БЗ

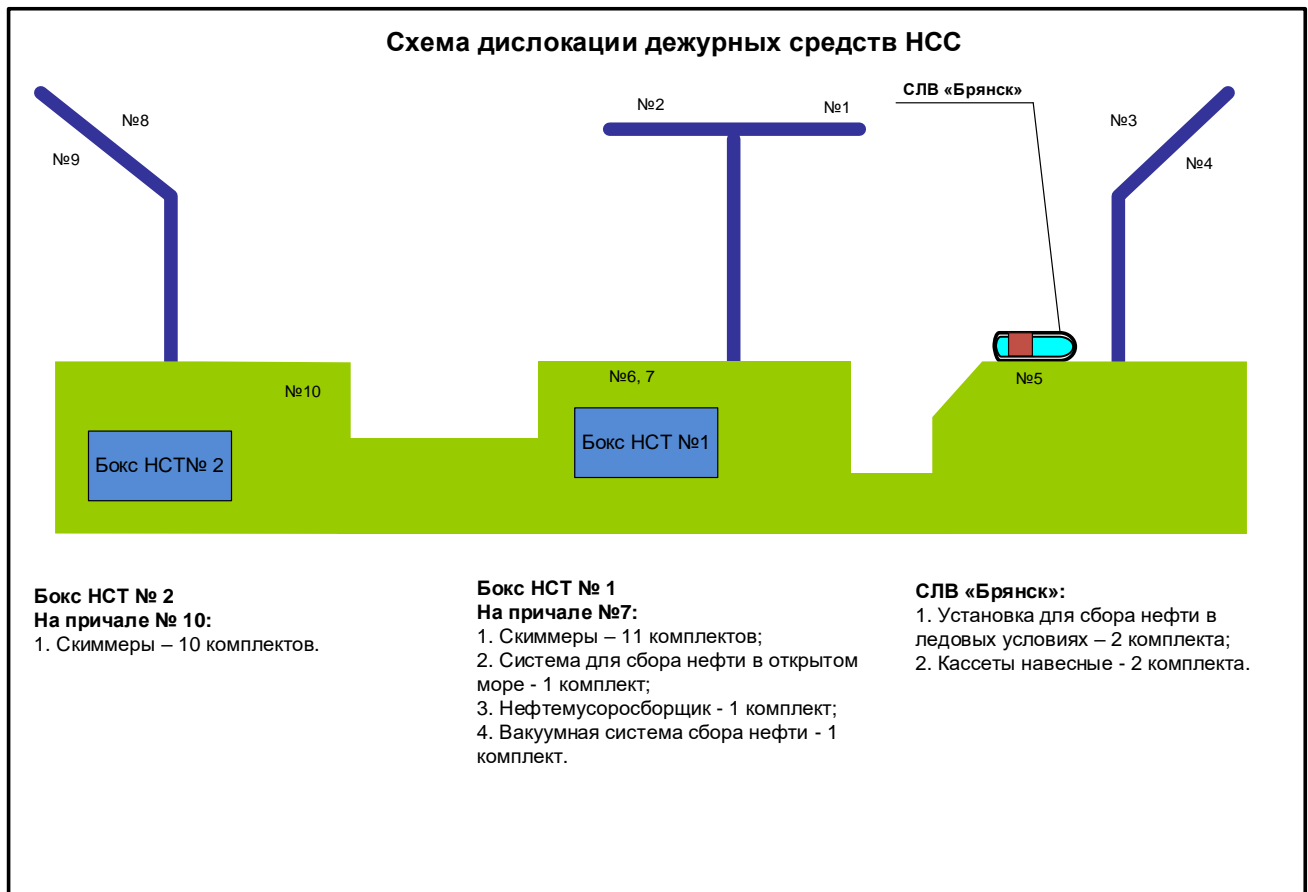


Рисунок 8.2 – Схема дислокации дежурных НСС

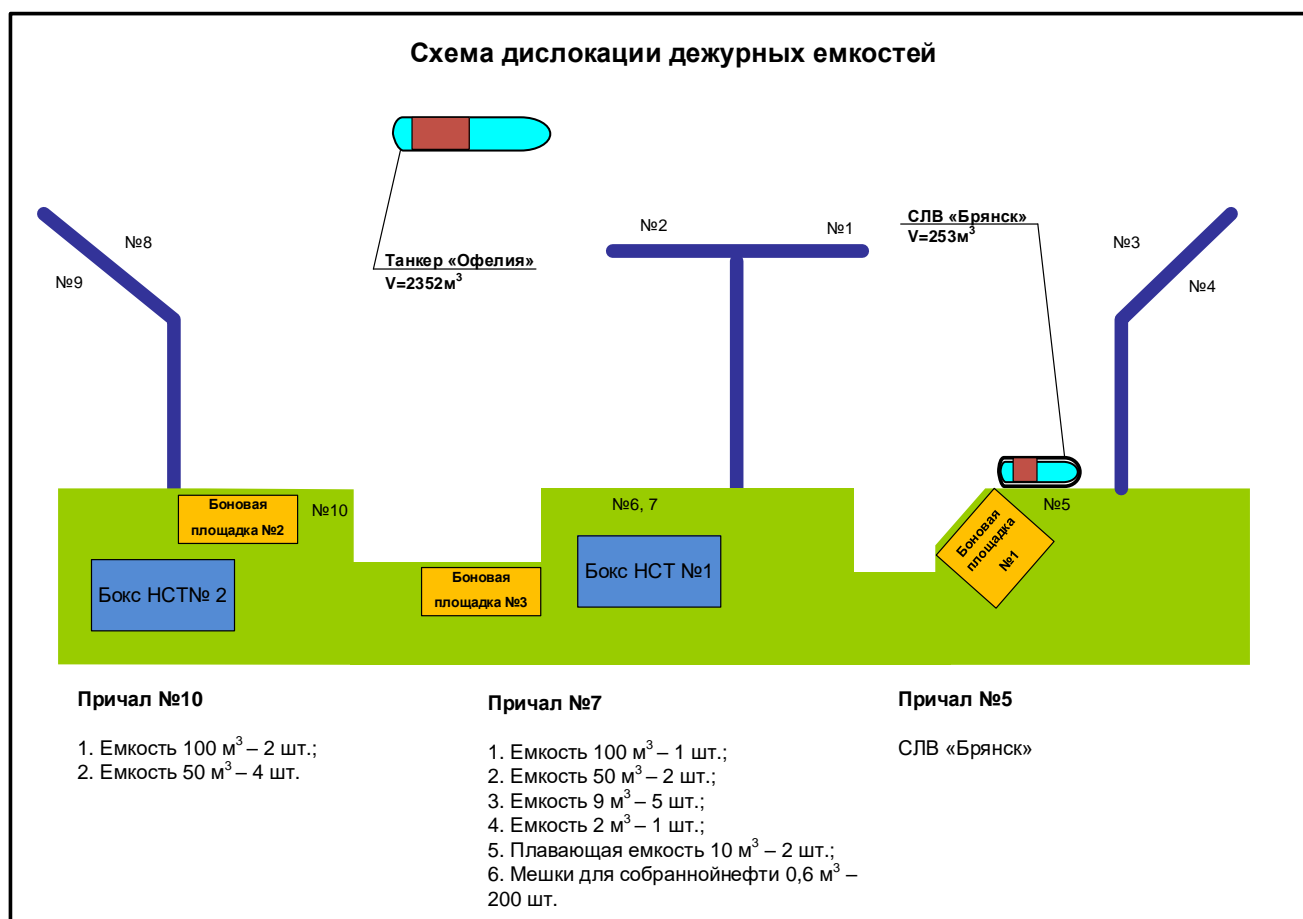


Рисунок 8.3 – Схема дислокации дежурных емкостей

Перечень личного состава, плавсредств, техники и оборудования филиала ООО «Транснефть-Сервис» приведен в таблицах 8.1 – 8.8.

Таблица 8.1 – Персональный состав АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис»

Общая численность	156 чел.
Аппарат управления	10 чел.
Директор филиала	1 чел.
Заместитель директора по АСД-начальник АСС	1 чел.
Капитан наставник	1 чел.
Специалист по безопасности 1 категории	1 чел.
Инженер по охране труда 1 категории	1 чел.
Специалист 1 категории (ФЭО)	1 чел.
Специалист 1 категории (ПЭО)	1 чел.
Специалист 1 категории (ОК)	1 чел.
Специалист 2 категории (делопроизводство)	1 чел.
Заведующий складом	1 чел.
Аварийно-спасательная служба (АСС)	64 чел.
Специалист по оборудованию ЛРН	1 чел.
Инженер	1 чел.
Профессиональное аварийно-спасательное формирование (ПАСФ)	62 чел.
Начальник ПАСФ	1 чел.
Заместитель начальника ПАСФ по АСР	1 чел.
Начальник аварийно-спасательной группы	4 чел.
Заместитель начальника аварийно-	8 чел.

