


УТВЕРЖДАЮ

Директор Департамента  
гражданской защиты МЧС России

  
\_\_\_\_\_ А.В. Лутошкин  
« 12 » 09 2017 г.

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор  
Компании «Салым Петролеум  
Девелопмент Н.В.»

  
\_\_\_\_\_ А.Н. Говзич  
20\_\_ г.



Российская Федерация \* ХМАО-Югра \* Нефтегорский район \* Нефтегазский филиал компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» ИНН 9909016337

**ПЛАН**

**по предупреждению и ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов,  
газового конденсата и подтоварной воды  
Салым Петролеум Девелопмент Н.В.**

**ПЛАН**  
**по предупреждению и ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов,**  
**газового конденсата и подтоварной воды**  
**Компании Салым Петролеум Девелопмент Н.В.**

**Том 1**

**2017**





МИНИСТЕРСТВО  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ПО ДЕЛАМ ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ,  
ЧРЕЗВЫЧАЙНЫМ СИТУАЦИЯМ  
И ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ  
СТИХИЙНЫХ БЕДСТВИЙ  
(МЧС РОССИИ)

Театральный проезд, 3, Москва, 109012  
Тел. 8(499)216-79-01; факс: 8(495)624-19-46  
Телегайп: 114-933 «ФОТОН», 114-934 «ФОТОН»  
E-mail: info@mchs.gov.ru

12.09.2017 № 14-6-3980

На № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Салым Петролеум  
Сервисиз

123242, г. Москва,  
Новинский б-р, д. 31, 6-й этаж

Центральный  
региональный центр  
МЧС России

ГУ МЧС России  
по Московской области

В связи с письмом Салым Петролеум Сервисиз от 01.09.2017 № SPDN-17-004398 МЧС России рассмотрело План по предупреждению и ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов, газового конденсата и подтоварной воды НК «Салым петролеум девелопмент Н.В.» (далее – План) и сообщает следующее.

МЧС России утверждает представленный План.

В целях практической отработки Плана и вопросов взаимодействия при ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов необходимо провести учение и направить в МЧС России акт, подписанный руководителем организации, должностными лицами территориальных органов МЧС России, заинтересованных федеральных органов исполнительной власти, принимавших участие в учении, а также, в целях обеспечения согласованности действий при решении задач в области предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций на территории субъекта Российской Федерации, председателем КЧС и ОПБ субъекта Российской Федерации.

Акт учения должен содержать вывод о достаточности и готовности привлекаемых сил и средств аварийно-спасательных формирований к локализации и ликвидации максимально возможного разлива нефти и нефтепродуктов, прогнозируемого Планом.

Директор  
Департамента гражданской защиты

А.В. Лутошкин

План по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, газового конденсата и подтоварной воды  
Компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»

**ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ ПЛАНА**  
**по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, газового конденсата и подтоварной воды Компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»**

СОГЛАСОВАНО

Заместитель начальника  
Сибирского регионального центра МЧС России  
по Государственной противопожарной службе  
генерал-майор внутренней службы

  
А.Н. Еремеев

2017 г.





**МЧС РОССИИ**

**СИБИРСКИЙ  
РЕГИОНАЛЬНЫЙ ЦЕНТР ПО ДЕЛАМ  
ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ,  
ЧРЕЗВЫЧАЙНЫМ СИТУАЦИЯМ И  
ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ  
СТИХИЙНЫХ БЕДСТВИЙ  
(Сибирский региональный  
центр МЧС России)**

ул. Ленинградская, 42, г. Красноярск, 660074  
факс (8-391) 266-12-56, тел. (8-391) 266-12-68,  
«ФЛЮКСИЯ»

12.07.2017 № 9-1-12-6781

О согласовании плана ЛРН

Уважаемый Николай Владимирович!

Сибирским региональным центром МЧС России рассмотрен план по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, газового конденсата и подтоварной воды Компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» (далее – план ЛРН).

На основании представленных материалов и в соответствии с п. 18 «Правил разработки и согласования планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации», утвержденных приказом МЧС России от 28.12.2004 № 621 (в ред. приказов МЧС России от 17.01.2011 №2, от 12.09.2012 № 541), план ЛРН согласован.

Информирую о необходимости направления плана ЛРН в Департамент гражданской защиты МЧС России (далее – Департамент) для утверждения.

Приложение: 1. План по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, газового конденсата и подтоварной воды Компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.».

Заместитель начальника регионального центра  
(по Государственной противопожарной службе)

А.Н.Еремеев



МЧС РОССИИ

**ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ  
МИНИСТЕРСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ПО ДЕЛАМ ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ,  
ЧРЕЗВЫЧАЙНЫМ СИТУАЦИЯМ И ЛИКВИДАЦИИ  
ПОСЛЕДСТВИЙ СТИХИЙНЫХ БЕДСТВИЙ  
ПО ХАНТЫ-МАНСЬСКОМУ  
АВТОНОМНОМУ ОКРУГУ-ЮГРЕ**

(Главное управление МЧС России по Ханты-  
Мансийскому автономному округу - Югре)

ул. Студенческая, 5А, г.Ханты-Мансийск, 628011  
Телефон: (3467) 35-18-02 Факс 35-19-77

E-mail: [gochshm@guhmao.ru](mailto:gochshm@guhmao.ru)

01.06.2017 № 5891-3-2-7

На № 134 от 20.05.2017

О направлении информации

Генеральному директору  
ООО «Альянс-Урал»

Н.В. Чеботареву

Генеральному директору  
Компании «Салым Петролеум  
Девелопмент»

А.Н. Говзич

Главное управление МЧС России по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре (далее – Главное управление) согласовывает План по предупреждению и ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов, газового конденсата и подтоварной воды Компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» (далее - План).

В целях практической отработки Плана и вопросов взаимодействия при ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в соответствии с п.8 Основных требований к разработке планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21 августа 2000г. №613, необходимо запланировать и провести учение с участием представителей Главного управления, а также заинтересованных уполномоченных органов исполнительной власти автономного округа.

Вместе с тем напоминаю, что замысел проводимого учения должен соответствовать максимально возможному прогнозируемому разливу нефти и нефтепродуктов.

По результатам проведенных учений прошу представить в Главное управление акт проведения учений, содержащий вывод о достаточности и готовности привлекаемых сил и средств аварийно-спасательных формирований к локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, прогнозируемых Планом.

В соответствии с п. 1.6 Требований к разработке планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов, газового конденсата, подтоварной воды на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, утвержденных постановлением Правительства ХМАО - Югры от 14 января 2011г. № 5-п в течение десяти дней после введения в действие Плана необходимо направить в Главное управление копию приказа (распоряжения) о введении его в действие с приложением электронных копий Плана и приложений к нему.

Начальник Главного управления  
полковник внутренней службы



А.А.Тиртока





**ДЕПАРТАМЕНТ ГРАЖДАНСКОЙ  
ЗАЩИТЫ НАСЕЛЕНИЯ  
ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО  
АВТОНОМНОГО ОКРУГА - ЮГРЫ**

ул. Студенческая, д. 2, г. Ханты-Мансийск,  
Ханты-Мансийский автономный округ - Югра,  
(Тюменская область), 628007  
телефон: (3467) 35-32-26, факс: (3467) 32-67-21  
E-mail: [dgznhmao@admhmao.ru](mailto:dgznhmao@admhmao.ru)

04/Департамент ГЗН ХМАО



456063 585105

№ 04-Исх-2199

от: 07/06/2017

Генеральному директору  
ООО «Альянс-Урал»

Н.В. Чеботареву

E-mail: [allansural@mail.ru](mailto:allansural@mail.ru)  
620144, Россия, Свердловская область  
г. Екатеринбург,  
ул. Уктусская, д.10, оф. 22, 25  
тел: (343) 213-52-72  
89222220772

На исх. от 20.05.2017 № 141  
О согласовании Плана ЛРН

Уважаемый Николай Владимирович!

Департаментом гражданской защиты населения Ханты-Мансийского автономного округа – Югры рассмотрен «План по предупреждению и ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов, газового конденсата и подтоварной воды Компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» (далее - «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»), (далее – План ЛРН).

План ЛРН представлен в Департамент на согласование в электронном виде на СД 01.06.2017 № 04-Вх-2847. План ЛРН разработан ООО «Альянс-Урал» для «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.».

Адрес Нефтеюганского филиала «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»: 628327, Российская Федерация, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нефтеюганский район, с. Салым, ул. Юбилейная, д.15, генеральный директор – Говзич Алексей Николаевич, тел./факс: (3463) 22-44-55.

Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» осуществляет свою деятельность по добыче, хранению и транспортировке нефти и нефтепродуктов на территории лицензионного участка в границах Салымской группы месторождений, а также внешнего трубопровода «УПН – ПСН Южный Балык».

Салымская группа месторождений расположена в Нефтеюганском районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и включает в себя Западно-Салымское, Верхне-Салымское и Выдильпское месторождения.

Максимальный объем разлива нефтепродукта возможен при разрушении РВС-20000м<sup>3</sup> (17504т). В соответствии с требованиями постановления Правительства РФ №613 от 21.08.2000 может произойти ЧС(Н) федерального уровня. Срок действия Плана ЛРН – 5 лет.

Для выполнения работ по локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на суше и прилегающих водоемах и реках на опасных производственных объектах «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.», а также в случае необходимости привлечения дополнительных сил и средств для выполнения выше указанных работ заключены договоры от 01.12.2014 г. № MOS/14/0274 с ООО «Промгазсервис» на услуги по противопожарной защите, локализации и сдерживанию разливов нефти и реагированию на ЧС на территории Салымской группы месторождений и от 01.12.2013 г. № MOS/13/0266 с ООО «Ламор-Югра» на возмездное оказание услуг по предоставлению спецтехники с персоналом, разработке плана работ по локализации и первичному сбору нефти, ликвидации последствий аварийных разливов нефти.

Представленный План ЛРН соответствует предъявленным общим и специализированным требованиям и ограничениям нормативных правовых документов, предъявляемых к структуре и содержанию планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов, газового конденсата и подтоварной воды на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, согласовывается.

В течение десяти дней после введения в действие Плана ЛРН прошу направить в Департамент уведомление о введении его в действие (копию приказа) в соответствии с пунктом 1.6 Требований к разработке планов, утвержденных постановлением Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 14.01.2011 №5-п.

Исполняющий обязанности директора

П.А. Никишин



**Департамент недропользования и природных ресурсов  
Ханты-Мансийского автономного округа – Югры  
(Депнедра и природных ресурсов Югры)**

ул. Студенческая, дом 2, г. Ханты-Мансийск,  
Ханты-Мансийский автономный округ – Югра,  
(Тюменская область), 628007

Телефон: (3467)35-30-03  
Факс: (3467) 32-63-03  
E-mail: depприrod@admhmao.ru

12-Исх-6926  
14.06.2017

Генеральному директору компании  
«Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»  
А.Н.Говзичу  
Копия: генеральному директору  
ООО «Альянс-Урал»  
Н.В.Чеботареву

На исх. от 20.05.2017 № 139  
О результатах рассмотрения  
Плана ЛРН

Уважаемый Алексей Николаевич!

Департаментом недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры рассмотрен ПЛАН по предупреждению и ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов, газового конденсата и подтоварной воды Салым Петролеум Девелопмент Н.В. (далее – План ЛРН).

План ЛРН представлен в электронном виде (CD-R) с сопроводительным письмом (№ 12-Вх-7154 от 01.06.2017). Разработчик Плана ЛРН – ООО «Альянс-Урал». План ЛРН федерального уровня, сроком действия – пять лет, разработан для Компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» (далее – СПД), адрес Нефтеюганского филиала: 628327, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нефтеюганский район, пос. Салым, ул. Юбилейная, д. 15. Генеральный директор – Говзич Алексей Николаевич.

Основными видами деятельности СПД являются: добыча, хранение, подготовка и транспортировка нефти и нефтесодержащих жидкостей. Компания осуществляет свою деятельность по добыче, хранению и транспортировке нефти и нефтепродуктов на основании выданных лицензий на право пользования недрами в границах Салымской группы нефтяных месторождений, а также внешнего трубопровода «УПН – ПСН Южный Балык». Салымская группа нефтяных месторождений

расположена в Нефтеюганском районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и состоит из Западно-Салымского, Верхне-Салымского и Ваделыпского месторождений, инфраструктура которых является объектами настоящего Плана ЛРН, включая территорию прохождения внешнего трубопровода «УПН – ПСН Южный Балык».

В Плана ЛРН представлен комплекс мер и действий, необходимых для предупреждения, своевременного выявления и ликвидации последствий возможных разливов нефти на опасных производственных объектах (ОПО).

Комплекс производственных объектов СПД включает в себя следующие объекты: кусты скважин, установку подготовки нефти, пункт сдачи нефти, промысловые нефтегазопроводы, трубопровод внешнего транспорта нефти, установку предварительного сброса воды, многофазную насосную станцию, полигон.

К наиболее опасным источникам ЧС(Н) относятся:

- напорные нефтегазопроводы;
- резервуары;
- напорные нефтесборные коллекторы;
- вантузные задвижки, манометрические вентили и прочую оснастку;
- запорная арматура, камеры пуска и приема объемов утечки;
- технологическое оборудование УПН;
- нефтесборные сети, по которым обводненная нефть со скважин поступает на УПН, и которые подвержены развитию коррозии на внутренних стенках труб.

Согласно расчетам возможно возникновение ЧС(Н) от локального до федерального значения и максимально возможные объемы и площади аварийных разливов нефти, нефтепродуктов на ОПО могут составить:

- кустовые площадки – 1713 м<sup>3</sup> (1500 т), площадью 34302 м<sup>2</sup>;
- трубопровод внешнего транспорта нефти при порыве (участок 17-41 км) – 5514,42 м<sup>3</sup> (4742,4 т), площадью 110308 м<sup>2</sup>;
- промысловые трубопроводы при проколе (участок узел Ш21 – узел 26/1) – 1031,97 м<sup>3</sup> (887,5 т), площадью 20643 м<sup>2</sup>;
- РВС-20000 пункта сдачи нефти (ПСН) при разрушении – 20000 м<sup>3</sup> (17504 т), площадью 275249,7 м<sup>2</sup>.

Для проведения работ по локализации и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов и пожаротушения на объектах СПД привлекаются собственные силы и средства, ПАСФ ООО «Промгазсервис», ООО «Ламор-Югра», ФГКУ «6 ОФПС по ХМАО –

Югре» (при пожаре). При необходимости могут быть задействованы дополнительные силы и средства, в том числе федеральные подразделения РСЧС.

На основании расчета сделан вывод о достаточности сил и средств для локализации ЧС(Н) в установленное время.

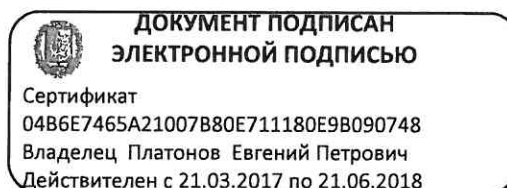
Копии документов (приказы, расчеты) по финансово-материальному обеспечению сил и средств для ЛЧС(Н) представлены.

При рассмотрении Плана ЛРН, разработчиком в оперативном порядке, были представлены пояснения и дополнения (касательно диагностики трубопроводов), которые войдут в окончательную редакцию Плана ЛРН.

План ЛРН по структуре и содержанию соответствует «Требованиям к разработке планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов, газового конденсата, подтоварной воды на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры», утвержденных постановлением Правительства автономного округа от 14.01.2011 № 5-п, и согласован.

После согласования Плана ЛРН всеми сторонами, копию приказа по предприятию о введении в действие Плана ЛРН, а также один экземпляр Плана прошу направить в адрес Депнедра и природных ресурсов Югры в электронном виде.

Исполняющий  
обязанности директора  
Департамента



Е.П.Платонов

Исполнитель:  
Романовский Борис Георгиевич  
Телефон: 8(3467)35-30-19



**СЛУЖБА ПО КОНТРОЛЮ И НАДЗОРУ В СФЕРЕ ОХРАНЫ  
ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ОБЪЕКТОВ ЖИВОТНОГО МИРА  
И ЛЕСНЫХ ОТНОШЕНИЙ  
ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ  
(ПРИРОДНАДЗОР ЮГРЫ)**

ул. Светлая, дом 69, г. Ханты-Мансийск,  
Ханты-Мансийский автономный округ - Югра,  
(Тюменская область)

Телефон: (3467) 315-498  
Факс: (3467) 315-505  
E-mail: prirodnadzor-ugra@admhmao.ru



Генеральному директору ООО  
«Альянс-Урал»  
Н.В. Чеботареву

620144, Свердловская область,  
г. Екатеринбург, ул. Уктусская, 10 оф. 25  
E-mail: aliensural@mail.ru

На исх. от 20.05.2017 № 136

**Заключение № 34 от 09.06.2017**

**по проекту «План по предупреждению и ликвидации разливов нефти,  
нефтепродуктов, газового конденсата и подтоварной воды Салым  
Петролеум Девелопмент Н.В.»**

**Наименование  
предприятия  
(организации)**

Публичная компания с ограниченной  
ответственностью «Салым Петролеум  
Девелопмент Н.В.».

**Проектировщик**

ООО «Альянс-Урал»

**Юридический адрес  
организации владельца**

123242, Москва, Новинский бульвар, д. 31,  
Торгово-промышленный центр  
«Новинский», 6 этаж.  
Адрес Нефтеюганского филиала: 628327,  
Российская Федерация, Тюменская область,  
Ханты-Мансийский АО - Югра,  
Нефтеюганский район, пос. Салым, ул.  
Юбилейная, д. 15.

**Административный район** Нефтеюганский

**Уровень** Федеральный

**Зона действия:** Зона действия Плана распространяется на все опасные производственные объекты на территории Западно-Салымского, Верхне-Салымского и Выделыпского месторождений, принадлежащие Компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.», а также на территорию, по которой проходит внешний трубопровод «УПН – ПСН Южный Балык» в границах максимально возможной площади загрязнения нефтепродуктами, с учетом неблагоприятных гидрометеорологических условий, времени года, суток, рельефа местности, экологических особенностей и характера использования территорий (акваторий).

### ***Краткая характеристика рассматриваемого объекта***

Основными видами деятельности Компании являются добыча, хранение и транспортировка нефти, нефтепродуктов, газового конденсата и подтоварной воды.

Комплекс производственных объектов СПД включает в себя следующие объекты: кусты скважин, установка подготовки нефти, пункт сдачи нефти, промысловые нефтегазопроводы, трубопровод внешнего транспорта нефти, установка предварительного сброса воды, многофазная насосная станция, полигон.

Для обеспечения эффективной производственной деятельности по добыче, подготовке, хранению и транспортировке нефти в Компании имеются следующие объекты:

Кусты скважин:

По состоянию на декабрь 2016 года на трех нефтяных месторождениях СПД эксплуатируются 55 кустовых площадок, включающих добывающие и нагнетательные скважины. Также имеется по одной водозаборной скважине на кустовых площадках К-1 и К-1а Верхне-Салымского месторождения. Кроме того, имеются водозаборные

скважины высокого давления работающие по принципу «из скважины в скважину» на кустовых площадках 15 и 6 Верхне-Салымского месторождения и на 51, 151, 63 и 56 кустовых площадках Вадельпского месторождения.

Объекты хранения нефти СПД:

установка подготовки нефти (УПН) – РВС-10000;

УПН – РВС-5000;

УПН – РВС-1000;

пункт сбора нефти (ПСН) – РВС-20000.

Объекты транспортировки нефти, газа и подтоварной воды СПД:

трубопровод внешнего транспорта нефти от УПН Западно-Салымского месторождения до ПСН Салымской группы месторождений;

нефтегазопроводы промысловые от кустовых площадок к УПН Салымской группы месторождений;

водоводы высокого давления (18,0-18,7 МПа) от водонагнетательной насосной станции к кустовым площадкам;

водоводы сеноманской воды низкого давления (1 МПа) от кустовых площадок до водонагнетательной насосной станции.

<b>Наименование и прогнозируемое количество вещества, участвующее в аварии</b>	<p>Максимальные значения аварийных разливов нефти на объектах СПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• кустовые площадки – 1500 т (1713,9 м<sup>3</sup>);</li> <li>• трубопровод внешнего транспорта нефти (участок 17 – 41 км) – порыв 4742,4 т (5514,42 м<sup>3</sup>), прокол 1114,73 т (1296,2 м<sup>3</sup>);</li> <li>• промысловые трубопроводы Салымской группы месторождений (участок узел Ш21 - узел 26/1) – порыв 710,12 т (887,5 м<sup>3</sup>), прокол 825,72 т (1031,97 м<sup>3</sup>);</li> <li>• объекты хранения нефти – пункт сбора нефти - РВС-20000 – 17504 т (20000 м<sup>3</sup>).</li> </ul>
--	--

### *Экологические особенности районов разливов*

<b>Водные объекты и водоохранные зоны (ВО и ВОЗ)</b>	<p>Гидрографическая сеть данной территории представлена бассейном Средней Оби. Внешний трубопровод УПН – ПСН Южный Балык пересекает следующие водотоки: р. Кингях; р. Тарынгёга; р. Большой Салым; ручей № 2; ручей № 3; р. Бирсенъёга; р. Большой Карен; ручей № 1;</p>
--	--



р. Нумторъёга; р. Юнгьях; р. Сугмутынъях; ручей № 4; р. Малый Балык; ручей № 5.

**Особо охраняемые природные территории (ООПТ)**

Отсутствуют

**Мероприятия по предупреждению загрязнения окружающей среды:**

**Местоположение и объемы запасов грунта (песка)**

Для обеспечения строительных, ремонтных, аварийно-спасательных и аварийно-восстановительных работ используется песок существующих карьеров.

**Определение мест расположения объектов размещения отходов**

Публичная компания с ограниченной ответственностью «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» Нефтеюганский филиал имеет бессрочную лицензию на осуществление по сбору, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I-IV классов опасности от 16.05.2016 серия 86 № 00346.

Договор возмездного оказания услуг с ООО «Ламор-Югра» от 01.12.2013 № MOS/13/0266 (срок действия до 31.12.2017) (бессрочная лицензия на осуществление деятельности по сбору, транспортированию отходов I-IV классов опасности, обезвреживанию, обработке, утилизации отходов III-IV классов опасности 066 № 00306 от 02.12.2016).

**Организация действий, сил и средств при обнаружении и ликвидации ЧС**

**Работы по локализации и ликвидации разливов:**

Время локализации разлива нефти не должно превышать 4 часов при разливе в акватории и 6 часов – при разливе на почве с момента поступления информации о разливе.

#### **Работы по локализации**

- при разгерметизации (разрушении) резервуара хранения - остановка технологического процесса, создание контурного заграждения, откачка нефтепродукта из поврежденного резервуара;
- при разгерметизации оборудования скважины - остановка работы скважин, отключение электроснабжения площадки, создание контурного заграждения;
- трубопроводы (на грунтовой поверхности) - остановка перекачки по поврежденному участку нефтепровода, перекрытие линейных задвижек, отсекающих поврежденный участок нефтепровода, создание контурного заграждения;
- трубопроводы (на водной поверхности) - остановка технологического процесса, установка плавающих (боновых) заграждений.

#### **Работы по ликвидации**

##### *На грунтовой поверхности:*

- откачка нефтепродуктов вакуумными машинами, насосами и нефтесборными устройствами;
- сбор нефтепродуктов с помощью сорбентов;
- отмыв грунта с применением водяных мотопомп;
- при невозможности отмыва почвы сбор нефтезагрязненного грунта.

##### *На водной поверхности:*

- сбор нефтепродуктов с помощью сорбционных барьеров, салфеток, подушек, матов, нефтесборщиков.

#### **Мониторинг окружающей среды:**

Наблюдение и контроль за загрязненным объектом окружающей среды, проводится оперативной группой. Отбор проб

	компонентов окружающей среды осуществляется по соответствующим утвержденным нормативным документам.
<b>Организации привлекаемые для аварийно-восстановительных работ</b>	Локализация и ликвидация ЧС(Н) осуществляется силами и средствами аварийно-спасательных формирований: ООО «Ламор-Югра» на основании договора от 01.12.2013 № MOS/13/0266 (срок действия до 31.12.2017) (свидетельство на право ведения аварийно-спасательных работ в чрезвычайных ситуациях от 01.10.2014 серия 16/2-1 № 00804, действительно до 01.10.2017); - ООО «ПРОМГАЗСЕРВИС» на основании договора от 01.12.2014 г. № MOS/14/0274 (свидетельство об аттестации на право ведения аварийно-спасательных работ от 29.06.2016 серия 16/2-2 № 08908, действительно до 29.06.2019)
<b>Достаточность сил и средств</b>	На основании расчета достаточности сил и средств ЛЧС(Н), сделан вывод о том, что состава сил и средств, привлекаемых к ликвидации ЧС(Н) достаточно для локализации максимально возможного разлива нефтепродукта в установленное время.

### Рекомендации и предложения

В соответствии с п. 1.6 приложения 1 к постановлению Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 14.01.2011 № 5-п «О Требованиях к разработке планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов, газового конденсата, подтоварной воды на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры» направить в Природнадзор Югры уведомление о введении в действие Плана с приложением электронных копий Плана и приложений к нему в течение десяти дней после введения его в действие.

## Выводы

Служба по контролю и надзору в сфере охраны окружающей среды, объектов животного мира и лесных отношений Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, рассмотрев «План по предупреждению и ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов, газового конденсата и подтоварной воды Салым Петролеум Девелопмент Н.В.», считает, что представленные материалы соответствуют требованиям законодательных актов Российской Федерации и Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в области охраны окружающей среды и экологической безопасности.

«План по предупреждению и ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов, газового конденсата и подтоварной воды Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» согласован.

**Срок действия плана – 5 лет.**

Первый заместитель  
руководителя Службы



А.А. Бирюков

Исполнитель:  
консультант отдела экологической экспертизы  
Симачкова Алла Викторовна, 8 (3467) 35-31-13



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ  
И АТОМНОМУ НАДЗОРУ  
(РОСТЕХНАДЗОР)

СЕВЕРО-УРАЛЬСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

ул. Хохрякова, д. 10, г. Тюмень, 625003  
Телефон: (3452) 44-40-13, Факс: (3452) 45-32-07  
E-mail: [info@sural.gosnadzor.ru](mailto:info@sural.gosnadzor.ru)  
<http://www.sural.gosnadzor.ru>  
ОКПО 00257673, ОГРН 1027200853316  
ИНН/КПП 7202022112/720301001

03.07.2017 № 58-КНД/12068  
На № 138 от 20.05.2017  
О согласовании ПЛАРНа

ООО «Альянс-Урал»

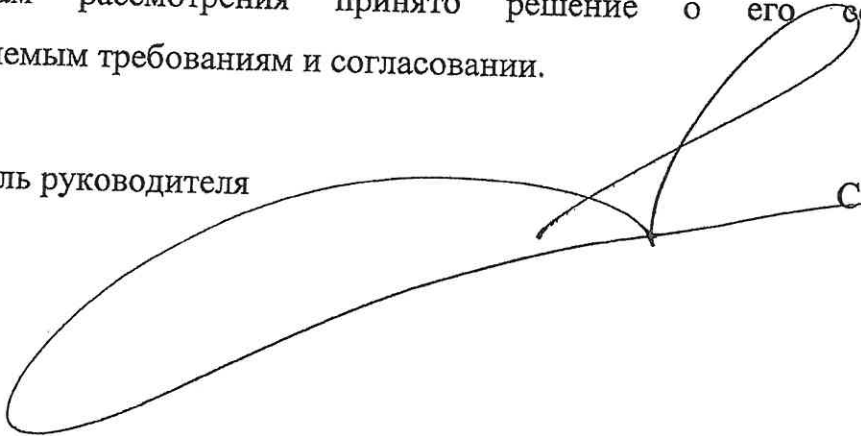
Генеральному директору  
Н.В. Чеботареву

Уктусская ул., д. 10, офис 22, 25,  
г. Екатеринбург, 620070

тел.: (343) 213-52-72  
факс: (343) 213-52-72

Северо-Уральское управление Ростехнадзора рассмотрело план по предупреждению и ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов, газового конденсата и подтоварной воды Салым Петролеум Девелопмент Н.В. По результатам рассмотрения принято решение о его соответствии предъявляемым требованиям и согласовании.

Заместитель руководителя

  
С.Р. Рахимов

Е.П. Белов  
(3462) 35-04-60

Приложение  
к письму 6 ОФПС  
от 22.06.2017 № 2463-6-2

СОГЛАСОВАНО  
Генеральный директор  
«Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»

«» А.Н. Говзич  
2017 г.

**Лист согласования  
расписания выезда подразделений пожарной охраны, пожарно-спасательных  
гарнизонов для тушения пожаров и проведения аварийно-спасательных работ  
на территории муниципального образования  
«Нефтеюганский район»**

г. Нефтеюганск  
2017г.

**Лист согласования**

**расписания выезда подразделений пожарной охраны, пожарно-спасательных гарнизонов для тушения пожаров  
и проведения аварийно-спасательных работ на территории муниципального образования  
«Нефтеюганский район»**

СОГЛАСОВАНО  
Генеральный директор  
ООО «РН-Юганскнефтегаз»

\_\_\_\_\_ Х.К. Татриев  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.  
(мп)

СОГЛАСОВАНО  
Главный инженер  
АО «Транснефть - Сибирь»

\_\_\_\_\_ Р.А. Аптразаков  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.  
(мп)

СОГЛАСОВАНО  
Генеральный директор  
ООО «Газпром трансгаз Сургут»

\_\_\_\_\_ И.А. Иванов  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.  
(мп)

СОГЛАСОВАНО  
Генеральный директор  
«Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»

\_\_\_\_\_ А.Н. Говзич  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.  
(мп)



СОГЛАСОВАНО  
Генеральный директор  
ООО «КанБайкал»

\_\_\_\_\_ Д.В. Перов  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.  
(мп)

СОГЛАСОВАНО  
Генеральный директор  
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

\_\_\_\_\_ А.Г. Кан  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.  
(мп)

СОГЛАСОВАНО  
Генеральный директор  
АО «БерезкаГаз Обь»

\_\_\_\_\_ А.В. Кирсанов  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.  
(мп)

СОГЛАСОВАНО  
Генеральный директор  
АО «БерезкаГаз Югра»

\_\_\_\_\_ А.В. Кирсанов  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.  
(мп)

СОГЛАСОВАНО  
Генеральный директор  
ООО «Соровскнефть»

\_\_\_\_\_ Б.Х. Хамидов  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.  
(мп)

**Лист согласования  
расписания выезда подразделений пожарной охраны, пожарно-спасательных гарнизонов для тушения пожаров  
и проведения аварийно-спасательных работ на территории муниципального образования  
«Нефтеюганский район»**

СОГЛАСОВАНО  
Директор  
КУ Ханты-Мансийского автономного  
округа-Югры «Центроспас-Югория»

\_\_\_\_\_ Ю.В. Чекунов  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.  
(мп)

СОГЛАСОВАНО  
Директор филиала «Сибирь»  
ООО «РН-Пожарная безопасность»

\_\_\_\_\_ С.А. Пичкасков  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.  
(мп)

СОГЛАСОВАНО  
Генеральный директор  
ООО «Защита Югры»

\_\_\_\_\_ О.В. Сташонок  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.  
(мп)

СОГЛАСОВАНО  
Директор  
ООО «Промгазсервис»

\_\_\_\_\_ В.Н. Оленченко  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.  
(мп)

СОГЛАСОВАНО  
Генеральный директор  
ООО «Противопожарные технологии»

\_\_\_\_\_ И.В. Павлюк  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.  
(мп)

СОГЛАСОВАНО  
Генеральный директор  
ООО «Тюменские пожарные машины»

\_\_\_\_\_ В.В. Константинов  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.  
(мп)

СОГЛАСОВАНО  
Начальник ФКУ «20 ОФПС ГПС  
по Ханты-Мансийскому автономному  
округу – Югре (договорной)»

\_\_\_\_\_ Ю.В. Маленков  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.  
(мп)

(мп)

(мп)



УТВЕРЖДАЮ:

Председатель  
Комитета гражданской защиты  
населения Ч.Ч.Илюганского района



А.М. Сычев

«    » 2017 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор  
Салым Петролеум Девелопмент Н.В.



Н. Говзин

«    » 2017 г.

**КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН**  
оперативных мероприятий организации при угрозе и возникновении ЧС(Н)  
(локальный уровень)

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник Главного Управления  
МЧС России по ХМАО-Югре

А.А. Гиртока

«    »    2017 г.



УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор  
Салым Петролеум Девелопмент Н.В.

А.А. Говзич

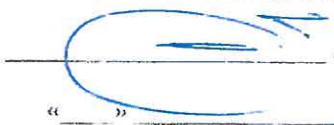
«    »    2017 г.



**КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН**  
оперативных мероприятий организации при угрозе и возникновении ЧС(Н)  
(местный уровень)

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник Главного Управления  
МЧС России по ХМАО-Югре



А.А. Тирюка

2017 г.



УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор  
Салем Петролеум Девелопмент Н.В.



Н. Говзич

2017 г.

**КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН**  
оперативных мероприятий организации при угрозе и возникновении ЧС(Н)  
(территориальный уровень)

План по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, газового конденсата и подтоварной воды  
Компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»

**ЛИСТ УТВЕРЖДЕНИЯ**  
**Календарных планов оперативных мероприятий при угрозе и возникновении разливов**  
**нефти и нефтепродуктов, газового конденсата и подтоварной воды**  
**Компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»**  
**(региональный уровень разлива нефти)**

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель начальника  
Сибирского регионального центра МЧС России  
по Государственной противопожарной службе  
генерал-майор внутренней службы

А.Н. Еремеев

2017 г.



## Оглавление

Принятые термины, определения. ....	5
Список использованных терминов и сокращений .....	9
Введение .....	11
РАЗДЕЛ 1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ. ....	15
1.1. Цель и нормативно-правовая база разработки Плана. ....	15
1.1.1. Цель и задачи. ....	15
1.1.2. Руководящие документы. ....	17
1.1.3. Сведения о разработчике. ....	19
1.2. Основные характеристики организации и прогнозируемой зоны загрязнения в случае ЧС(Н). ....	19
1.2.1. Зона действия Плана, готовность организации к действиям по локализации и ликвидации последствий ЧС(Н). ....	20
1.2.2. Основные операции, производимые с нефтью. ....	23
1.2.3. Географические и навигационно-гидрологические характеристики территории. ....	57
1.2.4. Гидрометеорологические и экологические особенности района. ....	60
1.3. Мероприятия по предупреждению ЧС(Н). ....	62
1.3.1. Возможные источники ЧС(Н). ....	62
1.3.2. Прогнозирование объёмов и площадей разливов нефти. ....	65
1.3.3. Границы зон ЧС(Н) с учетом результатов оценки риска разливов нефти и нефтепродуктов. ....	71
1.3.4. Ситуационные модели наиболее опасных ЧС(Н) и их социально-экономических последствий для персонала, населения и окружающей среды прилегающей территории. ....	74
1.3.4.1. Моделирование траектории движения нефтяного пятна при разливе. ....	74
1.3.4.2. Сценарии наиболее опасных ЧС(Н) и их возможных последствий. ....	77
1.3.5. Состав сил и средств ЛЧС(Н), а также подразделений пожарной охраны, на случай возгорания нефтепродуктов, с учетом их дислокации. ....	81
1.3.6. Мероприятия по предотвращению ЧС(Н). ....	83
1.4. Обеспечение готовности сил и средств ЛЧС(Н). ....	86
1.4.1. Уровни реагирования. ....	86
1.4.2. Состав сил и средств, их дислокация и организация доставки в зону ЧС(Н). ....	89
1.4.2.1. Собственные силы и средства. ....	96
1.4.2.2. Силы и средства аварийно-спасательных формирований, привлекаемых по договору. ....	97
1.4.3. Организация доставки сил и средств в зону ЧС(Н). ....	99
1.4.4. Зоны ответственности АСФ(Н) и подразделений пожарной охраны. ....	101
1.4.5. Мероприятия по поддержанию в готовности органов управления, сил и средств к действиям в условиях ЧС(Н). ....	104
1.5. Организация управления, система связи и оповещения. ....	107
1.5.1. Общие принципы управления и структура органов управления. ....	107
1.5.2. Состав и функциональные обязанности КЧС и её рабочих органов. ....	109
1.5.3. Вышестоящий координирующий орган и организация взаимодействия с ним. ....	113
1.5.4. Состав и организация взаимодействия привлекаемых сил и средств. ....	116
1.5.5. Система связи и оповещения и порядок ее функционирования. ....	119
1.5.6. Организация передачи управления при изменении категории ЧС(Н). ....	120
2. ОПЕРАТИВНАЯ ЧАСТЬ. ....	122
2.1 Первоочередные действия при ЧС(Н). ....	122

2.1.1	Оповещение о чрезвычайной ситуации.....	123
2.1.2.	Первоочередные мероприятия по обеспечению безопасности персонала и населения, оказание медицинской помощи. ....	130
2.1.3.	Мониторинг обстановки и окружающей среды. ....	142
2.1.4.	Организация локализации разливов нефти и нефтепродуктов. ....	144
2.2.	Оперативный план ЛЧС(Н).....	148
2.2.1.	Алгоритм (последовательность) проведения операций по ЛЧС(Н). ....	148
2.2.2.	Тактика реагирования на разливы нефти и мероприятия по обеспечению жизнедеятельности людей, спасению материальных ценностей ..... 151	151
2.2.3.	Защита районов повышенной опасности, особо охраняемых природных территорий и объектов. ....	154
2.2.4.	Технологии ЛЧС(Н). ....	155
2.2.5.	Организация материально-технического, инженерного, финансового и других видов обеспечения операций по ЛЧС(Н). ....	157
2.2.6.	Материалы предварительного планирования боевых действий по тушению возможных пожаров (оперативное планирование тушения пожара). ....	160
2.2.7.	Меры безопасности при проведении работ по ЛЧС(Н). ....	165
2.2.8.	Организация мониторинга обстановки и окружающей среды, порядок уточнения обстановки в зоне ЧС(Н). ....	180
2.2.9.	Документирование и порядок учета затрат на ЛЧС(Н). ....	187
3.	ЛИКВИДАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ЧС(Н).....	189
3.1.	Ликвидация загрязнений территорий и водных объектов. ....	189
3.1.1.	Материально-техническое обеспечение.....	189
3.1.2.	Технологии и способы сбора разлитой нефти и порядок их применения. ....	189
3.1.3.	Организация временного хранения собранной нефти и отходов, технологии и способы их утилизации. ....	199
3.1.4.	Технологии и способы реабилитации загрязненных территорий и водных объектов. ....	202
3.2.	Восстановительные мероприятия. ....	213
3.2.1.	Порядок обеспечения доступа в зону ЧС(Н). ....	213
3.2.2.	Типовой ситуационный календарный план проведения работ по восстановлению работоспособности поврежденных элементов. ....	214

## **Принятые термины, определения.**

**Аварийно-спасательное формирование для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов** – формирование (подразделение) для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, созданное в организации, состоящее из подразделений спасателей, аттестованное в соответствии с законодательством Российской Федерации и оснащенное специальными техническими средствами, оборудованием, снаряжением и материалами, либо профессиональное аварийно-спасательное формирование (служба), выполняющее работы по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на основании договора, имеющее соответствующие лицензии и (или) аттестованное в установленном порядке.

