

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«ВОЛГОГРАДНИПИМОРНЕФТЬ»

Заказчик - Общество с ограниченной ответственностью  
«РПК – Высоцк «ЛУКОЙЛ-II»

Утверждаю:  
Представитель Управляющей организации  
в ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-II»,  
Генеральный директор  
ООО «ЛУКОЙЛ-Транс»

\_\_\_\_\_ Махнев А.В.

**ПЛАН ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ  
РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ НА  
ООО «РПК – ВЫСОЦК «ЛУКОЙЛ-II»**

ПЛАН ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И  
НЕФТЕПРОДУКТОВ. МОРСКИЕ ОБЪЕКТЫ

**4969-ПЛРН1.1**

**Том 1.1**

Главный инженер

А.В. Скурлатов

Главный инженер проекта

Е.О. Черевиченко



2021

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

# СОДЕРЖАНИЕ

Лист

1	Общие сведения об эксплуатирующей организации .....	4
2	Сведения о потенциальных источниках разливов нефти и нефтепродуктов.....	8
3	Максимальные расчетные объемы разливов нефти и нефтепродуктов.....	11
4	Прогнозируемые зоны распространения разливов нефти и нефтепродуктов (с учетом проектных решений по предупреждению разливов нефти и нефтепродуктов) с описанием возможного характера негативных последствий разливов нефти и нефтепродуктов для окружающей среды, населения и нормального функционирования систем его жизнеобеспечения ....	22
5	Перечень первоочередных действий производственного персонала при возникновении разливов нефти и нефтепродуктов .....	23
6	Действия собственных и (или) привлекаемых аварийно-спасательных служб и (или) аварийно-спасательных формирований по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (далее - собственные и (или) привлекаемые аварийно-спасательные службы и (или) аварийно-спасательные формирования) .....	25
7	Расчет достаточности собственных и (или) привлекаемых аварийно-спасательных служб и (или) аварийно-спасательных формирований для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти и нефтепродуктов с учетом применяемых для этих целей технологий .....	38
8	Состав собственных и (или) привлекаемых аварийно-спасательных служб и (или) аварийно-спасательных формирований для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти и нефтепродуктов .....	43
9	Расчетное время (сроки) ликвидации максимального расчетного объема разлива нефти и нефтепродуктов.....	46
10	Схема оповещения, схема организации управления и связи при разливах нефти и нефтепродуктов .....	49
11	Мероприятия по организации временного хранения и транспортировки собранной нефти и нефтепродуктов .....	56
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.....	57
13	Перечень принятых сокращений и обозначений.....	67
14	Перечень нормативно-технической документации.....	68

Взам. инв. №										
	Подп. и дата									
Инв. № подл.										
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>4969-ПЛРН1.1</b>  План по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов. Морские объекты	Стадия	Лист	Листов
	Разраб.	Дараган	<i>[Подпись]</i>	06.21	П	1		68		
	Пров.	Орлова	<i>[Подпись]</i>	06.21	ООО «ВолгоградНИПИмор-нефть»					
	Тех. контр.	Негинская	<i>[Подпись]</i>	06.21						
	Н. контр.	Негинская	<i>[Подпись]</i>	06.21						
Нач. отд.	Золотарев	<i>[Подпись]</i>	06.21							

- Приложение 1      Физико-химические свойства нефтепродуктов;
- Приложение 2      Производственная инструкция по технологическим операциям при погрузке/выгрузке нефтепродуктов в танкеры на причалах № 1, 2, 3;
- Приложение 3      Приказ оповещение 207-А\_559;
- Приложение 4      Акт о результатах проведения учений с персоналом ООО «РПК – Высоцк «ЛКОЙЛ – II»»;
- Приложение 5      Документы о наличии собственных и (или) привлекаемых аварийно-спасательных служб и (или) аварийно-спасательных формирований для обеспечения мероприятий плана предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;
- Приложение 6      Документы об аттестации собственных и (или) привлекаемых аварийно-спасательных служб и (или) аварийно-спасательных формирований (свидетельство об аттестации на право ведения аварийно-спасательных работ и паспорт аварийно-спасательных служб, аварийно-спасательных формирований);
- Приложение 7      Лицензии на осуществление деятельности по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов производства и потребления I - IV классов опасности, в том числе подрядных организаций.

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	4969-ПЛРН1.1		Лист
											3

# 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭКСПЛУАТИРУЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ

Площадка размещения распределительного перевалочного комплекса (РПК) — Высоцк «ЛУКОЙЛ-II» расположена в Северо-Западной части Ленинградской области в Выборгском районе на западном берегу острова Высоцкий вблизи г. Высоцк и острова Детинец. Остров Высоцкий омывается водами Финского залива и имеет железнодорожный и автомобильные въезды, соединяющие его с материком.

**Юридический адрес:** 188909, Ленинградская область, Выборгский район, г. Высоцк, ул. Пихтовая, д. 1.

РПК предназначен для круглогодичного обслуживания экспортных операций, включая:

- прием, учет, хранение и отгрузку нефтепродуктов (физико-химические свойства перегружаемых нефтепродуктов представлены в приложении 7) с береговых сооружений;
- прием и хранение нефтепродуктов с танкеров типа «река-море»;
- отгрузка нефтепродуктов на танкера.

## Основные операции с нефтепродуктами

На РПК нефтепродукты доставляются в основной массе железнодорожным транспортом, часть нефтепродуктов доставляется танкерами класса «река-море».

Заходящие суда имеют дедвейт от 2800 тонн до 100000 тонн.

Объем перевалки нефтепродуктов в год:

- мазут – 7 650 тыс. тонн;
- дизтопливо – 2780 тыс. тонн;
- бензин – 2240 тыс. тонн.
- судовое топливо ТСЭ – 120 тыс. тонн.

Комплекс имеет один пирс с расположенными на нем двумя свайными причалами (№1, №2) для отгрузки нефтепродуктов (мазут, дизтопливо, бензин) на экспортные танкера. Одновременно только два судна могут быть приняты под грузовые операции.

Причалы №1 и №2 имеют следующие характеристики:

- длина – 344,5 м;
- ширина – 32,4 м;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

Лист  
4

- глубина у кордона – 14,5 м.

Дополнительно на комплексе имеется причал №3 для приема мазута с танкеров типа «река-море», а также загрузки судового топлива ТСЭ на судабункеровщики.

Характеристики причала:

- длина – 83,0 м;
- ширина – 30,0 м;
- глубина у кордона – 7,0 м.

РПК также включает резервуарный парк, общим объемом 460000 м<sup>3</sup> (19 резервуаров емкостью 20000 м<sup>3</sup>, 4 резервуара по 15000 м<sup>3</sup> и 2 резервуара по 10000 м<sup>3</sup>) и три железнодорожные эстакады для слива нефтепродуктов, доставляемых железнодорожным транспортом.

Настоящий План ЛРН не включает описание мероприятий при разливах нефтепродуктов на суше в результате аварии на технологических трубопроводах и резервуарном парке - для этих объектов разработан отдельный план ЛРН.

#### **Географические и навигационно-гидрологические характеристики**

РПК расположен в Выборгском заливе Балтийского моря на о. Высоцкий, технологические причалы расположены на о. Детинец, в 3,5 от г. Высоцк (Рисунок 1). Координаты РПК –60°35'40" с.ш., 28° 33' в.д.

К входу в Выборгский залив с моря ведут оборудованные для плавания в любое время суток три фарватера: юго-восточный по проливу Бьеркезунд; юго-западный – от Большого Корабельного фарватера; Продольный Лоцманский фарватер - от российско-финляндской границы.

Лоцманская проводка грузовых судов в портовых водах является обязательной.

В портовых водах установлено двухстороннее движение, на акватории порта управление движением судов осуществляется СУДС.

Колебания уровня воды обусловлены, главным образом, непериодическими колебаниями (вызываемыми действием ветра и изменением атмосферного давления) и, в меньшей степени, периодическими (приливо-отливными колебаниями). Приливоотливные колебания уровня невелики.

Наиболее существенными являются сгонно-нагонные колебания. Уровень подъема воды при нагонах может составлять более 2 метров. Нагоны вызываются

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

**4969-ПЛРН1.1**

Лист  
5

ветрами западных направлений, сгоны – ветрами восточных направлений. Уровень сгона воды может достигать до 1 м.

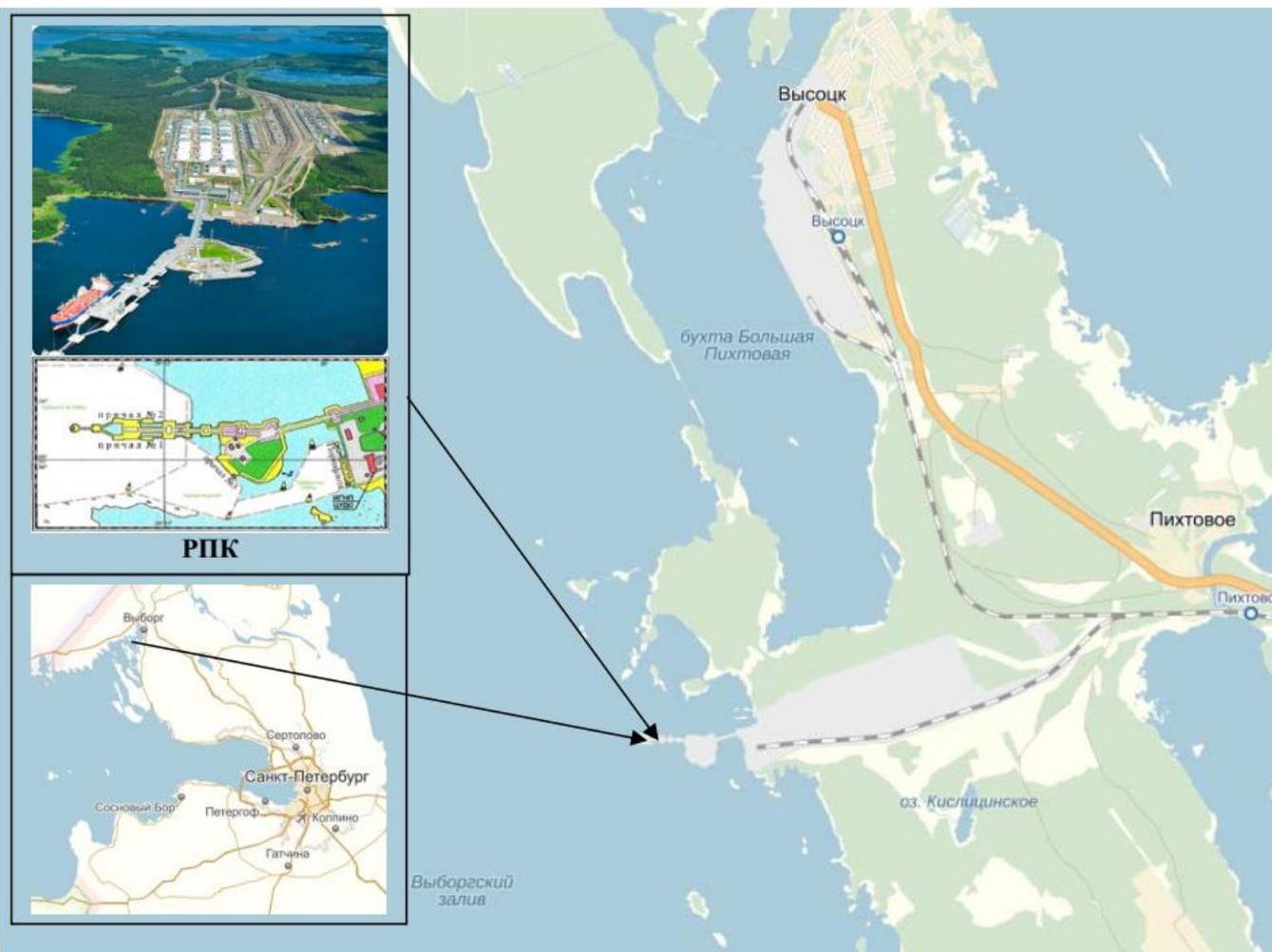


Рисунок 1 - Схема расположения РПК

Преобладающими являются ветровые, градиентные и компенсационные течения. Вследствие сложных гидрологических условий и морфологических особенностей (малые глубины, наличие островов и банок) течения крайне неустойчивы. Как правило, направления течений согласуются с направлением ветра: при сгонных ветрах течения направлены на запад, юго-запад и юг, при нагонных – на восток, северо-восток.

Существенное влияние на изменчивость течений во времени и пространстве оказывает поле атмосферного давления, вызывая сейшевые течения.

Течения в районе Внутреннего Высоцкого рейда при ветрах южных направлений достигают 50 см/с в Транзундских воротах, при северо-восточных, северо-

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

Лист  
6

западных ветрах в проливах Внутреннего Высоцкого рейда и в Транзундских воротах наблюдались скорости 72 см/с.

Преобладающие скорости суммарных течений в поверхностном слое не превышают 20 см/с, максимальные – могут достигать 100 см/с.

Рассматриваемая акватория почти полностью закрыта от проникновения волн открытого моря. На акватории преобладает местное ветровое волнение. Зыбь проникает через узость между островами Вихревой и Игривый значительно ослабленной.

Акватория в районе порта Высоцк ежегодно покрывается неподвижным льдом, ледообразование начинается, как правило, в конце ноября, однако возможен взлом его под действием оттепелей и сильных ветров.

Устойчивым неподвижным льдом акватория покрывается к середине декабря. Разрушение и таяние льда наблюдается во второй половине апреля – начале мая.

В районе Высоцка почти всю зиму сохраняется полынья, что объясняется значительными скоростями течений в проливах Высоцкого рейда, особенно в Транзундских воротах и препятствующих ледообразованию. Эта полынья замерзает только при сильных морозах.

Максимального развития ледяной покров достигает чаще всего в середине марта. Толщина ледового покрова в период ледокольной проводки судов может достигать 70 - 90 см.

Режим температуры воды обусловлен интенсивностью солнечной радиации и ветровыми характеристиками.

Годовой ход температуры поверхностного слоя воды аналогичен ходу температуры воздуха. Зимой температура воды близка к нулю. Весеннее прогревание начинается в апреле-мае. Наибольших значений температура достигает в июле. В августе – сентябре начинается охлаждение воды и к ноябрю температура достигает 1 – 4 °С.

Годовой ход средних месячных температур на нижних горизонтах обычно запаздывает и максимальные температуры наблюдаются осенью.

Абсолютный максимум температуры поверхностного слоя воды 28,5 °С наблюдался 26 июля 1959 г.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

Лист  
7

## 2 СВЕДЕНИЯ О ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ИСТОЧНИКАХ РАЗЛИВОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Потенциальными источниками разливов нефтепродуктов на акватории в районе РПК являются следующие объекты, расположенные на технологических площадках причалов №1 - 3.

а) Технологические трубопроводы, по которым обеспечивается транспортировка нефтепродуктов к морским стендерам. Основные характеристики (согласно «Инструкции по эксплуатации технологических причалов погрузки и выгрузки нефтепродуктов в танкеры и технологическим схемам перегрузки» - Приложение 2):

### Причалы № 1 и 2:

- трубопровод для отгрузки и выгрузки мазута (№102/11/102/11а) – общая длина от узла учета до электроприводной задвижки ЗЭ 39 – 640 м, диаметр 700 мм;

- трубопровод для отгрузки дизтоплива (№105/10/№105/10а) – общая длина от узла учета до электроприводной задвижки ЗЭ 61 – 676 м, диаметр 700 мм;

- трубопровод для отгрузки нефти (№ 106/20) – общая длина от узла учета до электроприводной задвижки ЗЭ 306 – 682 м, диаметр 700 мм;

- трубопровод для отгрузки бензина (№105/10) – общая длина от узла учета до электроприводной задвижки ЗЭ 308 – 676 м, диаметр 700 мм;

- трубопровод для отгрузки АВТ/ДБМ (№101/9/9а) – общая длина от узла учета до электроприводной задвижки ЗЭ-36 – 671 м, диаметр 700 мм;

- трубопровод для отгрузки ТСЭ (№106/24) – общая длина от узла учета до электроприводной задвижки ЗЭ 307 – 617 м, диаметр 400 мм;

### Причал № 3:

- трубопровод для отгрузки и выгрузки мазута (№ 102/6/6а/12) – длина 633 м от узла учета до электроприводной задвижки стендера, диаметр 500 мм;

- трубопровод для отгрузки судового топлива ТСЭ в танкер-бункеровщик – длина - 617 м от узла учета до электроприводной задвижки стендера, диаметр 400 мм (согласно «Инструкции по эксплуатации технологических при-

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

Лист

8

чалов...» при загрузке танкеровбункеровщиков предусмотрено использование трубопроводов различного диаметра).

Узлы (точки, фланцы и т.п.) подключения трубопроводов к стендерам, узлам учета и насосным станциям оснащены отсечными клапанами противоаварийной защиты (ПАЗ).

Экстренная остановка работы грузового насоса (остановка прокачки нефтепродукта) обеспечивается одновременно с закрытием задвижек ПАЗ на поврежденном участке трубопровода. Время остановки работы насоса и срабатывания задвижек ПАЗ составляет не более 120 сек.

б) Морские стендера, через которые осуществляется перегрузка нефтепродуктов. Регламентированные максимальные показатели расхода нефтепродукта при погрузке/выгрузке для технологических потоков:

**Причалы № 1 и 2 (СТ 1, СТ2, СТ 3, СТ4, СТ 6, СТ 7, СТ 8, СТ9 - Emco Wheaton):**

- мазут – до 2900 м<sup>3</sup>/ч на один стендер;
- топливо нефтяное АВТ – до 2900 м<sup>3</sup>/ч на один стендер;
- дизельное топливо – до 2900 м<sup>3</sup>/ч на один стендер;
- АИ-92 – до 2900 м<sup>3</sup>/ч на один стендер;
- нефтя – до 2900 м<sup>3</sup>/ч на стендер;
- топливо судовое экологическое – до 1200 м<sup>3</sup>/ч на стендер;
- выгрузка ТНП от причалов №1, 2 – по мощности насосов на судне;
- выгрузка СНП от причалов №1, 2 – по мощности насосов на судне.

**Причал № 3 (СТ11, СТ12 - Emco Wheaton):**

- выгрузка мазута – по мощности насосов, установленных на судне (не более 1200 м<sup>3</sup>/ч).

- погрузка мазута – до 1200 м<sup>3</sup>/ч на стендер;
- топливо судовое экологическое – до 1200 м<sup>3</sup>/ч на стендер;

Стендеры отсечены друг от друга электроприводной арматурой. Стендеры на участке соединения напорных трубопроводов снабжены электроприводной арматурой (задвижками ПАЗ). Дополнительно, стендеры, которые обеспечивают погрузку нефтепродукта одного типа, также отсекаются электроприводной армату-

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

**4969-ПЛРН1.1**

рой. Время срабатывания запорной арматуры в случае аварийной ситуации составляет не более 120 сек.

Конструкция стендеров обеспечивает автоматическое слежение за осадкой и возможной подвижкой танкера с автоматическим отключением стендера при недопустимо большой подвижке судна (система дрейфовой безопасности). Стендеры оснащены системой аварийной расстыковки без проливов груза с быстродействующими гидравлическими муфтами. Система аварийной расстыковки предотвращает пролив продукта на технологическую площадку и морскую акваторию в случае несанкционированного выхода танкера за пределы рабочей зоны стендера

Для предотвращения разрушения оборудования и трубопроводов при возникновении гидравлического удара каждый стендер оборудован системой аварийной защиты, в которую входят: два предохранительных клапана, емкость для сбора аварийного сброса нефтепродукта, насосы для откачки нефтепродукта из аварийной емкости.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

**4969-ПЛРН1.1**

Лист  
10

### 3 МАКСИМАЛЬНЫЕ РАСЧЕТНЫЕ ОБЪЕМЫ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Согласно положениям постановления Правительства РФ от 30 декабря 2020 г. № 2366 для морского нефтяного терминала максимальный расчетный разлив нефтепродуктов составит 100 % объема нефтепродуктов при максимальной прокачке за время, необходимое на остановку прокачки по нормативно-технической документации и закрытие задвижек на поврежденном участке, а также разгерметизацию на судне (имеющего разделительные переборки) - 2 смежных танков максимального объема. Для указанных судов с двойным дном и двойными бортами объем разлива составит - 50 процентов 2 смежных танков максимального объема.

Остановка работы насоса (прокачки нефтепродукта) осуществляется одновременно с закрытием задвижек ПАЗ, общее время остановки работы насоса и срабатывания задвижек ПАЗ не более 120 сек.

Объемы разливов нефтепродуктов при разгерметизации технологического трубопровода и морского стэндера рассчитывались с учетом положений «Методики определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах», утв. Минтопэнерго 1996 г., в котором учитываются параметры поврежденного участка трубопровода:

Объем нефтепродукта, вылившегося до остановки прокачки ( $Q_{T1}$ , м<sup>3</sup>):

$$Q_{T1} = Q_0 \cdot T_a \quad (1)$$

где  $Q_0$  – расход нефтепродукта в исправном трубопроводе (морском стэндере) при работающем насосе, м<sup>3</sup>/ч;

$T_a$  – нормативное время остановки прокачки, ч.

Объем нефтепродукта, вылившегося после остановки прокачки ( $Q_{CT}$ , м<sup>3</sup>):

$$Q_{CT} = (\pi \cdot D^2 / 4) \cdot L \quad (2)$$

где  $R$  – внутренний радиус поврежденного участка технологического трубопровода (морского стэндера), м;

$L$  – длина поврежденного участка технологического трубопровода (морского стэндера), м.

Суммарный объем нефтепродукта, ( $Q_{СУМ}$ , м<sup>3</sup>), поступивший в окружающую среду при разгерметизации технологического трубопровода (морского стэндера):

$$Q_{СУМ} = Q_{T1} + Q_{CT} \quad (3)$$

где:  $Q_{T1}$  – объем нефтепродукта, вылившегося до остановки прокачки (м<sup>3</sup>);

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

Лист  
11

$Q_{ст}$  – объем нефтепродукта, вылившегося после остановки прокачки ( $м^3$ ).

Исходные данные для определения объемов разлива нефтепродуктов при разгерметизации технологического трубопровода и морского стендера представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Исходные данные для определения объемов разливов нефтепродуктов при разгерметизации технологического трубопровода и морского стендера

Местоположение	Диаметр трубопровода, м	Длина трубопровода, м	Пропускная способность (расход), $м^3/час$	Наименование разлитого нефтепродукта	Время закрытия запорной арматуры, ч
Технологический трубопровод					
Причалы № 1, 2: - трубопровод для мазута (№102/11/11а); - трубопровод для дизтоплива (№105/10/10а); - трубопровод для нафта (№106/20); - трубопровод для бензина (№105/10/10а); - трубопровод для АВТ/ДБМ (№101/9а); - трубопровод для отгрузки ТСЭ в танкербункеровщик (№106/24).	0,7	640	4500	мазут	0,033
	0,7	676	3500	дизтоплива	
	0,7	682	3500	нафт	
	0,7	676	1800	бензин	
	0,7	671	1800	АВТ	
	0,4	617	1200	ТСЭ	
	Причал №3: - трубопровод для отгрузки и выгрузки мазута с танкера (Л.102/6/6а/12); - трубопровод для отгрузки ТСЭ в танкербункеровщик (№106/24).	0,5	633	1200	
0,4		617	1200	ТСЭ	

Морской стендер

Причалы № 1, 2	0,4	80	2200	мазут дизтоплива бензин	0,033
			2000		
Причал № 3	0,25	80	1350	мазут	0,033
			1600		
			1200	ТСЭ	

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

**4969-ПЛРН1.1**

Лист  
12

Таблица 2 – Результаты расчетов прогнозируемых объемов разливов нефте-продуктов

Аварийная ситуация	Наименование разлитого нефте-продукта	Объем разлива, м <sup>3</sup>
Разгерметизация технологического трубопровода: причалы № 1, 2 причал № 3	мазут	394,8
	дизтопливо	375,6
	нафт	377,9
	бензин	319,5
	АВТ/ДБМ	317,6
	ТСЭ	117,1
Разгерметизация морского стендера причалы № 1, 2 причал № 3	мазут	82,6
	дизтопливо	76,0
	бензин	54,6
	мазут	56,7
	судовое топливо ТСЭ	43,5
Разгерметизация танка танкера: Типовое судно 123031/12/10252* Типовое судно 83276/12/6500* Типовое судно 41137/12/3990* Типовое судно 41137/12/3990* Типовое судно 41137/12/3990* Типовое судно 41137/12/3990*	мазут	10252
	дизтопливо	6500
	нафт	3990
	бензин	3990
	АВТ/ДБМ	3990
	ТСЭ	3990

\* - примечание дейдвейт судна, м<sup>3</sup> 98%/количество танков/объем 1 танка м<sup>3</sup>

#### Причалы № 1, 2 трубопровод для мазута (№102/11/11а)

По формуле (1) находим объем нефтепродукта, вылившегося до остановки прокачки

$$Q_{T1} = 4500 \cdot 0,033 = 148,5 \text{ м}^3$$

По формуле (2) находим объем нефтепродукта, вылившегося после остановки прокачки

$$Q_{СТ} = 3,14 \cdot 0,49 / 4 \cdot 640 = 246,3 \text{ м}^3$$

По формуле (3) находим суммарный объем вылившегося нефтепродукта

$$Q_{СУМ} = 148,5 + 246,3 = 394,8 \text{ м}^3.$$

При толщине пленки 0,025 м, площадь разлива, S, м<sup>2</sup>, составит:

$$S = 394,8 / 0,025 = 15792 \text{ м}^2$$

#### Причалы № 1, 2 трубопровод для дизтоплива (№105/10/10а)

По формуле (1) находим объем нефтепродукта, вылившегося до остановки прокачки

$$Q_{T1} = 3500 \cdot 0,033 = 115,5 \text{ м}^3$$

По формуле (2) находим объем нефтепродукта, вылившегося после остановки прокачки

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

						<b>4969-ПЛРН1.1</b>	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		13

$$Q_{СТ} = 3,14 \cdot 0,49 / 4 \cdot 676 = 260,1 \text{ м}^3$$

По формуле (3) находим суммарный объем вылившегося нефтепродукта

$$Q_{СУМ} = 115,5 + 260,1 = 375,6 \text{ м}^3.$$

При толщине пленки 0,025 м, площадь разлива, S, м<sup>2</sup>, составит:

$$S = 375,6 / 0,025 = 15024 \text{ м}^2$$

### **Причалы № 1, 2 трубопровод для нефти (№106/20)**

По формуле (1) находим объем нефтепродукта, вылившийся до остановки прокачки

$$Q_{Т1} = 3500 \cdot 0,033 = 115,5 \text{ м}^3$$

По формуле (2) находим объем нефтепродукта, вылившийся после остановки прокачки

$$Q_{СТ} = 3,14 \cdot 0,49 / 4 \cdot 682 = 262,4 \text{ м}^3$$

По формуле (3) находим суммарный объем вылившегося нефтепродукта

$$Q_{СУМ} = 115,5 + 262,4 = 377,9 \text{ м}^3.$$

При толщине пленки 0,025 м, площадь разлива, S, м<sup>2</sup>, составит:

$$S = 377,9 / 0,025 = 15116 \text{ м}^2$$

### **Причалы № 1, 2 трубопровод для бензина (№105/10/10а)**

По формуле (1) находим объем нефтепродукта, вылившегося до остановки прокачки

$$Q_{Т1} = 1800 \cdot 0,033 = 59,4 \text{ м}^3$$

По формуле (2) находим объем нефтепродукта, вылившийся после остановки прокачки

$$Q_{СТ} = 3,14 \cdot 0,49 / 4 \cdot 676 = 260,1 \text{ м}^3$$

По формуле (3) находим суммарный объем вылившегося нефтепродукта

$$Q_{СУМ} = 59,4 + 260,1 = 319,5 \text{ м}^3.$$

При толщине пленки 0,025 м, площадь разлива, S, м<sup>2</sup>, составит:

$$S = 319,5 / 0,025 = 12780 \text{ м}^2$$

### **Причалы № 1, 2 трубопровод для АВТ/ДБМ (№101/9а)**

По формуле (1) находим объем нефтепродукта, вылившийся до остановки прокачки

$$Q_{Т1} = 1800 \cdot 0,033 = 59,4 \text{ м}^3$$

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

**4969-ПЛРН1.1**

По формуле (2) находим объем нефтепродукта, вылившегося после остановки прокачки

$$Q_{СТ} = 3,14 \cdot 0,49 / 4 \cdot 671 = 258,2 \text{ м}^3$$

По формуле (3) находим суммарный объем вылившегося нефтепродукта

$$Q_{СУМ} = 59,4 + 258,2 = 317,6 \text{ м}^3.$$

При толщине пленки 0,025 м, площадь разлива, S, м<sup>2</sup>, составит:

$$S = 317,6 / 0,025 = 12704 \text{ м}^2$$

### **Причалы № 1, 2 трубопровод для ТСЭ (№106/24)**

По формуле (1) находим объем нефтепродукта, вылившийся до остановки прокачки

$$Q_{Т1} = 1200 \cdot 0,033 = 39,6 \text{ м}^3$$

По формуле (2) находим объем нефтепродукта, вылившегося после остановки прокачки

$$Q_{СТ} = 3,14 \cdot 0,16 / 4 \cdot 617 = 77,5 \text{ м}^3$$

По формуле (3) находим суммарный объем вылившегося нефтепродукта

$$Q_{СУМ} = 39,6 + 77,5 = 117,1 \text{ м}^3.$$

При толщине пленки 0,025 м, площадь разлива, S, м<sup>2</sup>, составит:

$$S = 117,1 / 0,025 = 4684 \text{ м}^2$$

### **Причал №3 трубопровод для отгрузки и выгрузки мазута с танкера (Л.102/6/6а/12)**

По формуле (1) находим объем нефтепродукта, вылившегося до остановки прокачки

$$Q_{Т1} = 1200 \cdot 0,033 = 39,6 \text{ м}^3$$

По формуле (2) находим объем нефтепродукта, вылившегося после остановки прокачки

$$Q_{СТ} = 3,14 \cdot 0,25 / 4 \cdot 633 = 124,2 \text{ м}^3$$

По формуле (3) находим суммарный объем вылившегося нефтепродукта

$$Q_{СУМ} = 39,6 + 124,2 = 163,8 \text{ м}^3.$$

При толщине пленки 0,025 м, площадь разлива, S, м<sup>2</sup>, составит:

$$S = 163,8 / 0,025 = 6552 \text{ м}^2$$

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

**4969-ПЛРН1.1**

Лист

15

### Причал №3 трубопровод для отгрузки ТСЭ (№106/24)

По формуле (1) находим объем нефтепродукта, вылившегося до остановки прокачки

$$Q_{T1} = 1200 \cdot 0,033 = 39,6 \text{ м}^3$$

По формуле (2) находим объем нефтепродукта, вылившегося после остановки прокачки

$$Q_{СТ} = 3,14 \cdot 0,16 / 4 \cdot 617 = 77,5 \text{ м}^3$$

По формуле (3) находим суммарный объем вылившегося нефтепродукта

$$Q_{СУМ} = 39,6 + 77,5 = 117,1 \text{ м}^3.$$

При толщине пленки 0,025 м, площадь разлива, S, м<sup>2</sup>, составит:

$$S = 117,1 / 0,025 = 4684 \text{ м}^2$$

### Морской стендер причалы № 1, 2 (мазут)

По формуле (1) находим объем нефтепродукта, вылившегося до остановки прокачки

$$Q_{T1} = 2200 \cdot 0,033 = 72,6 \text{ м}^3$$

По формуле (2) находим объем нефтепродукта, вылившегося после остановки прокачки

$$Q_{СТ} = 3,14 \cdot 0,16 / 4 \cdot 80 = 10,0 \text{ м}^3$$

По формуле (3) находим суммарный объем вылившегося нефтепродукта

$$Q_{СУМ} = 72,6 + 10,0 = 82,6 \text{ м}^3.$$

При толщине пленки 0,025 м, площадь разлива, S, м<sup>2</sup>, составит:

$$S = 82,6 / 0,025 = 3304 \text{ м}^2$$

### Морской стендер причалы № 1, 2 (ДТ)

По формуле (1) находим объем нефтепродукта, вылившегося до остановки прокачки

$$Q_{T1} = 2000 \cdot 0,033 = 66,0 \text{ м}^3$$

По формуле (2) находим объем нефтепродукта, вылившегося после остановки прокачки

$$Q_{СТ} = 3,14 \cdot 0,16 / 4 \cdot 80 = 10,0 \text{ м}^3$$

По формуле (3) находим суммарный объем вылившегося нефтепродукта

$$Q_{СУМ} = 66,0 + 10,0 = 76,0 \text{ м}^3.$$

При толщине пленки 0,025 м, площадь разлива, S, м<sup>2</sup>, составит:

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

Лист

16

$$S = 76 / 0,025 = 3040 \text{ м}^2$$

### Морской стендер причалы № 1, 2 (бензин)

По формуле (1) находим объем нефтепродукта, вылившегося до остановки прокачки

$$Q_{T1} = 1350 \cdot 0,033 = 44,6 \text{ м}^3$$

По формуле (2) находим объем нефтепродукта, вылившегося после остановки прокачки

$$Q_{СТ} = 3,14 \cdot 0,16 / 4 \cdot 80 = 10,0 \text{ м}^3$$

По формуле (3) находим суммарный объем вылившегося нефтепродукта

$$Q_{СУМ} = 44,6 + 10,0 = 54,6 \text{ м}^3.$$

При толщине пленки 0,025 м, площадь разлива, S, м<sup>2</sup>, составит:

$$S = 54,6 / 0,025 = 2184 \text{ м}^2$$

### Морской стендер причалы № 3 (мазут)

По формуле (1) находим объем нефтепродукта, вылившегося до остановки прокачки

$$Q_{T1} = 1600 \cdot 0,033 = 52,8 \text{ м}^3$$

По формуле (2) находим объем нефтепродукта, вылившегося после остановки прокачки

$$Q_{СТ} = 3,14 \cdot 0,0625 / 4 \cdot 80 = 3,9 \text{ м}^3$$

По формуле (3) находим суммарный объем вылившегося нефтепродукта

$$Q_{СУМ} = 52,8 + 3,9 = 56,7 \text{ м}^3.$$

При толщине пленки 0,025 м, площадь разлива, S, м<sup>2</sup>, составит:

$$S = 56,7 / 0,025 = 2268 \text{ м}^2$$

### Морской стендер причалы № 3 (ТСЭ)

По формуле (1) находим объем нефтепродукта, вылившийся до остановки прокачки

$$Q_{T1} = 1200 \cdot 0,033 = 39,6 \text{ м}^3$$

По формуле (2) находим объем нефтепродукта, вылившегося после остановки прокачки

$$Q_{СТ} = 3,14 \cdot 0,0625 / 4 \cdot 80 = 3,9 \text{ м}^3$$

По формуле (3) находим суммарный объем вылившегося нефтепродукта

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

Лист

17

$$Q_{\text{СУМ}} = 39,6 + 3,9 = 43,5 \text{ м}^3.$$

При толщине пленки 0,025 м, площадь разлива, S, м<sup>2</sup>, составит:

$$S = 43,5 / 0,025 = 1740 \text{ м}^2$$

### Разгерметизация танка танкера (мазут)

Для транспорта нефтепродуктов используются танкера различным дейдвейтом. Для расчетов брался типовой танкер, имеющий танки вместимостью 10252 м<sup>3</sup>, оборудованный двойным дном.

По постановлению Правительства РФ от 30 декабря 2020 г. № 2366 максимальный объем разлива нефтепродуктов при аварии на танкере указанного типа – 50% двух смежных танков с одинаковой вместимостью.

Таким образом, при аварии, связанной с разгерметизацией танка, на акваторию может изливаться - 10252 м<sup>3</sup>. На период перегрузки мазута танкер находится в ограждении бонов площадью 27404 м<sup>2</sup>. В ограждении высота слоя разлившегося нефтепродукта может быть не более 0,15м (согласно данным техрегламента).

При толщине слоя разлива 0,15 м и площади разлива в боновом ограждении, объем разлива составит 4111м<sup>3</sup>:

За пределами боновых ограждений при толщине пленки 0,025 м образуется площадь разлива, которая составит:

$$S = 6141 / 0,025 = 245640 \text{ м}^2$$

Суммарная площадь разлива составит:

$$S = 273044 \text{ м}^2$$

### Разгерметизация танка танкера (ДТ)

Для транспорта нефтепродуктов используются танкера различным дейдвейтом. Для расчетов брался типовой танкер, имеющий танки вместимостью 6500 м<sup>3</sup>, оборудованный двойным дном.

По постановлению Правительства РФ от 30 декабря 2020 г. № 2366 максимальный объем разлива нефтепродуктов при аварии на танкере указанного типа – 50% двух смежных танков с одинаковой вместимостью.

Таким образом, при аварии, связанной с разгерметизацией танка, на акваторию может изливаться - 6500 м<sup>3</sup>. На период перегрузки нефтепродукта танкер находится в ограждении бонов площадью 27404 м<sup>2</sup>. В ограждении высота слоя

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

Лист

18

разлившегося нефтепродукта может быть не более 0,15м (согласно данным техрегламента).

При толщине слоя разлива 0,15 м и площади разлива в боновом заграждении, объем разлива составит 4111м<sup>3</sup>:

За пределами боновых заграждений при толщине пленки 0,025 м образуется площадь разлива, которая составит:

$$S = 2389 / 0,025 = 95560 \text{ м}^2$$

Суммарная площадь разлива составит:

$$S = 122964 \text{ м}^2$$

### **Разгерметизация танка танкера (нафт)**

Для транспорта нефтепродуктов используются танкера различным дедвейтом. Для расчетов брался типовой танкер имеющий танки вместимостью 3990 м<sup>3</sup>, оборудованный двойным дном.

По постановлению Правительства РФ от 30 декабря 2020 г. № 2366 максимальный объем разлития нефтепродуктов при аварии на танкере указанного типа – 50% двух смежных танков с одинаковой вместимостью.

Таким образом, при аварии, связанной с разгерметизацией танка на акваторию может изливаться - 3990 м<sup>3</sup>. На период перегрузки нефтепродукта танкер находится в ограждении бонов площадью 27404 м<sup>2</sup>. В ограждении высота слоя разлившегося нефтепродукта может быть не более 0,15м (согласно данным техрегламента).

При толщине слоя разлива 0,15 м площади разлива в боновом заграждении, составит 27403,7 м<sup>2</sup>.

### **Разгерметизация танка танкера (бензин)**

Для транспорта нефтепродуктов используются танкера различным дедвейтом. Для расчетов брался типовой танкер имеющий танки вместимостью 3990 м<sup>3</sup>, оборудованный двойным дном.

По постановлению Правительства РФ от 30 декабря 2020 г. № 2366 максимальный объем разлития нефтепродуктов при аварии на танкере указанного типа – 50% двух смежных танков с одинаковой вместимостью.

Таким образом, при аварии, связанной с разгерметизацией танка на акваторию может изливаться - 3990 м<sup>3</sup>.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

**4969-ПЛРН1.1**

На период перегрузки нефтепродукта танкер находится в ограждении бонов площадью 27404 м<sup>2</sup>. В ограждении высота слоя разлившегося нефтепродукта может быть не более 0,15м (согласно данным техрегламента).

При толщине слоя разлива 0,15 м площадь разлива в боновом заграждении, составит 27404м<sup>2</sup>.

На период перегрузки нефтепродукта танкер находится в ограждении бонов площадью 27404 м<sup>2</sup>. В ограждении высота слоя разлившегося нефтепродукта может быть не более 0,15м (согласно данным техрегламента).

При толщине слоя разлива 0,15 м площадь разлива в боновом заграждении, составит 27403,7 м<sup>2</sup>.

### **Разгерметизация танка танкера (АВТ/ДБМ)**

Для транспорта нефтепродуктов используются танкера различным дедвейтом. Для расчетов брался типовой танкер имеющий танки вместимостью 3990 м<sup>3</sup>, оборудованный двойным дном.

По постановлению Правительства РФ от 30 декабря 2020 г. № 2366 максимальный объем разлива нефтепродуктов при аварии на танкере указанного типа – 50% двух смежных танков с одинаковой вместимостью.

Таким образом, при аварии, связанной с разгерметизацией танка на акваторию может изливаться - 3990 м<sup>3</sup>. На период перегрузки нефтепродукта танкер находится в ограждении бонов площадью 27404 м<sup>2</sup>. В ограждении высота слоя разлившегося нефтепродукта может быть не более 0,15м (согласно данным техрегламента).

При толщине слоя разлива 0,15 м площадь разлива в боновом заграждении, составит 27404 м<sup>2</sup>.

### **Разгерметизация танка танкера (ТСЭ)**

Для транспорта нефтепродуктов используются танкера различным дедвейтом. Для расчетов брался типовой танкер имеющий танки вместимостью 3990 м<sup>3</sup>, оборудованный двойным дном.

По постановлению Правительства РФ от 30 декабря 2020 г. № 2366 максимальный объем разлива нефтепродуктов при аварии на танкере указанного типа – 50% двух смежных танков с одинаковой вместимостью.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

**4969-ПЛРН1.1**

Лист  
20

Таким образом, при аварии, связанной с разгерметизацией танка на акваторию может изливаться - 3990 м<sup>3</sup>. На период перегрузки нефтепродукта танкер находится в ограждении бонов площадью 27404 м<sup>2</sup>. В ограждении высота слоя разлившегося нефтепродукта может быть не более 0,15м (согласно данным техрегламента).

При толщине слоя разлива 0,15 м площадь разлива в боновом ограждении, составит 27404 м<sup>2</sup>.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

**4969-ПЛРН1.1**

# 4 ПРОГНОЗИРУЕМЫЕ ЗОНЫ РАСПРОСТРАНЕНИЯ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ (С УЧЕТОМ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ) С ОПИСАНИЕМ ВОЗМОЖНОГО ХАРАКТЕРА НЕГАТИВНЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, НАСЕЛЕНИЯ И НОРМАЛЬНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМ ЕГО ЖИЗНЕОБЕСПЕЧЕНИЯ

## Прогнозируемые зоны распространения разливов нефтепродуктов

Поведение разлива нефтепродуктов при ЧС на РПК при различных условиях учитывают ситуационные модели наиболее опасных ЧС(Н) и их последствия для предприятия, его персонала и для окружающей среды прилегающей территории.

На объектах РПК к наиболее опасным сценариям развития ЧС(Н) относятся аварии с выбросом максимальных объемов нефтепродуктов, последствиями которых может являться стойкое загрязнение окружающей природной среды.

Прогнозирование параметров нефтяного пятна на море и его поведения выполняется с целью заблаговременного временного и ресурсного планирования операций по локализации и ликвидации разлива нефтепродуктов.

При прогнозировании параметров нефтяного пятна на море приходится неизбежно сталкиваться с неопределенностями, вызванными многообразием возможных обстоятельств аварийного разлива нефтепродуктов. Применительно к объектам РПК такими обстоятельствами являются:

- положение источника разлива нефтепродуктов (танкер или точка разрыва трубопровода) относительно берега;
- метеорологические условия в районе аварийного разлива и период года (сила и направление ветра, ледовая обстановка и многое другое).

Перед началом работ по перегрузке нефтепродуктов, МСП привлекаемого АСФ обеспечивается обоновка танкеров. Длина боновых ограждений зависит от габаритов судна.

Расчетные объемы разливов нефтепродуктов представлены в таблице 2.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

Лист

22

## 5 ПЕРЕЧЕНЬ ПЕРВООЧЕРЕДНЫХ ДЕЙСТВИЙ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПЕРСОНАЛА ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ РАЗЛИВОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ

При получении первоначального сообщения о разливе нефтепродуктов выполняются следующие основные действия:

- остановка технологических процессов по приему, выдаче и перекачке нефтепродуктов;
- принятие первичных мер по уменьшению (устранению) вылива нефтепродукта;
- оповещение МСП АСФ;
- оповещение надзорных и контролирующих органов;
- оповещение председателя и членов КЧС и ОПБ Компании и представителей взаимодействующих организаций;
- созыв КЧС и ОПБ;
- мероприятия по локализации нефтяного пятна и начало работ по сбору разлитого нефтепродукта.

### Оповещение о разливе нефтепродуктов

1. При любом разливе нефтепродуктов или угрозе разлива, лицо (вахтенная команда танкера, персонал РПК), обнаружившее этот разлив или угрозу разлива, немедленно сообщает об этом старшему сменному диспетчеру РПК.

2. При получении информации о разливе нефтепродуктов старший сменный диспетчер РПК оповещает:

- дежурного капитана-координатора МСКЦ Санкт-Петербург;
- СКП морского порта Высоцк;
- руководителя МСП, несущего АСГ/ЛРН;
- оперативного дежурного Департамента Росприроднадзора по СЗФО;
- исполнительного директора РПК;
- заместителя исполнительного директора по производству РПК.

3. При разливе нефтепродуктов, согласно положениям постановления Правительства № 2366, старшим сменным диспетчером РПК незамедлительно оповещаются:

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

Лист

23

- Федеральное агентство морского и речного транспорта:
- Федеральная служба по надзору в сфере природопользования:
- ГУ МЧС по Ленинградской области:
- Правительство Ленинградской области:
- Администрация муниципального образования «Выборгский район» Ленинградской области:
- Администрация МО «Высоцкое городское поселение»:

4. Начальник штаба КЧС и ОПБ при получении сигнала о разливе или его угрозе контролирует оповещение служб РПК, взаимодействующих и контролируемых организаций о разливе, которое обеспечивает диспетчерская служба РПК.

5. Исполнительный директор информирует о разливе Представителя управляющей компании - Генерального директора ООО «ЛУКОЙЛ-Транс» и принимает решение о сборе КЧС и ОПБ Компании и отдает распоряжение старшему сменному диспетчеру РПК обеспечить оповещение членов КЧС и ОПБ.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

**4969-ПЛРН1.1**

# 6 ДЕЙСТВИЯ СОБСТВЕННЫХ И (ИЛИ) ПРИВЛЕКАЕМЫХ АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНЫХ СЛУЖБ И (ИЛИ) АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНЫХ ФОРМИРОВАНИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ (ДАЛЕЕ - СОБСТВЕННЫЕ И (ИЛИ) ПРИВЛЕКАЕМЫЕ АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНЫЕ СЛУЖБЫ И (ИЛИ) АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНЫЕ ФОРМИРОВАНИЯ)

## Первый этап действий

### 1. Первый заметивший аварию:

- оповещает об аварии персонал, находящийся вблизи места аварии, окриком или с помощью средств связи;

- сообщает любым доступным способом (по радиосвязи/переговорному устройству СГО ГО ЧС/посыльным) старшему сменному диспетчеру РПК и непосредственному руководителю о разливе нефтепродукта;

- не допускает в опасную зону персонал, не задействованный в процессе ликвидации аварии;

- дожидается прибытия на место аварии начальника смены (лица им назначенного)/непосредственного руководителя/руководителя МСП, указывает место разлива нефтепродукта, соблюдая при этом все меры безопасности, действует согласно их указаниям.