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

спасательной группы	
Матрос-спасатель	48 чел.
Отдел управления флотом	82 чел.
Начальник отдела	1 чел.
Капитан-наставник	1 чел.
Технический суперинтендант	1 чел.
Групповой механик	1 чел.
Групповой электромеханик	1 чел.
Инженер 1 категории	1 чел.
Капитан спасательного катера	2 чел.
Помощник капитана-спасатель	6 чел.
Механик-спасатель	8 чел.
Вахтенный помощник капитана-спасатель	10 чел.
Старший механик-спасатель	3 чел.
Капитан спасатель	3 чел.
Вахтенный механик-спасатель	10 чел.
Вахтенный матрос-спасатель	26 чел.
Электромеханик-спасатель	3 чел.
Вахтенный моторист-спасатель	4 чел.
Боцман-спасатель	1 чел.
Время развертывания средств ЛРН	не более 3-х часов

Таблица 8.2 – Нефтесборщики на вооружении АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис»

№ п/п	Наименование оборудования	Количество, шт.	Производительность одной ед., м ³ /ч	Суммарная производительность, м ³ /ч	Место дислокации
1	Скиммер "Минимакс-10"	6	10	60	Бокс НСТ Причал №7
2	Скиммер "Минимакс-30"	1	30	30	Бокс НСТ Причал №7
3	Скиммер "Минимакс-60"	1	60	60	Бокс НСТ Причал №7
4	Скиммер "Минимакс-100"	1	100	100	Бокс НСТ Причал №7
5	Скиммер "Минимакс-100"	1	100	100	Бокс НСТ Причал №7
6	Скиммер «Lamor Arctic»	1	70	70	Бокс НСТ Причал №10
7	Скиммер «multi DWD»	1	43,5	43,5	Бокс НСТ Причал №10
8	Установка для сбора нефти в ледовых условиях «Lamor Ice eater»	2	100	200	СЛВ «Брянск»
9	Система для сбора нефти в открытом море.	1	400	400	Бокс НСТ Причал №7
10	Нефтемусоросборщик "Lamor Bow Collector"	1	30	30	Бокс НСТ Причал №7
11	Кассеты навесные "Lamor ОРС-4"	2	80	160	СЛВ «Брянск»
12	Вакуумная система сбора нефти «РО-ВАК МК-II»	1	40	40	Бокс НСТ Причал №7

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Наименование оборудования	Количество, шт.	Производительность одной ед., м ³ /ч	Суммарная производительность, м ³ /ч	Место дислокации
13	Скимер «Десми-Терминатор»	1	100	100	Бокс НСТ Причал №7
14	Скиммер «Магнум 200» в т.ч. для работы в зимних условиях	2	45	90	Т/Х «Офелия»
15	Скиммер «multi DWD» LMS	2	60	120	Бокс НСТ Причал №10
16	Скиммер СУ-2Д(Б)	2	30	60	Бокс НСТ Причал №10
17	Скиммер СУ-1Б(Д)	1	10	10	Бокс НСТ Причал №10
18	Скиммер "Спрут-2"	1	30	30	Бокс НСТ Причал №10
19	Скиммер "Спрут-П"	1	30	30	Бокс НСТ Причал №10
20	Скиммер СУ-4Д(Б)	1	75	75	Бокс НСТ Причал №10
21	Скиммер "Спрут-3"	1	45	45	Т/Х «Офелия»

Таблица 8.3 – Боновые заграждения на вооружении АСС филиала
ООО «Транснефть-Сервис»

№ п/п	Наименование оборудования	Количество	Общая длина, м	Место дислокации
1	Самонадувные боны "Lamor-450"	4 x 250 м	1000	Причал №5
2	Тяжелые боны "Desmi HD-1500"	4 x 250 м	1000	Причал №7
3	Боны несгораемые	7 x 150 м	1130	Причал №5
		1 x 80 м		Причал №5
4	Боны береговые Desmi "Ro-Boom beach"	10 x 120 м	1200	Причал №7
5	Боны береговые Desmi "Ro-Boom beach"	5 x 60 м	300	Причал №7
6	Боны сорбирующие	200 x 10 м	2000	Причал №5
7	Тяжелые боны "Desmi HD-1500" с одной точкой надува	3 x 250 м	750	Причал №5
8	Тяжелые боны "Hi Sprint 1500" с одной точкой надува	8 x 250 м	2000	Причал №7, Причал №10, Причал №5
9	Боны БЗ 25/1300	36 x 25 м	900	Причал №7
10	Боны АБЗМ 25/1300 с одной точкой надува	40 x 25 м	1000	Причал №7
11	БЗ 20/2000	30 x 20 м	600	Причал №10

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Наименование оборудования	Количество	Общая длина, м	Место дислокации
12	БЗ 10/1500	150 х10 м	1600	Причал №10
13	Боны Постоянной Плавуности LOB-1100 «Ламор»	20 х 25 м	500	Причал №10
14	Боны БЗ 10/600 У - «Брянск»	40 х 10 м	400	Причал №10
15	Барьер «Аэро 200»	10 х 20 м	200	Причал №10
16	FOB 1200	26 х 25 м	650	Причал №5
17	ILB 450	20 х 25 м	500	Причал №10
18	Lamor Autoboom	33 х 30 м	990	Причал №10

Таблица 8.4 – Плавсредства, используемые в ООО «ПТП» при РН

№ п/п	Наименование	Характеристика	Дислокация
Филиал ООО «Транснефть – Сервис»			
1	БП «Казань»	Символ класса: КМ*Ice2 R3-RSN AUT3 oil recovery ship (>60°) Мощность ГД, кВт – 856 Скорость (уз.) – 20 L=18 м; В=4,8 м; Т=1,3 м.	Причал № 5
2	БП «Тюмень»	Символ класса: КМ*Ice2 R3-RSN AUT3 oil recovery ship (>60°) Мощность ГД, кВт – 856 Скорость (уз.) – 20 L=18 м; В=4,8 м; Т=1,3 м.	Причал № 5
3	Катер «Bombard» («Юрок»)	Символ класса: Маломерное судно коммерческого использования, РМРС Мощность ГД, кВт – 50 Скорость (уз.) – 20 L=5,0 м; В=2,08 м; Т=0,4 м.	Бок НСТ
4	Катер «Lamor LC-7,500» («Стриж»)	Символ класса: Маломерное судно коммерческого использования, РМРС Мощность ГД, л.с. – 130 Скорость (уз.) – 31 L=7,5 м; В=2,7 м; Т=0,45 м.	Причал №5
5	Катер «Lamor LC-7500-033-06» («Кречет-2»)	Символ класса: Маломерное судно коммерческого использования, РРР 1,2/0,5 глиссер Мощность ГД, кВт – 165 Скорость (уз.) – 20 Тяга на гаке (т) - 1 L=6,5 м; В=2,26 м; Т=0,67 м.	Причал №7
6	Буксир «Леопард»	Символ класса: КМ*Ice3 AUT1 FF3WS tug Мощность ГД, кВт – 3728	Причал №10

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Наименование	Характеристика	Дислокация
		Тяга на гаке (т) – 65 L=30,87 м; В=11,60 м; Н=5,53 м, Т=4,3 м.	
7	Буксир «Ирбис»	Символ класса: КМ*Arc4[1] R1 AUT1 FF3WS Escort tug/ Salvage ship Мощность ГД, кВт – 3728 Тяга на гаке (т) – 59 L=30,87 м; В=11,20 м; Н=5,52 м, Т=4,93 м.	Причал №10
8	СЛВ «Брянск»	Символ класса: КМ*Ice1 R3 AUT3 oil recovery ship (>60°) Мощность ГД, кВт – 610 Скорость (уз.) – 9,4 Емкость танков – 475 м ³ L=39,0 м; В=8,2 м; Т=3,2 м.	Причал № 5
9	Танкер «Офелия»	Символ класса: КМ*L2 AUT3 oil tanker (>60°C) (ESP) Мощность ГД, кВт – 1х2500 Емкость танков – 2400 м ³ L=115,8 м; В=15,8 м; Н=9,3 м, Т=7,15 м.	Акватория порта Приморск
АО «СоюзФлот Порт»			
1	Буксир «Рюрик»	Символ класса: КМ*Arc5 R2 AUT1 FF3WS tug Мощность ГД, кВт – 3960 Скорость (уз.) – 13,5 Тяга на гаке (т) – 64 L=33,60 м; В=12,80 м; Н=6,20 м, Т=4,42/ 5,9 м.	Причал №7
2	Буксир «Аскольд»	Символ класса: КМ*Arc5 R2 AUT1 FF3WS tug Мощность ГД, кВт – 3960 Скорость (уз.) – 13,5 Тяга на гаке (т) – 64 L=36,65 м; В=12,80 м; Н=6,20 м, Т=4,42/ 5,9 м.	Причал №7
3	Буксир «Русич»	Символ класса: КМ*L1 R2 AUT1 tug Мощность ГД, кВт – 2612 Скорость (уз.) – 12 Тяга на гаке (т) – 40 L=28,50 м; В=9,28 м; Н=4,8 м, Т=3,50/ 4,5 м.	Причал №7
4	Буксир «Вятич»	Символ класса: КМ*Arc4 R2 AUT1 tug Мощность ГД, кВт – 2612 Скорость (уз.) – 12 Тяга на гаке (т) – 40 L=28,50 м; В=9,28 м; Н=4,8 м, Т=3,50/ 4,5 м.	Причал №7
5	Буксир «Скиф»	Символ класса: КМ*Arc4 R2 AUT1 FF3WS tug Мощность ГД, кВт – 2612 Скорость (уз.) – 12 Тяга на гаке (т) – 40 L=28,50 м; В=9,28 м; Н=4,8 м, Т=3,50/ 4,5 м.	Причал №7

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Наименование	Характеристика	Дислокация
6	Буксир «Трувор»	Символ класса: КМ*Arc4 R2 AUT1 FF3WS tug Мощность ГД, кВт – 3730 Скорость (уз.) – 13,5 Тяга на гаке (т) – 66 L=34,20 м; В=12,10 м; Н=5,63 м, Т=3,89/4,9 м.	Причал №7
7	Буксир «Дир»	Символ класса: КМ*Arc4 R2 AUT1 Escorting tug Мощность ГД, кВт – 3728 Скорость (уз.) – 12,5 Тяга на гаке (т) – 64 L=34,40 м; В=12,10 м; Н=5,68 м, Т=3,89/4,9 м.	Причал №7

Таблица 8.5 – Минимальная расчетная потребность в количестве плавсредств

№ п/п	Основные мероприятия операции по ЛРН	Минимальное необходимое кол-во плавсредств	Плавсредства обслуживающие ООО «ПТП»
1	Выход к месту РН для анализа воздуха в районе аварии	Катер оперативного реагирования (КОР) – 1 ед.	Катер оперативного реагирования (КОР) – 3 ед.
2	Доставка и построение локализирующих ордеров	Катер-бонопостановщик – 2 ед. Буксир – 4 ед.	Катер-бонопостановщик – 2 ед. Буксир – 9 ед.
3	Доставка НСС в точку РН, спуск НСС, сбор НВС в танки/плавающие емкости	Катер оперативного реагирования (КОР) – 2 ед. СЛВ – 1 ед. Танкер – 1 ед. Буксир – 4 ед.	Катер оперативного реагирования (КОР) – 3 ед. СЛВ – 1 ед. Танкер – 1 ед. Буксир – 9 ед.
4	Доставка и построение отклоняющих и изолирующих БЗ для защиты берега	Катер оперативного реагирования (КОР) – 2 ед.	Катер оперативного реагирования (КОР) – 3 ед.
5	Транспортировка плавучих емкостей	Буксир – 2 ед. Катер оперативного реагирования (КОР) – 2 ед.	Буксир – 9 ед. Катер оперативного реагирования (КОР) – 3 ед.
6	Сбор небольших нефтяных пятен и очистка акватории порта в труднодоступных местах	Катер оперативного реагирования (КОР) – 2 ед.	Катер оперативного реагирования (КОР) – 3 ед.
7	Тушение пожаров на акватории порта	Буксир с противопожарным символом в классе ПЗВ – 3 ед.	Буксир с противопожарным символом в классе ПЗВ – 5 ед.