**Авария** – разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ.

**Единая государственная система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуациях** – объединение органов управления, сил и средств федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления и организаций, в полномочия которых входит решение вопросов по защите населения и территорий (акваторий) от чрезвычайных ситуаций. РСЧС имеет пять уровней: федеральный, региональный, территориальный, местный и объектовый.

**Зона чрезвычайной ситуации** – территория или акватория, на которой сложилась чрезвычайная ситуация.

**Инцидент** – отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от режима технологического процесса, нарушение положений ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», других федеральных законов и иных нормативных правовых актов РФ, а также нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на опасном производственном объекте.

**Комиссия по чрезвычайным ситуациям** – функциональная структура органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации и органа местного самоуправления, а также органа управления объектом народного хозяйства, осуществляющая в пределах своей компетенции руководство соответствующей подсистемой или звеном РСЧС либо проведением всех

видов работ по предотвращению возникновения чрезвычайных ситуаций и их ликвидации. Выделяют следующие виды комиссий: территориальные, ведомственные и объектовые [ГОСТ Р 22.0.02-94].

**Ликвидация последствий разлива нефти и нефтепродуктов** – действия, обеспечивающие восстановление аварийного объекта и объектов жизнеобеспечения населения до рабочего состояния; восстановление окружающей природной среды до состояния, исключающего неблагоприятное воздействие на здоровье граждан, животных и растительный мир.

**Ликвидация разлива нефти и нефтепродуктов** – действия, обеспечивающие сбор и утилизацию разлившейся нефти.

**Локализация разлива** – действия, обеспечивающие предотвращение дальнейшего растекания нефти по земле и/или водной поверхности. Мероприятия по локализации считаются завершенными после прекращения сброса нефти.

**Материальный ущерб** – сумма затрат, состоящая из стоимости безвозвратных потерь нефтепродукта, убытков от перевода кондиционного нефтепродукта, собранного при аварии, повреждении, в нестандартный, и затрат на выполнение работ, связанных с ликвидацией аварии, повреждения, ущерба, нанесенного окружающей природной среде, собственности сторонних предприятий, физических лиц и открытому акционерному обществу.

**Меры пожарной безопасности** – действия по обеспечению пожарной безопасности, в том числе по выполнению требований пожарной безопасности.

**Нефть**– любая стойкая углеводородная минеральная нефть, в частности сырая нефть, мазут, тяжелое дизельное топливо.

**Обеспечение пожарной безопасности** – принятие и соблюдение нормативных правовых актов, правил и требований пожарной безопасности, а также проведение противопожарных мероприятий.

**Объект жизнеобеспечения** – совокупность жизненно важных материальных, финансовых средств и услуг, сгруппированных по функциональному назначению и используемых для удовлетворения жизненно необходимых потребностей населения (например, в виде продуктов питания, жилья, предметов первой необходимости, а также в медицинском, санитарно-эпидемиологическом, информационном, транспортном, коммунально-бытовом обеспечении и другие).



**Объект повышенной опасности** – объект, на котором используют, производят, перерабатывают, хранят или транспортируют радиоактивные, взрыво-, пожароопасные, опасные химические и биологические вещества, создающие реальную угрозу возникновения источника чрезвычайной ситуации.

**Окружающая среда** – совокупность компонентов природной среды, природных и природно-антропогенных объектов, а также антропогенных объектов.

**Особо охраняемые природные территории** – участки земли, водной поверхности и воздушного пространства над ними, где располагаются природные комплексы и объекты, которые имеют особое природоохранное, научное, культурное, эстетическое, рекреационное и оздоровительное значение, которые изъяты решениями органов государственной власти полностью или частично из хозяйственного использования и для которых установлен режим особой охраны.

**Пожар** – неконтролируемое горение, причиняющее материальный ущерб, вред жизни и здоровью граждан, интересам общества и государства.

**Пожарная безопасность** – состояние защищенности населения, объектов народного хозяйства и иного назначения, а также окружающей природной среды от опасных факторов и воздействий пожара.

**Поражающее воздействие источника чрезвычайной ситуации** – негативное влияние одного или совокупности поражающих факторов источника чрезвычайной ситуации на жизнь и здоровье людей, сельскохозяйственных животных и растения, объекты народного хозяйства и окружающую природную среду [ГОСТ Р 22.0.02-94].

**Потенциально опасный объект**– это объект, на котором расположены здания и сооружения повышенного уровня ответственности, либо объект, на котором возможно одновременное пребывание более пяти тысяч человек.

**Прогнозирование чрезвычайных ситуаций** – опережающее отражение вероятности возникновения и развития чрезвычайной ситуации на основе анализа возможных причин ее возникновения, ее источника в прошлом и настоящем. Может носить долгосрочный, краткосрочный или оперативный характер.

**Селитебная территория города** – территория, предназначенная для размещения жилищного фонда, общественных зданий и сооружений, в том числе научно-исследовательских институтов и их комплексов, а также отдельных коммунальных и промышленных объектов, не требующих

устройства санитарно-защитных зон; для устройства путей внутригородского сообщения, площадей, парков, садов, бульваров и других мест общего пользования.

**Сорбенты** – жидкие или твердые вещества, применяемые для поглощения из окружающей среды жидких, газообразных, парообразных или растворенных в воде продуктов.

**Спасатель** – гражданин, подготовленный и аттестованный на проведение аварийно-спасательных работ.

**Специальная подготовка по ЛРН** – совокупность теоретической и практической подготовки, в результате которой личный состав овладевает знаниями и практическими навыками ведения операций по ЛРН (совокупность теоретической и практической подготовки персонала, участвующего в ликвидации РН).

**Ущерб экологический** – ущерб, нанесенный окружающей природной среде.

**Ущерб экономический** – материальные потери и затраты, связанные с повреждениями (разрушениями) объектов производственной сферы экономики, ее инфраструктуры и нарушениями производственно-кооперационных связей.

**Чрезвычайная ситуация** – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Примечание: различают чрезвычайные ситуации по характеру источника (природные, техногенные, биолого-социальные и военные) и по масштабам (локальные, местные, территориальные, региональные, федеральные и трансграничные) [ГОСТ Р 22.0.02-94].

**Чрезвычайная ситуация, обусловленная разливом нефти** – чрезвычайная ситуация, сложившаяся в результате аварийного разлива нефти.

## Список использованных терминов и сокращений

Принятое сокращение	Определение сокращения
АРН	аварийный разлив нефти
АСП	установка приготовления и закачки реагентов
АСФ	аварийно-спасательное формирование
АСФ(Н)	аварийно-спасательное формирование, имеющее лицензию на работы по локализации и ликвидации ЧС(Н)
БЗ	боновые заграждения
БЛ	базовый лагерь СПД
БРЭ	блок разделения эмульсии
БУПО 1995	Боевой устав пожарной охраны 1995 года
ГБР	группа быстрого реагирования
ГДЗС	газодымозащитная служба
ГИБДД	государственная инспекция безопасности дорожного движения
ГНР	группа непосредственного реагирования
ГНСР	группа немедленного сдерживания разлива
ГО	гражданская оборона
ГПС	государственная противопожарная служба
ГСМ	горюче-смазочные материалы
ДС	диспетчерская служба
ЕДДС	единая дежурно-диспетчерская служба муниципального образования
КИПиА	контрольно-измерительные приборы и аппаратура
КЧС и ОПБ, Комиссия	комиссия по предупреждению и ликвидации ЧС и обеспечения ПБ
ЛЧС	ликвидация чрезвычайной ситуации
ЛЧС(Н)	ликвидация чрезвычайной ситуации, обусловленной разливом нефти
МОМВД	межрайонный отдел Министерства внутренних дел
МПР России	Министерство природных ресурсов РФ
МФНС	многофазная насосная станция
МЧС России	Министерство РФ по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий
ОЗОБОТОС	охрана здоровья, общественной безопасности, охрана труда и окружающей среды
ОТ	охрана труда
ПАВ	поверхностно активные вещества
ПБ	пожарная безопасность
ПДК	предельно допустимая концентрация
ПЛА	план ликвидации аварий
План ПЛРН	план по предупреждению и ликвидации разливов нефти,

	нефтепродуктов, газового конденсата и подтоварной воды СПД
ПСН	пункт сдачи нефти
РВС	резервуар вертикальный стальной
РГС	резервуар горизонтальный стальной
РЛЧС	руководитель ЛЧС
РН	разлив нефти
РСЧС	Единая государственная система предупреждения и ликвидации ЧС
РФ	Российская Федерация
СПД, Компания	Публичная компания с ограниченной ответственностью «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»
ТАСЦО	территориальная автоматизированная система централизованного оповещения
ТВТН	трубопровод внешнего транспорта нефти
УПН	установка подготовки нефти
УПСВ	установка предварительного сброса воды
ФПС ГПС	федеральная противопожарная служба государственной противопожарной службы
ХМАО-Югра	Ханты-Мансийский автономный округ - Югра
ЦМК	Центр медицины катастроф
ЧС	чрезвычайная ситуация
ЧС(Н)	чрезвычайная ситуация, обусловленная разливом нефти
ЭЦН	электроцентробежный погружной насос

## **Введение**

Согласно требованиям постановления Правительства РФ от 21.08.2000 г. № 613 и постановления Правительства РФ от 15.04.2002 г. № 240, организации, осуществляющие разведку месторождений, добычу нефти, а также переработку, транспортировку, хранение нефти и нефтепродуктов должны осуществлять свою деятельность на основе планирования и выполнения мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефтепродуктов, защиты населения и окружающей природной среды от их негативного воздействия.

В соответствии с требованиями п. 5 приказа МЧС России от 28.12.2004 г. № 621, планирование действий по предупреждению и ликвидации разливов нефтепродуктов проводится в целях заблаговременного проведения мероприятий по предупреждению ЧС(Н), поддержанию в постоянной готовности сил и средств, их ликвидации для обеспечения безопасности населения и территорий, а также максимально возможного снижения ущерба и потерь в случае их возникновения.

План по предупреждению и ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов, газового конденсата и подтоварной воды Компании Салым Петролеум Девелопмент Н.В. (далее - План ПЛРН) разрабатывался в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, а также с учетом природно-климатических особенностей территории субъекта.

План ПЛРН разрабатывался в соответствии с действующими нормативными правовыми актами с учетом максимально возможного объема разлившихся нефти и нефтепродуктов, который определяется для объектов Компании Салым Петролеум Девелопмент Н.В. (далее – СПД, Компания) следующим образом:

- для стационарных объектов хранения нефти и нефтепродуктов – 100 % объема максимальной емкости объекта хранения;
- для трубопровода при порыве – 25 % максимального объема прокачки в течение 6 часов и объем нефти между запорными задвижками на порваном участке трубопровода;
- для трубопровода при проколе – 2 % максимального объема прокачки в течение 14 дней;
- для стационарных добывающих установок – 1500 т.

В зависимости от объема разлившейся нефти, нефтепродуктов, газового конденсата и площади разлива выделяют чрезвычайные ситуации:

- локального значения – разлив от нижнего уровня разлива нефти и нефтепродуктов до 100 тонн нефти и нефтепродуктов на территории объекта;

- муниципального значения – разлив от 100 до 500 тонн нефти и нефтепродуктов в пределах административной границы муниципального образования либо разлив до 100 тонн нефти и нефтепродуктов, выходящий за пределы территории объекта;

- территориального значения – разлив от 500 до 1000 тонн нефти и нефтепродуктов в пределах административной границы субъекта Российской Федерации либо разлив от 100 до 500 тонн нефти и нефтепродуктов, выходящий за пределы административной границы муниципального образования;

- регионального значения – разлив от 1000 до 5000 тонн нефти и нефтепродуктов либо разлив от 500 до 1000 тонн нефти и нефтепродуктов, выходящий за пределы административной границы субъекта Российской Федерации;

- федерального значения – разлив свыше 5000 тонн нефти и нефтепродуктов либо разлив нефти и нефтепродуктов вне зависимости от объема, выходящий за пределы государственной границы Российской Федерации, а также разлив нефти и нефтепродуктов, поступающий с территорий сопредельных государств (трансграничного значения).

Исходя из видов деятельности СПД (добыча, хранение и транспортировка нефти, нефтепродуктов, газового конденсата и подтоварной воды на территории лицензионного участка и внешнего трубопровода) в Плане ПЛРН определены мероприятия по предупреждению и ликвидации ЧС (Н) на объектах добычи, резервуарном парке и участках транспортировки нефти, нефтепродуктов, газового конденсата и подтоварной воды СПД, которые должны служить в качестве руководства по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов.

По истечении срока действия План ПЛРН подлежит корректировке (переработке). Кроме того, План ПЛРН подлежит корректировке (переработке) досрочно по решению одного из органов, его утвердившего, или при принятии соответствующих нормативных правовых актов.

План ПЛРН подлежит корректировке (переработке) в случае изменения исходных данных, влияющих на уровень и организацию реагирования на чрезвычайную ситуацию, при изменении существенных производственных

показателей организаций (увеличение объемов добычи углеводородного сырья; развитие новой производственной инфраструктуры, связанной с добычей, подготовкой, транспортировкой, хранением нефти, нефтепродуктов; изменение производственной структуры предприятия и другие существенные условия), изменении условий, влияющих на обеспечение локализации и ликвидации разливов, изменении действующих требований (норм и правил) в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций, а также промышленной безопасности, с обязательным уведомлением исполнительных органов государственной власти, в срок до 1 марта текущего календарного года.

Откорректированный (переработанный) План ПЛРН утверждается в соответствии с порядком, установленным федеральными нормативными правовыми актами.

Внесение текущих изменений, не требующих согласования и утверждения надзорными и контролирующими органами и переутверждения настоящего Плана ПЛРН, проводится в срок не более трех месяцев с момента возникновения обстоятельств. Внесение текущих изменений в настоящий План ПЛРН проводится ежегодно до 01 февраля по состоянию на 01 января текущего года в соответствии с представлением председателя КЧС и ОПБСПД. Пометку о внесенных изменениях делают на листе внесения изменений Плана ПЛРН.

При внесении изменений действует следующий порядок:

- все текущие изменения, вносимые в План ПЛРН, должны отражаться в должностных инструкциях персонала, задействованного при ЛРН;
- вносимые в разделы Плана ПЛРН изменения или поправки рассылаются всем заинтересованным организациям с указанием номера каждой поправки и даты ее утверждения;
- каждая из заинтересованных организаций включает поправки в свой экземпляр Плана ПЛРН и поддерживает План ПЛРН в актуальном состоянии;
- взаимодействующие организации своевременно информируют СПД об изменениях номеров контактных телефонов, факсов, а также обо всех изменениях в составе предусмотренных Планом ПЛРН сил и средств.

Ответственный за внесение изменений и переутверждение Плана ПЛРН определяется приказом по СПД либо решением председателя КЧС и ОПБ Компании.

Настоящий План ПЛРН является планом ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов федерального уровня.

Срок действия 5 лет с момента введения Плана ПЛРН в действие приказом СПД.



## **РАЗДЕЛ 1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ.**

Исходные данные, использованные при разработке Плана ПЛРН, представлены Компанией. В настоящий План ПЛРН также включены сведения, содержащиеся в следующих документах СПД:

- проектная документация объектов;
- декларации промышленной безопасности;
- планы тушения пожаров;
- технологические регламенты;
- руководства и положения СПД;

Основными принципами, положенными в основу настоящего Плана ПЛРН, являются:

- приоритетность предотвращения разливов нефтепродуктов на объектах СПД;
- современный уровень технического оснащения в части предупреждения и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов;
- соблюдение установленных требований и нормативов в области промышленной безопасности и охраны окружающей среды.

Основными видами деятельности СПД являются:

- добыча, хранение, подготовка и транспортировка нефти и нефтесодержащих жидкостей.

### **1.1. Цель и нормативно-правовая база разработки Плана.**

#### **1.1.1. Цель и задачи.**

В соответствии с действующими законодательными и нормативно-правовыми документами основными целями Плана ПЛРН являются планирование и заблаговременное проведение мероприятий по предупреждению ЧС(Н), обеспечение своевременного и эффективного реагирования на разлив или угрозу разлива нефтепродуктов как силами и средствами СПД, так и взаимодействующих организаций, а также максимально возможное снижение (смягчение) потенциального негативного воздействия разливов нефтепродуктов и их последствий на людей, объекты жизнеобеспечения и окружающую среду с обеспечением приоритетной защиты зон особой значимости.

Исходя из поставленных целей, основными задачами планирования мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС(Н), определенных приказом МЧС России от 28.12.2004 г. № 621, в Плане ПЛРН являются:

- определение максимальных объемов и площадей возможных разливов нефтепродуктов на территории деятельности СПД, их вероятных последствий, неблагоприятных для людей, окружающей природной среды и хозяйственных объектов, включая объекты жизнеобеспечения;
- определение возможных сценариев ЧС(Н);
- обоснование уровня возможной ЧС(Н) и последствий её возникновения;
- установление основных принципов организации мероприятий по ликвидации разливов нефтепродуктов (далее – ЛРН);
- определения достаточности планируемых мер на соответствующем уровне с учетом состояния возможных источников ЧС(Н), а также географических, навигационно-гидрографических, гидрометеорологических особенностей района возможного разлива нефтепродуктов;
- обоснование достаточного количества и состава собственных сил и средств для ликвидации ЧС(Н), и необходимости привлечения в соответствии с законодательством аттестованных аварийно-спасательных формирований (далее – АСФ) других организаций, с учетом их дислокации;
- определение порядка, технологий и способов ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов (далее – АРН) и ЧС(Н) и их последствий, а также организация материально-технического обеспечения работ;
- определение порядка взаимодействия привлекаемых сил и средств, органов управления, организаций в условиях ЧС, организация мероприятий по обеспечению взаимного обмена информацией;
- определение порядка оценки и возмещения ущерба окружающей среде и водным биологическим ресурсам;
- установление порядка обеспечения и контроля готовности к действиям органов управления, сил и средств, предусматривающего планирование учений и тренировок, мероприятий по обеспечению профессиональной подготовки персонала и повышения его квалификации, создание финансовых и материальных ресурсов, а также поддержание в соответствующей степени готовности АСФ;
- планирование мероприятий по профилактике и ликвидации ЧС(Н) и их последствий;

- определение порядка расчета материального ущерба объектам социального и производственного назначения и окружающей среде;
- организация учета, приема, временного хранения и обезвреживания собранных нефтепродуктов и нефтесодержащих отходов.

### **1.1.2. Руководящие документы.**

К основным нормативно-правовым актам относятся:

Федеральные законы:

1. «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.12.1994 г. № 68-ФЗ.
2. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ.
3. «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ.
4. «О пожарной безопасности» от 21.12.1994 г. № 69-ФЗ.
5. «Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей» от 22.08.1995 г. № 151-ФЗ.
6. «О внесении изменений в законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием федеральных законов «О внесении изменений и дополнений в Федеральный закон «Об общих принципах организации законодательных (представительных) и исполнительных органов государственной власти субъектов Российской Федерации» и «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации» от 22.08.2004 № 122-ФЗ.

Постановления Правительства РФ:

1. «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов» от 21.08.2000 г. № 613.
2. «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации» от 15.04.2002 г. № 240.
3. «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» от 30.12.2003 г. № 794.
4. «О силах и средствах Единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» от 03.08.1996 г. № 924.

5. «О порядке создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 10.11.1996 г. № 1340.

6. «О накоплении, хранении и использовании в целях гражданской обороны запасов материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств» от 27.04.2000 г. № 379.

7. «Об аттестации аварийно-спасательных формирований и спасателей» от 22.11.1997 № 1479.

Нормативные акты министерств и ведомств:

1. Приказ МЧС России от 28.12.2004 г. № 621 «Об утверждении правил разработки и согласования планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации».

2. Приказ МЧС России от 28.02.2003 г. № 105 «Об утверждении Требований по предупреждению чрезвычайных ситуаций на потенциально опасных объектах и объектах жизнеобеспечения».

3. Приказ МЧС России от 18.06.2003 г. № 313 «Об утверждении правил пожарной безопасности в Российской Федерации ППБ 01-03».

4. Приказ МПР России от 03.03.2003 г. № 156 «Об утверждении указаний по определению нижнего уровня разлива нефти и нефтепродуктов для отнесения аварийного разлива к чрезвычайной ситуации».

Постановления Правительства ХМАО - Югры:

1. Постановление Правительства ХМАО - Югры от 14.01.2011 г. № 5-п «О требованиях к разработке Планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов, газового конденсата и подтоварной воды на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры».

2. Постановление Правительства ХМАО - Югры от 17.04.2006 г. № 78-п «О территориальной подсистеме Ханты-Мансийского автономного округа - Югры единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций».

3. Постановление Правительства ХМАО - Югры от 10.12.2004 г. № 466-п «Об утверждении регионального норматива «Допустимое остаточное содержание нефти и нефтепродуктов в почвах после проведения рекультивационных и иных восстановительных работ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры».

4. Постановление Правительства ХМАО - Югры от 10.11.2004 г. № 441-п «Об утверждении регионального норматива «Предельно допустимый уровень (ПДУ) содержания нефти и нефтепродуктов в донных отложениях поверхностных водных объектов на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры».

Помимо вышеуказанных нормативно-правовых документов при разработке отдельных подразделов и пунктов были использованы законодательные, нормативно-правовые акты, а также отраслевые руководящие и методические документы и стандарты. Полный их перечень приведен в Приложении 3.1.

### **1.1.3. Сведения о разработчике.**

План по предупреждению и ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов, газового конденсата и подтоварной воды Компании Салым Петролеум Девелопмент Н.В. разработан группой специалистов ООО «Альянс-Урал».

Полное название организации: Общество с ограниченной ответственностью «Альянс-Урал».

Юридический адрес: 620070, Россия, Свердловская обл., г Екатеринбург, ул. Симферопольская, д. 38-35.

Почтовый адрес: 620144, Свердловская область, г. Екатеринбург, ул. Уктусская, 10 оф. 25.

Генеральный директор ООО «Альянс-Урал» - Чеботарев Николай Владимирович.

Список исполнителей:

<b>ФИО</b>	<b>Должность</b>
Надудник Петр Семенович	Начальник ОТБ
Серьгина Наталья Борисовна	Ведущий специалист ОТБ
Мотовилов Ян Рудольфович	Начальник ОРП
Антонов Алексей Сергеевич	Ведущий специалист ОРП

## **1.2. Основные характеристики организации и прогнозируемой зоны загрязнения в случае ЧС(Н).**

Полное название эксплуатирующей организации – публичная компания с ограниченной ответственностью «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.».

Сокращенное название эксплуатирующей организации - Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.».

Генеральный директор организации – Говзич Алексей Николаевич.

Адрес Нефтеюганского филиала: 628327, Российская Федерация, Тюменская область, Ханты-Мансийский АО - Югра, Нефтеюганский район, пос. Салым, ул. Юбилейная, д. 15.

Тел./факс: (3463) 22-44-55.

Адрес для отправки корреспонденции – 123242, Москва, Новинский бульвар, д. 31 Торгово-Деловой Центр «Новинский», 6-й этаж.

Тел.: +7 (495) 518-97-20.

Факс: +7 (495) 518-97-22.

### **1.2.1. Зона действия Плана, готовность организации к действиям по локализации и ликвидации последствий ЧС(Н).**

Компания осуществляет свою деятельность по добыче, хранению и транспортировке нефти и нефтепродуктов на территории лицензионных участков в границах Салымской группы месторождений, а также внешнего трубопровода «УПН – ПСН Южный Балык».

Салымская группа месторождений расположена в Нефтеюганском районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и включает в себя Западно-Салымское, Верхне-Салымское и Выдельпское месторождения.

Лицензия на право пользования недрами лицензионных участков и лицензия на эксплуатацию нефтегазодобывающих производств представлены в приложении 1.9.

Зона действия Плана ПЛРН распространяется на все опасные производственные объекты на территории Западно-Салымского, Верхне-Салымского и Выдельпского месторождений, принадлежащие Компании, а также на территорию, по которой проходит внешний трубопровод «УПН – ПСН Южный Балык» в границах максимально возможной площади загрязнения нефтепродуктами, с учетом не благоприятных гидрометеорологических условий, времени года, суток, рельефа местности, экологических особенностей и характера использования территорий (акваторий).

В пределах указанной зоны действия Плана ПЛРН Компания готова обеспечить ликвидацию любого разлива нефти независимо от источника, времени разлива и места последующего нахождения разлитой нефти. Силы и средства аварийно-спасательных формирований, имеющих лицензию на ведение работ по локализации и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, привлекаются к выполнению соответствующих работ на договорной основе.

При доставке сил и средств решающим значением является то, что территория Салымской группы месторождений имеет сеть всесезонных дорог до каждого производственного объекта СПД, помимо этого имеется и сеть сезонных дорог (зимников), которые также соединяют все производственные объекты Компании.

Для доставки сил и средств при проведении работ на производственных объектах и разливах нефти в труднодоступных местах используется специализированная техника повышенной проходимости (см. табл. 1.4.2.3.1), а также авиационная техника, предоставляемая ОАО «ЮТэйр – Вертолетные услуги» на основании заключенного договора.

Оповещение персонала на производственных объектах СПД об аварийных ситуациях производится по схеме оповещения согласно утвержденному Плану ликвидации аварий. При этом используется телефонная связь, радиопоисковая, громкоговорящая связь. Список оповещения руководящего состава входит в состав Плана ЛРН.

Независимо от величины и места возможного разлива нефти установленное время его локализации согласно постановлению Правительства РФ от 21.08.2000 г. № 613 составляет не более 4 часов при разливе в акватории и не более 6 часов при разливе на почве после обнаружения разлива или получения информации о нем.

Готовность Компании к ликвидации аварийных разливов нефти, не подпадающих под классификацию ЧС(Н), оценивается в соответствии с нормами Сборника типовых инструкций ..., 1995; приказа МЧС России от 28.12.2004 г. № 621; СНиП 2.11.03-93.

Ликвидация разливов нефти, которые могут быть классифицированы как ЧС(Н), требует привлечения аттестованного персонала или профессиональных АСФ, поэтому готовность предприятия оценена по способности локализации и ликвидации максимального разлива нефти в соответствии с критериями приказа МЧС России от 28.12.2004 г. № 621.

Для реализации требований действующего законодательства на момент утверждения Плана ПЛРН:

- мероприятия по предупреждению и ликвидации ЧС(Н) спланированы настоящим Планом ПЛРН и соответствующими Планами мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (ПЛА), разработанными и утвержденными по основным технологическим площадкам предприятия;

- достаточный состав сил и средств ЛЧС(Н) определен настоящим Планом ПЛРН(Приложение 1.5);

- организация взаимодействия собственных сил и средств и привлекаемых АСФ отработана настоящим Планом ПЛРН;

- постоянное руководство и контроль планирования и выполнения мероприятий, деятельность предприятия в области предупреждения ЧС(Н), пожарной безопасности и охраны окружающей среды регламентируется отраслевыми и внутренними документами;

- на основные объекты СПД разработаны: Декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта (Приложение 1.6), Планы ликвидации аварийных ситуаций(Приложение 3.5), Планы тушения пожара (Приложение 3.6).

Для выполнения работ по локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на суше и прилегающих водоемах и реках на опасных производственных объектах Компании, а также в случае необходимости привлечения дополнительных сил и средств для выполнения выше указанных работ заключены договоры от 01.12.2014 г. № MOS/14/0274 с ООО «Промгазсервис» на услуги по противопожарной защите, локализации и сдерживанию разливов нефти и реагированию на ЧС на территории Салымской группы месторождений (см. Приложение 1.8) и от 01.12.2013 г. № MOS/13/0266 с ООО «Ламор-Югра» на возмездное оказание услуг по предоставлению спецтехники с персоналом, разработке плана работ по локализации и первичному сбору нефти, ликвидации последствий аварийных разливов нефти (см. Приложение 1.8).

Для материально-технического обеспечения комплекса работ по ликвидации возможных аварийных разливов нефти и подтоварной воды, ЧС(Н) и их последствий на территории производственной деятельности Компании созданы запасы специальных технических средств, расходных материалов, спецодежды и обуви, аварийного инструмента и средств индивидуальной защиты.



На предприятии постоянно пополняют и содержат в технической готовности аварийный запас материалов, труб, задвижек, фланцев, агрегатов, запчастей, инструментов, резерв ГСМ для выполнения аварийно-спасательных и восстановительных работ.

Управление производственными процессами на месторождениях СПД осуществляется диспетчерской службой (ДС), которая работает в круглосуточном режиме. В случае возникновения ЧС(Н) информация о факте и ее местонахождение передается в диспетчерскую службу, а затем и руководству СПД. Действия дежурного персонала осуществляются на основании «Инструкции (общей) дежурному персоналу производственного объекта СПД при возникновении ЧС».

### **1.2.2. Основные операции, производимые с нефтью.**

Западно-Салымское месторождение открыто в 1987 году. Площадь лицензионного участка 828,67 км<sup>2</sup>. Извлекаемые запасы нефти категории С1+С2, утвержденные Государственной комиссией по запасам Российской Федерации, составляют 96 млн тонн.

Верхнесалымское месторождение открыто в 1966 году. Площадь лицензионного участка 952,3 км<sup>2</sup>. Извлекаемые запасы нефти категории С1+С2, утвержденные Государственной комиссией по запасам Российской Федерации, составляют 25 млн тонн.

Вадельпское месторождение открыто в 1989 году. Площадь лицензионного участка – 433,5 км<sup>2</sup>. Извлекаемые запасы нефти категории С1+С2, утвержденные Государственной комиссией по запасам Российской Федерации, составляют 18 млн тонн.

Основными видами деятельности Компании являются добыча, хранение и транспортировка нефти, нефтепродуктов, газового конденсата и подтоварной воды на территории лицензионного участка и внешнего трубопровода.

Комплекс производственных объектов СПД включает в себя следующие объекты: кусты скважин, установка подготовки нефти, пункт сдачи нефти, промысловые нефтегазопроводы, трубопровод внешнего транспорта нефти, установка предварительного сброса воды, многофазная насосная станция, полигон.

Характеристики деятельности данных объектов с указанием достигнутых объемов производства за весь период деятельности и средних показателей объемов производства в год представлены в табл. 1.2.2.1.

Таблица 1.2.2.1.

Характер деятельности и объемы производства объектов СПД

Подразделение	Объект	Характер деятельности	Объёмы производства нефти за весь период деятельности (на 01.03.2017)	Объём средних показателей производства в год (за 2016 г)
Нефтепромысел	Кусты скважин	добыча нефти	72,2 млн.т	
УПН	Установка подготовки нефти	подготовка, хранение нефти	72,2 млн.т	6,113млн.т/год
ПСН	Пункт сдачи нефти	подготовка нефти, хранение нефти	72,2 млн.т	6,113млн.т/год
ЛЭС	Нефтегазопроводы промысловые	транспортировка нефтесодержащей жидкости	72,2 млн.т	6,113млн.т/год
ЛЭС	Трубопровод внешнего транспорта нефти	транспортировка нефти	72,2 млн.т	6,113млн.т/год
УПСВ	Установка предварительного сброса воды	подготовка нефти	0	0
Нефтепромысел	Многофазная насосная станция	Перекачка нефтесодержащей жидкости		
Полигон	Полигон	Хранение нефти в ёмкости, дизельного топлива и горючих нефтешламов.		

Для обеспечения эффективной производственной деятельности по добыче, подготовке, хранению и транспортировке нефти в Компании имеются следующие объекты:

Кусты скважин:

По состоянию на декабрь 2016 года на трех нефтяных месторождениях СПД разрабатываются 55 кустовых площадок, включающих добывающие и нагнетательные скважины. Также имеется по одной водозаборной скважине

на кустовых площадках К-1 и К-1а Верхне-Салымского месторождения. Кроме того, имеются водозаборные скважины высокого давления работающие по принципу «из скважины в скважину» на кустовых площадках 15 и 6 Верхне-Салымского месторождения и на 51, 151, 63 и 56 кустовых площадках Вадельпского месторождения.

Типовая кустовая площадка содержит 5 или 6 групп скважин. Каждая группа состоит из 4 скважин (куда могут входить добывающие и нагнетательные скважины, незавершенные скважины, завершенные и готовые к пуску скважины и пробуренные скважины), расположенных на одной линии и разнесенных друг от друга на 5 метров, т.е. на каждый куст приходится до 24 скважин. Расстояние между группами скважин составляет 15 метров. Упрощенная схема типовой группы скважин и схема расположения скважины представлена на рис.1.2.2.1.



Рисунок 1.2.2.1. Упрощенная схема типовой группы скважин и схема расположения скважины.

Рис.1.2.2.2 демонстрирует более подробную схему размещения оборудования на кустовой площадке.

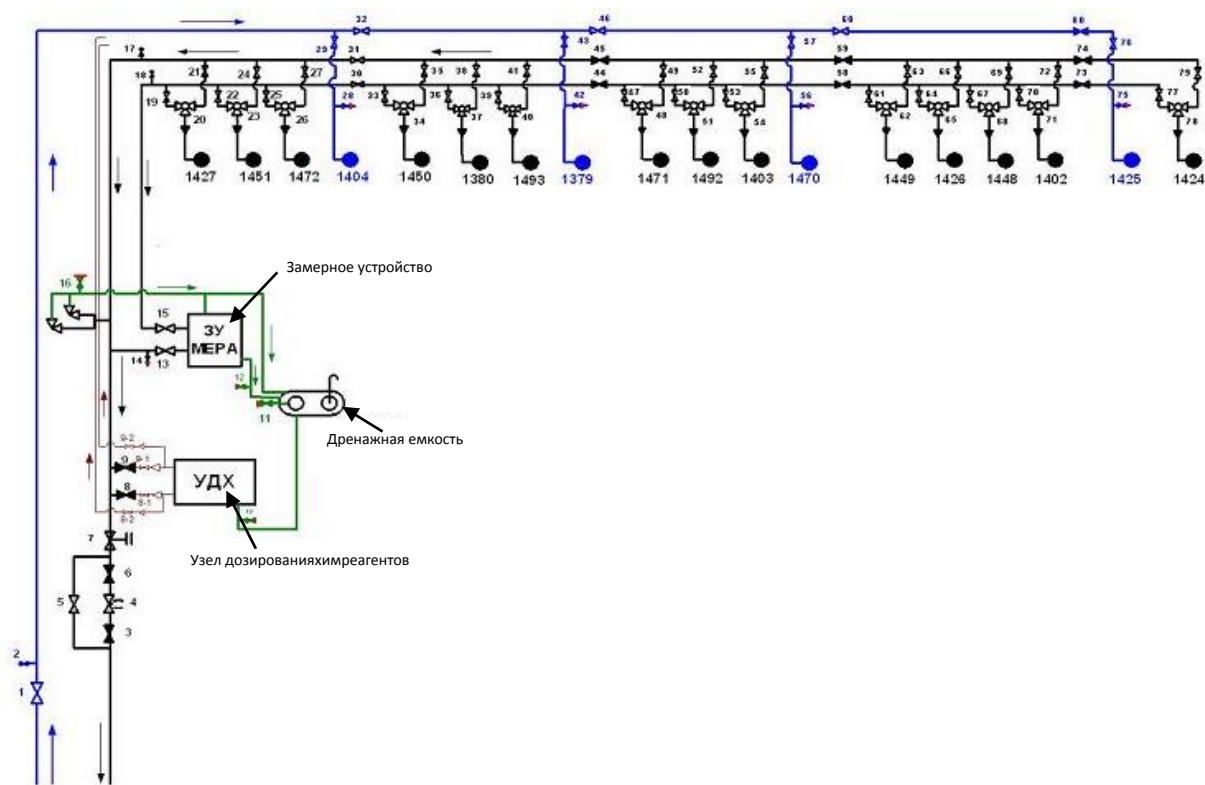


Рисунок 1.2.2.2. Типовой план кустовой площадки

В целом кустовые площадки на всех трех месторождениях являются однотипными, выполнены по стандартному проекту и имеют минимальные отличия. Скважинная жидкость поступает на УПН с помощью электроцентробежных погружных насосов (ЭЦН). Следует отметить, что забойные клапаны-отсекатели не используются ни на одной скважине.

#### Добывающие скважины:

Для обеспечения максимальной продуктивности скважин освоение всех добывающих скважин должно осуществляться с использованием ЭЦН независимо от их способности работать в режиме естественного подъема. Типичная конструкция добывающих скважин включает НКТ диаметром 3<sup>1</sup>/<sub>2</sub>дюйма или 2<sup>7</sup>/<sub>8</sub>дюйма с 7-дюймовой эксплуатационной колонной, как показано на рис. 1.2.2.3 и рис.1.2.2.4.