### 2. Старший сменный диспетчер РПК:

- получив информацию об аварии, уточняет место и масштаб аварии;

- немедленно после поступления сообщения об аварии отправляет на место аварии начальника смены или мастера цеха по приему и отгрузки нефтепродуктов для выяснения ситуации на месте;

- оценивает обстановку, характер аварийной ситуации, вероятную причину, угрозу и возможные последствия для производства, персонала, имущества и окружающей природной среды, выявляет число и местонахождение людей, застигнутых аварийной ситуацией, принимает меры по оповещению работников РПК и работников подрядных/сторонних организаций на рабочих местах об аварийной ситуации, при необходимости организовывает их эвакуацию с указанием путей эвакуации;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

Лист  
25

- оценив обстановку принимает решения и дает соответствующие распоряжения оперативному персоналу/руководителям структурных подразделений РПК на снижение рисков/полное предотвращение развития последствий аварийной ситуации, в том числе произвести остановку технологических процессов и, при необходимости, отключение энергоснабжения оборудования на участке, где произошел разлив нефтепродукта, обеспечить наличие дежурного автомобиля, ограничение допуска на территорию РПК транспорта и персонала, не задействованного в локализации и ликвидации разлива нефтепродукта, организовать объезд опасной зоны и т.д.;

- принимает все необходимые меры по локализации аварии и предотвращению распространения аварийной ситуации на другие объекты и технологические процессы;

- обеспечивает оповещение об аварии и разливе нефтепродуктов (см. п. 10 Плана).

Оповещение персонала РПК осуществляется автоматической системой громкоговорителей. При разливе нефтепродуктов старший сменный диспетчер РПК вводит в действие автоматическую систему оповещения, в этом случае оповещение персонала происходит через систему громкоговорителей, размещенной по всему периметру расположения объектов РПК;

- организует оповещение о произошедшем разливе нефтепродукта и принятых мерах руководителей и специалистов РПК, по заданию председателя КЧС и ОПБ оповещает об аварии членов КЧС и ОПБ согласно схеме оповещения (приложение 3);

- по прибытии МСП, информирует руководителя МСП о конструктивных и технологических особенностях объекта, прилегающих строений и сооружений, количестве и свойствах хранимых и применяемых веществ, материалов, изделий, о ходе возникновения и локализации аварии;

- организует оказание первой помощи пострадавшему персоналу при несчастных случаях, доставку его в медицинское учреждение.

Первая неотложная медицинская помощь пострадавшим осуществляется персоналом РПК на месте, при необходимости пострадавший персонал доставляется в медпункт РПК.

При наличии пострадавших, которые нуждаются в специализированной медицинской помощи, начальник медицинской службы КЧС и ОПБ Компании органи-

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

**4969-ПЛРН1.1**

зует их эвакуацию и доставку в медицинские учреждения г. Высоцк, г. Выборг Ленинградской области, или расположенные в г. Санкт-Петербург;

- принимает меры по сохранению обстановки на рабочем месте и состояния оборудования такими, какими они были в момент происшествия (если это не угрожает здоровью и жизни работников РПК и не вызовет аварии).

- осуществляет руководство работами по локализации и ликвидации аварийной ситуации до прибытия Руководителя работ;

- держит постоянную связь с Руководителем работ.

3. Персонал РПК (начальник смены (мастера цеха, мастер по наливу) согласно должностным инструкциям в пределах своей компетенции:

- осуществляет экстренный останов технологического процесса в соответствии с положениями руководств, регламентов и инструкций по перегрузке нефтепродуктов на РПК;

- задействует средства индивидуальной защиты органов дыхания и кожных покровов;

- выполняет распоряжения старшего сменного диспетчера.

4. Исполнительный директор:

- оценивает ситуацию и дает необходимые распоряжения руководящему персоналу РПК по ликвидации аварии и ограничению дальнейшего растекания нефтепродукта;

- принимает решение о сборе КЧС и ПБ и отдает распоряжение старшему сменному диспетчеру об оповещении членов КЧС;

- привлекает для ликвидации аварии и ее последствий необходимый персонал и технику, имеющуюся в распоряжении РПК.

- осуществляет контроль за ходом работ по устранению аварии и ликвидации разлива нефтепродукта.

5. Руководитель МСП привлекаемого АСФ:

- оценивает информацию, полученную от диспетчера;

- дает указание персоналу МСП:

- на рабочем катере – выдвинуться в район аварии и осуществить разведку зоны разлива;

- на спасательном буксире и нефтесборной барже - привести в готовность оборудование ЛРН и выдвинуться в зону разлива, и по приходу приступить к локализации нефтеразлива и сбору разлитого нефтепродукта;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

Лист

27

- на катамаранах-нефтемусоросборщиках - привести в готовность оборудование ЛРН и выдвинуться в зону разлива, и по приходу приступить к сбору нефтяных пятен в районе причальных сооружений или в прибрежной зоне;

- при необходимости руководит спасательными работами на месте аварии, обеспечивает оказание первой помощи пострадавшим, организует эвакуацию пострадавших, а также людей, не занятых в локализации и ликвидации аварии;

- до сбора КЧС и ОПБ Компании осуществляет общее руководство операциями ЛРН.

- держит постоянную связь с центром связи КЧС и ОПБ и систематически информирует его о ходе работ.

6. По прибытию на место аварии, персонал МСП:

- на рабочем катере – обеспечивает разведку зоны разлива и передает полученную информацию руководителю МСП;

- на спасательном буксире и нефтесборной барже – осуществляет локализацию нефтяного пятна, разворачивает оборудование ЛРН и начинает сбор разлитого нефтепродукта;

- на катамаранах-нефтемусоросборщиках осуществляет сбор нефтяных пятен в прибрежной зоне. Работы персонала АСФ на плавсредствах осуществляются в соответствии с «Типовым расписанием по тревоге «НЕФТЬ, АВАРИЯ»».

7. После сбора членов КЧС и ОПБ председатель КЧС и ОПБ:

- информирует о текущей ситуации на месте разлива;

- объявляет о введении в действие настоящего Плана ЛРН;

- дает указание об уточнении информации о разливе, прогнозировании изменения ситуации;

- назначает Руководителя работ, если это не сделано заранее;

- дает указание заместителю председателя КЧС и ОПБ принять, при необходимости, экстренные меры по защите персонала РПК, оказанию помощи пострадавшим;

- дает указание начальнику службы материально- технического обеспечения уточнить имеющиеся резервы средств ЛРН;

- дает указание членам КЧС и ОПБ приступить к выполнению своих обязанностей согласно положениям настоящего Плана.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

Лист  
28

8. Руководитель работ:

- после получения сигнала о разливе нефтепродукта незамедлительно прибывает к месту разлива, оценивает обстановку и дает соответствующие указания по локализации нефтяного пятна и сбору разлитого нефтепродукта персоналу МСП;

- берет руководство работами по локализации и ликвидации разлива нефтепродукта на себя;

- на основании информации, полученной от руководителя МСП, с целью наращивания группировки сил и специальных технических средств ЛРН для проведения работ по устранению последствий аварии и локализации разлива нефтепродукта, запрашивает дополнительные силы и средства ЛРН в АСФ и РПК;

- осуществляет руководство операциями по ЛРН;

- дает предложения председателю КЧС и ОПБ по способам локализации и ликвидации разлива нефтепродукта;

- согласовывает с КЧС и ОПБ привлечение дополнительных сил и средств для локализации и ликвидации разлива нефтепродукта.

9. Если результаты разведки в зоне разлива и прогнозирования поведения разлива показывают, что возможно загрязнение атмосферного воздуха в ближайших к РПК населенных пунктах или выброс нефтепродуктов на побережье, где располагаются жилые поселки и существует угроза местным жителям, организуется информирование администраций поселков. Оповещение об опасности загрязнения побережья осуществляется КЧС и ОПБ Компании (до сбора КЧС и ОПБ старшим сменным диспетчером РПК) через Администрацию муниципального образования «Выборгский район» Ленинградской области и Администрацию МО «Высоцкое городское поселение».

В свою очередь, администрация МО оповещает население поселков. При этом населению сообщаются правила поведения в районе загрязнения и меры безопасности, особенно противопожарной и, в случае необходимости, проводится эвакуация населения в безопасное место.

Первая медицинская помощь пострадавшему населению осуществляется в медпунктах поселений. При необходимости пострадавших, которым нельзя оказать медпомощь в условиях поселкового медпункта, доставляется при содействии КЧС и ОПБ Компании и КЧС и ОПБ МО «Выборгский район» Ленинградской области в

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

Лист  
29

медицинские учреждения г. Высоцк, г. Выборг или Ленинградской области, расположенные в г. Санкт-Петербурге.

Мероприятия по обеспечению жизнедеятельности населения, попавшего в зону разлива нефтепродуктов, осуществляются соответствующими органами управления по делам гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям согласно их планам действий в ЧС.

### **Второй этап действий**

Последующие действия направлены на уточнение ситуации с разливом, наращивание сил реагирования на разлив нефтепродукта и корректировку своих действий на основании полученной информации с места разлива.

С этой целью:

1. Продолжаются мероприятия по сбору разлитого нефтепродукта, начатые силами и средствами МСП.

2. КЧС и ОПБ:

- оценивает размеры загрязнения акватории и побережья;
- проводит прогнозирование распространения нефтяного пятна для оценки необходимости в защите берега с акватории боновыми ограждениями и очередности мер по защите конкретных объектов, а также необходимости организации очистки берега;

- уточняет технологии ЛРН и необходимость в средствах обеспечения операции ЛРН, и доставки их к месту разлива.

3. При необходимости, заместитель председателя КЧС и ОПБ обращается к Подрядчику по несению АСГ/ЛРН с просьбой о выделении дополнительных сил и средств ЛРН.

4. При неблагоприятном изменении ситуации заместитель председателя КЧС и ОПБ осуществляет подготовку проекта обращения за помощью в вышестоящий координирующий орган.

5. Начальник оперативной группы КЧС и ОПБ:

- определяет порядок проведения работ по ликвидации нефтяного загрязнения;
- в случае разлива нефтепродукта, угрожающего береговым объектам, организует установку отводящих и задерживающих боновых ограждений у зон приоритетной защиты;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

**4969-ПЛРН1.1**

- поддерживает постоянную связь с Председателем КЧС и ОПБ и Руководителем работ.

6. При необходимости Председатель КЧС и ОПБ направляет обращение за помощью в вышестоящий координирующий орган.

7. Готовятся предварительные отчеты о проведенных мероприятиях для контролирующих организаций.

### **Третий этап действий**

На третьем этапе действий продолжаются работы по сбору разлитого нефтепродукта на акватории и очистке загрязненного побережья. В случае развертывания вышестоящего координирующего органа проводится передача под его управление имеющихся сил и средств КЧС и ОПБ Компании.

Операции ЛРН прекращаются по решению Председателя КЧС и ОПБ, согласованному с представителями контролирующих организаций, которые участвуют в работе КЧС и ОПБ Компании.

Свертывание оборудования ЛРН, вывод сил и средств производится экипажами судов и персоналом, участвующих в операциях ЛРН, по указанию Руководителя работ, после получения соответствующего распоряжения Председателя КЧС и ОПБ, по плану, разрабатываемому КЧС и ОПБ, в котором указывается:

- порядок сбора загрязненного оборудования ЛРН;
- порядок вывода сил и средств ЛРН и их доставки к месту очистки и ремонта;
- места и технологии очистки спецодежды и оборудования;
- места ремонта и складирования оборудования ЛРН;
- места и способы утилизации отходов от очистки оборудования и спецодежды.

### **Порядок проведения комплексных учений по отработке взаимодействия сил и средств для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефтепродуктов**

Планирование комплексных учений осуществляется на основании положения Федерального Закона от 31.07.1998 № 155-ФЗ «О внутренних морских водах, территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации».

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

**4969-ПЛРН1.1**

Лист  
31

Комплексное учение проводится с периодичностью один раз в 3 года продолжительностью до 2 суток. На комплексных учениях отрабатывается взаимодействие сил и средств, привлекаемых для ликвидации максимального расчетного объема разлива нефтепродуктов.

Комплексное учение должно быть проведено в течение 30 календарных дней со дня уведомления об утверждении настоящего Плана ЛРН.

Основные цели и задачи комплексного учения:

- отработать организацию действий сил и средств, органов управления при ликвидации максимального расчетного объема разлива нефтепродуктов;
- проверить практическую работу органа управления - КЧС и ОПБ Компании при проведении операций по ЛРН;
- проверить уровень подготовленности персонала привлекаемого АСФ при ликвидации последствий разлива нефтепродуктов;
- отработать организацию документирования событий.

#### 1. Планирование и подготовка учений

Подготовка учения проводится по плану подготовки учения, разработанному и подписанному руководителем учения и утвержденному председателем КЧС и ОПБ Компании. Руководитель учения назначается КЧС и ОПБ Компании.

План подготовки учения включает:

- разработку, согласование и утверждение документов по подготовке и проведению учения;
- определение штаба руководства учением и состава участников учения;
- решение вопросов финансового обеспечения подготовки и проведения учения;
- подготовку сил, средств и органов управления, привлекаемых к учению, района проведения учения, средств имитации;
- проверку готовности сил и средств, их органов управления, района проведения учения;
- другие вопросы, связанные с подготовкой, проведением и разбором учения, подготовкой отчета по результатам его проведения.

В план подготовки учения обязательно вносятся мероприятия по обеспечению инфраструктуры подготовки и проведения учения (финансовое, транспортное, медицинское обеспечение, обеспечение жизнедеятельности и функционирования

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

**4969-ПЛРН1.1**

штаба руководства, участников учения, посредников, и приглашенных на учение, представителей общественности и средств массовой информации).

Для проведения учения разрабатывается План проведения учения, который должен содержать:

- тему;
- учебные цели;
- время, район (место) проведения учения;
- основания для проведения учения;
- состав привлекаемых сил;
- исходную обстановку (условия и обстоятельства аварии, состояние и характер действий привлекаемых сил к началу учения, навигационная и гидрометеорологическая обстановка);
- порядок развертывания сил и средств на учении;
- замысел проведения учения (сигнал начала учения и первоочередные действия дежурных служб, этапы учения, их названия и содержание);
- организацию руководства учением, управления и связи;
- средства имитации, организацию их использования;
- организацию свертывания сил и средств с окончанием учения;
- меры безопасности при подготовке и проведении учения;
- связь с общественностью и средствами массовой информации;
- порядок проведения разбора учения (место, время, состав участников, документы и материалы, необходимые для проведения разбора);
- организационные вопросы (отражаются вопросы, которые не были рассмотрены выше, необходимые для организации проведения учения).

План проведения учения разрабатывается в письменном виде с приложением необходимых карт и схем, либо на карте с письменной пояснительной запиской с приложением необходимых схем.

План проведения учения согласовывается с руководителями (начальниками) организаций, силы и средства, органы управления которых участвуют в учении, подписывается руководителем учения и утверждается Председателем КЧС и ОПБ.

План проведения учения рассылается всем организациям, представители которых участвуют в учении, для рассмотрения и подтверждения участия в учении.

## 2. Проведение учения

Учение может начинаться:

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

**4969-ПЛРН1.1**

Лист

33

- по условному сигналу, предусмотренному планом проведения и организационными указаниями на учение и обозначающему начало учения;
- с передачей по команде руководителя учения или, в назначенное, согласно плану проведения учения, учебного аварийного сообщения;
- по приказанию руководителя учения назначением (подтверждением) им времени «Ч».

В ходе учения в общем случае отрабатывается:

- организация донесений и оповещений об аварии по принятой схеме;
- организация взаимодействия сил и средств, органов управления;
- действия диспетчерской службы и должностных лиц, участвующих в учении, по организации взаимодействия, управления подчиненными силами и средствами;
- установление связи с аварийным объектом и уточнение аварийной обстановки, принятие решения на оказание помощи персоналу РПК, реализация принятого решения;
- выработка оперативного плана ЛРН, его реализация;
- действия сил и средств по ликвидации последствий нефтяного разлива;
- внесение изменений и дополнений в оперативный план ЛРН, их реализация;
- выполнение своих функций руководителями на месте действия по реализации оперативного плана ЛРН;
- доведение до исполнителей поставленных задач и контроль их выполнения;
- предложения по корректуре оперативного плана в адрес руководителя операции;
- практическое выполнение всеми участниками своих задач в ходе проведения учения;
- организация управления силами, связи с ними, порядок докладов и донесений;
- организация взаимодействия аварийно-спасательных служб (формирований), органов управления.

В период проведения учения все донесения и доклады производятся по правилам, установленным для фактической обстановки, предваряя свои донесения трижды фразой "Это учения". В ходе учения всеми его участниками ведутся жур-

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

**4969-ПЛРН1.1**

налы учета событий, вахтенные журналы, другая отчетная документация и дополнительная отчетная документация, определенная организационными указаниями на проведение учения.

Журналы учета событий ведутся назначенным лицами в штабе руководства учением, штабе руководителя на месте действия, решением соответствующих начальников (руководителей) в органах управления. В журналах учета событий отражаются все события, принятые решения, отданные указания и распоряжения, действия сил и средств, органов управления, полученные донесения при проведении учения.

### 3. Разбор учения и составление отчета

Доклад руководителя учения на разборе включает:

- основные положения по теме, целям учения, их актуальности в данный конкретный период времени и на ближайшую перспективу;
- наиболее существенные проблемы (вопросы), связанные с подготовкой, ходом проведения и результатами учения;
- оценки решениям и действиям руководителя на месте действия, руководителям аварийно-спасательных формирований, пунктам управления, капитанам судов;
- характеристику (оценку) новых приемов ликвидации последствий разлива нефтепродукта и других поучительных действий, примененных на учении;
- анализ причин слабых (неудачных) действий участников учения с одновременным разъяснением, как следовало бы действовать в сложившейся обстановке (со ссылкой на руководящие документы и накопленный практический опыт);
- предложения по внесению в План ЛРН изменений и дополнений;
- общие выводы по учению, степень фактического достижения учебных целей в соответствии с планом проведения учения, указания о порядке и сроках устранения выявленных на учении недостатков, о внедрении новых технологий, приемов и способов ликвидации последствий разлива нефтепродукта и распространения положительного опыта поучительных действий.

Организует составление Отчета по результатам проведения учения руководитель учения. Отчет включает следующие разделы:

#### 1. Подготовка учения.

Краткое описание хода планирования учения, подготовки органов управления, сил и средств, ресурсов реагирования.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

Лист  
35

## 2. Оповещение, начало учения.

Район (место) проведения, время и период проведения учения. Организация проведения оповещения, развертывания органов управления, оперативного планирования учебной операции по реагированию, обращения за помощью, ее выделения, развертывания ресурсов реагирования в район учения.

## 3. Ход проведения учения, его завершения. Краткое описание:

- ход выполнения плана проведения учения, действий сил и средств, ресурсов реагирования, органов управления участников учения;
- организация управления и связи;
- завершение учения, организации свертывания сил и средств, ресурсов реагирования участников учения;
- влияние навигационных, географических и гидрометеорологических условий на ход проведение учения.

## 4. Комментарии участников учения.

Комментарии руководителя учения, руководителя (руководителей) на месте действия, руководителей органов управления сил и средств, представителей организаций, участвующих в учении, по наиболее важным вопросам подготовки и проведения учения, их предложения по корректуре Плана ЛРН.

## 5. Заключение.

Производится руководителем учения с определением оценки проведенного учения, указанием положительных сторон, недостатков в подготовке и проведении учения, предложений и рекомендаций по подготовке и проведению учений в последующем.

При необходимости, к каждому разделу отчета прилагаются схемы, карты, фотографии, таблицы, графики.

На основании вышеуказанного Отчета составляется Акт проверки учения, в котором указывается:

- краткое описание проведенных учений;
- перечень сил и средств, привлекаемых к учениям;
- представители органов исполнительной власти и контролирующих организаций, которые присутствовали на учениях;
- перечень мероприятий, рассмотренных и отработанных на учении;
- замечания, выявленные в ходе проведения учения;
- общая оценка проведенного учения;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

**4969-ПЛРН1.1**

Лист

36

- подписи руководителя учения, руководителя (руководителей) на месте действия, представителей органов исполнительной власти и контролирующих организаций, участвующих в учении.

Акт проверки учения и Отчет по результатам проведения учения подписываются представителями федеральных органов исполнительной власти и контролирующих организаций, принявших участие в учениях.

В состав участников учения обязательно включаются представители следующих федеральных органов исполнительной власти:

- Федерального агентства морского и речного транспорта;
- Федеральной службы по надзору в сфере природопользования.

Последние комплексные учения проводились 6 августа 2020 года (приложение 4).

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

**4969-ПЛРН1.1**

Лист

37

# 7 РАСЧЕТ ДОСТАТОЧНОСТИ СОБСТВЕННЫХ И (ИЛИ) ПРИВЛЕКАЕМЫХ АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНЫХ СЛУЖБ И (ИЛИ) АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНЫХ ФОРМИРОВАНИЙ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ МАКСИМАЛЬНОГО РАСЧЕТНОГО ОБЪЕМА РАЗЛИВА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ С УЧЕТОМ ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ ЭТИХ ЦЕЛЕЙ ТЕХНОЛОГИЙ

При расчете необходимого количества сил и средств для локализации и ликвидации разливов учитывались требования Постановления Правительства РФ от 30 декабря 2020 г. N 2366 «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».

Сбор нефтепродуктов, локализованной ордерами БЗ, осуществляется нефтесборными системами (НСУ), находящимися на судах ЛРН.

Суммарная производительность ( $Q_{нсб}$ ) основных НСУ для сбора нефтепродуктов на акватории рассчитывается из расчета сбора 90% разлившегося нефтепродукта в течение 24 часов.

## Боновые заграждения

Перед началом работ по перегрузке нефтепродуктов МСП привлекаемого АСФ обеспечивает обоновку танкеров.

Принимается, что обонованная акватория имеет форму эллипса. Исходя из этого, площадь акватории, огороженной боновыми заграждениями, составит:

$$S = 3,14 \cdot a \cdot b,$$

где 3,14 – число  $\pi$ ;

$a$  – 205 м (длина танкера дейдвейтом 100 тыс. тонн - 175 м + 30 м (со стороны носа и кормы танкера боновые заграждения находятся на расстоянии 15 м);

$b$  – 51 м (ширина танкера 31 м + 20 м (со стороны одного борта танкера боновые заграждения находятся на расстоянии 15 м; со стороны причала располагается подпричальный боновый ордер на расстоянии 5 м от борта танкера)).

$$S = 32829 \text{ м}^2$$

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

Лист

38

Площадь акватории, занимаемая танкером, составляет - 5425 м<sup>2</sup>. Свободная площадь акватории, огороженной боновыми заграждениями, составит 27403 м<sup>2</sup>. Таким образом, в случае разлива нефтепродукта объемом 10252 м<sup>3</sup> толщина нефтяного слоя в обонованном пространстве составит 0,15 м. Согласно технической документации бонов БПП-1100, которые используются для обоновки танкеров, они могут удержать слой разлитого нефтепродукта толщиной 150 мм. Исходя из этого, длина боновых заграждений недостаточна для удержания возможного разлива нефтепродукта.

Дополнительно, с целью страховки от возможного уноса разлитого нефтепродукта из обоновки, устанавливается дополнительная ветвь бонов. Доставка бонов и оборудования ЛРН к месту разлива обеспечивается спасательным буксиром со скиммером «LAMOR Minimax 60» на борту и нефтесборной баржей, на борту которой располагается 800 м самонадувных боновых заграждений и скиммером «LAMOR Free Floating Offshore». Развертывание бонов осуществляется спасательным буксиром с задействованием рабочего катера и катамарана-нефтемусоросборщика.

#### Разгерметизация танка танкера (мазут)

Максимальный объем разлива нефтепродукта при разгерметизации танка танкера составит 10252 м<sup>3</sup>.

##### а) Локализация:

Во время отгрузки и выгрузки боновые заграждения располагаются на акватории РПК для ограждения танкеров во время грузовых операций. С учетом того, что разгерметизированное судно будет изначально ограждено боновыми заграждениями, то максимальный разлив составит 6141 м<sup>3</sup>.

Необходимое для локализации количество боновых заграждений соответствует полупериметру пятна и определяется по формуле:

$$L_{БЗ} = 1,77 * \sqrt{F_{загр}} * 1,1 \text{ м}$$

где  $F_{загр}$  – площадь загрязнения, м<sup>2</sup>; 1,1 – коэффициент, учитывающий дополнительно 10 % длины боновых заграждений.

$L_{БЗ}$ - длина боновых заграждений, м.

Необходимое для локализации нефтяного пятна, образовавшегося к началу проведения работ по локализации, количество боновых заграждений, составит:

$$L_{БЗ} = 1,77 \cdot \sqrt{245640} \cdot 1,1 = 638 \text{ м.}$$

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

Лист

39

15 мин - нормативное время установки 250 м боновых заграждений.

Боновых заграждений находящихся в распоряжении РПК будет достаточно для локализации РН.

б) Ликвидация:

При разгерметизации танка танкера произойдет выброс 6141 м<sup>3</sup> нефтепродукта.

Необходимая производительность сбора разлитого нефтепродукта определяется по формуле:

$$Q_{\text{нсб}} = V_{\text{АРН}} \cdot K_{\text{мех}} / t_{\text{сбора}} / (K_{\text{эф}} \cdot K_{\text{орг}} \cdot K_{\text{мет}}), \text{ где}$$

$V_{\text{АРН}}$  – расчетный максимальный объем разлива нефтепродукта;

$t_{\text{сбора}}$  – принятое время ликвидации разлива ;

$K_{\text{мех}}$  – доля нефтепродукта, собираемой механическими средствами – 0,9;

$K_{\text{мет}}$  – коэффициент, учитывающий метеорологические условия - 0,97;

$K_{\text{орг}}$  – коэффициент, учитывающий общие организационные вопросы использования техники (0,95);

$K_{\text{эф}}$  – эффективность работы нефтесборных устройств - 0,9;

При благоприятных условиях ( $K_{\text{мет}} = 0,97$ ):

$$Q_{\text{нсб}} = 6141 \cdot 0,9 / 24 / (0,9 \cdot 0,95 \cdot 0,97) = 277,7 \text{ м}^3/\text{час.}$$

При неблагоприятных ( $K_{\text{мет}} = 0,59$ ):

$$Q_{\text{нсб}} = 6141 \cdot 0,9 / 24 / (0,9 \cdot 0,95 \cdot 0,59) = 456,5 \text{ м}^3/\text{час.}$$

На борту судов, находящихся в районе ЧС, предположительно будут находиться скиммеры производительностью: летнее время - 120, 60 и 30 м<sup>3</sup>/ч, зимнее время - 120, 70 и 30 м<sup>3</sup>/ч. Время сбора разлива с помощью этих скиммеров определяется по формуле:

$$t_{\text{сбора}} = V_{\text{АРН}} \cdot K_{\text{мех}} / Q_{\text{нсб}} / (K_{\text{эф}} \cdot K_{\text{орг}} \cdot K_{\text{мет}})$$

При благоприятных условиях ( $K_{\text{мет}} = 0,97$ ):

$t_{\text{сбора}} = 6141 \cdot 0,9 / 210 / (0,9 \cdot 0,95 \cdot 0,97) = 31,7$  часа при обеспечении непрерывной работы.

При неблагоприятных ( $K_{\text{мет}} = 0,59$ ):

$t_{\text{сбора}} = 6141 \cdot 0,9 / 220 / (0,9 \cdot 0,95 \cdot 0,59) = 49,8$  часа при обеспечении непрерывной работы.

Суммарный объем емкостей временного хранения для собранной с водной поверхности нефтеводяной смеси необходимый для обеспечения бесперебойной работы скиммеров определяется по формуле:

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

Лист

40

$$V_{\text{сбора}} = V_{\text{АРН}} \cdot k_{\text{эм}} / 0,95 = 6141 \cdot 2 / 0,95 = 12928,4 \text{ м}^3$$

где 0,95 – коэффициент, учитывающий, что заполнение емкостей не должно превышать 95 %,  $k_{\text{эм}}$  – коэффициент эмульсификации, равный 2.

Объема емкостей недостаточно для временного хранения нефтеводяной смеси.

в) Сбор остатков нефтепродуктов на акватории:

$$M_{\text{сорбента}} = 0,02 \cdot M_{\text{АРН}} / j = 5938,4 \cdot 0,02 / 10 = 12 \text{ т}$$

где  $M_{\text{АРН}}$  - расчетная максимальная масса разлива нефтепродукта;  $j$  – впитывающая способность сорбента, 10 – сорбционная способность сорбента «Виван», который имеется в распоряжении привлекаемого АСФ.

Количества сорбента недостаточно для зачистки акватории от остатков нефтепродуктов.

### Количество персонала специалистов АСФ

Для проведения операции ЛРН потребуется (экипажи судов (принимается, что в состав экипажа включены специалисты АСФ)):

- спасательный буксир – 6 чел.;
- несамоходная баржа – 6 чел.;
- рабочий катер – 2 чел.;
- катамаран-нефтемусоросборщик – 2 чел.

Итого 16 чел.

### Ликвидация разливов нефтепродуктов в ледовых условиях

В ледовый период операции ЛРН являются очень трудозатратными и малоэффективными. Исходя из этого, представленная ниже оценка достаточности сил и оборудования ЛРН в зимний период, является ориентировочной.

При небольшой сплоченности битого льда (при концентрации льда до 30% от общей поверхности) применяются те же методы, что и на открытой воде.

При попадании нефтепродукта в крупнобитый лед, лед будет играть роль заграждающих бонов и поэтому при любой скорости ветра разлитый нефтепродукт будет оставаться вблизи РПК на акватории с битым льдом в канале, образованном судном и буксиром.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

Лист

41

Для ликвидации разлива в период зимней навигации задействуется спасательный буксир и нефтесборная баржа с емкостями общим объемом 400 м<sup>3</sup> для временного хранения собранного нефтепродукта.

**Количество персонала специалистов АСФ в зимнее время**

Для проведения операции ЛРН потребуется (экипажи судов (принимается, что в состав экипажа включены специалисты АСФ)):

- спасательный буксир – 6 чел.;
- несамоходная баржа – 6 чел.

Итого 12 чел.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

**4969-ПЛРН1.1**

Лист  
42

## 8 СОСТАВ СОБСТВЕННЫХ И (ИЛИ) ПРИВЛЕКАЕМЫХ АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНЫХ СЛУЖБ И (ИЛИ) АВАРИЙНО- СПАСАТЕЛЬНЫХ ФОРМИРОВАНИЙ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ МАКСИМАЛЬНОГО РАСЧЕТНОГО ОБЪЕМА РАЗЛИВА НЕФТЕПРОДУКТОВ

Для снижения возможного ущерба от разливов нефтепродуктов на РПК организовано постоянное несение аварийно-спасательной готовности к ликвидации разливов нефтепродуктов (АСГ/ЛРН) силами Подрядчика по несению АСГ/ЛРН – привлекаемым профессиональным аварийно-спасательным формированием (приложение 5, 6).

Несение АСГ/ЛРН осуществляется круглогодично, круглосуточно.

Проведение мероприятий по несению АСГ/ЛРН на акватории РПК, эксплуатации оборудования ЛРН, локализации и сбору разлитых нефтепродуктов на акватории в районе РПК, а также очистке загрязненного побережья, осуществляется персоналом, плавсредствами и техсредствами ЛРН привлекаемого профессионального АСФ (таблица 3), с использованием оборудования ЛРН РПК (таблица 4).

Оборудование ЛРН, размещается на плавсредствах, несущих АСГ/ЛРН на РПК, на береговой базе ЛРН РПК, где хранится в специальных контейнерах и в ангаре. Доставка оборудования ЛРН в район разлива осуществляется плавсредствами, а при наличии возможности подъезда в район загрязнения с берега, доставка осуществляется автотранспортом.

Таблица 3 - Плавсредства и оборудование ЛРН АСФ

Взам. инв. №	Тип		Кол-во		Дислокация														
	Плавсредства																		
	Спасательный буксир		1 ед.		Причал базы ЛРН РПК														
	Катамаран-нефтемусоросборщик		1 ед.																
Нефтесборная баржа, емкость танков не менее 400 м <sup>3</sup>		1 ед.																	
Рабочий катер		1 ед.																	
Разное																			
Подп. и дата	Сорбент		100 кг		Спасательный буксир														
	Распылитель сорбента		1 шт.																
	Емкость для сбора нефтепродуктов -2 м <sup>3</sup>		1 шт.																
Инв. № подл.	<b>4969-ПЛРН1.1</b>																		Лист
																			43
	Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата													

Таблица 4 - Оборудование ЛРН РПК

		Тип	Кол-во	Дислокация	
Боновые ограждения:					
		Боны морские надувные	500 м	500 м - база ЛРН	
		Боновые ограждения постоянной плавучести БПП-1100	2000 м	1200 м располагаются на акватории РПК для ограждения танкеров во время грузовых операций* 800 м - база ЛРН	
		Самонадувные боны Lamor SIB- 450	500 м	2 катушки на базе ЛРН	
		Боны берегоизолирующие LAMOR Beach Boom-650	300 м	база ЛРН	
Скиммеры:					
		Скиммер щеточный «LAMOR Minimax 100», производительностью 100 м <sup>3</sup> /ч	1 шт.	база ЛРН»	
		Скиммер щеточный «LAMOR Minimax 60», производительностью 60 м <sup>3</sup> /ч	1 шт.	спасательный буксир	
		Скиммер щеточный «LAMOR Minimax 30», производительностью 30 м <sup>3</sup> /ч	1 шт.	база ЛРН	
		Скиммер щеточный «LAMOR Minimax 10», производительностью 10 м <sup>3</sup> /ч	5 шт.	4 шт. - база ЛРН 1 шт. – в период летней навигации располагается на нефтесборной барже	
		Скиммер щеточный типа «LAMOR Bow collector», производительностью 30 м <sup>3</sup> /ч	2 шт.	1 шт. - база ЛРН 1 шт. – в период летней навигации располагается на катамаране нефтемусоросборщике	
		Скиммер щеточный типа – «LAMOR Free Floating Offshore», производительностью 120 м <sup>3</sup> /ч	1 шт.	нефтесборная баржа	
		Скиммер щеточный типа «LAMOR Ice Eater» производительностью 70 м <sup>3</sup> /ч	1 шт.	в летний период на базе ЛРН, в зимний период на спасательном буксире	
Емкости:					
		Эластичные, надувные, вместимостью м <sup>3</sup> :	5 шт.	база ЛРН	
		5	2 шт.		
		10	2 шт.		
		25	2 шт.		
		50	2 шт.		
Разное:					
		Установка для мойки бонов	1 шт.	база ЛРН	
Взам. инв. №	Подп. и дата				
Инв. № подл.					
				Лист	
				44	
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

Продолжение таблицы 4

Тип	Кол-во	Дислокация
Оборудование для очистки побережья:		
Мобильный комплекс «LAMOR» для очистки берега, в 1-м комплекте: 1. Контейнер. 2. Самоходная платформа грузоподъемностью более 500 кг. 3. Скиммер для очистки берега, производительность 10 м <sup>3</sup> /ч. 4. Установка мойки холодной водой. 5. Установка мойки горячей водой под давлением. 6. Силовые агрегаты, насосы.	2 к-та 1 шт. 3 шт. 1 шт. 1 шт. 3 шт.	база ЛРН
Пила для пилки льда	2 шт.	
Бур для льда	2 шт.	
Оборудование для очистки побережья:		
Швабры с ведрами	10 шт.	база ЛРН
Сборно-разборные емкости – 5 м <sup>3</sup>	8 шт.	
Мешки для мусора	200 шт.	
Сорбенты	500 кг	
Черпаки сетчатые	10 шт.	
Индивидуальные средства защиты	25 шт.	
Передвижная электростанция с осветительными мачтами	1 шт.	
Паровая установка на базе КАМАЗа	1 ед.	
Автопогрузчик г/п-3 тн.	1 ед.	
Автоцистерна на базе КАМАЗа	1 ед.	
А/М КАМАЗ с гидроманипулятором	1 ед.	
Микроавтобус «Фиат-Соллерс»	1 ед.	

\*- обонровка танкеров во время грузовых операций происходит только в период открытой воды.

При необходимости, к ликвидации разливов нефтепродуктов на акватории РПК привлекаются дополнительные силы и средства привлекаемого АСФ (приложение 5, 6).

Очистка загрязненного берега осуществляется персоналом АСФ с использованием своего оборудования ЛРН, так и оборудованием РПК.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

Лист  
45

## 9 РАСЧЕТНОЕ ВРЕМЯ (СРОКИ) ЛИКВИДАЦИИ МАКСИМАЛЬНОГО РАСЧЕТНОГО ОБЪЕМА РАЗЛИВА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Расчетное время ликвидации РН складывается из продолжительности выполняемых последовательно операций, предусмотренных планируемыми технологическими решениями. При одновременном выполнении всех операций, расчетное время определяется затратами времени на самую продолжительную операцию из всего комплекса работ.

### Время подхода плавсредств к месту проведения работ:

$$T_{\text{подх}} = T_{\text{оп}} + T_{\text{гот}} + T_{\text{пер}} + T_{\text{р}}$$

где  $T_{\text{оп}}$  – время, затраченное на оповещение о разливе – 5 мин;

$T_{\text{гот}}$  – время готовности АСФ к началу выполнения работ – 30 мин;

$T_{\text{пер}}$  – время перехода судов к месту разлива – 10 мин;

$T_{\text{р}}$  – время, затраченное на разведку и оценку обстановки в зоне разлива – 15 мин;

$$T_{\text{подх}} = 1 \text{ час.}$$

Согласно технической документации изготовителя установка 250 м самонадувных бонов осуществляется в течение 15 мин. Таким образом, 638 м самонадувных бонов будет установлено МСП за 45 мин, т.е. дополнительные бонны будут развернуты примерно через 1,75 ч с момента разлива.

### Расчетная продолжительность работ по ликвидации РН на РПК

Ликвидация аварийного разлива на РПК планируется с применением механизмов и ручного труда.

Состав последовательно выполняемых операций и время на их выполнение с учетом количества применяемых единиц техники при ведении операций ЛРН на берегу:

- время подхода плавсредств к месту проведения работ и установка дополнительных боновых заграждений (1,75 часа);
- очистка акватории от нефтепродукта с применением техники – 31,7 часа.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

**4969-ПЛРН1.1**

Таким образом, расчетная продолжительность проведения операций по ликвидации разлива нефтепродукта составит 33,5 часов или 4 смены при односменной работе (продолжительность смены ~ 8 часов).

Таблица 5 - Расчетная продолжительность работ по ликвидации РН на РПК в летнее время

Местоположение	Время на локализацию и ликвидацию аварийной ситуации, ч
Причалы № 1, 2 трубопровод для мазута (№102/11/11а);	2,4
Причалы № 1, 2 трубопровод для дизтоплива (№105/10/10а);	2,3
Причалы № 1, 2 трубопровод для нефти (№106/20);	2,4
Причалы № 1, 2 трубопровод для бензина (№105/10/10а);	2,1
Причалы № 1, 2 трубопровод для АВТ/ДБМ (№101/9а);	2,0
Причалы № 1, 2 трубопровод для ТСЭ (№106/24);	1,0
Причал №3 трубопровод для отгрузки и выгрузки мазута с танкера (Л.102/6/6а/12);	1,2
Причал №3 трубопровод для отгрузки ТСЭ (№106/24);	1,0
Морской стендер причалы № 1, 2 (мазут);	0,8
Морской стендер причалы № 1, 2 (ДТ);	0,8
Морской стендер причалы № 1, 2 (бензин);	0,7
Морской стендер причалы № 3 (мазут);	0,7
Морской стендер причалы № 3 (ТСЭ);	0,6
Разгерметизация танка танкера (мазут);	32,9
Разгерметизация танка танкера (ДТ);	13,5
Разгерметизация танка танкера (нафт);	21,0
Разгерметизация танка танкера (бензин);	21,0
Разгерметизация танка танкера (АВТ/ДБМ);	21,0
Разгерметизация танка танкера (ТСЭ);	21,0

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

Лист

47

Таблица 6 - Расчетная продолжительность работ по ликвидации РН на РПК в зимнее время

Местоположение	Время на локализацию и ликвидацию аварийной ситуации, ч
Причалы № 1, 2 трубопровод для мазута (№102/11/11а);	3,6
Причалы № 1, 2 трубопровод для дизтоплива (№105/10/10а);	3,4
Причалы № 1, 2 трубопровод для нефти (№106/20);	3,5
Причалы № 1, 2 трубопровод для бензина (№105/10/10а);	3,0
Причалы № 1, 2 трубопровод для АВТ/ДБМ (№101/9а);	3,0
Причалы № 1, 2 трубопровод для ТСЭ (№106/24);	1,3
Причал №3 трубопровод для отгрузки и выгрузки мазута с танкера (Л.102/6/6а/12);	1,7
Причал №3 трубопровод для отгрузки ТСЭ (№106/24);	1,3
Морской стендер причалы № 1, 2 (мазут);	1,1
Морской стендер причалы № 1, 2 (ДТ);	1,0
Морской стендер причалы № 1, 2 (бензин);	0,8
Морской стендер причалы № 3 (мазут);	0,9
Морской стендер причалы № 3 (ТСЭ);	0,8
Разгерметизация танка танкера (мазут);	51,0
Разгерметизация танка танкера (ДТ);	20,6
Разгерметизация танка танкера (нафт);	32,8
Разгерметизация танка танкера (бензин);	32,8
Разгерметизация танка танкера (АВТ/ДБМ);	32,8
Разгерметизация танка танкера (ТСЭ);	32,8

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

Лист  
48

# 10 СХЕМА ОПОВЕЩЕНИЯ, СХЕМА ОРГАНИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ И СВЯЗИ ПРИ РАЗЛИВАХ НЕФТЕПРОДУКТОВ

## Структура органов управления

В соответствии с требованиями постановления Правительства РФ № 794 применительно к настоящему Плану ЛРН на РПК действуют следующие органы управления:

- постоянно действующий орган управления - штаб ГОЧС РПК;
- координационный орган – Комиссия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности (КЧС и ОПБ) Компании (рисунок 2);
- орган повседневного управления – Диспетчерская служба РПК.

При разливе нефтепродуктов основными задачами КЧС и ОПБ являются:

- организация первоочередных действий по прекращению вылива нефтепродуктов и ограждению пятна на акватории;
- оповещение о разливе контролируемых и взаимодействующих организаций;
- управление силами и средствами ЛРН при сборе нефтяного разлива и ликвидации его последствий;
- постоянный анализ складывающейся обстановки, выполнение расчетов и прогнозирование движения нефтяного пятна, выработка решения Председателем КЧС и ОПБ по реагированию на оперативную обстановку;
- оценка необходимости привлечения дополнительных сил и средств ЛРН;
- осуществление взаимодействия с силами и средствами других организаций, привлекаемых к ЛРН;
- поддержка связи со всеми участниками ЛРН и взаимодействующими организациями;
- при необходимости привлечение экспертов (консультантов) по вопросам, связанным с операцией по ЛРН;
- организация обеспечения сил и средств, участвующих в ЛРН, продовольствием, водой, ГСМ и другими материалами;
- принятие решения, при необходимости, об обращении за помощью в вышестоящий координирующий орган;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

Лист  
49

- принятие решения о начале, временном прекращении, возобновлении и завершении операций ЛРН по погодным условиям, при малом количестве остаточного нефтепродукта или на основании других обоснованных причин;
- взаимодействие со средствами массовой информации;
- ведение учета затрат на операцию ЛРН;
- составление отчетных документов.

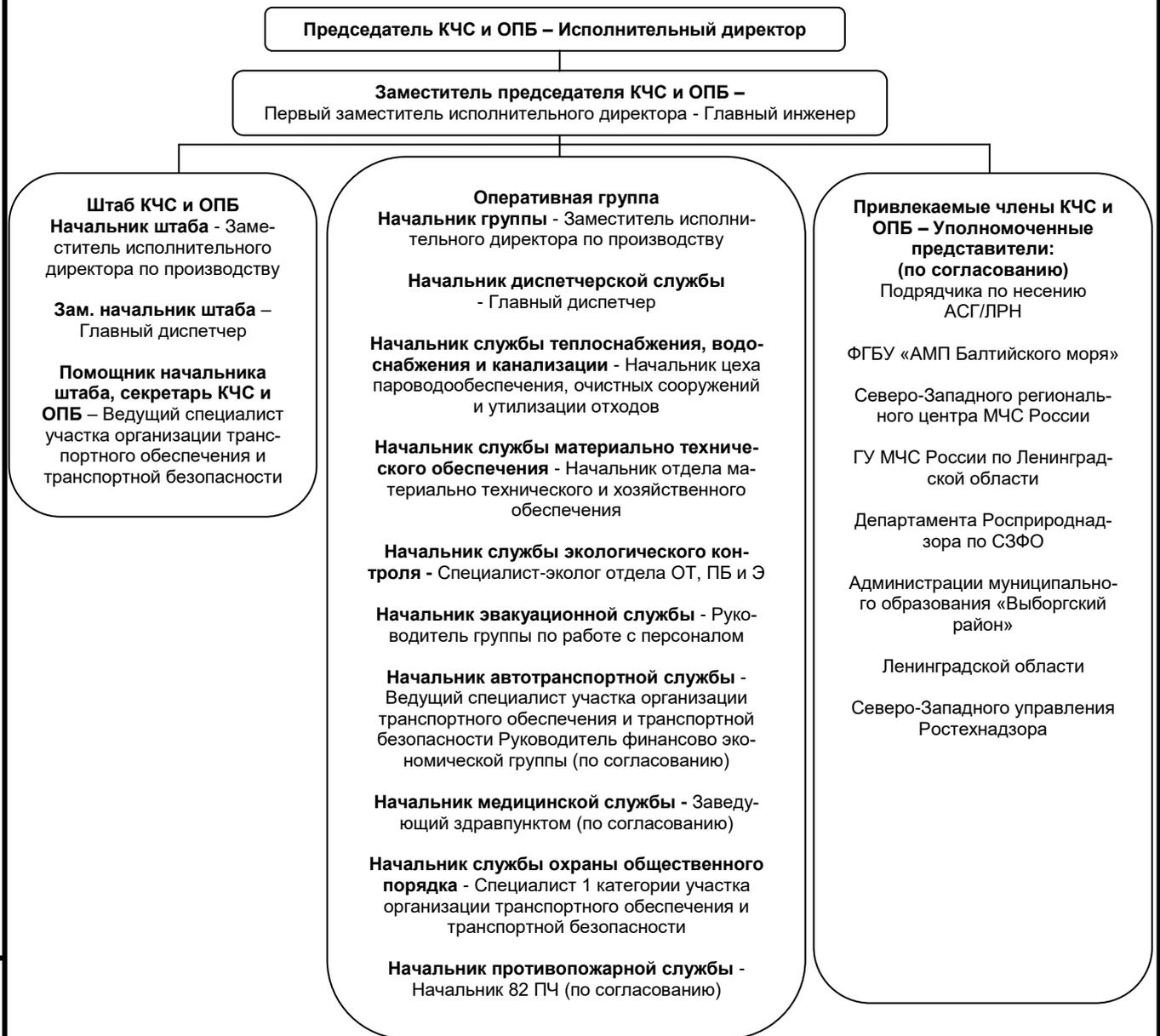


Рисунок 2 – Структура и состав КЧС и ОПБ Компании

По решению Председателя КЧС и ОПБ Компании, КЧС и ОПБ может собираться в сокращенном варианте, когда разлитый нефтепродукт находится полностью под контролем Подрядчика по несению АСГ/ЛРН, и не требует привлечения дополнительных сил и средств ЛРН.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

Лист  
50

Местом сбора и работы КЧС и ОПБ является административное здание РПК в морском порту Высоцк. Помещение для работы КЧС и ОПБ оборудовано и содержит:

- настоящий План ЛРН в бумажном и электронном виде;
- перечень организаций и учреждений, которые могут дать квалифицированную консультацию по вопросам, связанным с ликвидацией загрязнения окружающей среды нефтепродуктами (с указанием номеров телефонов, почтовых и телеграфных адресов);
- карты района проведения операции ЛРН;
- средства связи (радиосвязь, телефоны (стационарные и мобильные), факс);
- компьютеры с выходом в Интернет;
- множительная техника.