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

Таблица 8.6 – Ёмкости для сбора нефти/нефтепродуктов на вооружении АСС филиала
ООО «Транснефть-Сервис»

№ п/п	Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Объём по паспорту, м ³	Эффективный объём одной единицы, м ³	Общий эффективный объём, м ³	Дислокация
1	Ёмкость «VICOMA»	шт.	6	50	40	240	Причал №10 (4 ед.)/ Причал №7 (2 ед.)
2	Ёмкость «VICOMA»	шт.	3	100	80	240	Причал №10 (1 ед.)/ Причал №7 (2 ед.)
3	Ёмкости «Lamor»	шт.	5	9	7,2	36	Бокс НСТ
4	Мешки для собранной нефти «Lamor»	шт.	200	0,6	0,48	96	Склад НСТ
5	Плавающая ёмкость временного хранения «РО-ТАНК»	шт.	2	10	8	16	Бокс НСТ
6	Судно, СЛВ «Брянск»	ед.	1	316	253	253	Причал №5
7	Возимая ёмкость «РО-ТАНК-2000»	шт.	1	2	1,6	1,6	Бокс НСТ
8	Судно, т/х «Офелия»	шт.	1	2400	2352	2352	Акватория порта Приморск

Таблица 8.7 – Вспомогательные средства АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис»

№ п/п	Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Произв-сть одной единицы	Общая произв-сть	Дислокация
Силовые агрегаты						
1	Многофункциональный дизельный силовой агрегат LPP-20	шт.	5	20 кВт	100 кВт	Бокс НСТ Причал №7
2	Силовой агрегат Многофункционального использования LPP-12	шт.	1	12 кВт	12 кВт	Бокс НСТ Причал №10
3	Силовой агрегат, «LPP-6»	шт.	6	6 кВт	36 кВт	Бокс НСТ Причал №7
4	Многофункциональный дизельный силовой агрегат LPP-30	шт.	2	30 кВт	60 кВт	СЛВ»Брянск»
5	Многофункциональный дизельный силовой агрегат LPP-77	шт.	1	77 кВт	77 кВт	Бокс НСТ Причал №7
6	Многофункциональный дизельный силовой агрегат LPP-53	шт.	4	53 кВт	212 кВт	Бокс НСТ Причал №7
7	Многофункциональный дизельный силовой агрегат «DSPP-10»	шт.	2	10 кВт	20 кВт	Бокс НСТ Причал №7
8	Многофункциональный дизельный силовой агрегат «DSPP-5,2»	шт.	2	5,2 кВт	10,4 кВт	Бокс НСТ Причал №7

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Произв-сть одной единицы	Общая произв-сть	Дислокация
9	Многофункциональный дизельный силовой агрегат "GP-10-2E"	шт.	1	6,7 кВт	6,7 кВт	Бокс НСТ Причал №7
10	Многофункциональный дизельный силовой агрегат "Elastec -D22"	шт.	2	16,8 кВт	33,6 кВт	Т/Х «Офелия»
11	Многофункциональный дизельный силовой агрегат ГС42/2	шт.	3	14 кВт	42 кВт	Бокс НСТ Причал №10
12	Многофункциональный дизельный силовой агрегат ГС42/2	шт.	2	7 кВт	14 кВт	Бокс НСТ Причал №10
13	Многофункциональный дизельный силовой агрегат ГС42/2	шт.	1	6,3 кВт	6,3 кВт	Бокс НСТ Причал №10
14	Многофункциональный дизельный силовой агрегат ГС42/2	шт.	1	44 кВт	44 кВт	Бокс НСТ Причал №10
15	Многофункциональный дизельный силовой агрегат LPP 20L	шт.	2	20 кВт	40 кВт	Бокс НСТ Причал №10
16	Многофункциональный дизельный силовой агрегат МНС-8/2 Д	шт.	2	8,1 кВт.	16,2 кВт.	Бокс НСТ Причал №10
17	Многофункциональный дизельный силовой агрегат «DSPP-50»	шт.	1	50 кВт	50 кВт	Бокс НСТ Причал №7
Насосное оборудование						
1	Насос «Spate 75с»	шт.	7	31 м ³ /ч	217 м ³ /ч	Бокс НСТ Причал №7
2	Насос «DOP-250»	шт.	1	250 м ³ /ч	250 м ³ /ч	Бокс НСТ Причал №7
3	Насос MSP-100	шт.	1	140 м ³ /ч	140 м ³ /ч	Бокс НСТ Причал №7
Прочее						
1	Воздуходувка для заполнения бонов с гидроприводом	шт.	2	Для накачивания бонов		Бокс НСТ Причал №7
2	Установка для мойки хол. водой	шт.	2	200 бар Мойка оборудования под высоким давлением		Бокс НСТ Причал №7
3	Мойка с нагревом воды (Установка для мойки гор. водой «Karcher»)	шт.	1	90 °С, 160 бар Мойка оборудования горячей водой под высоким давлением		Бокс НСТ Причал №7
4	Гидравлическая установка для мойки бонов водой	шт.	3	125 л/мин.; 100 бар Мойка бонов под давлением		Бокс НСТ Причал №7
5	Мотогенератор переменного тока, переносной	шт.	3	5,5 кВт. Для обеспечения ЛРН электроэнергией в не электрофицированных местах		Бокс НСТ Причал №7
6	Устройство для распыления диспергента «Vikospray - 2000»	шт.	1	Для нанесения диспергента на водную поверхность		Бокс НСТ Причал №7

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Произв-сть одной единицы	Общая произв-сть	Дислокация
7	Устройство для распыления диспергента «Champion PS 226»	шт.	1	Для нанесения диспергента на водную поверхность		Бокс НСТ Причал №10
8	Устройство для распыления сорбента	шт.	2	Для нанесения сорбента на водную поверхность		СЛВ «Брянск»
9	Парогенератор LSG 700	шт.	1	125 л/мин.; 100 бар Мойка паром высокого давления бонов и нефтесборного оборудования под давлением		Бокс НСТ Причал №7
10	Машина для отмывания бонов	ед.	1	Мах ширина отмыва бонов – 2000 мм		Причал №6
11	Сорбент	кг	2000	Нефтеемкость не менее 1/10		Причал №7 контейнер
12	Биокорректор «Гидробрейк плюс»	л	1000	Биологический очиститель и обезжириватель. Минимальная величина разбавления 1:10, максимальная 1:50.		Склад НСТ Причал №7

Таблица 8.8 – Автотранспорт на вооружении АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис»

№ п/п	Наименование автотранспорта	Ед. изм.	Кол-во	Характеристика	Дислокация
1	Грузопассажирский автомобиль «Газель»	ед.	1	Грузоподъемность – 500 кг. Вместимость – 5 человек.	Причал №7
2	Телескопический автопогрузчик «Мерло»	ед.	1	Грузоподъемность – 6 т.	Причал №7
3	Снегоход «Ямаха-Викинг» с санями	шт.	1	Для доставки оборудования ЛРН в зимний период по прибрежной полосе и льду.	Бокс НСТ Причал №7

Для обеспечения безопасной пожарной обстановки на акватории в зоне ответственности ООО «ПТП» привлекаются буксиры, постоянно находящиеся на акватории порта – не менее 2 (двух), с наличием противопожарного символа в классе ПЗВ (FF3WS). По решению штаба пожаротушения, все буксиры, находящиеся на акватории порта, с противопожарным символом в классе ПЗВ (FF3WS), могут быть привлечены к тушению пожара со стороны моря.

8.2.4 Доставка сил и средств к месту производства работ по ЛРН

Маршруты следования бригад АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис» и взаимодействующих организаций к местам производства работ по ЛРН, согласно Плана ЛРН ООО «ПТП», приведены на рисунке 8.4.



Рисунок 8.4 – Маршруты следования бригад АСФ к месту производства работ по ЛРН

8.2.5 Порядок привлечения дополнительных сил и средств

В соответствии с положениями ст. 22.2 Федерального закона от 30.11.1995 N 187-ФЗ «О континентальном шельфе Российской Федерации» в случае, если разлив нефти и нефтепродуктов произошел в объеме, не позволяющем обеспечить его устранение на основе плана предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (эксплуатирующей организации), федеральные органы исполнительной власти, определяемые соответственно Президентом Российской Федерации, Правительством Российской Федерации, на основании обращения эксплуатирующей организации привлекают в порядке, установленном Правительством Российской Федерации, дополнительные силы и средства единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций для осуществления мероприятий по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов. Расходы на привлечение дополнительных сил и средств для осуществления мероприятий по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов возмещаются эксплуатирующей организацией в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

Порядок привлечения дополнительных сил и средств единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций для осуществления мероприятий по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов определен п. 38

Постановления Правительства РФ № 2366 от 30.12.2020, в случае если разлив нефти и нефтепродуктов произошел в объеме, превышающем максимально расчетный объем разлива нефти и нефтепродуктов, указанный в плане, и не позволяющем обеспечить его устранение на основе плана, организация в целях привлечения дополнительных сил и средств единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций для осуществления мероприятий по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов обращается в Федеральное агентство морского и речного транспорта.