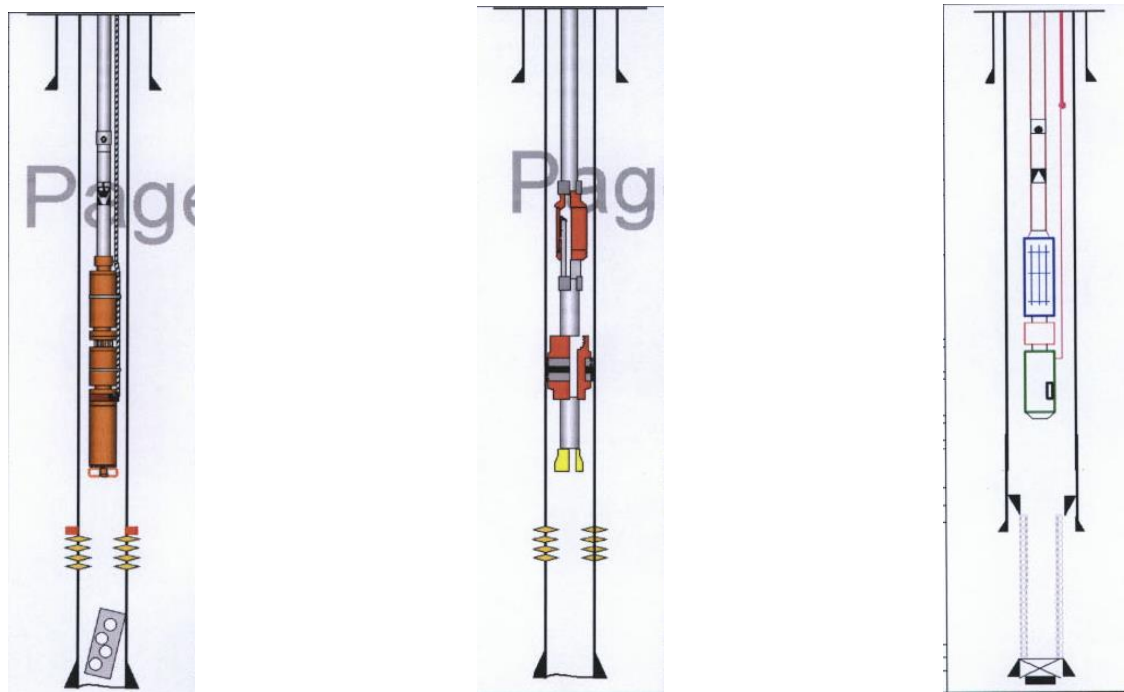
#### Нагнетательные скважины:

Типичная конструкция нагнетательных скважин включает НКТ диаметром 3<sup>1</sup>/<sub>2</sub>дюйма с 7-дюймовой эксплуатационной колонной, как показано на рис. 1.2.2.3 и рис.1.2.2.5.

#### Водозаборные скважины:

Водозаборные скважины расположены только на Уватском водоносном горизонте и оборудованы НКТ диаметром 3<sup>1</sup>/<sub>2</sub> дюйма и фильтрами с

проволочной обмоткой диаметром 168 мм. Из-за небольшой глубины Уватского горизонта используется только одна колонна обсадных труб, промежуточная диаметром  $9\frac{5}{8}$ дюйма, а для подъема воды на поверхность используются ЭЦН. Типовая водозаборная колонна показана на рис.1.2.2.3.



Добывающая скважина

Водонагнетательная скважина

Водозаборная скважина

Рисунок 1.2.2.3.Схемы типовых добывающих, водонагнетательных и водозаборных скважин

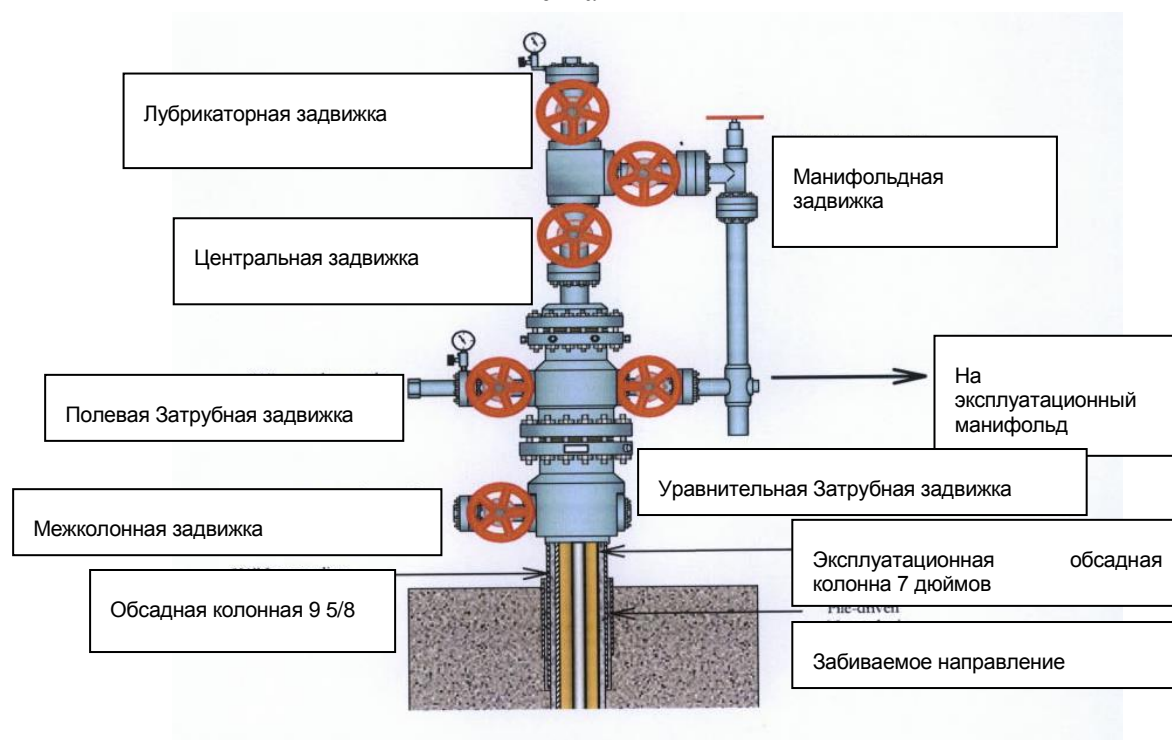


Рисунок 1.2.2.4. - Схема фонтанного устьевого оборудования добывающих скважин

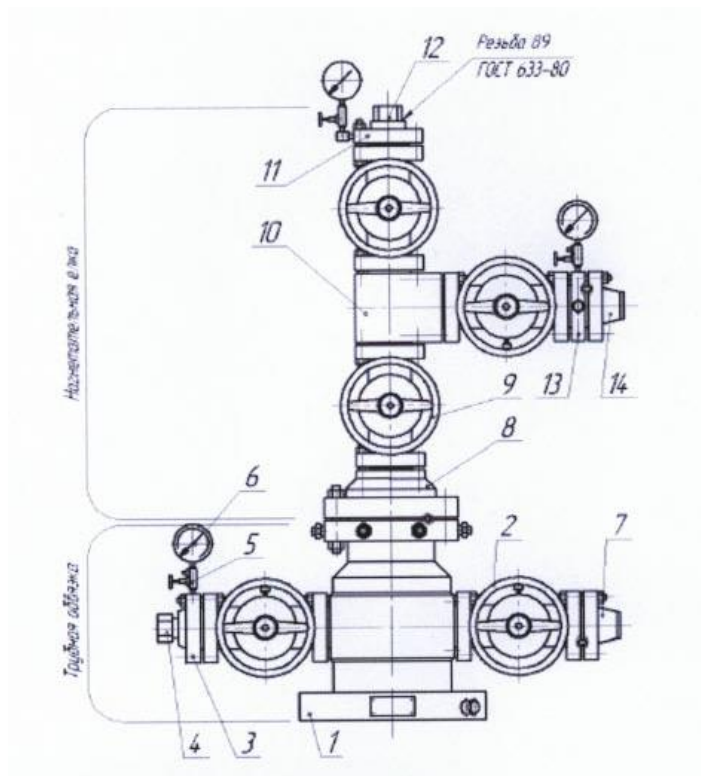


Рисунок 1.2.2.5. Схема фонтанного устьевого оборудования нагнетающих скважин

Защита нефтегазопроводов от избыточного давления организована следующим образом.

Обвязка устьевой фонтанной арматуры добывающих скважин рассчитана на рабочее давление 4 МПа. Начальное давление на фонтанной арматуре добывающих скважин составляет до 3.8 МПа. На каждой кустовой площадке предусмотрено три вида защиты от превышения давления в нефтепроводах:

1. При превышении давления 3,9 МПа на линии любой из скважин, ЭЦН этой скважины, отключается по команде датчика давления, установленного в ее трубной обвязке;

2. Если давление в общем коллекторе кустовой площадки превышает 3,9 МПа, все ЭЦН, работающие на кустовой площадке, отключаются по команде датчика давления, установленного в общем коллекторе;

3. При превышении давления 4,0 МПа на нефтегазосборном трубопроводе предусмотрена защита в виде двух предохранительных клапанов сброса давления (один рабочий и один резервный) для сброса давления в дренажную емкость.

Каждая добывающая скважина соединена с главным нефтесборным коллектором. Другой коллектор используется для учета нефти из каждой скважины на замерной установке. Для учета добычи предусмотрены автоматические замерные установки блочной конструкции (одна на каждой кустовой площадке). Эти устройства, в состав которых входит технологический блок и блок автоматики, вычисляют объем добычи нефти, воды и газа.

#### АСП

Для изучения возможности повышения нефтеотдачи в СПД реализуется проект по повышению нефтеотдачи с помощью химического заводнения (проект АСП). Технология химического заводнения на основе трёхкомпонентной смеси из анионного поверхностно-активного вещества, соды и полимера (АСП) позволяет добыть дополнительно до 30% нефти.

По технологии АСП активные вещества, растворённые в воде, закачиваются в нефтеносные слои. Анионное поверхностно-активное вещество снижает поверхностное натяжение нефти, а под воздействием соды меняется электрический заряд породы, что, в свою очередь, уменьшает потери поверхностно-активных веществ. Полимер применяется для увеличения вязкости раствора.

В рамках проекта АСП построены и введены в эксплуатацию следующие объекты:

- установка приготовления и закачки растворов АСП;
- семь скважин на кустовой площадке К-300 Западно-Салымского месторождения;
- блок раздела эмульсии (БРЭ) на территории УПН;
- нефтегазосборный трубопровод от К-300 до БРЭ.

Расположение объектов приведено на рисунке 1.2.2.6.



Рисунок 1.2.2.6. Расположение объектов проекта АСП

Установка приготовления и закачки растворов АСП (Установка АСП) введена в эксплуатацию в 2015 и в настоящий момент закачивается 600 м<sup>3</sup>/сут раствора АСП в четыре нагнетательные скважины.

Технологическое описание установки приготовления и закачки растворов АСП и оборудование

Три артезианские скважины производят около 1000 м<sup>3</sup>/сутки воды для технологического процесса. Вода накапливается в резервуаре артезианской воды (1000 м<sup>3</sup>). Из данного РВС вода, предварительно нагретая до 20°С на теплообменнике, поступает на блок водоочистки. После прохождения блока водоочистки получается 600 м<sup>3</sup> очищенной воды и 400 м<sup>3</sup> стоков. Стоки поступают в РВС из стоков, откуда закачиваются в систему ППД на близлежащем кусту скважин № 300. 600 м<sup>3</sup> подготовленной воды накапливается в резервуаре очищенной воды, откуда вода затем поступает на блоки смешения соли, соды, полимера и ПАВ. После смешения со всеми компонентами раствор АСП закачивается в 4 нагнетательные скважины на К-300.

В состав установки АСП входит следующее оборудование:

- 3 артезианские скважины, 40 м<sup>3</sup>/час производительностью каждая;
- РВС хранения воды, 1000 м<sup>3</sup> каждый;
- 3 паровых теплообменника;
- Установка подготовки воды;
- Узел разгрузки соли;
- Узел разгрузки соды;



- Узел приготовления растворов соли и соды;
- Узел приготовления раствора полимера;
- Узел разгрузки ПАВ;
- Узел приготовления раствора ПАВ;
- Узел закачки растворов АСП;
- Система подачи изобутилового спирта (ИБС);
- Котельная с тремя паровыми котлами, работающая на товарной нефти;
- 2 ёмкости хранения нефти 50м<sup>3</sup>
- Насосная внутренней перекачки воды (7 насосов);
- Модульная насосная закачки условно чистых стоков (4 насоса);
- Азото-воздушная станция;
- Дренажная система с дренажными емкостями;
- 1 добывающая скважина;
- 1 прободоотборная скважина;
- 1 наблюдательная скважина.

Принципиальная схема установки АСП изображена на рис. 1.2.2.7.

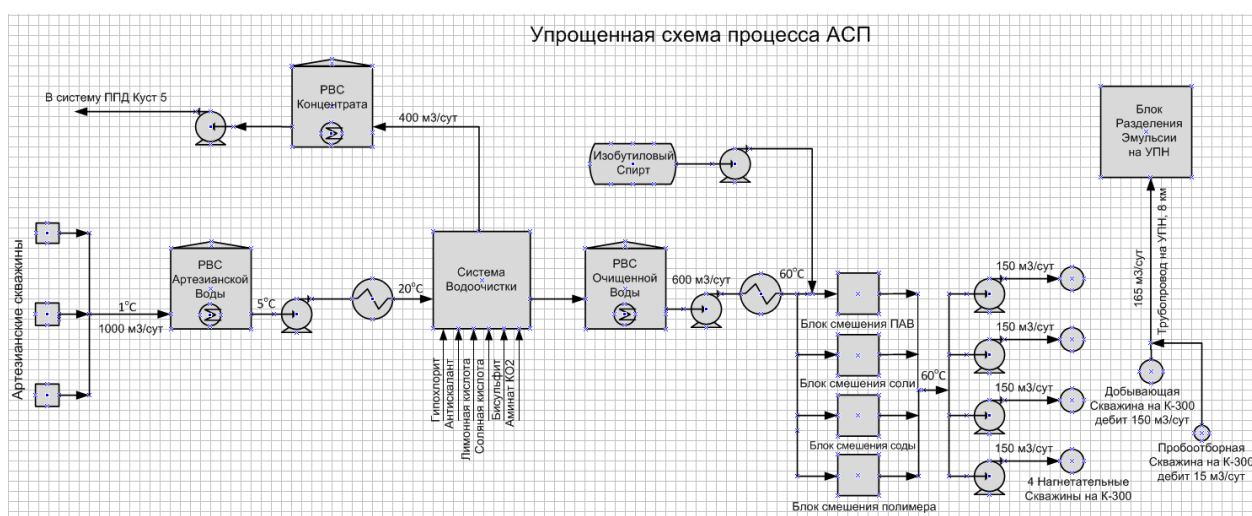


Рисунок 1.2.2.7. Упрощенная схема процесса АСП

### Многофазная насосная станция

Многофазная насосная станция была запущена в 2009 году на 13-ом километре автодороги, связывающей Верхне-Салымское месторождение и УПН. Целью было создание дополнительного давления перекачки на линии трубопровода от Верхне-Салымского месторождения к УПН. Это позволяет уменьшить давление на устье скважин кустовых площадок Верхне-Салымского месторождения.

Технологическая схема МФНС включает следующее оборудование:

- Многофазные насосы Rosscor MR-250 – 3 шт;
- Многофазный насос Rosscor MR-250.295 – 1 шт;
- 2 сепаратора;
- Дренажная емкость;
- Аппарат воздушного охлаждения;
- Установка подачи ингибиторов;
- Свеча рассеивания;
- Блок фильтров №1 грубой очистки;
- Блок фильтров №2 тонкой очистки;
- 2 резервуара с водой для пожаротушения (300 м<sup>3</sup> каждый);
- Насосная пожаротушения.

Многофазный поток газа-воды-нефти с кустовых площадок Верхне-Салымского месторождения приходит через коллектор с условным диаметром 300 мм на многофазную насосную станцию. Рабочее давление на входе МФНС составляет 1,6-2,5 МПа при температуре жидкости от +35°С до +80°С.

Станция состоит из двух насосных блоков. В одном блоке установлены три мультифазных насосных агрегата с собственной станцией управления. Во втором блоке установлен один мультифазный насосный агрегат со своей станцией управления. Каждый блок оснащен системами вентиляции и обогрева, системой пожарной и газовой сигнализации, а также электрооборудованием. Каждый двигатель соединен через преобразователь частоты, который позволяет регулировать скорость вращения двигателя каждого насоса в отдельности.

Режим работы многофазной насосной станции: 360 м<sup>3</sup>/ч (315,2 м<sup>3</sup>/ч для растворенного газа), давление на выходе 3,0-3,9 МПа.

Свеча рассеивания предназначена для рассеивания газа, сбрасываемого из сепараторов через предохранительные клапаны, а также для выхода газа из дренажной емкости.

#### Пункт сбора нефти Салымской группы месторождений

Пункт сдачи нефти предназначен для обеспечения достоверности учета и контроля качества нефти, организационно-технического обеспечения приемо-сдаточных операций.

ПСН является структурным подразделением Компании и представляет собой комплекс сооружений и устройств, на котором подразделения

Нефтеюганского Управления Магистральных Нефтепроводов и СПД выполняют операции приема-сдачи нефти.

При выполнении приема-сдачи нефти на ПСН осуществляют:

- круглосуточный учет количества принимаемой, перекачиваемой, находящейся в наличии и сдаваемой нефти с передачей информации диспетчерским и товарно-транспортным службам;
- отбор проб из нефтепроводов ПСН, испытание нефти, хранение арбитражных проб;
- оформление актов приема-сдачи нефти, паспортов качества, составление отчетов и передача их товарно-транспортным службам;
- контроль технологической схемы транспортировки нефти в пределах зоны ответственности сторон;
- контроль параметров перекачиваемой нефти;
- контроль условий эксплуатации средств измерений и оборудования в соответствии с техническими требованиями.

Перечень основного технологического оборудования пункта сдачи нефти представлен в табл. 1.2.2.2.

Таблица 1.2.2.2.

Перечень основного технологического оборудования пункта  
сдачи нефти

№ п/п	Наименование входящего в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Марка технического устройства, его регистрационны й номер (если есть), заводской номер; наименование опасного вещества	Характеристика, ТУ, год изготовления и ввода в эксплуатацию, характеристика и количество опасного вещества, кг
1	Резервуар вертикальный цилиндрический стальной-2 шт.	Обращение опасного вещества.	РВС №1,2  Товарная нефть.	Год изготовления: 2007  Год ввода в эксплуатацию: 2007  V-20000 м <sup>3</sup>  Товарная нефть

№ п/п	Наименование входящего в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Марка технического устройства, его регистрационный номер (если есть), заводской номер; наименование опасного вещества	Характеристика, ТУ, год изготовления и ввода в эксплуатацию, характеристика и количество опасного вещества, кг
2	Емкость дренажная-6 шт.	Обращение опасного вещества	Емкость дренажная ЕП1, ЕП2, ЕП3; ЕП100, ЕП8, ЕП25  Нефтесодержащая жидкость, нефть.	Год изготовления: 2005-2006  Год ввода в эксплуатацию: 2006-2007  V-12,5м <sup>3</sup> -3 шт., 25 м <sup>3</sup> , 100 м <sup>3</sup> , 8 м <sup>3</sup>  Нефтесодержащая жидкость, нефть.
3	Резервуар горизонтальный стальной-2 шт.	Обращение опасного вещества.	РГС №1,2  Товарная нефть.	Год изготовления: 2005  Год ввода в эксплуатацию: 2006  V-25 м <sup>3</sup>  Товарная нефть
4	Блок фильтров грязеуловителей-2 шт.	1. Обращение опасного вещества.  2. Использование оборудования, работающего под давлением более 0,07 МПа	ФГш-500-8,0-Гр-П-УХЛ  Товарная нефть.	P=0,5-4 МПа  Год изготовления: 2005  Год ввода в эксплуатацию: 2006  V-3 м <sup>3</sup> -2 шт.  Товарная нефть
5	Фильтр тонкой очистки-3 шт.	1. Обращение опасного	МИГ-ФБ-250-4,0	P=0,5-4 МПа  Год изготовления:

№ п/п	Наименование входящего в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Марка технического устройства, его регистрационны й номер (если есть), заводской номер; наименование опасного вещества	Характеристика, ТУ, год изготовления и ввода в эксплуатацию, характеристика и количество опасного вещества, кг
		вещества.  2. Использование оборудования, работающего под давлением более 0,07 МПа	Товарная нефть.	2004  Год ввода в эксплуатацию: 2006  Товарная нефть
6	Теплообменник-2 шт.	1. Обращение опасного вещества.  2. Использование оборудования, работающего под давлением более 0,07 МПа	Аппарат теплообменный  Товарная нефть.	P=0,5-4 МПа  Год изготовления: 2005  Год ввода в эксплуатацию: 2006  Товарная нефть
7	Фильтр сетчатый-2 шт.	1. Обращение опасного вещества.  2. Использование оборудования, работающего под давлением более 0,07 МПа	МИГ-ФБ-250-1,6  Товарная нефть.	Год изготовления: 2006  Год ввода в эксплуатацию: 2006  Товарная нефть
8	Резервуар стальной горизонтальный-2 шт.	1. Обращение опасного вещества	РГС 1,2  Дизельное топливо	Год изготовления: 2005  Год ввода в

№ п/п	Наименование входящего в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Марка технического устройства, его регистрационны й номер (если есть), заводской номер; наименование опасного вещества	Характеристика, ТУ, год изготовления и ввода в эксплуатацию, характеристика и количество опасного вещества, кг
				эксплуатацию: 2006 V-3 м <sup>3</sup> -2 шт. Дизельное топливо
9	Водогрейный котел- 2 шт.	1. Обращение опасного вещества.  2. Использование оборудования, работающего под давлением более 0,07 МПа	Блочная котельная VIESSMANN с двумя котлами VITOPLEX 100 Рег. №077-ТН, 078ТН. Зав. № 717984750057107, 717984750057108  Товарная нефть.	Котел стальной водогрейный мощностью N=1,12 МВт (0,97 Гкал/ч)  P=0,4-0,6 МПа Год изготовления: 2005  Год ввода в эксплуатацию: 2006 Товарная нефть - 220 кг/ч
10	Технологические трубопроводы	1. Обращение опасного вещества.  2. Использование оборудования, работающего под давлением более 0,07 МПа	09Г2С  ДУ159-720 мм  L-883 м  Нефтесодержащая жидкость, нефть.	V-192 м <sup>3</sup>  Год изготовления: 2005-2007  Год ввода в эксплуатацию: 2005- 2007
11	Кран мостовой, управляемый с пола	Использование грузоподъемных	КМ-2,0/9,0	Грузоподъемность 3,2 т

№ п/п	Наименование входящего в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Марка технического устройства, его регистрационный номер (если есть), заводской номер; наименование опасного вещества	Характеристика, ТУ, год изготовления и ввода в эксплуатацию, характеристика и количество опасного вещества, кг
	- 2шт	механизмов		

### Трубопровод внешнего транспорта нефти (ТВТН)

Технологическое назначение напорного нефтепровода заключается в доставке условно безводной нефти от УПН Западно-Салымского месторождения до ПСН Салымской группы месторождений.

Начало трассы нефтепровода внешнего транспорта 0 км – узел пуска средств очистки и диагностики на Салымском месторождении. Конец трассы 88 км – узел приема средств очистки и диагностики на подходе к ПСН Салымской группы месторождений.

Процесс перекачки осуществляется насосами УПН Западно-Салымского месторождения нефти.

Техническая характеристика нефтепровода:

- рабочее давление в трубопроводе – 4,0 МПа;
- расчетная максимальная температура нефти – плюс 40 °С;
- длина нефтепровода – 88 км;
- диаметр нефтепровода – 530 мм.

На трубопроводе применяется только запорная арматура, являющаяся элементами трубопровода, другое технологическое оборудование не используется.

Расстояния от оси нефтепровода до населенных пунктов, автодорог и параллельно проходящих коммуникаций приняты с учетом условий безопасности строительства и эксплуатации нефтепровода.

По всей длине трубопровода - на 17-м, 41-м, 63-м и 84-м километрах установлены узлы отсекающей запорной арматуры с дистанционным управлением. Узлы включают в себя следующие элементы:

- Клапаны;
- Вертолетные площадки;

- Укрытия для обслуживающего персонала;
- Катодная защита от коррозии;
- Радиорелейные линии и вышки для связи;
- Высоковольтные линии электропередач (6 кВ);
- Камеры запуска скребков.

ТВТН пересекает:

- 14 рек, крупнейшая из которых - Большой Салым;
- Болота (общей длиной 31 км);
- 3 дороги;
- Многочисленные воздушные линии электропередач;
- 8 подземных трубопроводов сторонних организаций.

Перечень основного технологического оборудования ТВТН представлен в табл. 1.2.2.3.

Таблица 1.2.2.3.

Перечень основного технологического оборудования ТВТН

№ п/п	Наименование входящего в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Марка технического устройства, его регистрационный номер (если есть), заводской номер; наименование опасного вещества	Характеристика, ТУ, год изготовления и ввода в эксплуатацию, характеристика и количество опасного вещества, кг
1	Внешний транспорт нефти с Западно-Салымского месторождения. Линейная часть.	1. Обращение опасного вещества. 2. Оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа.	Подземный стальной, Ду 530 мм; Рраб.- 4,0 МПа; L-87663,17 м. Инв. №71:118:002:00039020 Реестр. №260606:002:000039020	Марка стали X-60, стандарт API-5L. Разрешение на ввод объекта в эксплуатацию №39 от 07.06.2006 Товарная нефть 18000 т /сутки

Нефтегазопроводы промысловые

Трубопроводы Салымской группы месторождений подразделяются на:

- Нефтегазосборные трубопроводы от кустовых площадок к УПН. Выходное давление на кустовых площадках SUP, SVA и SWE, а также на манифольде УПН - соответственно 3,7 МПа, 3,7 МПа, 2,5-3,7 МПа и 0,6 МПа.
- Водоводы высокого давления (18,0-18,7 МПа) от водонагнетательной насосной станции к кустовым площадкам.



- Водоводы сеноманской воды низкого давления (1 МПа) от кустовых площадок до водонагнетательной насосной станции.

Все трубопроводы заглублены в среднем до 0,8 до 1,2 м. Трубопроводы имеют также наземные объекты (узлы линейной запорной арматуры, устройства запуска и приема средств очистки и диагностики). Участки трубопроводов в местах пересечения с реками и дорогами проложены в футлярах для обеспечения защиты от механического повреждения.

Все трубопроводы проходят испытания давлением после окончания строительства и периодические во время эксплуатации, равным 1,25 от расчетного давления.

Внутренняя полость трубопроводов защищается путем закачки ингибитора коррозии. Внешняя поверхность имеет пассивную защиту от коррозии в виде изоляции специальными материалами а также катодную систему защиты.

Очистка трубопроводов от кустовых площадок осуществляется с помощью устройств запуска и приема очистных устройств.

Западно-Салымское месторождение (добывающие скважины газонасыщенной обводненной нефти (эмульсии) от кустов скважин №1, №2, №3, №4, №5, №6, №7, №8, №9, №10, №12, №13, №14, №16, №20, №21, №23, №25, №26, №27, №28, №29, №102, №103, №109, №112, №114, №125, №126, №30):

Общая протяженность нефтегазосборных трубопроводов Западно-Салымского месторождения составляет  $L=112068$  м. Проектное (расчетное) давление трубопроводов составляет  $P_{расч.}=4,0$  МПа. Температура газонасыщенной обводненной нефти (эмульсии), транспортируемой по трубопроводам до  $60$  °С.

Перечень основного технологического оборудования промысловых нефтегазопроводов Западно-Салымского месторождения представлен в табл. 1.2.2.4.

Таблица 1.2.2.4.

Перечень основного технологического оборудования промысловых нефтегазопроводов Западно-Салымского месторождения

№ п / п	Наименование входящего в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Марка технического устройства, его регистрационный номер (если есть), заводской номер; наименование опасного вещества	Характеристика, ТУ, год изготовления и ввода в эксплуатацию, характеристика и количество опасного
---------	-------------------------------------	----------------------------------	---	---

				<b>вещества, кг</b>
1	Нефтегазосборные сети, высоконапорные трубопроводы (1 этап)	1. Обращение опасного вещества. 2. Оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа.	Подземный стальной. Ду 168 мм. Рраб.-4,0 МПа. L-365 м.,  Ду 219 мм. Рраб.-4,0 МПа. L-3637 м.  Ду 273 мм. Рраб.-4,0 МПа. L-1538 м.  Ду 325 мм. Рраб.-4,0 МПа. L-3917 м.  Инв. №71:118:002:000039680 Реестр. №280606:002:000039680	Марка стали X-52, стандарт API-5L. Разрешение на ввод объекта в эксплуатацию №84 от 10.08.2006 г. Нефть+газ+водяная имульсия 950 т /сутки
2	Нефтегазосборный трубопровод. Участок куст скважин №8 – узел задвижек УН22, входящие в состав проекта «Обустройство Западно – Салымского месторождения»	1. Обращение опасного вещества. 2. Оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа.	Ду 219 мм. Рраб.-4,0 МПа. L-3720 м.	Разрешение на ввод объекта в эксплуатацию №84 от 10.08.2006 г. Нефть+газ+водяная имульсия 307,8 т /сутки Марка стали 20КТ
3	Высоконапорный водовод от узла подключения УН25/1 до куста скважин №8	1. Оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа.	Ду 168 мм. Рраб.-4,0 МПа. L-3676 м.	Разрешение на ввод объекта в эксплуатацию №84 от 10.08.2006 г. Марка стали 20КТ.
4	Нефтегазосборные сети (2 этап)	1. Обращение опасного вещества. 2. Оборудование	Ду 168 мм. Рраб.-4,0 МПа; L – 856 м,  Ду219 мм; Рраб – 4,0 МПа;	Марка стали X-52, стандарт API-5L; Разрешение на ввод объекта в эксплуатацию №270 от 25.12.2006 г.

		ие, работающее под давлением более 0,07 МПа.	L – 2877 м,  Ду273 мм; Рраб – 4,0 МПа; L – 4060 м,  Ду325 мм; Рраб – 4,0 МПа; L – 4753 м,  Инв. № 71:118:002:000145080 Реестр. № 131206:002:000145080	Нефть+газ+водяная имульсия 950 т /сутки
5	Нефтегазосборный трубопровод. Участок куст скважин №128-узел задвижек УН82.	1. Обращение опасного вещества. 2. Оборудован ие, работающее под давлением более 0,07 МПа.	Ду 159 мм. Рраб.-4,0 МПа. L-1647 м.	Марка стали X-52, стандарт API-5L. Разрешение на ввод объекта в эксплуатацию №86-503000-3023042-2016 от 22.07.2016 г. Нефть+газ+водяная имульсия 950 т /сутки
6	Высоконапорный водовод от узла подключения УН82в до куста скважин №128.	1. Оборудован ие, работающее под давлением более 0,07 МПа.	Ду 114 мм. Рраб.-4,0 МПа. L-1628 м.	Марка стали 20КТ. Разрешение на ввод объекта в эксплуатацию №86-503000-3023042-2016 от 22.07.2016 г.
7	Нефтегазосборный трубопровод. Участок куст скважин №104/2-узел задвижек УН78.	1. Обращение опасного вещества. 2. Оборудован ие, работающее под давлением более 0,07 МПа.	Ду 159 мм. Рраб.-4,0 МПа. L-1647 м.	Марка стали X-52, стандарт API-5L. Разрешение на ввод объекта в эксплуатацию №86-503000-3023043-2016 от 22.07.2016 г.
8	Высоконапорный водовод от узла подключения УН78в до	1. Оборудован ие, работающее под	Ду 168 мм. Рраб.-4,0 МПа. L-1628 м.	Марка стали 20КТ. Разрешение на ввод объекта в эксплуатацию №86-503000-3023043-2016

куста скважин №104/2.	давлением более 0,07 МПа.		от 22.07.2016 г.
-----------------------	---------------------------	--	------------------

Верхнесалымске месторождение (добывающие скважины газонасыщенной обводненной нефти (эмульсии) от кустов скважин №1, №1а, №2, №5, №6, №7, №11, №15, №23):

Общая протяженность нефтегазосборных трубопроводов Верхнесалымского месторождения составляет L=64689 м. Проектное (расчетное) давление трубопроводов составляет  $P_{расч.}=4,0$  МПа. Температура газонасыщенной обводненной нефти (эмульсии), транспортируемой по трубопроводам до 60 °С.

Перечень основного технологического оборудования промысловых нефтегазопроводов Верхнесалымского месторождения представлен в табл. 1.2.2.5.

Таблица 1.2.2.5.

Перечень основного технологического оборудования промысловых нефтегазопроводов Верхнесалымского месторождения

№ п/п	Наименование входящего в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Марка технического устройства, его регистрационный номер (если есть), заводской номер; наименование опасного вещества	Характеристика, ТУ, год изготовления и ввода в эксплуатацию, характеристика и количество опасного вещества, кг
1	«Нефтегазопровод . Первый пусковой комплекс», входящий в состав проекта «Обустройство Верхнесалымского месторождения.	1. Обращение опасного вещества. 2. Оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа.	Подземный стальной. Ду 325 мм Рраб.-4,0 МПа. L – 31696 м,  Ду 426 мм. Рраб.-4,0 МПа. L-4 400 м.  Инв. №71:118:002:000145090 Реестр. №151206:002:000145090	Марка стали X-52, стандарт API-5L. Разрешение на ввод объекта в эксплуатацию № ru865030002005019 -284 от 25.12.2006  Нефть+газ+водяная имульсия 2800 м3 /сутки
2	Нефтегазосборный трубопровод. Участок куст скважин №5-узел задвижек УН22.	1. Обращение опасного вещества. 2. Оборудование,	Ду 159 мм. Рраб.-4,0 МПа. L-2542 м.	Марка стали X-52, стандарт API-5L. Разрешение на ввод объекта в эксплуатацию №86-

№ п/п	Наименование входящего в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Марка технического устройства, его регистрационный номер (если есть), заводской номер; наименование опасного вещества	Характеристика, ТУ, год изготовления и ввода в эксплуатацию, характеристика и количество опасного вещества, кг
		работающее под давлением более 0,07 МПа.		503000-3023041-2016 от 22.07.2016 г.
3	Высоконапорный водовод от узла подключения УН10в (р-н БКНС) до куста скважин №5.	1. Оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа.	Ду 114 мм. Рраб.-4,0 МПа. L-2206 м.	Марка стали X-52. Разрешение на ввод объекта в эксплуатацию №86-503000-3023041-2016 от 22.07.2016 г.

Вадельпское месторождение (добывающие скважины газонасыщенной обводненной нефти (эмульсии) от кустов скважин №50, №51, №52, №54, №56, №58, №61, №63, №151):

Общая протяженность нефтегазосборных трубопроводов Вадельпского месторождения составляет  $L=34502$  м. Проектное (расчетное) давление трубопроводов составляет  $P_{расч.}=4,0$  МПа. Температура газонасыщенной обводненной нефти (эмульсии), транспортируемой по трубопроводам до 60 °С.

Перечень основного технологического оборудования промысловых нефтегазопроводов Вадельпского месторождения представлен в табл. 1.2.2.6.

Таблица 1.2.2.6.

Перечень основного технологического оборудования промысловых нефтегазопроводов Вадельпского месторождения

№ п/п	Наименование входящего в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Марка технического устройства, его регистрационный номер (если есть), заводской номер; наименование опасного вещества	Характеристика, ТУ, год изготовления и ввода в эксплуатацию, характеристика и количество опасного вещества, кг
1	«Нефтегазосборные	1. Обращение	Подземный стальной.	Марка стали X-

№ п/п	Наименование входящего в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Марка технического устройства, его регистрационный номер (если есть), заводской номер; наименование опасного вещества	Характеристика, ТУ, год изготовления и ввода в эксплуатацию, характеристика и количество опасного вещества, кг
	сети куст 54-точка врезки в НПП», входящий в состав проекта «Обустройство Вадельпского м/р»	опасного вещества. 2. Оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа.	Ду 325 мм. Рраб.-4,0 МПа. L-1379 м.  Ду 114 мм. Рраб.-4,0 МПа. L-205 м.  Инв. №71:118:002:000155070 Реестр. №210707:002:00155070	52, стандарт АРІ-5L. Разрешение на ввод объекта в эксплуатацию № ru86503000-222 от 06.08.2007.
2	«Нефтегазосборные сети. Первый пусковой комплекс», входящий в состав проекта «Обустройство Вадельпского месторождения».	1. Обращение опасного вещества. 2. Оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа.	Подземный стальной. Ду 325 мм. Рраб.-4,0 МПа. L-2449 м.  Ду159 мм. Рраб.-4,0 МПа. L-1954 м.  Инв. №71:118:002:000155320 Реестр. №290607:002:000155320	Марка стали Х-52, стандарт АРІ-5L. Разрешение на ввод объекта в эксплуатацию № ru86503000-220 от 06.08.2007.
3	Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №49 до узла задвижек УН76, в том числе узел задвижек	1. Обращение опасного вещества. 2. Оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа.	Подземный стальной. Ду 159 мм. Рраб.-4,0 МПа. L-799 м	Разрешение на ввод объекта в эксплуатацию №84 от 10.08.2006 г. Марка стали Х-52.
4	Высоконапорный водовод от УН76в до куста скважин №49.	1. Оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа.	Ду 159 мм. Рраб.-4,0 МПа. L-792 м.	Разрешение на ввод объекта в эксплуатацию №84 от 10.08.2006 г. Марка стали Х-52,
5	Нефтегазосборный	1. Обращение	Ду 159 мм.	Разрешение на

№ п/п	Наименование входящего в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Марка технического устройства, его регистрационный номер (если есть), заводской номер; наименование опасного вещества	Характеристика, ТУ, год изготовления и ввода в эксплуатацию, характеристика и количество опасного вещества, кг
	трубопровод. Участок куст скважин №47-узел задвижек УН8, в том числе узел задвижек УН80.	опасного вещества. 2. Оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа.	Рраб.-4,0 МПа. L-2050,5 м.	ввод объекта в эксплуатацию № 86-503000-3023297-2016 от 09.09.2016 г. Марка стали X-52.
6	Высоконапорный водовод от узла подключения УН80в до куста скважин №47.	1. Оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа.	Ду 168 мм. Рраб.-4,0 МПа. L-1986,6 м.	Разрешение на ввод объекта в эксплуатацию № 86-503000-3023297-2016 от 09.09.2016 г. Марка стали X-52.