### **Функциональные обязанности членов координационного органа управления**

Членами КЧС и ОПБ выполняются следующие общие обязанности:

- регистрация по прибытии на место работы КЧС и ОПБ;
- получение инструкций от непосредственных начальников (Председателя КЧС и ОПБ или начальника организации, из которой участник привлечен в работу КЧС и ОПБ);
- получение рабочих материалов на месте работы КЧС и ОПБ;
- организация работ, назначения и инструктаж подчиненных;
- принятие экстренных мер по защите персонала и населения в районе разлива нефтепродуктов и его размещение в безопасных местах;
- организация спасательных и других неотложных работ;
- организация взаимодействия с территориальными и ведомственными подсистемами и звеньями РСЧС по сбору и обмену информацией при проведении операции ЛРН;
- руководство работами по ЛРН;
- организация сбора и учета информации об обстоятельствах возникновения разлива нефтепродуктов, сложившейся обстановке, потерях и ущербе;
- осуществление контроля готовности сил и средств ЛРН КЧС и ОПБ, их работы по ликвидации разлива;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

**4969-ПЛРН1.1**

- документирование проводимых операций и мероприятий;
- обеспечение преемственности, разбор ситуаций до и после проведения операции ЛРН;
- исполнение приказов вышестоящего руководства;
- оказание помощи специальным органам по административному, техническому и уголовному расследованию причин разлива нефтепродуктов.

Схема организации управления и взаимодействия операциями по ЛРН на акватории в районе РПК представлена на Рисунке 3.

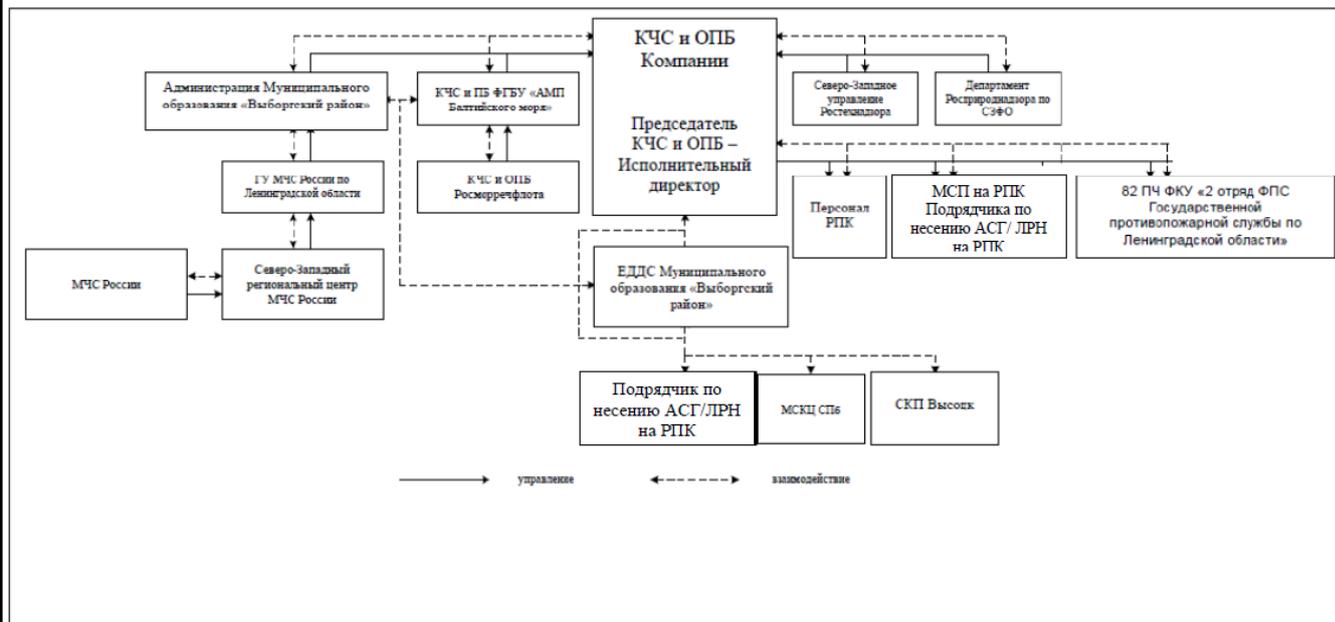


Рисунок 3- Схема организации управления и взаимодействия при проведении операций ЛРН на акватории в районе РПК

### Порядок привлечения дополнительных сил и средств единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций для осуществления мероприятий по ликвидации разлива нефтепродуктов

В случае, если разлив нефтепродуктов произошел в объеме, превышающем максимально расчетный объем разлива, указанный в настоящем ПЛРН, и не позволяющем обеспечить его устранение на основе положений ПЛРН, КЧС и ОПБ компании для привлечения дополнительных сил и средств единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций для осу-

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

ществления мероприятий по ликвидации разлива нефтепродуктов обращается в Федеральное агентство морского и речного транспорта (Росморречфлот).

Начальник штаба КЧС и ОПБ (Начальник Оперативной группы КЧС и ОПБ) готовит проект обращения о помощи, утверждает его председателем КЧС и ПБ, и направляет в Росморречфлот.

Росморречфлот на основании обращения Компании привлекает в части своей компетенции дополнительные силы и средства единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в море.

В этом случае, вышестоящим координирующим органом будет являться КЧС и ПБ Росморречфлота, которая принимает решение о созыве Регионального штаба руководства операциями (ШРО) и вводе в действие «Регионального плана по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в районах ответственности Российской Федерации в Балтийском море» (Региональный план).

Взаимодействие с вышестоящим координирующим органом обеспечивается уполномоченным представителем ФГБУ «АМП Балтийского моря» (постоянно действующим органом управления функциональной подсистемы на объектовом уровне), входящим в состав КЧС и ОПБ Компании.

При введении в действие Регионального плана руководство операциями ЛРН передается Региональному ШРО, который осуществляет свои функции в соответствии с указанным планом, и привлекает к ликвидации силы и средства ЛРН бассейна. Уполномоченный представитель Компании включается в состав Регионального ШРО, а находящиеся в распоряжении КЧС и ОПБ Компании силы и средства ЛРН передаются под его управление.

В случае сбора вышестоящего координирующего органа, руководство операцией ЛРН, а также все силы и средства ЛРН КЧС и ОПБ Компании, передаются вышестоящему органу, а уполномоченный представитель Компании включается в его состав.

Ответственность и полномочия КЧС и ОПБ Компании могут быть досрочно прекращены или приостановлены только после сбора вышестоящего координирующего органа, официального принятия им руководства операцией ЛРН и передачи функций управления текущими операциями ЛРН.

Прекращение или приостановка текущих операций ЛРН, вывод сил и средств ЛРН с места разлива, прекращение контроля и наблюдения за поведением разлива без прямого указания вышестоящего координирующего органа не допускаются.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

**4969-ПЛРН1.1**

После передачи полномочий вышестоящему органу, КЧС и ОПБ Компании действует в соответствии с его указаниями, в порядке, установленном в РСЧС.

Передача функций управления вышестоящему координирующему органу не означает прекращения материальной ответственности Компании по возмещению затрат на ликвидацию разлива нефтепродуктов и возмещению вызванного разливом ущерба.

### **Система связи и оповещения**

Система связи и оповещения РПК представляет собой организационно-техническое объединение сил и средств связи и оповещения, обеспечивающих:

- прием и передачу информации о разливе нефтепродуктов;
- устойчивую и надежную связь во время проведения операций ЛРН.

На РПК используется объектовая система связи и оповещения, в состав которой входят:

а) силы:

- персонал РПК и МСП АСФ;
- диспетчерская служба РПК - производственно-диспетчерский отдел.

б) средства:

- переносные радиостанции;
- судовые радиостанции;
- стационарные телефоны;
- транковая связь;
- мобильные телефоны.

Руководство работой объектовой системы связи и оповещения осуществляет орган повседневного управления – Диспетчерская служба РПК.

Орган повседневного управления в режиме повседневной деятельности осуществляет следующие мероприятия:

- сбор и обмен в установленном порядке с Администрацией муниципального образования «Выборгский район» Ленинградской области и ГУ МЧС России по Ленинградской области информацией в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций и обеспечения пожарной безопасности;
- своевременное оповещение Председателя КЧС и ОПБ Компании и контролируемых организаций об угрозе разлива нефтепродуктов.

В режиме повышенной готовности:

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

**4969-ПЛРН1.1**

- осуществляет непрерывный сбор, обработку и передачу информации о разливе нефтепродуктов контролирующим и взаимодействующим организациям;
- с целью бесперебойности и оперативности связи при проведении работ по ЛРН выполняет функции центра связи КЧС и ОПБ, в который направляется вся оперативная информация о ходе операций ЛРН.

При разливе нефтепродуктов центром связи обеспечивается:

- оповещение о разливе нефтепродуктов Председателя КЧС и ОПБ контролирующих и взаимодействующих организаций.
- оповещение членов КЧС и ОПБ;
- обеспечение связи КЧС и ОПБ с РПК и судами, участвующими в операции ЛРН, а также с силами и средствами, задействованными в работах по ЛРН;
- непрерывный сбор и обмен информацией между всеми участниками операции ЛРН об обстановке в зоне разлива нефтепродуктов и ходе проведения работ на месте разлива;
- уточнение и передача информации с места проведения работ в КЧС и ОПБ;
- запрос о текущей гидрометеорологической обстановке на месте разлива и прогнозов погоды.

При проведении операций ЛРН диспетчерским узлом связи КЧС и ОПБ используются следующие средства связи:

- ведомственные системы радиосвязи Федерального агентства морского и речного транспорта Минтранса России, ФАКС в радиотелеграфном режиме с отметкой срочности "нефть-авария".
- мобильные телефоны;
- транковая связь;
- телефонные и телеграфные сети (городские, междугородние, специальные).
- радиотелефоны и радиосвязь (УКВ VHF/ FM);
- электронная почта.

Все радио- и телефонные переговоры с диспетчерским узлом связи проводятся без использования кодов, ясным текстом и в общепринятой терминологии.

Схема оповещения (передачи информации) при аварии (пожаре), инциденте произошедших на производстве и на действующих объектах ООО «РПК – Высоцк «ЛУКОЙЛ-II» представлены в приложении 3.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

**4969-ПЛРН1.1**

Лист  
55

## 11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ВРЕМЕННОГО ХРАНЕНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВКИ СОБРАННОЙ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

При проведении операции ЛРН на акватории в качестве емкостей для временного хранения собранной нефтеводяной смеси используются емкости нефтесборной баржи объемом 400 м<sup>3</sup>. При заполнении емкостей нефтесборной баржи собранной нефтеводяной смесью, обеспечивается ее переход к причалу № 3 РПК и передача смеси в резервуар (РВС) резервуарного парка РПК. Максимальный объем приема до 40 000 м<sup>3</sup>. В дальнейшем собранная нефтеводяная смесь вывозится транспортом подрядчика по отходам на обезвреживание (см. копию договора в приложении 7).

Твердые нефтесодержащие отходы собираются в мешки и разборные емкости. Загрязненные отходы, с задействованием персонала АСФ, погрузчика и автомобиля с гидроманипулятором, передаются на автотранспорт подрядчика по отходам.

Бытовые отходы, образующиеся в результате жизнедеятельности персонала при очистных работах на побережье, собираются в полиэтиленовые мешки непосредственно на месте проведения работ и передаются на базу ЛРН РПК для последующего обезвреживания (термического сжигания в печи инсинераторе РПК).

Очистка боновых заграждений после окончания работ по ЛРН осуществляется персоналом привлекаемого АСФ с помощью установки для мойки бонов и производится на специально оборудованной площадке на территории базы ЛРН АО «РПК-Высоцк «Лукойл-II». При очистке образуются нефтесодержащие сточные воды, которые после их предварительного отстаивания поступают на существующие очистные сооружения, расположенные на территории РПК.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

**4969-ПЛРН1.1**

**12 КАЛЕНДАРНЫЕ ПЛАНЫ ОПЕРАТИВНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ  
ПО ЛИКВИДАЦИИ МАКСИМАЛЬНЫХ РАСЧЕТНЫХ ОБЪЕМОВ  
РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ, В СООТВЕТСТВИИ С  
КОТОРЫМИ ПРОВОДИТСЯ ДОКУМЕНТИРОВАНИЕ РАБОТ ПО  
ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ**

Календарный план оперативных мероприятий по ликвидации разлива нефтепродуктов на акватории представлены в таблицах 7 - 9.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							4969-ПЛРН1.1	Лист
										57
			Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Коп.ч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Таблица 7 - Календарный план оперативных мероприятий по ликвидации разлива нефтепродуктов на акватории в период открытой воды																		
						Содержание выполняемых мероприятий	Время начала выполнения с момента разлива	Время выполнения	Время проведения мероприятий															Исполнители
									Минуты					Часы					Сутки					
									5	10	20	30	40	60	2	4	6	8	10	16	20	2	3	
						При разливе нефтепродукта аварийная остановка грузовых работ.	2 мин	2 мин	■												Персонал РПК			
					Сообщение о разливе старшему сменному диспетчеру	5 мин	3 мин	■																
					Осуществление мероприятий по прекращению дальнейшего вылива нефтепродукта.	В соответствии с планом ликвидации отказов (аварий) или по распоряжению Старшего сменного диспетчера																		
4969-ПЛРН.1.1						Передача информации о разливе Руководителю МСП и Исполнительному директору.	10 мин	5 мин		■											Старший сменный диспетчер			
						Оценка полученной информации о разливе. Указание персоналу МСП АСФ привести в готовность средства ЛРН и выдвинуться в зону разлива, по приходу приступить к разведке зоны разлива, установке дополнительных бонов и сбору разлитого нефтепродукта.	15 мин	5 мин			■										Руководитель МСП			
						Оповещение о разливе согласно п. 2.1. Плана.	30 мин	15 мин				■									Старший сменный диспетчер			
					Принятие решения о созыве КЧС и ОПБ, указание диспетчеру об оповещении членов КЧС и ОПБ.							■										Исполнительный директор		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Копл.	Лист	Недлок.	Подп.	Дата	Продолжение таблицы 7																		
						Содержание выполняемых мероприятий	Время начала выполнения с момента разлива	Время выполнения	Время проведения мероприятий															Исполнители
									Минуты						Часы						Сутки			
									5	10	20	30	40	60	2	4	6	8	10	16	20	2	3	
						Оповещение членов КЧС и ОПБ Компании.	1 час	30 мин															Старший сменный диспетчер	
						Приведение в готовность сил и средств ЛРН, переход сил и средств МСП АСФ к месту разлива.	45 мин	30 мин с момента указания о приведении в готовность															Руководитель и персонал МСП	
						Разведка зоны разлива, развертывание дополнительных бонов, развертывание оборудования ЛРН, сбор разлитого нефтепродукта на акватории. Сбор КЧС и ОПБ Компании.	1 ч 30 мин	45 мин															Председатель КЧС и ОПБ	
						Информирование членов КЧС и ОПБ о факте разлива, сложившейся обстановке.	3 часа	2 часа с момента окончания оповещения															Председатель КЧС и ОПБ	
						Уточнение информации об обстоятельствах разлива и его характеристиках, проведенных работах по ЛРН.	5 часов	2 часа															Председатель и члены КЧС и ОПБ	

4969-ПЛРН.1

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Копл.ч	Лист	Недлок.	Подп.	Дата	Продолжение таблицы 7																		
						Содержание выполняемых мероприятий	Время начала выполнения с момента разлива	Время выполнения	Время проведения мероприятий														Исполнители	
									Минуты						Часы						Сутки			
									5	10	20	30	40	60	2	4	6	8	10	16	20	2		3
						Окончание сбора разлитого нефтепродукта на акватории. Информирование КЧС и ОПБ об окончании сбора на акватории.	13,5 часов	31,7 часа													Руководитель работ и персонал МСП			
						Проверка представителями контролирующих организаций - привлекаемыми членами КЧС и ОПБ Компании. качества очистки акватории. Принятие решения о прекращении работ ЛРН в районе разлива.	45 часов	6,5 часов													Председатель КЧС и ОПБ по согласованию с Руководителем работ и контролирующими организациями			
						По распоряжению КЧС и ОПБ снятие боновых заграждений и свертывание оборудования ЛРН. Доставка оборудования к месту постоянной дислокации.	48 часа	4 часа													Руководитель работ и персонал АСФ			
						Очистка оборудования ЛРН.	50 часов	12 часов																
						Принятие решения об окончании операции ЛРН.	54 часов	4 часа													Председатель КЧС и ОПБ по согласованию с Руководителем работ и контролирующими организациями			

4969-ПЛРН.1.1

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Коп.ч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Таблица 8 - Календарный план оперативных мероприятий по очистке загрязненного нефтепродуктом побере- жья																		
						Содержание выполняемых мероприятий	Время начала выполнения с момента разлива	Время выполнения	Время проведения мероприятий															Исполнители
									Минуты						Часы						Сутки			
									5	10	20	30	40	60	2	4	6	8	10	16	20	2	3	
						При разливе нефтепродукта аварийная остановка грузовых работ.	2 мин	2 мин	■													Персонал РПК		
					Сообщение о разливе старшему сменному диспетчеру	5 мин	3 мин	■																
					Осуществление мероприятий по прекращению дальнейшего вылива нефтепродукта.	В соответствии с планом ликвидации отказов (аварий) или по распоряжению Старшего сменного диспетчера																		
4969-ПЛРН.1.1						Передача информации о разливе Руководителю МСП, диспетчеру АСФ и Исполнительному директору.	10 мин	5 мин	■													Старший сменный диспетчер		
						Оценка полученной информации о разливе. Указание персоналу МСП на РПК и АСФ привести в готовность средства ЛРН и выдвинуться в зону разлива, по приходу приступить к разведке зоны разлива, развертыванию оборудования и сбору разлитого нефтепродукта.	15 мин	5 мин				■											Руководитель АСФ	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Копл.ч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Продолжение таблицы 8																		
						Содержание выполняемых мероприятий	Время начала выполнения с момента разлива	Время выполнения	Время проведения мероприятий															Исполнители
									Минуты						Часы						Сутки			
									5	10	20	30	40	60	2	4	6	8	10	16	20	2	3	
						Оповещение о разливе согласно п. 2.1. Плана.															Старший сменный диспетчер			
						Принятие решения о созыве КЧС и ОПБ, указание диспетчеру об оповещении членов КЧС и ОПБ.	30 мин	15 мин													Исполнительный директор			
						Оповещение членов КЧС и ОПБ Компании.	1 час	30 мин													Старший сменный диспетчер			
4969-ПЛРН.1.1						Сбор КЧС и ОПБ Компании.	3 часа	2 часа													Председатель КЧС и ОПБ			
						Подход сил и средств МСП АСФ, обеспечивающего несение АСГ/ЛРН на РПК, к месту загрязнения. Разведка зоны разлива.	4 часа	~ 3 ч 45 мин													Руководитель и персонал МСП			
						Информирование членов КЧС и ОПБ о факте разлива, сложившейся обстановке.	5 часов	2 часа													Председатель КЧС и ОПБ			
					Уточнение информации об обстоятельствах разлива и его характеристиках, проведенных работах по ЛРН.	Председатель и члены КЧС и ОПБ																		
						Развертывание оборудования ЛРН, начало работ по очистке побережья.	8 часов	4 часа													Руководитель работ и персонал АСФ			



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Копл.ч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Таблица 9 - Календарный план оперативных мероприятий по ликвидации разлива нефтепродукта на акватории																		
						в зимний период																		
						Содержание выполняемых мероприятий	Время начала выполнения с момента разлива	Время выполнения	Время проведения мероприятий															Исполнители
									Минуты					Часы					Сутки					
5	10	20	30	40	60	2	4	6	8	10	16	20	2	3										
						При разливе нефтепродукта аварийная остановка грузовых работ.	2 мин	2 мин	■											Персонал РПК				
						Сообщение о разливе старшему сменному диспетчеру	5 мин	3 мин	■															
						Осуществление мероприятий по прекращению дальнейшего вылива нефтепродукта.	В соответствии с планом ликвидации отказов (аварий) или по распоряжению Старшего сменного диспетчера																	
4969-ПЛРН.1.1						Передача информации о разливе Руководителю МСП и Исполнительному директору.	10 мин	5 мин	■											Старший сменный диспетчер				
						Оценка полученной информации о разливе. Указание персоналу МСП АСФ привести в готовность средства ЛРН и выдвинуться в зону разлива, по приходу приступить к разведке зоны разлива, установке дополнительных бонов и сбору разлитого нефтепродукта.	15 мин	5 мин			■									Руководитель МСП				

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Копл.ч	Лист	Недлок.	Подп.	Дата	Продолжение таблицы 9																			
						Содержание выполняемых мероприятий	Время начала выполнения с момента разлива	Время выполнения	Время проведения мероприятий															Исполнители	
									Минуты						Часы						Сутки				
									5	10	20	30	40	60	2	4	6	8	10	16	20	2	3		
						Оповещение о разливе согласно п. 2.1. Плана.	30 мин	15 мин																Старший сменный диспетчер	
					Принятие решения о созыве КЧС и ОПБ, указание диспетчеру об оповещении членов КЧС и ОПБ.																				Исполнительный директор
						Оповещение членов КЧС и ОПБ Компании.	1 час	30 мин																Старший сменный диспетчер	
4969-ПЛРН.1						Подход сил и средств МСП АСФ к месту разлива (с учетом наличия льда на акватории).	1 ч 15 мин	1 час																Руководитель и персонал МСП	
						Разведка зоны разлива, развертывание оборудования ЛРН, сбор разлитого нефтепродукта на акватории.	2 часа	45 мин																	
						Сбор КЧС и ОПБ Компании.	3 часа	2 часа																Председатель КЧС и ОПБ	
						Информирование членов КЧС и ОПБ о факте разлива, сложившейся обстановке.	5 часов	2 часа																	Председатель КЧС и ОПБ
						Уточнение информации об обстоятельствах разлива и его характеристиках, проведенных работах по ЛРН.																			



### 13 ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

АСГ/ЛРН	- аварийно-спасательная готовность по ликвидации разливов нефти;
АСФ	- аварийно-спасательное формирование;
ГОЧС	- гражданская оборона и чрезвычайные ситуации;
ДБМ	- дистиллят базовых масел;
КЧСиОПБ	- комиссия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности;
МСКЦ	- морской спасательно-координационный центр;
МСП	- морспецподразделение;
НАСФ	- нештатное аварийно-спасательное формирование;
НСУ	- нефтесборные устройства;
ПАЗ	- противоаварийная защита;
ПАСФ	- профессиональное аварийно-спасательное формирование ;
РН	- разлив нефтепродукта;
РПК	- распределительный перевалочный комплекс;
РСЧС	- единая государственная система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций;
СГО	- система громкого оповещения;
СУДС	- система управления движения судов;
ТСЭ	- топливо судовое экологическое;
УКВ	- ультракороткие волны;
ФГБУ	- федеральное государственное бюджетное учреждение;
ЧС	- чрезвычайная ситуация;
ШРО	- штаб руководства операциями.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

4969-ПЛРН1.1

Лист

67

## 14 ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах. Минтопэнерго, 1996 г.;

Постановление Правительства РФ от 30 декабря 2020 г. N 2366 "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;

Постановление Правительства РФ от 30.12.2003 № 794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» (с изменениями и дополнениями от 12.10.2020 № 1671);

Федеральный Закон от 31.07.1998 № 155-ФЗ «О внутренних морских водах, территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации» (с изменениями и дополнениями от 13.07.2020 № 207-ФЗ).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			4969-ПЛРН1.1						
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				Формат А4

# Приложение 1

ДОГОВОР № ВУ/2020-000064

на оказание услуг по обеспечению аварийно-спасательной готовности к ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (АСГ/ЛРН) в зоне ответственности ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П»

г. Высоцк

« 25 » 05 2020 г.

**Общество с ограниченной ответственностью «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П»** (ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П»), именуемое в дальнейшем «Заказчик», в лице Представителя Управляющей организации в ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П», Генерального директора ООО «ЛУКОЙЛ-Транс» Махнева Алексея Викторовича, действующего на основании Устава и Договора о передаче полномочий единоличного исполнительного органа Управляющей организации ООО «ЛУКОЙЛ-Транс» № ЛТ-318/19 от 21 декабря 2019 года, с одной стороны, и **Общество с ограниченной ответственностью «Экошельф-Балтика»** (ООО «Экошельф-Балтика»), именуемое в дальнейшем «Исполнитель», в лице Генерального директора Стрижикова Владимира Александровича, действующего на основании Устава, с другой Стороны, вместе именуемые Стороны, заключили настоящий договор на условиях документации о закупке Заказчика и предложения Исполнителя. При этом Стороны признают, что если в ходе исполнения договора будет выявлено, что по каким-либо причинам в предложении Исполнителя, имеются несоответствия требованиям документации о закупке Заказчика, то определяющими (приоритетными) условиями исполнения настоящего договора являются требования документации о закупке Заказчика.

## 1. Предмет договора

1.1. Предметом настоящего договора является оказание Исполнителем услуг по обеспечению аварийно-спасательной готовности к ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (АСГ/ЛРН) в зоне ответственности ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П» в соответствии с Техническим заданием (Приложение №1), а заказчик обязуется оплачивать оказанные услуги Исполнителя по настоящему договору.

## 2. Обязанности и права Исполнителя

- 2.1. Исполнитель обязан оказывать комплекс услуг, указанный в Техническом задании (Приложение №1) настоящего договора.
- 2.2. Исполнитель обязуется обеспечить силами собственного аварийно-спасательного формирования (АСФ) уровень постоянной готовности к ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в соответствии с требованиями действующего «Плана по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П» (План ЛРН).
- 2.3. Исполнитель обязан организовать и выполнять предупредительные мероприятия в соответствии с Планом ЛРН объекта. Разрабатывать схемы установки боновых заграждений во время грузовых операций у причалов терминала, обеспечивающих предотвращение разливов нефтепродуктов за пределы боновых заграждений.
- 2.4. Исполнитель обязан осуществлять техническую эксплуатацию, техническое обслуживание, ремонт и ответственное хранение оборудования ЛРН, принадлежащего Заказчику и переданного Исполнителю в соответствии с п.3.1. настоящего договора.
- 2.5. Исполнитель обязан проводить комплексные учения по ЛРН, совместно с персоналом нештатного аварийно-спасательного формирования Заказчика по мере необходимости, учебно-тренировочные занятия объектового уровня не реже одного раза в месяц.
- 2.6. Перед началом выполнения работ, услуг предоставить все необходимые разрешительные документы на право выполнения работ, услуг установленные законодательством РФ, ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П», ООО «ЛУКОЙЛ-Транс», ПАО «ЛУКОЙЛ».

# Продолжение приложения 1

## ДОГОВОР № В16-0121/20 НА ВЫПОЛНЕНИЕ РАБОТ И ОКАЗАНИЕ УСЛУГ В ОБЛАСТИ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

г. Высоцк

«01» 03 2020 г.

**ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П»**, именуемое в дальнейшем «Заказчик», в лице Представителя Управляющей организации в ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П», Генерального директора ООО «ЛУКОЙЛ-Транс» Махнева Алексея Викторовича, действующего на основании Устава и Договора о передаче полномочий единоличного исполнительного органа № ЛТ-318/19 от 21 декабря 2019 года, с одной стороны, и

**ООО «Отряд пожарной охраны-2»** именуемое в дальнейшем Исполнитель, в лице Генерального директора Шенна Анатолия Алексеевича действующего на основании Устава, с другой стороны, вместе именуемое Стороны, заключили настоящий Договор на условиях документации о закупке Заказчика и предложения Исполнителя о нижеследующем. При этом, Стороны признают, что если в ходе исполнения настоящего Договора будет выявлено, что по каким-либо причинам в предложении Исполнителя имеются несоответствия документации о закупке Заказчика, то определяющими (приоритетными) условиями исполнения настоящего договора являются требования документации о закупке Заказчика.

### 1. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА

1.1. Исполнитель осуществляет выполнение работ и оказание услуг в области обеспечения пожарной безопасности по организации пожаротушения и пожарно – профилактическому обслуживанию объектов и территории Заказчика, а также по несению готовности к локализации и ликвидации аварий аварийно-спасательной службой (формированием), аттестованной (ым) на ведение газоспасательных работ в круглосуточном режиме в объемах, установленных в Техническом задании (Приложение №1 к настоящему Договору) на территории Заказчика согласно Перечню объектов и территорий (Приложение № 2 к настоящему Договору);

1.2. Общая численность персонала Исполнителя указана в Приложении № 1 к настоящему Договору;

1.3. Исполнитель выполняет обязательства по настоящему Договору иждивением Заказчика. Перечень имущества Заказчика указан в Приложении № 3 к настоящему Договору.

Имущество передается иждивением Заказчика по Акту приема-передачи имущества (форма акта Приложение №10 к настоящему Договору) за подписью материально ответственных лиц со стороны Заказчика и Исполнителя;

Исполнитель использует переданное Имущество только для выполнения условий настоящего Договора на объектах Заказчика по адресу: 188909, область Ленинградская, район Выборгский, город Высоцк, улица Пихтовая, дом 1;

1.4. Выезд дежурного караула (отделения) Исполнителя за пределы объектов Заказчика осуществляется только по согласованию с ответственными лицами Заказчика (после заключения Договора в адрес Исполнителя направляется письмо с указанием ФИО и должности ответственных лиц).

**Договор № 53710-2018**  
**на оказание услуг по обеспечению аварийно-спасательной готовности к**  
**ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в зоне ответственности**  
**ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П»**

г.Высоцк

«16» октября 2018 г.

ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П», именуемое в дальнейшем Заказчик в лице Исполнительного директора – Князева Андрея Вячеславовича действующего на основании доверенности №1/2018 от 01.01.2018 года, с одной стороны, НП «Спасательная Служба» г.Выборга именуемое в дальнейшем Исполнитель, в лице директора Калентьевой Зои Борисовны действующего на основании Устава, с другой стороны, вместе именуемое Стороны, заключили настоящий договор на условиях документации о закупке Заказчика и предложения Исполнителя о нижеследующем.

При этом Стороны признают, что если в ходе исполнения договора будет выявлено, что по каким-либо причинам в предложении Исполнителя имеются несоответствия документации о закупке Заказчика, то определяющими (приоритетными) условиями исполнения настоящего договора являются требования документации о закупке Заказчика.

### **1. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА**

1.1 Предметом настоящего договора является оказание услуг Исполнителем по обеспечению аварийно-спасательной готовности (АСГ), выполнению аварийно-спасательных, восстановительных и других неотложных работ при локализации и ликвидации аварийных ситуаций (разливов нефти и нефтепродуктов), а также их последствий, в зоне ответственности ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П» (Ленинградская область, Выборгский район, г. Высоцк, ул. Пихтовая, д.1), предусмотренные условиями настоящего Договора, Технического задания (Приложение № 1 к настоящему Договору), и в соответствии с требованиями нормативных актов Российской Федерации, локальных нормативных актов, указанных Заказчиком, документации изготовителя оборудования и средств ЛАРН.

1.2 Услуги, перечисленные в п. 1.1, оказываются с применением инструмента, средств, оборудования и транспорта, имеющегося у Исполнителя.

### **2. СРОКИ**

2.1 Настоящий договор вступает в силу после его подписания сторонами с 00.00 часов 01 января 2019 года и действует до 24.00 часов 31 декабря 2021 года.

2.2 Стороны вправе досрочно расторгнуть настоящий договор в случаях предусмотренных действующим законодательством РФ, по письменному соглашению с уведомлением сторон за 60 календарных дней.

2.3 Настоящий договор составлен в двух экземплярах, имеющих одинаковую юридическую силу - по одному экземпляру для каждой из сторон.

2.4 Все изменения и дополнения к договору должны быть оформлены в письменном виде путем подписания дополнительных соглашений.

### **3. ПРАВА И ОБЯЗАННОСТИ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

3.1. Исполнитель обязан:

3.1.1 Оказывать комплекс услуг, предусмотренных условиями настоящего Договора, Техническим заданием (Приложение №3 к настоящему Договору) и в соответствии с требованиями нормативных актов Российской Федерации, локальными нормативными актами ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П».

3.1.2 Осуществлять оказание Услуг в строгом соответствии с условиями настоящего Договора и Технического задания.

ВЕРНО

Продолжение приложения 1
ПАСПОРТ

АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНОЙ СЛУЖБЫ, АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНОГО ФОРМИРОВАНИЯ

Профессиональное аварийно-спасательное формирование ООО «Экошельф-Балтика»

(полное наименование АСФ)

Table with 10 rows and multiple columns containing details about the emergency service, including zone of responsibility, creation date, location, contact info, and accreditation.

I. ВОЗМОЖНОСТИ АСФ ПО ПРОВЕДЕНИЮ АСДНР В СООТВЕТСТВИИ СО СВИДЕТЕЛЬСТВОМ (лицензией):

Table detailing capabilities for liquidation of accidents on transport and emergency rescue works in various zones.

II. ГОТОВНОСТЬ ПО ПРОВЕДЕНИЮ АСДНР

Table showing readiness for emergency rescue works, including shift mode, number of rescuers, and availability of contracts.

III. НАЛИЧИЕ СПЕЦИАЛИСТОВ

Table listing the presence of specialists such as divers, crane operators, tractor drivers, and welders.

Генеральный директор

(личная подпись, ЧП)



В.А.Стрижиков

Копия верна: Инженер Дараган С.Б.

Продолжение приложения 1  
IV. ОСНАЩЕННОСТЬ

ВЕРНО

Наименование технических средств/ право собственности	Количество		Наименование технических средств/ право собственности	Количество	
	по штату	в наличии		по штату	в наличии
<b>Автотранспорт</b>			<b>Аварийно-спасательный инструмент</b>		
Легковые автомобили (с/а)	2	1/1	Авар. имущество согл. НБЖС в т.ч.	5	5
Грузовые автомобили (с/а)	5	3/2	Такелажный инструмент (с)	1	1
Автобусы (с/а/лизинг)	4	2/1/1	Слесарный инструмент (с)	1	1
Аварийно-спасательные машины (мотоциклы) (с/а/договор оказ.услуг)	18	6/10/2	Мат шпигованный (с)	1	1
			П/А свар. аппарат Kempakt 3000 Plus (с)	1	1
			П/А свар. аппарат AuroraPro (с)	1	1
			П/А аппарат плазм. Резки AuroraPro (с)	1	1
			Газорезный пост (с)	1	1
			Набор гидравл. Инстр. для куз .рем. (с)	1	1
<b>Спасательные суда</b>			<b>Имущество для снятия с мели, буксировки</b>		
Всего спасательных судов,вт.ч.	12	12	Скобы буксирные (с)	1	1
спасательные буксирные суда (с/а)	3	1/2	Линемёт (с)	1	1
			Трос металлический, м (с)	25	25
			Трос пропиленовый 150-200 мм, м (с)	120	120
			Трос пропиленовый 36-40 мм, м (с)	200	200
водолазные суда	-	-	<b>Имущество ЛРН</b>		
суда ЛРН (с/а)	9	3/6	Боны морские (с/а)	2900	400/2500
<b>Плавсредства</b>			Боны портовые БПП (с/а)	17586	2170/15416
Катера, мотор. лодки, шлюпки(с/а)	9	9/-	Скиммеры (с/а/договор обслуж.)	71	18/53/-
Весельные лодки, шлюпки (с)	-	-	Устр-во распыления сорбентов (д.обсл.)	22	22
Плоты спасательные (с/дог.осл.)	-	-	Сорбент, кг (с/а)	17758	300/17458
Суда на воздушной подушке	-	-	Плавучая ёмкость (с/а)	35	9/26
Спасательные жилеты(с)	57	57	<b>Средства обнаружения пострадавших</b>		
Спасательные круги (с)	13	13	Оптико-телевизионные системы	-	-
<b>Средства связи</b>			Бинокли, подзорные трубы (с)	2	2
Радиостанции носимые (с)	29	29	Инфракрасная аппаратура	-	-
Радиостанции стационарные (с)	9	9	<b>Средства защиты органов дыхания и кожи</b>		
Радиостанции автомобильные (с)	-	-	Аппарат дыхательный ПДА (портативн.)	4	4
Спутниковые системы связи (с)	2	2	Самоспасатели	-	-
Мобильные телефоны	99	99	Противогазы	49	49
<b>Водолазное оборудование</b>			Костюмы (с)	49	49
Водолазная барокамера	-	-	Костюмы защитные (с/а)	230	76/154
Водолазный полуколокол	-	-	<b>Приборы химического и радиационного контроля</b>		
Компрессоры ВВД	-	-	Приборы химического контроля (с)	5	5
Вентил. водолазное снаряжение	-	-	Дозиметры (с)	10	10
Авт. водол. снаряжение	-	-	<b>Медицинское обеспечение</b>		
Подводное телевидение	-	-	Аптечка автомобильная (с)	12	12
Подводное освещение	-	-	Носилки санитарные складные п/п с у/р (с)	3	3
<b>Имущество для подвод.-технич. и судоподъёмных работ</b>			Укладка полевая	4	4
Ср-ва для подв.работ с грунтом	-	-	Медицинская сумка отделения	4	4
Средства для подводной сварки	-	-	Одеяло шерстяное (байковое)	8	8
ТНПА	-	-	<b>Средства жизнеобеспечения</b>		
Водол. гидравл. инструмент	-	-	Надувные модули	-	-
			Палатки (с)	3	3
			Мешки спальные (с)	35	35
			Оборудование для приготов.пищи (с)	4	4
Средства водоотлива	-	-	<b>Другое оборудование и снаряжение</b>		
Переносные электростанции (с/а)	7	2/5	Вагон-дом передвижной(с)	1	1
<b>Пожарно-техническое оборудование</b>			Манипуляторы до 1000 кг (с)	1	1
Костюм пожарного	-	-	Манипуляторы до 5000 кг (с)	1	1
Приборы пенного тушения	-	-	Переносные компрессоры (с)	2	2
Фонарь взрывозащищенный (с)	4	4	Маски аварийные (с)	1	1
Пожарные рукава, м (с)	105	105	Масла для загрязнён.жидкости(с/а.)	24	-/24
Стволы пожарные ручные (с)	4	4			
Пожарный инструмент (с)	4	4			
Лафетные стволы	-	-			
Пенообразователи (с)	-	-			
Сист. объёмн.пожаротушения	-	-			
Фреон	-	-			

Генеральный директор

В.А.Стрижиков

Копия верна:   
Инженер Дараган С.Б.



В.А.Стрижиков

Продолжение приложения 1

**ПАСПОРТ**

**АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНОГО ФОРМИРОВАНИЯ**

**Нештатное аварийно-спасательное формирование ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П»**

(полное наименование АСФ)

<b>Зона ответственности</b>	Опасные производственные объекты ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П»						
Год, дата создания	Основание				<b>Учредитель</b>		
25.01.2017	Приказ № 108-А от 15.03.2019				ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П»		
<b>Место дислокации</b>	населенный пункт г. Высоцк, Выборгский р-н, Ленинградская область						
Улица Пихтовая	Дом 1		почтовый индекс 188909				
телефон (факс) начальника, дежурного, E-mail	телефон начальника смены 8(81378)55-871, 8(81378)59-007, телефон диспетчера: +7(911)-774-65-25, факс 8(81378)59-027, DispatcherRPK2@lukoil.com						
Кол-во зданий (строений)	Общая площадь, м <sup>2</sup>	Право владения, пользования и распоряжения зданиями (собственность, рента, аренда и др.)					
1	249,3	собственность					
<b>Количество личного состава</b>		<b>Аттестованных спасателей</b>	<b>Имеют классную квалификацию</b>				
по штату	по списку	всего	спасатель	3 кл.	2 кл.	1 кл.	межд.
24	24	24	24	-	-	-	-
Год, дата последней аттестации АСФ		Наименование аттестационной комиссии			№ протокола, дата		
06.07.2017		Объектовая комиссия Минэнерго России по аттестации аварийно-спасательных формирований и спасателей ПАО «ЛУКОЙЛ»			№3 от 06.07.2017		

**I. ВОЗМОЖНОСТИ АСФ ПО ПРОВЕДЕНИЮ АСДНР В СООТВЕТСТВИИ СО СВИДЕТЕЛЬСТВОМ (лицензией):**

Ликвидация ЧС на транспорте:					Аварийно-спасательные работы в зонах:		
авто	ж/д	метро	воздуш.	речном (морском)	проливов (выбросов) АХОВ	затоплений	радиоактивного заражения
-	-	-	-	-	-	-	-
Аварийно-спасательные работы:							
при обрушении зданий	на акватории	подводно-технические	поисково-спасательные	газоспасательные	тушение лесных пожаров	ликвидация ледовых заторов	в зонах эпизоотий, эпифитотий
-	+	-	-	+	-	-	-
<b>Другие виды АСР</b>							

**II. ГОТОВНОСТЬ ПО ПРОВЕДЕНИЮ АСДНР**

Режим дежурства	круглосуточный	Время сбора АСФ (мин.)	15
Кол-во спасателей в дежурной смене	6	Готовность к отправке в район ЧС (мин.)	10
Наличие мед. работников в смене	1	Период работы в отрыве от базы (сут.)	-
Наличие договора с местными авиапредприятиями на переброску в р-н ЧС: нет		Наличие (аренда) учебно-тренировочной базы: имеется	

**III. НАЛИЧИЕ СПЕЦИАЛИСТОВ**

Кол-во всего, из них	Водолаз	Парашютист	Взрывник	Газоспасатель	Парамедик	Ремонт АСИ	Кинолог	Водитель
24	-	-	-	24	-	-	-	-

Исполнительный директор \_\_\_\_\_

(личная подпись, печать)

А.В. Князев

Копия верна  
Инженер Дараган С.Б.

Заместитель председателя ОАК ЛУКОЙЛ № 16/3-5

И.А. Зайкин

## IV. ОСНАЩЕННОСТЬ

Наименование технических средств	Кол-во			Наименование технических средств	Кол-во		
	по штату	собств.	аренда		по штату	собств.	аренда
<b>Автотранспорт</b>				<b>Инженерная техника</b>			
Легковые автомобили	-	-	-	Подъемные краны	-	-	-
Грузовые автомобили	1	-	1	Трактора, бульдозеры	-	-	-
Автобусы(грузопассажирский)	2	-	2	Экскаваторы	1	1	-
Пожарные автомобили (осн./спец.)				<b>Аварийно спасательный инструмент</b>			
Аварийно-спасательные машины (мотоциклы)	-	-	-	Гидравлический инструмент (типа "Холматро", "Спрут", "Медведь")	1	1	-
Снегоходы	-	-	-	Бетоноломы	-	-	-
Транспортные средства повышенной проходимости	-	-	-	Пневмодомкраты	-	-	-
Медицинские автомобили	-	-	-	Электропилы	-	-	-
<b>Плавсредства</b>				Бензопилы	1	1	-
Катера, моторные лодки	-	-	-	Электроножницы	-	-	-
Весельные лодки	-	-	-	Передвижная электростанция	1	1	-
Плоты спасательные	-	-	-	Электро и газосварочное оборудование	1	1	-
Судна на воздушной подушке	-	-	-	Углошлифовальные машинки	1	1	-
Спасательные жилеты	24	24	-	<b>Средства обнаружения пострадавших</b>			
<b>Средства связи</b>				Оптико-телевизионные системы	-	-	-
Радиостанции носимые	24	24	-	Акустические приборы	-	-	-
Радиостанции стационарные	-	-	-	Электромагнитные приборы	-	-	-
Радиостанции автомобильные	-	-	-	Поисковые собаки	-	-	-
Пейджеры	-	-	-	Бинокль, подзорная труба			
Спутниковые системы связи	-	-	-	<b>Средства защиты органов дыхания и кожи</b>			
Мобильные телефоны	24	24	-	Дыхательные аппараты (фильтрующий/изолирующий)	5	5	-
<b>Водолазное оборудование</b>				Противогазы	24	24	-
Гидрокостюмы, ласты, маски, баллоны, редукторы (к-т)	-	-	-	Костюмы защитные	23	23	-
Переносные компрессоры	-	-	-	Каска защитная	24	24	-
Барокамеры	-	-	-	Противогаз ПШ-1	4	4	-
<b>Летательные аппараты</b>				Индивидуальный пакет (ИПП-11)	30	30	-
Вертолеты	-	-	-	Индивидуальный пакет (ИПП-11)	30	30	-
Самолеты	-	-	-	Спецодежда. Костюм летний	24	24	-
<b>Средства десантирования с ЛА</b>				Спецодежда. Костюм зимний	24	24	-
Парашютно-грузовые системы	-	-	-	<b>Приборы химического и радиационного контроля</b>			
Парашюты	-	-	-	Приборы химического контроля (газоанализаторы)	4	4	-
<b>Горное, альпинистское снаряжение</b>				Дозиметры	1	1	-
Страховая привязь	30	30	-	<b>Средства обнаружения и обезвреживания ВВ</b>			
Карабины	30	30	-	Металлодетекторы, миноискатели	-	-	-
Зажимы	30	30	-	Комплекты разминирования	-	-	-
Веревка (м)	100	100	-	Минно-разыскные собаки	-	-	-
Лебедки	1	1	-	<b>Медицинское имущество</b>			
<b>Пожарно-техническое оборудование</b>				Аптечка	1	1	-
Боевая одежда и снаряжение пожарного (комплекты)	5	5	-	Ручной аппарат ИВЛ	1	1	-
Стволы ручные пожарные	2	2	-	Носилки	1	1	-
Ранцевые установки пожаротушения (шт.)	-	-	-	<b>Оборудование ЛАРН</b>			
Огнетушители (шт.)	10	10	-	Нефтемусоросборщик	2	2	-
Мотопомпы пожарные (шт.)	1	1	-	Тросовая нефтесборочная система	1	1	-
Пенообразователи (т)	9	9	-	Автоном. распылитель сорбента	1	1	-
Огнетуш. порошок (т)	-	-	-	Воздуходувка для накачивания бонов	1	1	-
<b>Боновые заграждения</b>				Нефтесборное оборудование (скимеры)	10	10	-
Самонадувные боны (м)	500	500	-	Нефтесборная емкость	11	11	-
Боны берегоизолирующие	300	300	-	Установка для мойки бонов	1	1	-
Боны постоянной плавучести	2000	2000	-	Комплекс для очистки берега	1	1	-
				Сорбенты (кг)	430	430	-

## П Р И К А З

№ 108-А от « 15 » 03 20 19 г.