В соответствии с п. 39 Постановления Правительства РФ № 2366 от 30.12.2020, Федеральное агентство морского и речного транспорта, на основании предусмотренного п. 38 обращения организации, привлекает в части своей компетенции дополнительные силы и средства единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций.

8.3 Мероприятия по поддержанию в готовности органов управления, сил и средств к действиям в условиях ЧС(Н)

Мероприятия по поддержанию в готовности органов управления, сил и средств к действиям при РН, проводимые руководством ООО «ПТП», выражаются в следующем:

- организации подготовки экипажей судов;
- содержание достаточного состава сил и средств АСС (ПАСФ).

Основными задачами АСС, которые возлагаются на нее в обязательном порядке, являются:

- поддержание технических средств ЛРН в немедленной готовности к действиям, в том числе к локализации и ликвидации нефти (нефтепродуктов);
- организация профессиональной подготовки персонала ПАСФ и экипажей судов в соответствии с курсом подготовки экипажей судов и подразделений к ликвидации морских аварий.

Все оборудование, указанное в Плане, работоспособно, укомплектовано и используется только для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, а также проведения тренировок и учений по ЛРН.

Для обеспечения постоянной готовности специальных технических средств и материалов к применению предусмотрен беспрепятственный доступ к ним. Каждое место хранения имеет табличку-указатель с надписью «Средства ЛРН» и обозначением хранящихся средств или материалов.

Хранение средств ЛРН производится в специально отведенных местах и помещениях. Условия хранения оборудования и материалов должны соответствовать требованиям предприятий-изготовителей и обеспечивать их сохранность.

При потере работоспособности (невозможности восстановления) оборудование для локализации и ликвидации аварийного разлива нефти (нефтепродуктов) заменяется новым.

Допускается применение оборудования по истечению гарантийного срока хранения при положительных результатах его освидетельствования на соответствие техническим требованиям.

Проверка состояния средств локализации и ликвидации аварий, своевременное их доукомплектование техникой и материалами проводится согласно графикам и нормативам по срокам замены материалов.

Графики определяют сроки осмотров, сроки и виды технического обслуживания и ремонтов, оговоренные в документации на материальную часть. Нормативы на материалы и их замену должны учитывать характеристики, указанные в технических условиях и сертификатах на материалы.

Ответственным за проверку технического состояния средств ЛРН является специалист по оборудованию ЛРН АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис».

Ответственными за доукомплектование АСС ООО «Транснефть-Сервис» горюче-смазочными и расходными материалами является:

- для НСС – специалист по оборудованию ЛРН;
- для автотранспортной техники – заведующий автохозяйством ООО «ПТП»;
- для флота – капитан-наставник отдела управления флотом АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис».

Организация обучения и подготовки персонала ООО «ПТП»:

Безопасность функционирования объектов ООО «ПТП» обусловлена высоким уровнем технической надежности оборудования и реализации программы по подготовке и обучению всего персонала, безопасной эксплуатации систем и соответствующими навыками действий при возникновении РН.

Обучение работников безопасным методам работы является одним из основных способов предупреждения производственного травматизма, аварий, пожаров и других происшествий на производстве.

Обучение работников безопасным методам работы предусматривает:

- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ при подготовке рабочих со стажировкой на рабочем месте, переподготовке и обучении вторым профессиям;
- инструктаж по безопасности труда;

- специальное обучение и проверку знаний рабочих;
- обучение и проверку знаний руководителей и специалистов;
- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ при повышении квалификации.

Общее руководство и ответственность за правильную организацию, своевременное и качественное обучение работников безопасным методам работы возложено на руководителя предприятия, в подразделениях и на участках – на их руководителей.

Методическое руководство и контроль над правильной организацией, своевременным и качественным обучением работников безопасным методам работы и правильным оформлением документации (журналов, протоколов и т.д.) возложено на работников отдела охраны труда и промышленной безопасности. Вопросы безопасности труда включаются в программы всех видов профессионального обучения в объеме, соответствующем конкретной профессии.

Инструктажи по безопасности труда являются одной из основных форм обучения работников безопасным методам и приемам работы. Руководством ООО «ПТП» организовано проведение следующих инструктажей:

- *вводный инструктаж по безопасности труда* – проводится со всеми вновь принимаемыми на работу, независимо от их образования, стажа работы по данной профессии или должности, с временными работниками, командированными, а также с учащимися и студентами, прибывшими на производственное обучение или практику;

- *первичный инструктаж на рабочем месте* – до начала производственной деятельности проводится со всеми, вновь принятыми на предприятие или переводимыми из одного подразделения в другое работниками, во всех других случаях, когда работнику поручается новая для него работа с иным характером производственных условий, с командированными и временными работниками; с учащимися и студентами, прибывшими на производственное обучение или практику перед выполнением ими новых видов работ;

- *повторный инструктаж* – проходят все рабочие независимо от квалификации, образования, стажа, характера выполняемой работы не реже одного раза в квартал, за исключением лиц, которые не связаны с обслуживанием, испытанием, наладкой и ремонтом оборудования, использованием инструмента, хранением и применением сырья и материалов;

- *внеплановый инструктаж* – рабочих проводят при введении в действие новых или переработанных стандартов, правил и инструкций по охране труда, а также изменений и дополнений к ним; при изменении технологического процесса, замене или модернизации оборудования, приспособлений и инструмента, материалов и других факторов, влияющих на

безопасность труда; когда в подразделении, на участке, в бригаде произошел несчастный случай или авария, которые вызывают необходимость дополнительного инструктажа работающих; при нарушении работающими требований безопасности труда, которые могут привести или привели к травме, аварии, взрыву или пожару, отравлению; по приказу или распоряжению руководства предприятия, по требованию органов государственного надзора; при перерывах в работе: для работ, к которым предъявляются дополнительные (повышенные) требования безопасности труда, – более чем на 30 календарных дней, а для остальных работ – 60 дней;

– *целевой инструктаж* – проводится перед выполнением разовых работ, не входящих в круг постоянных (прямых) обязанностей по профессии (выполнение погрузо-разгрузочных работ, выполнение разовых работ вне предприятия и т.п.), а также перед выполнением работ по ликвидации последствий аварий, стихийных бедствий и катастроф, перед производством работ, выполняемых по нарядам-допускам, разрешениям и другим разрешительным документам (огневые и газоопасные работы, работы в действующих электроустановках и др.);

– *инструктаж работников сторонних организаций* – проводится при ведении работ на объектах предприятия силами сторонних организаций; их работники проходят инструктаж по специальной инструкции, которая разрабатывается в каждом подразделении и включает объем информации о правилах поведения на конкретном объекте, условиях проведения работ, особенностях противопожарных, охранных, гигиенических и других требований, предъявляемых к объекту.

После прохождения стажировки рабочие, связанные с выполнением работ или обслуживанием объектов повышенной опасности, а также объектов, контролируемых органами государственного надзора, хранением и применением опасных и вредных сырья и материалов, проходят первичную проверку знаний в участковых аттестационных комиссиях, состав которых определяется приказом по предприятию. В случаях, предусмотренных специальными правилами, проверка знаний проводится с участием представителя органов государственного надзора.

По правилам пожарной безопасности проводятся следующие инструктажи:

– *водный* – проводится до начала выполнения трудовой (служебной) деятельности в организации;

– *первичный на рабочем месте* – проводится непосредственно на рабочем месте до начала трудовой (служебной) деятельности в организации;

– *повторный* – проводится не реже 1 раза в год со всеми лицами, осуществляющими трудовую (служебную) деятельность в организации, с которыми проводился вводный

противопожарный инструктаж и первичный противопожарный инструктаж на рабочем месте; не реже 1 раза в полгода со всеми лицами, осуществляющими трудовую или служебную деятельность на объектах защиты, предназначенных для проживания или временного пребывания 50 и более человек одновременно, объектах защиты, отнесенных к категориям повышенной взрывопожароопасности, взрывопожароопасности, пожароопасности, а также с лицами, осуществляющими трудовую (служебную) деятельность в организации, связанную с охраной (защитой) объектов и (или) имущества организации;

– *внеплановый* – проводится при введении в действие новых или внесении изменений в действующие нормативные правовые акты Российской Федерации, нормативные документы по пожарной безопасности, содержащие требования пожарной безопасности, применимые для организации; при изменении технологического процесса производства, техническом перевооружении, замене или модернизации оборудования, инструментов, исходного сырья, материалов, а также изменении других факторов, влияющих на противопожарное состояние объектов защиты организации; при нарушении лицами, осуществляющими трудовую или служебную деятельность в организации, обязательных требований пожарной безопасности, которые могли привести или привели к пожару; в случае перерыва в осуществлении трудовой (служебной) деятельности более чем на 60 календарных дней перед началом осуществления трудовой (служебной) деятельности на объектах защиты организации, предназначенных для проживания или временного пребывания 50 и более человек одновременно, объектах защиты, отнесенных к категориям повышенной взрывопожароопасности, взрывопожароопасности, пожароопасности, а также у лиц, осуществляющих трудовую (служебную) деятельность в организации, связанную с охраной (защитой) объектов и (или) имущества организации; по решению руководителя организации или назначенного им лица;

– *целевой* – проводится перед выполнением огневых работ и других пожароопасных и пожаровзрывоопасных работ, на которые оформляется наряд-допуск; перед выполнением других огневых, пожароопасных и пожаровзрывоопасных работ, в том числе не связанных с прямыми обязанностями по специальности, профессии; перед ликвидацией последствий пожаров, аварий, стихийных бедствий и катастроф; в иных случаях, определяемых руководителем организации.