Установка подготовки нефти Западно-Салымского месторождения (УПН)

УПН введена в эксплуатацию в 2005 году.

На УПН поступает газонасыщенная нефтяная эмульсия с кустовых площадок Западно-Салымского, Верхнее-Салымского и Вадельпского месторождений.

В состав УПН входят три технологические линии.

УПН предназначена для выполнения следующих технологических процессов:

- подготовки нефти товарного качества (ГОСТ Р51858-02);
- хранения и внешнего транспорта товарной нефти;
- очистки пластовой воды и закачки в систему поддержания пластового давления.

Для подготовки нефти на УПН используется термохимический метод обработки нефтяной эмульсии. Нефтяная эмульсия нагревается и обрабатывается деэмульгаторами, которые ослабляют структурно-механическую прочность слоёв, обволакивающих каплю воды, и способствуют более глубокому расслоению эмульсии.

Для защиты трубопроводов и оборудования от коррозии и для борьбы с сульфатовосстанавливающими бактериями (СВБ) в технологический процесс подаётся ингибитор коррозии и бактерицид.

Для предотвращения отложения солей в трубах нагревателей нефти предусмотрена подача ингибитора солеотложения в трубопровод перед печами.

Товарная нефть транспортируется на пункт сдачи нефти ПСН, где предусмотрены сооружения для приема, хранения, учета и дальнейшего транспорта нефти в трубопроводную систему компании АК «Транснефть».

Попутный нефтяной газ (ПНГ) с УПН подается на установку комплексной подготовки газа (УКПГ) и часть используется на собственные нужды.

Блочные строения УПН обогреваются теплосетями, часть технологических трубопроводов - греющим кабелем.

Опасный производственный объект «Участок предварительной подготовки нефти Западно-Салымского лицензионного участка» состоит из следующих основных объектов:

- Оборудование УПН;
- Пункт налива нефти и сеноманской воды;
- Система пожаротушения УПН.

Перечень основного технологического оборудования УПН представлен в табл.1.2.2.7.

Таблица 1.2.2.7

Перечень основного технологического оборудования УПН

№ п/п	Наименование входящего в состав ОПО	Краткая характеристика а опасности	Марка технического устройства, его регистрационный номер (если есть), заводской номер; наименование опасного вещества	Характеристика, ТУ, год изготовления и ввода в эксплуатацию, характеристика и количество опасного вещества, кг
1	Резервуар вертикальный стальной – 4шт.	Обращение опасного вещества;	РВС № 1,2,3,4 Сырая нефть	Год изгот-я: 2005 Год ввода в эксп-ю: 2005 V= 10000м <sup>3</sup> , Сырая нефть -



				32000т.
2	Резервуар вертикальный стальной – 6шт.	Обращение опасного вещества;	РВС № 6,7,8,9,10,11 Сырая нефть, подтоварная вода	Год изгот-я: 2005 – 2009 Год ввода в эксп-ю: 2005-2010 V= 5000м <sup>3</sup> , Сырая нефть - 900т.
3	Резервуар вертикальный стальной – 1шт.	Обращение опасного вещества;	РВС - 1000м <sup>3</sup> Дизельное топливо	Год изгот-я: 2004 Год ввода в эксп-ю: 2004 V=1000м <sup>3</sup> , Дизельное топливо - 560т.
4	Резервуар горизонтальный стальной -1шт.	Обращение опасного вещества;	РГС - 100м <sup>3</sup> Резервное топливо на ГТЭС	Год изгот-я: 2010 Год ввода в эксп-ю: 2010 V=100м <sup>3</sup> , Керосин– 80т
5	Сепаратор входной - 7шт	1. Обращение опасного вещества;  2.Оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа	Сварной горизонтальный Сырая нефть, попутный газ	Pr = 5,0 – 7,0 кг/см <sup>3</sup> Год изготовления:2005- 2009 Год ввода в эксп-ю: 2005–2010 V=200м <sup>3</sup> . Сырая нефть - 458т. Попутный газ – 4,9т
6	Сепаратор промежуточный -3шт	1. Обращение опасного вещества;  2.Оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа	Сварной горизонтальный Сырая нефть, попутный газ	Pr = 1,2 – 2,0 кг/см <sup>3</sup> Год изготовления:2005 – 2009 Год ввода в эксп-ю: 2005-2010 V=200м <sup>3</sup> . Сырая нефть - 258т. Попутный газ – 0,6т

7	Электростатическая установка для подготовки нефти - 3шт	1. Обращение опасного вещества;  2. Оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа	Сварной горизонтальный Сырая нефть	$P_p = 1,2 - 2,0$ кг/см <sup>3</sup> Год изгот-я: 2004 - 2009 Год ввода в эксп-ю: 2005-2010 $V=100\text{м}^3$ . Сырая нефть - 259 т.
8	Сепаратор концевой – 3шт	1. Обращение опасного вещества;  2. Оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа	Сварной горизонтальный Сырая нефть, попутный газ	$P_p =$ до 0,05 кг/см <sup>3</sup> Год изготовления: 2005- 2008 Год ввода в эксп-ю: 2005-2008 $V=100\text{м}^3$ . Сырая нефть - 65т. Попутный газ – 0,15т
9	Подогреватель нефти (печи) -2шт	1. Обращение опасного вещества;  2. Оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа	Печи BORN Сырая нефть, попутный газ	$P_{p.п} =$ до 5,5 кг/см <sup>3</sup> $P_{p.в} =$ до 2,0 кг/см <sup>3</sup> Год изгот-я: 2005 Год ввода в эксп-ю: 2005 $V=8\text{м}^3$ . Сырая нефть - 13т. Попутный газ – 0,17т
10	Блок дожима жидкого топлива	1. Обращение опасного вещества; оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа 2 Обращение опасного вещества; оборудование,	1 Блок технологический Керосин  2 Резервуар горизонтальный стальной	1 Год изгот-я: 2009 Год ввода в эксп-ю: 2009 $Q$ 155 л/мин, $P_{вых}$ 0,342 МПа  2 Год изгот-я: 2009

		<p>работающее под давлением менее 0,07 МПа</p> <p>3 Обращение опасного вещества; оборудование, работающее под давлением менее 0,07 МПа</p>	<p>цилиндрический с торосферическими днищами (РГСТ)</p> <p>Керосин</p> <p>3 Емкость подземная горизонтальная дренажная</p> <p>Керосин</p>	<p>Год ввода в эксплуатацию: 2009</p> <p>Ру 0,07 МПа, V 95м<sup>3</sup></p> <p>3 Год изгот-я: 2009</p> <p>Год ввода в эксплуатацию: 2009</p> <p>Ру 0,07 МПа, V 12,5м<sup>3</sup></p>
11	Насосная внешней перекачки нефти (НВП)	<p>1. Обращение опасного вещества;</p> <p>2. Оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа</p>	<p>Бустерный насос внешней перекачки Flowserve 10HDMX 22В - 2 шт.</p> <p>Товарная нефть</p> <p>Основной насос внешней перекачки Flowserve 10x12x16DMX - 2 шт.</p> <p>Товарная нефть</p> <p>Насос внутренней перекачки Flowserve 6HPX18В -1шт</p> <p>Некондиционная нефть</p> <p>SYNKLADCSI-V 50-250 – 1шт</p> <p>Некондиционная нефть</p>	<p>Год изгот-я: 2005</p> <p>Год ввода в эксплуатацию: 2005</p> <p>Q 1060 м<sup>3</sup>/ч, Рвых 0,55 МПа</p> <p>Год изгот-я: 2005</p> <p>Год ввода в эксплуатацию: 2005</p> <p>Q 1060 м<sup>3</sup>/ч, Рвых 11,3 МПа</p> <p>Год изгот-я: 2005</p> <p>Год ввода в эксплуатацию: 2005</p> <p>Q 199 м<sup>3</sup>/ч, Рвых 0,60 МПа</p> <p>Год изгот-я: 2011</p> <p>Год ввода в эксплуатацию: 2011</p> <p>Q 35 м<sup>3</sup>/ч, Рвых 0,97 МПа</p>
12	Блочная подпорная насосная станция	1. Обращение опасного	Насос 1Д160-90Б Подтоварная+сенома	Год изгот-я: 2010 Год ввода в эксплуатацию:

	(БПНС) – 3шт	вещества;  2.Оборудование, работающее под давлением более 0,07МПа	нская вода	ю: 2010 Q = 199м3/ч P = 0,35 МПа
13	Блочная кустовая насосная станция (БКНС-1) – 4 шт.	1. Обращение опасного вещества;  2.Оборудование, работающее под давлением более 0,07МПа	ЦНС 240*1900 - 4 шт. Подтоварная+сеноманская вода	Год изгот-я: 2005 Год ввода в эксплуатацию: 2005 Q = 240 м3/ч P = 19 МПа
14	Блочная кустовая насосная станция (БКНС-2) – 8 шт.	1. Обращение опасного вещества;  2.Оборудование, работающее под давлением более 0,07МПа	ЦНС 240*1900 - 8 шт. Подтоварная+сеноманская вода	Год изгот-я: 2010 Год ввода в эксплуатацию: 2010 Q = 240м3/ч P = 19 МПа
15	Блочная кустовая насосная станция (БКНС-3) – 4 шт.	1. Обращение опасного вещества; 2.Оборудование, работающее под давлением более 0,07МПа	ЦНС 240*1900 – 4 шт. Подтоварная+сеноманская вода	Год изгот-я: 2015 Год ввода в эксплуатацию: 2015 Q = 240м3/ч P = 19 МПа
16	Блочная кустовая насосная станция (БКНС-3) – 2 шт.(ПН)	1. Обращение опасного вещества; 2.Оборудование, работающее под давлением более 0,07МПа	Насос 1Д 1250-635-2 шт. Подтоварная+сеноманская вода	Год изгот-я: 2015 Год ввода в эксплуатацию: 2015 Q = 710м3/ч P = 0,2 МПа
17	Кустовая насосная станция (КНС) – 2х2 шт.	1. Обращение опасного вещества;  2.Оборудование, работающее под давлением	1. Бустерный насос Flowserve 6НРХ 23А - 2 шт. Подтоварная+сеноманская вода  2.Основной насос	1. Год изгот-я: 2005 Год ввода в эксплуатацию: 2005 Q = 509м3ч P = 0,35-0,90 МПа

		более 0,07МПа	Flowserve 6x8x13HDO - 2 шт. Подтоварная+сеноманская вода	2. Год изгот-я: 2005 Год ввода в эксплуатацию: 2005 Q= 509м <sup>3</sup> ч P = 21 МПа
18	Сепаратор сеноманской воды – 6шт	1. Обращение опасного вещества;  2.Оборудование, работающее под давлением менее 0,07 МПа	Сварной горизонтальный Сеноманская вода, попутный сеноманский газ	P = до 0,5 кг/см <sup>3</sup> Год изгот-я: 2006 Год ввода в эксплуатацию: 2006 V=50м <sup>3</sup> . Попутный сеноманский газ – 0,03т
19	Дренажная емкость сброса с СППК (пружинный предохранительный клапан) -1шт	1. Обращение опасного вещества;  2.Оборудование, работающее под давлением менее 0,07 МПа	Сварной горизонтальный Сырая нефть, попутный газ	Pp = 0,01 – 0,05 кг/см <sup>3</sup> Год изгот-я: 2005 Год ввода в эксплуатацию: 2005 V=100м <sup>3</sup> . Сырая нефть - 65т. Попутный газ – 0,05т
20	Дренажная емкость для сбора нефти и конденсата - 18 шт	Обращение опасного вещества;	Сварной горизонтальный	Год изгот-я: 2004 Год ввода в эксплуатацию: 2005 V=40м <sup>3</sup> , V=12,5м <sup>3</sup> , V=8м <sup>3</sup> , V=16м <sup>3</sup> . Сырая нефть - 144,8т Попутный газ – 0,1т
21	Дренажная емкость проливневой канализации - 4 шт	1. Обращение опасного вещества;  2.Оборудование, работающее под давлением менее 0,07 МПа	Сварной горизонтальный	Год изгот-я: 2005-2010 Год ввода в эксплуатацию: 2005 - 2010 V=25м <sup>3</sup> . Вода с содержанием нефтепродуктов
22	Дренажная емкость	1. Обращение	Сварной	Год изгот-я: 2005-

	для сброса подтоварной воды + сеномана - 3 шт	опасного вещества; 2.Оборудование, работающее под давлением менее 0,07 МПа	горизонтальный	2010 Год ввода в эксплуатацию: 2005 - 2011 $V=25\text{м}^3$ , $V-8\text{ м}^3$ , Подтоварная + сеноманная вода с содержанием нефтепродуктов
23	Блок подготовки газа –1 шт	1. Обращение опасного вещества; 2.Оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа	БПГ-1, Попутный газ	$P = 0,6-0,8\text{ МПа}$ Год изгот-я: 2005 – 2006 Год ввода в эксплуатацию: 2005-2006 Попутный газ - $1500\text{м}^3/\text{ч}$
24	Склад-навес для хранения реагентов	Обращение опасного вещества;	СХРБ-1 Хим.реагент, ингибитор коррозии, ингибитор солеотложения, деэмульгатор	Год изготовления:2005 Год ввода в эксплуатацию: 2005 Ингибитор коррозии, Ингибитор солеотложения, Деэмульгатор - 12т
25	Блок реагентного хозяйства-4шт	1. Обращение опасного вещества; 2.Оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа	БИК, БИС, БД-1, БД-2 Ингибитор коррозии, ингибитор солеотложения, деэмульгатор	$Pp = 6,0 - 10,0\text{ кг/см}^3$ Год изгот-я: 2005-2010 Год ввода в эксплуатацию: 2005-2010 Ингибитор коррозии, Ингибитор солеотложения, Деэмульгатор
26	Система факельная низкого давления	1. Обращение опасного вещества; 2.Оборудование, работающее	Факел низкого давления СФНР - 400/1200 ППВХЛ Попутный нефтяной газ	$Pp = 0,03\text{ кг/см}^3$ Год изгот-я: 2005 Год ввода в эксплуатацию: 2005 Попутный

		под давлением не более 0,07 МПа		нефтяной газ Расход сжигаемого газа не более 664920 нм <sup>3</sup> /сутки
27	Система факельная высокого давления	1. Обращение опасного вещества; 2. Оборудование, работающее под давлением не более 0,07 МПа	Факел высокого давления СФНР-350/700 ВДХЛ Попутный нефтяной газ	Рр = 0,6 кг/см <sup>3</sup> Год изгот-я: 2005 Год ввода в эксп-ю: 2005 Попутный нефтяной газ Расход сжигаемого газа не более 670000 нм <sup>3</sup> /сутки
28	Блок разделения эмульсии (БРЭ) Сепаратор входной (СЕ-1) 1шт Сепаратор концевой (СЕ-2) – 1шт  3) Станция насосная нефти -1 шт	1. Обращение опасного вещества; 2. Оборудование, работающее под давлением не более 0,07 МПа	Сварной горизонтальный Сырая нефть, попутный газ  Насос НН-1, НН-2	Рр = 5,0 – 7,0 кг/см <sup>3</sup> Год изготовления: 2015 Год ввода в эксп-ю: 2016 V=50м <sup>3</sup> . Сырая нефть - 5т. Попутный газ – 0,1т  Год изгот-я: 2015 Год ввода в эксп-ю: 2016 Q = 6,3м <sup>3</sup> /ч Р = 0,32 Мпа
29	БРЭ: Блок реагентного хозяйства-1шт	1. Обращение опасного вещества; 2. Оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа	БДР-1 Ингибитор солеотложения, деэмульгатор	Рр = 6,0 – 10,0 кг/см <sup>3</sup> Год изгот-я: 2015 Год ввода в эксп-ю: 2016 Ингибитор солеотложения, Деэмульгатор

30	<p>1. Сварной горизонтальный сепаратор 1-шт.                  2. Стояк для верхнего налива автоцистерн.                  3. Шестеренный насос 1-шт                  4.                  Автоматизированная система для нижнего герметизированного налива автоцистерн 1-шт.</p>	<p>1. Обращение опасного вещества;                  2. Оборудование, работающее под давлением не более 0,07 МПа</p>	<p>1. 1-25-1,0-3-И. Зав № 2909                  Сеноманская вода ,Попутный сеноманский газ.                   2. Сеноманская вода ,Попутный сеноманский газ.                   3 . Насос Ш80-2,5-37,5/2,5.                  ТУ 26-06-1087-84.                  Зав № Г30.                  Товарная нефть.                   4. АСН-8НГ                  Товарная нефть.</p>	<p>1.Р.раб = 1.0 кг/см<sup>3</sup>                  Год изгот-я: 2009                  Год ввода в эксп-ю: 2009                  V=25м<sup>3</sup>.                  Сеноманская вода ,Попутный сеноманский газ.                  2. Сеноманская вода ,Попутный сеноманский газ. Q = 30 м3/ч                  3. Год изгот-я: 2009                  Год ввода в эксп-ю: 2009                  Q = 37,5 м3/ч P = 0,25 МПа                  4. Год изгот-я: 2009                  Год ввода в эксп-ю: 2009                  Ду 100, Q = 37,5 м3/ч</p>
31	<p>Противопожарная насосная станция</p>	<p>Оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа</p>	<p>1. Насос основной 1Д630-125 – 2шт                   2. Циркуляционный насос “Grundfos” CR 16-40 – 2шт</p>	<p>1. Год изгот-я: 2005                  Год ввода в эксп-ю: 2005                  Q = 630м3ч P = 1,2 МПа                  2. Год изгот-я: 2005                  Год ввода в эксп-ю: 2005                  Q = 16м3ч P = 25 МПа</p>
32	<p>Дизельная противопожарная станция</p>	<p>1. Обращение опасного вещества;                   2. Оборудование, работающее</p>	<p>1. Дизель-насосный агрегат DNU-630/125 в комплекте с насосом ВД 630-125 (1 раб.) и дизельным</p>	<p>1. Год изгот-я: 2011                  Год ввода в эксп-ю: 2011                  Q = 630м3ч P = 1,2 МПа</p>



		под давлением не более 0,07 МПа	двигателем VolvoPentaTAD 1642VE  2. Вертикальный аппарат с плоским днищем и съемной сферической крышкой	2. Год изгот-я: 2011 Год ввода в эксп-ю: 2011 Д/Т -1м3 – 0,85т
33	Резервуар противопожарного запаса воды – 3шт		ПВ-1 - 2000 м <sup>3</sup> ПВ-2 - 1000м <sup>3</sup> ПВ-3 - 300 м <sup>3</sup> Техническая вода	Год изгот-я: 2005-2007 Год ввода в эксп-ю: 2005-2007
34	Кран мостовой, управляемый с пола – 2 шт	Использование подъемных сооружений	1. КЭО2П 16,0/16.000.000 ПС Рег.№8982-НЮ зав.№464 2. КЭО2П 20/5.0 000.000.ПС Рег.№8981-НЮ зав.№600	1. Г/п - 16 т Год ввода в эксп-ю: 2005  2. Г/п – 20-/5 т Год ввода в эксп-ю: 2006

### Установка Предварительного Сброса Воды (УПСВ)

С целью снижения обводненности и объемов перекачки добываемой продукции с Верхнесалымского месторождения на УПН, было принято решение о строительстве УПСВ. В 2016 году началось строительство УПСВ.

Проектная мощность установки:

- По жидкости – 12,000 м<sup>3</sup>/сут или 4,262 тыс т/год;
- По нефти – 6,000 м<sup>3</sup>/сут или 1,980 тыс т/год;
- По газу – 216,000 Нм<sup>3</sup>/сут или 80 млн Нм<sup>3</sup>/год;

Состав объектов УПСВ:

- Входные сепараторы V=100м<sup>3</sup>, Ру=4,0МПа – 4шт;
- Узел водоподготовки;
- Буферные емкости V=150м<sup>3</sup>, Ру=0,6МПа – 2шт;
- Насосная пластовой воды;
- Факел низкого давления;
- Система подачи хим.реагентов;
- Пожарная насосная и резервуары протовопожарного запаса воды;
- Трансформаторная подстанция 35/0.4кВ 2,5МВА.

### Полигон

Полигон предназначен для централизованного сбора, размещения твердых бытовых и производственных отходов, нефтесодержащих отходов из промысловых установок (УПН, ПСН, кустовых площадок, буровых установок, бригад капитального ремонта скважин), малотоксичных производственных отходов с эксплуатационных объектов и мест аварий.

Полигон состоит из следующих объектов:

- амбары для сбора отходов (твердые нефтесодержащие, твердые бытовые, жидкие, отходы бурения, загрязнённый снег);
- мини-инсинератор Форсаж-2М для утилизации промасленной ветоши и картона;
- установка термического обезвреживания (УТО) (см. Рисунок 2.16);
- накопительная площадка нефтезагрязнённого грунта;
- резервуар для негорючих шламов V-50м<sup>3</sup>;
- резервуар для горючих нефтешламов V-50м<sup>3</sup>;
- резервуар для нефти V- 50м<sup>3</sup>;
- резервуар дизтоплива V-20м<sup>3</sup>;
- разделитель жидких нефтешламов (флорентина);
- теплообменник;
- резервуар для технической воды V-50м<sup>3</sup>;
- блок автоматики;
- установка очистки жидкости;
- узел откачки нефтешламов из амбара;
- узел подачи жидких нефтешламов и топлива;
- КТП НУ-630;
- КТП НУ 35/0,4кВ;
- установка дозирования химреагента;
- резервная ДЭС-100.3;
- бытовой вагон с санузлом;
- площадка для пропарки контейнеров и бочек;
- контейнерная площадка;
- площадка хранения пустых бочек;
- площадка для металлолома;
- площадка для хранения автомобильных шин;
- площадка для складирования золы;
- склад-навес с оборудованием для переработки ТБО;

- насосная производственного водоснабжения;
- открытый водоём противопожарного запаса воды;
- насосная над артскважиной (2 шт);
- ограждение.

### **1.2.3. Географические и навигационно-гидрологические характеристики территории.**

Салымская группа месторождений расположена в Нефтеюганском районе Ханты- Мансийского автономного округа - Югра Тюменской области.

Гидрографическая сеть данной территории принадлежит бассейну Средней Оби. Все реки района принадлежат к группе рек с весенним половодьем с продолжительностью 4-6 месяцев, низкой зимней меженью и наличием дождевых паводков в период летне-осенней межени. Основное питание рек – поверхностное, на долю грунтового стока приходится не более 25-27 % годового стока.

В геоморфологическом отношении район Салымской группы месторождения расположен в пределах четвертой надпойменной террасы с абсолютными отметками 70,8- 87,7 м.

Геологический разрез территории представлен озерно-аллювиальными среднечетвертичными отложениями, перекрытыми современными отложениями болот и пойм водотоков.

Месторождение расположено в таежно-болотистой местности. Растительный покров представлен хвойными лесами: кедром, елью, пихтой, сосной, а также лиственными породами: осиной, березой. Заболоченные участки, в основном, покрыты угнетенным низкорослым лесом и мелким кустарником.

Территория Салымской группы месторождений находится в Европейско-Западно- Сибирской таежно-лесной почвенно-биоклиматической области, подзоне подзолистых почв и подзолов средней тайги, Нижнеиртышской провинции глееземов, светлосземов, подзолов, подзолистых и торфяных болотных почв.

Территория, по которой пролегает трасса внешнего трубопровода «УПН – ПСН Южный Балык», расположена в центральной части Западно-Сибирской равнины, в бассейне средней Оби. До 59 км трассы территория относится к бассейну р. Большой Салым (левый приток Оби). Восточная часть трубопровода, от 59 км до п. Сентябрьский, проходит по территории,

принадлежащий бассейну р. Малый Балык (приток р. Большой Балык, которая в свою очередь впадает в р. Обь). Краткая характеристика рек и ручьёв приведена в табл. 1.2.3.1.

Таблица 1.2.3.1

Характеристика рек и ручьёв пересекаемых внешним трубопроводом  
УПН – ПСН Южный Балык

№ п/п	Название водотока	км	Характеристика водотоков			Диаметр трубопровода, мм	Куда впадает
			Ширина в межень, м	Глубина в межень, м	Скорость течения, м/с		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	р. Кингях	2	2,3	0,51	0,07	530*10	р. Пывьях
2	р. Тарынгъёга	24	2,8	0,72	0,06	530*10	р. Большой Салым
3	р. Большой Салым	27	40,8	4,35	0,12	530*12	р. Обь
4	ручей №2	42	2,8	0,53	0,03	530*10	в болото, затем в р. Большой Карен
5	ручей №3	46	2,5	0,50	-	530*10	р. Большой Карен
6	р. Бирсенъёга	49	3,6	1,12	0,03	530*10	р. Большой Карен
7	р. Большой Карен	49	4,9	0,57	0,06	530*10	р. Большой Салым
8	ручей №1	56	1,6	0,6	-	530*10	р. Большой Карен
9	р. Нумторъёга	67	4,0	0,56	0,05	530*10	р. Малый Балык
10	р. Юнгях	71	1,9	0,98	-	530*10	р. Сугмутынъях
11	р. Сугмутынъях	74	6,8	0,86	0,04	530*10	р. Малый Балык
12	ручей №4	84	4,1	1,55	0,01	530*10	р. Сугмутынъях
13	р. Малый Балык	85	13	1,02	0,17	530*10	р. Большой Балык
14	ручей №5	87	2,5	0,68	-	530*10	р. Малый Балык

Гидрография территории Салымской группы месторождений представлена небольшими реками Самсоновская, Лев, Вандрас (табл. 1.2.3.2), сетью более мелких второстепенных притоков этих рек, озерами и болотами. Крупные реки образуют в долинах крутые излучины с хорошо выраженными песчаными пляжами. Характерной особенностью рек района является большая извилистость русла и небольшие уклоны, типичные для равнинных рек. Долины рек имеют трапецеидальную форму. Берега заболочены.

Таблица 1.2.3.2

Гидрографическая характеристика рек

№ п/п	Название водотока	Характеристика водотоков			Куда впадает
		Ширина в межень, м	Глубина в межень, м	Скорость течения, м/с	
1	2	3	4	5	6
1	Вандрас	12	1,5	0,35	Б.Салым (прав.)
2	Лев	10	1,6	0,3	Вандрас (прав.)
3	Самсоновская	10	1,2	0,3	Лев (прав.)
4	Невдарьега	<10	1,0	0,3	Вандрас (лев.)

Густота речной сети составляет 0,3-0,35 км/км<sup>2</sup>. Характерной особенностью рек района является большая извилистость русла и небольшие уклоны, типичные для равнинных рек. Долины рек имеют трапецеидальную форму.

По характеру водного режима водотоки относятся к типу рек с весенне-летним половодьем и паводками в тёплое время года.

Подъём уровня воды весной начинается с началом водоотдачи из снежного покрова. По данным многолетних наблюдений половодье начинается во второй половине апреля.

Болота представлены верхового, переходного и низинного типов атмосферно и смешанного питания. Большинство болотных массивов являются труднопроходимыми. Уровень болотных вод олиготрофных болотных массивов формируется под воздействием атмосферных осадков, испарения, горизонтального стока.

Население в районе, в основном, русскоязычное, численность коренных народностей (ханты) очень мала.

К основным видам хозяйственной деятельности населения относятся: охотничий и рыбный промыслы, сбор дикоросов (кедровый промысел, заготовка грибов, ягод и т.д.), выпас крупного рогатого скота, земледелие, заготовка сена, леса.

#### **1.2.4. Гидрометеорологические и экологические особенности района.**

Географическое положение территории определяет ее климатические особенности. Климат района резко-континентальный, характеризуется продолжительной зимой (с октября по апрель) и сравнительно коротким теплым летом. Весна и осень очень короткие.

Минимальная температура в районе составляет  $-40^{\circ}\text{C}$  (в декабре и январе), длительные морозы ниже  $-15^{\circ}\text{C}$  стоят около 110 дней в году. Снежный покров составляет от 50 до 100 см и не тает на протяжении 200-240 дней.

Средняя температура воздуха в июле  $+18^{\circ}\text{C}$ , максимальная температура достигает  $+30^{\circ}\text{C}$  и выше. Среднегодовые осадки составляют 400 – 500мм.

Среднегодовая температура воздуха по данным метеостанций, ближайших к месторождению, колеблется в пределах от минус  $0,7^{\circ}\text{C}$  (Демьянское) до минус  $2,8^{\circ}\text{C}$  (Сытомино), т.е. весь участок лежит в области отрицательных среднегодовых температур.

Среднемесячная температура наиболее холодного месяца (январь) – ( $-21,0^{\circ}\text{C}$ ), а самого жаркого (июль)  $+17,4^{\circ}\text{C}$  –  $18,3^{\circ}\text{C}$ . Абсолютный минимум температуры воздуха достигал  $-55^{\circ}\text{C}$  (февраль, ст. Угут), абсолютный максимум -  $+36^{\circ}\text{C}$  (июль-август).

Средняя продолжительность безморозного периода составляет от 94 дней (Угут), до 119 дней (Демьянское), устойчивых морозов 152 дня. Средние годовые суммы осадков на рассматриваемой территории лежат в диапазоне 502-621 мм. В континентальном климате Западной Сибири основное количество осадков выпадает в теплое время года, т.е. в апреле-октябре. Из годового количества осадков на холодный период приходится только 23-26%. Большая часть осадков выпадает в жидком виде (58-63%), в твердом виде выпадает 25-31% осадков.

Своей максимальной высоты снежный покров на рассматриваемой территории достигает в феврале – марте и составляет по территории 37-74 см. Сохраняется снежный покров 185-199 дней.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов в районе работ составляет 2,3 м. На всех глубинах средняя годовая температура почвы положительна. Промерзание почвы до отрицательных температур происходит до глубины 0,8 м в марте. На глубине 20 см почва промерзает в течение 5 месяцев (декабрь-апрель) (ст. Демьянское). Наибольшее повышение температуры почвы происходит от мая к июню. В зимнее время температура почвы на глубинах 20-40 см значительно выше, чем температура воздуха, а на глубинах 0,8-3,2 м остается положительной.

Высота снежного покрова, а также состав почвы и ее влажность влияют не только на температуру почвы, но и на глубину ее промерзания. Минеральные почвы замерзают раньше, чем болотистые. Болота промерзают обычно на глубину 20-30 см к концу декабря и даже в январе. Влажные лесные почвы промерзают на глубину 55-60 см.

Самыми неблагоприятными гидрометеорологическими условиями в районе возможного разлива нефтепродуктов являются:

- весенний период - таяние снега, когда болота ещё не оттаяли и поверхностная вода заливают болота и переполняют реки, наступает весенний паводок;
- в зимнее время – период низких температур, буранов;
- в осенний – из-за выпадения обильных осадков на болотах поднимается уровень воды, а на водотоках наступает осенний паводок.

В ходе освоения территории происходит антропогенное нарушение природной среды: нарушение теплового баланса и температурного режима грунтов; нарушение водного баланса и влажностного режима грунтов; нарушение напряженного состояния грунтов в массиве; оседание территории в ходе разработки нефтяных месторождений. При этом отмечается активизация таких природных процессов, как заболачивание и обводнение территории, повышение уровня подземных вод.

Факторами нарушения природной среды является нарушение подземного и поверхностного стока насыпями, планировкой территории; утечки вод из водопроводных сетей, выход из строя или отсутствие поверхностных водотоков, удаление мохово-растительного покрова, вырубка леса и лесные пожары.

В результате нарушения природной среды возникают антропогенные геологические процессы на участках, которым обычно не свойственны такие же процессы в естественных условиях. Так, снятие растительного, мохового и снежного покрова на участках строительства существенно повышает

глубину сезонного промерзания. При таких условиях повышение влажности грунтов может привести к возникновению вечномерзлых грунтов.

Этот процесс в районе наблюдается при отсыпке оснований кустов, строительстве автодорог. При расчистке снега и отсыпке насыпей в зимний период, сезонномерзлые грунты в последующем в течение лета не успевают оттаять и переходят в перелетки.

Подтопление территории и объектов строительства может происходить при пересечении линий стока поверхностных и подводных вод насыпями линейных сооружений. Кроме того, в процессе строительства автодорог, на участках развития болот, насыпи, погружаясь в торф, перегораживают внутриболотные потоки подземных вод, испытывают при этом постоянное гидростатическое давление. В отдельных случаях это приводит к сдвигу насыпи.

Подъем уровня грунтовых вод приводит к увеличению обводненности верхней части разреза и ухудшению свойств грунтов, снижению их прочностных характеристик, увеличению пучинистости пылеватых и глинистых разностей пород и их разжижению.

Повышению уровня грунтовых вод и усилению заболачивания также способствует прогрессирующее уничтожение лесной растительности путем интенсивной вырубki и лесных пожаров.

Таким образом, интенсивность и характер развития этих явлений целиком обусловлено инженерно-геологическими условиями и хозяйственной деятельностью человека.

### **1.3. Мероприятия по предупреждению ЧС(Н).**

#### **1.3.1. Возможные источники ЧС(Н).**

Можно выделить следующие взаимосвязанные группы причин и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий:

- причины и факторы, связанные с отказом оборудования;
- причины и факторы, связанные с ошибочными действиями персонала;
- причины и факторы, связанные с внешними воздействиями природного и техногенного характера.

К основным причинам и факторам, связанным с отказом оборудования относятся:



- Опасности, связанные с типовыми процессами.

Наибольшую опасность представляет транспортировка нефти.

Основными моментами, определяющими опасность транспортировки нефти, являются: наличие большого количества нефти; протяженность нефтепровода; образование статического электричества при движении нефти; эрозионная коррозия технологического оборудования.

- Физический износ, коррозия, эрозия, механическое повреждение, брак при сварке, усталость металла.

Коррозия и эрозия оборудования и технологических трубопроводов могут стать причиной разгерметизации оборудования. Исходя из анализа аварий на аналогичных объектах, можно сделать вывод, что коррозионное разрушение, при достаточной прочности конструкции или трубопроводов, чаще всего имеет локальный характер и не приводит к серьезным последствиям. Однако при несвоевременном устранении оно может привести к цепному развитию аварийной ситуации.

Заметное влияние на износ оборудования оказывает то, что в нефти содержится большое количество агрессивных примесей, абразивных частиц (песок), пластовой воды.

Физический износ и усталость металла оборудования могут привести как к частичному, так и к полному разрушению оборудования или трубопроводов и возникновению аварийной ситуации любого масштаба.

- Отказы, разрушение и поломки оборудования.

Основными отказами/поломками оборудования являются: поломки насосных агрегатов в результате разрушения опорных подшипников, вала, разгерметизации уплотнений и фланцевых соединений; отказ/поломки электрооборудования, электропроводки; аппаратуры КИПиА.

К основным причинам и факторам, связанным с ошибочными действиями персонала относятся:

- Некачественная диагностика и выявление дефектов во время эксплуатации.

- Не ликвидирующиеся дефекты из-за отсутствия или неудовлетворительного качества ремонтных работ, или недооценки опасности дефектов.

- Нарушение сроков проведения диагностики оборудования (или ее не проведение), ревизии предохранительных устройств, а также сроков ревизии и калибровки приборов КИПиА.

- Ошибки операторов.

- Резкое повышение давления сверх нормативного, отступление от технологического регламента ведения работ, пуска и остановки системы, нарушение инструкций и т.д.

Механическое повреждение возможно в результате строительной или иной деятельности. Особенной опасности подвергаются технологические трубопроводы, проходящие по территории декларируемого объекта и напорный нефтепровод.

К основным причинам и факторам, связанным с внешними воздействиями природного и техногенного характера относятся:

- Разряд атмосферного электричества.

Разряд атмосферного электричества возможен при поражении объекта молнией, при вторичном ее воздействии или при заносе в него высокого потенциала (Приложение 3 к ГОСТ 12.1.004-91).

Поражение объекта молнией возможно при совместной реализации двух событий – прямого удара молнии и отказа молниеотвода (из-за его отсутствия, неправильного конструктивного исполнения, неисправности).

- Неблагоприятные погодные условия.

Сильный ветер (скорость при порывах 25 м/с и более), сильный гололед (отложения на проводах диаметром 20 мм и более), сильная метель в сочетании с сильным ветром скоростью 15 м/с и более, которые могут вызвать аварии на энергетических сетях и привести к перерывам в подачи электроэнергии.

- Наличие в районе расположения объекта разветвленной речной сети.

- Низкая температура воздуха.

Приводит к повышению вязкости нефти, образованию парафиновых пробок в местах скопления воды и, следовательно, к повышению давления в трубопроводах.

- Землетрясения.

Объекты СПД находятся в не сейсмоопасном районе (фоновая сейсмичность 1-3 балла в соответствии со СНиП II-7-81 «Строительство в сейсмичных районах»), возможные землетрясения при расчете не рассматриваются.

- Оползневые явления, сели, лавины.

Для зоны расположения объектов Компании эти явления не характерны.

- Падение самолета, метеорита и т.п.

Не рассматривается, поскольку частота данного события не превышает  $10^{-7}$ год<sup>-1</sup>.

Источниками ЧС(Н) техногенного характера, в соответствии с определением п. 3.1.2. ГОСТ Р 22.0.05-94, п.3 РД 09-398-01, на территории СПД являются:

- выброс нефти, нефтепродуктов, газового конденсата или подтоварной воды и их растекание в пределах площадок месторождений и пути транспортировки по внешнему трубопроводу «УПН – ПСН Южный Балык»;
- воспламенение разлива нефти, нефтепродуктов, газового конденсата или подтоварной воды;
- взрыв облака ТВС.