г. Высоцк

О создании нештатного  
аварийно-спасательного формирования

Во исполнение требований федеральных законов от 21 декабря 1994 г. № 68 «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», от 12 февраля 1998 г. № 28 «О гражданской обороне», от 22 августа 1995 г. № 151 «Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей», Приказа МЧС России от 23 декабря 2005 г. № 999 «Об утверждении порядка создания нештатных аварийно-спасательных формирований», а также в целях проведения аварийно-спасательных и других неотложных работ в ООО «РПК – Высоцк «ЛУКОЙЛ – II» (далее Общество) в случае возникновения чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Создать нештатное аварийное - спасательное формирование (далее НАСФ) Общества, численностью 24 (двадцать четыре) человека (Приложение №1).
2. Назначить командиром НАСФ начальника смены ЦПиОНН Ф.С. Лебедева.
3. Назначить заместителем начальника НАСФ оператора товарного ЦПиОНН Бурика В.А.
4. Руководителю НАСФ организовать и осуществлять:
  - учет личного состава;
  - подготовку руководящего и личного состава формирования в соответствии с программой обучения, утвержденной по Обществу;
  - методическое руководство и контроль за созданием, оснащением и подготовкой НАСФ;
  - координацию действий НАСФ при выполнении задач.
5. Руководитель НАСФ несет личную ответственность за поддержание формирования в готовности к выполнению задач по предназначению.

## Продолжение приложения 1

6. Ввести в действие с момента издания настоящего приказа «Положение о нештатном аварийном - спасательном формировании ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П» (Приложение 1).

7. На время отпуска, командировки, болезни и в других случаях отсутствия руководителя НАСФ, назначенного в настоящем приказе, его обязанности возлагать на заместителя начальника НАСФ.

8. Руководителям структурных подразделений ознакомить под роспись членов НАСФ с настоящим приказом.

9. Считать утратившим силу приказ Общества №102 от 02.03.2018 г.

10. Контроль за исполнением настоящего приказа оставляю за собой.

Исполнительный директор



А.В. Князев

Копия верна:   
Инженер Дараган С.Б

М.А. Трофимова  
2425

## Продолжение приложения 1

Приложение №1 к приказу № 108-А от 15.03.2018

№ п/п	ФИО	Должность	Структурное подразделение
1	Андреев С.В.	мастер	ЦПиОНН
2	Бабуров С.Н.	начальник смены	ЦПиОНН
3	Баринов А.В.	оператор товарный	ЦПиОНН
4	Белоусов В.Ю.	начальник участка	УТС
5	Бурик В.А.	оператор товарный	ЦПиОНН
6	Бухвалов С.Н.	сливщик-разливщик	ЦПиОНН
7	Вашурин С.В.	оператор-товарный	ЦПиОНН
8	Вортюхов Д.В.	сливщик-разливщик	ЦПиОНН
9	Голубев Л.С.	мастер	УТС
10	Горбачкий О.Ю.	мастер	ЦПиОНН
11	Дорогавцев А.В.	оператор товарный	ЦПиОНН
12	Иванюшин П.В.	сливщик-разливщик	ЦПиОНН
13	Королёв К.В.	сливщик-разливщик	ЦПиОНН
14	Косарев М.А.	сливщик-разливщик	ЦПиОНН
15	Косик Ю.Н.	мастер	ЦПиОНН
16	Красноперов А.В.	начальник участка	ЦПиОНН
17	Лебедев Ф.С.	начальник смены	ЦПиОНН
18	Моложон Е.Н.	сливщик-разливщик	ЦПиОНН
19	Мурашко Ю.А.	начальник смены	ЦПиОНН
20	Никишури А.С.	сливщик-разливщик	ЦПиОНН
21	Сакович А.И.	сливщик-разливщик	ЦПиОНН
22	Смирнов Е.Д.	сливщик-разливщик	ЦПиОНН
23	Соловьев Ю.А.	начальник смены	ЦПиОНН
24	Шатов В.В.	мастер	ЦПиОНН

Продолжение приложения 1

УТВЕРЖДАЮ

Исполнительный директор  
ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П»»

А.В. Князев

« 15 » *марта* \_\_\_\_\_ 2019г.

ПОЛОЖЕНИЕ

о нештатном аварийно-спасательном формировании  
ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П»»

Копия верна: \_\_\_\_\_

Инженер Дараган С.Б

г. Высоцк  
2019 г.

**Содержание**

1	Область применения .....	3
3	Обозначения сокращения .....	3
4	Общие положения .....	4
5	Обеспечение НАСФ техникой и имуществом .....	5
6	Подготовка и обучение НАСФ .....	5
7	Страхование и социальные гарантии личного состава НАСФ .....	8
8	Действия НАСФ .....	8
9	Организация и ведение аварийно-спасательных и других неотложных работ с участием НАСФ .....	10

## 1 Область применения

Настоящее Положение ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П» (далее Общество) определяет назначение, структуру и режимы функционирования нештатного аварийно-спасательного формирования (далее НАСФ) Общества в составе сил гражданской обороны при проведении аварийно – спасательных работ и в чрезвычайных ситуациях мирного и военного времени.

## 2 Нормативные ссылки

В настоящем документе использованы нормативные ссылки на следующие документы:

- Федеральный закон от 22 августа 1995 года № 151-ФЗ «Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей»;
- Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Федеральный закон от 12 февраля 1998 года № 28-ФЗ «О гражданской обороне»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 2 ноября 2000 года № 841 «Об утверждении Положения об организации обучения населения в области гражданской обороны»;
- Постановление Правительства от 26 ноября 2007 года № 804 «Об утверждении Положения о гражданской обороне Российской Федерации»;
- Приказ МЧС России от 23 декабря 2005 года № 999 «Об утверждении Порядка создания нештатных аварийно-спасательных формирований»
- и иными правовыми актами в области регулирования деятельности НАСФ.

## 3 Обозначения сокращения

**АСНДР** - аварийно-спасательные и другие неотложные работы;

**КЧС и ОПБ** – комиссия по чрезвычайным ситуациям и обеспечению пожарной безопасности;

**РСЧС** – функциональная подсистема единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций РФ;

**ГО и ЧС** – гражданская оборона и чрезвычайные ситуации;

## 4 Общие положения

1. Настоящее Положение определяет порядок создания, подготовки, оснащения и применения нештатного аварийно-спасательного формирования Общества в составе сил гражданской обороны и сил единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций.

2. НАСФ представляет собой самостоятельную структуру, созданную на нештатной основе из числа своих работников, оснащенное специальной техникой, оборудованием, снаряжением, инструментами и материалами, подготовленные для проведения аварийно-спасательных и других неотложных работ в чрезвычайных ситуациях военного и мирного времени в составе сил гражданской обороны и сил единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций.

3. НАСФ по подчиненности относится к объектовому.

4. Комплектование НАСФ личным составом, производится гражданами Российской Федерации: мужчинами в возрасте от 18 до 60 лет.

5. НАСФ создано для:

- проведения аварийно-спасательных, газоспасательных и других неотложных работ на объектах Общества;
- участия в борьбе с пожарами;
- обеспечения выполнения мероприятий гражданской обороны на объектах Общества (как в военное, так и в мирное время);
- участия в ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, а также ликвидации последствий, вызванных террористическими актами.

6. Состав и структуру НАСФ утверждает исполнительный директор Общества, в соответствии с требованиями законодательства и настоящим Положением, исходя из возложенных на них задач по гражданской обороне и защите от чрезвычайных ситуаций.

7. Деятельность НАСФ осуществляется по Плану гражданской обороны (План ГО), Плану по предупреждению и ликвидации разливов нефтепродуктов (ПЛАРН), Плану мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте (ПМЛО), Плану действий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций (План ЧС).

8. Руководитель НАСФ организует подготовку формирования; осуществляют общее руководство деятельностью формирования.

9. Для НАСФ разрабатывается и утверждается в установленном порядке табель оснащения формирования специальной техникой и имуществом.

## Продолжение приложения 1

10. Руководитель НАСФ обязан поддерживать формирование в состоянии постоянной готовности к выполнению аварийно-спасательных и других неотложных работ.

11. Численность НАСФ утверждается приказом по Обществу,

12. Основаниями для ликвидации НАСФ, являются прекращение функционирования организации.

13. Решение о ликвидации НАСФ принимает исполнительный директор Общества

### **5 Обеспечение НАСФ техникой и имуществом**

НАСФ оснащаются автомобильной, инженерной (специальной) и другой техникой, предназначенной для проведения АСНДР при авариях и ЧС. Обеспечение НАСФ техникой и имуществом, согласно предусмотренным штатным перечням, осуществляется за счет техники и имущества, имеющегося в Обществе.

Основными видами специального имущества, закупаемого и хранящегося в Обществе, являются средства индивидуальной защиты, спецобработки, медицинской защиты, пожаротушения, инженерные, связи и оповещения, а также имущество структурных подразделений Общества необходимое для проведения АСНДР, тренажеры и специальные учебно-методические пособия.

Финансирование создания и деятельности НАСФ осуществляется из финансовых средств Общества.

### **6 Подготовка и обучение НАСФ**

Подготовка и обучение НАСФ для решения задач гражданской обороны и защиты от чрезвычайных ситуаций осуществляются в соответствии с действующим законодательством, организационно- методическими указаниями МЧС России по подготовке органов управления, сил гражданской обороны и единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, обучению населения Российской Федерации в области гражданской обороны и защиты от чрезвычайных ситуаций, а также нормативно-правовыми актами Ростехнадзора и других органов, отвечающих за создание, подготовку и обеспечение аварийно-спасательных формирований.

Примерные программы обучения НАСФ утверждены законодательными актами МЧС России, на их основе в Обществе разрабатываются и утверждаются свои программы обучения и подготовки членов НАСФ,

Подготовка НАСФ включает:

## Продолжение приложения 1

- обучение руководителей НАСФ в учебно-методических центрах по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям;
- обучение личного состава на объекте в соответствии с Программой обучения личного состава НАСФ Общества;
- участие НАСФ в учениях, конкурсах и тренировках по гражданской обороне и защите от чрезвычайных ситуаций, по отработке ПЛАРН, ПМЛА;
- обучение по программам подготовки спасателей в учебных центрах и иных образовательных учреждениях в соответствии с Основными положениями аттестации аварийно-спасательных служб, аварийно-спасательных формирований и спасателей, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 22.11.99 № 1479;

Обучение личного состава нештатных аварийно-спасательных формирований на объекте включает базовую и специальную подготовку. Обучение планируется и проводится по программе подготовки нештатных аварийно-спасательных формирований в рабочее время. Темы базовой подготовки отрабатываются в полном объеме как формированиями общего назначения, так и формированиями специального назначения. Замена тем базовой подготовки, уменьшение общего количества часов для их отработки не допускается. Темы специальной подготовки отрабатываются с учетом предназначения НАСФ

При обучении членов НАСФ используются современные обучающие программы, видеофильмы, плакаты, другие наглядные пособия

Практические и тактико-специальные занятия организуют и проводят руководители НАСФ.

Личный состав нештатных аварийно-спасательных формирований должен: знать:

- характерные особенности опасностей, возникающих при ведении военных действий или вследствие этих действий, и способы защиты от них;
- особенности чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, угроз терроризма и способы защиты от них;
- поражающие свойства отравляющих (ОВ), аварийно химически опасных веществ (АХОВ), применяемых на объекте, порядок и способы защиты при их утечке (выбросе);
- предназначение своего формирования и свои функциональные обязанности;
- производственные и технологические Общества, характер возможных аварийно-спасательных и других неотложных работ, вытекающих из содержания паспорта безопасности объекта;

Положение о нештатном аварийно-спасательном формировании ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П»

## Продолжение приложения 1

- порядок действий по сигналам оповещения;
- порядок оповещения, сбора и приведения формирования в готовность;
- место сбора формирования, пути и порядок выдвижения к месту возможного проведения аварийно-спасательных работ;
- назначение, технические данные, порядок применения и возможности техники, механизмов и приборов, а также средств защиты, состоящих на оснащении формирования;
- уметь: выполнять функциональные обязанности при проведении аварийно-спасательных работ (газоопасных работ); поддерживать в исправном состоянии и грамотно применять штатную технику, механизмы, приборы и другое табельное имущество, а также средства индивидуальной защиты; оказывать первую медицинскую помощь раненым и пораженным, а также эвакуировать их в безопасные места; работать на штатных средствах связи;
- проводить санитарную обработку и обеззараживание техники, сооружений, территории, одежды и средств индивидуальной защиты;
- незамедлительно реагировать на возникновение аварийной ситуации на объектах Общества, принимать меры по ее локализации и ликвидации;
- выполнять другие аварийно-спасательные работы, обусловленные спецификой объектов Общества.

Готовность НАСФ проверяется на занятиях, контрольных проверках и учениях.

Проверяются:

- реальность расчетов по созданию формированию;
- готовность формирования и его способность решать задачи по предназначению;
- соответствие организационной структуры формирования характеру и объему выполняемых задач;
- обеспеченность формирования средствами индивидуальной защиты, техникой, имуществом и спецодеждой, а также порядок хранения материально-технических средств и их готовность к использованию;
- время сбора формирования, их выхода в район сосредоточения и к объектам проведения работ.

Аттестацию НАСФ и их личного состава осуществляет постоянно действующая аттестационная комиссия (ОАК ЛУКОЙЛ 16/3-5) в соответствии с корпоративными требованиями и методическими рекомендациями по проведению аттестации аварийно-спасательных формирований и спасателей.

## Продолжение приложения 1

НАСФ (после аттестации) выдается свидетельства установленного образца на проведение определенных видов аварийно-спасательных работ, а аттестованным членам формирований — удостоверение спасателя, книжка спасателя и жетон спасателя установленных образцов.

### 7 Страхование и социальные гарантии личного состава НАСФ

Страховые и социальные гарантии личного состава НАСФ предусмотрены как специальным законодательством, так и общими положениями гражданского и трудового права.

В соответствии с п. 5 ст. 31 ФЗ от 22.08.1995 № 151-ФЗ «Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей» страхование производится в случае привлечения в составе штатных или общественных аварийно-спасательных формирований к проведению работ по ликвидации чрезвычайных ситуаций на сумму не менее 20 000 рублей.

Все работники Общества 24 часа в сутки застрахованы от несчастных случаев:

- на 600 тыс. рублей при временной утрате трудоспособности в результате несчастного случая;
- на 1 млн. рублей при инвалидности, наступившей в результате несчастного случая, или смерти в результате несчастного случая.

Работникам, имеющим статус спасателя и входящим в состав НАСФ устанавливается доплата за увеличение объема работ. Размер доплаты устанавливается по соглашению сторон трудового договора с учетом содержания и (или) объема дополнительной работы.

Работникам, входящим в состав НАСФ, на основании коллективного договора предоставляется один календарный день дополнительного оплачиваемого отпуска

### 8 Действия НАСФ

Функционирование НАСФ осуществляется в трех режимах:

**в режиме повседневной деятельности**, когда на объекте и прилегающей территории обеспечивается нормальная производственно - промышленная, радиационная, химическая, биологическая и гидрометеорологическая обстановка, при отсутствии эпидемий.

При этом режиме:

## Продолжение приложения 1

- осуществляется дежурство с целью своевременного реагирования на чрезвычайные ситуации;
- поддерживается постоянная готовность к проведению аварийно-спасательных работ;
- совершенствуется уровень профессиональной подготовки;
- разрабатываются и утверждаются в установленном порядке нормативные правовые, методические и оперативные документы, предназначенные для функциональных задач;
- отрабатываются практические навыки при проведении объектовых учений и тренировок, в том числе максимально приближенных к возможным чрезвычайным ситуациям;
- обеспечивается постоянная готовность и сохранность специальной техники, оборудования, приборов и инструмента, предусмотренных нормами оснащения.

**В режиме повышенной готовности** – при ухудшении производственно – промышленной, радиационной, химической, биологической и гидрометеорологической обстановки, как на территории объекта, так и на территории ближайших городов, при получении прогноза о возможности возникновения ЧС

При этом режиме:

- поддерживается связь с объектовой КЧС и ОПБ, организуется обмен информацией об обстановке с силами и средствами, которые могут быть привлечены к АСДНР, а также со службой безопасности (охраны) объекта;
- проводятся мероприятия, направленные на приведение в готовность имеющихся сил и средств;
- определяются маршруты, способы выдвижения к возможной зоне чрезвычайной ситуации, возможные виды работ, необходимое обеспечение проведения аварийно-спасательных работ;
- организуется разведка (если позволяет обстановка) района, откуда исходит угроза ЧС.

**В режиме чрезвычайной ситуации** – при возникновении и во время ликвидации чрезвычайной ситуации

При этом:

- проводится оповещение о чрезвычайной ситуации;
- организуется прибытие в зону (район) чрезвычайной ситуации;

## Продолжение приложения 1

- принимаются первоочередные меры для проведения аварийно-спасательных работ (оценивается обстановка, принимается решение, уточняются задачи на проведение работ, организуется взаимодействие с силами и средствами, участвующими в АСДНР);
- при наличии пострадавших организуется эвакуация их в безопасную зону, оказание первой медицинской помощи и отправка их в лечебные учреждения города;
- проводится контроль радиационной, химической обстановки в зоне чрезвычайной ситуации, при обнаружении уровней ПДК организуется оповещение об опасности и применении средств индивидуальной защиты, участвующих в АСДНР;
- поддерживается постоянная связь с председателем объектовой КЧС и ОПБ (руководителем ликвидации чрезвычайной ситуации);
- выполняются АСДНР;
- обеспечивается постоянный контроль обстановки, складывающейся при проведении работ.

### **9 Организация и ведение аварийно-спасательных и других неотложных работ с участием НАСФ**

Проведение аварийно-спасательных и других неотложных работ (АСДНР) является одной из основных задач сил ГО и РСЧС, включая НАСФ и профессиональные спасательные службы. Все участники АСДНР должны четко представлять общую задачу проводимых работ и свою роль при их выполнении. Участие НАСФ в выполнении и обеспечении АСДНР осуществляется в соответствии с Планом ЧС, Планом ГО, ПЛАРН, ПМЛИА, а также по решению должностных лиц Общества, ответственных за организацию и проведение АСДНР и ликвидацию ЧС на объекте.

Содержание аварийно-спасательных работ:

- газоспасательные работы;
- локализация и ликвидация аварий;
- работы по локализации разливов нефтепродуктов на прилегающей акватории;
- ведение разведки маршрутов выдвижения формирований и участков (объектов) работ;
- тушение пожаров на участках (объектах) работ и путях выдвижения к ним имеющимся первичными средствами пожаротушения;
- розыск пораженных, извлечение их из поврежденных и горящих зданий, завалов, загазованных, затопленных и задымленных помещений;

## Продолжение приложения 1

- оказание первой помощи пораженным и эвакуация их в лечебные учреждения;
- вывод (вывоз) населения из опасных мест в безопасные районы;
- укрепление или обрушивание конструкций зданий и сооружений, угрожающих обвалом и препятствующих безопасному проведению аварийно-спасательных работ;
- ремонт и восстановление разрушенных линий связи и коммунально-энергетических сетей.

Объем и условия проведения АСДНР определяются в зависимости от масштабов ЧС. В первоочередном порядке проводятся работы по устройству проездов и проходов поврежденным и разрушенным зданиям и сооружениям, где могут находиться пострадавшие, местам аварий, которые препятствуют или затрудняют проведение АСДНР.

НАСФ осуществляет выдвижение к участку (объекту) работ, как правило, одной группой (звеном). Одновременно с постановкой задачи на выдвижение ставится задача командиром формирования на проведение АСДНР в зоне аварии. На рубеже ввода на участок работ командир формирования на основе дополнительных данных органов управления ГОЧС (КЧС и ОПБ) Общества, а также данных звена разведки об обстановке в зоне бедствия может уточнить задачи подразделениям. В ходе выполнения АСДНР разведывательное звено постоянно обеспечивает командира данными: о загазованности территории, характере разрушений зданий, пожарах, путях подъезда к участкам работ, местах скопления пораженных, состоянии и условиях спасения находящихся в них людей, а также характере повреждений на технологических и энергетических сетях.

При организации технического обеспечения определяются порядок снабжения запасными частями и ремонтными материалами, размещение и порядок использования ремонтных мастерских, места развертывания сборных пунктов поврежденных машин и порядок эвакуации на них поврежденной техники. В необходимых случаях производится подготовка машин к действиям в сложных условиях местности.

Разработал:  
Начальник ОПБ, ОТ и ОС

Согласовано:  
Первый заместитель исполнительного  
директора-главный инженер

Заместитель исполнительного директора по производству



М.А. Трофимова

Копия верна:   
Инженер Дараган С.Б.

А.С. Ницин

С.В. Киселёв

Положение о нештатном аварийно-спасательном формировании ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П»

**ОБЪЕКТОВАЯ КОМИССИЯ МИНЭНЕРГО РОССИИ**  
(наименование аттестационной комиссии)  
**ПО АТТЕСТАЦИИ АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНЫХ**  
**ФОРМИРОВАНИЙ И СПАСАТЕЛЕЙ ПАО «ЛУКОЙЛ»**

**СВИДЕТЕЛЬСТВО**  
**ОБ АТТЕСТАЦИИ НА ПРАВО ВЕДЕНИЯ**  
**АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНЫХ РАБОТ**

№ **00183**

« **9** » **апреля 2019** г.

Регистрационный № **16/3-5-45**

Наименование аварийно-спасательной службы, аварийно-спасательного формирования: **Аварийно-спасательное формирование**

**ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П»**

Тип аварийно-спасательной службы, аварийно-спасательного формирования: **нештатное**

Виды аварийно-спасательных работ: **газоспасательные работы; работы по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе РФ, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне РФ**

Учредитель аварийно-спасательной службы, аварийно-спасательного формирования: **ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П»**

Адрес: **ул. Пихтовая, д. 1, г. Высоцк, Выборгский р-н,**

(улица, № дома, населенный пункт (город, поселок и т.п.), район,

**Ленинградская обл., Российская Федерация, 188909**

республика (край, область, автономный округ), страна, почтовый индекс)

Основание: **протокол ОАК ЛУКОЙЛ № 16/3-5 от 09.04.2019 № 1**

Действительно до: **9 апреля 2022 г.**

Председатель аттестационной комиссии:

**Р.У. Маганов**

Секретарь аттестационной комиссии:

**И.В. Корнеева**



Копия верна:   
Инженер Дараган С.Б.

ОТРАСЛЕВАЯ КОМИССИЯ МИНЭНЕРГО РОССИИ ПО АТТЕСТАЦИИ  
АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНЫХ СЛУЖБ (ФОРМИРОВАНИЙ) И СПАСАТЕЛЕЙ  
ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА  
(ОАК ТЭК 16/2-1)

**СВИДЕТЕЛЬСТВО**  
**ОБ АТТЕСТАЦИИ НА ПРАВО ВЕДЕНИЯ**  
**АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНЫХ РАБОТ**

Серия 16/2-1 № 12458

« 04 » сентября 2018 г.

Регистрационный № 16/2-1-276

Наименование аварийно-спасательной службы, аварийно-спасательного  
формирования: Профессиональное аварийно-спасательное формирование

ООО «Экошельф - Балтика»

Статус аварийно-спасательной службы, аварийно-спасательного  
формирования: профессиональное

Виды аварийно-спасательных работ: поисково-спасательные работы;  
работы по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном  
шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах,  
в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации

Учредители аварийно-спасательной службы, аварийно-спасательного  
формирования: ООО «Экошельф - Балтика»

Адрес: 199106, Россия, г. Санкт-Петербург,

площадь Морской Славы, д.1, офис 6121\*

Основание: протокол заседания аттестационной комиссии

№ 05 – 61 пр от 04.09.2018

Действительно до: 04.09.2021

Председатель аттестационной комиссии:

В.В. Антошин

Секретарь аттестационной комиссии:

Е.А. Полякова



Копия верна:

Инженер Дараган С.Б.

**ПРОТОКОЛ**

заседания отраслевой комиссии Минэнерго России по аттестации аварийно-спасательных служб (формирований) и спасателей топливно-энергетического комплекса (ОАК ТЭК № 16/2-1)

04.09.2018

№ 05 - 61пр

Москва

**3.4. Периодическая аттестация профессионального аварийно-спасательного формирования ООО «Экошельф – Балтика»**

Аттестовать профессиональное аварийно-спасательное формирование ООО «Экошельф – Балтика» на право ведения поисково-спасательных работ и работ по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации.



Е.А. Полякова

Санкт-Петербург, Российская Федерация.

Восьмого апреля две тысячи двадцатого года.

Я, Шашков Сергей Петрович, нотариус нотариального округа Санкт-Петербурга, свидетельствую верность копии с представленного мне документа.

Зарегистрировано в реестре: № 78/281-н/78-2020-2-385.

Взыскано государственной пошлины (по тарифу): 10 руб.

Уплачено за оказание услуг правового и технического характера: 40 руб.



С. П. Шашков

Копия верна:   
Инженер Дараган С.Б.



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ

# ЛИЦЕНЗИЯ

Серия   №

«07» февраля 2012г.

На осуществление деятельности по сбору, использованию, обезвреживанию и размещению отходов I - IV класса опасности  
(лицензируемый вид деятельности)

Виды работ (услуг), выполняемых (оказываемых) в составе лицензируемого вида деятельности, в соответствии с частью 2 статьи 12 Федерального закона «О лицензировании отдельных видов деятельности»:

**Сбор и обезвреживание отходов III-IV класса опасности**

Настоящая лицензия представлена

**Открытое акционерное общество  
«Распределительный Перевалочный Комплекс - Высоцк  
«ЛУКОЙЛ-П»**

(полное наименование юридического лица)

**ОАО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П»**

(сокращенное наименование юридического лица)

(фирменное наименование юридического лица)

Основной государственный регистрационный номер юридического лица (ОГРН)

**1044700875130**

Идентификационный номер налогоплательщика

**4704056173**

Место нахождения:

**188909, Ленинградская область, Выборгский р-н, г. Высоцк,  
ул. Пихтовая, д. 1**

(адрес места нахождения юридического лица)

Места осуществления лицензируемого вида деятельности:

[188909, Ленинградская область, Выборгский р-н, г. Высоцк, ул. Пихтовая, д. 1]

Настоящая лицензия представлена на срок: **бессрочно**

Настоящая лицензия представлена на основании решения  
лицензирующего органа-приказа от «07» февраля 2012 г. № 36

Настоящая лицензия имеет приложение, являющееся неотъемлемой частью  
на 1 листе

Начальник Департамента  
Росприроднадзора  
по Северо – Западному  
федеральному округу  
(должность уполномоченного лица)



**О.Н. Жигилей**  
(И.О. Фамилия уполномоченного лица)

Копия верна:   
Инженер Дараган С.Б

## Продолжение приложения 3

Приложение к лицензии  
Серия 78 № 00021  
Федеральной службы по  
надзору в сфере природопользования  
(без лицензии недействительно)

Перечень отходов, с которыми разрешается осуществлять деятельность в соответствии с конкретными видами обращения с отходами I-IV класса опасности, из числа включенных в название лицензируемого вида деятельности

Наименование вида отхода	Код отхода по федеральному классификационному каталогу отходов	Класс опасности для окружающей среды	Виды работ, выполняемые в составе лицензируемого вида деятельности	Адреса мест осуществления деятельности
<b>Отходы, внесенные в ФККО</b>				
Масла моторные отработанные	541 002 01 02 03 3	III	Сбор, Обезвреживание	188909, Ленинградская область, Выборгский р-н, г. Высоцк, ул. Пихтовая, д.1
Масла промышленные отработанные	541 002 05 02 03 3	III	Сбор, Обезвреживание	
Масла компрессорные отработанные	541 002 11 02 03 3	III	Сбор, Обезвреживание	
Обтирочный материал, загрязненный маслами (содержание масел менее 15 %)	549 027 01 01 03 4	IV	Сбор, Обезвреживание	
Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный)	912 004 00 01 00 4	IV	Сбор, Обезвреживание	
<b>Отходы, не внесенные в ФККО</b>				
Пищевые отходы и мусор с судов		IV	Сбор, Обезвреживание	188909, Ленинградская область, Выборгский р-н, г. Высоцк, ул. Пихтовая, д.1
Шприцы одноразовые после дезинфекции		IV	Сбор, Обезвреживание	
Льяльные воды, подсланевые, образованные от эксплуатации водного транспорта с содержанием нефтепродуктов менее 10%		IV	Сбор, Обезвреживание	

Начальник Департамента  
Росприроднадзора  
по Северо-Западному  
федеральному округу  
(должность уполномоченного лица)



(подпись)

О.Н. Жигилей  
(Ф.И.О. уполномоченного лица)

Копия верна:   
Инженер Дараган С.Б.

## Приложение 4

ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П»

ООО «ЛУКОЙЛ-Транс»

### П Р И К А З

№ 207-А/539 « 21 » октября 20 20 г.

#### Об организации оповещения

В соответствии с требованиями СТО ЛУКОЙЛ 1.6.13–2019 «Учет и анализ несчастных случаев, профессиональных заболеваний и микротравм на производстве», СТО ЛУКОЙЛ 1.6.14–2019 «Требования к порядку регистрации, оповещения и расследования причин техногенных событий», а также в целях организации оповещения при возникновении чрезвычайных ситуаций и несчастных случаев

#### ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Утвердить и ввести в действие «Схему оповещения (передачи информации) при аварии (пожаре), инциденте произошедших на производстве и на действующих объектах ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П» (Приложение №1 к настоящему приказу).

2. Утвердить и ввести в действие «Схему оповещения (передачи информации) о несчастных случаях, произошедших на производстве и на действующих объектах ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П»» (Приложение №2 к настоящему приказу).

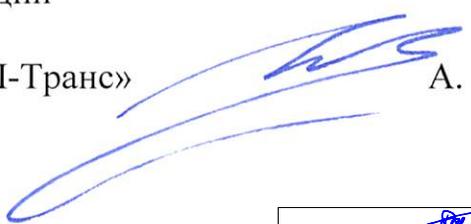
3. Руководителям структурных подразделений ознакомить подчиненный персонал с настоящим приказом под подпись, кураторам договоров довести Приложения № 1 и № 2 до сведения подрядных (сервисных) организаций.

4. Признать утратившим силу приказ по Обществу от 08.07.2020 № 127-А, с момента издания настоящего приказа.

5. На время отсутствия лиц, ответственных согласно настоящему приказу (болезнь, отпуск, командировка и другие случаи длительного отсутствия), их обязанности возлагать на лиц, замещающих их в соответствии с приказами по Обществу.

6. Контроль исполнения настоящего приказа возложить на главного инженера ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П» - А.С. Ницина.

Представитель Управляющей организации  
в ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П»,  
Генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-Транс»

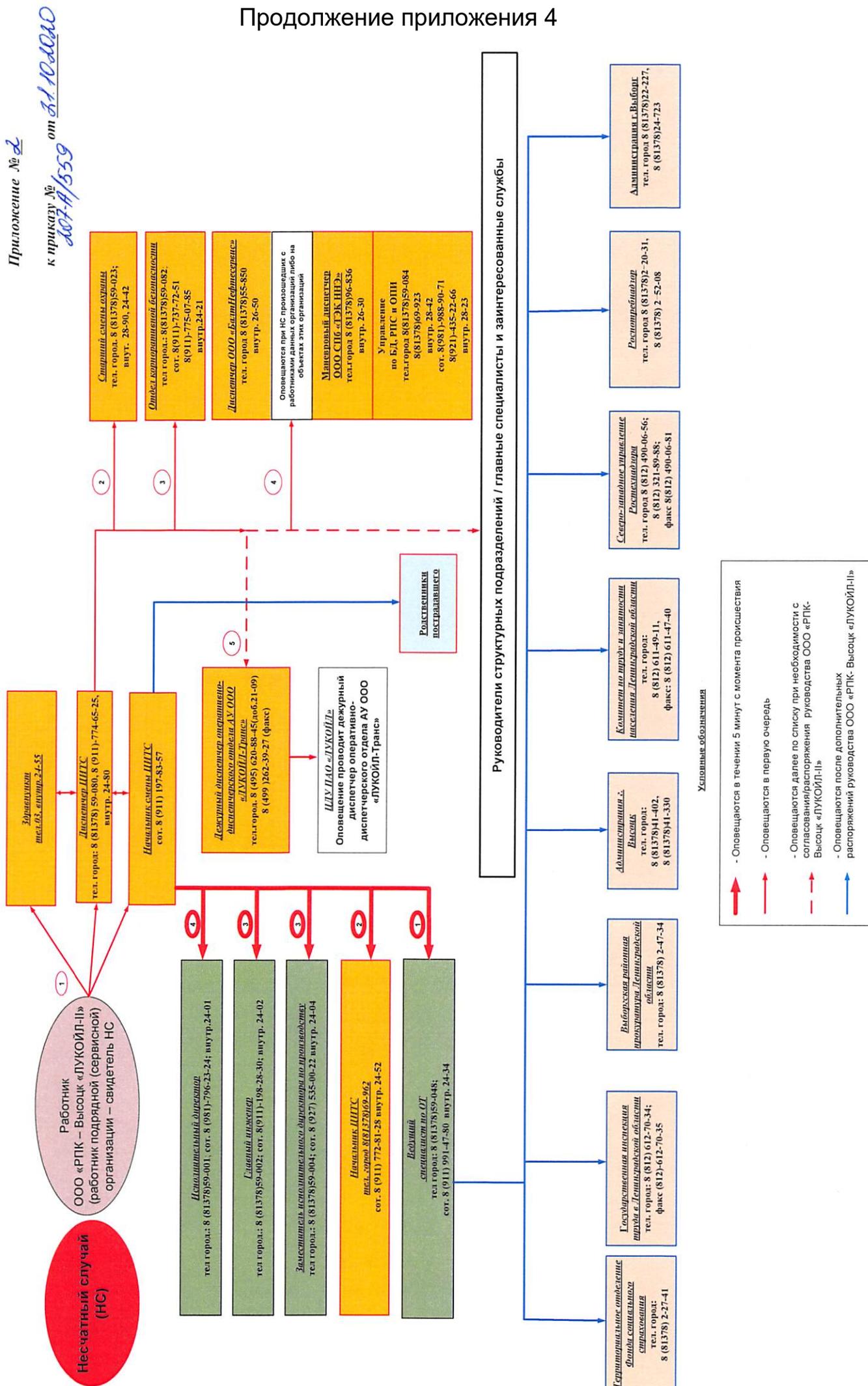
  
А. В. Махнев

С. В. Пяткова  
(81378) 55889

Копия верна:   
Инженер Дараган С.Б.



Схема оповещения (передачи информации) о несчастных случаях произошедших на производстве и на действующих объектах ООО «РПК - Высок» «ЛУКОЙЛ-П»



Внесено: Начальник отдела \_Отдел промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды\_ Быкадоров А.Б. 16.10.2020

К проекту документа: Приказ Об организации оповещения

ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П»

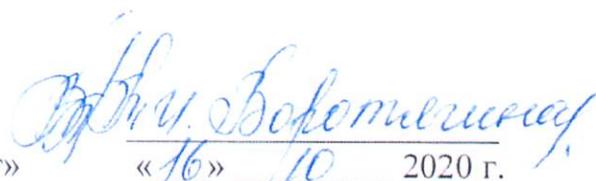
Должность лица, рассматривающего проект	Ф.И.О. лица, рассматривающего проект	Дата и время получения проекта	Дата и время визирования	Замечания	Решение лица, визирующего проект
<i>Главный инженер ООО "ЛУКОЙЛ-Транс"</i>	<i>Абдуллин А.З.</i>	19.10.2020 11:46:40	20.10.2020 10:31:54	Отсутствуют	Согласен
<i>Начальник Отдела внутреннего контроля</i>	<i>Березнов Ю.И.</i>	19.10.2020 11:46:40	19.10.2020 12:10:43	Отсутствуют	Согласен
<i>Исполнительный директор ООО "РПК - Высоцк "ЛУКОЙЛ П"</i>	<i>Князев А.В.</i>	19.10.2020 11:46:40	19.10.2020 16:51:28	Отсутствуют	Согласен
<i>Начальник Административно-хозяйственного отдела</i>	<i>Шарипова Ю.В.</i>	16.10.2020 14:23:41  16.10.2020 16:49:35	16.10.2020 16:00:14  19.10.2020 11:43:47	<i>учтено</i> С замечаниями  Изложить текст шрифтом 14 размера	Согласен с комментариями

Пяткова С.В.  
 (0881378) 2889  
 16.10.2020

## Продолжение приложения 4

СОГЛАСОВАНО:

Договорно-правовой отдел  
Департамента правового обеспечения  
ООО «ЛУКОЙЛ-Северо-Западнефтепродукт»

  
«16» 10 2020 г.

Копия верна:   
Инженер Дараган С.Б

Об организации оповещения  
ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ- II»

Утверждаю:

Исполнительный директор  
ООО «РПК Высоцк «ЛУКОЙЛ-П»

\_\_\_\_\_ А.В. Князев  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

**ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ИНСТРУКЦИЯ**  
ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ОПЕРАЦИЯМ ПРИ ПОГРУЗКЕ/ВЫГРУЗКЕ  
НЕФТЕПРОДУКТОВ В ТАНКЕРЫ НА ПРИЧАЛАХ №1,2,3.

№ \_\_\_\_\_

ОГЛАВЛЕНИЕ:

1.	НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....	3
2.	ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ.....	3
3.	ОБОРУДОВАНИЕ МОРСКОЙ ЧАСТИ И ЕГО ФУНКЦИОНАЛЬНОЕ НАЗНАЧЕНИЕ.....	5
4.	ИЗМЕРЕНИЕ И УЧЕТ НЕФТЕПРОДУКТА ПРИ ПОГРУЗКЕ/РАЗГРУЗКЕ ТАНКЕРА.....	7
5.	ЗАЩИТА СТЕНДЕРА ОТ ГИДРОУДАРА.....	9
6.	СБОР ПАРОВ ПРИ НАЛИВЕ ТАНКЕРА.....	11
7.	КРАТКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	15
8.	НАЛИВ/СЛИВ НЕФТЕПРОДУКТОВ.....	23
9.	КОРАБЕЛЬНЫЙ СТЕНДЕР.....	49
10.	РАБОТА В ЗИМНИЙ ПЕРИОД.....	67
11.	НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА.....	70
12.	ВОЗМОЖНЫЕ НЕИСПРАВНОСТИ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, СПОСОБЫ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И УСТРАНЕНИЯ.....	73
13.	АВАРИЙНЫЙ ОСТАНОВ ПОГРУЗКИ НЕФТЕПРОДУКТА В ТАНКЕР...	76
14.	ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	78
15.	СИСТЕМЫ ПОЖАРОТУШЕНИЯ.....	80
16.	ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА.....	83

## 1. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.

Настоящая Инструкция разработана с использованием федеральных норм и правил на основании документов:

- Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утв. Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 марта 2012 г. № 96;
- «Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 7 ноября 2016 года № 461;
- «Правила технической эксплуатации нефтебаз», приказ Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. № 232;

Настоящая инструкция предназначена для персонала ООО "РПК-Высоцк "ЛУКОЙЛ-П", связанного с процессом погрузки/выгрузки нефтепродуктов в танкеры и устанавливает требования к эксплуатации и техническому обслуживанию трубопроводов и оборудования на причалах №1,2,3 (тит.77/1,2, тит.78).

К эксплуатации технологических причалов допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие в установленном порядке обучение и инструктаж, не имеющие медицинских противопоказаний при работе на опасных производственных объектах, а также прошедшие аттестацию и проверку знаний в области ПБ, ОТ и ОС

Данная инструкция не заменяет требований в области промышленной и пожарной безопасности, охраны труда и окружающей среды, а также требований к выполнению отдельных видов работ, которые персонал обязан знать и соблюдать при исполнении своих профессиональных обязанностей.

Соблюдение требований настоящей Инструкции обеспечивает безопасную и бесперебойную работу технологических причалов №1÷3, снижение потерь и сохранение качества нефтепродуктов, экологическую безопасность.

## 2. ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ.

### 2.1. Термины и определения.

---

## Продолжение приложения 5

В настоящей технической инструкции применены следующие термины с соответствующими определениями:

**Трубопровод** – это сооружения из труб, которые включают в себя: трубы, различные виды деталей, необходимые для сборки трубопровода в единое целое, регулирующие и запорные клапаны, вентили, краны, задвижки и т.п. Трубопроводы предназначены для — перемещения по ним газообразных и жидких веществ;

**Трубопровод технологический** – трубопровод в пределах промышленных предприятий, по которым транспортируется сырье, полуфабрикаты и готовые продукты, пар, вода, топливо, реагенты и другие вещества, обеспечивающие ведение технологического процесса и эксплуатацию оборудования, а также межзаводские трубопроводы, находящиеся на балансе предприятия.

**Условный проход** – номинальный внутренний диаметр присоединяемого трубопровода (мм);

**Разрешенное давление** – максимально допустимое давление элемента трубопровода, установленное по результатам освидетельствования или экспертизы промышленной безопасности (Мпа);

**Трубопроводная арматура** – устройства, устанавливаемые на трубопроводах и обеспечивающие управление (отключение, распределение, регулирование, смешивание и др.) потоками рабочих сред путем изменения проходного сечения.

**Гидравлическая станция** - узел управления гидравликой с гидронасосом и ходовыми клапанами;

**Корабельный стендер** – это шарнирно-сочленённое устройство для налива/слива морских и речных танкеров.

**Причал** — это комплекс сооружений, оборудования и устройств, технологически связанных между собой и обеспечивающих обработку судна.

**Кордон или линия кордона** - это линия пересечения верхней горизонтальной плоскости причального сооружения и его лицевой (морской) грани.

### 2.2. Список сокращений.

---

«ЦИТС» - центральная инженерно-технологическая служба

«ПЛА» - план локализации аварий

«ПМЛА» - план мероприятий локализации и ликвидации аварийных ситуаций

«СИЗ» - средства индивидуальной защиты

«НП» - нефтепродукт

---

## Продолжение приложения 5

«ТНП» - темный нефтепродукт

«СНП» - светлый нефтепродукт

«М-100» - мазут марки 100

«ДТ» - дизельное топливо

«БП» - бензин прямогонный

«АВТ» - топливо нефтяное (атмосферно-вакуумная трубчатка)

«ТСЭ» - топливо судовое экологическое

«АИ-92» - бензин автомобильный

«КДС» - клапан дыхательный совмещенный

«КР» - капитальный ремонт

«ТО» - техническое обслуживание

«ЕО» - ежедневный осмотр

«ПАЗ» - противоаварийная автоматическая защита

«НКПВ» - нижний концентрационный предел взрываемости

«КИПиА» - контрольно-измерительные приборы и автоматика

«СИКН» - системы измерения количества нефтепродуктов.

«РЗА» - ручная запорная арматура.

### **3.ОБОРУДОВАНИЕ МОРСКОЙ ЧАСТИ И ЕГО ФУНКЦИОНАЛЬНОЕ НАЗНАЧЕНИЕ.**

На морской части ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П» расположены три технологических причала, предназначенные для погрузки/выгрузки нефтепродуктов в танкеры для последующей транспортировки потребителю.

Погрузка и выгрузка нефтепродуктов производится при помощи корабельных стендеров, стационарно установленных на технологических причалах №1,2,3. Причалы №1,2 предназначены для погрузки/выгрузки темных и светлых нефтепродуктов. Причал №3, расположенный на острове Детинец, предназначен для погрузки/выгрузки мазута из танкеров типа «река-море» и погрузки судового топлива (ТСЭ) в танкеры-бункеровщики.

#### **3.1. Причалы №1, 2 - технические характеристики.**

Технологические причалы №1,2 - сооружение на морской части, представляющее собой пирс установленный на сваях. На пирсе симметрично расположены причалы №1 и №2 (тит.77/1,2).

## Продолжение приложения 5

Габариты причала:

- длина – 344,5 м;
- ширина – 32,4 м;
- глубина у кордона – 14,5 м.

Причалы №1,2 оборудованы отбойными и швартовыми устройствами, не укомплектованы береговыми трапами для подачи на судно.

Для проведения мониторинга и регистрации параметров движения судна при швартовке, причалы №1 и №2 оборудованы лазерной системой швартовки. Система используется при работе с судами DWT 50 тыс. т. и более.

Каждый причал оборудован четырьмя корабельными стендерами фирмы «EMCO WHEATON» с гидравлическим управлением и системой аварийной расстыковки. Тип представительного фланца стендера – 16” ANSI 150 lbs Camlock.

Стендеры №1,2,6,7 - предназначены для погрузки/выгрузки вязких ТНП, требующих предварительного нагрева. На трубопроводах предусмотрена система эл/обогрева и теплоизоляция.

Стендеры №3,4,8,9 - предназначены для погрузки/выгрузки СНП, не требующих предварительного нагрева. На трубопроводах не предусмотрена система эл/обогрева.

Максимальная производительность погрузки НП в танкер регламентируется:

- Диаметром представительного манифольда на танкере;
- Техническими возможностями судна, определяемыми и согласуемыми с капитаном судна;
- Техническими или другими условиями Терминала.

Регламентированные максимальные показатели расхода нефтепродукта при погрузке/выгрузке для технологических потоков:

- Мазут – до 2900 м<sup>3</sup>/ч на один стендер;
- Топливо нефтяное АВТ – до 2900 м<sup>3</sup>/ч на один стендер;
- Дизельное топливо – до 2900 м<sup>3</sup>/ч на один стендер;
- АИ-92 – до 2900 м<sup>3</sup>/ч на один стендер;
- Нафта – до 2900 м<sup>3</sup>/ч на стендер;
- Топливо судовое экологическое – до 1200 м<sup>3</sup>/ч на стендер;
- Выгрузка ТНП от причалов №1, 2 – по мощности насосов на судне;

## Продолжение приложения 5

- Выгрузка СНП от причалов №1, 2 – по мощности насосов на судне.

### ПРИМЕЧАНИЕ:

- ❖ Рабочее давление в трубопроводе при погрузке нефтепродукта в танкер – не более 8,0 кг/см<sup>2</sup>;
- ❖ Диапазон рабочих температур при погрузке/выгрузке вязких нефтепродуктов требующих подогрева - не более +65<sup>0</sup>С.
- ❖ Для выгрузки нефтепродуктов из танкеров типа река/море, как правило, требуется переходной адаптер 10"/16" от манифольда судна к представительному фланцу морского стендера на причале.

### **3.2. Причал №3 - технические характеристики.**

---

Габариты причала:

- длина – 83 м;
- ширина – 30 м;
- глубина у кордона – 7,0 м.

Причал оборудован отбойными устройствами, не укомплектован береговыми трапами для подачи на судно. На причале установлены два корабельных стендера «EMCO WHEATON» с гидравлическим управлением и системой аварийной расстыковки. Тип представительного фланца стендера – 10” ANSI 150 lbs Camlock.

Регламентированные максимальные показатели расхода нефтепродукта при погрузке/выгрузке для каждого технологического потока:

- Выгрузка Мазута – по мощности насосов установленных на судне (не более 1200 м<sup>3</sup>/ч).
- Погрузка Мазута – до 1200 м<sup>3</sup>/ч на стендер;
- Топливо судовое экологическое – до 1200 м<sup>3</sup>/ч на стендер;

### ПРИМЕЧАНИЕ:

- ❖ Рабочее давление в трубопроводе при погрузке нефтепродукта в танкер – не более 8,0 кг/см<sup>2</sup>;
- ❖ Диапазон рабочих температур при погрузке/выгрузке вязких нефтепродуктов требующих подогрева - не более +65<sup>0</sup>С.