Персонал, работа которого связана с выполнением специальных правил и норм, установленных Ростехнадзором перед допуском к самостоятельной работе, проходит обучение на специальных курсах с отрывом от производства и последующей аттестацией с участием инспектора Ростехнадзора. Обучение и аттестация этого персонала подтверждается специальным удостоверением.

Программы обучения и вопросники по проверке знаний на эти профессии согласовываются в установленном порядке с территориальным органом Ростехнадзора по Ленинградской области. Руководящие инженерно-технические работники и специалисты, чья работа связана с эксплуатацией опасного производственного объекта, проходят соответствующее обучение и аттестацию.

Порядок профессионального отбора для опасных производств осуществляется в соответствии с требованиями Минздрава России. Все работающие на опасном производственном объекте не должны иметь противопоказаний для проведения опасных работ и регулярно проходить медицинское освидетельствование.

Филиал ООО «Транснефть-Сервис» обеспечивает регулярную профессиональную подготовку и переподготовку персонала ПАСФ, а именно:

- аттестацию и переаттестацию личного состава ПАСФ как спасателей - 1 раз в три года;
- обучение личного состава ПАСФ на курсах ИМО «Ликвидация разливов нефти», 1-й (первый) уровень - 1 раз;
- обучение руководящего состава АСС на курсах Морского учебно-тренажерного центра Государственной Академии им. Адмирала Макарова «Специалист 2-го (второго) уровня по ликвидации разливов нефти» - 1 раз.

Ежегодно составляется план-график обучения персонала способам защиты и действиям при аварии. Для персонала, обеспечивающего работу порта Приморск, организовано систематическое проведение занятий по гражданской обороне.

Командно-штабные учения или штабные тренировки проводятся 1 раз в 5 лет продолжительностью до 1 суток.

К проведению командно-штабных учений в федеральных органах исполнительной власти, органах исполнительной власти субъектов Российской Федерации и органах местного самоуправления могут в установленном порядке привлекаться оперативные группы военных округов, гарнизонов, соединений и воинских частей Вооруженных Сил Российской Федерации, внутренних войск Министерства внутренних дел Российской Федерации и органов внутренних дел Российской Федерации, а также по согласованию с органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации и органами местного самоуправления - силы и средства РСЧС.

Тактико-специальные учения продолжительностью до 8 часов проводятся 1 раз в год.

Комплексные учения продолжительностью до 2 суток проводятся 1 раз в 3 года.

Противоаварийные тренировки – не реже 1 раза в месяц, причем одно занятие должно быть проведено в дневное нерабочее время, одно – в ночное время.

Цель противоаварийных тренировок:

- проверки и отработки практических навыков персонала на предмет правильности эксплуатации оборудования, материалов;
- технических средств для ЛРН, действовать в соответствии с правилами техники безопасности;
- получение опыта при внедрении нового оборудования и новых технологий.

Руководителем учебно-тренировочного занятия назначается начальник группы, в котором производится тренировка или лицо, его замещающее.

Планирование проведения учебно-тренировочных занятий (УТЗ) составляется начальником ПАСФ, согласовывается с начальником АСС и утверждается директором филиала ООО «Транснефть-Сервис» (таблица 8.9)

Таблица 8.9 – Планирование и отчетность проведения учебно-тренировочных занятий

№ п/п	Наименование документа	Дата составления
1.	Годовой план проведения УТЗ	1 декабря года, предшествующего планируемому
2.	График проведения УТЗ на месяц	За 10 дней до начала планируемого месяца
3.	Программа УТЗ	За 10 дней до занятия
4.	Акт и отчет о результатах проведения УТЗ	В течение 1 дня после УТЗ

9 Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти и нефтепродуктов

Для организации ликвидации максимального расчетного разлива нефти и нефтепродуктов в Плане ЛРН приняты Рекомендации 31/1 Хельсинкской комиссии ХЕЛКОМ, в соответствии с которыми время по устранению разливов нефти механическими техническими средствами сбора с поверхности моря составляет до двух суток или 48 часов. С учетом этого был проведен расчет достаточности сил и средств привлекаемых ООО «ПТП». Расчет проводился для сценария С13 при направлении ветра С-В, данное направление предполагает распространение пятна по направлению в открытое море, при котором требуется привлечение наибольшего количества сил и средств для локализации и ликвидации загрязнения в указанные 48 часов (суда, системы механического сбора нефти, емкости для сбора НВС и др.). Расчет представлен в разделе 7.

Согласно расчетам, при нормальных гидрометеорологических условиях, ООО «ПТП» способно ликвидировать максимальный расчетный разлив нефти (нефтепродуктов) в течение 48 часов.

10 Схема оповещения, схема организации управления и связи при разливах нефти и нефтепродуктов

Оповещение и доведение информации о факте РН до органов управления ООО «ПТП» всех уровней, участвующих в локализации и ликвидации разлива нефти/нефтепродуктов, осуществляется диспетчерами ДДО ООО «ПТП» немедленно по схеме оповещения, представленной на рисунке 10.1.

Успешное выполнение задач и мероприятий при ЛРН в значительной степени определяется четко организованным взаимодействием всех привлекаемых сил и средств.

Сущность взаимодействия при ликвидации РН заключается в согласовании и объединении усилий действий органов управления сил и средств по целям, задачам, мероприятиям, способам их выполнения, а также по месту и времени.

Ответственным за организацию взаимодействия привлекаемых сил и средств является председатель КЧС ПБ ООО «ПТП».

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

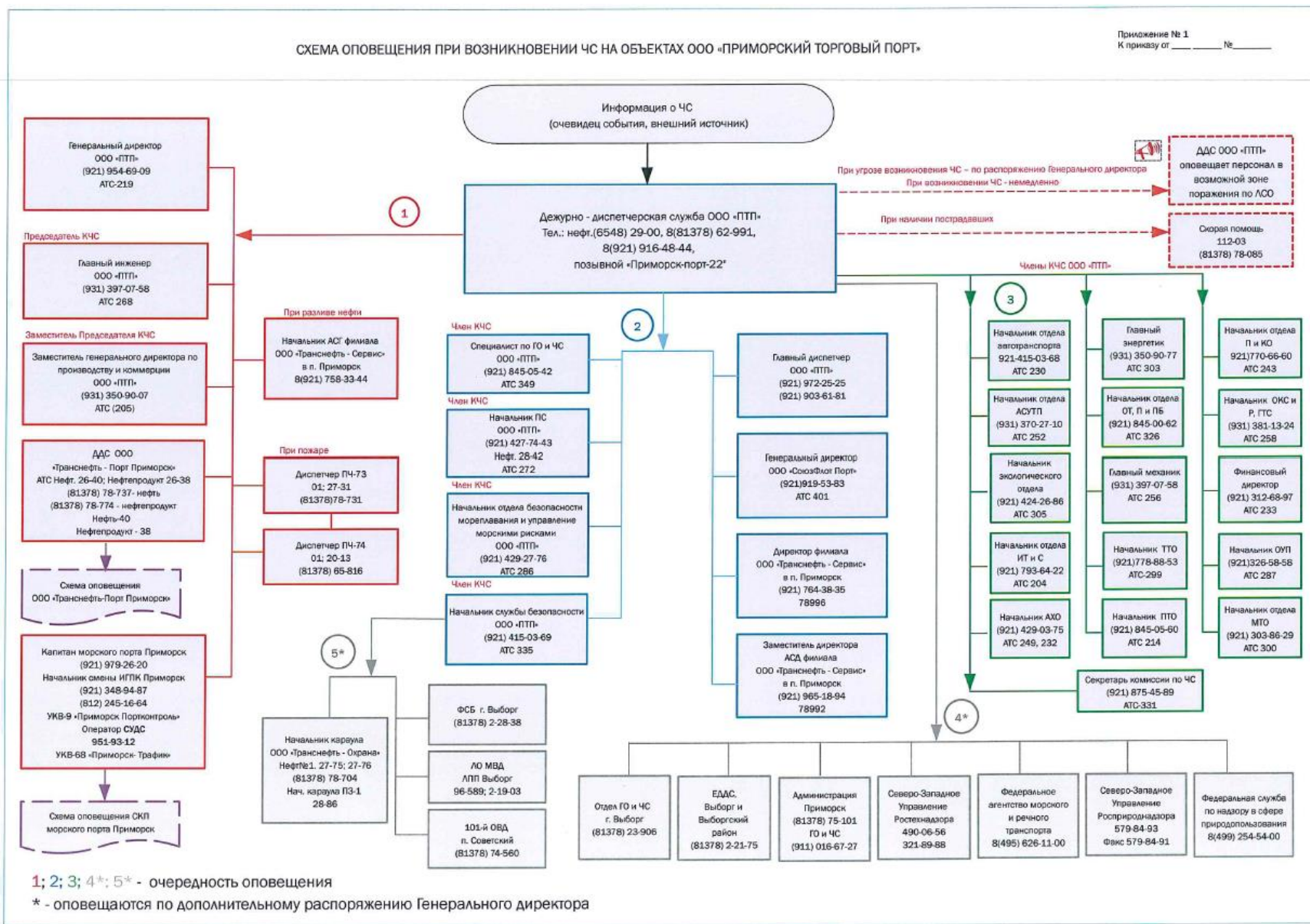


Рисунок 10.1 – Схема оповещения при возникновении ЧС на объектах ООО «ПТП»

Для обеспечения операций по ЛРН используются каналы связи, включающие в себя:

- УКВ каналы морского диапазона;
- проводную и УКВ связь ООО «ПТП» для внутреннего пользования;
- телефонные и телеграфные сети Минсвязи России (городские, междугородние, специальные);
- факсимильную связь;
- электронную почту.

При проведении работ по ЛРН, в КЧС ПБ сосредотачивается вся оперативная информация о ходе операций ЛРН.