Возможными источниками разлива нефти на объектах СПД могут быть любые технологические объекты и емкости, содержащие нефть.

К наиболее опасным источникам утечки нефти на месторождении, в порядке убывания объемов утечки, можно отнести:

1. Напорные нефтегазопроводы;
2. Резервуары;
3. Напорные нефтесборные коллекторы;
4. Вантузные задвижки, манометрические вентили и прочую оснастку;
5. Запорную арматуру, камеры пуска и приема объемов утечки;
6. Технологическое оборудование УПН;
7. Нефтесборные сети, по которым обводненная нефть со скважин поступает на УПН и в которых активно развивается коррозия на внутренних стенках труб, в том числе и ручейковая.

При эксплуатации объектов основные физические свойства нефти, которые нужно учитывать - это взрываемость, пожароопасность, способность к электризации, токсичность, вязкость, плотность, испаряемость.

В силу высокой миграции углеводородов в естественной среде под действием силы тяжести, течения, ветра и других факторов, возможно загрязнение значительных территорий сухопутных и водных природных комплексов.

### **1.3.2. Прогнозирование объёмов и площадей разливов нефти.**

Расчеты по прогнозированию максимально возможных объемов и площадей разливов нефти проводились согласно требованиям

Постановлений Правительства Российской Федерации № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов» от 21.08.2000 г. и № 240 «О порядке и организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации» от 15.04.2002 г.

Целью прогнозирования является определение:

- возможных масштабов разливов нефти или нефтепродуктов, степени негативного влияния на население и объекты его жизнеобеспечения, на объекты производственной и социальной сферы, а также на объекты окружающей природной среды;
- границ районов повышенной опасности возможных разливов нефти или нефтепродуктов;
- последовательности, сроков и наиболее эффективных способов выполнения работ по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.

Настоящий План ЛРН разработан с учетом максимально возможного объема разлившейся нефти, определенного Постановлением Правительства РФ № 613 от 21.08.2000 г. для следующих объектов:

- трубопровод при порыве – 25% максимального объема прокачки в течение 6 часов и объем нефти между запорными задвижками на поврежденном участке трубопровода;
- трубопровод при проколе – 2% максимального объема прокачки в течение 14 дней;
- стационарные объекты хранения нефти – 100% объема максимальной емкости одного объекта хранения;
- стационарные добывающие установки – 1500 т.

Также при возникновении ЧС необходимо учитывать, что количество нефти, которое может вытечь при аварии на трубопроводе, зависит от следующих случайных параметров:

- места расположения и площади дефектного отверстия;
- продолжительности утечки с момента возникновения аварии до остановки перекачки (для свищей (проколов) – 14 дней, для разрывов – 4 часа на водном объекте, 6 часов на суше);
- времени прибытия АСФ (от 0,5 до 3 час.) и времени выполнения мер до полного прекращения истечения нефтепродукта. При этом принято, что меры по локализации аварии успешны в 70% случаев (объем утечки определяется временем прибытия АСФ) и в 30% - невыполнимы (полный сток из отсеченного участка).

Кроме того, учитываются реальные факторы, такие как:

- профиль трассы;
- специфика транспорта нефти на сборный пункт с мест отбора жидкости из скважин;
- контрольный проезд вдоль трассы нефтепровода 2 раза в сутки;
- хорошая просматриваемость места залегания трубопровода и т.п.

В соответствии с постановлением Правительства от 15.04.2002 № 240 разливы нефти и нефтепродуктов классифицируются как чрезвычайные ситуации. До определения фактических значений разлива они могут классифицироваться в соответствии с критериями постановлений Правительства Российской Федерации № 613 от 21.08.2000 и № 240 от 15.04.2002, приказа МЧС № 105 от 28.02.2003.

Нижний уровень разлива нефти и нефтепродуктов для отнесения разливов нефти или нефтепродуктов к чрезвычайной ситуации производится территориальными органами Росприроднадзора. Для предварительного ориентировочного определения уровня разлива руководствуются критериями, определенными приказом Министерства природных ресурсов и экологии (МПР) № 156 от 03.03.2003 (см. табл. 1.3.2.1).

Таким образом разлив нефти свыше 20 тонн на территориях производственных площадок СПД, внешнего трубопровода «УПН – ПСН Южный Балык», а также свыше 3 тонн в водные объекты, классифицируется как ЧС(Н). Любой факт разлива нефти из нефтепроводов (нефтепродуктопроводов), резервуаров являются ЧС(Н).

Классификация чрезвычайных ситуаций, связанных с разливами нефти и нефтепродуктов в соответствии с постановлением Правительства РФ от 21.08.2000 г. № 613, приказом МЧС России от 28.02.2003 г. № 105 приведена в табл. 1.3.2.2.

Верхняя граница разлива и нижняя граница ЧС локального значения определяется ориентировочно.

Таблица 1.3.2.1

Нижние уровни разлива легких нефтепродуктов на местности для отнесения разлива продуктов к чрезвычайной ситуации (в тоннах) [приказ МПР № 156; РД 39-132-94]

Источник загрязнения	Вид загрязнения	Вид территории					
		Промышленные площадки		Территории населенных пунктов		Водоохранные зоны водных объектов	Прочие территории
		С твердым покрытием	Без покрытия	С твердым покрытием	Без покрытия		
Разведочные и эксплуатационные скважины	Нефть *	40	20	30	15	3	7
Нефте- и продуктопроводы**	Нефть	40	20	30	15	Любой факт разлива	7
	Легкие нефтепродукты	30	15	20	5		3
Авто - и железнодорожные цистерны	Нефть и тяжелые нефтепродукты	10	5	5	3		3
	Легкие нефтепродукты	5	3	3	1		1

Крупнотоннажные стационарные хранилища	Нефть	30	15	20	7	3	7
	Тяжелые нефтепродукты	40	20	30	15	5	15
	Легкие нефтепродукты	20	7	10	5	1	5
Мелкотоннажные хранилища, объекты розничной реализации нефтепродуктов и иные источники	Нефть	10	5	6	2	Любой факт разлива	2
	Тяжелые нефтепродукты	20	7	10	5		5
	Легкие нефтепродукты	10	5	6	0.5		0.5

\* - учитывается масса нефти с пластовыми и подтоварными водами

\*\* - в соответствии с Инструкцией о сроках и формах представления информации в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, утвержденной приказом МЧС России от 07.07.97 N 382, любой факт порыва магистрального трубопровода требует оповещения органов МЧС России

Таблица 1.3.2.2

**Классификация чрезвычайных ситуаций, связанных с разливами нефти и нефтепродуктов**

<b>Класс</b>	<b>Значение ЧС</b>	<b>Объем, т</b>	<b>Характеристика зоны ЧС</b>
5	Локальная	от нижнего уровня разлива нефти до 100	не выходит за пределы территории объекта производственного назначения
4	Муниципальная (Местная)	до 100	выходит за пределы территории объекта производственного назначения
		100-500	в пределах административной границы муниципального образования
3	Территориальная	100-500	выходит за пределы административной границы муниципального образования
		500-1000	в пределах административной границы субъекта РФ
2	Региональная	500-1000	выходит за пределы административной границы субъекта РФ
		1000-5000	в пределах административной границы субъекта РФ
1	Федеральная	от нижнего уровня разлива нефти > 5000	выходит за пределы государственной границы РФ или поступает с территории сопредельного государства

Расчеты аварийных разливов нефти приведены в приложении 1.2.

Максимальные значения приведены в табл. 1.3.2.3.

Таблица 1.3.2.3

**Максимальные значения аварийных разливов нефти на объектах СПД**

<b>Наименование объекта</b>	<b>Максимальная масса возможного разлива, т</b>	<b>Максимальный объём возможного разлива, м<sup>3</sup></b>	<b>Максимальная площадь разлива на территории, м<sup>2</sup></b>	<b>Значение ЧС(Н)</b>
Кустовые площадки	1500	1713,9	34302,7	региональная



Трубопровод внешнего транспорта нефти (участок 17 – 41 км)	порыв	прокол	порыв	прокол	порыв	прокол	порыв	прокол
	4742,4	1114,73	5514,42	1296,2	110308	25928	региональная	
Промысловые трубопроводы Салымской группы месторождений (участок узел Ш21 - узел 26/1)	порыв	прокол	порыв	прокол	порыв	прокол	порыв	прокол
	710,12	887,5	825,72	1031,97	16517	20643	территориальный	
РВС-20000 ПСН	17504		20000		275249,7		федеральная	

Территориальные органы МПР России по согласованию с территориальными органами МЧС России могут принимать решение о снижении уровня разлива нефти и нефтепродуктов на местности для отнесения его к чрезвычайной ситуации с учетом природно-климатических и иных особенностей региона, в том числе дифференцированно по административным районам и муниципальным образованиям (приказ МПР России № 156 от 03.0.3.2003 г.) – в зависимости от местоположения разлива.

### 1.3.3. Границы зон ЧС(Н) с учетом результатов оценки риска разливов нефти и нефтепродуктов.

Для определения границ зоны ЧС(Н) необходимо провести первичную оценку объемов разлива нефти с учетом, времени обнаружения места аварии, закрытия секущих задвижек из расчета раскрытия аварийного участка производственного объекта полным сечением, учитывая вероятный выход нефти под действием статического давления и рельефа местности.

При предварительной оценке обстановки уточняется:

- местонахождение, источник и причина разлива (порыв трубопровода, разрыв ёмкости и т.п.);
- приблизительный объем и состояние источника (перекрыт или истечение продолжается);
- тип и характеристика продукта (плотность, вязкость, температура потери текучести, вспышки);
- площадь разлива, направление движения, длина и ширина;
- меры, предпринятые для локализации и ликвидации разлива;

- наличие пострадавших и вероятность загрязнения природных объектов и объектов жизнеобеспечения населения;
- краткосрочный и среднесрочный прогноз гидрометеорологической службы.

На основе предварительных данных о сложившейся обстановке принимается решение на проведение экстренных мер по защите населения и территорий, оказанию помощи пострадавшим, локализации разлива нефти и нефтепродуктов, уменьшению масштабов загрязнения.

Разлив нефти на территории объекта способен нанести непоправимый ущерб здоровью населения, оказавшегося в непосредственной близости от границ разлива нефти. Углеводороды, входящие в состав нефти (метан и его ближайшие гомологи) могут оказывать наркотическое действие на организм человека. Ароматические соединения углеводородов могут угрожать хроническими отравлениями с изменением состава крови и кроветворных органов. Сернистые соединения могут приводить к острым отравлениям, главную роль при этом играет сероводород. Воздействие паров нефти на кожные покровы может приводить к раздражению, возникновению сухости, шелушению кожи, появлению трещин. Многие химические соединения, содержащиеся в нефти, могут оказывать канцерогенное действие.

В этом случае оценивается вероятность проведения временного отселения населения. Организуется информирование населения, проживающего в непосредственной близости от объекта, различными способами, включая средства массовой информации. При этом населению сообщаются правила поведения в районе загрязнения и меры безопасности.

Наиболее тяжелые последствия разлива нефти могут произойти при пожарах или взрывах топливовоздушной смеси. При воспламенении пятна разлившейся нефти возможен тяжелый, вплоть до летального, исход, поражение находящихся на объекте человек.

В соответствии с принятыми решениями отдаются распоряжения на проведение мероприятий по локализации и ликвидации аварийного разлива нефти и нефтепродуктов. Распоряжения доводятся через Координационный совет по ЧС до руководителей аварийно-спасательных формирований и подрядных организаций, участвующих в проведении работ. После отдачи распоряжений организуется непосредственное выполнение работ по защите населения и территорий, оказанию помощи пострадавшим, локализации и ликвидации аварийного разлива нефти и нефтепродуктов. Выполнение мероприятий начинается дежурными силами и средствами. По мере

приведения в готовность привлекаются остальные имеющиеся силы и специальные технические средства.

Оценку объемов разлива нефти, определение границ зоны разлива и его влияния на природные и производственные объекты производится с помощью специалистов СПД. Площади, залитые нефтепродуктами, уклон рельефа определяются в результате съемки. По толщине слоя разлитых нефтью определяется объем. По рельефу и уклону местности, геоморфологическим, гидрологическим, погодным условиям с учетом подстилающей поверхности прогнозируется поведение нефтепродукта в данных условиях и направление возможной миграции. На месте разлива по контуру загрязнения выставляются вешки с указанием даты установки, а на местах заметной миграции с указанием направления миграции (уклона рельефа). Поверхности места возможного разлива нефтепродуктов с точки зрения скорости распространения по горизонтали, проницаемости по вертикали относительно методов и средств локализации (предотвращения последствий) делятся на III класса: суходол, болото, водная поверхность.

В зависимости от этих классов и определяется скорость распространения нефти. Время разлива – весна, лето, осень, зима вносят значительную коррекцию в дополнение к погодным условиям.

От качества первичной разметки (определения контура загрязнения с отметкой времени установки вешек) зависит качество локализации, особенно в зимнее время года.

Границы зоны ЧС(Н) устанавливаются руководителем работ по ЛЧС(Н) на основании представленных результатов. По ее периметру, в том числе вблизи населенных пунктов, производственных объектов, на пересечениях с автомобильными, пешеходными и железными дорогами, должны устанавливаться предупредительные знаки. Количество предупредительных знаков выбирается из расчета их видимости с любой точки периметра опасной зоны. Места разлива нефтепродуктов могут ограждаться, красными флажками, а в темное время суток - световыми сигналами и освещаться фонарями напряжением не более 12 В с уровнем взрывозащиты, соответствующим категории и группе взрывоопасной смеси. При необходимости, по согласованию с местными органами самоуправления, вблизи населенных пунктов и на пересечении с дорогами дополнительно устанавливаются дежурные посты.

Оценка риска возникновения ЧС(Н) на производственных объектах Компании приведена в Приложении 1.2.

### **1.3.4. Ситуационные модели наиболее опасных ЧС(Н) и их социально-экономических последствий для персонала, населения и окружающей среды прилегающей территории.**

#### **1.3.4.1. Моделирование траектории движения нефтяного пятна при разливе.**

Моделирование проводилось в два этапа. На первом этапе определялся характер и места возможного растекания нефти по суше, на втором – распространение и траектории движения разливов нефти и нефтепродуктов по водотокам.

##### Моделирование разливов на суше:

При моделировании разливов нефти и нефтепродуктов на суше рассматриваются три возможных вида взаимодействия с разлитыми нефтепродуктами:

- просачивание части нефти в грунт;
- испарение части нефти в атмосферу;
- часть нефти остается в естественных углублениях на поверхности грунта.

Движение (растекание) нефти и нефтепродуктов по поверхности земли повторяет рельеф ее поверхности. Как всякая жидкость, нефть движется в направлении пониженных отметок рельефа и может скапливаться в углублениях. Растеканию нефти по поверхности земли препятствуют естественные водоемы, а также сорбирующие свойства растительности и грунта, которые, в конечном счете, останавливают процесс растекания.

Разливы нефти и нефтепродуктов на суше отличаются от разливов на водотоках прямой зависимостью площади растекания (расстояния, на которое переносится нефть от источника разлива) от объема разлитой нефти или нефтепродуктов.

На суше скорость движения разлитой нефти зависит от ее вязкости, температуры почвы/грунта, уклона местности, а также особенностей поверхности (шероховатость и неровности, тип растительности, тип почвы, ее проницаемость и т.д.).

Помимо указанных факторов скорость растекания нефти и глубина ее проникновения в грунт также зависит от сезонных явлений, таких, как дожди.

В целом, в отличие от разливов в водной среде, на суше

распространение нефти по поверхности прекращается вскоре после разлива, что приводит к замедлению темпов выветривания.

Разлитые на поверхности нефть и нефтепродукты с низкой вязкостью будут проникать в грунт или будут оставаться на его поверхности. В первом случае существенно уменьшаются потери за счет испарения разлитой нефти. Скорость и масштабы распространения разлитых под землей нефти и нефтепродуктов зависят от объема разлива, от характеристик окружающего грунта, прежде всего, его пористости, проницаемости, уровня грунтовых воды и водосодержания, а также влажности.

Скорость испарения нефти и нефтепродуктов особенно важна для поверхностных разливов на грунтах, характеризующихся плохой проницаемостью и нефтеемкостью, т.е. быстрое просачивание нефти и нефтепродуктов маловероятно. На скорость испарения нефти и нефтепродуктов влияют несколько параметров:

- свойства нефти и нефтепродукта;
- фракционный состав нефти;
- температура окружающей среды: повышенная температура окружающей среды увеличивает скорость испарения;
- скорость ветра: чем выше скорость ветра, тем быстрее испаряется нефть;
- площадь пятна, т.е. площадь контакта нефти с воздухом: чем больше площадь, тем быстрее происходит испарение.

#### Моделирование поведения нефти в водотоках:

При моделировании распространения нефти и нефтепродуктов в водотоках учитывается их рассеивание вдоль берегов и испарение. В свою очередь количество осаждающейся на берегах нефти зависит от ширины и глубины водотока, скорости течения, типа прибрежной растительности, а также особенностей грунта мелководий.

Попадая в реку, нефть и нефтепродукты будут увлекаться поверхностным течением. Учитывая более сильное течение в центральной части русла, нефтяное пятно, как правило, приобретает вытянутую конфигурацию. Нефть и нефтепродукты будут двигаться вниз по руслу водотока со скоростью течения, при этом ветер, как правило, не оказывает значительного влияния на их перемещение. В результате нефть и нефтепродукты будут скапливаться на участках спокойной воды или в водоворотах на изгибах рек, где скорость течения замедляется. Островки

нефти и нефтепродуктов могут образоваться в местах концентрации околородной и водной растительности или скопления речного мусора. Толщина разлитых нефти и нефтепродуктов больше в тех местах, где она собирается вдоль береговой линии.

Холодная погода и вода замедляют растекание нефти и нефтепродуктов по поверхности, поэтому одинаковое количество нефти и нефтепродуктов покрывает большие участки летом, чем зимой.

Нефть и нефтепродукты, поступающие в реку, независимо от скоростей потока или уровня воды, частично оседают на берегах реки. Скорость движения переднего фронта нефти и нефтепродуктов, разлитых в реку, фактически такая же, как максимальное поверхностное течение реки.

В условиях быстрого потока области распространения и воздействия будут больше, чем в условиях медленного. Особую трудность с точки зрения ЛРН на водотоках представляют паводки. Во время паводка или половодья вода может перемещаться различными путями – через протоки, понижения или же просто по поверхности особенно в низинной местности или широких речных долинах.

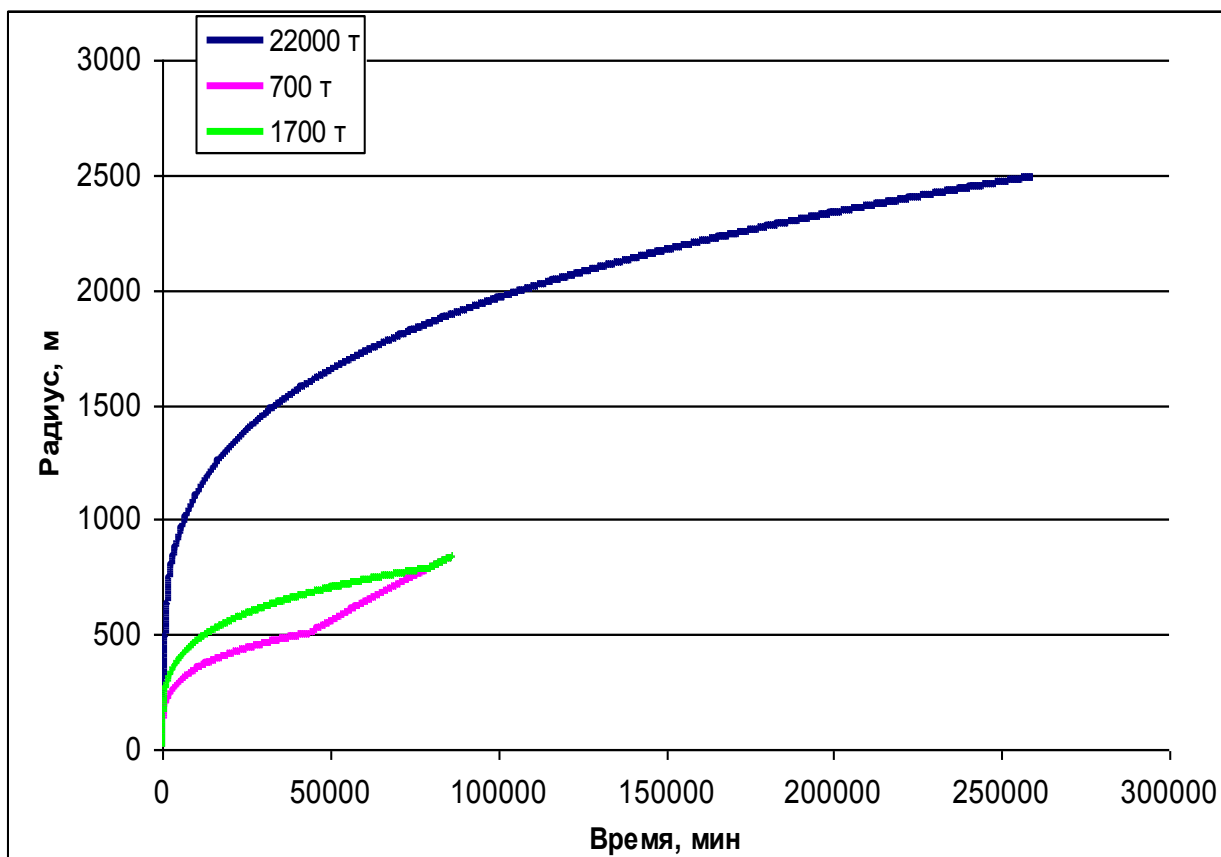


Рисунок 1.3.4.1. Зависимость радиуса растекающегося в спокойной воде пятна нефти, образованного мгновенными точечными источниками различной мощности, от времени

### 1.3.4.2. Сценарии наиболее опасных ЧС(Н) и их возможных последствий.

В соответствии с данными деклараций промышленной безопасности, разработанными на опасные производственные объекты СПД, наиболее опасными сценариями ЧС являются:

#### Установка подготовки нефти:

1.Для данного объекта наиболее тяжелые последствия будут при реализации сценария С-9 (Разрушение резервуара нефти с горением облака ТВС).

Разрушение резервуара нефти → разлив нефти → испарение нефтепродуктов с поверхности разлива → образование облака ТВС → инициирование ТВС → взрывное превращение (горение) в облаке ТВС → попадание в зону поражающих факторов людей и/или оборудования.

Результаты расчета зон действия поражающих факторов для наиболее неблагоприятного сценария С-9 (Разрушение резервуара нефти с горением облака ТВС) приведены в табл.1.3.4.2.1.

Таблица 1.3.4.2.1.

#### Зоны действия основных поражающих факторов при аварии

Параметр	Радиус зоны действия, м
Полное разрушение зданий, 100 кПа	-
50 %-ное разрушение зданий, 53 кПа	-
Средние повреждения зданий, 28 кПа	-
Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.), 12 кПа	86,3
Нижний порог повреждения человека волной давления, 5 кПа	235,5
Малые повреждения (разбита часть остекления), ≤ 3 кПа	403,3

2.Наиболее вероятным будет реализация сценария С-13(разрушение технологического трубопровода газа диаметром 57х6 мм протяженностью 1000 м с загрязнением окружающей среды).

Частичное разрушение трубопровода (свищ) → поступление в окружающую среду газа → загрязнение окружающей природной среды.

Размеры зон действия поражающих факторов для наиболее вероятного сценария С-13 можно определить, как «вблизи свища».

В течение рабочей смены работники присутствуют на открытом пространстве объекта равное количество времени, поэтому возможное число пострадавших зависит от возможности попадания их в радиусы зон действия поражающих факторов. Следовательно, критерием выбора наиболее

опасного сценария является максимальный радиус зон поражения.

Объекты с постоянным присутствием персонала - операторная УПН, административно-бытовой корпус.

В зоны действия поражающих факторов при аварии объекты с постоянным присутствием персонала на площадке декларируемого объекта не попадают.

От воздействия поражающих факторов при авариях на декларируемом оборудовании может пострадать только персонал, находящийся на открытом пространстве объекта, а именно обслуживающий персонал, совершающий периодические осмотры оборудования (время пребывания на площадке – 2 часа в день). Численность наибольшей работающей смены на основном производстве принимается 19 человек.

Пункт сбора нефти:

1. Для данного объекта наиболее тяжелые последствия будут при реализации сценария С-4 (разрушение резервуара нефти с горением газовоздушного облака).

Разрушение резервуара нефти → разлив нефти → испарение нефтепродуктов с поверхности разлива → образование газовоздушного облака → источник зажигания → сгорание газовоздушного облака → попадание в зону поражающих факторов людей и/или оборудования.

Результаты расчета зон действия поражающих факторов для данного сценария С-4 приведены в табл.1.3.4.2.2.

Таблица 1.3.4.2.2

**Зоны действия основных поражающих факторов при аварии**

<b>Параметр</b>	<b>Радиус зоны действия, м</b>
Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.), 12 кПа, м	76,0
Нижний порог повреждения человека волной давления, 5 кПа, м	207,1

2. Наиболее вероятным будет реализация сценария С-7 (разрушение подводящего трубопровода нефти к насосной внешней перекачки с загрязнением окружающей среды).

Разрушение трубопровода → поступление в окружающую среду горючей жидкости → разлив жидкости, ее испарение → загрязнение окружающей природной среды.

Размер зоны действия поражающих факторов для наиболее вероятного сценария С-7 ограничен размерами станции насосной внешней перекачки.



В течение рабочей смены работники присутствуют на открытом пространстве объекта равное количество времени, поэтому возможное число пострадавших зависит от возможности попадания их в радиусы зон действия поражающих факторов. Следовательно, критерием выбора наиболее опасного сценария является максимальный радиус зон поражения.

Производственный персонал размещается в химлаборатории, административно-бытовом корпусе.

Согласно штатному расписанию на площадках может периодически находиться до 24 человек. От воздействия поражающих факторов при авариях на оборудовании декларируемого объекта, может пострадать только персонал, находящийся на открытом пространстве, а именно обслуживающий персонал, совершающий периодические осмотры оборудования (время пребывания на площадке – 2 часа в день). Условная вероятность нахождения персонала в зоне поражения составит 0,007.

Блочные устройства с оборудованием технологического назначения требуют кратковременного обслуживания (продолжительностью каждого посещения до 15 мин и не более трех раз в смену).

В зоны действия поражающих факторов возможных аварий может попасть не более одного-двух человек.

Анализ рассмотренных аварий позволяет сделать вывод о том, что аварии не представляют непосредственной угрозы гибели для персонала объекта в местах постоянного пребывания.

Поскольку поблизости нет городов, поселений и общественных дорог, можно сделать заключение, что для населения не существует риска аварий на декларируемом объекте.

#### Трубопровод внешнего транспорта:

1. Для данного объекта наиболее тяжелые последствия будут при реализации сценария С-1 (гильтинный разрыв промыслового нефтепровода с воспламенением паров нефти).

Разгерметизация трубопровода или трубопроводной арматуры → истечение нефти → отключение насосов → перекрытие запорной арматуры → распространение нефти и формирование газоздушного облака → воспламенение облака паров нефти → попадание в зону поражающих факторов людей и/или оборудования → локализация аварии.

Результаты расчета зон действия поражающих факторов для наиболее неблагоприятного сценария С-1 приведены в табл. 1.3.4.2.3.

Таблица 1.3.4.2.3.

Зоны действия основных поражающих факторов при аварии

Параметр	Радиус зоны действия, м
Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.), 12 кПа, м	69,7
Нижний порог повреждения человека волной давления, 5 кПа, м	194,4

2. Наиболее вероятным будет реализация сценария С-3 (возникновение свища на участке промыслового нефтепровода с загрязнением окружающей среды).

Разгерметизация трубопровода или трубопроводной арматуры → истечение нефти → отключение насосов → перекрытие запорной арматуры → распространение нефти → загрязнение нефтью компонентов окружающей среды.

Размер зоны действия поражающих факторов для наиболее вероятного сценария С-3 можно определить как площадь загрязнения земель при возникновении разлива нефти, которая составит 19 м<sup>2</sup>.

Для осуществления деятельности обслуживающего персонала организованы постоянные и временные рабочие места:

- постоянные рабочие места персонала размещаются в операторной на площадке УПН Западно-Салымского месторождения;
- временные рабочие места – находятся непосредственно на трассе промыслового нефтепровода.

Постоянное присутствие обслуживающего персонала на линейной части промыслового нефтепровода не требуется, так как комплексная автоматизация процесса транспортировки нефти по нефтепроводу обеспечивает работу нефтепровода в условиях нормальной эксплуатации без постоянного присутствия обслуживающего персонала непосредственно на трассе. Обход трассы линейной части нефтепровода осуществляется периодически (2-3 раза в неделю) персоналом линейно-эксплуатационной службы. Максимальная численность обходчиков, которые могут одновременно находиться на трассе, составляет 3 человека.

Автомобильные дороги, которые пересекает трасса нефтепровода, являются дорогами местного назначения (внутрипромысловые дороги, временные проезды); исполнение дорог – грунт, плиты, лежневка. Интенсивность движения по дорогам такого типа незначительна, вероятность

попадания в зону поражения водителей и пассажиров, перемещающихся по автомобильным дорогам, которые пересекает нефтепровод, ничтожно мала.

Анализ рассмотренных аварий позволяет сделать вывод о том, что аварии не представляют непосредственной угрозы гибели для персонала объекта в местах постоянного пребывания.

Поскольку поблизости нет городов, поселений и общественных дорог, можно сделать заключение, что для населения не существует риска аварий на ТВТН.

При предполагаемом возможной ЧС(Н) в результате загрязнения природной среды углеводородами и другими разнообразными токсинами возможна деградация сформировавшихся природных биогеоценозов. При данном воздействии гибнут нерестилища рыб и места гнездования птиц в пойме во время половодья, нарушаются привычные пути миграции животных.

Попадание нефти в поверхностные воды, на водную среду приводит к ряду негативных последствий, основные из которых – возрастающий дефицит чистой воды и уменьшение видового разнообразия и численности гидробионтов.

Нефть, попадая в почву, вызывает значительные, порой необратимые изменения ее свойств – образование битуминозных солончаков, гудронизацию, цементацию и т.д. Эти изменения влекут за собой ухудшение состояния растительности и биопродуктивности земель. В результате нарушения почвенного покрова и растительности усиливаются нежелательные природные процессы – эрозия почв, её деградация.

Выбросы нефти также оказывают вредное воздействие на биологическую активность почвы: снижаются показатели структурности, уменьшается содержание гумуса, численность и качественный состав основных групп микроорганизмов почвы, некоторые виды которых, способствовавшие гумусообразованию, угнетаются и исчезают.

Нефтяное загрязнение отличается от многих других антропогенных воздействий тем, что оно дает не постепенную, а, как правило, «залповую» нагрузку на среду, вызывая быструю ответную реакцию.

### **1.3.5. Состав сил и средств ЛЧС(Н), а также подразделений пожарной охраны, на случай возгорания нефтепродуктов, с учетом их дислокации.**

Планирование действий по локализации и ликвидации разливов нефти

и нефтепродуктов осуществляется на основе результатов прогнозирования последствий максимально возможных разливов (см. п.п. 1.3.2-1.3.4), данных о составе имеющихся на предприятии сил и средств, мест их дислокации, а также других необходимых данных (доступность объектов, природно-климатические особенности, наличие особо уязвимых зон и т. д.).

Целью планирования действий по локализации и ликвидации разлива нефти является определение необходимого состава сил и средств для локализации разливов в сроки (на воде – 4 часа, на почве – 6 часов), указанные в п. 7 «Правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации» (утв. пост. Правительства РФ от 15 апреля 2002 г. № 240), а также для организации последующих работ по их ликвидации.

Поскольку в постановлениях Правительства Российской Федерации №613 от 21.08.2000 и №240 от 15.04.2002 время на ликвидацию разлива не устанавливается, то основным критерием для определения оснащенности производственных объектов необходимыми силами и средствами, является п.8 «Правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации» (утв. Постановлением Правительства РФ от 15.04.2002 №240), согласно которых мероприятия по ликвидации разлива, связанные со сбором разлившейся нефти и ее размещением для последующей утилизации, должны проводиться до «максимально достижимого уровня, обусловленного техническими характеристиками используемых специальных технических средств».

При возникновении ЧС(Н) на объектах Компании привлекаются следующие силы и средства (подробнее см. в п. 1.4.2):

1. Собственные силы и средства;
2. ООО «Промгазсервис» (дислокация на территории УПН и в пос. Сентябрьский Нефтеюганского района);
3. ООО «Ламор-Югра» (ликвидация последствий ЧС(Н));
4. Силы и средства РСЧС, привлекаемые в зависимости от уровня ЧС в соответствии с планами действий по предупреждению и ликвидации ЧС, расписаниями выездов и т.д.

При тушении пожаров с использованием передвижной пожарной техники выбор способов и приемов прекращения горения зависит от обстановки на пожаре, а также от наличия технических средств подачи огнетушащих веществ.

Основным средством тушения пожаров нефти и нефтепродуктов являются воздушно-механические пены средней кратности, получаемые из пенообразователей общего и специального назначения и пены низкой кратности из пенообразователей специального назначения. При тушении пожаров используются основные пожарные машины: автоцистерны, пожарные автонасосы и насосно-рукавные автомобили, автомобили воздушно-пенного и порошкового тушения.

Для тушения пожара на производственных объектах СПД используется пожарная техника АЦ-7.5-40, АЦ-7.5-60, АЦ-8-60, АЦ-5.5-40, АПТ-6,5-60.

В условиях крупных аварий и катастроф, а также при недостатке сил и средств для ликвидации пожаров задачей подразделений пожарной охраны является ограничение их распространения, т.е. локализация. Ограничение распространения горения достигается применением огнетушащих веществ (создание полос тушения и защитных зон), созданием заграждений (устройство земляных валов, траншей, ям, экранов), удалением и отжигом горючего.

Оснащенность необходимыми силами и средствами специализированного АСФ для ЛЧС(Н) на производственных объектах СПД достаточно.

### **1.3.6. Мероприятия по предотвращению ЧС(Н).**

Соблюдение основных параметров работы и обеспечение надежности трубопроводов проводится путем оснащения технологических систем сбора и транспортировки средствами контроля. В настоящее время на месторождениях осуществляется местный и дистанционный контроль за изменением технологических параметров транспорта нефти.

Местный контроль состояния, режимов работы технологического оборудования, измерения текущих параметров работы скважин проводится путем обхода операторами кустовых площадок скважин и передачи информации сменному диспетчеру.

- все технологические площадки выполнены с обвалованием высотой не менее 35 см;
- в резервуарном парке предусмотрено обвалование высотой на 1,3 м выше возможного уровня разлива нефти;
- резервуары оборудованы системой трубопроводов и запорной арматурой для перекачки нефти из разгерметизированного резервуара в другой резервуар или группу резервуаров;

- вдоль резервуарных парков сделаны отводные каналы;
- между резервуарами обеспечено нормативное расстояние;
- подходы к запорной арматуре оборудованы обслуживающими площадками;
- сепараторы снабжены предохранительными клапанами;
- на линейной части трубопровода установлены задвижки для отключения участков трубопровода при возникновении аварий;
- система обнаружения утечек позволяет своевременно определить наличие утечек, их месторасположение и выполнить операции по своевременной локализации поврежденного участка;
- насосы, осуществляющие перекачку нефти, заблокированы с системой контроля состояния воздушной среды и системой защиты оборудования, которая предусматривает отключение насосов при повышении или понижении давления сверх предельных установок;
- ко всему оборудованию, включая резервуарные ёмкости, предусмотрены подъезды, обеспечивающие возможность быстрой доставки к месту ЧС(Н) необходимой техники, а также эвакуации людей.

Все взрывоопасные помещения обеспечены газоанализаторами до взрывоопасных концентраций. Объекты оснащены первичными средствами пожаротушения (углекислотные огнетушители, сухой песок, асбестовое полотно, лопаты, багры и т. п.).

Для предотвращения ЧС(Н) в Компании проводятся следующие мероприятия:

- постоянный контроль и проверки соблюдения технологических норм, неукоснительное соблюдение правил техники безопасности на потенциально опасных производственных объектах;
- выполнение работающим персоналом должностных инструкций на рабочих местах и соблюдение требований, правил и норм охраны здоровья, общественной безопасности, охраны труда и окружающей среды (ОЗОБОТОС);
- составление программ превентивных мер по действию обслуживающего персонала в условиях возникновения аварий (в этих целях на предприятии имеются разработанные ПЛА);
- поддержание в постоянной готовности к применению средств индивидуальной защиты, создание запасов воды, продовольствия и медикаментов;

- создание запасов финансовых и материально-технических средств.

В целях профилактики и предотвращения аварийных ситуаций в СПД в процессе эксплуатации трубопроводов и технологического оборудования проводится контроль их технического состояния, при этом выполняются следующие мероприятия:

- планово-предупредительные работы (ППР);
- техническое обслуживание (ТО);
- ремонт и реконструкция оборудования;
- осмотр, ревизия, диагностирование действующего оборудования;
- проведение периодического обследования и дефектоскопии сварных соединений технологических трубопроводов и технологического оборудования;
- периодическая проверка и индивидуальное испытание запорной арматуры;
- проведение периодических (по утвержденному графику в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей) обследований и ремонтов технологического оборудования;
- обвалование, восстановление и поддержание в исправном состоянии обваловок, бордюрных ограждений аппаратов и установок;
- содержание в исправном состоянии систем проливной канализации;
- ингибиторная защита трубопроводов от коррозии;
- плановая замена трубопроводов, отработавших установленный срок;
- контроль за своевременным выполнением мероприятий по обследованию, диагностированию, ревизии и ремонту оборудования.