## **4. ИЗМЕРЕНИЕ И УЧЕТ НЕФТЕПРОДУКТА ПРИ ПОГРУЗКЕ/РАЗГРУЗКЕ ТАНКЕРА.**

Для измерения и учета нефтепродуктов, при погрузке/выгрузке нефтеналивных судов, предусмотрены независимые системы измерения количества нефтепродуктов (СИКН) - тит.57/1,2.

## Продолжение приложения 5

СИКН находятся между морскими насосными (тит.4/1, 4/2, 4/3, 4/4) и технологическими причалами №1,2,3. Выполняют функцию учета во время погрузки и разгрузки судов. Допускаемая погрешность СИКН не превышает +/- 0,25% по массе брутто и учетно-расчетным операциям.

Автоматизированная система измерения количества и учета нефтепродуктов основана на массово-динамическом способе. В автоматическом режиме управления компьютерная система принимает и выполняет все функции, необходимые для эксплуатации измерительных платформ с отражением в печатной форме бланков, актов приема/сдачи партии, валовых отчетов, часовых актов, отчетов по сличениям и аварийных сигналов. Эти данные формируются для передачи на принтеры и управляющие системы верхнего уровня.

Измерительные системы включают в себя Модули учета нефтепродуктов (измерительные платформы М 110÷140, М 210÷240, М 310, М 410÷440, М 510÷520).

### 4.1. Измерительная система погрузки и учета АВТ.

---

Измерительная система погрузки и учета АВТ включает в себя модули М110÷140, производительностью по 2040 м<sup>3</sup>/ч, каждый (по заявленной мощности изготовителем и проектировщиком).

*АВТ* → Л.101/9а → ЗЭ 16 → *тит.57/1* (М 110-120) → ЗЭ 14 → Л.101/9а → причалы №1,2

### 4.2. Измерительная система погрузки и учета мазута через причал №1,2.

---

Измерительная система погрузки и учета Мазута включает в себя два узла по два модуля М210÷220 и М230÷240, производительностью по 2040 м<sup>3</sup>/ч, каждый (по заявленной мощности изготовителем и проектировщиком).

*Мазут* → Л.102/11 → ЗЭ 12 → *тит.57/1* (М 210-220) → ЗЭ 11 → Л.102/11 → причал №1

*Мазут* → Л.102/11а → ЗЭ 10 → *тит.57/1* (М 230-240) → ЗЭ 9 → Л.102/11а → причал №2

### 4.3. Измерительная система выгрузки и учета мазута через причал №3.

---

Измерительная система выгрузки и учета Мазута состоит из одного узла в составе одного модуля М 310, производительностью до 1200 м<sup>3</sup>/ч (по заявленной мощности изготовителем и проектировщиком).

*Мазут* → Л.102/12 → ЗЭ 25 → *тит.57/1* (М 310) → ЗЭ 24 → ПАЗ 9 → Л.102/12 → Р-8/1÷6

#### 4.4. Измерительная система погрузки и учета мазута через причал №3.

---

Измерительная система погрузки и учета Мазута ведется статическим методом по резервуарам, т.е. по результатам замеров уровня разлива нефтепродукта в резервуарах Р-8/1÷6 до начала погрузки и после завершения погрузки. Замеры выполняет номинированная сюрвейерская организация.

#### 4.5. Измерительная система погрузки и учета ДТ через причал №1,2.

---

Измерительная система погрузки и учета ДТ включает в себя два модуля М 430 и М 440, производительностью по 1800 м<sup>3</sup>/ч, каждый.

*ДТ → Л.105/10а → ЗЭ 67 → тум.57/2 (М 430-440) → ЗЭ 65 → Л.105/10а → причал №1 → Л.105/10а → ЗЭ 61 → Л.105/10 → причал №2*

#### 4.6. Измерительная система погрузки и учета АИ-92 через причал №2.

---

Измерительная система погрузки и учета АИ-92 включает в себя два модуля М 410 и М 420, производительностью по 2040 м<sup>3</sup>/ч, каждый (по заявленной мощности изготовителем и проектировщиком).

*ФДТ → Л.106/20 → ЗЭ 72 → Л.105/10 → ЗЭ 68 → тум.57/2 (М 410-420) → ЗЭ 66 → Л.105/10 → причал №2*

#### 4.7. Измерительная система погрузки и учета нефти через причал №1,2.

---

Измерительная система погрузки и учета Нефты включает в себя два модуля М 510 и М 520, производительностью по 2040 м<sup>3</sup>/ч, каждый (по заявленной мощности изготовителем и проектировщиком).

*БП → Л.101/9 → V571/74 → Л.106/20 → ЗЭ 301 → тум.57/2 (М 510-520) → ЗЭ 302 → Л.106/20 → причалы №1,2*

#### 4.8. Измерительная система погрузки и учета ТСЭ через причал №3.

---

Измерительная система погрузки и учета ТСЭ ведется статическим методом по резервуару, т.е. по результатам замеров уровня разлива нефтепродукта в резервуаре Р-6/6 до начала погрузки и после завершения погрузки. Замеры выполняет номинированная сюрвейерская организация.

### 5. ЗАЩИТА СТЕНДЕРА ОТ ГИДРОУДАРА.

Срабатывание узла аварийного разъединения EMCO-ERS и аварийное закрытие запорных клапанов приводит к гидравлическому удару. Резкое повышение давления в трубопроводе, который может повредить стендер. Для предотвращения повреждения трубопроводов и оборудования

---

## Продолжение приложения 5

предназначена система защиты от гидроудара. Давление срабатывания системы -  $13,8 \text{ кгс/см}^2$ .

Система защиты от гидроудара на причалах №1,2 включает:

- Предохранительные клапаны (гасители гидроудара);
- Разрывные мембраны (установлены на СНП по ходу потока после предохранительных клапанов на Ст.№3,4,8,9)
- РГ1.1÷1.4, РГ2.1÷2.4 - емкости для аккумуляции сбросов нефтепродукта;
- Система азотного дыхания емкостей гидроудара;
- Насосы откачки емкостей гидроудара.

На каждом стендере установлено по два гасителя гидроудара. Предусмотрена возможность их отсечки от основных технологических трубопроводов при помощи ручной запорной арматуры (РЗА) - для проведения технического сервиса.

При нормальной работе один из гасителей является рабочим, а второй резервным. РЗА перед рабочим гасителем гидроудара должна быть в открытом положении, а перед резервным – в закрытом положении и опломбирована. Переход с рабочего гасителя гидроудара на резервный выполняется при условии полного останова технологического потока на данном участке.

На нижнем ярусе технологических причалов №1,2 установлено восемь емкостей гидроудара РГ ( $V=11 \text{ м}^3$  – геометрический объем каждой емкости), предназначенных для приёма сбросов нефтепродукта от гасителей гидроудара и дренирования стендеров после каждой отгрузки танкеров. Для каждого стендера предназначена своя емкость.

Для каждой пары емкостей, в зависимости от вида нефтепродукта, предусмотрен насос, который откачивает продукт из емкостей гидроудара в грузовые технологические трубопроводы, подходящие к причалам.

Емкости РГ1.1-1.2 откачиваются насосом поз. Н12НМ-6, емкости РГ 1.3-1.4 – насосом поз. Н16ДТ-8, емкости РГ 2.1-2.2 – насосом Н12НМ-1, емкости РГ 2.3-2.4 – насосом Н16ДТ-4.

Емкости гидроудара оборудованы системой азотного дыхания. Азот под давлением  $3,5 \div 5,0 \text{ кгс/см}^2$  подается на два клапана прямого действия, которые установлены на нижней палубе причалов №1,2. Клапаны прямого действия поддерживают давление азотной подушки в РГ в пределах  $10 \div 20$

## Продолжение приложения 5

Мбар (0,01÷0,02 кгс/см<sup>2</sup>). Технологическое дыхание емкостей РГ производится в атмосферу по дыхательным коллекторам (Ду500) через клапаны КДС2-3000.

Система защиты от гидроудара на причале №3 включает:

- Предохранительные клапаны ПК-78/1,2,4,5 - гасители гидроудара (по два клапана на каждый стендер);
- Е-78/1 - емкость для аккумуляирования сбросов нефтепродукта (РГ) от стендеров №11 и №12;
- Н-78/1 - насос для откачки емкости Е-78/1 в грузовой трубопровод Л.102/12.

### 5.1. Сценарии гидроудара перед стендером

---

1. Выход танкера из расчетной зоны обслуживания стендера - аварийное разъединение узла EMCO-ERS и аварийное закрытие запорных клапанов;
2. Срабатывание аварийной защиты на стендере;
3. Аварийный останов грузовых насосов подачи НП;
4. Некорректные действия персонала на танкере при переключении технологического потока с одного танка на другой (когда поступление нефтепродукта на один танк перекрыли, а на другой танк ещё не открыли);
5. Некорректные действия персонала на причалах №1,2,3.

При возникновении гидравлического удара и срабатывании клапана гашения гидроудара система автоматики в короткий промежуток времени (не более одной минуты) отключает грузовые насосы береговой части. Избыток нефтепродукта из трубопровода через предохранительные клапаны сбрасывается в емкость РГ. Нефтепродукт из емкости РГ насосом откачивается в технологический процесс.

### 6.СБОР ПАРОВ ПРИ НАЛИВЕ ТАНКЕРА.

Система сбора паров нефтепродуктов при отгрузке танкеров предназначена для снижения выбросов углеводородов в атмосферу. Применяется при погрузке танкеров СНП.

Для обеспечения пожаробезопасности погрузочных/разгрузочных операций на линии отвода парогазов на площадке стендеров установлены огнепреградители.

Система сбора паров от технологических причалов №1,2 состоит:

- Четыре огнепреградителя (ОП №1÷4) - расположены у Ст. №1,2,6,7;

## Продолжение приложения 5

- Трубопровод отвода газового конденсата (Ду80);
- Трубопровод транспортировки газовой фазы Л.11/1 (Ду600) в резервуарный парк и на УРП тит.11;
- Морская газодувка Р-102;
- Дренажная емкость РЕ-102 с погружным насосом ( $V=8 \text{ м}^3$ );
- Дренажная емкость ЕП-8 с погружным насосом ( $V=8 \text{ м}^3$ ) в тит.57/1.

Погрузка СНП на причале №1 (Ст.№8,9) предусматривает подключение к газоотводному манифольду судна металл рукава от Ст. №6 или №7.

Погрузка СНП в танкер на причале №2 (Ст. №3,4) предусматривает подключение к газоотводному манифольду судна металл рукава от Ст. №1 или №2.

При погрузке нефтепродукта в танкер происходит вытеснение газовой фазы из танков судна. Газовая фаза транспортируется через металл рукав стендера, предназначенный для сбора возвратных паров, и заходит в трубопровод транспортировки газовой фазы Л.11/1 (Ду600) – далее в резервуарный парк и УРП тит.11.

Движение газовой фазы на участке трубопровода Л.11/1 (выход от причалов №1,2) - в сторону резервуаров береговой части и УРП тит.11 обеспечивает газодувка Р-102 производительностью  $9073 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Возвратные пары от причалов №1,2 направляются на всас морской газодувки Р-102 по Л.11/1, и далее (в количестве до  $7100 \text{ м}^3/\text{ч}$ ) поступают в резервуар, из которого производится отгрузка НП в танкер. Балансовый избыток газов направляется на УРП тит.11.

Для газодувки Р-102 предусмотрено:

- Автоматически пуск/останов – по давлению газовой фазы на всасе;
- При повышении давления в трубопроводе сбора паров электрозадвижки поз. ЗП-1, ЗП-2 - открываются и Р-102 запускается в работу.
- Электроприводная задвижка поз. ЗП-3 регулирует давление на всасе в газодувку поз. Р-102.
- Производительность газодувки Р-102 регулируется частотным преобразователем, на который поступают сигналы от датчика давления поз. PИCСА-102.

## Продолжение приложения 5

- Разрешение на работу газодувки Р-102 - при снижении концентрации кислорода в трубопроводе ниже 5% об.
- Аварийный останов – автоматически, при повышении содержания кислорода в трубопроводе газовой фазы выше 8% об.
- Предварительная продувка Р-102 азотом, с дистанционным управлением исполнительных устройств на трубопроводе азота и на свече;
- Дистанционный пуск (после продувки азотом) Р-102 диспетчером из тит.24;

В самой низкой точке трубопровода транспортировки газовой фазы Л.11/1 (Ду600) и из корпуса газодувки Р-102 предусмотрена возможность дренирования газового конденсата в емкость поз. РЕ-102. На трубопроводе дренирования газового конденсата установлена электроприводная задвижка Э-89.

Дренирование огнепреградителей производится автоматически в трубопровод сбора газового конденсата (Ду80) и далее в емкость поз. РЕ-102. На линиях дренирования огнепреградителей установлены электроприводные задвижки поз. ЗЭ-101, ЗЭ-102, ЗЭ-103, ЗЭ-104. Задвижки, по сигналу от приборов измерения уровня поз. LSA-501/1-4 при повышении уровня конденсата в огнепреградителе до 180 мм, автоматически открываются и, при понижении уровня конденсата до 80 мм, автоматически закрываются.

Конденсат газовой фазы аккумулируется в дренажной емкости РЕ-102 и перекачивается в трубопровод подающий нефтепродукт на танкер и далее, обратным ходом, в резервуары береговой части. Управление операциями дистанционное - из диспетчерской тит.24.

Уровень газового конденсата в емкости РЕ-102 контролируется прибором поз. LISA-307. При достижении в емкости РЕ-102 максимального уровня 1800 мм запускается насос НР7 на откачку конденсата.

В зимнее время емкость РЕ-102 обогревается паром. Для контроля технологических параметров на емкости РЕ-102 установлены датчик температуры и манометр. Предусмотрен трубопровод технологического дыхания емкости РЕ-102 - через огнепреградитель в систему сбора паров.

Дренирование конденсата из трубопровода газовой фазы на узлах учета тит. 57/1 и после пневмоприводной задвижки ПА3-14 предусмотрено в заглубленную дренажную емкость ЕП-8.

## Продолжение приложения 5

Контроль уровня дренирования конденсата в емкости производится по приборам измерения уровня поз. LSA501/5,6. При повышении уровня конденсата до 150 мм открываются электроприводные задвижки поз. Э-90, Э-94 для сброса конденсата в заглубленную емкость поз. ЕП-8.

Система сбора и возврата газовой фазы предусмотрена для процесса погрузки Бензина и Нафты. При погрузке дизельного топлива, фракции дизельного топлива возврат газовой фазы не предусмотрен.

**7.КРАТКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ.**

Таблица 1

№ № п/п	Наименование оборудования (тип, назначение и т.д.)	Номер позиции по схеме, индекс	Коли- чество, шт.	Материал	Методы защиты металла, оборудования от коррозии	Техническая характеристика
1	2	3	4	5	6	7
<b>Технологический причал №1. Тит.77/1.</b>						
1.	Корабельный стендер для отгрузки вязких нефтепродуктов, марки В0030.	Ст. №6, 7	2	Сталь углерод.	Покраска	Изготовитель: «EMCO WHEATON» Диаметр – 16" (Ду400) Линия газоотвода - 8" (Ду200) Управление – гидравлическое Уплотнение – PTFE/Витон Подключение стендера со стороны пирса: Ду500 DIN 2633 PN 16 форма С Подключение со стороны корабля: 16" ANSI 150 lbs Camlock-муфта $T_{расч.} = 35 \div 65^{\circ}C$ $P_{расч.} = 16,0$ бар, $P_{испыт.} = 24,0$ бар M=40,0 т.
2.	Корабельный стендер марки В0030 для отгрузки светлых нефтепродуктов	Ст. №8, 9	2	Сталь углерод.	Покраска	Изготовитель: «EMCO WHEATON» Диаметр – 16" (Ду400) Линия газоотвода - отсутствует. Управление – гидравлическое

Продолжение приложения 5

						<p>Уплотнение – PTFE/Витон          Подключение стендера со стороны пирса:          Ду500 DIN 2633 PN 16 форма С          Подключение со стороны корабля:          16" ANSI 150 lbs Camlock-муфта  <math>T_{расч.} = 27 \div +35^{\circ}C</math>  <math>P_{расч.} = 16,0</math> бар,  <math>P_{испыт.} = 24,0</math> бар          Масса – 33 т.</p>
3.	Насос шестеренчатый для опорожнения стендеров №6,7, марки SRT-80	H11HM6 H11HM7	2	Сталь углерод.	Покраска	<p>Изготовитель: JOHNSON/STORK          Производительность – 23,1 м<sup>3</sup>/ч          Напор – 10 кгс/см<sup>2</sup>          Всас – 0,26 кгс/см<sup>2</sup>          Уплотнение вала: тип GG со скользящим кольцом двойного действия (тандем)          Взрывозащита: EexdIIBT4  <math>N = 9,7</math> кВт  <math>U = 380V</math>  <math>n = 750</math> об/мин.          Перекачиваемая среда: Мазут  <math>\mu =</math> до 225 сСт при <math>T = 65^{\circ}C</math>  <math>\rho = 0,986</math> кг/см<sup>3</sup></p>
4.	Насос шестеренчатый для опорожнения стендеров №8,9, марки SRT-80	H15ДТ8 H15ДТ9	2	Сталь углерод.	Покраска	<p>Изготовитель: JOHNSON/STORK          Производительность – 23,1 м<sup>3</sup>/ч          Напор – 10 кгс/см<sup>2</sup>          Всас – 0,26 кгс/см<sup>2</sup>          Уплотнение вала: тип GG со скользящим</p>

Продолжение приложения 5

						кольцом двойного действия (тандем) Взрывозащита: EexdПВТ4 N= 9,7 кВт U= 380В n= 750 об/мин. Перекачиваемая среда: μ – до 12 сСт, Т = до 40°С
5.	Емкость для сброса нефтепродукта при гидроударе	РГ 1/1÷1/4	4	Сталь углерод.	Покраска	Объем – 11 м <sup>3</sup> Диаметр – 2000 мм Длина – 4700 мм Масса – 4672 кг Температура расчетная нефтепродуктов: – мазут до 60°С – дизтопливо – +10°С Давление – до 0,7 кгс/см <sup>2</sup>
6.	Насос трехвинтовой, марки А1 3В 8/25-11/10Б, для откачки емкостей гидроудара (РГ).	Н12НМ6 Н16ДТ8	2	Сталь углерод.	Покраска	Изготовитель: JOHNSON/STORK Производительность – 12,5 м <sup>3</sup> /ч Напор – 10 кгс/см <sup>2</sup> N=7,5 кВт n=2900 об./мин.
7.	Огневой предохранитель Ду600 марки ОПФК-600		2		Покраска	Пропускная способность – 6000 м <sup>3</sup> /ч Давление рабочее – 0,2 кгс/см <sup>2</sup> Вакуум рабочий – 300 мм вод. ст.
<b>Технологический причал №2. Тит.77/2.</b>						
8.	Корабельный стендер марки В0030 для	Ст.№ 1, 2	2	Сталь углерод.	Покраска	Изготовитель: «EMCO WHEATON» Диаметр – 16" (Ду400)

Продолжение приложения 5

	отгрузки ТНП.					<p>Линия газоотвода - 8" (Ду200)          Управление – гидравлическое          Уплотнение – PTFE/Витон          Подключение стендера со стороны пирса:          Ду500 DIN 2633PN 16 форма С          Подключение со стороны корабля:          16"ANSI 150 lbs Camlock-муфта  <math>T_{расч.} = 35 \div 65^{\circ}C</math>  <math>P_{расч.} = 16,0</math> бар, <math>P_{испыт.} = 24,0</math> бар  <math>M = 40,0</math> т.</p>
9.	Корабельный стендер марки В0030 для отгрузки СНП	Ст.№ 3, 4	2	Сталь углерод.	Покраска	<p>Изготовитель: «EMCO WHEATON»          Диаметр – 16" (Ду400)          Линия газоотвода отсутствует.          Управление – гидравлическое          Уплотнение – PTFE/Витон          Подключение стендера со стороны пирса:          Ду500 DIN 2633PN 16 форма С          Подключение со стороны корабля:          16"ANSI 150 lbs Camlock-муфта  <math>T_{расч.} = 27 \div +35^{\circ}C</math>  <math>P_{расч.} = 16,0</math> бар,  <math>P_{испыт.} = 24,0</math> бар          Масса – 33 т.</p>
10.	Насос шестеренчатый для опорожнения стендеров №1,2, марки SRT-80	H11HM1 H11HM2	2	Сталь углерод.	Покраска	<p>Изготовитель: JOHNSON/STORK          Производительность – 23,1 м<sup>3</sup>/ч          Напор – 10 кгс/см<sup>2</sup>          Всас – 0,26 кгс/см<sup>2</sup></p>

Продолжение приложения 5

						<p>Уплотнение вала: тип GG со скользящим кольцом двойного действия (тандем)          Взрывозащита: EexdIIВТ4          N= 9,7 кВт          U= 380В          n= 750 об/мин.          Перекачиваемая среда: Мазут  <math>\mu</math> = до 225 сСт при T=65°C  <math>\rho</math> = 0,986 кг/см<sup>2</sup></p>
11.	Насос шестеренчатый для опорожнения стендеров №3,4, марки SRT-80	H15ДТ3 H15ДТ4	2	Сталь углерод.	Покраска	<p>Изготовитель: JOHNSON/STORK          Производительность – 23,1 м<sup>3</sup>/ч          Напор – 10 кгс/см<sup>2</sup>          Всас – 0,26 кгс/см<sup>2</sup>          Уплотнение вала: тип GG со скользящим кольцом двойного действия (тандем)          Взрывозащита: EexdIIВТ4          N= 9,7 кВт          U= 380В          n= 750 об/мин.          Перекачиваемая среда:          дизтопливо, вязкость до 12 сСт, t=5÷22°C</p>
12.	Емкость для сброса нефтепродукта при гидроударе	РГ 2.1-2.4	4	Сталь углерод.	Покраска	<p>Объем – 11 м<sup>3</sup>          Диаметр – 2000 мм          Длина – 4700 мм          Масса – 4672 кг          Температура нефтепродуктов расчетная:          ➤ мазут : +60°C</p>

Продолжение приложения 5

						<p>➤ дизтопливо : +10°C Давление – до 0,7 кгс/см<sup>2</sup></p>
13.	Насос трехвинтовой для опорожнения баков от нефтепродукта после гидроудара, марки А13В8/25-11/10Б	Н12НМ1 Н16ДТ4	2	Сталь углерод.	Покраска	<p>Изготовитель: JOHNSON/STORK Производительность – 12,5 м<sup>3</sup>/ч Напор – 10 кгс/см<sup>2</sup> N=7,5 кВт n=2900 об./мин.</p>
14.	Огневой предохранитель (огнепреградитель) Ду600 марки ОПФК-600	Б/Н	2		Покраска	<p>Пропускная способность – 6000 м<sup>3</sup>/ч Давление рабочее – 0,2 кгс/см<sup>2</sup> Вакуум рабочий – 300 мм вод. ст.</p>
15.	Морская газодувка, марки 4047 КХОЕ 80315 GR 270	Р-102	1	Сталь углерод.	Покраска	<p>Изготовитель: фирма «PILLER» Производительность – 9073 м<sup>3</sup>/ч Перепад давления на газодувке – 200 Мбар N=90 кВт</p>
16.	Сборник газового конденсата, стальной, горизонтальный в комплекте с погружным насосом	РЕ-102	1	Сталь углерод.	Покраска	<p>Объем – 8 м<sup>3</sup> Диаметр – 200 мм Длина – 2880 мм Температура: -40÷+40 °С Давление – до 0,7 кгс/см<sup>2</sup>. Насос: НВЕ-50/50-2,5-В-55-У2 Производительность – 50 м<sup>3</sup>/ч Напор – 50 м. ст. ж. Электродвигатель: ВА160М4 N= 18,5 кВт U= 380/660 В n= 1450 об/мин.</p>

Продолжение приложения 5

						Исп.по взрывозащите: EexdIIВТ4
<b>Технологический причал №3. Тит.78.</b>						
17.	Корабельный стендер В0030	Ст.11,12	2	Сталь углерод.	Покраска	Изготовитель: «EMCO WHEATON» Диаметр – 10" (Ду250) Управление – гидравлическое Уплотнение – PTFE/Витон Подключение стендера со стороны пирса – Ду500 DIN 2633PN 16 форма С Подключение со стороны корабля – 10"ANSI 150 lbs Camlock-муфта Температура расчетная: до +65°С Давление расчетное – 16 бар Давление испытательное – 24 бар Масса – 15,5 т.
18.	Насос шестеренчатый для зачистки стендеров, марки TGH-15-50	H7M H8M	2	Сталь углерод.	Покраска	Изготовитель: JOHNSON/STORK Производительность – 7,8 м <sup>3</sup> /ч Напор – 10 кгс/см <sup>2</sup> Всас – 0,19 кгс/см <sup>2</sup> Перекачиваемая среда: Мазут $\mu$ = до 225 сСт при T=65°С $\rho$ = 0,986 кг/см <sup>3</sup> Уплотнение вала: тип GG со скользящим кольцом двойного действия (тандем) Взрывозащита: EexdIIВТ4 N= 4,8 кВт U= 380В n= 1000 об/мин.

Продолжение приложения 5

19.	Емкость для сброса нефтепродукта при гидроударе	Е-78/1	1	Сталь углерод.	Покраска	Объем – 15 м <sup>3</sup> Диаметр – 1600мм Длина – 8980мм Масса – 7350 кг Т <sub>расч.</sub> = до 90°С Р <sub>расч.</sub> = 0,7 кгс/см <sup>2</sup>
20.	Насос шестеренчатый НМШ 32-10Б-18/6Б-5	Н-78/1	1	Сталь углерод.	Покраска	Изготовитель: Ливны Производительность – 18 м <sup>3</sup> /ч Напор – 10 кгс/см <sup>2</sup> N=7,5 кВт n=980 об./мин.

## 8. ПОГРУЗКА/ВЫГРУЗКА НЕФТЕПРОДУКТОВ.

### 8.1. Отгрузка мазута в танкер на причалах №1,2.

Общая схема отгрузки нефтепродукта:

*Р-7/4, Р-8/1-6 → тит. 4/1 (Н-4/11-16р) → Л.102/11,11а → тит.57/1 → Тит. 77/1, 2 (ст. 6, 7, 2, 1)*

Для измерения и учета нефтепродукта используют метод динамических измерений, который является основным в Обществе с применением модулей М210÷240 (тит.57/1) или косвенный метод статических измерений, который является резервным в Обществе - по замерам уровней в резервуарах до отгрузки и после отгрузки.

Причал №1 (тит.77/1):

Мазут из резервуаров Р-8/1-6 или Р-7/4 насосами Н-4/11-16р (тит.4/1) по коллектору 102/11, через узлы учета тит.57/1, подается на причал №1 к стендерам №6, 7.

*Л.102/11 → ПАЗ 2 → ЗЭ 12 → тит.57/1(М210÷220)→ ЗЭ11 → ПАЗ 6 → Л.102/11(ЗЭ 35-закр.) → ЗЭ 33 → Ст. №6*

*Л.102/11 → ПАЗ 2 → ЗЭ 12 → тит.57/1(М210÷220)→ ЗЭ11 → ПАЗ 6 → ЗЭ 35 → Л.102/11(ЗЭ 39-закр.) → ЗЭ 31 → Ст. №7*

Причал №2 (тит.77/2):

Мазут из резервуаров Р-8/1-6 или Р-7/4 насосами Н-4/11-16р (тит.4/1) по коллектору 102/11а, через узлы учета тит.57/1, подается на причал №2 к стендерам №1, 2.

*Л.102/11а → ПАЗ 1 → ЗЭ 10 → тит.57/1(М230÷240)→ ЗЭ 9 → ПАЗ 5 → Л.102/11а(ЗЭ 2-закр.) → ЗЭ 4 → Ст. №2*

*Л.102/11а → ПАЗ 1 → ЗЭ 10 → тит.57/1(М230÷240)→ ЗЭ 9 → ПАЗ 5 → ЗЭ 2 → Л.102/11а(ЗЭ 39-закр.) → ЗЭ 5 → Ст. №1*

Номинальная производительность каждого насосного агрегата в тит.4/1 соответствует 1000 м<sup>3</sup>/час.

Трубопроводы Л.102/11 и Л.102/11а на причальной части (тит.77/1,2) образуют кольцо и разделены между собой электроприводной запорной арматурой ЗЭ-39.

В зависимости от выбранного маршрута погрузки и номера стендера открывают соответствующую электроприводную запорную арматуру:

➤ Причал №2, стендер №1: ЗЭ-4 – открыть;

## Продолжение приложения 5

- Причал №2, стендер №2: ЗЭ-5 – открыть;
- Причал №1, стендер №6: ЗЭ-33 – открыть;
- Причал №1, стендер №7: ЗЭ-31 – открыть.

Стендер №1 и стендер №2 на причале №2 по Л.102/11а отсекаются друг от друга электроприводной запорной арматурой ЗЭ-2.

Стендер №6 и стендер №7 на причале №1 по Л.102/11 отсекаются друг от друга электроприводной запорной арматурой ЗЭ-35.

### *Регулирование расхода мазута в танкер:*

---

Первоначально Мазут из резервуаров подают «самотеком» - до 500 м<sup>3</sup>/час. Далее поочередно подключают необходимое количество насосов Н-4/11÷16р.

Регулирование расхода нефтепродукта производят:

1. Изменением вращения вала электропривода на насосах Н-4/11- 16р при помощи частотного преобразователя (ЧП);
2. Количеством работающих насосов - путем последовательного подключения/отключения насосов.

Регулирование расхода нефтепродукта ведется в соответствии с каргопланом, согласованного со старшим помощником капитана танкера. При изменении расхода необходимо соблюдать плавность увеличения или уменьшения потока нефтепродукта, т.к. при резком увеличении или уменьшении существует риск возникновения эффекта кавитации или "помпажа" на насосе, вибрации трубопровода, возможно образование гидравлического удара.

### *Окончание налива мазута в танкер:*

---

1. Изменением вращения вала электропривода на насосах Н-4/11- 16р при помощи ЧП;
2. Путем последовательного отключения насосов в тит.4/1.

На всасывающих и напорных трубопроводах насосов установлены электроприводные задвижки с дистанционным управлением из диспетчерской тит.24 или управлением по месту.

Для всех задвижек и насосов в диспетчерской тит.24 выведена сигнализация их положения. Для насосов выведен статус ключа выбора режима управления.

*Для насосов в тит.4/1 предусмотрено:*

---

1. Останов насосов Н-4/11-16р от аварийной кнопки на причалах;
2. Останов насосов Н-4/11-16р из диспетчерской тит.24;
3. Останов насосов Н-4/11-16р от аварийного кнопочного поста на входе в здание насосной тит.4/1;
4. Останов насосов Н-4/11-16р - автоматически по минимальному уровню нефтепродукта в резервуарах Р-7/4 и Р-8/1-6;
5. Останов насосов Н-4/11-16р - автоматически по превышению максимального давления в трубопроводах на узлах учета тит.57/1 и причалах №1,2;
6. Блокировка насосов Н-4/11-16р - автоматически по превышению максимального уровня нефтепродукта в резервуарах РГ-1.1-1.2, РГ-2.1-2.2.
7. Предупредительная сигнализация повышения температуры подшипников насоса, подшипников эл/двигателя и автоматическое отключение соответствующего насоса при достижении аварийного значения (СПАЗ).

*На межцеховых трубопроводах от тит.57/1 до тит.77,78 предусмотрено:*

---

1. Контроль температуры нефтепродукта – локальный (по месту контроля) и дистанционный, т.е. отображение сигнала на мониторе диспетчера ЦИТС в тит.24;
2. Контроль давления нефтепродукта в динамическом режиме - локальный (по месту контроля) и дистанционный, т.е. отображение сигнала на мониторе ЦИТС диспетчера в тит.24;
3. Контроль давления нефтепродукта в статическом режиме (контроль утечки) - локальный (по месту контроля) и дистанционный, т.е. отображение сигнала на мониторе диспетчера ЦИТС в тит.24;
4. Измерение и учет НП, отгружаемого в танкеры - производится приборами узлов учета (М 210÷240) в тит.57/1.

*Для модулей узла учета предусмотрено:*

---

1. Измерение и контроль текущего расхода, температуры нефтепродукта по каждой измерительной системе модуля и общего массового расхода нефтепродукта на погрузку в танкер - в аппаратной тит.74.

## Продолжение приложения 5

Сформированные и обработанные сигналы из аппаратной тит.74 передаются на монитор диспетчера в тит.24;

2. Контроль и сигнализация загазованности (НКПВ) комплектом газоанализаторов (при предаварийном сигнале II порога загазованности автоматически отключаются грузовые насосы и закрываются все задвижки узла учета).

Зачистка межцеховых грузовых трубопроводов причального фронта ТНП производится насосом Н5М. Уклон трубопроводов выполнен от причалов 1,2 в сторону тит.57/1, насос Н5М установлен на площадке узлов учета (тит.57/1).

Для защиты насоса Н5М предусмотрено:

- Останов насоса Н5М по нижнему уровню во всасывающем трубопроводе;
- Контроль давления в напорном трубопроводе - локальный (по месту контроля).

Зачистка модулей учета (М-210÷240) производится насосом Н6М. Для защиты насоса Н6М предусмотрено:

- Контроль давления во всасывающем и напорном трубопроводе насоса - локальный (по месту контроля);
- Контроль давления на напорном патрубке насоса - в диспетчерской тит.24;

Дренирование и продувка остатков НП из трубопроводов морского фронта и модулей учета производится азотом в дренажную заглубленную емкость ЕПП-8. Откачка нефтепродукта из ЕПП-8 выполняется погружным насосом, который входит в комплект емкости.

Для емкости ЕПП-8 предусматривается:

- Контроль уровня - по месту и в диспетчерской тит.24;
- Контроль давления - по месту и в диспетчерской тит.24;
- Контроль температуры - в диспетчерской тит.24.

Для зачистки каждого стендера от нефтепродуктов предусмотрен штатный насос.

Причал №1	Причал №2
<i>Ст.№1 - насос Н11НМ1</i>	<i>Ст.№6 - насос Н11НМ6</i>

Управление насосами производится от станции управления стендерами.

- Контроль давления - по месту (локальный) на напорных патрубках;
- Дистанционный контроль давления на напорных патрубках - в диспетчерской тит.24.

Для быстро отдающихся гаков, при подключенных стендерах, предусмотрена блокировка отдачи.

Для стендеров №1,2,6,7 предусмотрена комплексная станция управления с выводом в систему управления следующих сигналов:

- Состояние стендеров;
- Аварийные состояния стендеров;
- Аварийное состояние станции управления стендерами;
- Аварийные сигналы от насосов Н11НМ6, Н11НМ7, Н11НМ2, Н11НМ1.

Из системы ПАЗ на станцию управления стендерами выведены сигналы:

- Срабатывание ПАЗ;
- Останов технологического потока нефтепродукта.

Для технологической площадки причалов №1,2 предусмотрен контроль и сигнализация загазованности (НКПВ) комплектом газоанализаторов.

При предварительном сигнале II порога загазованности автоматически отключаются грузовые насосы и закрываются все задвижки.

## 8.2. Отгрузка мазута в танкер на причале №3.

Предусмотрено три маршрута отгрузки мазута на причал №3.

### Маршрут №1:

Схема отгрузки нефтепродукта на причал №3 с использованием М 310 - основной метод контроля отгружаемого нефтепродукта:

***P-7/4, P-8/1÷6 → Л.102/6,6а → тит. 4/1 (H-4/11,16р) → №4/7,12 (№4/8,14 закр) → Л.102/14 → Л.107/4 → №104/3 (№104/4,5 – закр.) → Л.102/12 (№4/4 – закр.) → ЗЭ24 → М 310 → ЗЭ25 → Л.102/12 → ПА310 → ЗЭ26 → Ст. 11 (Тит. 78)***

Маршрут №2:

Схема отгрузки нефтепродукта на причал №3 без использования М 310 (с использованием Л.102/11). Контроль отгружаемого нефтепродукта ведется косвенным методом по замерам уровней в резервуарах (резервный метод контроля отгружаемого нефтепродукта).

*Р-7/4, Р-8/1÷6 → Л.102/6,6а → тит. 4/1 (Н-4/11,16р) → №4/8,14 (№4/7,12 закр) → Л.102/11 → ПАЗ №4/26 (ПАЗ №4/25 – закр., №4/3 – закр.) → Л.102/11 → ПАЗ 2 → Л.102/11 → (ЗЭ 12 – закр.) V57/19 – откp. → Л.102/81 → V57/21 → Л. 102/12 (ЗЭ24 – закр.) → ЗЭ25 → Л.102/12 → ПАЗ10 → ЗЭ26 → **Тит. 78 (Ст. 11)***

Маршрут №3:

Схема отгрузки нефтепродукта на причал №3 без использования М 310 (с использованием Л.102/11а). Контроль отгружаемого нефтепродукта ведется косвенным методом по замерам уровней в резервуарах (резервный метод контроля отгружаемого нефтепродукта).

*Р-7/4, Р-8/1÷6 → Л.102/6,6а → тит. 4/1 (Н-4/11,16р) → №4/8,14 (№4/7,12 закр) → Л.102/11 → ПАЗ №4/25 (ПАЗ №4/26 – закр., №4/3 – закр.) → Л.102/11а → ПАЗ 1 → Л.102/11а → ЗЭ19 (ЗЭ 10 – закр.) → Л.102/11 (ПАЗ 2 – закр., ЗЭ12 – закр.) → V57/19 – откp. → Л.102/81 → V57/21 → Л. 102/12 (ЗЭ24 – закр.) → ЗЭ25 → Л.102/12 → ПАЗ10 → ЗЭ26 → **Тит. 78 (Ст. 11)***

**8.3. Выгрузка мазута на причале №3 (тит.78).**

Нефтепродукт выгружается из танкера по трубопроводу Л.102/12 Ду500 в резервуары береговой части для хранения и формирования партии для погрузки в морские танкеры на причалах №1,2.

Стендер №11 (Ду250) подключается к манифольду выгружаемого танкера типа река/море. Выгрузка нефтепродукта производится насосами танкера по трубопроводу Л.102/12 в резервуарный парк тит. 8 и Р-7/4.

Для измерения и учета выгружаемого нефтепродукта (основной метод учета нефтепродукта) используют модуль М310 расположенный на площадке узлов учета тит.57/1.

В качестве резервного метода измерения и учета выгружаемого нефтепродукта предусмотрен косвенный метод по замерам уровней в резервуарах.

## Продолжение приложения 5

**Танкер** → Ст. №11 → ЗЭ 26 → Л.102/12 → ПАЗ 10(ПАЗ 11-закр.) → Л.102/12 → ЗЭ 25 → тит.57/1 (М 310) → ЗЭ 24 → ПАЗ 9 → Л.102/12 → **Р-7/4, Р-8/1÷6**

Порядок выгрузки Мазута из танкера:

1. Положение задвижек СУ и СБ и ПАЗ при выгрузке мазута из танкера:
  - ЗЭ-26 – открыта;
  - ПАЗ-10 – открыт;
  - ЗЭ-25, ЗЭ-24 на узле учёта тит.57/1 (М-310) - откр.
2. Мастер технологических причалов по общему специально выделенному каналу радиосвязи сообщает старшему диспетчеру ЦИТС о готовности танкера и технологической схемы причальных сооружений (тит.78) к выгрузке нефтепродукта;
3. По согласованию со старшим диспетчером ЦИТС и по команде Мастера технологических причалов производится пуск насосов на танкере;
4. Старший диспетчер ЦИТС контролирует процесс выгрузки нефтепродукта по показаниям на мониторе.
5. В период всего процесса поддерживается двухсторонняя радиосвязь старшего диспетчера ЦИТС с Мастером технологических причалов;
6. По окончании выгрузки насосы танкера останавливаются, о чём Мастер технологических причалов по каналу радиосвязи информирует старшего Диспетчера ЦИТС .
7. Закрывается эл/приводная арматура ЗЭ-26,
8. Ст. №11 зачищается насосом Н7М и, после опорожнения, отсоединяется от манифольда танкера.
9. Стендер устанавливается в гаражное положение.

### **Контроль выгрузки нефтепродукта из танкера:**

---

1. Контроль температуры нефтепродукта - по месту и в диспетчерской тит.24;
2. Контроль давления нефтепродукта - по месту и в диспетчерской тит.24;  
Задвижки и насосы имеют дистанционное управление из диспетчерской тит.24 или по месту. Для всех электроприводных задвижек и насосов сигнализация их положения (для насосов выведен статус ключа выбора режима управления) выведена на монитор диспетчера в тит.24.

### **Контроль Ст.11:**

---

- ❖ Положение стендера;
  - ❖ Аварийное состояние Ст.11;
-

## Продолжение приложения 5

- ❖ Аварийное состояние станции управления Ст.11;
- ❖ Аварийный сигнал от зачистного насоса Н7М.
- ❖ Останов потока нефтепродукта (сигнал от реле протока на трубопроводе, закрытие задвижек).
- ❖ Срабатывание ПАЗ;

### Контроль зачистки стендера насосом Н7М:

---

1. Дистанционное управление от станции управления Ст.11;
2. Контроль давления в напорных и приемных патрубках насоса - по месту;
3. Контроль давления в напорном патрубке - в диспетчерской ЦИТС тит.24.

### 8.4. Выгрузка мазута на причалах №1,2.

---

Нефтепродукт выгружается из танкеров в резервуары береговой части (тит.8, Р-7/4). Выгрузка производится "обратным ходом" по трубопроводам Л.102/11 или Л.102/11а (Ду700) в резервуары береговой части для хранения и формирования танкерной партии с последующей погрузкой на причалах №1,2.

Для измерения и учета нефтепродукта используют косвенный метод статических измерений, который является резервным в Обществе - по замерам уровней в резервуарах до отгрузки и после отгрузки.

Трубопроводы Л.102/11 и Л.102/11а на причальной части образуют кольцо и разделены между собой электроприводной запорной арматурой ЗЭ-39. В зависимости от выбранного маршрута выгрузки мазута из танкера и номера стендера открывают электроприводную запорную арматуру:

- Причал №2, стендер №1: ЗЭ 4 – открыть;
- Причал №2, стендер №2: ЗЭ 5 – открыть;
- Причал №1, стендер №6: ЗЭ 33 – открыть;
- Причал №1, стендер №7: ЗЭ 31 – открыть;

Стендер №1 и стендер №2 на причале №2 отсекаются друг от друга электроприводной запорной арматурой ЗЭ-2.

Стендер №6 и стендер №7 на причале №1 отсекаются друг от друга электроприводной запорной арматурой ЗЭ-35.

### Причал №1 (тит.77/1):

Стендер №6/№7 (Ду400) на причале №1 подключают к манифольду танкера. Выгрузка производится насосами танкера через стендер в

---

## Продолжение приложения 5

трубопровод Л.102/11 и далее - на хранение в резервуарные парки тит.7 (Р-7/4), 8.

### ВНИМАНИЕ:

- Для подключения морского стендера к манифольду танкера класса река/море используют переходной адаптер Ду400/250.

**Танкер** → Ст. №6 → ЗЭ 33 → Л.102/11(ЗЭ 35-закр.) → ПАЗ 6 → Л.102/11 → ЗЭ 11 → тум.57/1 (М 210÷220) → ЗЭ 12 → тум.4/1 → **Р-8/1÷6**

**Танкер** → Ст. №7 → ЗЭ 37 → Л.102/11(ЗЭ 39-закр.) → ЗЭ 35 → ПАЗ 6 → Л.102/11 → ЗЭ 11 → тум.57/1 (М 210÷220) → ЗЭ 12 → тум.4/1 → **Р-8/1÷6**

### Причал №2 (тит.77/2):

Стендер №1/№2 (Ду400) на причале №2 подключают к манифольду танкера. Выгрузка производится насосами танкера через стендер в трубопровод Л.102/11а и далее - на хранение в резервуарные парки тит.7,8.

**Танкер** → Ст. №1 → ЗЭ 5 → Л.102/11а(ЗЭ 39-закр.) → ЗЭ 2 → ПАЗ 5 → Л.102/11а → ЗЭ 9 → тум.57/1 (М 230÷240) → ЗЭ 10 → тум.4/1 → **Р-8/1÷6**

**Танкер** → Ст. №2 → ЗЭ 4 → Л.102/11а(ЗЭ 2-закр.) → ПАЗ 5 → Л.102/11 → ЗЭ 11 → тум.57/1 (М 210÷220) → ЗЭ 12 → тум.4/1 → **Р-8/1÷6**

### **8.5. Отгрузка АВТ на причалах №1, 2.**

#### Причал №1 (тит.77/1):

АВТ подается из резервуаров Р-7/1÷3 (тит.7) насосами Н-5/11,12 (тит.4/2) по коллектору Л.101/9а. Нефтепродукт, через узел учета в составе модулей М110÷140 (тит.57/1), подается к стендерам №6 или №7. Стендер №6 и стендер №7 на причале №1 отсекаются друг от друга электроприводной запорной арматурой ЗЭ-36.

Для измерения и учета нефтепродукта используют метод динамических измерений, который является основным в Обществе с применением модулей М110÷140 (тит.57/1) или косвенный метод статических измерений, который является резервным в Обществе - по замерам уровней в резервуарах до отгрузки и после отгрузки.

**Л.101/9а** → ПАЗ 8 → Л.101/9а → ЗЭ 34 (ЗЭ 36 –закр.) → **Ст.6**

**Л.101/9а** → ПАЗ 8 → Л.101/9а → ЗЭ 34 → ЗЭ 36 –откр. → ЗЭ 32 → **Ст.7**

## Продолжение приложения 5

### Причал №2 (тит.77/2):

Подача АВТ на погрузку в танкер на причал №2 производится по трубопроводу Л.101/9 →ЗЭ-40→Л.101/9а. Подача нефтепродукта к стендерам №1, или №2 осуществляется через эл/приводные арматуры ЗЭ 6 и ЗЭ 3. Стендер №1 и стендер №2 на причале №2 отсекаются друг от друга электроприводной запорной арматурой ЗЭ-1.

Для измерения и учета нефтепродукта используют метод динамических измерений, который является основным в Обществе с применением модулей М110÷140 (тит.57/1) или косвенный метод статических измерений, который является резервным в Обществе - по замерам уровней в резервуарах до отгрузки и после отгрузки.

*Л.101/9а → ЗЭ 40 → Л.101/9 → ЗЭ 6 (ЗЭ 1-закр.) → Ст.1*

*Л.101/9а → ЗЭ 40 → Л.101/9 → ЗЭ 6 → ЗЭ 1 → ЗЭ 3 → Ст.2*

Трубопроводы Л.101/9а и Л.101/9 на причальной части образуют кольцо и разделены между собой электроприводной запорной арматурой ЗЭ-40.

В зависимости от выбранного маршрута собирают технологическую схему отгрузки АВТ:

- Причал №2, стендер №1: ЗЭ-6 – открыть;
- Причал №2, стендер №2: ЗЭ-3 – открыть;
- Причал №1, стендер №6: ЗЭ-34 – открыть;
- Причал №1, стендер №7: ЗЭ-32 – открыть.