Помещение для работы КЧС ПБ обеспечено средствами связи:

- компьютерами с выходом в Интернет;
- картами;
- множительной техникой;
- таблицей радиопозывных для связи на УКВ и перечнем номеров телефонов мобильной связи задействованных лиц и организаций;
- транспортом для оповещения и связи.

Обеспечение надежной работы связи на месте возложено на узел связи АО «Связьтранснефть».

Связь в повседневной деятельности между бригадами АВС терминалов и АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис» осуществляется по линиям радиосвязи на 8-м (восьмом) морском канале.

Связь между руководителями операции по ЛРН и КСЧ ПБ должна осуществляться только на 69-ом канале на УТЗ и учениях, для отработки вопросов связи между участниками ЛЧС (Н) на море. **Канал связи 71 используется при фактических ЧС.**

При аварии на танкере сообщения о разливе с судов передается по УКВ радиостанции в адрес капитана порта Приморск через СКП Приморск – на 68 канале связи ОВЧ и включает в себя сведения о:

- времени обнаружения разлива нефти или нефтепродуктов;
- гидрометеоусловиях (состояние моря, скорость и направление ветра, видимости на море);
- характере загрязнений и протяженности района загрязнения;
- предполагаемом источнике загрязнения.

Персонал АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис» и АВС терминалов обеспечиваются следующими техническими средствами связи, используемых во время работ по ЛРН, а также в повседневной деятельности:

- телефон мобильной связи стандарта GSM находящийся в распоряжении начальника АВС аварийного терминала;
- телефоны мобильной связи стандарта GSM находящиеся у руководящего состава ООО «ПТП»;
- стационарная радиостанция, находящаяся у диспетчера оперативного отдела ООО «ПТП»;
- носимые радиостанции - не менее 17 шт., находящиеся у Генерального директора ООО «ПТП», руководства АСС и дежурной смены ЛРН - сменного мастера и на каждом посту;
- стационарные радиостанции, находящиеся на каждом судне флота ООО «ПТП»;
- носимые радиостанции, находящиеся у всех капитанов судов флота ООО «ПТП»;
- УКВ-радиостанции, находящиеся на привлекаемых судах;
- переносная радиостанция.

Для осуществления связи применяются портативные УКВ радиостанции с маркировкой взрывозащиты 2 ExicIBT3 X, мощностью от 1 Вт до 5 Вт, моделей ICOM IC-M88is и Standard Horizon HX-370SAS.

Дежурный диспетчер ООО «ПТП» может применять как портативную УКВ радиостанцию ICOM IC-M88is, так и стационарную УКВ радиостанцию ICOM IC-F111 мощностью до 50 Вт.

Система взаимного обмена информацией

Получение оперативной информации с места разлива и своевременное ее предоставление в КЧС ПБ, а также обмен поступающей и исходящей информацией между всеми участниками ЛРН позволит оценить текущую ситуацию на месте разлива, прогнозировать ее развитие и вводить необходимую корректировку по расстановке и действию используемых сил и средств ЛРН.

Для обеспечения бесперебойности и оперативности связи при проведении работ по ЛРН, при КЧС ПБ создается диспетчерский узел связи (пост связи), в который направляется вся оперативная информация о ходе операций ЛРН.

Диспетчерский узел связи КЧС ПБ при разливе нефти и нефтепродуктов возглавляет старший диспетчер аварийного терминала. Старший диспетчер несет ответственность за сбор и обмен информацией между всеми участниками ЛРН.

Через диспетчерский узел связи КЧС ПБ производится передача информации взаимодействующим и контролирующим организациям, а так же осуществляется связь с вышестоящими координирующими органами.

Все радио- и телефонные переговоры проводятся без использования кодов, ясным текстом и в общепринятой терминологии.

Перед началом работы узла связи КЧС ПБ уточняются и проверяются каналы связи с руководителями работ на местах и участниками операций по ЛРН - персоналом спасательных служб и взаимодействующих организаций.

В узел связи КЧС ПБ должна направляться вся оперативная информация по ЛРН с места разлива, обязательно включающая:

- оценку угрозы разлива для людей и окружающей среды; наличия и готовности средств ЛРН у места разлива; в случае, если вылив нефти и нефтепродуктов еще продолжается, приводится оценка вероятного объема разлива; погодные условия;
- данные о ходе, эффективности действий и состоянии технических средств ЛРН; информацию по изменению любых условий и обстановки на месте проведения работ ЛРН;
- данные наблюдения о распространении РН, данные о концентрации паров нефтепродуктов в воздухе, степень угрозы возгорания нефти/нефтепродуктов.

КЧС ПБ на основе полученной информации осуществляет анализ сложившейся ЧС и после получения инструкций и квалифицированных рекомендаций специалистов, разрабатывает текущие действия ЛРН и передает необходимые распоряжения руководителю работ в зоне РН и непосредственным исполнителям работ.

11 Мероприятия по организации временного хранения и транспортировки собранной нефти и нефтепродуктов

В процессе мероприятий по ЛРН на объектах, эксплуатируемых ООО «ПТП» могут образовываться следующие виды отходов:

- при сборе нефти с воды – нефтеводная смесь;
- при очистке побережья – нефтеводная смесь, нефтезагрязненный грунт, нефтезагрязненный мусор, нефтезагрязненный сорбент.

Порядок размещения и утилизации нефтезагрязненных вод

При сборе нефти или нефтепродуктов с поверхности воды нефтеводная смесь загружается в специализированные емкости для приема нефтеводной смеси, а так же в приемные танки специализированных судов АСС филиала ООО «Транснефть-Сервис»:

1. т/х «Брянск» - емкость танков 253 м³;

2. танкер «Офелия» - емкость танков 2352 м³.

При проведении мероприятий по ЛРН нефтеводная смесь транспортируется на причал № 6, где через линию приема НВС с судов (плавучих емкостей) в резервуары хранения нефти/нефтепродуктов ООО «Транснефть-Порт Приморск». Собранная нефтеводная смесь, после очистки и контроля показателей качества, с помощью стационарных насосов закачивается в емкости резервуаров очистных сооружений. Прием нефтезагрязненных вод на очистные сооружения ООО «Транснефть-Порт Приморск» осуществляется при содержании нефти до 21000 мг/л.

Сбор нефтезагрязненного сорбента с поверхности акватории и осуществляется при помощи нефтемусоросборщиков. Собранный сорбент транспортируется на причал № 5, где перегружается на самосвалы и перевозится в амбары временного хранения расположенные на очистных сооружениях ООО «Транснефть-Порт Приморск». Из амбаров загрязненный сорбент передается для утилизации в специализированные организации по договору).

Сбор нефтезагрязненного сорбента и грунта на береговой линии осуществляется при помощи Вакуумной системы сбора и с использованием шанцевого инструмента. Собранные нефтезагрязненные отходы транспортируются в амбары временного хранения расположенные на очистных сооружениях ООО «Транснефть-Порт Приморск» и затем передаются для утилизации в специализированные организации по договору.

На очистных сооружениях ООО «Транснефть-Порт Приморск» применены современные технологии очистки:

- резервуары статического отстоя суммарной емкостью 13 000 м³;
- нефтеотделители;
- двухфазная и трехфазная центрифуги;
- автоматические дозаторы;
- автоматический контроль рабочих параметров;
- трехступенчатая система фильтрации очищенных стоков.

При проведении мероприятий по ЛРН нефтеводная смесь транспортируется на очистные сооружения ООО «Транснефть-Порт Приморск». Собранная нефтеводная смесь, после очистки и контроля показателей качества, с помощью стационарных и переносных погружных насосов закачивается через вантузы в трубопровод, с дальнейшей перекачкой в емкости резервуаров очистных сооружений объемом 3000 м³.

Управление движением судов, перевозящих нефтеводную смесь на акватории порта Приморск, регулируется СУДС Приморск.

Суммарный объем временных емкостей должен обеспечивать непрерывный сбор нефтеводяной смеси средствами ЛРН. По мере накопления нефтеводяная смесь перекачиваются в транспортные средства и вывозятся для утилизации или переработки.

Порядок размещения и утилизации нефтесодержащих отходов, включающих в себя загрязненный грунт, песок, сорбент и мусор

В качестве мест размещения и утилизации могут использоваться:

- полигоны специализированных организаций, имеющих соответствующие лицензии (проведение рекультивационных работ с грунтом или захоронение);
- места для временного размещения отходов, оборудованные гидроизоляцией (при отдаленном расположении полигонов от места проведения работ);
- металлические контейнеры;
- герметизированные кузова автотранспортной техники.

Мероприятия по размещению и утилизации нефтесодержащих отходов:

- согласование места расположения временного хранения и места сжигания отходов с организациями-землепользователями, территориальным органом Минприроды России и другими специально уполномоченными органами;
- сооружение хранилища с обустройством обвалования, дренажной траншеи, гидроизоляции и защиты от атмосферных осадков;
- обеспечение отдельного хранения нефтесодержащих отходов разных видов;
- обеспечение мер охраны труда и пожарной безопасности при работе с нефтесодержащими отходами;
- доставка отходов к согласованным местам сжигания или захоронения;
- сжигание отходов (в специальных печах, в котельных путем добавления к углю).

Основным направлением работ по утилизации собранной нефти (нефтепродуктов) и отходов является отделение от примесей и возвращение разлитой нефти (нефтепродуктов) в технологический процесс перекачки.

При перевозке опасных грузов автомобильным транспортом должны соблюдаться следующие требования:

- водитель специального автотранспорта осуществляющего перевозку опасных грузов автомобильным транспортом обязан иметь свидетельство о прохождении специальной подготовки по утвержденным программам для водителей, осуществляющих перевозку опасных грузов;
- разработка маршрута транспортировки опасных грузов осуществляется автотранспортной организацией осуществляющей перевозку.