Кроме того, планируются и проводятся следующие мероприятия:

- обучение персонала действиям по локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций посредством специальных стендов и тренажеров;
- обеспечение регулярного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности и охраны труда путем проведения контроля и проверок службой производственного контроля;
- составление планов-графиков мероприятий, согласованных с надзорными органами исполнительной власти, по приведению соответствующего оборудования в соответствие с нормами и правилами безопасной эксплуатации промышленного оборудования;

- постоянный контроль загазованности в рабочих помещениях и на площадках технологических установок;
- поддержание в работоспособном состоянии систем обнаружения пожара, первичных средств пожаротушения;
- соблюдение технологических параметров режима работы;
- соблюдение правил, норм, положений и инструкций по безопасному ведению работ;
- периодическая проверка систем сигнализации и автоматики;
- антитеррористическая подготовка персонала.

#### **1.4. Обеспечение готовности сил и средств ЛЧС(Н).**

##### **1.4.1. Уровни реагирования.**

При локализации и ликвидации проливов нефти и нефтепродуктов используется уровневый подход, который позволяет обеспечить управление мероприятиями ЛРН наиболее экономичным и эффективным способом. Эффективное функционирование системы управления ЛРН определяется фундаментальными принципами построения систем управления в целом и в условиях ЧС характеризуется:

- исключением дублирования основных функций ЛРН;
- четким распределением полномочий и ответственности при операциях ЛРН между координационными органами регионального, территориального, местного и локального (объектового) уровней для каждой из составляющих подсистем РСЧС;

Уровни реагирования на ЧС(Н) определяются уровнями ЧС, которые зависят от местоположения разлива, вида нефтепродуктов, их объема и последствий аварий.

Принятие решения об определении уровня ЧС(Н) возлагается на КЧС и ОПБ СПД.

Для локализации и ликвидации ЧС(Н) на предприятии создана группа непосредственного реагирования (ГНР), которая состоит из:

- группы немедленного сдерживания разлива (ГНСР);
- группы быстрого реагирования (ГБР);
- специализированного аварийно-спасательного формирования.

Состав ГНР, необходимых для работ по ЧС(Н), а также сроки и порядок привлечения их к работам по ЛЧС(Н), определяются Руководителем



службы безопасности и чрезвычайных ситуаций по согласованию с КЧС и ОПБ СПД.

Порядок развертывания собственных сил предприятия и привлекаемых специализированных АСФ и/или АСФ(Н) по линии РСЧС в зависимости от объёма разлива нефти, характера развития ситуации и установленных для предприятия возможных значений ЧС(Н) определён в табл.1.4.1.1.

Таблица 1.4.1.1

Краткое определение уровней аварийного реагирования при ЛЧС(Н)

Уровень реагирования	Классификация ЧС	Силы реагирования	Объем разлива нефти
1	2	3	4
Первый	Локальный	Собственные силы ГНСР и ГБР.	до 1 тн
		Собственные силы ГНСР, ГБР и АСФ, которые привлекаются к операциям по ЛЧС(Н) в пределах границ зоны ответственности Салымской группы месторождений. При необходимости привлекаются специализированные АСФ.	до 100 тн
Второй	Муниципальный	Объединенные силы ГНР, АСФ «Промгазсервис», ООО «Ламор-Югра», местные специализированные АСФ, обладающие соответствующей лицензией на выполнение мероприятий по ЛЧС(Н). Данные силы привлекаются к работам по ЛЧС(Н) в условиях угрозы возникновения ЧС(Н) на территории Салымской группы м/р.	до 500 тн
Третий	Территориальный	В дополнение к ресурсам 1-2 уровней, могут быть задействованы ресурсы территориальных подразделений РСЧС. Все эти силы привлекаются как в пределах границ зоны ответственности Салымской группы м/р, так и за её пределами.	до 1000 тн

Уровень реагирования	Классификация ЧС	Силы реагирования	Объем разлива нефти
1	2	3	4
Четвёртый	Региональный	В дополнение к ресурсам 1-3 уровней, привлекаются ресурсы региональных подразделений РСЧС.	до 5000 тн
Пятый	Федеральный	В дополнение к ресурсам 1-4 уровней, привлекаются федеральные подразделения РСЧС.	свыше 5000 тн

В ходе проведения операций по ЛРН уровень реагирования может быть изменен. Возможно как повышение уровня реагирования, так и его понижение. Уровень реагирования определяется исходя из характеристик разлива нефти и нефтепродуктов. При изменении параметров разлива соответственно меняется и уровень реагирования.

Исходя из места расположения и условий разлива, степени готовности и фактических действий сил и средств, привлекаемых для его ликвидации, предварительной оценки размера вреда, причиненного окружающей среде в результате загрязнения нефтью и в ходе устранения аварийной ситуации и ее последствий, указанные органы могут давать координационные органы соответствующего уровня предложения по приданию РН статуса ЧС(Н) при более низких значениях разлива, а также предложения по повышению категории ЧС(Н), объявленной по факту разлива, и принимать решение о снижении уровня РН для отнесения его к ЧС(Н) с учетом природно-климатических и иных особенностей региона, в том числе дифференцированно по административным районам и муниципальным образованиям (приказ МПР России от 03.03.2003 г. № 156).

Необходимо учитывать, что характеристики разлива нефти и нефтепродуктов не всегда попадают под удобные категории и границы между уровнями неизбежно будут нечеткими. Поэтому важно быть готовым к тому, чтобы на самом раннем этапе успеть перейти к следующему более высокому уровню. Гораздо легче действовать в рамках системы постоянной готовности, чем попытаться нарастить меры по ликвидации разлива, привлекая неподготовленные резервы на поздней стадии.

Если при реализации плана ЛРН будет установлено, что имеющиеся в распоряжении Компании сил и средств недостаточны или неэффективны для полной и надежной ликвидации разлива, то в соответствии с уровневой

концепцией реагирования Руководитель работ по ликвидации аварийного разлива нефти обязан оповестить об этом уполномоченные органы государственного управления и обратиться с запросом на оказание помощи. Это может происходить в связи с неблагоприятными погодными условиями, неполной или несвоевременной локализацией разлива, авариями и отказами технических средств, ошибками персонала, невозможностью удержания разлива, утратой контроля над разливом, его переходом на уровень регионального или трансграничного значения и другими непредвиденными и непредотвратимыми обстоятельствами. В этом случае, руководство работами по ЛРН переходит на следующий уровень с привлечением соответствующих сил и средств. Переход на следующий уровень реагирования не обязательно связан с привлечением дополнительных сил и средств.

Уровень реагирования в ходе работ по ЛРН может быть понижен при условии, что характеристики разлива в результате проведения работ по ЛРН доведены до значений, позволяющих отнести разлив к ЧС более низкого уровня по сравнению с определенным первоначально. Понижение уровня реагирования допускается только при отсутствии возможности расширения зоны разлива нефти и нефтепродуктов.

Окончательное определение уровня ЧС(Н) принадлежит компетенции уполномоченных государственных органов (Комитет по делам ГО и ЧС Нефтеюганского района, ГУ МЧС России по ХМАО-Югре, Управления Росприроднадзора по ХМАО-Югре).

#### **1.4.2. Состав сил и средств, их дислокация и организация доставки в зону ЧС(Н).**

В целях обеспечения эффективной и своевременной локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов и связанных с ними чрезвычайных ситуаций, согласно требованиям постановления Правительства РФ от 15.04.2002 г. № 240, на предприятии имеются следующие силы и средства:

- собственные силы и средства;
- для проведения работ по локализации и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов и пожаротушения на объектах СПД привлекаются аварийно-спасательное и пожарно-спасательные подразделения ООО «Промгазсервис»;
- для проведения работ по ликвидации последствий аварийных разливов нефти и нефтепродуктов привлекается ООО «Ламор-Югра».

Приведённый ниже состав сил и средств обосновываются временем прибытия на аварийный разлив нефти в пределах 1-2 часов на источник аварии, учитывая местоположение опасных производственных объектов, места дислокации сил и средств ЛЧС(Н) СПД и максимальный объем разлива.

Для ликвидации возможного разлива нефти регионального уровня ЧС, посменная система формируемых групп и АСФ обеспечит круглосуточное оперативное реагирование на сигнал о разливе нефти как локального так и регионального уровня ЧС(Н), как с помощью контрольного оборудования, системы оповещения, так и по данным штатных обходчиков по трассе линейного трубопровода, менее чем за 4 часа на водном объекте и 6 часов на суше.

Расчет сил и средств ЛЧС(Н) на объектах СПД приведен в Приложении 1.5.

Оснащенность аварийно-спасательного формирования ООО «Промгазсервис» приведена в паспорте АСФ (см. Приложение 1.8).

Опись материальных средств СПД, используемых для локализации и ликвидации ЧС(Н) на объектах Компании, представлена в табл. 1.4.2.1.

Таблица 1.4.2.1.

Опись материальных средств, используемых для локализации и ликвидации ЧС(Н) на объектах СПД

№ п/п	Наименования оборудования	Общее	Количество		Тактико-техническая Характеристика
			ПСФ	ПСН	
1	Резервуар эластичный (ПЭР - 250) с пологом 8*500 кг.	7	7	0	Вместимость 250 м3; Габаритные размеры, мм.в не заполненном развернутом состоянии: длина - 20000; ширина - 10500. В заполненном состоянии до минимальной вместимости: длина - 19900; ширина - 10400; высота - 1700. В свернутом и упакованом в чехол состоянии: длина - 1800; ширина - 1200; высота - 1000. Масса, : упакованного в чехол, не более 565 кг. Интервал

					температур при эксплуатации, оС -55...+50
2	Плавающие и эластичные резервуары ЛАРН, 25м <sup>3</sup> / Floating tank 25m <sup>3</sup>	2	2	0	Вместимость 250 м <sup>3</sup>
3	Каркасная емкость ВХН – 3К	1	0	1	Объем емкости в заполненном состоянии - 3.0м <sup>3</sup> ; Диаметр основания емкости в заполненном состоянии 1,8 м.; Высота емкости в заполненном состоянии 1,05м.; Объем емкости в транспортном состоянии 0,20 м <sup>3</sup> .; Вес емкости в транспортном состоянии 30 кг.
4	Каркасная емкость ВХН – 5К	5	4	1	Объем емкости в заполненном состоянии - 5.0м <sup>3</sup> ; Диаметр основания емкости в заполненном состоянии 2,5м.; Высота емкости в заполненном состоянии 1,15м.; Объем емкости в транспортном состоянии 0,40 м <sup>3</sup> .; Вес емкости в транспортном состоянии 50 кг.
5	Каркасная емкость ВХН – 8К	4	4	0	Объем емкости в заполненном состоянии - 8.0м <sup>3</sup> ; Диаметр основания емкости в заполненном состоянии 3,35м.; Высота емкости в заполненном состоянии 1,10м.; Объем емкости в транспортном состоянии 0,7 м <sup>3</sup> .; Вес емкости в транспортном состоянии 60 кг.

6	Каркасная емкость ВХН – 10 К	2	2	0	Объем емкости в заполненном состоянии - 10.0м3; Диаметр основания емкости в заполненном состоянии 3,60м.; Высота емкости в заполненном состоянии 1,10м.; Объем емкости в транспортном состоянии 1,8 м3.; Вес емкости в транспортном состоянии 95 кг.
7	Установка MINIWAK комп.	1	1	0	Производительность 24 м3/час.; Мини - Вак: Дизельный двигатель приводит в движения вакуумный насос. Габариты : длина 86 см., ширина 53 см., высота 55 см., вес 83 кг. Мини - перекачивающий насос: Дизельный двигатель, приводящий в движение перекачивающий насос. Габариты: Длина 83 см., ширина 53 см., высота 55 см., масса 90 кг.
8	Дизельная гидростанция ГСУ 10 - 10Д	2	1	1	Производительность 10 м3/ час
9	Нефтесборщик универсальный НСУ 10	2	1	1	Производительность до 10 м3/час., габаритные размеры, мм. 1735x1200x270, количество щеток, длина и диаметр, мм. 2 щетки, 450x350, привод гидравлический, конический редуктор, осадка 170 мм. вес 48 кг.
10	Нефтесборщик барьерный НБ - 02.1600	1	0	1	Максимальная производительность 30 м3/ час., габариты головной( плавучей) части 845x790x540 (мм.) Масса головной ( пловуче ) части 24 кг., диаметр заборного порогового устройства 600мм.

11	Насос ППНГ 120/60	2	1	1	Подача на номинальном режиме 60 м3/час., напор на номинальном режиме 17 м., максимальная подача 90м3/час при напоре 5 м.,габоритные размеры 950х750х430 (мм).масса 3,8 кг.
12	Гидростанция двухпоточная ГС -2-14 (комп.РВД с БРС)	1	1	0	Масса общая с заправленным гидробаком 159 кгЮЮ габоритные размеры 840х800х900 (мм).
13	Скиммер олеофильный СО -2	1	1	0	исправные
14	Откачивающая головка ОГ - 40	1	1	0	исправные
15	Автономная насосная система для перекачки нефти и нефтепродуктов	1	1	0	производительность 30 м3/час., максимальная вязкость перекачиваемой жидкости , сСт 1500, габориты 1050х550х700 ( мм)., масса 110 кг.
16	Комплект нефтесборного оборудования "СПРУТ - Пр"	1	1	0	Максимальная производительность 30 м3/ час., габариты головной( плавучей) части 845х790х540 (мм.)Масса головной ( пловуче ) части 24 кг., диаметр заборного порогового устройства 600мм.
17	Мотопомпа HONDA, Koshin STH - 50 X	2	1	1	Максимальная глубина забора 8 м., максимальная производительность 125 л/м., масса 8,5 кг.
18	Мотопомпа HONDA, Koshin KTH - 50 X	4	4	0	Максимальны напор 30 м.,высота всасывания 8 м., максимальная производительность 700 л/ мин., масса 47,5 кг.
19	Мотопомпа SUBARU PTY 406 T	2	2	0	Высота всасывания 8 м., емкость топливного бака 7,0 л.,габориты 730х485х635 (мм.), максимальная подача 200л/м., масса 69,4 кг.
20	Отжимное устройство ОМУ - 1	3	2	1	Отжимное механическое устройство.

План по предупреждению и ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов, газового конденсата и подтоварной воды Компании Салым Петролеум Девелопмент Н.В.

21	Автаномная насосная система НСД - 60\15	1	1	0	Производительность 60 м3/час., номинальный напор 17 м., габориты 1040x800x1000, вес 120 кг.,
22	Отжимное устройство гидравлическое	1	1	0	
24	Заградительные боны 10 м. (БЗПП) «Барьер - Берег»	8	3	5	
25	Сорбирующий бон БС-10, 10 м	76	75	1	Длина секции 5000 - 10000 мм., диаметр секции 110 мм., вес 4,2 кг.
26	Подпорные стенки ПС 0,5/30 (L – 196 м)	99	99	0	Габориты, м 2,0x0,6., количество секций в базовом варианте 15 шт., высота в рабочем состоянии не менее 0,5 м., масса одной секции не более 15,6 кг., модуле и полога 394 кг.
27	Бон нефтеограждающий болотный БНБ - 400	50	50	0	Длина секции 10,4 м., высота 400 мм., масса одной секции 30 кг.
28	Бон Зимний -20 м, шт.	4	4	0	
29	Заградительные боны (БЗПП) «Бон - Экосорб 50», L- 10 м	3	3	0	
30	Заградительные боны (БЗПП) «Барьер – 10/400», L- 10 м	16	16	0	
31	Заградительные боны (БЗПП) «Барьер – 50», L- 5 м	3	0	3	
32	Косынка для (ЗБ, 2 для БН - 10/400)	6	6	0	
33	Бон нефтеограждающий БН -10/400	15	11	4	
34	Кусторез Husqfana 323 HD 60	1	1	0	
35	Лазерный нивелир	1	1	0	
36	Бензопила STIHL 440\330	8	6	2	Рабочий объём 70.7 см3
37	Распылитель сорбента РАС, шт.	1	1	0	Объём: номинальный 0,08 м3., эксплуатационный 0,06 м3., обрабатываемая площадь 1 - й зарядкой (толщина плёнки 2 мм) 30 м2., производительность до 3 м3/ час. Масса 12 кг.



План по предупреждению и ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов, газового конденсата и подтоварной воды Компании Салым Петролеум Девелопмент Н.В.

38	Ранцевый сборщик сорбента "РССа"	1	1	0	Объём: номинальный 0,22 м3., эксплуатационный 0,2 м3., производительность 770 м3/ час. Масса 49 кг., габариты, мм. 820x775x1300
39	Ручной пожарный ствол РСК - 50У	4	4	0	производительность 3,7 л/с.
40	Мотобур Spial	2	2	0	
41	Ледобур ручной	1	1	1	
42	Установка для резки льда АМЛУ - 2	1	1	0	
43	Лопата штыковая	50	45	5	
44	Лопата совковая	50	45	5	
45	Лопата для уборки нефти	3	2	1	
46	Грабли веерные	22	20	2	
47	Грабли садовые	3	3	0	
48	Топор плотницкий	22	20	2	
49	канистра металлическая 20 лит.	11	10	1	
50	Лебедка	2	2	0	Длина троса 10 м., усилие на рукоятке 23 кг., масса 10,0 кг., габариты 350x240x240 мм.
51	Кувалда (5 кг) обмеднённая	6	6	0	Обмеднённая
52	Пила двуручная (по дереву)	2	1	1	
53	Канат шнур ППТ D- 10 мм L - 160 м, бухта.	1	1	0	Диаметр 10 мм., длина 160 м.
54	Канат капроновый D-100мм, L-240 м, бухта	2	1	1	Диаметр -100 мм., длина 240 метров
55	Лыжи охотничьи , пар	7	5	2	
56	Сорбирующие салфетки, шт (2- х слойные 40 х 80)	1700	1400	300	2- х слойные 40x80
57	Сорбирующий материал ЭкоСорб 40 м2 , рулон	7	6	1	размер 40 м2
58	Сорбент в мешках, Spil-Sorb	54	54	0	удовл.
59	Каска защитн	25	20	5	
60	Респиратор полумаска, 7502,3М	10	10	0	
61	Перчатки с полимерным покрытием	30	30	0	
62	Костюм Л - 1	14	14	0	
63	Костюм TYVEK, XXL	69	64	5	
64	Костюм TYVEK, XL	30	25	5	
65	Костюм зимний	20	20	0	
66	Сапоги болотные, размер –	8	8	0	

	42, пар				
67	Сапоги болотные, размер – 43, пар	10	10	0	
68	Сапоги болотные, размер – 44, пар	13	13	0	
69	Сапоги болотные, размер – 45, пар	4	4	0	
70	Сапоги болотные, размер – 46, пар	8	8	0	
71	Автомобильный тентовый прицеп	1	1	0	
73	Тепловая бензиновая пушка	1	1	0	
74	Лодка «Таймень»	1	1	0	2 х местная
75	Лодочный двигатель «Mercury»	1	1	0	Двигатель 2 тактный, объем двигателя 294 см3., масса 35 кг.
76	Прицеп для перевозки лодки «Таймень»	1	1	0	
77	Лодка (резиновая, надувная), шт.	1	0	1	2 местная
78	Лодка GOLFSTREAM MS-430, шт.	1	1	0	4 местная
79	Мотор для лодки «YAMAHA» 9.9 FMH	1	1	0	Тип двигателя 2 - цикл., рабочий объём 246см3., топливный бак 25 л., масса 36 кг.
80	Контейнер полипропилен, ов. погруз. 1500 кг.	30	30	0	погруз.. 150 кг.
81	Спасательные жилеты	12	10	2	
82	Рукава напорный АРМТЕК D – 51 L- 20м , шт.	10	10	0	Длина 20 м., диаметр 51мм..
83	Ключи гаечные (КГК)., наборов для ПЭР 250	3	3	0	Объемденные
84	Фонарь FIRE VULCAN, STREAMLT	3	3	0	
85	Фонарь E - FLOOD, STREAML	1	1	0	
86	Строп ленточный текстильный, 3 т. СПТ - 3	8	8	0	Грузоподъемность 3 тонны.,
87	Стяжной ремень для грузов, ширина 50 мм.	14	14	0	

#### 1.4.2.1. Собственные силы и средства.

При возникновении аварийного разлива на кустовых площадках Салымской группы месторождений сформирована группа немедленного

сдерживания разлива (ГНСР). В состав этих групп входят два расчета, состоящие из операторов и слесарей во главе с мастером участка. Реально эта группа может провести минимум необходимых действий по уменьшению объемов разлива нефти на первом этапе локализации разлива.

Для оперативного реагирования на территории Салымской группы месторождений сформирована группа быстрого реагирования (ГБР), которая обслуживает все производственные объекты СПД с постоянным местом дислокации на Верхне-Салымском месторождении (базовый лагерь). Группа быстрого реагирования состоит из 8 человек (включая 4 человека из БД).

#### **1.4.2.2. Силы и средства аварийно-спасательных формирований, привлекаемых по договору.**

##### ООО «Промгазсервис»:

Компания заключила договор от 01.06.2012 года № MOS/12/0130 с ООО «Промгазсервис» (см. приложение 1.8).

Пожарно-спасательное формирование ООО «Промгазсервис» по охране объектов СПД дислоцируется на УПН Западно-Салымского месторождения. Пожарный пост ООО «Промгазсервис» по охране объектов ПСН СПД дислоцируется на ПСН пос. Сентябрьский.

На основании договорных обязательств, пожарно-спасательное формирование, пожарный пост ООО «Промгазсервис», осуществляет противопожарную защиту объектов, расположенных на лицензионных участках «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» Верхне-Салымского, Вадельпского и Западно-Салымского месторождений, включающую:

- мероприятия по предупреждению (профилактике) пожаров и загораний;
- мероприятия по отработке сотрудниками эксплуатирующей организации навыков проведения аварийно-спасательных работ, связанных с тушением пожара (спасение людей, имущества и оказание первой доврачебной помощи пострадавшим);
- организацию тушения пожаров;
- проведение учений и тренировок с боевыми расчётами, участвующими в тушении пожаров, направленных на отработку практических навыков у личного состава пожарных подразделений;
- обучение добровольных формирований из числа рабочих и служащих Компании действиям на случай возникновения пожара;

- содержание основных средств пожаротушения в постоянной готовности к их применению по прямому назначению;
- проведение противопожарной пропаганды и обучение рабочих, служащих и персонала «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» мерам пожарной безопасности;
- осуществление работ по оперативной локализации или сдерживанию аварийных разливов нефти, вызванных производственной деятельностью. В данные работы входят следующие мероприятия: надлежащее содержание средств локализации и сдерживания разливов и их поддержание в постоянной готовности к проведению работ, непосредственные работы по локализации или сдерживанию аварийных разливов нефти с помощью заградительных сооружений (обваловка или установка боновых заграждений), первичные мероприятия по сбору разлитой нефти.

В боевом расчете пожарно-спасательного формирования ООО «Промгазсервис»:

- ПСФ - 21 человек, в боевом расчете 3 единицы основной техники (АЦ-7,5-40), 1 вспомогательной пожарной техники (легковой «Мицубиси Л-200). В резерве 2 основной пожарной техники (АЦ 8-60, АПТ 6,5-60);
- ПП ПСН - 6 человек, в боевом расчете 1 единица основной техники (АЦ-7,5-60). В резерве 1 единица основной техники (АЦ-7,5-40).

ООО «Ламор-Югра»:

На основании заключенного договора от 01.12.2013 г. № MOS/13/0266 (см. приложение 1.8) ООО «Ламор-Югра» оказывает услуги по предоставлению спецтехники с персоналом, разработке плана работ по локализации и первичному сбору нефти, ликвидации последствий аварийных разливов нефти.

ООО «Ламор-Югра» дислоцируется на территории г. Нефтеюганск и осуществляет деятельность, направленную на выполнение работ и услуг природоохранных мероприятий, на территории нефтяных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа, с целью улучшения экологической обстановки, сохранения растительного и животного мира, сохранения водных и земельных ресурсов.

ООО «Ламор-Югра» имеет необходимую лицензию на осуществление деятельности по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I-IV классов опасности .

Согласно паспорту ООО «Ламор-Югра» расчет сил и средств общества составляет:

- 27 человек личного состава, аттестованных на проведение данного вида работ;
- 91 ед. автомобильной техники;
- 22 плавательных средства;
- 18 единиц инженерной техники;
- аварийно-спасательное оборудование, средства связи, индивидуальной защиты и пр.

### **1.4.3. Организация доставки сил и средств в зону ЧС(Н).**

При получении сигнала (сообщения) о возникновении ЧС(Н) на объектах СПД, группой непосредственного реагирования немедленно осуществляется организация доставки сил и средств в зону ЧС(Н), с целью локализации и предотвращения ЧС(Н). Эти группы способны за несколько часов создать контурное ограждение (траншею, обваловку, щитовые сооружения и др.) обеспечивающее непроницаемость разливающихся нефтепродуктов.

При ЛЧС(Н) решающее значение имеет фактор времени. Доставка и размещение технических средств для локализации и сбора нефтепродуктов в районе аварийного разлива должна производиться с учетом необходимости ввода их в действие в минимально короткое время. На предприятии СПД круглосуточно имеется автотранспорт, инженерно-технические работники, средства связи, минимальный перечень аварийного инструмента. Выдвижение сил и средств предприятия с целью локализации разлива нефтепродуктов осуществляется сразу же после получения сигнала об аварии. Формирования оперативной группы, с погруженными в автомобили средствами устранения аварий организовано двигаются к месту разлива (при необходимости в сопровождении автомашин безопасности движения). В результате уточнения данных о месте, объекте, виде аварии и объеме, площади аварийного разлива нефти и нефтепродуктов определенные КЧС и ОПБ СПД маршрут движения, перечень техники и технических средств могут быть откорректированы.

В случае угрозы взрывопожарной опасности ввиду большой загазованности участка порыва в районе примыкания автомобильных дорог начальник смены устанавливает предупредительные знаки и, если это необходимо, перекрывает движение транспорта.

После оценки ситуации в районе аварийного разлива нефтепродуктов, по плану ликвидации возможных аварий конкретных объектов (оперативный план), производят доставку необходимых технических средств для ликвидации нефтезагрязнений. В первую очередь доставляются технические средства для локализации нефтяного разлива и сбора разлитого нефтепродукта и средства для временного хранения и транспортировки водонефтяной смеси и мусора, а также вспомогательные технические средства, необходимые для проведения указанных работ. Одновременно на место аварии поставляются погрузочно-разгрузочные механизмы (автокраны, погрузчики, манипуляторы и т.д.) для разгрузки и установки технических средств. Обслуживающий персонал доставляется к месту аварии совместно с техникой (в кабинах транспортных средств) и на вахтовых машинах. В последнюю очередь доставляются технические средства для окончательной очистки водной и грунтовой поверхности (сорбенты, и т.п.) и для рекультивации почв.

По прибытию техники руководитель работ проверяет комплектность всех приспособлений и средств защиты, расставляет технику и персонал по рабочим местам и приступает к ликвидации порыва, убедившись, что аварийный участок отсечен и находится без остаточного давления.

В случае недостаточности мощностей и производительности технических средств после реальных расчетов объемов и площадей разливы нефтепродуктов, выдвигаются дополнительные силы и оборудование.

При получении сообщения дополнительные силы также с погруженными на автомашины средствами устранения аварии, средствами локализации и уборки нефтепродуктов направляются к месту аварии.

При попадании нефтепродуктов на поверхности водных объектов, вывозят плавсредства, боновые ограждения, монтируемые по месту с помощью средств и приспособлений для монтажа, которыми возможно создать заграждение в течение 3,5 часов по всему контуру с замыканием на систему накопления нефтепродуктов. На водотоках, с предварительно оборудованными превентивными средствами улавливания нефтепродукты типа «НД сторож» дооснащают, при необходимости, удлиняют направляющие боновые заграждения и обваловку по берегам.

Перечень автомобильных технических средств, осуществляющая доставку сил и средств в зону ЧС(Н), представлен в табл. 1.4.3.1.

Таблица 1.4.3.1

Перечень автомобильных технических средств, осуществляющая доставку сил и средств в зону ЧС(Н)

№ п/п	Наименование	Тип ТС	Тип привода	Количество
1	Nissan NAVARA	пикап	полный	1
2	Прицеп автомобильный (ГП 800 кг)	-	-	1
3	«ТРОМ»	вездеход	полный	2
4	ДТ-30 П «ВИТЯЗЬ»	вездеход(гусеничный)	полный	1
5	ГАЗ 34039	вездеход (гусеничный)	полный	3

На территории Салымской группы месторождений имеется всесезонная дорога Комкор, а также сеть всесезонных до каждого производственного объекта СПД, помимо этого имеется и сеть сезонных дорог (зимников), которые также соединяют все производственные объекты Компании, что наряду с наличием вездеходной техники обеспечивает доставку сил и средств по всей территории деятельности СПД для локализации АРН в установленные законодательством сроки.

#### 1.4.4. Зоны ответственности АСФ(Н) и подразделений пожарной охраны.

Операции ЛРН выполняются аттестованными АСФ(Н), оснащенными специальными техническими средствами ЛРН.

Зоны ответственности АСФ(Н), подразделений пожарной охраны и подрядных АСФ (в соответствии с классификацией уровней реагирования) определяются видами опасных объектов Компании, их месторасположением и характером разлива нефти.

При заключении договоров с АСФ(Н), выполняющими работы по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, имеющими соответствующие лицензии и (или) аттестованными в установленном порядке, зоны ответственности определяются условиями договора.

Зона ответственности АСФ(Н), подразделений пожарной охраны и подрядных организаций (в соответствии с классификацией уровней реагирования) являются опасные производственные объекты СПД в соответствии с табл. 1.4.4.1.

Таблица 1.4.4.1

Зона ответственности АСФ(Н), подразделений пожарной охраны и подрядных организаций

№ п/п	Зона ответственности	Силы реагирования
1	2	3
1	Кустовые площадки Салымской группы м/р	- группа немедленного сдерживания разлива; - группа быстрого реагирования; - АСФ ООО «Промгазсервис»; - ООО «Ламор-Югра».
2	Установка подготовки нефти	- группа немедленного сдерживания разлива; - группа быстрого реагирования; - безопасность движения; - АСФ ООО «Промгазсервис»; - привлекаемые подрядные организации; - подразделения Ф и ТП РСЧС.
3	Внешний трубопровод «УПН – ПСН Южный Балык»	- группа немедленного сдерживания разлива; - группа быстрого реагирования; - безопасность движения; - АСФ ООО «Промгазсервис»; - ООО «Ламор-Югра»; - привлекаемые подрядные организации; - подразделения Ф и ТП РСЧС.
4	Пункт сдачи нефти	- группа немедленного сдерживания разлива; - служба безопасности; - АСФ ООО «Промгазсервис»; - ООО «Ламор-Югра»; - привлекаемые подрядные организации; - подразделения Ф и ТП РСЧС.
5	Территория Салымской группы м/р	- группа немедленного сдерживания разлива; - группа быстрого реагирования; - безопасность движения; - АСФ ООО «Промгазсервис»; - ООО «Ламор-Югра»; - привлекаемые подрядные организации.
6	Федеральная автодорога	- группа быстрого реагирования; - безопасность движения; - АСФ ООО «Промгазсервис»; - ООО «Ламор-Югра»; - внешние специализированные АСФ; - привлекаемые подрядные организации.

Границы выезда пожарно-спасательного формирования ООО «Промгазсервис» в пределах маркшейдерских границ месторождений



разрабатываемых и эксплуатируемых Компанией, в частности Верхнее-Салымском, Ваделыпском и Западно-Салымском месторождениях.

Крайними точками границ выезда пожарно-спасательного формирования ООО «Промгазсервис» являются:

- с северной стороны – кустовая площадка № 5 Западно-Салымского месторождения;

- с западной стороны – кустовая площадка № 14 Западно-Салымского месторождения;

- с южной стороны – Верхнее-Салымское месторождение, точка примыкания внутрипромысловой автодороги (Комкор) к федеральной дороге Ханты-Мансийск - Тюмень;

- с восточной стороны – кустовая площадка № 151 Ваделыпского месторождения.

Также в зону ответственности пожарно-спасательного формирования ООО «Промгазсервис» входит экспортный трубопровод УПН (установка подготовки нефти) – ПСН (пункт сдачи нефти) п. Сентябрьский.

Пункт сдачи нефти находится в зоне ответственности пожарного поста ПСН СПД ООО «Промгазсервис».

Зона ответственности собственных и привлекаемых сил зависит от масштабов чрезвычайной ситуации.

При возникновении ЧС(Н) локального уровня руководство и принятие оперативных решений по ЛЧС(Н) возлагается на Координационный совет по ЧС. Непосредственное выполнение работ по ЛЧС(Н) проводит группа непосредственного реагирования, на участке которого произошла авария.

Для муниципального, территориального и регионального уровня ЧС(Н) руководство и организация проведения операциями осуществляется подразделениями РСЧС. Для ликвидации ЧС(Н) такого масштаба привлекаются как собственные силы и средства, так и сторонних организаций.

Управление производственными процессами на месторождениях СПД осуществляется диспетчерской службой, которая работает в круглосуточном режиме.

Для ликвидации пожаров на объектах Компании задействуются силы ФГКУ «6 ОППС по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре», при этом до прибытия подразделений пожарной охраны работы по ликвидации пожароопасной ситуации и пожара выполняют силы пожарно-спасательных

подразделений ООО «Промгазсервис» под руководством ответственного руководителя работ по ликвидации аварии.

Действия персонала, привлекаемого к тушению пожаров сил (участники тушения пожаров), определены Боевым уставом пожарной охраны. Согласно БУПО 1995, основная боевая задача при тушении пожаров - спасание людей в случае угрозы их жизни, достижение локализации и ликвидация пожара в сроки и в размерах, определяемых возможностями привлеченных к его тушению сил и средств пожарной охраны.

Зона ответственности пожарного АСФ при ликвидации разлива нефти при возникновении пожара заключается в:

- спасении и выводе людей из зоны воздействия опасных факторов пожара;
- тушении пожара, защита зданий и сооружений;
- организации взаимодействия со службами объекта (города) по бесперебойному обеспечению водой для тушения пожара.

Зона ответственности пожарного АСФ при ликвидации ЧС(Н) без воспламенения заключается в:

- организации и проведении мероприятий по эвакуации персонала, посетителей и населения из опасной зоны;
- организации и проведении мероприятий по предотвращению образования топливовоздушного облака и его воспламенения (покрытие нефти слоем пены, смывание их водой с площадки объекта нефтепродуктообеспечения, организация отключения электрооборудования и др. мероприятия);
- подготовке сил и средств пожарной охраны к ликвидации возможного пожара (установка пожарной техники на водоисточники, прокладка рукавных линий, организация подвоза воды и пенообразователя и т.п.).

В случае масштабных ЧС(Н) привлекаются силы и средства вышестоящих координирующих органов. В этом случае управление ликвидацией ЧС(Н) передается руководителю вышестоящего координирующего органа.

#### **1.4.5. Мероприятия по поддержанию в готовности органов управления, сил и средств к действиям в условиях ЧС(Н).**

Обеспечение постоянной готовности сил и средств Компании к действиям в условиях ЧС(Н) достигается:

- созданием и поддержанием в постоянной готовности системы оповещения о ЧС(Н);
- созданием резервов финансовых и материальных ресурсов для ликвидации ЧС(Н) (Приложение 1.7);
- материально-техническим обеспечением работ по локализации и ликвидации ЧС(Н);
- систематическим проведением противоаварийных тренировок с персоналом по ЛЧС(Н), АРН по утверждённому графику (приложение 2.6);
- организацией питания и отдыха лиц, участвующих в ликвидации аварии (при аварийных работах более 6 часов);
- информационным обеспечением работ по ЛЧС(Н);
- предоставлением информации подразделениям МЧС России, контролирующим органам и местным органам самоуправления, средствам массовой информации;
- привлечением профессионального аварийно-спасательного формирования ООО «Промгазсервис» на договорной основе для выполнения работ по локализации и ликвидации разливов нефтепродуктов;
- созданием устойчивого взаимодействия с силами и средствами ликвидации ЧС(Н) сторонних организаций, указанных в настоящем Плане, в соответствии с существующими ведомственными нормативами;
- круглосуточной работой участков, что позволяет произвести немедленное отключение аварийного участка от действующей схемы и приступить к работам по ЛЧС(Н) в любое время суток;
- нахождением специальной техники непосредственно на месторождении, что снижает время на доставку сил и средств к месту РН;
- наличием вездеходной техники, позволяющей доставлять силы и средства в любое место возможного РН;
- своевременной корректировкой имеющихся схем оповещения сотрудников предприятия, привлекаемых организаций и контролирующих органов;
- проведением тренировочных занятий по предупреждению и ликвидации РН;
- своевременное доукомплектование сил и техническими средствами Компании до требуемого отраслевыми нормативными документами количества.

Функционирование опасных производственных объектов Компании предполагает полную обеспеченность необходимым штатом основного и обслуживающего персонала.

Важным фактором, влияющим на эффективность и результативность выполнения планируемых мероприятий по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, является уровень подготовки инженерно-технических работников и рабочих предприятия к действиям при угрозе и возникновении ЧС(Н).

Подготовка рабочего персонала к действиям при РН и ЧС(Н) представляет собой целенаправленную деятельность руководства предприятия, направленную на овладение персоналом знаний и практических навыков, необходимых для проведения работ по ЛРН и ЛЧС(Н).

Порядок подготовки определен постановлением Правительства РФ от 04.09.2003 г. № 547, в котором определены общие организационно-правовые нормы государственной системы подготовки населения, задачи, формы и методы обучения.

Основными задачами подготовки персонала в области защиты от ЧС(Н) являются:

- обучение (переподготовка) руководителей всех уровней управления действиям по защите персонала при ЧС(Н) и ликвидационных работах;
- выработка у руководящего состава предприятия навыков по подготовке и управлению силами и средствами по ЛРН или ЛЧС(Н);
- практическое усвоение работниками своих обязанностей при ЛРН или ЛЧС(Н);
- обучение персонала правилам поведения и основным способам защиты от АРН и ЧС(Н), приемам оказания первой медицинской помощи пострадавшим, правилам пользования коллективными и индивидуальными средствами защиты.