### *Регулирование расхода АВТ в танкер:*

Первоначально АВТ из резервуаров идёт «самотеком» - до 500 м<sup>3</sup>/час. Далее поочередно подключают необходимое количество насосов Н-5/11,12 в насосной тит.4/2. Регулирование расхода нефтепродукта производят:

- 1.Позиционированием регулировочного перепускного клапана FV4201 от Л.101/9 (нагнетание насоса) в Л.101/7 (всас насоса);
- 2.Количеством работающих насосов Н-5/11,12 - путем последовательного подключения/отключения насосов.

При изменении расхода нефтепродукта необходимо соблюдать плавность увеличения или уменьшения потока, т.к. при резком увеличении или уменьшении существует риск возникновения эффекта кавитации, "помпажа" на насосе или вибрации трубопровода, возможно образование гидравлического удара.

***Окончание налива АВТ в танкер:***

---

Окончание налива АВТ производится путем обратном порядке:

1. Варьированием положения регулировочного перепускного клапана FV344002.
2. Последовательным отключением насосов Н-5/11,12.

На всасывающих и напорных трубопроводах насосов установлены электроприводные задвижки с дистанционным управлением из диспетчерской тит.24 или управлением по месту.

Для всех задвижек и насосов в диспетчерской тит.24 выведена сигнализация их положения. Для насосов выведен статус ключа выбора режима управления.

***Контроль погрузки АВТ в танкер:***

---

Для всех насосов предусмотрено:

1. Останов насоса от аварийного кнопочного поста на входе в помещение насосной тит.4/2;
2. Останов насоса от аварийной кнопки на причалах №1,2;
3. Останов насоса из диспетчерской тит.24;
4. Останов насоса автоматически - по минимальному уровню нефтепродукта в резервуарах Р-7/1,2,3;
5. Останов насоса автоматически - по превышению максимального давления в трубопроводах узлов учета тит.57/1, причалов №1,2;
6. Предупредительная сигнализация повышения температуры подшипников насоса, подшипников двигателя и автоматически останов насоса при достижении аварийного значения (ПАЗ).

На трубопроводах предусмотрено:

1. Контроль температуры нефтепродукта – локальный (по месту контроля) и дистанционный в тит.24;
2. Контроль давления нефтепродукта - локальный (по месту контроля) и с дистанционной передачей сигнала на пульт диспетчера в тит.24;
3. Контроль давления нефтепродукта в статическом режиме (контроль утечки) - локальный (по месту контроля) и с дистанционной передачей сигнала на пульт диспетчера в тит.24;
4. Контроль опорожнения трубопроводов - локальный (по месту контроля) и с дистанционной передачей сигнала на пульт диспетчера в тит.24.

**Зачистка и дренирование трубопроводов:**

Зачистка грузовых межцеховых трубопроводов причального фронта производится насосом Н1Н, установленным в тит.57/1.

Останов насоса Н1Н предусматривается по нижнему уровню во всасывающем трубопроводе.

Контроль давления в напорном трубопроводе - локальный (по месту контроля).

Дренирование АВТ из трубопроводов морского фронта и модулей учета производится в заглубленную дренажную емкость ЕПП-8 с предварительной раскачкой из нее нефтепродукта и, зачистки остатков предыдущего нефтепродукта при помощи автотранспорта с вакуумной бочкой. Откачка предыдущего нефтепродукта из емкости до минимального уровня производится полупогружным насосом НЕ-8/1, который входит в комплект емкости.

Контроль работы ЕПП-8:

1. Контроль уровня нефтепродукта в емкости – по месту и в диспетчерской тит.24;
2. Контроль давления по месту - на напорном и приемном патрубках;
3. Контроль температуры в емкости – по месту и в диспетчерской тит.24.

**Зачистка и дренирование стендеров:**

В комплекте каждого стендера проектом предусмотрен штатный насос для зачистки нефтепродуктов. Зачистка стендера от нефтепродукта и продувка азотом предусматривается после каждой отгрузки в танкер.

Причал №1 (тит.77/1)	Причал №2 (тит.77/2)
<i>Ст.№6 - насос Н11НМ6</i>	<i>Ст.№1 - насос Н11НМ1</i>
<i>Ст.№7 - насос Н11НМ7</i>	<i>Ст.№2 - насос Н11НМ2</i>

Управление насосами производится от станции управления стендерами, контроль технологических параметров осуществляется по месту и дистанционно в диспетчерской тит.24:

- Контроль давления - по месту (локальный) на напорных и приемных патрубках;
- Дистанционный контроль давления на напорных патрубках - в диспетчерской тит.24.

Дренирование стендеров после отгрузки танкера:

## Продолжение приложения 5

Причал №1 (тит.77/1)	Причал №2 (тит.77/2)
<i>Ст.№6 → РГ1.1</i>	<i>Ст.№1 → РГ2.1</i>
<i>Ст.№7 → РГ1.2</i>	<i>Ст.№2 → РГ2.2</i>

Раскачка нефтепродукта из емкостей гидроудара:

Причал №1 (тит.77/1)	Причал №2 (тит.77/2)
<i>РГ1.1÷1.2 → Н12НМ6→Л.101/9а</i>	<i>РГ2.1÷2.2 → Н12НМ1→Л.101/9</i>

Контроль и управление:

- Контроль температуры нефтепродукта в РГ1.1÷1.2 и РГ2.1÷2.2;
- Контроль уровня нефтепродукта в РГ1.1÷1.2 и РГ2.1÷2.2;
- Останов автоматически Н12НМ1, Н12НМ6 по нижнему уровню в РГ1.1÷1.2 и РГ2.1÷2.2;
- При подсоединенных стендерах к манифольдам танкера - блокировка отдачи для быстро отдающихся гаков.

Управление стендерами предусмотрено от станции управления, на которую поступают сигналы:

- Состояние стендеров;
- Аварийные состояния стендеров;
- Аварийное состояние станции управления стендерами;
- Аварийные сигналы от насосов Н11НМ1, Н11НМ2, Н11НМ6, Н11НМ7.
- Срабатывание ПАЗ;
- Останов технологического потока.

Для технологической площадки причалов №1,2 предусмотрены контроль и сигнализация загазованности (НКПВ) комплектом газоанализаторов.

При прохождении сигнала II порога (50% НКПВ) загазованности автоматически отключаются грузовые насосы и закрываются все электроприводные задвижки.

### 8.6. Отгрузка ТСЭ на причалах №1, 2, 3.

## Продолжение приложения 5

ТСЭ подается на причалы №1,2,3 из резервуара Р-6/6 (тит.6/1) насосами Н-44/13,14 (тит.4/4) по коллектору Л.106/24. Объем резервуара ( $V=15000\text{м}^3$ ) позволяет обеспечить максимальную танкерную партию бункеровки (до 5000 тонн на причал №3) и суточный прием нефтепродукта на ж./д. эстакаде тит.2.

Для измерения и учета погруженного нефтепродукта используют косвенный метод статических измерений, который является резервным в Обществе - по замерам уровней в резервуарах до отгрузки и после отгрузки.

### Причал №1 (тит.77/1):

Подача ТСЭ на причал №1 производится по трубопроводу Л.106/24 к стендеру №7.

*Л.106/24 → ПАЗ 304 → Л.106/24 → ЗЭ 31а → Ст. 7*

Трубопровод Л.106/24 на причальной части образует кольцо разделенное на две части электроприводной запорной арматурой ЗЭ 307.

### Причал №2 (тит.77/2):

Подача ТСЭ на причал №2 производится по трубопроводу Л.106/24 → ЗЭ 307 → Л.106/24 к стендеру №1.

*Л.106/24 → ЗЭ 307 → Л.106/24 → ЗЭ 5а → Ст.1*

### Причал №3 (тит.78):

Подача ТСЭ на причал №3 производится по трубопроводу Л.106/24 → Л.107/9. В районе виадука перед причалами №1,2,3 коллектор Л.106/24 имеет ответвление в трубопровод Л.107/9 Ду350 и далее – на причал №3 к стендеру №12.

*Л.106/24 → V78/17 → Л.107/9 → №78/1 → ЗЭ 27 → Ст. №12*

### Регулирование расхода ТСЭ в танкер:

Первоначально ТСЭ из резервуара идет «самотеком» - до  $500\text{ м}^3/\text{час}$ . Далее поочередно подключают необходимое количество насосов Н-44/13,14р в насосной тит.4/4. Регулирование расхода нефтепродукта производят:

- 1.Изменением вращения вала электропривода частотным регулятором на насосах Н-44/13,14р;
- 2.Позиционированием регулировочного перепускного клапана FV344002 от Л.106/21 (нагнетание насоса) в Л.106/25 (всас насоса);

## Продолжение приложения 5

3.Количеством работающих насосов в тит.4/4 - путем последовательного подключения/отключения насосов.

Регулирование расхода нефтепродукта ведется в соответствии с каргопланом, согласованным со старшим помощником капитана танкера. При изменении расхода необходимо соблюдать плавность увеличения или уменьшения потока, т.к. при резком увеличении или уменьшении существует риск возникновения эффекта кавитации, "помпажа" на насосе или вибрации трубопровода, возможно образование гидравлического удара.

### ***Окончание налива ТСЭ в танкер:***

---

Окончание налива АВТ производится в обратном порядке:

- 1.Количеством работающих насосов в тит.4/4 - путем последовательного отключения насосов;
- 2.Позиционированием регулировочного перепускного клапана FV344002 от Л.106/21 (нагнетание насоса) в Л.106/25 (всас насоса);
- 3.Изменением вращения вала электропривода частотным регулятором на насосах Н-44/13,14р.

На всасывающих и напорных трубопроводах насосов установлены электроприводные задвижки с дистанционным управлением из диспетчерской тит.24 или управлением по месту.

Для всех задвижек и насосов в диспетчерской тит.24 выведена сигнализация их положения. Для насосов выведен статус ключа выбора режима управления.

### **8.7. Отгрузка ДТ в танкер на причалах №1,2.**

---

Причал №1 (тит.77/1):

ДТ в танкер подается из резервуаров Р-9/1-3 (тит.9) и Р-5/2-3 (тит.5) насосами Н-7/11-16 (тит.4/3) по коллектору Л.105/10а. Нефтепродукт, через узел учета в составе двух модулей М-430 и М-440 (тит.57/2), подается к стендерам №8 или №9.

Для измерения и учета нефтепродукта используют метод динамических измерений, который является основным в Обществе с применением модулей М430÷440 (тит.57/2) или косвенный метод статических измерений, который является резервным в Обществе - по замерам уровней в резервуарах до отгрузки и после отгрузки.

## Продолжение приложения 5

Стендер №8 и стендер №9 по трубопроводу Л.105/10а на причале №1 отсекаются друг от друга электроприводной запорной арматурой ЗЭ-36.

*Л.105/10а → ПАЗ 17 → Л.105/10а → ЗЭ 57 (ЗЭ 59 –закр.) → Ст.8*

*Л.105/10а → ПАЗ 17 → Л.105/10а → ЗЭ 59 → ЗЭ 55 → Ст.9*

Причал №2 (тит.77/2):

Для погрузки ДТ на причале №2 предусмотрен стендер №4. Подача ДТ на погрузку в танкер производится по трубопроводу Л.105/10а → ЗЭ61 → Л.105/10.

Трубопроводы Л.105/10а и Л.105/10 на причальной части образуют кольцо и разделены между собой электроприводной запорной арматурой ЗЭ61.

*Л.105/10 → ЗЭ 61 → Л.105/10 → ЗЭ 51 (ЗЭ 62-закр.) → Ст.4*

В зависимости от выбранного маршрута собирают технологическую схему отгрузки ДТ:

- Причал №2, стендер №3: ЗЭ-51 – открыть;
- Причал №1, стендер №8: ЗЭ-57 – открыть;
- Причал №1, стендер №9: ЗЭ-55 – открыть.

### Регулирование расхода ДТ в танкер:

Первоначально ДТ из резервуаров идёт «самотеком» - до 500 м<sup>3</sup>/час. Далее поочередно подключают необходимое количество насосов Н-7/11-16 в насосной тит.4/3.

Регулирование расхода нефтепродукта производят:

- 1.Позиционированием регулировочного перепускного клапана FV24301 от Л.105/10 (нагнетание насоса) в Л.105/8 (всас насоса);
- 2.Количеством работающих насосов Н-7/11-16 - путем последовательного подключения/отключения насосов.

При изменении расхода нефтепродукта необходимо соблюдать плавность увеличения или уменьшения потока, т.к. при резком увеличении или уменьшении существует риск возникновения эффекта кавитации, "помпажа" на насосе или вибрации трубопровода, возможно образование гидравлического удара.

### Окончание налива ДТ в танкер:

Окончание налива ДТ производится в обратном порядке:

## Продолжение приложения 5

1. Варьированием положения регулировочного перепускного клапана FV24301.
2. Последовательным отключением насосов Н-7/11-16.

На всасывающих и напорных трубопроводах насосов установлены электроприводные задвижки с дистанционным управлением из диспетчерской тит.24 или управлением по месту.

Для всех задвижек и насосов в диспетчерской тит.24 выведена сигнализация их положения. Для насосов выведен статус ключа выбора режима управления.

### *Контроль погрузки ДТ в танкер:*

---

Для всех насосов предусмотрено:

1. Останов насоса от аварийного кнопочного поста на входе в помещение насосной тит.4/3;
2. Останов насоса от аварийной кнопки на причалах №1,2;
3. Останов насоса из диспетчерской тит.24;
4. Останов насоса автоматически - по минимальному уровню нефтепродукта в резервуарах тит.5, тит.9;
5. Останов насоса автоматически - по превышению максимального давления в трубопроводах узлов учета тит.57/2, причалов №1,2;
6. Предупредительная сигнализация повышения температуры подшипников насоса, подшипников двигателя и автоматически останов насоса при достижении аварийного значения (ПАЗ).

На трубопроводах предусмотрено:

Контроль температуры нефтепродукта – локальный (по месту контроля) и дистанционный в тит.24;

Контроль давления нефтепродукта - локальный (по месту контроля) и с дистанционной передачей сигнала на пульт диспетчера в тит.24;

Контроль давления нефтепродукта в статическом режиме (контроль утечки) - локальный (по месту контроля) и с дистанционной передачей сигнала на пульт диспетчера в тит.24;

Контроль опорожнения трубопроводов - локальный (по месту контроля) и с дистанционной передачей сигнала на пульт диспетчера в тит.24.

### *Зачистка и дренирование трубопроводов:*

---

Зачистка грузовых межцеховых трубопроводов причального фронта производится насосом Н-8/31, установленным в тит.57/2.

---

## Продолжение приложения 5

Останов насоса Н-8/31 предусматривается по нижнему уровню во всасывающем трубопроводе.

Контроль давления в напорном трубопроводе - локальный (по месту) и дистанционный в диспетчерской тит.24.

Дренирование ДТ из трубопроводов морского фронта и модулей учета производится в заглубленную дренажную емкость ЕП-8/4. Откачка нефтепродукта из емкости производится полупогружным насосом НЕ-8/4, который входит в комплект емкости.

Контроль работы ЕП-8/4:

1. Контроль уровня нефтепродукта в емкости – по месту и в диспетчерской тит.24;
2. Контроль давления на напорном и приемном патрубках – локальный (по месту) и дистанционный в диспетчерской тит.24
3. Контроль температуры в емкости – по месту и в диспетчерской тит.24.

### *Зачистка и дренирование стендеров:*

В комплекте каждого стендера проектом предусмотрен штатный насос для зачистки нефтепродуктов. Зачистка стендера от нефтепродукта и продувка азотом предусматривается после каждой отгрузки в танкер.

Причал №1 (тит.77/1)	Причал №2 (тит.77/2)
<i>Ст.№8 - насос Н15ДТ8</i>	<i>Ст.№4 - насос Н15ДТ4</i>
<i>Ст.№9 - насос Н15ДТ9</i>	

Управление насосами производится со станции управления стендерами, контроль технологических параметров осуществляется по месту и дистанционно в диспетчерской ЦИТС тит.24:

- Контроль давления - по месту (локальный) на напорных и приемных патрубках;
- Дистанционный контроль давления на напорных патрубках - в диспетчерской тит.24.

Дренирование стендеров после отгрузки танкера:

Причал №1 (тит.77/1)	Причал №2 (тит.77/2)
<i>Ст.№8 → РГ1.3</i>	<i>Ст.№4 → РГ2.4</i>
<i>Ст.№9 → РГ1.4</i>	

Раскачка нефтепродукта из емкостей гидроудара:

## Продолжение приложения 5

Причал №1 (тит.77/1)	Причал №2 (тит.77/2)
<i>РГ1.3÷1.4 → Н16ДТ8→Л.105/10а</i>	<i>РГ2.4 → Н16ДТ4→Л.105/10</i>

Контроль и управление:

- Контроль температуры нефтепродукта в РГ1.3÷1.4 и РГ2.4;
- Контроль уровня нефтепродукта в РГ1.3÷1.4 и РГ2.4;
- Останов автоматически Н16ДТ8, Н16ДТ4 по нижнему уровню в РГ1.3÷1.4 и РГ2.4;

Управление стендерами предусмотрено от станций управления, на которые поступают сигналы:

- Состояние стендеров;
- Аварийные состояния стендеров;
- Аварийное состояние самой станции управления стендерами;
- Аварийные сигналы от насосов Н15ДТ8, Н15ДТ9, Н15ДТ4.
- Срабатывание ПАЗ;

Для технологической площадки причалов №1,2 предусмотрены контроль и сигнализация загазованности (НКПВ) комплектом газоанализаторов.

При прохождении сигнала II порога (50% НКПВ) загазованности автоматически отключаются грузовые насосы и закрываются все электроприводные задвижки.

### **8.8. Отгрузка бензина АИ-92 в танкер на причале № 2.**

Причал №2 (тит.77/2):

АИ-92 подается из резервуаров Р-6/4,5,7 (тит.6/1) насосами Н-44/11,12 (тит.4/4) по коллектору Л.106/20 → Л.105/10. Нефтепродукт, через узел учета в составе двух модулей М 410 и М 420 (тит.57/2), подается к стендеру №3. Стендер №3 отсекается от стендера №4 по трубопроводу Л.105/10 электроприводной запорной арматурой ЗЭ-62 и поворотной заглушкой ПЗ700.

Для измерения и учета нефтепродукта используют метод динамических измерений, который является основным в Обществе - с применением модулей М410÷420 (тит.57/2) или косвенный метод

## Продолжение приложения 5

статических измерений, который является резервным в Обществе - по замерам уровней в резервуарах до отгрузки и после отгрузки.

*Л.105/10 → ПАЗ 18 → Л.105/10 → ЗЭ 53 (ЗЭ 62 –закр.) → Ст.3*

В зависимости от выбранного маршрута собирают технологическую схему отгрузки:

➤ Причал №2, стендер №3: ЗЭ-51 – открыть;

### *Регулирование расхода АИ-92 в танкер:*

---

Первоначально НП из резервуаров идёт «самотеком» - до 500 м<sup>3</sup>/час. Далее поочередно подключают необходимое количество насосов Н-44/11,12 в насосной тит.4/4. Регулирование расхода нефтепродукта производят:

- 1.Позиционированием регулировочного перепускного клапана FV344001 от Л.106/20 (нагнетание насоса) в Л.101/18 (всас насоса);
- 2.Количеством работающих насосов Н-5/11,12 - путем последовательного подключения/отключения насосов.

При изменении расхода нефтепродукта необходимо соблюдать плавность увеличения или уменьшения потока, т.к. при резком увеличении или уменьшении существует риск возникновения эффекта кавитации, "помпажа" на насосе или вибрации трубопровода, возможно образование гидравлического удара.

### *Окончание налива АИ-92 в танкер:*

---

Окончание налива НП производится в обратном порядке:

- 1.Варьированием положения регулировочного перепускного клапана FV344001.
- 2.Последовательным отключением насосов Н-44/11,12.

На всасывающих и напорных трубопроводах насосов установлены электроприводные задвижки с дистанционным управлением из диспетчерской тит.24 или управлением по месту.

Для всех задвижек и насосов в диспетчерской тит.24 выведена сигнализация их положения. Для насосов выведен статус ключа выбора режима управления.

### *Контроль погрузки АИ-92 в танкер:*

---

## Продолжение приложения 5

Для всех насосов предусмотрено:

1. Останов насоса от аварийного кнопочного поста на входе в помещение насосной тит.4/4;
2. Останов насоса от аварийной кнопки на причале №2;
3. Останов насоса из диспетчерской тит.24;
4. Останов насоса автоматически - по минимальному уровню нефтепродукта в резервуарах Р-6/4,5,7;
5. Останов насоса автоматически - по превышению максимального давления в трубопроводах узлов учета тит.57/2, причала №2;
6. Предупредительная сигнализация повышения температуры подшипников насоса, подшипников двигателя и автоматически останов насоса при достижении аварийного значения (ПАЗ).

На трубопроводах предусмотрено:

1. Контроль температуры нефтепродукта – локальный (по месту контроля) и дистанционный в тит.24;
2. Контроль давления нефтепродукта - локальный (по месту контроля) и с дистанционной передачей сигнала на пульт диспетчера в тит.24;
3. Контроль давления нефтепродукта в статическом режиме (контроль утечки) - локальный (по месту контроля) и с дистанционной передачей сигнала на пульт диспетчера в тит.24;
4. Контроль опорожнения трубопроводов - локальный (по месту контроля) и с дистанционной передачей сигнала на пульт диспетчера в тит.24.

### Зачистка и дренирование трубопроводов:

Зачистка межцеховых грузовых трубопроводов причального фронта производится насосом Н-8/31, установленным в тит.57/2.

Останов насоса Н-8/31 предусматривается по нижнему уровню во всасывающем трубопроводе.

Контроль давления в напорном трубопроводе - локальный (по месту контроля).

Дренирование АИ-92 из трубопроводов морского фронта и модулей учета производится в заглубленную дренажную емкость ЕП-8/4 или ЕП-9. Откачка нефтепродукта из емкости производится полупогружным насосом, который входит в комплект емкости.

Контроль работы дренажной емкости:

## Продолжение приложения 5

1. Контроль уровня нефтепродукта в емкости – по месту и в диспетчерской тит.24;
2. Контроль давления по месту - на напорном и приемном патрубках;
3. Контроль температуры в емкости – по месту и в диспетчерской тит.24.

### *Зачистка и дренирование стендеров:*

---

В комплекте каждого стендера проектом предусмотрен штатный насос для зачистки нефтепродуктов. Зачистка стендера от нефтепродукта и продувка азотом предусматривается после каждой отгрузки в танкер.

Причал №2 (тит.77/2)
----------------------

Ст.№3 - насос Н15ДТЗ
----------------------

Управление насосом производится от станции управления стендером, контроль технологических параметров осуществляется по месту и дистанционно в диспетчерской тит.24:

- Контроль давления - по месту (локальный) на напорных и приемных патрубках;
- Дистанционный контроль давления на напорных патрубках - в диспетчерской тит.24.

Дренирование стендера после отгрузки танкера:

Причал №2 (тит.77/2)
----------------------

Ст.№3 → РГ2.3
---------------

Раскачка нефтепродукта из емкости гидроудара:

Причал №2 (тит.77/2)
----------------------

РГ2.3 → Н16ДТ4 → Л.106/20 (Л.105/10)
--------------------------------------

РГ2.3 → Н17Б3 → Л.105/10
--------------------------

Контроль и управление:

- Контроль температуры нефтепродукта в РГ2.3;
- Контроль уровня нефтепродукта в РГ2.3;
- Останов автоматически Н16ДТ4, Н17Б3 по нижнему уровню в РГ2.3;

Управление стендерами предусмотрено от станции управления, на которую поступают сигналы:

---

## Продолжение приложения 5

- Состояние стендеров;
- Аварийные состояния стендеров;
- Аварийное состояние станции управления стендерами;
- Аварийные сигналы от насосов Н15ДТ3, Н16ДТ4, Н17Б3;
- Срабатывание ПА3;

Для технологической площадки причала №2 предусмотрен контроль и сигнализация загазованности (НКПВ) комплектом газоанализаторов.

При предварительном сигнале II порога загазованности автоматически отключаются грузовые насосы и закрываются все задвижки.

### **8.9. Отгрузка Нафты в танкер на причалах №1,2.**

---

#### Причал №1 (тит.77/1):

Нафта в танкер подается из резервуаров Р-6/1-3 (тит.6), Р-5/1 (тит.5), Р-7/5,6 (тит.7/1) насосами Н-5/13÷16 (тит.4/2) по коллектору Л.101/9→Л.106/20. Нефтепродукт, через узел учета в составе двух модулей М-510 и М-520 (тит.57/2), подается к стендерам №8 или №9.

Для измерения и учета нефтепродукта используют метод динамических измерений, который является основным в Обществе с применением модулей М510÷520 (тит.57/2) или косвенный метод статических измерений, который является резервным в Обществе - по замерам уровней в резервуарах до отгрузки и после отгрузки.

Стендер №8 и стендер №9 по трубопроводу Л.106/20 на причале №1 отсекаются друг от друга электроприводной запорной арматурой ЗЭ-306.

*Л.106/20 → ПА3 303 → Л.106/20 → ЗЭ 315 (ЗЭ 306 –закр.) → Ст.8*

*Л.106/20 → ПА3 303 → Л.106/20 → ЗЭ 306 → ЗЭ 314 → Ст.9*

#### Причал №2 (тит.77/2):

Трубопровод Л.106/20 на причальной части образует кольцо и разделен электроприводной запорной арматурой ЗЭ308 на две части.

Для погрузки Нафты на причале №2 предусмотрены стендеры №4 и №3. Подача Нафты на причал №2 производится по трубопроводу Л.106/20 → ЗЭ308 → Л.106/20.

Стендер №4 и стендер №3 по трубопроводу Л.106/20 на причале №2 отсекаются друг от друга электроприводной запорной арматурой ЗЭ-310.

## Продолжение приложения 5

*Л.106/20* → ЗЭ 308 → *Л.106/20* → ЗЭ 311 (ЗЭ 310-закр.) → **Ст.4**  
*Л.106/20* → ЗЭ 308 → *Л.106/20* → ЗЭ 310 → ЗЭ 313 → **Ст.3** – *стендер №3*  
в наст. время отсечен поворотной заглушкой П3500 на ЗЭ-313 для  
возможности погрузки АИ-92.

В зависимости от выбранного маршрута собирают технологическую  
схему отгрузки БП:

- Причал №1, стендер №8: ЗЭ-315 – открыть;
- Причал №1, стендер №9: ЗЭ-314 – открыть.
- Причал №2, стендер №4: ЗЭ-311 – открыть;
- Причал №2, стендер №3: ЗЭ-313 – открыть;

### Регулирование расхода Нафты в танкер:

Первоначально Нафта из резервуаров идёт «самотеком» - до 500  
м<sup>3</sup>/час. Далее поочередно подключают необходимое количество насосных  
агрегатов Н-5/13÷16 в тит.4/2.

Регулирование расхода нефтепродукта производят:

- 1.Позиционированием регулировочного перепускного клапана FV4201 от  
Л.101/9 (нагнетание насоса) в Л.101/7 (всас насоса);
- 2.Количеством работающих насосов Н-5/13÷16 - путем последовательного  
подключения/отключения насосов.

При изменении расхода нефтепродукта необходимо соблюдать  
плавность увеличения или уменьшения потока, т.к. при резком увеличении  
или уменьшении существует риск возникновения эффекта кавитации,  
"помпажа" на насосе или вибрации трубопровода, возможно образование  
гидравлического удара.

### Окончание налива Нафты в танкер:

Окончание налива БП производится в обратном порядке:

- 1.Варьированием положения регулировочного перепускного клапана  
FV4201.
- 2.Последовательным отключением насосов Н-5/13-16.

На всасывающих и напорных трубопроводах насосов установлены  
электроприводные задвижки с дистанционным управлением из  
диспетчерской тит.24 или управлением по месту.

## Продолжение приложения 5

Для всех задвижек и насосов в диспетчерской тит.24 выведена сигнализация их положения. Для насосов выведен статус ключа выбора режима управления.

### *Контроль погрузки Нафты в танкер:*

---

Для всех насосов предусмотрено:

1. Останов насоса от аварийного кнопочного поста на входе в помещение насосной тит.4/2;
2. Останов насоса от аварийной кнопки на причалах №1,2;
3. Останов насоса из диспетчерской тит.24;
4. Останов насоса автоматически - по минимальному уровню нефтепродукта в резервуарах тит.6, тит.7/1 и Р-5/1;
5. Останов насоса автоматически - по превышению максимального давления в трубопроводах узлов учета тит.57/2, причалов №1,2;
6. Предупредительная сигнализация повышения температуры подшипников насоса, подшипников двигателя и автоматически останов насоса при достижении аварийного значения (ПАЗ).

На трубопроводах предусмотрено:

Контроль температуры нефтепродукта – локальный (по месту контроля) и дистанционный в тит.24;

Контроль давления нефтепродукта - локальный (по месту контроля) и с дистанционной передачей сигнала на пульт диспетчера в тит.24;

Контроль давления нефтепродукта в статическом режиме (контроль утечки) - локальный (по месту контроля) и с дистанционной передачей сигнала на пульт диспетчера в тит.24;

Контроль опорожнения трубопроводов - локальный (по месту контроля) и с дистанционной передачей сигнала на пульт диспетчера в тит.24.

### *Зачистка и дренирование трубопроводов:*

---

Зачистка грузовых межцеховых трубопроводов причального фронта производится насосом Н-8/31, установленным в тит.57/2.

Останов насоса Н-8/31 предусматривается по нижнему уровню во всасывающем трубопроводе.

Контроль давления в напорном трубопроводе - локальный (по месту) и дистанционный в диспетчерской тит.24.

Дренирование НП из трубопроводов морского фронта и модулей учета производится в заглубленную дренажную емкость ЕП-8/4. Откачка

---

## Продолжение приложения 5

нефтепродукта из емкости производится полупогружным насосом НЕ-8/4, который входит в комплект емкости.

Контроль работы ЕП-8/4:

1. Контроль уровня нефтепродукта в емкости – по месту и в диспетчерской тит.24;
2. Контроль давления на напорном и приемном патрубках – локальный (по месту) и дистанционный в диспетчерской тит.24
3. Контроль температуры в емкости – по месту и в диспетчерской тит.24.

### *Зачистка и дренирование стендеров:*

В комплекте каждого стендера проектом предусмотрен штатный насос для зачистки нефтепродуктов. Зачистка стендера от нефтепродукта и продувка азотом предусматривается после каждой отгрузки в танкер.

Причал №1 (тит.77/1)	Причал №2 (тит.77/2)
<i>Ст.№8 - насос Н15ДТ8</i>	<i>Ст.№4 - насос Н15ДТ4</i>
<i>Ст.№9 - насос Н15ДТ9</i>	<i>Ст.№3 - насос Н15ДТ3</i>

Управление насосами производится со станции управления стендерами, контроль технологических параметров осуществляется по месту и дистанционно в диспетчерской тит.24:

- Контроль давления - по месту (локальный) на напорных и приемных патрубках;
- Дистанционный контроль давления на напорных патрубках - в диспетчерской тит.24.

Дренирование стендеров после отгрузки танкера:

Причал №1 (тит.77/1)	Причал №2 (тит.77/2)
<i>Ст.№8 → РГ1.3</i>	<i>Ст.№4 → РГ2.4</i>
<i>Ст.№9 → РГ1.4</i>	<i>Ст.№4 → РГ2.3</i>

Раскачка нефтепродукта из емкостей гидроудара:

Причал №1 (тит.77/1)	Причал №2 (тит.77/2)
<i>РГ1.3÷1.4 → Н16ДТ8→Л.106/20</i>	<i>РГ2.4 → Н16ДТ4→Л.106/20</i>
	<i>РГ2.4 → Н7Б3→Л.106/20</i>

Контроль и управление:

## Продолжение приложения 5

- Контроль температуры нефтепродукта в РГ1.3÷1.4 и РГ2.3-2.4;
- Контроль уровня нефтепродукта в РГ1.3÷1.4 и РГ2.3-2.4;
- Останов автоматически Н16ДТ8, Н16ДТ4 по нижнему уровню в РГ1.3÷1.4 и РГ2.3-2.4;

Управление стендерами предусмотрено от станций управления, на которые поступают сигналы:

- Состояние стендеров;
- Аварийные состояния стендеров;
- Аварийное состояние самой станции управления стендерами;
- Аварийные сигналы от насосов Н15ДТ8, Н15ДТ9, Н15ДТ4, Н15ДТ3.
- Срабатывание ПАЗ;

Для технологической площадки причалов №1,2 предусмотрены контроль и сигнализация загазованности (НКПВ) комплектом газоанализаторов.

При предварительном сигнале II порога загазованности автоматически отключаются грузовые насосы и закрываются все задвижки.

### **9.КОРАБЕЛЬНЫЙ СТЕНДЕР.**

Корабельный стендер (рис. 1) имеет ассиметричную компоновку, но в любом положении он полностью сбалансирован. Таким образом, в случае отключения гидравлики им можно управлять вручную при помощи тросов.

Продуктопроводящие узлы выполняют также несущую функцию. К несущим и передающим усилие узлам относятся: опорная труба, поворотный отвод, внутренняя труба с противовесной штангой, толкающая штанга между системой противовесов и внешней трубой.

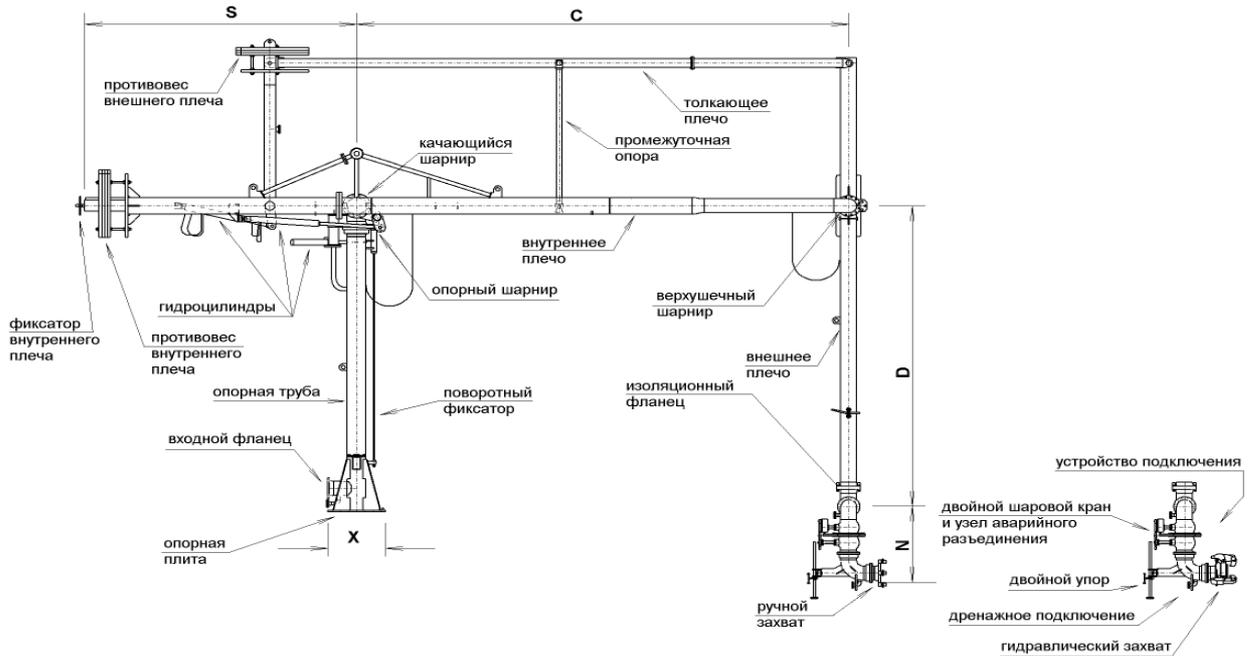


Рис. 1 Корабельный стендер EMCO WHEATON, модель B0030

Для предотвращения движения внутренней трубы и поворотного фиксатора неподключенный стендер должен находиться в гаражном положении и заблокирован фиксатором.

Для коррекции движений корабля у причала стендер имеет шарнирное устройство с системой аварийного разъединения EMCO-EDS 400.

Система аварийного разъединения предназначена для аварийного отсоединения стендера от корабля, в случае перемещения судна у причала за пределы допустимой рабочей зоны.

Для управления и контроля работы стендера служит электрогидравлическая система, которая состоит:

1. Гидравлическая станция - узел управления гидравликой с гидронасосом и ходовыми клапанами;
2. Подвесной пульт управления с кнопочным выключателем;
3. Гидравлические узлы на стендере;
4. Гидравлические трубопроводы .

Электрогидравлическая система позволяет проводить следующие операции со стендером:

## Продолжение приложения 5

- Поворот стендера налево-направо,
- Движение внутренней трубы вверх-вниз,
- Поворот внешней трубы,
- Срабатывание узла разъединения.

Электрогидравлическое управление состоит из гидравлического управления, масляной емкости, расположенных над ней электрогидравлических управляющих элементов и электрического шкафа, расположенного в невзрывоопасной зоне.

Управление стендером осуществляется, как с панели стационарного пульта управления, так и со стороны корабля при помощи подвесного кнопочного пульта.

Для уменьшения нагрузки на корабельный фланец, при отгрузке нефтепродукта в танкер, в нижней части устройства присоединения предусмотрена опора, высоту которой можно регулировать. Если максимальная высота опоры недостаточна, рекомендуется подкладывать под опору деревянный брус.

Остатки продукта из внешней трубы стендера дренируют в грузовой танк судна, из внутренней трубы – в сторону причала.

Для полного дренирования стендера от продукта после каждой погрузки, в шарнирном комбинированном устройстве присоединения имеется дренажный штуцер, обеспечивающий слив остатков продукта и контроль полного опорожнения внешней трубы. В случае возникновения затруднения дренирования стендера задействуется клапан - прерыватель вакуума.

Стендеры №1,2,6,7 оборудованы гибкими металл рукавами для подключения к системе сбора возвратных газов при наливе нефтепродукта.

Стендеры для отгрузки мазута укомплектованы системой эл/обогрева. Мощность эл/обогрева трубопроводов стендера и присоединительного рукава рассчитана на поддержание находящегося в нем нефтепродукта до температуры 65<sup>0</sup>С. Чтобы достичь рабочей температуры 65<sup>0</sup>С (согласно рекомендациям «EMCO WHEATON») за 8 часов до начала работы со стендером необходимо включить эл/обогрев. Главный переключатель находится на опорной трубе. Отсутствие прогрева ведет к повреждению шарнирных уплотнений.

## Продолжение приложения 5

Подключение стендера разрешено только к тем корабельным фланцам, уплотнительные поверхности которых расположены вертикально или параллельно к борту корабля. Если корабельный фланец имеет другое положение, то необходимо применять соответственно изогнутый подгоночный адаптер.

### 9.1. Управление корабельным стендером.

Для функционирования системы безопасности, во время процессов слива-налива, всегда должны оставаться включенными:

1. Главный выключатель;
2. Ключевой выключатель «Управление ВКЛ.»;
3. Ключевой выключатель «Зональная система предупреждения».

#### *Индикация контрольных ламп при сливе-наливе.*

Таблица 3.

№	Операция	Местоположение	Реакция
1.	Управление «ВКЛ.»	Панель	Зеленая лампа
2.	Зональная система предупреждения «ВКЛ.»	Панель	Зеленая лампа
3.	Стендер отключен	Подвесной пульт	Гаснет красная мигающая лампа
4.	Деблокировка аварийного разъединения	Панель	Зеленая лампа «деблокировка стендера»

Кроме этого необходимо проверить:

1. Фланец подключения стендера к танкеру находится в рабочей зоне;
2. Стендер полностью опорожнен;
3. Погодные условия позволяют работу стендера;
4. Фланец подключения стендера и его уплотнение не повреждены;
5. Установленные шланги не имеют повреждений;
6. Шаровой кран на устройстве «аварийное отключение» гидравлически заблокирован.

#### *Проверка работоспособности гидросистемы стендера.*

Таблица 4.

№	Операция	Местоположение	Реакция
---	----------	----------------	---------

## Продолжение приложения 5

1.	Проверка уровня масла	Гидроагрегат	Показатель уровня масла в норме
2.	Включение главного выключателя	На пульте управления	Установка «ВКЛ.»
3.	Включение установки	Ключевой выключатель «Установка ВКЛ.»	Горит зеленая лампа
4.	Тестирование сигнализации	Кнопка «Тест сигнализации»	Звучит сирена и горят все лампы
5.	Включение зональной системы предупреждения	Ключевой выключатель «Зональная система предупреждения ВКЛ.»	Горит зеленая лампа
6.	Выбор стендера	Переключатель на панели управления	Горит лампа выбранного стендера

Если шаровой кран узла разъединения на устройстве подключения не зафиксирован в положении «аварийное разъединение заблокировано», а стендер уже выбран, то звуковая сигнализация будет звучать до снятия блокировки.

Для подключения стендера к корабельному фланцу необходимо убедиться, что корабельный фланец находится в рабочей зоне.

### *Подготовка корабельного фланца к подключению:*

Таблица 5.

№	Операция	Местоположение	Реакция
1.	Выбор «управление со стороны причала»	Подвесной пульт на стендере со стороны причала	
2.	Выбор стендера	Кнопочный выключатель	1. Горит красная мигающая лампа «ВЫБОР» 2. Насос включен 3. Насос «ВКЛ.»
3.	Отпуск фиксаторов	Внутреннего, внешнего и поворотного на стендере	
4.	Движение стендера в сторону корабельного фланца	Кнопка на панели управления	

Продолжение приложения 5

5.	Выбор «Управление с корабельной стороны»	Переключатель на панели	
6.	Подвод стендера к корабельному фланцу	Кнопка на подвесном пульте	
7.	Снятие заглушки		
8.	Подключение устройства присоединения к корабельному фланцу		
9.	Отключение стендера (перевод в плавающее состояние)	Кнопка на подвесном пульте	1.Гаснет красная лампа 2.Насос отключается, давления нет, «Насос ВЫКЛ.»
10.	Регулировка опоры	На палубе танкера	Механическая поддержка устройства присоединения
11.	Деблокировка аварийного разъединения	Шаровой кран 71 с сенсором В6 (над устройством присоединения)	Зеленая лампа «Стендер свободен» (аварийное разъединение возможно)
12.	Стендер готов, может быть начат слив или налив		

Если во время движения стендера в сторону корабельного фланца он выходит за пределы рабочей зоны, то срабатывает сигнализация системы предупреждения движения. Перевод стендера в плавающее состояние в этой ситуации невозможен.

Пуск технологического потока разрешается после присоединения стендера к манифольду судна и информирования диспетчера в тит.24, посредством радиотелефонной связи, о готовности принять нефтепродукт.

## 9.2. Нормальный останов корабельных стендеров.

Последовательность операций останова стендера:

1. Грузовые насосы береговой части остановлены и нефтепродукт поступает самотеком.

## Продолжение приложения 5

2. Закрывать электроприводную арматуру со стороны причала (на входе в стендер)
3. Произвести опорожнение стендера:
  - Остаток нефтепродукта во внешней трубе стендера самотеком дренируется в корабельную емкость.
  - Не слитые остатки нефтепродукта зачищаются штатным насосом стендера. Для этого открыть клапаны, находящиеся на основании стендера и запустить насос. Он перекачивает остатки продукта в судовые танки.
  - Присоединительное устройство и внешнюю трубу проверить на наличие остатка продукта - осторожным открыванием штуцеров опорожнения.
  - После слива остатков, клапан нефтепродуктопровода со стороны корабля закрыть.
  - По окончании опорожнения стендера закрыть клапаны и остановить зачистной насос.
4. Отсоединение стендера от корабельного фланца допустимо только при полном окончании отгрузки/выгрузки нефтепродукта, освобождения стендера и закрытия шаровых кранов.
5. После этого освободить опору, вывести ее в верхнее положение и зафиксировать.
6. Снять блокировку аварийного разъединения, используя шаровой кран 71 с сенсором В6, при этом гаснет зеленая лампа.
7. На подвесном пульте нажать кнопку «Выбор стендера». При этом включается маслонасос и мигает красная лампа на подвесном пульте «Насос ВКЛ.».
8. Далее отсоединить стендер от корабельного манифольда и фланец на стендере закрыть заглушкой.
9. Стендер установить в гаражное положение и зафиксировать.

### *Последовательность операций парковки стендера:*

Таблица 6

№	Операция	Местоположение	Реакция
1.	Отвод стендера от корабельного фланца в направлении гаражного положения	Кнопка на подвесном кнопочном пульте	
Перевод опоры в самое верхнее положение			

## Продолжение приложения 5

2.	Выбор «Управление с причала»	Переключатель на панели	
3.	Вывод стендера в гаражное положение	Кнопка на подвесном пульте	
4.	Фиксация стендера	Поворотная, внутренняя, внешняя фиксация	
5.	Отключение стендера	Панель	1. Гаснет красная мигающая лампа «Выбор» 2. Насос «ВЫКЛ»
6.	Отключение зональной системы предупреждения	Ключевой выключатель «Зональная система предупреждения ВЫКЛ.» на панели	Гаснет зеленая лампа
7.	Управление выключено	Ключевой выключатель на панели	Гаснет зеленая лампа

### 9.3. Мероприятия в аварийных ситуациях.

Для терминала и причала разрабатываются планы по чрезвычайным ситуациям, в которых корабельный стендер и танкер являются составной частью общей системы безопасности. Например, когда танкер непредвиденно выходит из допустимой рабочей зоны действия стендера. В этом случае задействуется система дрейфовой безопасности EDS4.

Система EDS4 гарантирует отсоединение стендера от танкера в случае выхода его из рабочей зоны и автоматическую отсечку по запорной арматуре.

Сектор работы стендера разбит на три зоны:

1. Зона рабочая;
2. Зона первой ступени сигнализации (предупредительная);
3. Зона второй ступени сигнализации (аварийная - на границе зоны осуществляется автоматическое размыкание узла присоединения)

В зависимости от зоны предусмотрены три сценария действий:

## Продолжение приложения 5

1. Останов прокачки продукта (степень опасности невысока, спешка не требуется);
2. Дренирование остатков нефтепродукта, отсоединение корабельного стендера от манифольда танкера и парковка в гаражном положении (спешка не требуется, но в чрезвычайном случае может потребовать отвод корабля);
3. Активация узла аварийного разъединения (действия в спешном порядке, останов прокачки продукта и активизация аварийного разъединения корабля от причала).

Меры предосторожности для сохранности стендера и его контрольной системы:

### *Срабатывание 1 ступени сигнализации:*

Таблица 7

№	Операция	Местоположение	Реакция
1.	Сигнал тревоги - если подключенный фланец находится в зоне срабатывания тревоги	Сенсор на стендере (внутренний, внешний, поворотный)	Проблесковый маяк и сирена с длинным сигналом

После возврата танкера в рабочую зону корабельный фланец также возвращается в рабочий сектор стендера, при этом автоматически выключаются проблесковый маяк и сирена.

Необходимо выполнить:

- Визуальный контроль стендера на механические повреждения;
- Открыть запорную арматуру шаровым краном;
- Включить выбор стендера;
- Выключается маяк и сирена.
- Процесс погрузки/выгрузки можно начинать вновь.