При разработке маршрута транспортировки необходимо руководствоваться следующими требованиями:

- вблизи маршрута транспортировки не должны находиться важные крупные промышленные объекты;
- маршрут транспортировки не должен проходить через зоны отдыха, архитектурные, природные заповедники и другие особо охраняемые природные территории;
- на маршруте транспортировки должны быть предусмотрены места стоянок транспортных средств и заправок топливом;
- маршрут транспортировки не должен проходить через крупные населенные пункты. В случае необходимости перевозки опасных грузов внутри крупных населенных пунктов маршруты движения не должны проходить вблизи зрелищных, культурно-просветительных, учебных, дошкольных и лечебных учреждений.

После проведения работ по утилизации составляется акт утилизации собранной нефти (нефтепродуктов) и отработанных расходных материалов.

Размещение нефтесодержащих отходов организуется ООО «ПТП» по договорам со специализированными предприятиями, имеющими соответствующие лицензии и разрешения.

Обращение с отходами

Обращением с отходами, образующимися в процессе проведения операций ЛРН в различных районах (открытая акватория, прибрежные воды, берег), занимается персонал группы по работе с отходами. Их действия заключаются в мобилизации, участии и завершении операций ЛРН.

При оповещении о РН осуществляются следующие действия:

- мобилизация персонала групп;
- подготовка емкостей для отходов с разным агрегатным состоянием и мест для их временного хранения;
- оповещение компаний, которым передаются отходы, подлежащие утилизации.

При начале операций по ЛРН:

- доставляются к местам ведения работ емкости и вспомогательное оборудование;
- на берегу подготавливаются операционные площадки для временного хранения отходов;
- оценивается достаточность людских ресурсов, оборудования, снаряжения; при необходимости запрашиваются дополнительные силы и средства.

В ходе операций по ЛРН обеспечиваются:

- разделение потоков поступающих отходов, минимизация их количества;

- соответствие применяемых методов обращения видам отходов и классам их токсичности;

- соблюдение принятых методов обращения при сборе, временном хранении, транспортировке отходов (недопущение вторичного загрязнения при обращении с отходами в процессе их хранения, перемещения);

- учет собираемых и передаваемых количеств отходов;

- неукоснительное соблюдение правил мер безопасности и мер по охране здоровья.

Ключевыми факторами в обращении с отходами, образующимися во время операций по ЛРН, являются виды и количества отходов. Эти факторы в большой степени зависят от специфики применяемых методов и могут изменяться по ходу работ. Для оптимизации дальнейшего обращения с отходами нужно применять отдельный их сбор и принимать меры к снижению их количества. Для этого необходимо:

- разделять отходы по видам;

- минимизировать количество каждого вида отходов;

- избегать смешивания отходов с различной токсичностью и агрегатным состоянием, так как в результате это приведет к образованию большой массы опасных отходов;

- маркировать все контейнеры, с указанием источника поступления отходов.

Обращение с отходами должно быть основано на следующих принципах:

- соответствие методов обращения действующим нормам и правилам;

- безопасные условия труда и необходимая защита персонала;

- сведение к минимуму ущерба окружающей среде;

- сведение к минимуму риска инцидентов со вторичным загрязнением на всех этапах операции по ЛРН;

- взаимодействие с государственными и природоохранными структурами для снижения нагрузки на сооружения для размещения отходов;

- хранение нефтесодержащих отходов в соответствующих контейнерах/танках;

- перемещение нефтесодержащих отходов специальным транспортом, допущенным к их перевозке;

- снижение итогового количества отходов применением мероприятий, сокращающих количество каждого вида отходов;

- осуществление отдельного сбора нефтесодержащих и не содержащих нефтепродуктов отходов для обеспечения последующего оптимального обращения с каждым потоком отходов;

- размещение всех отходов безопасным образом и в согласованных местах.

Для предотвращения вторичного загрязнения при временном хранении отходов соблюдаются специальные меры для обеспечения безопасного обращения и снижения потенциального ущерба окружающей среде. В этих случаях:

- под контейнеры с отходами помещаются синтетические/сорбирующие прокладки, чтобы облегчить вторичный сбор и предотвратить загрязнение почвы;
- емкости с отходами, пластиковые мешки, бочки, носилки, тачки не следует заполнять на 100 % объема, чтобы при перемещении избежать пролива/высыпания;
- закрывающаяся крышками/пробками тара также не заполняется на 100 % объема, учитывая возможность теплового расширения содержимого под воздействием повышенных температур окружающей среды;
- осуществляется контроль состояния почвы и подземных вод в местах хранения отходов, чтобы определить предварительную степень загрязнения и обеспечить уверенность в том, что очистка после хранения адекватна и полна;
- обязательно проводится проверка, инвентаризация, маркирование и предъявление отходов к осмотру;
- обеспечиваются меры безопасности (охрана), чтобы предотвратить несанкционированный сброс и гарантировать, что хранение отходов не подвергает опасности другие стороны.

Экологический отдел ООО «ПТП» осуществляют постоянный контроль за выполнением вышеперечисленных мероприятий. При выявлении фактов срыва сроков выполнения мероприятий по ликвидации последствий аварий, не выполнения полного объема запланированных работ специалисты экологического отдела проводят повторные осмотры места аварии, составляют протоколы повторных проверок и представляют отчеты руководству ООО «ПТП».

12 Календарные планы оперативных мероприятий по ликвидации максимальных расчетных объемов разливов нефти и нефтепродуктов, в соответствии с которыми проводится документирование работ по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий																		Исполнители		
			Минуты										Часы				Сутки						
			5	10	15	20	30	40	50	60	80	90	100	120	3	4	6	8	12	24		2	4
1. При угрозе возникновения ЧС(Н)																							
1.1	Оповещение диспетчерской службы ООО «ПТП»	5 мин.	■																				Первый, обнаруживший аварийную ситуацию
1.2	Доведение срочной информации до диспетчерских служб ООО «Транснефть – Порт Приморск» руководителей организаций, диспетчерских служб ПСЧ-73 / ПСЧ-74, служб охраны Организаций, ПАСФ	5 мин.		■																			Диспетчер ООО «ПТП»
1.3	Оповещение членов КЧС ПБ	10 мин.			■	■																	Диспетчер ООО «ПТП»
1.4	Доведение информации об угрозе ЧС (Н) до администрации морского порта Приморск, ЕДДС Выборгского района и г. Приморск	5 мин.			■																		Диспетчер ООО «ПТП»
1.5	Прибытие пожарных расчетов ПСЧ-73 / ПСЧ-74 к месту возможного РН	8 мин.			■	■																	ПСЧ-73 / ПСЧ-74
1.6	Готовность пожарного расчета к действиям по тушению пожара	Постоянно			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	ПСЧ-73 / ПСЧ-74
1.7	Оповещение, проверка сил и средств постоянной готовности к действиям по предупреждению и ликвидации ЧС(Н): оповещение оперативной группы КЧС ПБ; проверка специальной инженерной техники и оборудования	15 мин.		■	■	■																	Диспетчер ООО «ПТП»
	Организация мониторинга: сбор	40 мин.																					Руководители

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий																		Исполнители			
			Минуты												Часы				Сутки					
			5	10	15	20	30	40	50	60	80	90	100	120	3	4	6	8	12	24		2	4	
1.8	информации о характере и масштабе возможной аварии, нанесенном ущербе, поражениях персонала и других последствиях ЧС, прогнозирование обстановки, определение первоочередных мер по предупреждению и ликвидации ЧС																						соответствующих подразделений КЧС ПБ	
1.9	Определение необходимого количества специальной техники и средств, а также средств их доставки	40 мин.																					Группа планирования АВР КЧС ПБ	
1.10	Приведение в готовность и прибытие персонала ПАСФ	20 мин																					Персонал ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис»	
1.11	Подготовка к применению резервных резервуаров и емкостей	Постоянно																					Дежурный персонал аварийного объекта	
1.12	Контроль за состоянием производственно-ливневой канализации и очистных сооружений	Постоянно																					Дежурный персонал аварийного объекта	
1.13	Подготовка автотранспорта и расчетов по обеспечению эвакуации из зоны возможной ЧС(Н)	2 часа																					Служба безопасности аварийного Объекта	
2. При возникновении ЧС																								
2.1	Оповещение диспетчерской службы ООО «ПТП»	5 мин.																					Первый, обнаруживший аварийную ситуацию	
2.2	Оповещение согласно схеме	5 мин.																					Диспетчер	

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий																		Исполнители		
			Минуты												Часы				Сутки				
			5	10	15	20	30	40	50	60	80	90	100	120	3	4	6	8	12	24		2	4
	диспетчерских служб ООО «Транснефть-Порт Приморск», руководителей организаций, диспетчерских служб ПСЧ-73 / ПСЧ- 74, служб охраны Организаций, ПАСФ																						ООО «ПТП»
2.3	Оповещение и сбор КЧС ПБ – в рабочее время – в нерабочее время	30 мин. 120 мин.																					Диспетчер ООО «ПТП» Личный состав КЧС ПБ
2.4	Доведение информации о ЧС (Н) до администрации морского порта Приморск, ЕДДС Выборгского района и г. Приморск	5 мин.																					Диспетчер ООО «ПТП»
2.5	Прибытие пожарных расчетов ПСЧ-73 / ПСЧ-74 к месту РН	8 мин.																					ПСЧ-73 / ПСЧ-74
2.6	Готовность пожарного расчета к действиям по тушению пожара	Постоянно																					ПСЧ-73 / ПСЧ-74
2.7	Приведение в готовность и прибытие основного состава ПАСФ	20 мин.																					Персонал филиала ПАСФ ООО «Транснефть-Сервис»
2.8	Организация дежурства руководящего состава КЧС ПБ	Постоянно до окончания операции по ЛЧС(Н)																					Заместитель председателя КЧС ПБ
2.9	Разведка местности и принятие первоочередных мер по локализации РН дежурным персоналом ПАСФ	20 мин.																					Персонал филиала ПАСФ ООО «Транснефть-