Подготовка и аттестация персонала СПД к действиям в условиях ЧС проводится по утвержденной программе, которая содержит изучение следующих нормативных документов:

- Должностной инструкции.
- Положения для групп.
- Правил технической эксплуатации объектов добычи, хранения и транспортировки нефти.

- Положения по организации ликвидации последствий аварийных и хронических разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации.

- Инструкции по ЛЧС(Н) на производственных объектах СПД.

- Планов ликвидации возможных аварий и их последствий на производственных объектах СПД.

Программа подготовки персонала учитывает все требования программы обучения и проверки знаний работников предприятия. По завершении обучения проводится проверка знаний и аттестация персонала, прошедшего обучение.

## **1.5. Организация управления, система связи и оповещения.**

### **1.5.1. Общие принципы управления и структура органов управления.**

Управление производственными процессами на месторождениях СПД осуществляется диспетчерской службой, которая работает в круглосуточном режиме. В случае возникновения ЧС(Н) информация о факте и ее местонахождение передается дежурному диспетчеру, а затем и руководству Компании.

Организация управления и проведение работ по ЛЧС(Н) проводится в соответствии с положением «Организации работ по ликвидации кризисных и аварийных ситуаций в СПД», учитывая требования «Инструкции по ликвидации аварий» Компании «Шелл» - документ EP 95-0316.

Принципы организации управления операциями, принятыми в мировой практике, основаны на единоначалии и последовательном решении в ходе операции ЛЧС(Н) основных задач:

- использовании только необходимых функций, требуемых для проведения операций по ЛЧС(Н) в случае необходимости, и их расширение и привлечение подрядных организаций;

- реализации единого плана действий для всех сил и средств, участвующих в работах по ЛЧС(Н);

- привлечении интегрированных сил ЛЧС(Н) и координация действий всех участвующих сторон;

- использовании единой терминологии для операций по ЛЧС(Н);

- соблюдении предельно допустимого объема ответственности при руководстве операцией - ограничение линий связи и отчетности до пяти или семи.

Руководители всех уровней несут персональную ответственность за эффективность принимаемых решений, безопасное и рациональное привлечение сил и средств, а также за конечные результаты выполненных работ.

Сбор и обмен информацией о разливах нефти и нефтепродуктов, а также своевременное оповещение населения связанных с ними ЧС осуществляются в соответствии с Порядком сбора и обмена в РФ информацией в области защиты населения и территорий от ЧС природного и техногенного характера, утвержденным Постановлением Правительства РФ от 24.03.1997 г. № 334.

При ЛЧС(Н) все работы производятся под контролем КЧС и ОПБ СПД. Связь КЧС и ОПБ СПД осуществляется с помощью радиостанций и радиотелефонов. Выбор режима осуществляет КЧС и ОПБ СПД.

Помещение КЧС и ОПБ СПД обеспечивается двумя радиостанциями, при этом минимум одна радиостанция должна иметь независимый источник питания (аккумулятор) и устройства зарядки аккумуляторов переносных радиостанций.

При увеличении зоны производства работ для поддержания устойчивой связи с удаленными группами необходимо обеспечить место их дислокации стационарной радиостанцией или спутниковыми системами связи.

При производстве работ по устранению последствий аварий (локализации и уборке нефти) для прямой связи между членами ГНСР, ГБР и АСФ применяются радиостанции другого типа, с другим диапазоном связи или другие средства связи, нежели типы связи, имеющиеся в штате по ЛЧС(Н), с обязательным наличием в группах средств связи со штабом.

Организация управления связи при ликвидации аварии и её последствий возлагается на координатора информационных технологий СПД.

Оповещение контролирующих органов по фактам разливов нефти, нефтепродуктов, подтоварной воды, об аварийных ситуациях на предприятиях, в том числе которые могут привести к ЧС(Н), проводится согласно схемы, утвержденной постановлением Правительства ХМАО-Югры от 14.01.2011 №5-п (рис. 1.5.1.1).



Рисунок 1.5.1.1. Схема оповещения контролирующих органов по фактам разливов нефти, нефтепродуктов, подтоварной воды, об аварийных ситуациях на предприятиях, в том числе которые могут привести к ЧС(Н).

Оповещение работников, находящихся на рабочей смене, на производственных объектах СПД, производится имеющимися средствами оповещения, объявлением по радио, с помощью громкоговорящей связи, по телефонной связи и персонально.

Оповещение населения п. Салым, а также населения расположенного вблизи от берегов водотоков, которым может угрожать разлив нефти, производится объявлением по радио, местному телевидению и с помощью громкоговорящей связи, а также имеющимся в населенном пункте элементам системы оповещения, входящей в территориальную автоматизированную систему централизованного оповещения (ТАСЦО).

Организация и порядок оповещения работников СПД, представителей подрядных организаций возлагается на диспетчерскую службу, а оповещение местного населения на представителя Департамента внешних связей СПД.

### 1.5.2. Состав и функциональные обязанности КЧС и её рабочих органов.

В соответствии с Федеральным законом № 68-ФЗ от 21.12.1994 г. «О защите населения и территорий от ЧС природного и техногенного

характера», постановлений Правительства РФ №794 от 30.12.2003 г. «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций», № 613 от 21.08.2000 г. «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов», № 240 от 15.04.2002 г. «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации», №334 от 24.03.1997 г. «О порядке сбора и обмена в РФ информации в области защиты населения и территорий от ЧС природного и техногенного характера», в целях предупреждения и ликвидации ЧС(Н), для ведения аварийно-спасательных и других неотложных работ на производственных объектах СПД, приказом от 24.04.2017 №SPD-OPF-P-17035 (см. Приложение 3.2)в Компании создана объектовая Комиссия по предупреждению и ликвидации ЧС и обеспечению пожарной безопасности (КЧС и ОПБ СПД, Комиссия).

Работа КЧС и ОПБ СПД организована в соответствии сSPD-HSSE-INS-00033 «Инструкция об объектовой Комиссии по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности»(см. Приложение 3.2), а в режиме чрезвычайной ситуации в соответствии с SPD-HSSE-REG-00026 «Положение по реагированию на Кризисные и Чрезвычайные ситуации на территории месторождения» (см. Приложение 3.2).

КЧС и ОПБ СПД является координирующим органом объектового звена территориальной и отраслевой подсистемы РСЧС и предназначена для организации и проведения мероприятий по предупреждению аварий, катастроф и стихийных бедствий и обеспечению пожарной безопасности, а так же для руководства силами и средствами при ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций.

Комиссия осуществляет свою деятельность под руководством Начальника управления по эксплуатации месторождения или лица, назначенного им приказом. Комиссия формируется из руководящего состава и специалистов структурных подразделений компании.

Основными задачами КЧС и ОПБ СПД являются:

- обеспечение безопасного и безаварийного функционирования Компании и обеспечения его пожарной безопасности;
- своевременное предупреждение работников Компании о возможных ЧС;



– обеспечение безопасности людей и сохранение имущества предприятия при возникновении ЧС.

Комиссия с целью выполнения возложенных на неё задач осуществляет следующие функции:

- руководит деятельностью объектового звена по предупреждению ЧС и действиям в условиях ЧС;

- разрабатывает и осуществляет мероприятия по предотвращению ЧС, уменьшению последствий аварий, катастроф, стихийных бедствий и обеспечению надёжности работы потенциально опасных производств и объектов СПД в условиях ЧС;

- организует контроль и наблюдение за состоянием природной среды и потенциально опасных объектов, оценивает и прогнозирует возможность возникновения ЧС и размеры их последствий;

- обеспечивает постоянную готовность органов управления, сил и средств к действиям в ЧС;

- организует разработку системы экономических, правовых других мер, направленных на предупреждение ЧС и обеспечение пожарной безопасности, обеспечение техногенной и экологической безопасности;

- организует создание фондов финансовых, продовольственных, медицинских и материально-технических ресурсов, используемых для покрытия расходов на профилактические мероприятия, содержание и обеспечение аварийно-спасательных и аварийно-восстановительных формирований, ликвидации ЧС и оказании помощи пострадавшим;

- готовит и предоставляет руководству СПД предложения по расходу финансовых средств на содержание и оснащение сил и средств, системы оповещения, управления и связи, на мероприятия по предупреждению ЧС и обеспечению пожарной безопасности в структурных подразделениях СПД, а так же на ликвидацию ЧС и их последствий;

- организует взаимодействие с муниципальными и региональной Комиссиями по предупреждению и ликвидации чрезвычайной ситуации и обеспечению пожарной безопасности, а так же Комиссиями соседних объектов по вопросам сбора и обмена информацией о ЧС и взаимной помощи при ликвидации ЧС;

- руководит обучением и подготовкой производственного персонала к действиям в ЧС, подготовкой и повышением квалификации специалистов.

Комиссия имеет право:

- принимать решения в пределах своей компетенции, обязательные для выполнения всеми структурными подразделениями СПД;

- контролировать работу по предупреждению ЧС и обеспечению пожарной безопасности в структурных подразделениях СПД;

- направлять руководителям структурных подразделений для исполнения решения Комиссии о принятии необходимых мер, об установлении причин, способствующих возникновению ЧС, а также заслушивать на своих заседаниях отчеты руководителей подразделений об исполнении этих решений;

- представлять руководству Компании предложения о поощрении должностных лиц и работников Компании, принимавших активное участие в ликвидации ЧС на объекте.

Решения Комиссии, принимаемые в соответствии с ее компетенцией, являются обязательными к исполнению для всех структурных подразделений.

- Начальник управления по эксплуатации месторождения – Председатель комиссии;

- Начальник управления охраны здоровья, охраны труда, общественной безопасности и окружающей среды на месторождении - Заместитель председателя Комиссии;

- Переводчик-радиодиспетчер;

- Начальник отдела эксплуатации месторождения;

- Руководитель Службы ПБ и ЧС;

- Начальник отдела ТО и целостности нефтепромыслового оборудования;

- Начальник отдела инфраструктуры месторождения и пассажирских перевозок;

- Руководитель группы транспортной логистики;

- Руководитель отдела ОТ и ПБ по бурению нефтяных и газовых скважин;

- Начальник медицинской службы;

- Ведущий инженер по капитальному ремонту скважин;

- Руководитель отдела бурения;

- Ведущий специалист по расследованию происшествий в области ОЗОТОС;

- Руководитель отдела строительства наземных сооружений.

При ликвидации чрезвычайных ситуаций на месторождении центральным координирующим органом является Штаб ликвидации чрезвычайных ситуаций (Штаб).

Штаб состоит из:

- основной группы Штаба;
- вспомогательной группы Штаба.

Основная группа Штаба состоит из должностных лиц, входят в состав КЧС и ОПБ СПД.

При ликвидации ЧС основная группа штаба располагается в Центре ликвидации ЧС (Центр ЛЧС).

Основная группа штаба выполняет и обеспечивает:

- обеспечивает организацию эффективного и безопасного процесса Ликвидации ЧС, с учетом минимизации ее негативных последствий;
- отслеживает процесс ликвидации на предмет соответствия приоритетам в действиях и учетам основных факторов риска;
- ассистирует Председателю КЧС в руководстве ликвидацией ЧС;
- ведет хронологию событий и действий при ликвидации ЧС;
- обеспечивает место ЧС дополнительными ресурсами;
- обеспечивает место ЧС техническими консультациями;
- обеспечивает место ЧС управленческими ресурсами при необходимости назначает / переназначает руководителя ликвидации чрезвычайной ситуации на месте ЧС (РЛЧС);
- координируют действия вспомогательных подразделений и оперативных служб;
- распределяет и перераспределяет ресурсы в зависимости от развития ЧС.
- следует распоряжением Председателя КЧС.

Состав основной группы Штаба и функциональные обязанности ее членов прописаны в с SPD-HSSE-REG-00026 «Положение по реагированию на Кризисные и Чрезвычайные ситуации на территории месторождения» (см. Приложение 3.2).

### **1.5.3. Вышестоящий координирующий орган и организация взаимодействия с ним.**

Единая Российская государственная система предупреждения и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций (РСЧС) объединяет и организует федеральные, территориальные, региональные и местные

ведомства и другие организации, в полномочия которых входит решение вопросов защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций. РСЧС имеет пять уровней:

- федеральный;
- территориальный;
- региональный;
- местный;
- объектовый.

Координирующие органы РСЧС организационно представляют собой иерархию Комитетов по чрезвычайным ситуациям (рис. 1.5.3.1).

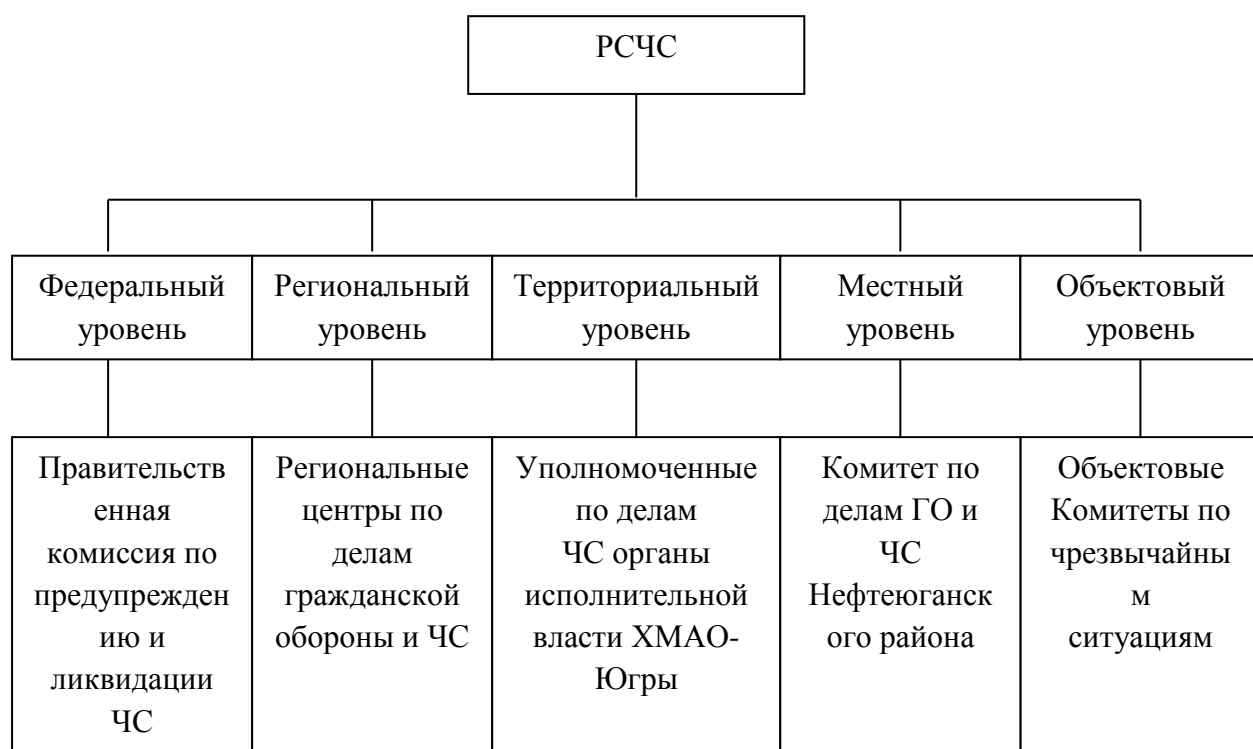


Рисунок 1.5.3.1. Координирующие органы РСЧС

Комитеты по чрезвычайным ситуациям ответственны за:

- координирование готовности к действиям при чрезвычайных ситуациях;
- оперативное реагирование на чрезвычайные ситуации;
- поддержку постоянных органов управления по делам РСЧС.

КЧС и ОПБ органов местного самоуправления (КЧС и ОПБ МО) является Комиссией муниципального уровня.

Комиссия включает в себя представителей местного пожарно-спасательного гарнизона, глав структурных подразделений администрации муниципального образования, руководителей территориальных подразделений государственных ведомств, представителей промышленных предприятий и предприятий сферы жилищно-коммунального комплекса и энергетики.

КЧС и ОПБ при Правительстве ХМАО-Югры (КЧС и ОПБ ХМАО-Югры) является Комиссией территориального уровня.

Комиссия включает в себя представителей МЧС, глав органов исполнительной власти ХМАО-Югры, руководителей государственных ведомств, представителей вооруженных сил, глав промышленных предприятий и органов власти.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации регионального уровня КЧС и ОПБ ХМАО-Югры будет развернут оперативный штаб ликвидации ЧС. В состав штаба входят члены КЧС и ОПБ ХМАО-Югры и представители той организации, которой принадлежит объект, на котором произошла чрезвычайная ситуация.

Положения об оперативном штабе и оперативной группе КЧС и ОПБ ХМАО-Югры утверждены протоколом заседания КЧС и ОПБ ХМАО-Югры от 13.04.2017 №5.

Постоянно действующим органом управления РСЧС на территории ХМАО-Югры является Главное управление МЧС России по ХМАО-Югра. Данное управление является специально уполномоченным органом по делам гражданской обороны, предупреждения и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций в мирное и военное время.

Сибирский региональный центр по делам гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям (расположен в г. Красноярске) является вышестоящим руководящим органом по отношению к Главному управлению МЧС России по ХМАО-Югре.

В зависимости от классификации разлива нефти (нефтепродукта) организацию взаимодействия органов управления ЧС(Н) берёт на себя высший орган согласно классификации разлива (нефтепродукта).

К системе управления работами по ЛЧС(Н) в виду особенностей их организации предъявляются следующие требования: оперативность, устойчивость, непрерывность, эффективность, достоверность передаваемой информации.

Оперативность, устойчивость и непрерывность управления обеспечиваются:

- максимальным приближением органов управления к местам управления при угрозе возникновения АРН;
- заблаговременным созданием запасных (подвижных) пунктов управления и резервных каналов связи;
- оснащением пунктов управления современными средствами связи и оповещения;
- сопряжением задействованных систем (средств связи и оповещения всех участников работ по ЛЧС(Н)).

Эффективность управления определяется оперативностью и целесообразностью принимаемых решений по ЛЧС(Н), достаточным и своевременным обеспечением сил и средств, привлекаемых для работ по ЛЧС(Н) материально-техническими и иными ресурсами.

#### **1.5.4. Состав и организация взаимодействия привлекаемых сил и средств.**

Общий порядок взаимодействия сил и средств ликвидации ЧС(Н), руководства ликвидацией ЧС(Н) установлен и регламентируется Федеральным законом от 14.07.1995 г. № 151-ФЗ и постановлением Правительства РФ от 30.12.2003 г. № 794.

В состав сил и средств, привлекаемых для проведения работ по ЛРН или ЛЧС(Н), входят как собственные, так и сторонних организаций. При проведении работ, связанных с ликвидацией разливов нефти и нефтепродуктов, задействуется производственно-технический персонал (ГБР, ГНСР), АСФ ООО «Промгазсервис». Сторонние организации (Комитет делам ГО и ЧС Нефтеюганского района, подразделения ГИБДД, бригады скорой медицинской помощи и др.), участвующие в ликвидации разливов нефти на объектах предприятия, производят работы по ликвидации ЧС(Н) в соответствии со своими уставными задачами.

Цель взаимодействия: совместными усилиями руководства Компании, территориальных органов федеральных ведомств и органов исполнительной власти ХМАО-Югры, исполнительно-распорядительными органами Нефтеюганского района снизить степень риска, вероятность возникновения чрезвычайных ситуаций, обусловленных техногенными и природными факторами, разливами нефти, а также актами терроризма. При возникновении ЧС, обеспечить максимальную защиту персонала СПД и

другого населения, территории и материальных средств от последствий аварий, катастроф и стихийных бедствий.

Взаимодействие осуществляется по вопросам:

- сбора и обмена информацией о чрезвычайных ситуациях;
- оповещения об угрозе или возникновении чрезвычайной ситуации;
- направления и использования сил и средств ликвидации чрезвычайной ситуации;
- в определении места и времени сбора выделенных в его распоряжение сил и средств;
- в распределении сил и средств по объектам (направлениям) работ;
- постановке задач, определении порядка, очередности и сроков их выполнения;
- в перераспределении сил и средств по мере выполнения задач или при изменениях обстановки;
- в определении порядка доклада о выполнении задач;
- в осуществлении информирования руководства СПД об обстановке, ходе работ и возникающих дополнительных потребностях в материально-технических ресурсах, силах и средствах;
- согласование порядка проведения аварийно-спасательной и другой неотложной работы;
- обеспечения безопасности персонала предприятий и населения.

Сторонние организации, участвующие в ликвидации разлива на объектах Компании, производят работы по ликвидации ЧС в соответствии со своими уставными задачами.

Взаимодействие с Главным управлением МЧС России по ХМАО-Югре осуществляется по вопросам оперативного оповещения и связи со звеньями территориальных подсистем РСЧС в районах, на территории которых сложилась в результате аварии, связанной с разливом нефти и нефтепродуктов. В случае крупномасштабной ЧС, обусловленной разливом, организуется подвижный пункт управления, который обеспечивает выделение необходимых сил и средств территориальной подсистемы РСЧС.

Взаимодействие с подразделениями ГПС осуществляется при возникновении угрозы пожара, или пожаре, для тушения пожара. При этом кроме пожарных расчетов Организации привлекаются подразделения ФПС ГПС России, ГПС субъекта, в районе выезда которых произошел пожар,

обусловленный разливом нефти, а взаимодействующие стороны действуют согласно «Оперативному плану пожаротушения» конкретно по каждому объекту.

ОВД и ГИБДД по Нефтеюганскому району при необходимости участвуют в ликвидации ЧС(Н) и ее последствий, обеспечивая решение следующих задач: эвакуация граждан из зоны ЧС(Н); охрана общественного порядка; приостановка и организация дорожного движения в районе ЧС(Н), несение дежурства; борьба с мародерством; установление личности погибших; оказание помощи пострадавшим и их родственникам.

Силы и средства органов внутренних дел автономного округа применяются при ликвидации ЧС(Н) в соответствии с задачами, возложенными на них законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации и автономного округа.

Взаимодействие с Департаментом здравоохранения ХМАО-Югры осуществляется в случае необходимости, оказания помощи медицинской службе Компании для оказания помощи персоналу, пострадавшему в результате аварии и медицинской защиты населения. К аварийно-спасательным работам по ЛЧС(Н) привлекаются медицинские учреждения, расположенные на территории Нефтеюганского района (г. Пыть-Ях, г. Нефтеюганск), которые организуют медицинскую защиту населения, рабочего персонала, несение дежурства, оказание помощи пострадавшим и их доставки в соответствующие больничные учреждения.

В случае возникновения масштабной ЧС(Н) муниципального значения и недостаточности привлеченных сил и средств для ее оперативной ликвидации через Комитет по делам ГО и ЧС Нефтеюганского района, могут быть привлечены в отдельном порядке нештатные АСФ по ЛЧС(Н) соседствующих нефтедобывающих предприятий, а также другие профессиональные АСФ.

Взаимодействие с аварийно-спасательным подразделением осуществляется на основании и в порядке, указанном в заключенном договоре на выполнение аварийно-спасательных работ.

При ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов в СПД руководитель работ организует взаимодействие по телефонам, указанным в табл. 1.5.4.1:

Табл. 1.5.4.1

Контактные телефонные данные взаимодействующих органов



<b>Органы взаимодействия</b>	<b>Телефон</b>
ЕДДС Нефтеюганского района	(3463) 250-112 112
Комитет по делам ГО и ЧС Нефтеюганского района	(3463) 250-162
Старший оперативный дежурный ЦУКС ГУ МЧС России по ХМАО-Югре	(3467) 397-701, 397-806
Старший оперативный дежурный ЦУКС СРЦ МЧС России	(391) 226-46-40
Дежурный станции скорой медицинской помощи	103 112
СПТ ФГКУ «6 ОФПС по ХМАО-Югре»	(3463) 230-108, 230-133, (922) 789-71-69, 101
МОМВД по Нефтеюганскому району	(3463) 25-69-02, 102
Департамент недропользования и природных ресурсов ХМАО-Югры	(3467) 35-30-03
Управление Федеральной службы по надзору в сфере природопользования по ХМАО-Югре (Росприроднадзор)	(3467) 35-32-01
Северо-Уральское Управление по технологическому и экологическому надзору (Ростехнадзор)	(3452) 44-40-13 (904) 497-44-84
Департамент гражданской защиты населения ХМАО-Югры	(3467) 353-226
КУ ХМАО-Югры «Центроспас-Югория»	(3467) 300-846, 300-847
ООО «Ламор-Югра»	(3466) 251-054

Участники взаимодействия несут ответственность за своевременное выделение имеющихся в их распоряжении сил и средств, оказание помощи людям, терпящим бедствие в результате ЧС(Н). Контроль состояния готовности к действиям органов управления, сил и средств участников взаимодействия возлагается на организации, выделяющие силы и средства под общим руководством вышестоящей КЧС и ОПБ.

#### **1.5.5. Система связи и оповещения и порядок ее функционирования.**

Сеть громкоговорящей связи в основе предназначена для оповещения о чрезвычайных ситуациях (ЧС) и, прежде всего, о пожаре.

Сеть построена индивидуально на оборудовании «Intron-D». Кроме того, через станции Mini-АТС, входящих в состав системы «Intron», имеется возможность организовать сети автоматической аналоговой телефонной

связи и факсимильной связи. В цифровые абонентские комплекты включаются переговорные устройства (ПУ) во взрывозащищенном исполнении, а также пульта операторов для выхода на соответствующие зоны громкоговорителей, ПУ.

Для организации системы диспетчерской связи используется оборудование «ALFA».

Оборудование «ALFA» позволяет организовать:

- двухпроводные соединительные линии связи по схеме «диспетчер - АТС»;
- четырехпроводные соединительные линии связи по схеме «диспетчер-диспетчер»;
- переключение двухпроводной линии на четырехпроводную и обратно;
- систему связи совещаний.

Для обеспечения обслуживающего персонала нефтепровода оперативно-диспетчерской связью используется система цифровой радиотелефонной связи стандарта TETRA.

Motorola Compact TETRA относится к классу цифровых транкинговых систем стандарта TETRA с распределенным управлением. Система позволяет объединять функции профессиональной радиосвязи, передачи данных и беспроводной телефонии. В Motorola Compact TETRA используется технология распределенного управления системой. При угрозе воздушной опасности, радиоактивного или химического заражения оповещает подачей сигнала «Внимание всем!», включением электросирен и передачей экстренного речевого сообщения по радиоканалам.

#### **1.5.6. Организация передачи управления при изменении категории ЧС(Н).**

Передача управления при изменении категории ЧС(Н) проводится в соответствии с многоуровневой системой реагирования на ЧС(Н) и классификации ЧС (см. раздел 1.4.1.).

В случае возникновения ЧС локального значения, управление работами по локализации АРН будет осуществляться КЧС и ОПБ СПД.

При переходе категории ЧС в ЧС муниципальной значения, управление будет передано КЧС и ОПБ Нефтеюганского района.

При переходе категории ЧС в ЧС территориального и регионального значения, управление будет передано КЧС и ОПБ ХМАО-Югры.

Ответственность и полномочия руководства Компании могут быть досрочно прекращены или приостановлены только после образования соответствующей КЧС и ОПБ, официального принятия руководства операциями ЛРН и передачи соответствующей КЧС и ОПБ функций управления текущими операциями ЛРН. При передаче своих полномочий прибывшему руководителю работ по ликвидации чрезвычайной ситуации, руководство Компании передает в его распоряжение всю информацию, относящуюся к ЛРН:

- оперативный план по ликвидации аварии, в котором содержится ситуационная часть (схематический чертеж зоны загрязнения, составленный по данным проведенного визуального обследования) и разработанный план-график проведения работ по локализации и ликвидации разлива;
- уточненные данные о характере и значении разлива нефти, сложившейся обстановки и прогнозируемом развитии ситуации;
- сведения о количестве привлеченных сил, специальных технических средств и их распределении по участкам и объектам работ;
- оформленный отчет о проведении операции по локализации и ликвидации разлива нефти.

Прекращение или приостановка текущих операций ЛРН, высвобождение ранее локализованной нефти, снятие оборудования ограничивающего разлив, вывод сил и средств, прекращение контроля и наблюдения за поведением разлива без прямого указания вышестоящей КЧС и ОПБ не допускаются.

После передачи полномочий соответствующей КЧС и ОПБ, персонал СПД и привлеченных ей организаций действуют в соответствии с указаниями вышестоящей КЧС и ОПБ в порядке, установленном в РСЧС.

Передача функций управления ЛЧС(Н) не означает прекращения материальной ответственности Компании по возмещению затрат на ликвидацию разлива и возмещению вызванного разливом ущерба.

Северо-Уральское Управление Ростехнадзора по согласованию с ГУ МЧС РФ по ХМАО-Югре могут принимать решение о снижении уровня разлива нефти на местности для отнесения его к ЧС(Н) с учетом природно-климатических и иных особенностей территории производственной деятельности предприятия.

Вне зависимости от придания в установленном порядке РН статуса ЧС(Н), Управления Ростехнадзора и Росприроднадзора по ХМАО-Югре осуществляют контроль за ликвидацией разлива и последствий его негативного воздействия на окружающую среду.

Муниципальные звенья ТП РСЧС ХМАО-Югры на основании предварительно предоставленной информации о ЧС(Н) в случае необходимости принимают решение о привлечении к работам по локализации и ликвидации ЧС(Н) дополнительных сил и средств органов местного самоуправления, и, при необходимости, готовят запрос председателю КЧС и ОПБ ХМАО-Югры на привлечение субъектовых сил и средств, резервов материальных и финансовых средств.

## **2. ОПЕРАТИВНАЯ ЧАСТЬ.**

### **2.1 Первоочередные действия при ЧС(Н).**

Первоочередные действия персонала обычно утверждаются в должностных инструкциях. При угрозе или возникновении разлива нефтепродуктов первоочередные действия предусматривают:

- немедленный вызов караула пожарной охраны;
- немедленное централизованное обесточивание оборудования (кроме электропитания систем противоаварийной и противопожарной защиты);
- оповещение персонала по системе громкоговорящей связи и вывод персонала, не занятого в работах ЛРН, в безопасную зону;
- вызов руководителя Организации на место разлива и ЧС(Н);
- оповещение ЕДДС Нефтеюганского района, Центра управления в кризисных ситуациях МЧС России по ХМАО-Югре Российской Федерации, иных оперативных и заинтересованных структур и ведомств
- при возникновении пожара разлива – применение при наличии возможности первичных средств пожаротушения, при отсутствии такой возможности – принятие мер по безопасности персонала, спасению финансовых документов, средств и материальных ценностей.

Первоочередные действия при возникновении ЧС(Н), а также действия членов основного и вспомогательного Штабов предусмотрены SAL-SPD-F17-00010-00 «Процедура реагирования на КС и ЧС на территории месторождения» (см. Приложение 3.2).

### **2.1.1 Оповещение о чрезвычайной ситуации.**

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 15.04.2002 № 240 организации обязаны немедленно оповещать в установленном порядке соответствующие органы государственной власти и органы местного самоуправления о фактах разливов нефти.

Порядок передачи информации о разливах нефтепродуктов определяется Постановлениями Правительства от 15.04.2002 №240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации», от 24.03.1997 № 334 «О порядке сбора и обмена в Российской Федерации информацией в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Оповещение об АРН и связь организуются по принципу поэтапной информации должностных лиц, подразделений Компании, предприятий и населенных пунктов в зоне аварии, районных, окружных организаций и формирований, контролирующих данные чрезвычайные ситуации и участвующих в мероприятиях по их ликвидации, органов местного самоуправления.

В случае угрозы возникновения аварий, в том числе связанных с разливом нефти, нефтепродуктов и подтоварной воды, на любом ОПО предприятия его работник (очевидец) немедленно сообщает об этом (по радио- или мобильным телефонам, по рации, персонально) диспетчеру или в соответствующее структурное подразделение в зависимости от нахождения места аварии.

При принятии сообщения о факте разлива нефти или нефтепродуктов диспетчер по возможности выясняет у очевидца обстоятельства аварии, ее местонахождение, характер повреждения оборудования (производственного объекта), возможные причины произошедшего и сведения о наличии пострадавших.

Схема оповещения, алгоритм действия диспетчера, форма опросного листа диспетчера СПД утверждены SAL-HSSE-REG7-00026 «Положение по реагированию на кризисные и чрезвычайные ситуации на территории месторождения» (см. Приложение 3.2).

Алгоритм первичного информирования об инциденте или ЧС диспетчером СПД приведен на рис. 2.1.1.1.

Список оповещения об угрозе возникновения или о возникновении ЧС(Н), АРН представлен в табл. 2.1.1.1.; списки оповещения основного и вспомогательного составов Штаба представлен в табл. 2.1.1.2.

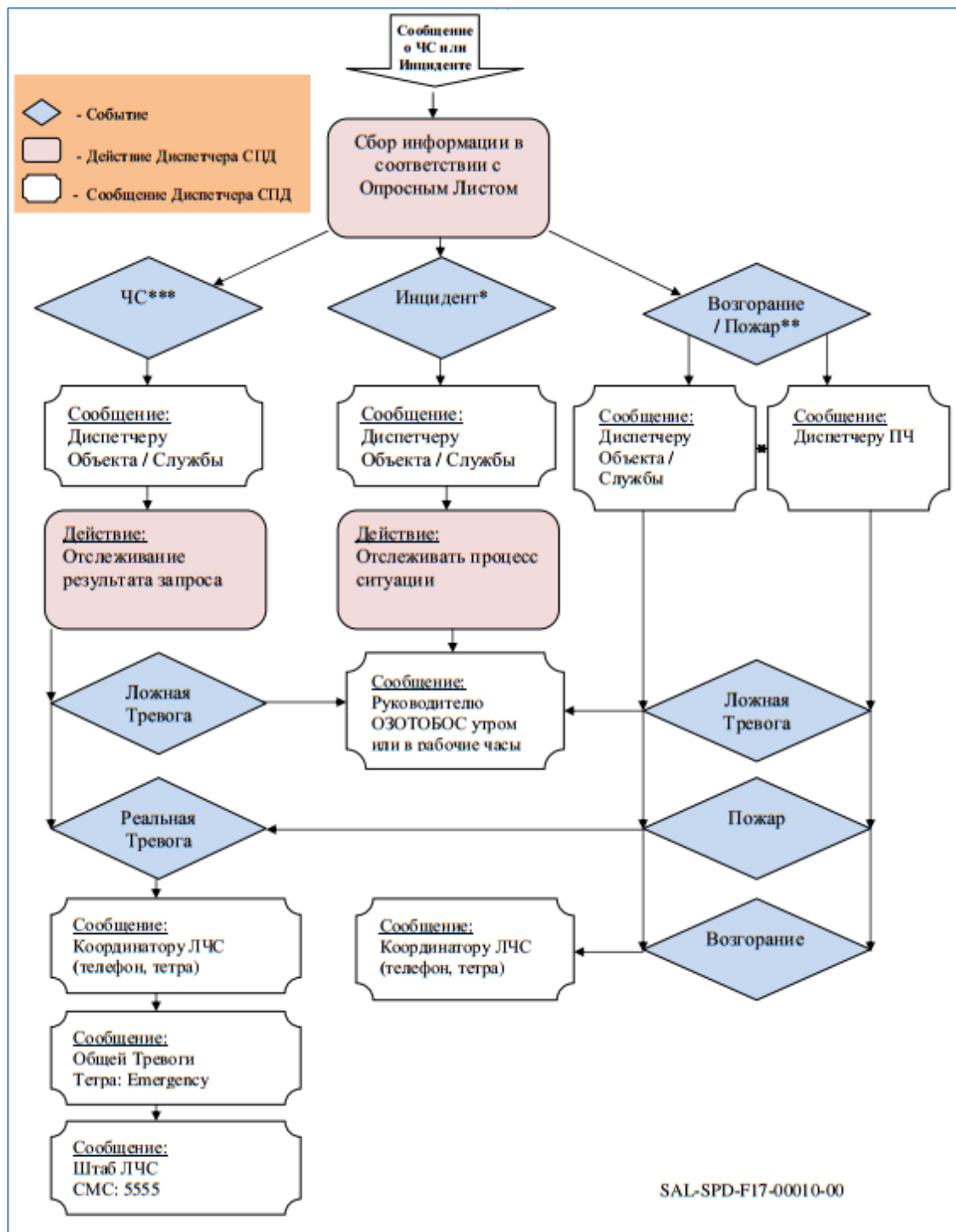


Рисунок 2.1.1.1.Алгоритм первичного информирования об инциденте или ЧС диспетчером СПД.