### *Срабатывание 2 ступени сигнализации:*

Таблица 8

№	Операция	Местоположение	Реакция
1.	Сигнал тревоги - если подключенный	Сенсор на стендере (внутренний, внешний,	1. Красный проблесковый маяк и сирена с прерывистым сигналом;

Продолжение приложения 5

фланец продолжает движение из зоны тревоги	поворотный)	<p>2. Автоматически закрывается запорная арматура, если это не произошло в первой ступени;</p> <p>3. Блокировка стендера, но поворотное движение остается в плавающем режиме;</p> <p>4. Аварийное разъединение;</p> <p>5. Блокировка стендера, т.е. он не может переключаться в плавающий режим</p>
---	-------------	---

*Управление стендером после срабатывания 2-ой ступени сигнализации:*

Таблица 9

№	Операция	Местоположение	Реакция
1.	<p>1. Отключение сигнала тревоги и функции разъединения.</p> <p>2. Стендер остается заблокирован (внутренний и внешний) и не может быть переключен в плавающий режим</p>	Ключевой переключатель «Установка ВКЛ./ВЫКЛ.»	Гаснет зеленая лампа

*Управление стендером после срабатывания узла разъединения:*

Таблица 10

№	Операция	Местоположение	Реакция
1.	Закреть шаровой кран 29.2	Гидравлическая станция	Блокируется низкое давление
2.	Выбор стендера вручную	Ходовой вентиль плавающего режима на опорной трубе	Стендер выбран гидравлически
3.	Снятие блокировки стендера	Ходовой вентиль плавающего режима на опорной трубе	Сняты блокировки внешней и внутренней трубы
4.	Выбор стендера электрически	Панель	Насос включен

## Продолжение приложения 5

5.	Работа со стендером	Панель	
6.	Опорожнить стендер и верхнюю часть устройства присоединения		
7.	Проверить стендер на повреждения.		

### *Возврат стендера в исходное положение:*

Таблица 11

№	Операция	Местоположение	Реакция
1.	Закрывать шаровой кран 29.2 (нормальное положение)	Маслонапорная станция	Стендер работает с низким давлением
2.	Снятие блокировки аварийного разъединения. Возврат шарового крана 71 в нормальное положение	Шаровой кран 71	Гаснет зеленая лампа
3.	Вентили 43-1, 43-2, 43-3. Выкрутить шпиндели и зафиксировать их гайкой	Многоходовой вентиль плавающего положения на опорной трубе	– Отключить стендер (поставить в плавающее положение) – Насос остановлен
4.	Вывести стендер в гаражное положение и зафиксировать.		

Режим операций на терминале периодический и зависит от цикличности поступления на терминал составов с нефтепродуктом и танкеров. Нормальное прекращение операций на терминале может быть связано с завершением откачки из товарного парка и окончанием загрузки танкера.

### **9.4. Техническое обслуживание корабельных стендеров.**

При проведении технического обслуживания и ремонта стендеров рекомендуется использование смазочных масел и запасных частей, только рекомендованных производителем.

Техническое обслуживание и ремонты стендеров проводятся в сроки согласно графику ППР утвержденному Первым заместителем

## Продолжение приложения 5

исполнительного директора - главным инженером ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П».

### *Смазочные масла, типы и применение*

---

Для смазывания шарниров должны применяться масла «для медленных высоконагруженных подшипников качения». Решающим пунктом при выборе являются температурные параметры. Способность к смазке должна сохраняться и при достижении граничных значений. Поэтому рекомендуется выбирать тип смазки в соответствии с условиями работы. Опорные участки конструкций, не требующие обслуживания, не смазывают.

### *Резьбовые соединения*

---

Опыт показывает, что все уплотнения и резьбовые соединения «прослабляются» в первые часы работы. Поэтому рекомендуется проконтролировать и подтянуть их после 20-ти 30-ти часов работы.

После первых 6-ти месяцев эксплуатации или после первых 6-ти подключений к кораблю (в зависимости от того, что наступит раньше) необходимо проверить затяжку болтов. Проверка затяжки резьбовых соединений должна повторяться каждые 2 года.

### *Поворотный фиксатор*

---

Каждые 6 месяцев слегка смазываются фиксирующий штырь, пластину и все направляющие.

### *Фиксатор внутреннего плеча*

---

Слегка смазывают направляющие и резьбу.

### *Опора толкающей штанги*

---

Проверить подшипник на наличие повреждений и смазать через пресс-маслёнку.

### *Противовесный подшипник*

---

Смазать через пресс-маслёнку.

### *Дренажные подключения*

---

Проверить клапаны на функциональность. Смазать все подвижные узлы.

### *Опора*

---

Проконтролировать подвижность, почистить и смазать опору, регулировочную гайку и штифт, а также все направляющие.

### *Соединение Камлок*

---

## Продолжение приложения 5

Проверить соединение на наличие повреждений, работоспособность, чистоту и уплотнение на наличие трещин. При необходимости заменить уплотнение. Смазать подвижные части.

### *Прерыватель вакуума*

---

1. Проверить трос на наличие возможных потёртостей.
2. Проконтролировать, плотно ли закрывается пружиной шаровой кран в исходном положении. Это можно проконтролировать, если потянуть за трос выше пружины. Если при этом удаётся ещё дальше закрывать кран, то необходимо подтянуть пружину или заменить её более сильной.
3. Зачищать и смазывать все направляющие каждые 6 месяцев.

### *Обслуживание узлов гидравлики*

---

Обслуживание узлов гидравлики ограничивается в основном регулярным контролем масла и защитой от коррозии, особенно подвижных узлов. В остальном узлы гидравлики не требуют обслуживания.

### *Работы на гидроприводах*

---

Для предотвращения засасывания воздуха все гидропроводы и винты для удаления воздуха рекомендуется открывать только в исключительных случаях. Выявленные не плотности, через резьбовые соединения, следует немедленно устранять.

Если открытие гидропровода исключить невозможно (например, при замене шлангов или ремонтных работах), то необходимо предварительно связаться с фирмой изготовителем. К сожалению, не существует общих правил для исключения полного или, по крайней мере, значительного засасывания воздуха. Правильное откачивание воздуха также зависит от многих факторов, и при неправильном выполнении может привести к распределению воздуха по всей системе. Для каждого конкретного случая фирма изготовитель дает точные указания или посоветует привлечь их специалистов.

### *Гидроцилиндр*

---

1. Смазь в точках воздействия.
2. Проверить гидрошланги на подтёки и возможный наружный износ.
3. Шланги с дефектами должны быть обязательно заменены.

### *Гидронакопитель*

---

Установка может иметь один или несколько гидронакопителей. В них находится азот под давлением, которое действительно для "пустого" состояния накопителя (масляная сторона без давления). Давление газа должно контролироваться.

### *Уровень масла*

---

Проверить уровень масла, он должен находиться на заданном уровне (см. смотровое стекло).

### *Масляный фильтр*

---

Проверить загрязнённость фильтра (см. указатель на фильтре). При сильной загрязнённости (указатель в красной зоне) фильтр должен быть заменён. Фильтры не могут очищаться.

### *Замена масла*

---

Производить замену масла через каждые 4 000 часов работы. Если по какой-либо причине должен применяться другой тип масла, то необходимо промыть всю установку новым маслом. Только так можно предотвратить осмоление масла вследствие смешивания, а значит обеспечить бесперебойную работу установки.

### *Анализ масла*

---

Для проведения теста на загрязнённость необходимо взять из разогретой до рабочей температуры системы 1 - 2 см<sup>3</sup> масла. Затем несколько капель масла из пробы пропускают через фильтровальную бумагу. Если масло протекает с трудом, то требуется его замена. Гидравлическое масло стало не годным к применению, но может ещё применяться после соответствующей очистки. Если проба содержит маленькие студенистые комочки, то необходимо срочно произвести замену масла. Вышеназванные комочки являются смолистыми образованиями, что обозначает, что из-за старения масло пришла в негодность.

### *Воздушный фильтр*

---

Очищать воздушный фильтр. При сильном загрязнении его необходимо заменить. Замена должна производиться один-два раза в год, в зависимости от загрязнения окружающего воздуха.

### *Кабель и подвесной пульт*

---

Проверить подвесной пульт и связующие кабели между пультом и защитным шкафом на возможные повреждения. С особой тщательностью проверять кабель, штекеры и зажимы на причальном подвесном пульте.

Повреждённые части должны быть немедленно заменены.

### *Тест системы дрейфовой безопасности EDS 4*

---

Проверка: 1 раз в полгода

При всех тестах EDS 4: блокировка узла разъединения

Проверить, не вынут ли блокирующий штифт.

## Продолжение приложения 5

Только блокирующий штифт гарантирует, что узел разъединения заблокирован.

### *Тест на функционирование аварийного разъединения при помощи сенсоров*

---

1. Вывести стендер в рабочее положение
2. Поворот стендера направо/налево до достижения 1-ой ступени тревоги
3. Продолжить поворот стендера до достижения 2-ой ступени тревоги
4. Гашение сигналов
5. Поворот стендера обратно в рабочее положение

#### ВНИМАНИЕ:

- При проверке функционирования, аварийное разъединение запрещено.
- Работа со стендером запрещена, если не обеспечена полная готовность к работе.

### *Функциональный тест аварийного разъединения (ступень 2)*

---

Аварийное разъединение путем нажатия грибковой кнопки на панели.

### *Проверка конечных выключателей 26-1 и 26-3*

---

Если аварийное разъединение происходит до того, как закрылись нефтепродуктные клапаны, то следует проверить конечный выключатель в приводах нефтепродуктных клапанов.

При открытом узле аварийного разъединения попробовать открыть продуктные клапаны 25–1 и 25–2 с гидравлической станции (рис. 6). Если клапаны открываются, следует проверить конечный выключатель 26–3 на узле разъединения.

#### ВНИМАНИЕ:

- После проведения теста на узле разъединения необходимо удалить 3 шестигранных болта.
- Если не поступило сообщений об ошибках, то стендер может быть принят в эксплуатацию.

### *Гидравлический привод узла аварийного разъединения*

---

Узел разъединения состоит из двух основных узлов: пары фланцев и зажимного кольца, который зажимает пару фланцев и удерживает узел аварийного разъединения.

Благодаря шарнирам, зажимное кольцо подвижное. В момент аварийного разъединения оно слетает с пары фланцев. Зажимное кольцо

затягивается и закрывается при помощи системы рычагов. Под давлением цилиндра рычажной системы при аварийном разъединении зажимное кольцо падает с фланцевой пары. Цепочка удерживает зажимное кольцо от утери.

### *Сборка узла разъединения*

---

1. Открутить крепёжные болты и снять защитную пластину.
2. Удалить остатки блокировочного штифта из отверстий и проверить кольцо и поверхности фланцев на наличие повреждений.
3. Снять давление в гидросистеме и задвинуть поршневой шток цилиндра.
4. Очистить и смазать боковины зажимного кольца.
5. Наложить вокруг фланцевой пары три элемента зажимного кольца и закрыть при помощи коленчатого рычага.
6. Вставить новый алюминиевый блокировочный штифт и поставить защитную пластину.

### *Обслуживание шарниров*

---

Перед каждым включением стендера необходимо визуально проверить состояние узла разъединения. Необходимо 1 раз в полгода через пресс-маслёнку смазывать шарниры зажимного кольца и слегка смазывать рычажную систему.

Стендер оснащён следующими шарнирами:

- D1010 (опорный / поворотный / вершинный шарниры ) - 3 шт;
- D00021 шарниров в устройстве подключения - 3 шт.

Шарниры поставляются в смазанном состоянии. При этом применяется тип смазки, указанной на чертеже стендера.

При замене смазочного материала рекомендуется использовать этот же или равнозначный материал.

Шарниры требуется смазывать 1 раз в год. Пресс-маслёнка находится на корпусе шарнира. Распределение смазки производится путём проворачивания корпуса шарнира по время процесса смазки.

Уплотнения шарниров должны меняться только в случае появления не герметичности.

Продолжение приложения 5

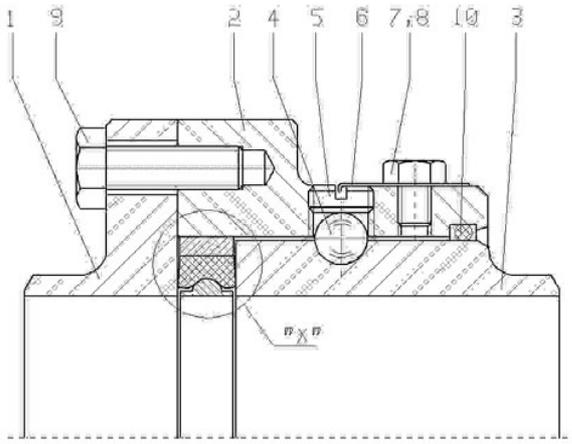


Рис.2 (шарнир D1010)

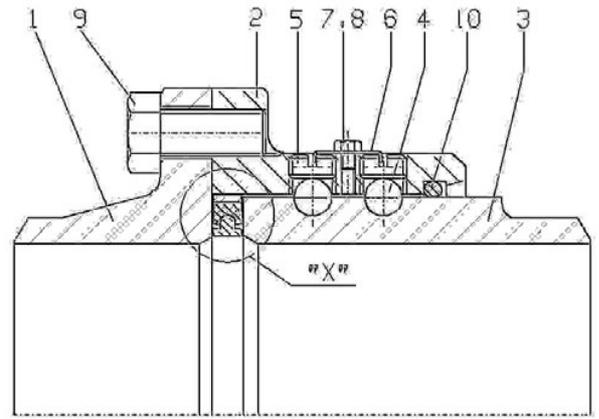


Рис.3 (шарнир D00021)

1. Фланец
2. Корпус
3. Внутреннее кольцо
4. Шарик
5. Заглушка шариковых канавок
6. Фиксирующая пластина
7. Стопор
8. Пресс-маслёнка
9. Шестигранный болт
10. Пылезащитное кольцо

**9.5. Периодичность обслуживания корабельных стендеров.**

Таблица 10

Обслуживаемые узлы	Срок обслуживания			
	При каждой эксплуатации	Каждые 6 месяцев	ежегодно	прочее
Резьбовые соединения		X		
Поворотный фиксатор		X		
Внутренний фиксатор		X		
Опора толкающей штанги			X	
Противовесный			X	

Продолжение приложения 5

подшипник				
Дренажные подключения	О	Х		
Упор	О	Х		
Сцепление «камлок»	О			
Прерыватель вакуума	О	Х		
Обогрев	О	Х		
Резьбовые соединения	О			
Гидроцилиндр		Х		
Гидрошланги	О	Х		
Гидронакопитель		Х		
Уровень масла	О			
Масляный фильтр	О	Х		
Воздушный фильтр		Х		
Кабель и подвесной пульт	О			
Тест на функциональность системы аварийного разъединения			Х	
Узел аварийного разъединения		Х		
Шарниры	О		Х	

О - проверка проведения работ по обслуживанию при необходимости  
 Х – обслуживание как описано в соответствующем разделе.

## 10. РАБОТА В ЗИМНИЙ ПЕРИОД.

### 10.1. Подготовка технологических причалов и трубопроводов к зимнему периоду.

---

При подготовке оборудования и трубопроводов технологических причалов к осенне-зимнему периоду необходимо:

1. Провести инструктаж с технологическим и ремонтным персоналом по особенностям обслуживания и ремонта оборудования технологических причалов и трубопроводов в зимних условиях;
  2. Заблаговременно, перед наступлением отрицательных температур, дренировать воду и продуть азотом систему водяной завесы;
  3. Проверить и подготовить дыхательную и предохранительную арматуру, огневые предохранители.
  4. Проверить и подготовить уровнемеры и пробоотборники, правильность показаний манометров, заполнить незамерзающей жидкостью манометрические трубки;
  5. Подготовить запорную арматуру (смазать и прогнать штоки, набить сальники);
  6. Утеплить дренажные устройства и предохранить их от попаданий воды и снежных заносов.
  7. Выполнить мероприятия по ремонту отопления производственных помещений и обогреву технологического оборудования;
  8. Проверить электро-, паро- и конденсатные подогревательные системы нефтепродуктов на трубопроводах и оборудовании, опрессовать их и, при необходимости, отремонтировать;
  9. Проверить целостность изоляции на трубопроводах с легко застывающими нефтепродуктами;
  10. Удалить воду из трубопроводных коммуникаций продувкой их азотом. На трубопроводах, выведенных из работы и не имеющих спускных устройств, смонтировать спускные пробки. Трубопроводную арматуру, при необходимости, утеплить.
  11. Провести ревизию сбросных коллекторов производственно-дождевой канализации, запорной арматуры, колодцев;
  12. Провести измерение электрических сопротивлений заземляющих устройств.
  13. Проверить исправность лестниц, поручней, ограждений площадок;
  14. Тщательно осмотреть и перебить сальниковые уплотнения в соединительных и проходных муфтах. На фланцевых соединениях
-

## Продолжение приложения 5

заменить выявленные неисправные или вызывающие сомнение прокладки.

15. Проработать объемы потребности и оформить заявки на приобретение антигололедной жидкости.
16. Произвести тщательную проверку состояния изоляции, электрических и обогревающих кабелей, обогревающих систем в помещениях. Выявленные недостатки в процессе эксплуатации подлежат устранению.

### 10.2. Эксплуатация технологических причалов в зимний период .

За трубопроводами и оборудованием в зимний период установлено повышенное внимание.

1. Необогреваемые трубопроводы освобождаются от нефтепродукта и продуваться азотом сразу после перекачки;
2. Снег своевременно удаляется с производственных площадок, проездов, дорог, тротуаров, а также с тех участков территории, где он может мешать производственным операциям или действиям в аварийных ситуациях, проезду пожарных машин.
3. Площадки перед запорной арматурой, проходы, лестницы очищаются от снега, наледи, и обрабатываются антигололедным реактивом.
4. Технологические задвижки открывать плавно и осторожно. В случае замерзания продукта в задвижке, ее необходимо отогреть паром или горячей водой, а затем плавно открыть;
5. Следить за исправностью паровых шлангов;
6. Не допускать нарастания льда на трубопроводах, лестницах, ограждениях.
7. Пешеходные дорожки, переходы должны быть обработаны антигололедными реактивами.
8. Наружное эл/освещение оперативных площадок должно быть исправно и соответствовать техническим нормативам для работы в темное время суток.

#### ВНИМАНИЕ:

При эксплуатации технологических причалов ЗАПРЕЩАЕТСЯ:

- ✚ Включать в работу оборудование и трубопроводы с неисправной системой эл/обогрева и замёрзшим спускным устройством;
- ✚ Отогревать трубопроводы открытым огнём.
- ✚ Отогревать участки трубопроводов без отключения от общей схемы;

## Продолжение приложения 5

- ✚ Перед пуском трубопроводов и оборудования в работу в зимнее время рекомендуется заблаговременно включить эл/обогрев.

**11. НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА.**

Таблица 11

№ п/п	Наименование стадий процесса, аппарата, показатели режима	Номер позиции прибора по схеме	Единица измерения	Допускаемые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности измерительных приборов ГОСТ 8.401	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
1.	Температура мазута в тр-де Л.102/11,11а(Ду700) - после узлов учета	TISA121	°С	50-60		
2.	Давление мазута в тр-де Л.102/11,11а, (Ду500) - перед стендером	TISA101	°С	50-60		
3.	Давление мазута в тр-де Л.102/11,11а, (Ду700) - после узлов учета	PISA221	кгс/см <sup>2</sup>	0,5-8,0		При работе насосов на погрузку/выгрузку нефтепродукта в (из) танкер
4.	Давление мазута в тр-де Л.102/12, Ду 500 (до ЗЭ25)	PISA221	кгс/см <sup>2</sup>	0,5-8,0		При работе насосов на погрузку/выгрузку нефтепродукта в (из) танкер
5.	Давление мазута в напорных тр-дах насосов Н5М, Н6М, Н6-1М	PISA221	кгс/см <sup>2</sup>	0,5-10		При зачистке трубопроводов насосами Н-5М, Н-6М, Н6-1М

Продолжение приложения 5

6.	Давление мазута в тр-де Ду700 перед задвижками ПА35, ПА36, Ду500 после задвижки ПА310 (основные насосы остановлены)	PISA222	кгс/см <sup>2</sup>	0,5-8,0		В статическом режиме (насосы остановлены) : Рраб – 0,6кгс/см <sup>2</sup> Рсраб – 0,38 кгс/см <sup>2</sup>
7.	Давление мазута в тр-де Ду500 до и после ЗЭ26, ЗЭ27	PISA223	кгс/см <sup>2</sup>	0,5-8,0		При работе насосов на погрузку/выгрузку нефтепродукта в (из) танкер
8.	Давление н/п в напорных тр-дах насосов Н7М, Н8М (Ду50)	PISA225	кгс/см <sup>2</sup>	0,5-10		При включении Н7М, Н8М
9.	Уровень н/п в ЕПП-8	LIA312	мм	400÷1800		
10.	Уровень н/п в емкости ЕПП-8 (нижний аварийный)	LIAH313	мм	Не менее 400		
11.	Давление воздуха КИП перед ПА3 1÷12	PISA241	кгс/см <sup>2</sup>	6,0-8,0		
12.	Давление технического воздуха на входе в тр-д морской части	PISA242	кгс/см <sup>2</sup>	6,0-8,0		
13.	Давление пара перед подогревателем ЕПП-8	PISA244	кгс/см <sup>2</sup>	5,0-6,0		
19.	Перепад давления ГФ в тр-де Ду600 - из танкеров причалов №1,2 и атмосферного давления	PISA262	кгс/см <sup>2</sup>	не более 0,01		
25.	Температура нефтепродукта в тр-де Ду 700 мм - после узлов учета	TISA101	°С	50-60		

Продолжение приложения 5

26.	Температура нефтепродукта в тр-де Ду 500 мм - перед стендером мазута	TISA101	°С	50-60		
27.	Давление нефтепродукта в тр-де Ду 700 - после узлов учета	PISA201	кгс/см <sup>2</sup>	2,5-8,0		При работе насосов на погрузку/выгрузку нефтепродукта в (из) танкер
28.	Давление нефтепродукта в тр-де Ду 500 перед стендером №1,2	PISA201	кгс/см <sup>2</sup>	2.5-8,0		При работе насосов на погрузку/выгрузку нефтепродукта в (из) танкер
29.	Давление нефтепродукта в тр-де Ду 700 - перед задвижками ПАЗ ЗЭ 13,3Э 14 (насосы Н-5/11-16 отсечены)	PISA202	кгс/см <sup>2</sup>	2.5-8,0		В статическом режиме, насосы остановлены. Рраб – 0,6кгс/см <sup>2</sup> Рсраб – 0,38 кгс/см <sup>2</sup>

**12. ВОЗМОЖНЫЕ НЕИСПРАВНОСТИ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, СПОСОБЫ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И УСТРАНЕНИЯ.**

Таблица 12

№ п/п	Возможные производственные неполадки, аварийные ситуации	Предельно-допустимые значения параметров, превышение (снижение) которых может привести к аварии	Причины возникновения производственных неполадок, аварийных ситуаций	Способы устранения
1	2	3	4	5
1	Электродвигатель не запускается в работу		Срабатывание электрозащиты. Повреждение кабеля или нарушение соединения с электродвигателем	Устранить повреждение кабелей. После устранения причин срабатывания электрозащиты, повторно включить электродвигатель
2	Насос не подает продукт		Подсос воздуха через не герметичность во всасывающем трубопроводе или уплотнении вала.	Обеспечить герметичность в местах выхода вала из корпуса насоса и уплотнений фланцевых соединений трубопроводов
			Неправильное направление вращения вала.	Обеспечить требуемое направление вращения электродвигателя.

Продолжение приложения 5

			Высота всасывания больше или подпор меньше допустимых величин.	Проверить потери на сопротивление во всасывающем трубопроводе и уровень жидкости в емкости
			Наличие воздуха или газов во всасывающем трубопроводе или корпусе насоса.	Удалить воздух или газы, полностью залить насос.
3	Насос потребляет большую мощность		Механические повреждения деталей электродвигателя или насоса.	Заменить поврежденные детали
			Явление кавитации	Уменьшить подачу с помощью задвижки на напорном трубопроводе или увеличить подпор во всасывании
4	Вибрация и шум при работе		Нарушение центровки вала насос/электродвигатель.	Отцентровать агрегат
			Износ подшипников, прогиб вала, повреждение вращающихся деталей.	Заменить поврежденные детали
			Ослабление затяжки фундаментных болтов или ослабление крепления основных трубопроводов.	Подтянуть гайки соответствующих болтов или шпилек

Продолжение приложения 5

			Подача насоса ниже минимально допустимой.	Увеличить подачу
5	Чрезмерный нагрев подшипников. Температура выше 55°C		неисправные подшипники	Заменить подшипники
			Чрезмерная затяжка радиально-упорных шарикоподшипников.	Ослабить затяжку установкой прокладок или подшлифовкой деталей подшипникового узла
			Недостаточное количество масла	Проверить уровень масла, поддерживаемый масленкой. Наладить масленку (проверить герметичность баллона масленки).
			Недостаточное охлаждение	Увеличить подачу охлаждающей жидкости в холодильник корпуса подшипника.
			Сорт масла не соответствует рекомендуемой марки	Залить масло рекомендуемой марки
			Наличие в масле воды или грязи.	Слить масло, промыть ванну и залить свежее масло.

## **13. АВАРИЙНЫЙ ОСТАНОВ ПОГРУЗКИ НЕФТЕПРОДУКТА В ТАНКЕР.**

### **13.1. Прекращение подачи электроэнергии.**

---

При прекращении подачи электроэнергии необходимо:

- закрыть все задвижки на трубопроводах нагнетания насосов;
- потребители 1-й категории электроснабжения получают бесперебойное снабжение.

Это позволяет произвести отключение взрывоопасных блоков, управлять электроприводными задвижками на аварийных резервуарах и насосах, организовать (при необходимости) откачку, а при пожаре – тушение пожара.

### **13.2. Прекращение подачи воздуха КИПиА**

---

Прекращение подачи воздуха КИПиА возможно вследствие нерегламентированного останова компрессорной установки GA-55 (тит. 14), обеспечивающей воздухом РПК.

При прекращении подачи воздуха процесс слива и перекачки нефтепродуктов останавливается. Для останова оборудования и закрытия необходимой арматуры и клапанов КИП предназначены воздушные ресиверы, установленные перед каждым технологическим блоком.

Запас воздуха в ресивере рассчитан на 30÷40 минут работы, т.е. для проведения нормального останова оборудования.

### **13.3. Разгерметизация трубопровода на причалах №1,2,3, разъединение стендера и танкера.**

---

Все действия персонала осуществляются согласно ПЛА и ПМЛА. Пролив нефтепродуктов при сливо-наливных операциях возможен из-за несанкционированного перемещения танкера, подсоединенного к стендеру.

При срабатывании аварийного звукового сигнала, во время операции налива нефтепродукта в танкеры, выполняются операции по нормальному останову технологического процесса:

1. Оповещение Диспетчера ЦИТС в тит.24;
  2. Останов грузовых насосов береговой части Н-4/11-16р, Н-5/11-16, Н-7/11-16, Н-44/11-14р;
  3. Закрывается арматура ПАЗ на трубопроводах соответствующих отгружаемому нефтепродукту;
  4. Персонал, в местном режиме, закрывает электроприводные задвижки и отсекает стендер от подающих нефтепродукт межцеховых трубопроводов, освобождает стендер и отсоединяет его от танкера.
-

## Продолжение приложения 5

Если обслуживающий персонал стандера не успел выполнить вышеназванные операции, то отключение происходит автоматически в следующей последовательности:

1. Включается звуковой сигнал, включается маслонапорная станция;
2. Отключаются насосы Н-4/11-16р, Н-5/11-16, Н-7/11-16, Н-44/11-14р;
3. Закрываются клапаны ПАЗ на входе трубопроводов на причалы;
4. Подаются аварийные сигналы в диспетчерскую ЦИТС тит.24 и на причалах;
5. Отсоединяется стандер.

Действия обслуживающего персонала при срабатывании аварийного звукового сигнала во время операции выгрузки нефтепродукта из танкера на причале №3:

1. Персонал танкера останавливает насосы танкера;
2. Сливщик причала сообщает о возникшей ситуации диспетчеру ЦИТС тит.24;
3. Оператор товарный закрывает электроприводную задвижку № 4/4 на трубопроводе Л.102/12;
4. Сливщик причала №3 закрывает электроприводную задвижку ЗЭ-26, перед стандером №11;
5. Сливщик причала №3 освобождает стандер № 11 и отсоединяет его от танкера.

Если сливщик на стандере №11 не успел выполнить вышеназванные операции, то отключение происходит автоматически:

1. Включается звуковой сигнал, включается маслонапорная станция;
2. Персонал танкера останавливает насосы танкера;
3. Закрывается отсечной клапан ПАЗ-10;
4. Закрывается электроприводная задвижка ЗЭ-26 перед стандером № 11;
5. Отсоединяется стандер.

При разрыве трубопровода, шланга необходимо:

1. Прекратить все операции на поврежденном участке;
2. Остановить насосы, в первую очередь тот, который подает нефтепродукт в поврежденный трубопровод.

### **13.4. Возгорание на причалах №1,2,3.**

---

При обнаружении возгорания необходимо:

---

## Продолжение приложения 5

1. Оповестить диспетчера ЦИТС;
2. Прекратить все технологические операции;
3. Остановить насосы;
4. Закрыть электроприводные задвижки для отсечки аварийного участка, закрыть отсечные клапаны перед стендером;
5. Отсоединить стендер, подать команду на сброс швартовых концов;
6. Отключить электроэнергию;
7. Оказать первую помощь пострадавшим (если таковые есть);
8. Задействовать первичные средства тушения;
9. Дистанционно включить в работу станцию пенотушения.

На морской части объекта предусмотрена отдельная, стационарная система пенотушения объектов.

К защищаемым объектам проложены сухотрубы. Противопожарный трубопровод находится под постоянным давлением 0,5 МПа. При включении поддавливающего насоса – до 1,0-1,1 МПа.

Для противопожарной защиты причалов №1, №2, №3 предусмотрены водяные завесы.

Пожаротушение площадки (морская часть) разделено на следующие блоки:

1. пенотушение причалов №1, №2 (титул 77);
2. водные завесы причалов №1, №2;
3. пенотушение технологической площадки причала №3 (титул 78);
4. водная завеса технологической площадки причала №3 (титул 78);
5. пенотушение узлов учета (титул 57/1, 57/2);
6. насосная станция морского водозабора (титул 63/1, 63/2).

### **14. ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ**

Требования пожарной безопасности по технологическим причалам ООО "РПК-Высоцк "ЛУКОЙЛ-П" разработаны в соответствии "Правил противопожарного режима в Российской Федерации", утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 25.04.2012 г., №390 и Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008 г., "Технического регламента о требованиях пожарной безопасности, а также "Инструкции о мерах пожарной безопасности на технологических причалах в ООО "РПК-Высоцк "ЛУКОЙЛ-П" от 24.01.2018 г.

## Продолжение приложения 5

Требования пожарной безопасности являются обязательными для исполнения всеми работниками ООО "РПК-Высоцк "ЛУКОЙЛ-П" и подрядными (сервисными) организациями.

1. Территория технологических причалов является зоной повышенной пожароопасности и должна содержаться в чистоте и порядке. Территория должна своевременно очищаться от сгораемых отходов. Мусор необходимо систематически удалять в специальные контейнеры и вывозить с территории ООО "РПК-Высоцк "ЛУКОЙЛ-П" .

2. Территория технологических причалов ООО "РПК-Высоцк "ЛУКОЙЛ-П" оборудована звуковой системой оповещения на случай аварии или пожара, а также громкоговорящей связью (ГГС с диспетчером ЦИТС).

3. Указатели пожарных гидрантов имеют соответствующую надпись, а крышки постоянно очищаются от посторонних предметов, а в зимнее время от снега и наледи.

4. Подъезды к пожарным гидрантам свободны для автотранспорта. У пожарных гидрантов и приемных колодцев выставлены указатели, вывешены надписи, позволяющие быстро находить место их расположения.

5. В летнее время на территории технологического причала №3 регулярно скашивается и убирается трава и сухостой.

### ВНИМАНИЕ:

✚ ЗАПРЕЩАЕТСЯ загромождение дорог, проездов, подъездов, подступов к противопожарному оборудованию, средствам пожаротушения, сигнализации и связи.

✚ ЗАПРЕЩАЕТСЯ хранение высушенной травы на территории предприятия и на прилегающей площадке на расстоянии ближе 100 м.

6. При обнаружении пожара или признаков горения (задымление, запах гари, повышение температуры и т. п.) каждый работник должен:

- немедленно сообщить по телефонам 01 или 28-12 в пожарную охрану, либо Диспетчеру ЦИТС по внутреннему номеру телефона 24-80, назвать объект, место возникновения пожара, сообщить свою фамилию, либо нажать ИПР;
- принять меры по эвакуации людей и, по возможности, сохранности материальных ценностей, ликвидации пожара первичными и стационарными средствами пожаротушения;

## Продолжение приложения 5

7. Каждый работник ООО "РПК-Высоцк "ЛУКОЙЛ-П" обучен правилам работы с первичными средствами пожаротушения. Первичные средства пожаротушения находятся на видных и доступных для их использования местах. Комплект первичных средств пожаротушения находится в опломбированном пожарном щите.

8. Запрещается курение на территории технологических причалов. Для курения на территории ООО "РПК-Высоцк "ЛУКОЙЛ-П" отведены специально оборудованные для этой цели места с урнами и песком - на территории перед тит.1 (за периметром Терминала) и тит.54 и обозначены знаками "Место для курения".

9. Запрещается отогревание трубопроводов и оборудования с применением открытого огня. Отогревание разрешается производить только паром или горячей водой (при отсутствии системы эл/обогрева).

10. На производственной площадке технологических причалов запрещается использование телефонных аппаратов мобильной связи и других устройств, не имеющих сертификации к применению по взрывобезопасности на ОПО.

11. При выполнении технической эксплуатации технологических причалов в темное время суток для местного освещения на территории разрешается применение сертифицированных аккумуляторных фонарей напряжением не более 12 вольт во взрывобезопасном исполнении.

12. Огневые работы на территории технологических причалов проводятся по наряду-допуску, утвержденному Главным инженером ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П».

### **15. СИСТЕМЫ ПОЖАРОТУШЕНИЯ.**

На морской части предусмотрена отдельная, стационарная система пенотушения объектов. У объектов установлены емкости для хранения пенообразователя и приготовления раствора пенообразователя, к которым подведен противопожарный водопровод. К защищаемым объектам проложены сухотрубы. Для противопожарной защиты причалов предусмотрены водяные завесы.

Пожаротушение (морская часть) разделено на следующие блоки:

- Пенотушение причалов №1,2 (титул 77/1,2);
- Водяные завесы причалов №1,2;
- Пенотушение технологических площадок причала №3 (титул 78);
- Водяная завеса технологических площадок причала №3;
- Насосная станция морского водозабора (титул 63/1, 63/2).

### 15.1. Водяная завеса и пенотушение пожара на причалах №1,2 титул 77.

---

Для противопожарной защита причалов №1,2 предусмотрены водяные завесы.

Пенотушение причалов предусматривается с помощью пеногенераторов В18.7 на причалах и мониторов «КОБРА» с лафетными стволами В18.4, установленных на вышках.

Расчетный расход воды для пенотушения и противопожарной защиты причалов - 265 л/с, потребный напор воды 10,0÷11,0 кгс/см<sup>2</sup>, который обеспечивается насосной станцией противопожарного водопровода (сооружение тит.63/1).

Пожаротушение причалов и сооружений тит. 64, тит.69 и тит.71/1 с помощью передвижной техники осуществляется от раздаточных гребенок, установленных на кольцевой сети противопожарного водопровода и пенного пожаротушения. Подача воды выполняется от передвижной автотехники.

#### 15.1.1. Пенное пожаротушение.

---

Автоматический запуск и управление системы пенотушения:

1. При срабатывании не менее двух пожарных извещателей, установленных на технологических площадках причала №1 или причала №2 происходит автоматическое открытие соленоидного вентиля для заполнения систем пожаротушения В18.3-2 (титул 69) (закрытие через 13 минут после открытия);
2. При срабатывании не менее двух пожарных извещателей, установленных на технологической площадке причала №1 происходит автоматическое открытие затворов В18.5-3, В18.5-4;
3. При срабатывании не менее двух пожарных извещателей, установленных на технологической площадке причала №2 происходит автоматическое открытие затворов В18.5-1, В18.5-2;
4. Дистанционное управление системы пенотушения:
  - Управление от пожарных постов причалов №1, №2:
    - затворами В18.6-1 ÷ В18.6-4;
    - мониторами В18.4-1 ÷ В18.4-4 («КОБРА»);
    - затворами В18.5-1 ÷ В18.5-4;

## Продолжение приложения 5

- соленоидным вентилем заполнения систем пенотушения В18.3-2;
- Управление от пожарных постов из сооружения тит.64:
- затворами В18.6-1 ÷ В18.6-4;
- мониторами В18.4-1 ÷ В18.4-4 («КОБРА»);
- затворами В18.5-1 ÷ В18.5-4;
- соленоидным вентилем В18.3-2 заполнения систем пенотушения.

### 15.1.2. Водяная завеса.

---

1. При срабатывании не менее двух пожарных извещателей, установленных на технологической площадке причала №1 происходит автоматическое открытие затворов В2.5-3, В2.5-4;
2. При срабатывании не менее двух пожарных извещателей, установленных на технологической площадке причала №2 происходит автоматическое открытие затворов В2.5-1, В2.5-2;
3. Дистанционное управление затворами В2.5-1 ÷ В2.5-4 производится от пожарных постов причалов №1 и №2;
4. Дистанционное управление затворами В2.5-1 ÷ В2.5-4 производится из сооружения тит.64.

### 15.2. Водяная завеса и пенотушение пожара на причале №3 (тит. 78).

---

Пенотушение причалов предусматривается с помощью пеногенераторов В18.11, установленных на технологических площадках N1, N2 причала №3. Противопожарная защита причалов осуществляется при помощи водяной завесы.

Расчетный расход воды для пенотушения и противопожарной защиты причала №3 - 162 л/с и потребляемый напор воды 81,5 м. вод. ст. обеспечивается насосной станцией противопожарного водопровода (сооружение тит. 63/1).

Пожаротушение причала и сооружений на о. Детинец, с помощью передвижной техники, осуществляется от раздаточных гребенок, установленных на кольцевой сети противопожарного водопровода и пенного пожаротушения.

#### 15.2.1. Водяная завеса.

---

## Продолжение приложения 5

При срабатывании не менее двух пожарных извещателей, установленных на технологических площадках №1 и №2 происходит автоматическое открытие затворов В2.8-1, В2.8-2;

Управление затворами В2.8-1, В2.8-2 на причале №3 - дистанционное от пожарного поста причала №3 из сооружения тит.70.

### **15.2.2. Пенное пожаротушение.**

---

1. При срабатывании не менее двух пожарных извещателей, на технологических площадках №1 и №2 происходит автоматическое открытие соленоидного клапана В18.10-2 в титул 63/2 (закрытие через 13 минут после открытия);

2. При срабатывании не менее двух пожарных извещателей, установленных на технологической площадке №1 - автоматическое открытие затворов В18.13-1, В18.13-2;

3. При срабатывании не менее двух пожарных извещателей, установленных на технологической площадке №2 - автоматическое открытие затворов В18.13-3, В18.13-4;

4. Дистанционное управление от пожарного поста причала N3 затворами В18.13-1 ÷ В18.13-4, мониторами В18.11-1, В18.11-2 («КОВРА»), затворами В18.12-1, В18.12-2 (титул 63/2);

5. Дистанционное управление из сооружения тит.70 затворами В18.13-1 ÷ В18.13-4, мониторами В18.11-1, В18.11-2 («КОВРА»), затворами В18.12-1, В18.12-2 (титул 63/2).

## **16. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА.**

Ответственность за соблюдение требований промышленной безопасности, а также за организацию и осуществление производственного контроля на ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П» несет исполнительный директор.

Эксплуатация трубопроводов и оборудования на технологических причалах №1,2,3 осуществляется в соответствии с правилами технической эксплуатации и руководства по их ремонту. Эксплуатация трубопроводов и оборудования с неисправностями не допускается.

Проведение ремонтных и сервисных работ, с проведением огневых работ, допускаются после оформления наряда-допуска и проведения комплекса подготовительных мероприятий к данным работам.

---

## Продолжение приложения 5

Не допускается пребывание на территории технологических причалов лиц, не имеющих непосредственного отношения к эксплуатации и обслуживанию технологических причалов.

На территории технологических причалов, также как и на всей территории РПК, запрещается применение открытых источников огня (спичек, факелов, свечей и керосиновых фонарей) в местах возможного скопления взрывоопасных паров и газов (траншеях, колодцах канализации и т.п.). Для местного освещения следует применять аккумуляторные фонари напряжением до 12 вольт во взрывозащищённом исполнении, включение и выключение которых производится вне взрывоопасных зон.

Производство работ по монтажу и наладке электротехнических устройств (электрооборудования, электрических сетей и проводки, электроосвещения, заземляющих устройств) производится в соответствии с правилами эксплуатации электроустановок.

Лестницы и их перила содержатся в чистоте и очищаются от грязи, снега и льда с соблюдением правил безопасности. Не допускается протирать лестницы и перила промасленными тряпками. Не допускается использование в работе неисправных лестниц.

Территория технологических причалов спланирована и своевременно очищается от мусора, сухой травы и листьев.

Не допускается засорение территории технологических причалов промасленными тряпками и другими отходами; Промасленная ветошь собирается в предназначенные для этой цели ящики с крышками.

### **13.1. При подготовительных и ремонтных работах.**

---

1. На технологических причалах, в период погрузки/выгрузки танкера проведение ремонтных работ запрещается.
2. Работы по зачистке и дегазации резервуаров (газоопасные), работы по ремонту (огневые, ремонтные), работы по ТО и ТР выполняются по наряду-допуску.
3. Перед началом работ по наряду-допуску устанавливаются границы опасной зоны. Радиус опасной зоны определяется проектом производства работ (ППР).

## Продолжение приложения 5

4. Инструмент, применяемый при проведении ремонтных работ, изготовлен из материалов, не образующих искру при ударе о стальные предметы и конструкции.
5. Производство электросварочных работ во время дождя или снегопада при отсутствии навесов над электросварочным оборудованием и рабочим местом электросварщика не допускается.
6. Газоопасные работы выполняются бригадой в составе не менее двух человек.
7. При работах на высоте персонал обязан пользоваться средством предохранения от падения с высоты - страховочная привязь.
8. Для выполнения работ на высоте предусматривается наличие исправных оградительных средств и защитных приспособлений.
9. При выполнении работ на высоте необходимо пользоваться ящиками и сумками для инструмента и крепёжных изделий, спускают и поднимают все необходимое в строгом соответствии с ППР либо технологической картой.

### **13.2. При эксплуатации оборудования и аварийных ситуациях.**

---

Невыполнение требований ОТ, ПБ и ОС, нарушение правил эксплуатации оборудования, рекомендованных заводом-изготовителем, и регламентных нормативов могут привести к несчастным случаям, пожару или взрыву.

В целях недопущения аварий, персоналу, обслуживающему и эксплуатирующему трубопроводы и оборудование технологических причалов необходимо знать:

- систему противоаварийной защиты (ПАЗ) на объектах технологических причалов и морских насосных (логические связки с причальной зоной);
- порядок действий в зоне обслуживания по плану мероприятий локализации и ликвидации аварий (ПМЛА) и уметь принимать верные решения в случае их возникновения;
- номера телефонов: Диспетчера ЦИТС - 24-80, ПЧ – 01 или 28-12 и порядок их вызова;
- положение об организации и проведения работ повышенной опасности.

### 13.3. При обслуживании технологических причалов необходимо:

---

- периодически проходить подготовку и аттестацию в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды;
- соблюдать требования нормативных актов и нормативных технических документов, устанавливающих правила проведения работ, и порядок действий в случае аварии или аварийной ситуации;

В целях обеспечения готовности персонала к действиям на ООО "РПК-Высоцк "ЛУКОЙЛ-П" планируются и проводятся учения и тренировочные занятия по локализации и ликвидации аварий и последствий аварий. Персоналом, по утвержденному графику, проводятся учебные тренировки по сценариям ПЛА для отработки навыков организации и проведения работ в аварийных ситуациях.

При возникновении аварийной ситуации или обнаружении возгорания на технологических причалах:

- немедленно сообщить по телефону или по общему каналу радиосвязи Диспетчеру ЦИТС и Начальнику смены;
- при активации пожарного извещателя сигнал от объекта пройдет на пульт дежурного пожарной части;

одновременно:

- принять меры по эвакуации людей за пределы опасной зоны;
- обеспечить встречу караула пожарной части с информацией о месте и характере возгорания;
- приступить к локализации загорания, используя для этого имеющиеся первичные средства пожаротушения и руководствуясь оперативной частью ПМЛА.

### 13.4. Требования личной безопасности.

---

В целях недопущения несчастных случаев на производстве, профессиональных заболеваний, обеспечения личной безопасности и безопасности других работников персоналу, обслуживающему и эксплуатирующему оборудование причалов, необходимо знать:

- классификацию опасных зон и их обозначения;
- номера телефонов Диспетчера ЦИТС, пожарной части, газоспасательной службы, службы безопасности, скорой медицинской помощи и порядок их вызова;

## Продолжение приложения 5

- места расположения противопожарного оборудования и инвентаря, аварийного запаса инструмента, противогазов ПШ-2, и уметь ими пользоваться;
- приемы и способы оказания первой доврачебной помощи пострадавшим при несчастных случаях, отравлениях и уметь применять их практически;
- характеристику перекачиваемых нефтепродуктов с точки зрения влияния их на организм человека;
- опасные и вредные производственные факторы, действующие в зоне обслуживания.

В целях предупреждения влияния опасных и вредных производственных факторов, персонал на рабочем месте должен быть обеспечен спецодеждой, спец. обувью и другими средствами индивидуальной защиты в соответствии с установленными нормами выдачи.

Все работы, выполняемые эксплуатирующим и ремонтным персоналом должны выполняться в полном соответствии с требованиями настоящей инструкции, инструкций по охране труда, производственными инструкциями, инструкциями по обеспечению пожарной безопасности, а также других нормативно-технических документов в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в зависимости от вида выполняемых работ.

Для защиты глаз от пыли, брызг, едких веществ, отлетающих частиц, твердых частиц, при проведении ремонтных и сервисных работ, персонал должен пользоваться защитными очками.

Все работники обязаны пользоваться сертифицированной спецодеждой, спецобувью, защитными очками, перчатками, каской.

Персонал участка по отгрузке должен знать марки фильтрующих и шланговых противогазов, условия применения и правила пользования ими.

При производстве технологических операций погрузки/выгрузки нефтепродуктов необходимо контролировать герметичность клапанов и шланговых соединений.

Персонал должен иметь навыки оказания первой помощи пострадавшим. При несчастном случае своевременное оказание первой

## Продолжение приложения 5

помощи может иметь решающее значение для здоровья и жизни пострадавшего.