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий																		Исполнители	
			Минуты												Часы				Сутки			
			5	10	15	20	30	40	50	60	80	90	100	120	3	4	6	8	12	24		2
																						Сервис»
2.10	Прогнозирование обстановки, определение первоочередных мер по предупреждению и ликвидации ЧС(Н), доведение обстановки до КЧС ПБ	20 мин.																				Руководитель ЛЧС (Н)
2.11	Организация мониторинга и уточнение обстановки	Постоянно до окончания операции по ЛЧС(Н)																				Руководитель ЛЧС (Н), персонал ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис»
2.12	Выезд оперативной группы КЧС ПБ в зону РН и организация работ по координации действий	20 мин.																				Оперативная группа КЧС ПБ
2.13	Организация охраны зоны ЧС(Н), регулирование движения в зоне ЧС(Н)	1 час																				Руководитель службы безопасности аварийного Объекта
2.14	Организация ЛЧС(Н) силами и средствами: ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис»	Локализация РН на суше до 6 часов																				Руководители соответствующих подразделений
	Боевых расчетов ПСЧ-73 / ПСЧ-74 Взаимодействующих организаций	Локализация РН на воде до 3 часов																				
2.15	Регистрация хода ликвидации ЧС(Н) и донесение о ходе работ в	Каждые два часа																				Заместитель председателя

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий																		Исполнители			
			Минуты												Часы				Сутки					
			5	10	15	20	30	40	50	60	80	90	100	120	3	4	6	8	12	24		2	4	
	контролирующие органы управления функциональной подсистемы РСЧС, территориальные органы Ростехнадзора, Росприроднадзора, МЧС России, КЧС ПБ органа местного управления																						КЧС ПБ	
2.16. Выполнение специальных работ по локализации и ликвидации ЧС(Н) на технологических трубопроводах эстакад и причалов (свободное растекание нефти/нефтепродуктов по акватории)																								
2.16.1	Отключение поврежденного участка трубопровода, остановка технологического процесса погрузки нефти (нефтепродуктов), команда мастеру по наливу на отсоединение стендеров и дежурному электрику на причале обесточивание грузовых причалов	Немедленно																						Сменный диспетчер ООО «Транснефть – Порт Приморск» Сменный диспетчер ООО «ПТП»
2.16.2	Готовность дежурного персонала ПАСФ к действиям по ЛРН	15 мин.																						Дежурный персонал ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис»
2.16.3	Готовность плавсредств и специальных технических средств ПАСФ к действиям по ЛРН	15 мин.																						Дежурный персонал ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис»
2.16.4	Выход катера оперативного реагирования к месту аварии, с газоанализаторщиком на борту, разведка и газоанализ в зоне РН – к причалам 1-4	20 мин.																						Дежурный персонал ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис»

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий																		Исполнители		
			Минуты												Часы				Сутки				
			5	10	15	20	30	40	50	60	80	90	100	120	3	4	6	8	12	24		2	4
	– к причалам 8-9	30 мин.																					
2.16.5	Защита берега: постановка берегозащитных, изолирующих и отклоняющих боновых заграждений, сбор нефти (нефтепродуктов) скиммерами с берега	2 часа																					Персонал филиала «Транснефть-Сервис» ПАСФ ООО
2.16.6	Локализация разлива нефти (нефтепродуктов) на водной поверхности	3 часа																					Персонал филиала «Транснефть-Сервис» ПАСФ ООО
2.16.4	Доставка, вооружение, спуск на воду нефтесборных систем, запуск нефтесборных систем, начало мероприятий по сбору нефти (нефтепродуктов)	до 48 часов																					Персонал филиала «Транснефть-Сервис» ПАСФ ООО
2.16.5	Противопожарное обеспечение работ	Постоянно																					ПСЧ-73, ПСЧ-74
2.16.9	Транспортировка специальных нефтесборных емкостей на очистные сооружения ООО «Транснефть-Порт Приморск»	Постоянно по мере заполнения																					Персонал филиала «Транснефть-Сервис» и взаимодействующие организации ПАСФ ООО
2.16.10	.Очистка причалов и береговой полосы от нефтяного загрязнения с использованием технологии смыва; сбор с использованием сорбентов и специальных препаратов; механический сбор; ручной сбор	До полной очистки																					Персонал филиала «Транснефть-Сервис» ПАСФ ООО
2.16.11	Доклад в КЧС ПБ о проделанной работе	Каждые 2 часа																					Начальник АСС филиала ООО «Транснефть-

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий																		Исполнители		
			Минуты												Часы				Сутки				
			5	10	15	20	30	40	50	60	80	90	100	120	3	4	6	8	12	24		2	4
																							Сервис»
2.16.12	Доклад об окончании сбора нефти (нефтепродукта) Председателю руководящей КЧС ПБ	После окончания работ																					Заместитель председателя КЧС ПБ
2.17. Выполнение специальных работ по локализации и ликвидации ЧС(Н) при РН у причалов (разлив локализован в пределах превентивных БЗ)																							
2.17.1	Остановка технологического процесса погрузки нефти (нефтепродуктов), команда мастеру по наливу на отсоединение стендеров и дежурному электрику на причале обесточивание грузовых причалов	Немедленно																					Сменный диспетчер ООО «Транснефть – Порт Приморск» Сменный диспетчер ООО «ПТП»
2.17.2	Готовность дежурного персонала ПАСФ к действиям по ЛРН	15 мин.																					Дежурный персонал ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис»
2.17.3	Готовность плавсредств и специальных технических средств ПАСФ к действиям по ЛРН	15 мин.																					Дежурный персонал ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис»
2.17.4	Выход катера оперативного реагирования к месту аварии, с газоанализаторщиком на борту, разведка и газоанализ в зоне РН – к причалам 1-4 – к причалам 8-9	20 мин.																					Дежурный персонал ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис»
		30 мин.																					
2.17.5	Защита берега: постановка берегозащитных, изолирующих и отклоняющих боновых заграждений, сбор нефти скиммерами с берега	2 часа																					Персонал ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис»

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий																		Исполнители		
			Минуты												Часы				Сутки				
			5	10	15	20	30	40	50	60	80	90	100	120	3	4	6	8	12	24		2	4
																							Сервис»
2.17.13	Доклад об окончании сбора нефти (нефтепродукта) Председателю руководящей КЧС ПБ	По окончании и работ																					Заместитель председателя КЧС ПБ
2.18. Выполнение специальных работ по локализации и ликвидации ЧС(Н) у причалов (при выходе разлива за пределы превентивных БЗ)																							
2.18.1	Отключение поврежденного участка трубопровода, остановка технологического процесса погрузки нефти (нефтепродуктов), команда мастеру по наливу на отсоединение стендеров и дежурному электрику на причале об обесточивание грузовых причалов	Немедленно																					Сменный диспетчер ООО «Транснефть – Порт Приморск» Сменный диспетчер ООО «ПТП»
2.18.2	Готовность дежурного персонала ПАСФ к действиям по ЛРН	15 мин.		■	■	■																	Дежурный персонал ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис»
2.18.3	Готовность плавсредств и специальных технических средств ПАСФ к действиям по ЛРН	15 мин.		■	■	■																	Дежурный персонал ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис»
2.18.4	Выход катера оперативного реагирования к месту аварии, с газоанализаторщиком на борту, разведка и газоанализ в зоне РН – к причалам 1-4 – к причалам 8-9	20 мин. 30 мин.		■	■	■																	Дежурный персонал ПАСФ филиала ООО «Транснефть-Сервис»
2.18.5	Защита берега: постановка берегозащитных, изолирующих и	2 часа						■	■	■	■	■	■										Персонал ПАСФ филиала ООО

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий																		Исполнители				
			Минуты												Часы				Сутки						
			5	10	15	20	30	40	50	60	80	90	100	120	3	4	6	8	12	24			2	4	
	отклоняющих боновых заграждений, сбор нефти скиммерами с берега																								«Транснефть-Сервис»
2.18.6	Локализация разлива нефти (нефтепродуктов) на водной поверхности	3 часа																							Персонал филиала «Транснефть-Сервис» ПАСФ ООО
2.18.7	Доставка, вооружение, спуск на воду нефтесборных систем, запуск нефтесборных систем, начало мероприятий по сбору нефти (нефтепродуктов)	до 48 часов																							Персонал филиала «Транснефть-Сервис» ПАСФ ООО
2.18.8	Противопожарное обеспечение работ	Постоянно																							ПСЧ-73, ПСЧ-74
2.18.9	Транспортировка специальных нефтесборных емкостей на очистные сооружения ООО «Транснефть-Порт Приморск»	Постоянно по мере заполнения																							Персонал филиала «Транснефть-Сервис» и взаимодействующие организации ПАСФ ООО
2.18.10	Очистка причалов и береговой полосы от нефтяного загрязнения с использованием технологии смыва; сбор с использованием сорбентов и специальных препаратов; механический сбор; ручной сбор	До полной очистки																							Персонал филиала «Транснефть-Сервис» ПАСФ ООО
2.18.11	Доклад в КЧС ПБ о проделанной работе	Каждые 2 часа																							Начальник АСС филиала «Транснефть-Сервис» ООО
2.18.12	Доклад об окончании сбора нефти (нефтепродукта) Председателю	По окончании																							Заместитель председателя

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
на морском терминале ООО «Приморский торговый порт»

№ п/п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий																		Исполнители		
			Минуты												Часы				Сутки				
			5	10	15	20	30	40	50	60	80	90	100	120	3	4	6	8	12	24		2	4
	окружающей среды	ния мероприятий по ликвидации последствий ЧС(Н)																					и оценки ситуации КЧС ПБ
4.3.	Проведение ремонтно-восстановительных работ	Согл. Плану-графику проведения ремонтно-восстановительных работ																					АВС аварийного объекта
4.4.	Противопожарное обеспечение ремонтно-восстановительных работ	В рабочем режиме																					ПСЧ-73 / ПСЧ-74