При ожогах, ранениях, отравлениях и других несчастных случаях необходимо по телефону или по общему каналу радиосвязи или громкоговорящей связи (ГГС) сообщить Диспетчеру ЦИТС и начальнику смены, вызывать скорую помощь, пожарную службу.

При производстве работ в местах, где возможно образование взрывоопасной смеси паров или газов с воздухом, во избежание искрообразования от ударов, запрещается применение ручных инструментов из стали. Инструмент должен быть из металла, не дающего искры при ударе (медь, латунь, бронза), или омеднен, а режущий стальной инструмент надлежит обильно смазать солидолом.

Разлитые нефтепродукты должны быть немедленно убраны.

Вентиляционные устройства надлежит содержать исправности, не загромождать вентиляционные камеры посторонними предметами.

Проверка состояния аппаратов, оборудования, трубопроводов, вентиляции, средств пожаротушения и сигнализации должна производиться обслуживающим персоналом перед каждой сменой. При обнаружении не герметичности оборудование необходимо отключить, пропуски устранить.

Аппараты, подлежащие вскрытию для внутреннего осмотра, очистки, ремонта, должны быть освобождены от продукта, отключены и отглушены от действующей аппаратуры и оборудования, пропарены и продуты воздухом до содержания кислорода 20%.

Необходимо исключить доступ к токоведущим частям оборудования, находящегося под напряжением, работникам, не имеющим допуска на эксплуатацию и ремонт вышеуказанного оборудования.

Периодически проверять сопротивление заземления оборудования, аппаратуры, трубопроводов согласно действующим нормам и правилам. Перед пуском электродвигателей проверять исправность заземления и ограждений.

Во время работы необходимо обеспечить постоянный контроль давления и температуры нефтепродукта в подводящих трубопроводах, подшипников насосов, давления на нагнетании насосов, работы азотной станции.

## Продолжение приложения 5

Показания, вынесенные в систему управления на дисплей в диспетчерской ЦИТС, должны периодически сверяться с показаниями приборов, установленных по месту на аппаратах и оборудовании.

Работники участка ОН обязаны постоянно контролировать исправность схем сигнализации (проверять световую и звуковую сигнализации и т.п.).

При работе с грузоподъемными механизмами необходимо проверять исправность, как самого механизма, так и применяемых строповочных приспособлений.

Регулярно производить внешний осмотр стендеров, проверять работоспособность подвижных частей стендера.

Начальник ЦИТС

ООО "РПК-Высоцк "ЛУКОЙЛ-П"

А.С. Иванов

«\_\_»\_\_\_\_\_ 2020 г.

СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер

ООО "РПК-Высоцк "ЛУКОЙЛ-П"

А.С. Ницин

«\_\_»\_\_\_\_\_ 2020 г.

Заместитель исполнительного директора  
по производству

ООО "РПК-Высоцк "ЛУКОЙЛ-П"

О.А. Попов

«\_\_»\_\_\_\_\_ 2020 г.

Главный механик  
при аппарате управления

ООО "РПК-Высоцк "ЛУКОЙЛ-П"

В.А. Быстров

«\_\_»\_\_\_\_\_ 2020 г.

Главный энергетик  
при аппарате управления  
ООО "РПК-Высоцк "ЛУКОЙЛ-П"

А.В. Новиков

«\_\_»\_\_\_\_\_ 2020 г.

Главный метролог  
при аппарате управления  
ООО "РПК-Высоцк "ЛУКОЙЛ-П"

М.А. Маленков

«\_\_»\_\_\_\_\_ 2020 г.

Ведущий специалист по ПБ  
ООО "РПК-Высоцк "ЛУКОЙЛ-П"

А.В. Колдин

«\_\_»\_\_\_\_\_ 2020 г.

## Продолжение приложения 5

Начальник участка ОН

А.В. Красноперов  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

Начальник участка НиУН

О.В. Васильев  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

РАЗРАБОТАЛ:

Ведущий инженер-технолог

Е.П. Ведерников

ЦИТС

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.





## Приложение 6

УТВЕРЖДАЮ

И.о. исполнительного директора  
ООО «РПК – Высоцк «ЛУКОЙЛ – П»  
\_\_\_\_\_ О.А. Попов

« 06 » августа 2020 г.

### А К Т

по результатам проведения учений с персоналом ООО «РПК – Высоцк «ЛУКОЙЛ – П», ПАСФ ООО «Экошельф- Балтика», членами НАСФ, ООО «ГК «ТЕХНОСПАС», ПАСФ НП «Спасательная служба», оперативным и ремонтно-эксплуатационным персоналом ООО «Балт Нефтесервис» по проведению учения (объектового уровня) по теме:  
**«Действия органов управления, сил и средств по ЛА при разливе нефтепродуктов на акватории в зоне ответственности ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П».**

г. Высоцк

«06» августа 2020 года

Комиссия в составе:

И. о. исполнительного директора  
ООО «РПК – Высоцк «ЛУКОЙЛ – П»

О.А. Попов

Главный инженер  
ООО «РПК – Высоцк «ЛУКОЙЛ – П»

А.С. Ницин

Инженер 1-й категории группы по ГО и ЧС  
отдела ПБ, ОТ и ОС ООО «ЛУКОЙЛ-Транс»

С.В.Пяткова

Заместитель капитана морского порта Высоцк

В.Н. Подъелец

Заместитель начальника ПАСФ  
ООО «Экошельф-Балтика по АСР и ЛРН

С.М. Савельев

Генеральный директор ООО «БалтНефтесервис»

С.В. Бондал

Начальник НП «Спасательная служба» г. Выборг

З.Б. Калентьева

Начальник ПСП ООО «ГК «Техноспас»

А.А. Кондратович

«06» августа 2020 г. проведено учение по ликвидации аварии при разгерметизации технологического трубопровода, находящегося под давлением, и аварийном разливе нефтепродукта - до 548 тонн.

#### Тема комплексного учения:

Действия органов управления, сил и средств по ЛА при разливе нефтепродуктов на акватории в зоне ответственности ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П».

Копия верна: \_\_\_\_\_  
Инженер Дараган С.Б.

Акт по результатам проведения учений с личным составом ООО «ГК «ТЕХНОСПАС», членами НАСФ, персоналом ООО «РПК – Высоцк «ЛУКОЙЛ – П», ПАСФ НП «Спасательная служба», оперативным и ремонтно-эксплуатационным персоналом ООО «Балт Нефтесервис» по проведению учения (объектового уровня) по теме:  
«Действия органов управления, сил и средств по ликвидации аварии при разливе и последующем возгорании нефтепродукта» на объектах и технологических установках ООО «РПК – Высоцк «ЛУКОЙЛ-П»

## Продолжение приложения 6

### Цель комплексного учения:

1. Отработать организацию взаимодействия при оповещении диспетчерских служб функциональной и территориальной подсистем РСЧС при возникновении чрезвычайной ситуации при разливе нефтепродукта на акватории причалов нефтяного терминала ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П» порта Высоцк.

2. Отработать организацию сбора объектовой комиссии (КЧС и ОПБ ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П») и действия при организации работ по локализации и ликвидации разлива нефтепродуктов на акватории причалов нефтяного терминала ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П» порта Высоцк.

3. Проверить готовность сил и средств профессионального аварийно-спасательного формирования (далее- ПАСФ) ООО «Экошельф-Балтика» при действиях в условиях ЧС(Н) на акватории причалов нефтяного терминала ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П» порта Высоцк.

- выдвигание сил и средств к месту условного разлива;
- проведение разведки места разлива;
- проведение локализации разлива;
- применение средств сбора нефтепродуктов;
- проведение мероприятий по защите береговой полосы;
- проведение мероприятий по доочистке акватории;
- организация хранения и передачи для дальнейшей утилизации собранных нефтепродуктов.

4. Отработать схему организации связи при непосредственном проведении работ по локализации и ликвидации разлива и его последствий.

5. Подтвердить готовность сил и средств ПАСФ к действиям в чрезвычайных ситуациях.

### Привлекаемые силы и средства

1. ПАСФ ООО «Экошельф- Балтика».
2. Дежурно- диспетчерская служба ПАСФ ООО «Экошельф- Балтика.
3. МСП Приморск ПАСФ ООО «Экошельф-Балтика».
4. НАСФ ООО «РПК – Высоцк «ЛУКОЙЛ-П».
5. ПАСФ НП «Спасательная служба» г. Выборг.
6. Личный состав дежурной смены охраны и специалисты ООО «Агенство «Луком-А-Северо-Запад».
7. Личный состав дежурного караула ПСП «ТЕХНОСПАС» Высоцк..

### Техника:

1. НСС «Lamor Minimax-10» в комплекте с силовым гидравлическим агрегатом Lamor LPP-6 (гидравлическими и нефтеперекачивающими шлангами)-5ед.
2. Скиммер «ЭКШ-3» в комплекте с гидростанцией «Honda»-2 ед.
3. Нефтеборная система Lamor «ОРС-2» с силовым гидравлическим агрегатом Lamor LPP-20 (гидравлическими и нефтеперекачивающими шлангами)-1 ед.
4. НСС «Lamor Ice Eater», зимний ледовый скиммер в комплекте с силовым гидравлическим агрегатом Lamor LPP-53 (гидравлическими и нефтеперекачивающими шлангами)-1 ед.
5. Скиммер «Lamor Bow Collector» в комплекте с силовым гидравлическим агрегатом LPP-7D (гидравлическими и нефтеперекачивающими шлангами)-2 ед.
6. Скиммер «Lamor Rock Cleaner» в комплекте с силовым гидравлическим агрегатом LPP-6D (гидравлическими и нефтеперекачивающими шлангами)- 2 ед.
7. Скиммер «Lamor Minimax-30» в комплекте с силовым гидравлическим агрегатом LPP-30D-1 ед.

Акт по результатам проведения учений с личным составом ООО «ГК «ТЕХНОСПАС», членами НАСФ, персоналом ООО «РПК – Высоцк «ЛУКОЙЛ – П», ПАСФ НП «Спасательная служба», оперативным и ремонтно-эксплуатационным персоналом ООО «Балт Нефтесервис» по проведению учения (объектового уровня) по теме: «Действия органов управления, сил и средств по ликвидации аварии при разливе и последующем возгорании нефтепродукта» на объектах и технологических установках ООО «РПК – Высоцк «ЛУКОЙЛ-П»

## Продолжение приложения 6

8. Скиммер «Lamor Minimax-60» в комплекте с силовым гидравлическим агрегатом LPP-30D-1 ед.
9. Скиммер «Lamor Minimax-100» в комплекте с силовым гидравлическим агрегатом LPP-53D-2 ед.
10. Скиммер «Lamor Free Floating Offshore» в комплекте с силовым гидравлическим агрегатом LPP 77-1 ед.
11. м/б «Аглая»-1 ед.
12. Ннб «СПРУТ-1»-1ш ед.
13. Катер оперативной разведки «КОР-1»-1 ед.
14. Катамаран-нефтемусоросборщик «ЭКО-41» (суммарный объем танков- 2,0 м3 )-1ед.
15. Катамаран-нефтемусоросборщик бонопостановщик«ЭКО-22» (суммарный объем танков- 2.0 м3 )-1ед.
16. Пожарная техника - АЦ-2ед., АПТ-1ед., АР-1ед.
17. Автомобиль для перевозки людей и оборудования (с прицепом) ПАСФ НП «Спасательная служба» г. Выборг -1 ед.

**11 ч. 03 мин Вводная №1** На причалах №1 и №2 ООО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ –П» (условно) из-за разгерметизации технологического трубопровода, находящегося под давлением, произошел аварийный разлив нефтепродукта - до 548 тонн. Пятно нефтепродукта разделилось: одна часть осталась в районе причалов №1 и №2, а вторая часть движется в район причала №3, а так же в сторону береговой линии в районе бухты «Кислицына».

### Фактические действия по ликвидации аварии

#### 11 ч. 03 мин Вводная 1

**11 ч. 04 мин** ст.сменным диспетчером проведено оповещение персонала по ГГС. Проведено оповещение, согласно схемы оповещения, дана команда на останов технологического процесса.

**11 ч. 06 мин** Личный состав РАСФ ООО «Экошельф-Балтика» начинает действия в соответствии с Планом ЛРН: личный состав дежурной смены начинает подготовку к использованию технических средств.

**11 ч.10 мин.** объявлен сбор КЧС и ОПБ.

**11 ч.10 мин.** отправка формы 1ЧС.

**11 ч. 11 мин** дежурный электрик прибыл на место аварии.

**11 ч.13 мин.** к месту аварии прибыл дежурный караул ПСП ООО «ГК «ТЕХНОСПАС».

**11 ч. 14 мин.** руководство ликвидацией аварии передано руководителю ПАСФ ООО «Экошельф-Балтика».

**11 ч.16 мин.** выставлено оцепление оперативной группой ООО «Агентство «Луком-А-Северо-Запад».

**11 ч. 17 мин** к месту аварии прибыл начальник смены ЦИТС.

**11 ч.22 мин.** Выставлен ордер в районе причала №2.

**11 ч.23 мин.** собран штаб КЧС

**11 ч.25 мин.** на место аварии прибыла ремонтная бригада БНС

**11 ч.26 мин.** согласована постановка техники ПСП ООО «ГК «ТЕХНОСПАС» на причал №3, проложены рукавные линии.

**10 ч. 30 мин** прибыла дежурная смена НАСФ

#### Вводная 2

**11 ч.38 мин.** продолжается выставление ордеров и сбор нефтепродуктов в акватории.

**11 ч.41 мин.** на место аварии прибыло ПАСФ НП «Спасательная служба».

**11 ч.44 мин.** спасательный буксир «Аглая» и НБ «Спрут-1» производят сбор нефтепродукта у причала № 1.

Акт по результатам проведения учений с личным составом ООО «ГК «ТЕХНОСПАС», членами НАСФ, персоналом ООО «РПК – Высоцк «ЛУКОЙЛ – П», ПАСФ НП «Спасательная служба», оперативным и ремонтно-эксплуатационным персоналом ООО «Балт Нефтесервис» по проведению учения (объектового уровня) по теме: «Действия органов управления, сил и средств по ликвидации аварии при разливе и последующем возгорании нефтепродукта» на объектах и технологических установках ООО «РПК – Высоцк «ЛУКОЙЛ-П»

## Продолжение приложения 6

**11 ч.49 мин.** отрыв пятна нефтепродукта, движется в сторону береговой линии в районе бухты «Кислицына». Привлечены силы порта «Высоцк».

**12 ч.00 мин.** силами НП «Спасательная служба» герметизируют аварийный трубопровод имеющимися спецсредствами.

**12 ч.14 мин.** закончено формирование боновых ордера вдоль берега. готовится оборудование для сбора нефтепродукта.

**12 ч.16 мин.** использовано 100 кг. сорбента, организован подвоз дополнительного в количестве 100кг.

**12 ч.20 мин.** на акватории на месте пролива отобраны пробы природной воды на причале №3

**12 ч.31 мин.** закончен сбор нефтепродукта.

### ОПЕРАТИВНЫЙ СКАЧОК ВРЕМЕНИ

**12 ч.33 мин.** работы по ликвидации место разлива завершены

### ОПЕРАТИВНЫЙ СКАЧОК ВРЕМЕНИ

**12 ч. 34 мин** окончена отработка учения, приступили к сбору оборудования, доложено НШ КЧС.

### З А М Е Ч А Н И Я

По действиям рабочих (служащих) после получения вводной:	Замечаний нет
По действиям подразделений пожарной охраны:	Замечаний нет
По действиям ПАСФ НП «Спасательная служба»	Замечаний нет
По действиям службы безопасности:	Замечаний нет
По действиям членов НАСФ ООО «РПК – Высоцк «ЛУКОЙЛ-П»	Замечаний нет
По действиям штаба КЧС и ОПБ:	Замечаний нет
По действиям производственно-диспетчерского отдела объекта:	Замечаний нет
По действиям персонала объекта	Замечаний нет
По работоспособности средств пожарной автоматики:	Замечаний нет
По состоянию противопожарного водоснабжения:	Замечаний нет
По состоянию подъездов, проездов:	Замечаний нет
По состоянию противопожарного оборудования:	Замечаний нет

#### Недостатки:

1. Внести изменения в схему оповещения:
  - заменить телефонные номера «Морской порт Высоцк» 8(81378)324-85 и 8(81378)2-89-94 на 8(81378)32-283 и +7(921)789-02-08;
  - «Морской порт Высоцк» заменить на «Капитан морского порта Высоцк»;
  - при возникновении ЧС включить в обязательное оповещение Капитана морского порта Высоцк.

Акт по результатам проведения учений с личным составом ООО «ГК «ТЕХНОСПАС», членами НАСФ, персоналом ООО «РПК – Высоцк «ЛУКОЙЛ – П», ПАСФ НП «Спасательная служба», оперативным и ремонтно-эксплуатационным персоналом ООО «Валт Нефтесервис» по проведению учения (объектового уровня) по теме: «Действия органов управления, сил и средств по ликвидации аварии при разливе и последующем возгорании нефтепродукта» на объектах и технологических установках ООО «РПК – Высоцк «ЛУКОЙЛ-П»

## Продолжение приложения 6

2. При проведении АСДНР передать радиостанцию ПАСФ для оперативного реагирования.

3. В помещении КЧС (тит.54) привести в работоспособное состояние оргтехнику, для оперативной передачи информации.

### Выводы:

1. План учений и поставленные перед участниками цели и задачи выполнены в полном объеме.

2. ООО «Экошельф-Балтика», НП «Спасательная служба» и ООО «ГК «ТЕХНОСПАС» в полном объеме обеспечили локализацию и ликвидацию ЧС на территории, акватории и объектах ООО «РПК – Высоцк «ЛУКОЙЛ – II».

3. ООО «ГК «ТЕХНОСПАС» в полном объеме обеспечила локализацию и ликвидацию ЧС на территории и объектах ООО «РПК – Высоцк «ЛУКОЙЛ – II».

4. Учение признать удовлетворительным.

Главный инженер  
ООО «РПК – Высоцк «ЛУКОЙЛ – II»

Инженер 1-й категории группы по ГО и ЧС  
отдела ПБ, ОТ и ОС ООО «ЛУКОЙЛ-Транс»

Заместитель капитана морского порта Высоцк

Заместитель начальника ПАСФ  
ООО «Экошельф-Балтика по АСР и ЛРН

Генеральный директор ООО «БалтНефтесервис»

Начальник НП «Спасательная служба» г. Выборг

Начальник ПСП ООО «ГК «Техноспас»

А.С. Ницин

С.В. Пяткова

В.Н. Подъелец

С.М. Савельев

С.В. Бондал

З.Б. Калентьева

А.А. Кондратович

Копия верна:   
Инженер Дараган С.Б.

Акт по результатам проведения учений с личным составом ООО «ГК «ТЕХНОСПАС», членами НАСФ, персоналом ООО «РПК – Высоцк «ЛУКОЙЛ – II», ПАСФ НП «Спасательная служба», оперативным и ремонтно-эксплуатационным персоналом ООО «Балт Нефтесервис» по проведению учения (объектового уровня) по теме: «Действия органов управления, сил и средств по ликвидации аварии при разливе и последующем возгорании нефтепродукта» на объектах и технологических установках ООО «РПК – Высоцк «ЛУКОЙЛ-II»

# Приложение 7



## ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»

Юридический адрес: 607650, Российская Федерация, Нижегородская область, Кстовский район, город Кстово, шоссе Центральное (Промышленный район), дом 9. E-mail: INFONNOS@nnos.lukoil.com; телефон ЦЗЛ (83145) 53509; телефон сбытовой компании (83145) 55444

### ПАСПОРТ ПРОДУКЦИИ № 2105047

Автомобильный бензин экологического класса K5 марки АИ-92-K5



ГОСТ 32513-2013 с изм.1

**КОПИЯ ВЕРНА**

Оператор товарный участка оформления ТТД

*Сулеев*  
« 15 » 05 2021 г.



Декларация о соответствии

ЕАЭС N RU Д-РУ.АИ78.В.01765/20

Срок действия по 22.06.2023 г.

Продукция изготовлена под контролем системы менеджмента качества, сертифицированной Vireau Veritas Certification в соответствии с требованиями ISO 9001:2015  
Сертификат № RU003477 от 23.12.2020 г.



Дата изготовления 13/05/2021  
Дата отбора проб 13/05/2021  
Номер партии 219  
Номер резервуара 1582  
Уровень наполнения(см) 1620  
Масса нетто(г) 15170  
Дата проведения анализа 13/05/2021  
Дата выдачи паспорта 13/05/2021

№	Наименование показателя	Нормы по ТР ТС	Нормы по ГОСТ 32513-2013 с изм.1	Фактические данные	Методы испытаний
1	Октановое число, не менее: - по исследовательскому методу - по моторному методу	80 76	92.0 83.0	92.9 83.1	ГОСТ 8226 ГОСТ 511
2	Концентрация свинца, мг/дм <sup>3</sup>	Отсутствие	Отсутствие	отсутствие	ГОСТ EN 237
3	Содержание промытых смол, мг/дм <sup>3</sup> (мг/100 см <sup>3</sup> ), не более		50 (5)	10(1)	ГОСТ 1567
4	Индукционный период, мин, не менее		360	>400	ГОСТ ISO 7536
5	Массовая доля серы, мг/кг, не более	10	10	7.0	ГОСТ ISO 20846
6	Объемная доля бензола, %, не более	1	1	0.83	ГОСТ 32507 (метод Б)
7	Объемная доля углеводородов, %, не более: - олефиновых - ароматических	18 35	18 35.0	13.9 31.7	ГОСТ 32507 (метод Б)
8	Содержание в мас.% пентана (C <sub>5</sub> )  Содержание в мас.% гексана (C <sub>6</sub> )		Не нормируется, определение обязательно*  Не нормируется, определение обязательно*	1.62  1.49	ГОСТ 32507 (метод Б)
9	Массовая доля кислорода, %, не более	2.7	2.7	Менее 0.03	ГОСТ EN 13132
10	Объемная доля оксигенатов, %, не более: - метанола - этанола  - изопропанола - третбуанола - изобутанола  - эфиров, содержащих 5 или более атомов углерода в молекуле - других оксигенатов (с температурой конца кипения не выше 210 °С)	Отсутствие 5 10 7 10  15 10	Отсутствие 5.0 10.0 7.0 10.0  15.0 10.0	Отсутствие Менее 0.17 Менее 0.17 Менее 0.17 Менее 0.17  Менее 0.17 Менее 0.17	ГОСТ EN 13132
11	Коррозия медной пластинки (3 ч при 50 °С)		Класс 1	класс 1	ГОСТ 6321
12	Внешний вид		Чистый, прозрачный	Чистый, прозрачный	Визуально по 8.2 ГОСТ 32513
13	Плотность при 15 °С, кг/м <sup>3</sup>		725.0 - 780.0	752.4	ASTM D 4052

Копия верна: \_\_\_\_\_

Инженер Дараган С.Б

## Продолжение приложения 7

№	Наименование показателя	Нормы по ТР ТС	Нормы по ГОСТ 32513-2013 с изм.1	Фактические данные	Методы испытаний
14	Концентрация марганца, мг/дм <sup>3</sup>	Отсутствие	Отсутствие	отсутствие	ГОСТ 33158
15	Концентрация железа, мг/дм <sup>3</sup>	Отсутствие	Отсутствие	отсутствие	ГОСТ 32514
16	Объемная доля монометиланилина, %	Отсутствие	Отсутствие	отсутствие	ГОСТ 32515
17	Давление насыщенных паров бензина (ДНП), кПа, в летний период	35 - 80	35 - 80	48.9	ГОСТ EN 13016-1 с дополнением по 8.4 ГОСТ 32513
18	Фракционный состав: объемная доля испарившегося бензина, %, при температуре: 70 °С (И70) 100 °С (И100)  150 °С (И150), не менее  210 °С (И210)  конец кипения, °С, не выше  объемная доля остатка в колбе, %, не более		15 - 48 40 - 70  75  Не нормируется, определение обязательно*  215.0  2.0	20.5 46.0  79.5  97.5  209.4  1.1	ASTM D 86
19	Максимальный индекс паровой пробки (ИПП)		Не нормируется**	633	ГОСТ 32513 п.8.3
20	Присадки: Металлосодержащие Антиокислительная, % масс.	Отсутствие	Отсутствие	отсутствие  0.0000	

Заключение: Качество продукции соответствует ГОСТ 32513-2013 с изм.1 (группы испаряемости А,В) и экологическому классу К5 Технического регламента Таможенного союза "О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту" (ТР ТС 013/2011) в летний период.

Изготовитель гарантирует соответствие качества продукта требованиям настоящего стандарта в течение 1 года со дня изготовления при соблюдении потребителем условий транспортирования и хранения.

\* - для классификации кодов ТН ВЭД ЕАЭС

\*\* - по требованию потребителя



Начальник ОТК (нач. смены)

Старший лаборант

*Ев. Л. А.*

Евлампьева Л.А.

*Козелкова Т. А.*

Козелкова Т.А.

Копия верна: *[Signature]*  
Инженер Дараган С.Б.

**Сертификат продукции № 610-3-05-21**

**Сырье (бензин) для пиролиза**

**СТО 00044434-020-2010 С ИЗМ. 1, 2, 3**

Дата изготовления - 16.05.21  
Номер контракта - 1911055  
Направление - Высоцк  
Налив произведен из резервуара № - 385  
Место отбора проб - вагоны-цистерны

Продукция изготовлена под контролем системы менеджмента качества, сертифицированной на соответствие требованиям ISO 9001.

Наименование показателей	Норма по контракту	Фактическое значение	Метод испытаний
1. Плотность при 15 °С, кг/м <sup>3</sup>	не более 735,0	714,9	EN ISO 12185
2. Фракционный состав :			
- Температура начала перегонки, °С	не ниже 30	31	ASTM D86
- Температура конца кипения, °С	не выше 180	174	ASTM D86
3. Массовая доля серы, %	не более 0,05	0,05	ГОСТ Р 51947
4. Объемная доля ароматических углеводородов, %	не более 10,0	7,0	ГОСТ Р 52714
5. Объемная доля олефиновых углеводородов, %	не более 1,0	0,5	ГОСТ Р 52714
6. Объемная доля парафиновых углеводородов, %	не менее 65,0	73,0	ГОСТ Р 52714
7. Содержание водорастворимых кислот и щелочей	отсутствие	отсутствие	ГОСТ 6307
8. Содержание воды и механических примесей	отсутствие	отсутствие	п. 6.3 СТО
9. Концентрация фактических смол, мг/100 см <sup>3</sup> бензина	не более 2,0	1,0	ГОСТ 1567
10. Содержание свинца, мг/кг	не более 0,050	<0,05	ГОСТ Р 51942
11. Давление насыщенных паров, кПа	не более 75,0	78,5 (по согласованию)	ГОСТ Р ЕН 13016-1
12. Массовая доля меркаптановой серы, %	не более 0,020	0,0223 (по согласованию)	ГОСТ 17323
13. Массовая доля сероводорода, %	не более 0,0010	отсутствие	ГОСТ 17323
14. Массовая доля МТБЭ, ppm	не более 50	<25	ГОСТ Р 52531
15. Массовая доля хлорорганических соединений, мкг/г	не более 3,0	<1,0	ASTM D4929
16. Цвет	не менее 20	30	ASTM D156

Показатели качества для определения кодов ТН ВЭД ЕАЭС

Наименование показателей	Фактическое значение	Метод испытаний
1. Фракционный состав :		
- До температуры 210 °С перегоняется (включая потери), % об.	96	ASTM D86
2. Содержание пентана (С5), % масс.	13,3	ГОСТ Р 52714
3. Содержание гексана (С6), % масс.	20,9	ГОСТ Р 52714

Качество продукции соответствует условиям контракта.

Начальник ЦЗЛ



Измаков А.А.

Дата выдачи сертификата качества 16.05.2021

Копия верна:

Инженер Дараган С.Б.

# Продолжение приложения 7



Акционерное Общество "Антипинский нефтеперерабатывающий завод"  
625047, Россия, Тюменская область, г. Тюмень, ул. 6 км Старого Тобольского тракта, 20  
тел.: +7(3452)53-23-99, E-mail: info@annpz.ru

Сертификат СМК № РС 001637  
Срок действия с 29.10.2020 по 12.12.2022  
Центральная заводская лаборатория  
625047, Россия, Тюменская область, г. Тюмень, ул. 6 км Старого Тобольского тракта, 20, строение 10

## ПАСПОРТ № 547

Дистиллят для производства базовых масел  
СТО 73171028-017-2019

50569367  
74981259  
51959856  
51586006  
51025377  
58701491

Код ОКПД 2 по ОК 034-2014 (КПЕС 2008):	:19.20.29.290	Код ОКП:	:
Дата изготовления:	:13 мая 2021 г.	Номер партии:	:
Дата отбора пробы:	:13 мая 2021 г. по ГОСТ 2517-2012	Номер резервуара:	:Р-26 Товарный парк мазута 3/2
Место отбора:	:АО "Антипинский НПЗ"	Уровень наполнения, см:	:1 594,0
Размер партии, т:	:4 549,742	Дата оформления паспорта:	:13 мая 2021 г.
Дата проведения испытаний:	:13 мая 2021 г.		

№	Наименование показателя	Метод испытаний	Норма по СТО 73171028-017-2019	Фактическое значение
1	Фракционный состав: при температуре 350 °С перегоняется, % об.* 90% перегоняется при температуре, °С	ASTM D 1160-18	не более 40 не выше 550	менее 2 525
2	Кинематическая вязкость при 50 °С, мм <sup>2</sup> /с	ГОСТ 33-2016	не менее 10,0	56,65
3	Температура вспышки в открытом тигле, °С	ГОСТ 4333-2014	не ниже 70	230
4	Массовая доля серы, %	ГОСТ 32139-2019	не более 2,0	1,78
5	Плотность при 15 °С, кг/м <sup>3</sup>	ASTM D 4052-18a	870-935	926,1
6	Массовая доля ванидия, %**	ГОСТ 10364-90	не более 0,0010	менее 0,0002
7	Коксуемость, %	ГОСТ 32392-2013	не более 1,0	0,61
8	Вязкость кинематическая при 100 °С, мм <sup>2</sup> /с	ГОСТ 33-2016	более 2,2	9,455

Заключение: Дистиллят для производства базовых масел соответствует требованиям СТО 73171028-017-2019 Дистиллят для производства базовых масел Технические условия с изм.1.  
Дополнительная информация: \* Показатели гарантируются изготовителем и определяются периодически – 1 раз в месяц. Протокол испытаний № В-148-ТЛ от 21.04.2021г.  
информации: \*\* Показатель гарантируется изготовителем и определяется периодически – 1 раз в квартал. Протокол испытаний № В-106-ТЛ от 22.03.2021г.

Дата выдачи паспорта

13.05.2021

Начальник смены ТЛ



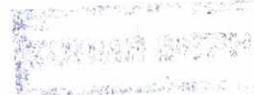
*Балацкая Н.Ф.*

Балацкая Н.Ф.



Копия верна: *[Signature]*

Инженер Дараган С.Б.



ООО «СОКАРЭНЕРГОРЕСУРС»



**ПАСПОРТ ПРОДУКЦИИ № 856**

Дизельное топливо ЕВРО, летнее, сорта С, экологического класса К5 марки ДТ-Л-К5

(Наименование и обозначение марки топлива)

ГОСТ 32511-2013 ( EN 590:2009) с изм.1

(Нормативный документ)

Обозначение документов, устанавливающих требования к топливу: Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011 г. №826 (Приложение 3)  
ГОСТ 32511-2013 ( EN 590:2009) с изм.1 «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия»

ОКПД 2 19.20.21.315  
Дата изготовления: 06.05.2021  
Дата отбора проб (ГОСТ 2517-2012): 06.05.2021  
Номер резервуара: 8  
Уровень наполнения (см): 819,0  
Масса нетто (т): 6 325,779  
Дата проведения испытаний: 06.05.2021  
Дата выдачи паспорта: 10.05.2021



Декларация о соответствии ЕАЭС  
№ RU Д-РУ.АД17.В.01717/20  
по 15.04.2023

№ п/п	Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ТР ТС 013/2011	Норма по ГОСТ 32511-2013 ( EN 590:2009) с изм.1	Фактическое значение
1	Цетановое число	ГОСТ 32508	не менее 51,0	не менее 51,0	51.0*
2	Цетановый индекс	EN ISO 4264		не менее 46,0	54.0*
3	Плотность при 15 °С, кг/м3	АСТМ Д 4052		в пределах 820,0-845,0	835.7
4	Массовая доля полициклических ароматических углеводородов, %	ГОСТ EN 12916	не более 8,0	не более 8,0	3.4*
5	Массовая доля серы, мг/кг	ГОСТ ISO 20884	не более 10,0	не более 10,0	6.2
6	Температура вспышки в закрытом тигле, °С	ГОСТ 6356	не ниже 55	выше 55	63
7	Коксумость 10% остатка разгонки, % (по массе)	EN ISO 10370		не более 0,3	<0.1*
8	Зольность, % (по массе)	ГОСТ 1461		не более 0,01	0.001*
9	Массовая доля воды, мг/кг	EN ISO 12937		не более 200	45
10	Общее загрязнение, мг/кг	EN 12662		не более 24	<12
11	Коррозия медной пластинки (3ч при 50°С), единицы по шкале	ГОСТ ISO 2160		класс I	класс I
12	Окислительная стабильность: общее количество осадка, г/м3	ГОСТ Р EN ИСО 12205		не более 25	1*
13	Смазывающая способность: скорректированный диаметр пятна износа (wsd 1,4) при 60°С, мкм	ГОСТ ISO 12156:1	не более 460	не более 460	411*
14	Кинематическая вязкость при 40°С, мм2/с	ГОСТ 33		в пределах 2,000-4,500	2.750
15	Фракционный состав:			-	
15.1	при температуре 250°С перегоняется, % (по объёму)	ГОСТ 2177 (метод А)		менее 65	33.0
15.2	при температуре 350°С перегоняется, % (по объёму)	ГОСТ 2177 (метод А)		не менее 85	96.0
15.3	95% об. перегоняется при температуре, °С	ГОСТ 2177 (метод А)	не выше 360	не выше 360	349
16	Предельная температура фильтруемости, °С	ГОСТ 22254		не выше минус 5	минус 8

Наличие присадок:

17	Противоизносная, г/т			-	150*
18	Цетаноповышающая, г/т			-	50*
19	Металлосодержащие, г/т		отсутствие	отсутствие*	отсутствие*
20	Антистатическая, г/т			-	4*
21	Депрессорно-диспергирующая, г/т			-	-

Примечание:

- Символом «\*» отмечают показатели по результатам испытаний из паспорта завода-изготовителя (поставщика) ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМНЕФТЕОРГСИНТЕЗ» № 48-3-05-21 от 02.05.2021г.

- Топливо не содержит метиловые эфиры жирных кислот согласно дополнительной информации указанной в паспорте завода-изготовителя (поставщика) ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМНЕФТЕОРГСИНТЕЗ» № 48-3-05-21 от 02.05.2021г.

Заключение: Дизельное топливо ЕВРО, летнее, сорта С, экологического класса К5 марки ДТ-Л-К5 по ГОСТ 32511-2013 ( EN 590:2009) с изм.1 соответствует требованиям: Технического регламента Таможенного союза 013/2011 « О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (Решение комиссии Таможенного союза от 18.10.2011 №826) (Приложение 3); ГОСТ 32511-2013 ( EN 590:2009) с изм.1 «Топливо дизельное ЕВРО, Технические условия».  
Изготовитель гарантирует соответствие качества продукта требованиям ТР ТС 013/2011, ГОСТ 32511-2013 ( EN 590:2009) с изм.1 при соблюдении потребителем условий транспортирования и хранения.

Руководитель предприятия

(уполномоченное лицо) Начальник лаборатории: \_\_\_\_\_

Лаборант химического анализа 4 разряда: \_\_\_\_\_

Система Petronics



/ Стяжкина М. М. /  
/ Ганцева Н.Л. /

Копия верна: \_\_\_\_\_  
Инженер Дараган С.Б.

стр. 1 из 1

Продолжение приложения 7



ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМНЕФТЕОРГСИНТЕЗ»

Российская Федерация, 614055, г. Пермь, ул. Промышленная, 84

Сертификат продукции № 788-3-05-21

Мазут топочный

СТО 00148636-035-2015 с изм.1

Дата изготовления - 21.05.21  
 Номер контракта - 1910089  
 Направление - Высоцк  
 Налив произведен из резервуара № - 425  
 Место отбора проб - вагоны-цистерны

Продукция изготовлена под контролем системы менеджмента качества, сертифицированной на соответствие требованиям ISO 9001.

Наименование показателей	Норма по контракту	Фактическое значение	Метод испытаний
1. Вязкость кинематическая при 50 °С, мм <sup>2</sup> /с	не нормируется, определение обязательно	910,4	ASTM D445
2. Вязкость кинематическая при 80 °С, мм <sup>2</sup> /с	не нормируется, определение обязательно	146,3	ASTM D445
3. Зольность, %	не более 0,1	0,03	ASTM D482
4. Массовая доля механических примесей, %	не более 1,0	0,01	ASTM D473
5. Массовая доля воды, %	не более 0,5	0,03	ASTM D95
6. Содержание водорастворимых кислот	отсутствие	отсутствие	ГОСТ 6307
7. Массовая доля серы, %	не более 3,5	2,1	ASTM D4294
8. Содержание сероводорода (в жидком состоянии), ppm	не более 2	17 (по согласованию)	IP 399
9. Коксуемость, %	не более 18	6	ГОСТ 19932
10. Содержание ванадия, ppm	не более 300	50	ASTM D5863 (A)
11. Алюминий + Кремний, ppm	не более 80	15	ASTM D5184 (B)
12. Общий потенциальный осадок, % масс.	не более 0,10	0,03	ASTM D97 (A)
13. Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, °С	не ниже 65	107	ASTM D93 (B)
14. Теплота сгорания (низшая), кДж/кг	не менее 39900	40560	ASTM D4868
15. Плотность при 15 °С, кг/м <sup>3</sup>	не более 991,0	967,3	ASTM D1298
16. Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	не нормируется, определение обязательно	963,6	ГОСТ 3900
17. Температура текучести, °С	не более 30	21	ASTM D97

Показатели качества для определения кодов ТН ВЭД ЕАЭС

Наименование показателей	Фактическое значение	Метод испытаний
1. Фракционный состав:		
- Температура начала кипения, °С	171	ASTM D86
- При температуре 250 °С перегоняется, % об.	2	EN ISO 3405
- При температуре 300 °С перегоняется, % об.	9	EN ISO 3405
- При температуре 350 °С перегоняется, % об.	35	EN ISO 3405
2. Количество керосино-газойлевых фракций, перегоняющихся до 350 °С, % об.	15	ASTM D1160
3. Содержание хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	9	ASTM D3230
4. Колориметрическая характеристика, ед. ASTM	более 8	ASTM D1500
5. Вязкость кинематическая при 50 °С, мм <sup>2</sup> /с	910,4	ISO 3104
6. Массовая доля сульфатной золь, %	0,01	ISO 3987
7. Температура потери текучести, °С	21	ISO 3016
8. Массовая доля серы, %	2,1	ASTM D4294
9. Температура вспышки в закрытом тигле, °С	107	ASTM D93
10. Температура вспышки в открытом тигле, °С	168	ASTM D92

Качество продукции соответствует условиям контракта.

Начальник ЦЗЛ



Шмаков А.А.

Дата выдачи сертификата качества 21.05.2021



Копия верна  
 Инженер Дараган С.Б.

**ПАСПОРТ ПРОДУКЦИИ № 3021000609**
**Топливо нефтяное АВТ, вид II**  
**СТО 00044434-035-2014**

 ОКПД2 19.20.28.190  
 Дата изготовления: 11.05.2021  
 Дата отбора проб: 11.05.2021  
 Номер партии:  
 Место отбора: Резервуар №267  
 Уровень наполнения(см): 1468  
 Масса нетто(т): 8200  
 Дата проведения анализа: 12.05.2021  
 Дата выдачи паспорта: 12.05.2021

Продукция изготовлена под контролем системы менеджмента качества, сертифицированной BVC на соответствие стандарту ISO 9001:2015

Наименование показателя	Норма по СТО 00044434-035-2014	Норма по контрактной спецификации	Фактическое значение	Метод испытания
1 Плотность при 15 °С, кг/м <sup>3</sup> , не более	950,0	950,0	921,5	ГОСТ Р 51069
2 Вязкость кинематическая при 50 °С, мм <sup>2</sup> /с, не более	60,0	60,0	77,0	EN ISO 3104
3 Массовая доля серы, %, не более	2,0	2,0	1,3	ГОСТ Р 51947
4 Температура текучести, °С, не выше	45	40	49	ISO 3016
5 Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже	100	100	234	ASTM D 93
6 Коксуемость, % масс., не более	0,4	0,4	0,40	ASTM D 4530
7 Содержание воды, %об., не более	0,3	0,3	Отсутствие	ГОСТ 2477
8 Содержание металлов, мг/кг, не более				
- ванадий	1,0	1,0	менее 1	IP 470
- никель	1,0	1,0	0,9	
- железо	1,0	2,0	0,9	
9 Содержание общих ароматических углеводородов, % масс.*	Не нормируется	-	41,6	Приложение А к ТН ВЭД ЕАЭС
10 Присадки: депрессорная присадка, кг/т			0,000	

- 1 Согласие потребителя
- 
- 2 Согласие потребителя

**Показатели качества для определения кодов ТН ВЭД**

Наименование показателя	Фактическое значение	Метод испытания
1 Содержание хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	отсутствие	ASTM D 3230
2 Фракционный состав: температура начала кипения, °С	276	ASTM D 86
- при 250°С перегоняется, % об.	0	ISO 3405
- при 350°С перегоняется, % об.	1	
3 Количество керосино-газойлевых фракций, перегоняющихся до 350°С, %об.	1	ASTM D 1160
4 Колориметрическая характеристика, ед. ASTM	7,5	ASTM D 1500
5 Температура вспышки в открытом тигле, °С	244	ASTM D 92
6 Индекс омыления, мг КОН/г	0,82	ISO 6293
7 Содержание сульфатной зольности, %	0,024	ISO 3987

- 1 Качество продукции соответствует СТО 00044434-035-2014 с изм. 1,2 и спецификации к Контракту на поставку.
- 
- 2 \*- для идентификации продукции в соответствии с Налоговым кодексом РФ

Старший лаборант


*Куимова*

Куимова М.Н.

 Копия верна:   
 Инженер Дараган С.Б



# Продолжение приложения 7

МАРШРУТНАЯ ОТПРАВКА



## Паспорт качества № 2301Н от 17.05.2021

Наименование продукта: **Топливо технологическое экспортное, марка Э-15,0, вид V**

Изготовитель, юридический адрес и адрес места производства: **АО "ТАНЕКО", 423570, РФ, Республика Татарстан, г.Нижнекамск, Промзона, тел. (8555) 49-02-02, факс (8555) 49-02-03, e-mail: referent@taneco.ru**

Наименование испытательной лаборатории, адрес: **Испытательная лаборатория нефтепродуктов АО "ТАНЕКО", 423570, РФ, Республика Татарстан, г.Нижнекамск, Промзона**

Нормативный документ: **ТУ 38.001361-99 (с изменениями № 1-7)**

Метод отбора проб: **ГОСТ 2517-2012**

Грузополучатель, адрес: **Общество с ограниченной ответственностью "Распределительный перевалочный комплекс-Высоцк "ЛУКОЙЛ-П", 188909, Ленинградская обл, Выборгский р-н, г.Высоцк, ул.Пихтовая, д.1 ОКПО 15856161, тел. (81378)59007, 59090**

Данная продукция была изготовлена на предприятии с интегрированной системой менеджмента, сертифицированной на соответствие требованиям ISO 9001:2015, ISO 14001:2015, ISO 45001:2018

Номер партии: 25

Дата изготовления: 17 мая 2021 г.

Дата отбора: 17.05.2021 4:00:00

Дата испытания: 17 мая 2021 г.

Место отбора: T0005 Титул 048

Количество, т: 10 000,000

Объем, м<sup>3</sup>: 10 256,410

Уровень взлива, см: 1 480,0

Температура, °С: 77,4

Плотность при 20 °С, кг/дм<sup>3</sup>: 0,9700

Количество нетто, т: 3 903,907

Количество брутто, т: 5 496,907

Вид транспортного средства: ЖД, количество в/ц: 61

Номер транспортного средства: 50747963, 73110769, 73110645, 73108714, 54721519, 50978691, 50376912, 51749703, 73036519, 57179541, 51553832, 51435535, 50376185, 73036337, 51233831, 51628220, 73117970, 51382133, 70523188, 51528354, 51402071, 51656585, 51481067, 51379154, 51917110, 51730141, 57424871, 57137374, 50727072, 73118630, 51528610, 51484434, 51506491, 50711837, 50446350, 51086916, 50334531, 50464973, 50705151, 73047128, 51191971, 75005330, 51243723, 54656715, 50418516, 51596856, 51448447, 75094375, 51237618, 73013666, 74932146, 75028084, 73000101, 51402089, 51169159, 51188019, 51489466, 50584952, 50370402, 51156966, 51185148

Накладная: Ж6446 от 18.05.2021

№	Наименование показателя	Единица измерения	Норма по нормативному документу	Результат испытания	Метод испытания
1	Плотность при 20 °С	кг/м <sup>3</sup>	не более 995	970	ГОСТ 3900
2	Вязкость при 80 °С кинематическая	сСт	не более 112	89,5	ГОСТ 33
3	Зольность	%	не более 0,13	соответствует	ГОСТ 1461
4	Массовая доля серы	%	не более 3,0	2,8	ГОСТ Р 51947
5	Массовая доля механических примесей	%	не более 0,5	соответствует	ГОСТ 6370
6	Массовая доля воды	%	не более 0,5	следы	ГОСТ 2477
7	Температура текучести	°С	не выше 25	минус 10	ГОСТ 20287 (метод А)
8	Температура вспышки в закрытом тигле	°С	не ниже 75	91	ГОСТ 6356
9	Теплота сгорания низшая	ккал/кг	не менее 9500	соответствует	ГОСТ 21261
10	Массовая доля ванадия	%	не более 0,040	соответствует	ГОСТ 10364
11	Прямогонность	-	определение обязательно	непрямогонный	ГОСТ Р 50837.2 - ГОСТ Р 50837.4, ГОСТ Р 50837.6

Заключение: **Топливо технологическое экспортное, марка Э-15,0, вид V соответствует ТУ 38.001361-99 (с изменениями № 1-7)**

Дополнительная информация:

1. Плотность при 15 °С по ГОСТ Р 51069, кг/м<sup>3</sup>: 975,0
2. Вязкость условная при 100 °С по ГОСТ 6258, градусы ВУ: 4,63
3. Содержание сероводорода по ГОСТ Р 53716, ppm: менее 0,50
4. Выход фракции, выкипающей до 350 °С по ASTM D 1160, % об.: 29,8
5. Массовая доля осадка по ГОСТ Р 50837.6, %: 0,03
6. Топливо содержит присадку ТН-ПС-1 (поглотитель сероводорода) в количестве до 0,06 % масс.

Гарантийный срок хранения: 5 лет

Инженер-химик испытательной лаборатории нефтепродуктов:  Петрухина Н.П.

Копия верна:   
Инженер Дараган С.Б.