Таблица 2.1.1.1

Список оповещения об угрозе возникновения или о возникновении  
ЧС(Н), АРН

№ п/п	Учреждение или должность	Фамилия, имя, отчество	Номера телефонов	
			Внутренний	Сотовый
1	Начальник управления по эксплуатации месторождения	В. Лекомцев/М. Дайер	3223 5223 3184	89226945561/ 89324401377
2	Начальник отдела эксплуатации месторождения	Д. Парамошин / В. Алькин	3304 5333 3098	89224200044 /89224001498
3	Начальник отдела по техническому обслуживанию и обеспечению целостности нефтепромыслового оборудования	М. Завальницкий /А. Ремейко	3318 3097	89224202002/ 89224128390
4	Начальник УПН	А. Черемных /А. Мосин	3322 5704 3185	89224050551/ 89222482514
5	Инженер (занятый посменно) УПН	Хомяков Алексей/ Нагуманов Даулет/ Обрезков Сергей/ Зеленин Андрей/ Великанов Сергей/ Калимуллин Нурулла/ Ханипов Ильдар	3307 3377 5703 5720	
6	Начальник ГТЭС	А. Тухватшин / В. Смолин	2959 5336	89224050554/ 89299269544/ 89292641044
7	Мастер ГТЭС	А. Тамабеков / Д. Беяковцев	3347 5726	89224195477/ 89227614796
8	Сменный инженер ГТЭС	А. Чегодаев / Ю. Недоступ Э. Мамедов / С. Филоненко	3339 5725	
9	Начальник нефтепромысла	В. Данылко/А. Тимофеев	3323 5771 3194	89224747455/ 89227675195
10	Сменный инженер нефтепромысла	Гаценко Александр/ Кораблёв Евгений/ Козицин Василий/ Якунин Сергей	3341 5841	
11	Начальник ЛЭС	А. Радуленко/А.	3332 5770 3188	89224201112/

№ п/п	Учреждение или должность	Фамилия, имя, отчество	Номера телефонов	
			Внутренний	Сотовый
		Скачков		89224050549
12	Начальник ПСН	А. Блинов/Р. Шайбаков	3604	89227799360/ 89224020095
13	Старший оператор ПСН	Файзелханов Каусар/ Боднарь Виктор /Фатхутдинов Винир/ Бобовский Иван	3601 5783	
14	Начальник АСП	В. Малахов/С. Фурманов	6805	89222499072/ 89222474024
15	Начальник смены АСП	Мельман Алексей/ Костин Дмитрий/ Хакимов Азат/ Давлетов Ринат	6810 6811 5291 5347	
16	Руководитель общепромысловых работ	Ю. Чекин/А. Пантюхин	3303 5795 3193	89324402933/ 89222474046
17	Руководитель отдела ОТ и ПБ по эксплуатации месторождения, техническому обслуживанию и обеспечению целостности НПО	Р. Гатиятуллин/К. Крупень	3324 5794 3186	89292641269/ 89224255500
18	Руководитель службы пожарной безопасности и чрезвычайных ситуаций на месторождении	В. Дудов/И. Тимошин	3210 5690	89324402920/ 89224080075
19	Пожарная часть	Диспетчер ПСФ	32-01	
20	Руководитель службы безопасности на месторождении	Сергей Семионов/ Валерий Сорокин	28-45 5845	89224080007/ 89224022294
21	Центр медицины и катастроф г. Ханты- Мансийск	Дежурный диспетчер	8(3467) 338310; 338311	
22	Медслужба базового лагеря	Олег Фрейлах / Алексей Потапов  Сергей Ковтун /	Врач (2815 5815), Скорая 5681 Врач (3202 5202), Скорая 5682	89226571915  89222482512



№ п/п	Учреждение или должность	Фамилия, имя, отчество	Номера телефонов	
			Внутренний	Сотовый
	Медслужба УПН	Денис Шевкуленко		
23	Скорая помощь больницы п. САЛЫМ		8(3463) 290403	
24	Медслужба УПН Водитель скорой помощи		Моб: + 7 922 400 20 96 Тетра 5682 / 5020 (СП) Спут: +7 954 210 63 37	
25	Медслужба БЛ Водитель скорой помощи		Моб: +7 922 408 00 03 Тетра 5681 / 5048 (СП) Спут: +7 954 210 39 28	
26	Диспетчер СПД		Тел: +7 (3463) 297 300 доб. 3200 Моб: +7 922 657 19 07 Экстренный: 5555 Спут: +7 954 220 32 15 Тетра 5200	
27	Единая дежурно- диспетчерская служба Нефтеюганского района /Центр обработки вызовов ХМАО-Югры	Начальника смены / дежурный диспетчер	112	
28	ЦУКС Главного управления МЧС России по ХМАО- Югре	Старший оперативный дежурный	(3467) 397-806; 397-701	
29	Диспетчер ООО «Ноябрьскэнергонефть »	Пятилетов Юрий Олейников Иван Тимонин Алексей Беляев Андрей Чупин Сергей	3270, 3407, Тетра 5422	
30	Северо-Уральское Управление Ростехнадзора	Молданов Борис Ильич/ Шкирюк Вадим Иванович/ Рахимов Сергей Роянович	(3462)40-02-16 (3467)33-08-46	

Таблица 2.1.1.2

Списки оповещения основного и вспомогательного составов Штаба

№ п/п	Должность	Имя, Фамилия	Роль В ШТАБЕ	Тетра	Контактный номер
<b>СПИСОК ОПОВЕЩЕНИЯ ЧЛЕНОВ ОСНОВНОГО ШТАБА ЛЧС НА МЕСТОРОЖДЕНИИ</b>					
1	Радио диспетчер месторождения	С.Лысенко / А. Хохряков	Диспетчер	5555	+7 922 46571907
		О.Левин / А. Тимин			+7 922 46571907
2	Начальник управления по эксплуатации месторождений	Владислав Лекомцев	Председатель КЧС	5223	+7 922 6945561
		Мартин Дайер			+7 932 4401377
3	Начальник управления ОЗОТОБОС на месторождении	Джимми МакГи	Альтернативный Координатор мед.службы	5264	+7 932 4402943
		Сергей Чеботарев			+7 922 6571948
4	Начальник отдела эксплуатации месторождения	Алькин Владимир	Зам. председателя КСЧ, Альтернативный пр.КЧС	5333	+7 922 4001057
		Денис Парамошин			+7 922 6945561
5	Служба пожарной безопасности и ЧС на месторождении	Виталий Дудов	Координатор ЧС на месте	5690	+7 932 4402920
		Игорь Тимошин			+7 922 4020092
6	Начальник отдела ТО и целостности нефтепромыслового оборудования	Максим Завальницкий	Альтернативный Координатор обстановки	5318	+7 922 4202002
		Александр Ремейко			+7 922 4128390
7	Начальник отдела инфраструктуры и ПП месторождения	Александр Абрамов	Координатор МТО	5298	+7 922 4255511
		Василий Сывык			+7 922 2482464
8	Руководитель группы транспортной логистики	Константин Гусев	Альтернативный Хронологист, Комуникатор	5652	+7922 4255513
		Олег Кузьмин			+7 922 2499073
9	Руководитель ОЗОТОС отдела бурения	Денис Евдакимов	Основной хронологист	-	+7 922 4001037
		Дмитрий Глухенко			+7 932 4402919
10	Начальник медицинской службы месторождения	Константин Астапов	Координатор медицинской службы	5938	+7 922 4022291
		Олег Скоркин			+7 922 2499067

11	Начальник отдела освоения и капитального ремонта скважин	Андрей Налобин			+7 922 7799357
		Джереми Фрисен			-
12	Руководитель отдела бурения	Алистер Кюри	Основной Координатор обстановки		+7 922 2474013
		Янс Брумельман			-
13	Специалист по расследованию происшествий	Равиль Мухитдинов	Основной Комуникатор		+7 932 4402934
		Чулпан Исмагилов			-
14	Руководитель отдела строительства наземных сооружений	Александр Барановский	Консультант по вопросам строительства	5932	+7 922 2473952
		Скачков Илья			-

**СПИСОК ОПОВЕЩЕНИЯ ЧЛЕНОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ШТАБА ЛЧС НА МЕСТОРОЖДЕНИИ**

	Должность	Имя, Фамилия	Имя, Фамилия	Тетра	Контактный номер
1	Руководитель службы безопасности на месторождении	Валерий Сорокин	Координатор службы безопасности	5845	+7 922 4022294
		Сергей Семионов			-
2	Главный специалист ООС	Абдуллаева Фазиля	Консультант по вопросам ООС	5227	+7 922 4001087
		Мультияров Дмитрий			-
3	Главный Энергетик	Алексей Митин	Консультант по вопросам энергоснабжения		+7 922 2482465
		Роман Сюткин			-
4	Специалист Отдела внешних связей	Артур Идрисов	Консультант по работе со СМИ, представителями органов власти		+7 922 4201090
		Беляковцева Людмила			-
5	Специалист по персоналу	Шахтарина Оксана	Консультант по кадровым вопросам		+7 922 2500501
		Рязанцева Елена			-
6	Руководитель группы поддержки инфраструктуры	Александр Друзь	Консультант по вопросам IT и связи	5232	+7 932 4402918
		Кокорин Дима			-

	информационных технологий				4080085
7	Начальник ЛЭС	Андрей Скачков	Консультант по вопросам линейной части	5770	
		Андрей Радуленко			+7922 4201112

Схема оповещения контролирующих органов приведена на рис. 1.5.1.1.

### **2.1.2. Первоочередные мероприятия по обеспечению безопасности персонала и населения, оказание медицинской помощи.**

Ответственность за организацию мероприятий по защите населения и территорий, охране здоровья населения при возникновении ЧС(Н), обеспечению безопасности персонала при проведении работ по ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов несет СПД.

При локализации и ликвидации ЧС(Н) вводится режим, обеспечивающий безопасность персонала и населения на территории газоопасных зон. В соответствии с постановлением Правительства РФ от 15.04.2002 № 240 к локализации и ликвидации ЧС(Н) могут привлекаться собственные формирования (подразделения), аттестованные в соответствии с законодательством Российской Федерации, оснащенные специальными техническими средствами, или профессиональные аварийно-спасательные формирования (службы), выполняющие работы по ликвидации разливов нефтепродуктов, имеющими соответствующие лицензии и (или) аттестованными в установленном порядке на основании заключенных договоров.

Основополагающим принципом деятельности СПД при эксплуатации объектов добычи, хранения и транспортировки нефти является предотвращение и максимальное сокращение отрицательного воздействия на окружающую среду, обеспечение безопасности и охрана здоровья персонала и населения проживающего в непосредственной близости производственных объектов.

При возникновении ЧС(Н) КЧС и ОПБ СПД совместно с местной администрацией организует информирование населения, проживающего в непосредственной близости от места аварии. Населению сообщаются правила поведения в районе загрязнения, меры защиты, разработанные органами здравоохранения. При этом проводится обеспечение работников и населения средствами защиты.

Первоочередные мероприятия по обеспечению безопасности персонала:

Особое внимание при возникновении ЧС(Н) уделяется обеспечению безопасности персонала. К числу опасных факторов, оказывающих угрозу здоровью персонала, относятся:

- вдыхание испарений летучих углеводородов от конденсата, свежеразлитых нефти и нефтепродуктов или работе в замкнутых пространствах, где находится нефть, нефтепродукт или собранные нефтесодержащие отходы;
- работа с токсичными нефтесодержащими отходами, в состав которых могут входить гниющие органические вещества и другие зараженные материалы;
- усталость от тяжелой физической работы;
- продолжительное воздействие жары, холода, влаги, солнца и т.п.

Работы по локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов выполняются в соответствии с требованиями правил промышленной, пожарной безопасности и охраны труда. Однако в условиях аварийной ситуации возникает множество дополнительных опасностей и рисков. В связи с этим, персонал, участвующий в ЛЧС(Н) должен соблюдать дополнительные правила техники безопасности, учитывающие специфику конкретной аварийной ситуации.

Персонал, выполняющий работы по ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов, должен быть проинструктирован о безопасных методах и приемах выполнения работ, а также уметь оказывать первую (доврачебную) медицинскую помощь.

Перед началом работ по ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов необходимо провести анализ воздушной среды. В случае концентрации паров углеводородов в воздухе выше предельно допустимой концентрации (ПДК) работа в этой зоне без средств защиты органов дыхания не допускается.

Участники работ должны быть ознакомлены с особенностями местности, расположением технических средств, средств связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи.

Все участники работ должны быть обеспечены спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми средствами индивидуальной защиты. Лица, работающие непосредственно со средствами сбора нефти и нефтепродуктов на береговой полосе, должны

работать в резиновых сапогах, а работающие на мелководье - в болотных сапогах. При работе на воде (катер, шлюпки, лодка) все работающие должны быть в спасательных жилетах.

Границы опасной зоны устанавливаются руководителем аварийно-спасательных работ на основании результатов контроля загазованности воздуха. При этом ширина опасной зоны должна быть не менее 150 м от границ аварийного разлива нефти или нефтепродуктов.

Спецодежда и другие средства индивидуальной защиты, применяемые в аварийно-спасательных подразделениях, должны иметь сертификаты соответствия. Требования к испытаниям, эксплуатации и уходу за средствами индивидуальной и коллективной защиты определяются соответствующими стандартами и техническими условиями.

#### Первоочередные мероприятия по обеспечению безопасности населения:

В случае разлива нефти и нефтепродуктов диспетчером СПД незамедлительно уведомляются Главное управление МЧС России по ХМАО-Югре, органы местного самоуправления (администрация субъекта Российской Федерации, муниципального образования, района и т.п.), организующие безопасность находящегося под угрозой населения. Если результаты оценки ситуации и прогнозирования поведения разлива показывают, что существует угроза местным жителям, организуется информирование населения, проживающего в непосредственной близости к району разлива. При этом населению сообщаются правила поведения в районе загрязнения и меры безопасности, особенно противопожарной, и, при необходимости, организуется эвакуация населения в пункты временного размещения.

При обеспечении безопасности населения необходимо рассматривать несколько основных задач:

- обеспечение представления и открытости информации в области защиты населения от ЧС в рамках законодательства Российской Федерации;
- оповещение населения о ЧС;
- подготовка населения в области защиты от ЧС;
- организация эвакуации населения (при необходимости) из зон, затронутых ЧС, или потенциально опасных районов и оказание необходимой медицинской и психологической помощи;
- ограничение доступа посторонним лицам к месту разлива продуктов и охрана общественного порядка;

- учет безопасности населения при планировании мероприятий по ликвидации разливов продуктов, а также при ликвидации последствий таких разливов.

Ограничение доступа посторонних лиц к месту проведения операций по ЛРН (зону чрезвычайной ситуации) является одной из задач обеспечения безопасности персонала и населения при разливах нефти и нефтепродуктов. Режимы ограничения зависят от ситуации сложившейся в зоне ЧС и этапа проведения работ по ликвидации ЧС(Н):

- пожар;
- локализация и ликвидация ЧС(Н);
- ремонтные работы.

При пожаре за пределы объекта или из опасной зоны удаляются все, кто, не занят ликвидацией пожара. Доступ к месту пожара до его ликвидации производится только с разрешения руководителя объекта, а после прибытия – руководителем тушения пожара.

При возникновении разлива нефти и нефтепродукта, обнаружении аварии или ликвидации ее последствий, территория объекта огораживается запрещающими знаками на расстоянии, достаточном для предупреждения об опасности, и организует наблюдение за периметром района разлива нефти и нефтепродукта.

Ответственность за проведение мероприятий по обеспечению общественного порядка и ограничению доступа посторонних в районы чрезвычайных ситуаций, связанных с разливами нефти и нефтепродуктов, возлагается на председателя КЧС и ОПБ СПД. Для проведения таких мероприятий привлекаются штатные формирования МОМВД муниципального образования, транспортная полиция, службы охраны общественного порядка. К мероприятиям по перекрытию дорог, оповещению людей об опасности может привлекаться также персонал службы безопасности СПД.

Основными задачами по охране общественного порядка являются:

- оцепление зоны чрезвычайной ситуации;
- оповещение населения об угрозе при возникновении чрезвычайной ситуации с использованием специальной техники с громкоговорящими установками, телевидения и радио;
- остановка общественного транспорта, высадка пассажиров и направление этого транспорта в район чрезвычайной ситуации для эвакуации населения в безопасные места;

- организация контрольно-пропускного режима в зону чрезвычайной ситуации;
- регулирование движения в районе чрезвычайной ситуации;
- обеспечение охраны общественного порядка при выводе (эвакуации) населения из зоны чрезвычайной ситуации;
- охрана материальных ценностей, оставшихся без присмотра;
- охрана материальных средств для ведения аварийно-спасательных и других неотложных работ;
- охрана важных и жизнеобеспечивающих объектов;
- патрулирование в зоне чрезвычайной ситуации с целью поддержания общественного порядка;
- регулирование движения транспорта на объектах работ и прилегающих магистралях, контроль использования техники;
- прием и учет обнаруженных в ходе спасательных работ ценностей (деньги, ювелирные изделия, драгоценные металлы и т.д.);
- принятие неотложных мер по спасению людей и оказание первой помощи, оказание содействия в доставке пострадавших в медицинские учреждения;
- пресечение и раскрытие совершаемых преступлений;
- розыск пропавших и учет погибшего населения.

При разливе нефти и нефтепродукта в опасной близости от автомагистралей ГИБДД ограничивает на них движение до полной ликвидации взрывопожароопасной ситуации.

Мероприятия по оказанию медицинской помощи:

Медицинская деятельность в Компании лицензирована.

Медицинская служба Компании представлена как сотрудниками СПД, так и работниками подрядной организации по предоставлению медицинского сервиса – Международная Медицинская Клиника - International SOS.

Две клиники (БЛ и УПН) оснащены расширенным набором медицинского оборудования, в т.ч. для неотложной и интенсивной терапии. В них работают врач и медсестра (фельдшер). Основное предназначение этих клиник, кроме обычной работы по ежедневному приему обращающихся работающих, оказание профессиональной медицинской помощи по стабилизации состояния в случаях развития острых и неотложных состояний, как заболеваний, так и в результате травм. Работающие врачи являются специалистами анестезиологами-реаниматологами. Оснащение клиник и специализация врачей позволяет проводить стабилизацию острых состояний



в ожидании эвакуации пациентов в региональные госпитали после стабилизации их состояния.

Клиники БЛ и УПН оснащены дефибрилляторами, мониторами, инфузоматами, автономными кислородными станциями, биохимическими экспресс-лабораториями и др. специализированной медицинской аппаратурой.

Медицинская эвакуация может проводиться, в зависимости от состояния пациента, срочности случая, погодных условий, как наземным транспортом (автомшины скорой помощи), так и вызовом на себя специализированного транспорта санитарной авиации регионального Центра Медицины Катастроф г. Ханты-Мансийска.

На промысле имеются 4 автомашины скорой помощи (УПН, БЛ, ПСН и район компактного расположения полевых лагерей около 10 подрядных организаций – 5 карьер).

Машины скорой помощи оборудованы всем необходимым оборудованием по классу реанимобилей (дефибриллятор, монитор с функциями записи ЭКГ, инфузомат и др.) с запасом кислорода до 6 часов транспортировки.

На территории УПН имеется оборудованная, в соответствии с требованиями, вертолетная площадка с возможностью круглосуточного приема вертолетов регионального Центра Медицины Катастроф.

Клиника ПСН, где работает квалифицированный фельдшер, предназначена, в основном, для эвакуации пациентов в ближайшие больницы г. Пыть-Ях и г. Нефтеюганск.

Первая помощь пострадавшим до отправки в лечебные учреждения оказывается непосредственно после вывода их из зоны ЧС(Н) на основании знаний по приемам оказания само- и взаимопомощи, полученных во время обучения персонала по оказанию первой медицинской помощи.

При оказании медицинской помощи следует придерживаться следующих принципов:

- все действия оказывающего помощь должны быть целесообразными, обдуманными, решительными, быстрыми и спокойными;
- прежде всего нужно оценить обстановку и принять меры к прекращению воздействия повреждающих моментов (удалить из горящего помещения, погасить горящую одежду, удалить из зоны, где скопились отравляющие или раздражающие газы, и т. д.);

- быстро и правильно оценить состояние пострадавшего. При осмотре пострадавшего быстро устанавливают, жив он или мертв, определяют вид и тяжесть травмы, наличие кровотечения;
- оказать первую медицинскую помощь и подготовить пострадавшего к транспортировке;
- организовать транспортировку пострадавшего в лечебное учреждение.

Первоочередной задачей при оказании доврачебной помощи является устранение опасности, угрожающей жизни пострадавшего:

- потеря сознания;
- обильное кровотечение;
- нарушение сердечной деятельности и дыхания;
- шок;
- тяжелые черепно-мозговые травмы и повреждения позвоночника;
- клиническая смерть.

Таблица 2.1.2.1

Методы оказания первой помощи пострадавшему при типичных поражениях на предприятиях нефтегазового комплекса (по [РД 153-34.0-03.702-99])

Признаки травмы	Первая помощь
<p>При отравлении парами нефтепродуктов, угарным газом, продуктами сгорания наблюдаются: головная боль, головокружение, сердцебиение, слабость, психическое возбуждение, беспричинная вялость, мышечные судороги.</p>	<p>Пострадавшего выносят из очага поражения, а в задымленной среде надевают изолирующий противогаз, освобождают от стесняющей дыхание одежды.</p> <p>При потере сознания, при остановке или ослаблении дыхания до прибытия врача необходимо делать искусственное дыхание. Когда пострадавший придет в сознание, предоставить ему покой, тепло, крепкий чай, настойку валерьянки или пустырника.</p>
<p><b>Обморок</b> - потеря сознания, сопровождающаяся резким побледнением лица, появление холодного пота на лице и руках.</p>	<p>Уложить человека так, чтобы его голова была несколько ниже туловища, расстегнуть воротник и поясной ремень, дать понюхать нашатырный спирт. После возвращения сознания дать горячее питье.</p>

Признаки травмы	Первая помощь
<p><b>Ожоги</b> по глубине поражения выделяют 4 степени:</p> <p>I степень - покраснение и отек кожи,</p> <p>II степень - на фоне покраснения и отека кожи образуются пузыри, наполненные жидкостью,</p> <p>III степень - некроз кожи,</p> <p>IV степень - некроз кожи и подкожной клетчатки, мышц, костей.</p>	<p>Первый шаг должен быть направлен на прекращение повреждающего действия термического агента. Горящую одежду надо либо сорвать, либо накинуть на нее одеяло. Затем необходимо срезать (не снимать!) одежду и сбросить ее. Для быстрого охлаждения кожи при термических ожогах лучше всего обливать ее холодной водой. При химических ожогах пораженную кожу сначала обмывать большим количеством воды в течение 10 - 30 мин, а затем - нейтрализующими растворами: при ожогах кислотами - раствором соды, при ожогах щелочами - слабым раствором уксусной кислоты.</p> <p>Дайте пострадавшему 1 - 2 г ацетилсалициловой кислоты и 0,05 г димедрола. Если площадь ожога превышает 15 %, дайте пострадавшему выпить не менее 0.5 л воды с пищевой содой и поваренной солью (1/2 ч.л. соды и 1 ч.л. соли на 1 л воды).</p> <p>На ожоговые раны наложить сухие стерильные повязки и срочно госпитализировать пациента.</p>
<p><i>Местная</i> электротравма – ожог без окружающего покраснения и болевых ощущений.</p> <p><i>Общая</i> – реакция в легких случаях выражается в испуге, возбуждении или заторможенности, сердцебиении, аритмии.</p> <p>При <i>тяжелой</i> электротравме – нарушаются функции мозга, сердца, дыхания, вплоть до их прекращения и смерти.</p>	<p>Одним из главных моментов при оказании первой помощи является немедленное прекращение действия электрического тока. Это достигается выключением тока (поворотом рубильника, выключателя, пробки, обрывом проводов), отведением электрических проводов от пострадавшего (сухой веревкой, палкой), заземлением или шунтированием проводов (соединить между собой два токоведущих провода). Прикосновение к пострадавшему незащищенными руками при не отключенном электрическом токе опасно. Отделив пострадавшего от проводов, необходимо тщательно осмотреть его. Местные повреждения следует обработать и закрыть повязкой, как при ожогах.</p> <p>При повреждениях, сопровождающихся легкими общими явлениями, первая помощь заключается в создании покоя и доставке больного в лечебное учреждение. В качестве первой помощи могут быть даны болеутоляющие, успокаивающие, сердечные средства.</p> <p>При тяжелых общих явлениях единственной действенной мерой первой помощи является немедленное проведение искусственного дыхания, иногда в течение</p>

<b>Признаки травмы</b>	<b>Первая помощь</b>
	<p>нескольких часов подряд.</p> <p>После того как к пострадавшему вернется сознание, его необходимо напоить (вода, чай, компот, но не алкогольные напитки и кофе), тепло укрыть.</p>
<p><b>Артериальноокровотечение</b> – ярко-алая кровь вытекает пульсирующей струей.</p>	<p>Артериальное кровотечение из крупной артерии останавливается: путем фиксации конечности в определенном положении или тугого кругового перетягивания конечности.</p> <p>При ранении подключичной артерии остановить кровотечение удастся, если согнутые в локтях руки максимально отвести назад и прочно зафиксировать их ремнем или веревкой на уровне локтевых суставов. Подколенную артерию можно пережать фиксированием ноги с максимальным сгибанием в коленном суставе. Бедренная артерия может быть пережата максимальным приведением бедра к животу. Плечевую артерию в области локтевого сустава можно пережать максимальным сгибанием руки в локтевом суставе. Данные приемы более эффективны, если в зону сгибания конечности заложить марлевый или ватный валик.</p> <p>Круговое перетягивание конечности с помощью жгута обеспечивает пережатие всех сосудов на расстоянии 5-10 см выше места ранения. Жгут на конечности можно накладывать не более чем на 1.5-2 часа. В течение 2 часов с момента наложения жгута пострадавшего доставить в лечебное учреждение. Если это не удастся, необходимо на 10-15 минут снять жгут, прижимая артерии пальцами, и наложить вновь несколько выше. Иногда это необходимо проделывать несколько раз (зимой – через каждые полчаса, а летом – через час). Чтобы контролировать длительность наложения жгута, под жгут или к одежде пострадавшего прикрепляют записку с указанием даты и времени (часы и минуты) наложения жгута.</p> <p>Для немедленной остановки кровотечения используют прием прижатия артерии в ране пальцами или прижатия артерии на протяжении к подлежащим костным образованиям на период подготовки средств для более</p>

Признаки травмы	Первая помощь
	надежного способа остановки кровотечения.
<p><b>Венозное кровотечение</b> – кровь темная, течет струей без пульсации, сама не останавливается.</p>	<p>Венозное кровотечение останавливается наложением давящей повязки. Поверх раны накладывают несколько слоев марли, плотный комок ваты и туго бинтуют. Для уменьшения кровотечения на период приготовления перевязочных материалов достаточно прижать кровоточащую рану пальцами или поднять раненую конечность выше уровня туловища.</p>
<p><b>Капиллярное кровотечение</b> – кровь течет каплями или небольшой струей (в зависимости от размеров раны), без пульсации, имеет тенденцию к самостоятельной остановке.</p>	<p>Капиллярное кровотечение легко останавливается наложением обычной повязки на рану. Для уменьшения кровотечения на период приготовления перевязочных материалов достаточно поднять поврежденную конечность выше туловища.</p>
<p><b>Признаки перелома:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. резкая боль в области перелома;</li> <li>2. нарушение нормальной работы конечности;</li> <li>3. ненормальная подвижность кости в месте перелома;</li> <li>4. изменение длины конечности;</li> <li>5. похрустывание костных отломков при осторожном ощупывании поврежденного места.</li> </ol>	<p>Неподвижность конечности достигается наложением транспортных шин или шин из подручных твердых материалов (доски, палки, ветки и т. п.). Наложение шины нужно проводить непосредственно на месте происшествия. И только после этого транспортировать пострадавшего. Какие-либо исправления, сопоставления обломков не рекомендуются.</p> <p>При открытых переломах перед наложением шины необходимо сделать давящую повязку для остановки кровотечения.</p> <p>При наложении шины необходимо соблюдать следующие правила:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Шины должны быть закреплены и должны хорошо фиксировать область перелома.</li> <li>2. Шину нельзя накладывать непосредственно на обнаженную конечность. Последнюю нужно</li> </ol>

Признаки травмы	Первая помощь
<p>Внешние признаки перелома:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Припухлость мягких тканей над переломом, кровоизлияние в них.</li> <li>2. При открытых переломах – рваная рана с видимыми отломками кости.</li> </ol>	<p>предварительно обложить ватой или какой-либо тканью.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>3. Создавая неподвижность в зоне перелома, необходимо произвести фиксацию двух суставов - выше и ниже перелома.</li> <li>4. При переломах бедра следует фиксировать все суставы нижней конечности.</li> <li>5. При переломе шеи создать неподвижность головы.</li> </ol> <p>При переломе плеча руку можно просто прибинтовать к туловищу, предварительно положив в подмышечную впадину валик из ткани, сухой травы и пр. Руку согнуть в локтевом суставе под углом 90°, зафиксировать руку в таком положении с помощью косынки.</p> <p>Сломанную ногу можно прибинтовать к здоровой ноге.</p> <p>При переломе позвоночника и костей таза уложить пострадавшего на жесткую ровную поверхность (желательно щит), обеспечить полный покой, ввести обезболивающее средство.</p> <p>При переломе ребер наложить тугую повязку вокруг грудной клетки в фазе выдоха, дать пострадавшему обезболивающую таблетку. Предпочтительно полусидячее положение пострадавшего.</p>
<p>Признаками <b>вывиха</b> служат:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. изменение формы сустава;</li> <li>2. нехарактерное положение конечности;</li> <li>3. боль;</li> <li>4. пружинящая фиксация конечности при попытке придать ей физиологическое положение;</li> <li>5. нарушение функции сустава.</li> </ol>	<p>Необходимо зафиксировать конечность в том положении, в котором она оказалась, обеспечив ей покой на этапе госпитализации. Для этого используются транспортные шины, специальные повязки или любые подручные средства. Для иммобилизации верхней конечности можно использовать косынку, узкие концы которой завязывают через шею. При вывихе нижней конечности под нее и с боков подкладывают шины или доски и прибинтовывают к ним конечность. При вывихе пальцев кисти производят иммобилизацию всей кисти к какой либо ровной твердой поверхности. В области суставов между шиной и конечностью прокладывают слой ваты. При вывихе нижней челюсти под нее подводят пращевидную повязку (напоминает повязку, надеваемую на руку дежурным), концы которой перекрестным</p>

Признаки травмы	Первая помощь
	образом завязывают на затылке.
<p><b>Клиническая смерть</b> – дыхание и сердечная деятельность отсутствуют, зрачки расширены, кожные покровы холодные, рефлексов нет.</p> <p>При <i>остановке сердца</i> наблюдаются:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. потеря сознания;</li> <li>2. отсутствие пульса, в том числе на сонных и бедренных артериях;</li> <li>3. остановка дыхания;</li> <li>4. бледность или синюшность кожи и слизистых оболочек;</li> <li>5. отсутствие сердечных тонов;</li> <li>6. расширение зрачков;</li> <li>7. судороги, которые могут появиться в момент потери сознания и быть первым заметным симптомом остановки сердца.</li> </ol>	<p>Для проведения искусственного дыхания необходимо уложить пострадавшего на спину, расстегнуть стесняющую грудную клетку одежду и обеспечить свободную проходимость дыхательных путей. Если в полости рта или глотке имеется содержимое, его нужно быстро удалить пальцем, салфеткой, платком или при помощи любого отсоса. Для освобождения дыхательных путей голову пострадавшего необходимо отвести назад. Для более полного открытия дыхательных путей необходимо выдвинуть нижнюю челюсть вперед. Во время проведения искусственного дыхания следует удерживать голову в отведенном положении рукой, смещая нижнюю челюсть вперед. Проводящий реанимацию, сделав глубокий вдох и плотно прижав свой рот ко рту пострадавшего, должен зажать его нос. Выдох осуществляется пассивно, за счет эластических сил грудной клетки. Число дыханий в минуту должно не менее 16-20. Вдувание надо проводить быстро и резко, чтобы продолжительность вдоха была в 2 раза меньше времени выдоха. Избежать непосредственного соприкосновения со ртом пострадавшего можно, вдувая воздух через платок или другую неплотную материю. При проведении дыхания способом «рот в нос» вдувание воздуха производится через нос. При этом рот пострадавшего должен быть закрыт рукой, которой одновременно смещают челюсть кверху для предупреждения западания языка.</p> <p>При проведении наружного массажа сердца пострадавшего укладывают на спину на твердое основание (пол, земля). Массаж на мягкой поверхности производить нельзя. Реаниматор становится сбоку от пострадавшего и ладонями, наложенными одна на другую, надавливает на грудину с такой силой, чтобы прогнуть ее по направлению к позвоночнику на 4 - 5 сантиметров. Частота сжатий 50-70 в минуту. Ладони должны лежать на нижней трети грудины, то есть на два пальца выше мечевидного отростка. При проведении массажа необходимо применять не только силу рук, а надавливать всем корпусом.</p>

Признаки травмы	Первая помощь
	Если реанимацию проводит один человек, то через каждые 15 сдавливаний грудины с интервалом в 1 секунду он должен, прекратив массаж, произвести 2 сильных вдоха по методу «рот в рот». При участии в реанимации двух человек следует производить одно раздувание легких после каждых пяти сдавливаний грудины.

### 2.1.3. Мониторинг обстановки и окружающей среды.

Мониторинг обстановки и окружающей среды организован в соответствии с SPD-HSSE-REG-00021 «Положение об охране атмосферного воздуха», SPD-HSSE-REG-00014 «Положение о производственном экологическом контроле», SPD-HSSE-REG-00011 «Об организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах Компании».

В режиме повседневной деятельности мониторинг проводится согласно схемам и графикам отбора проб воздуха (см. Приложение 2.5). Мероприятия по контролю за состоянием промысловых трубопроводов Компании планируются ежегодно, включают в себя проведение внутритрубной диагностики, технической диагностики и ревизии трубопроводов (наружная диагностика), а также проведение экспертизы промышленной и технической безопасности трубопроводов (см. Приложение 3.4).

Информация о состоянии окружающей среды, сведения об изменениях этого состояния в районе чрезвычайной ситуации при разливе нефти и нефтепродуктов могут быть получены путем ведения мониторинга обстановки и окружающей среды.

Основная цель наблюдений при чрезвычайных ситуациях – обеспечение руководства и Штаба Компании достоверной информацией для оперативного принятия адекватных решений по ЛРН.

Мониторинг обстановки в зоне разлива нефтепродуктов организуется в целях обеспечения производственной безопасности персонала, участвующего в работах по ЛЧС(Н), санитарно-эпидемиологических норм в зоне возможного влияния разлива нефтепродуктов, а также прогнозирования развития ЧС(Н) с целью минимизации экологического ущерба и загрязнения окружающей среды.



Общие сведения, получаемые от системы мониторинга, используются также при выборе зон особой значимости, которые требуют первостепенной защиты при авариях:

- экологически чувствительные зоны – территории, воздействие на которые нефтяного загрязнения вызывает необратимые последствия или имеющиеся на них биологические сообщества являются особо чувствительными к воздействию нефти;
- зоны отдыха, массового скопления людей – рекреационные зоны, воздействие на которые нефтяного загрязнения приведет к серьезным изменениям привычных условий и снижению уровня жизни населения в регионе;
- коммерческие зоны, участки инфраструктуры, воздействие на них нефтяного загрязнения существенно нарушит функционирование системы жизнеобеспечения территории.

К первоочередным мероприятиям по мониторингу и прогнозированию РН относится определение:

- масштабов разлива (значения ЧС и уровня реагирования);
- местоположения и характеристик распространения нефтяного пятна;
- погодных условий и опасных природных явлений;
- взрыво- и пожароопасности;
- газоопасности;
- угрозы для селитебных зон, объектов жизнеобеспечения и окружающей среды.

Мониторинг окружающей среды при ЧС(Н) производится сразу после выполнения мероприятий по локализации и ликвидации ЧС(Н) в минимальных границах для оценки угрозы настоящего и последующего распространения нефтяного разлива на примыкающую и прилегающую к нему территорию и выявления нанесенного ущерба окружающей природной среде произошедшим аварийным разливом нефти. Мониторинг окружающей природной среды проводится местным подразделением Роспотребнадзора по ХМАО-Югре совместно со специалистами лаборатории филиала ФГУ «ЦЛАТИ по УРФО» в ХМАО-Югре (г. Сургут). Работа специалистов лаборатории по отбору проб почвы и воды с последующим их анализом производится на основании соответствующего договора. Также мониторинг окружающей природной среды могут производить специалисты других государственных и не государственных служб при наличии у них

соответствующей квалификации и полномочий. По итогам мониторинга окружающей среды при ЧС(Н) определяются ущерб нанесённый почве, водам, растительному и животному миру на примыкающей и прилегающей к нефтяному разливу территории. Отбор проб грунта и воды производится по наиболее вероятным путям миграции нефтепродуктов за пределы локализованной зоны для определения содержания основных загрязняющих веществ нефти и засоленных вод. В последующем собранные данные позволяют провести корректное сравнение остаточного содержания основных загрязнителей в почве и воде рекультивированной территории после проведения восстановительных работ на участке.

#### **2.1.4. Организация локализации разливов нефти и нефтепродуктов.**

Под локализацией разлива понимается прекращение сброса (вылива) нефти/нефтепродукта из хранилища, транспортной емкости, трубопровода или оборудования, в котором он обращается, и предотвращение дальнейшего растекания его по территории.

Локализация разлива нефти/нефтепродуктов имеет целью подавить или снизить до минимально возможного уровня воздействие вредных и опасных факторов, представляющих угрозу жизни и здоровью людей, экологии, а также затрудняющих ведение спасательных и других неотложных работ на аварийном объекте и в зоне за его пределами.

Мероприятия по локализации считаются завершёнными после прекращения истечения (сброса) нефти/нефтепродукта в окружающую среду и стабилизации или уменьшения площади загрязнения.

Согласно п. 7 постановления Правительства РФ от 15 апреля 2002 г. № 240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории РФ», при поступлении сообщения о разливе нефти и нефтепродуктов:

- время локализации разлива не должно превышать 4 часов - при разливе в акватории, 6 часов - при разливе на почве с момента обнаружения разлива нефти и нефтепродуктов или с момента поступления информации о разливе;

- мероприятия по локализации считаются завершёнными после прекращения сброса нефти и нефтепродуктов в окружающую среду (выполнения аварийно-восстановительных работ) и прекращения расширения зоны загрязнения.

В первую очередь в зону разлива нефти или нефтепродуктов вводятся группа аварийно-восстановительных работ, патрульная группа, а также аварийные объектовые формирования. Ими организуется определение источника и характера разлива нефти или нефтепродуктов, устранение причин утечки нефти или нефтепродуктов, проведение первоочередных мероприятий по локализации разлива и защите территории.

Локализация источника разлива нефти и нефтепродуктов:

1) Принятие решения о локализации разлива нефти и нефтепродуктов и выдвижение сил и средств:

Принятие решения о локализации разлива нефти и нефтепродуктов осуществляется руководителем оперативной группы на основе результатов предварительной оценки обстановки, погодных-климатических условий, рельефа и структуры поверхности места разлива, прогноза возможного направления и скорости миграции. В зависимости от ситуации решение принимается не позднее 30-60 мин с момента получения сигнала об аварии.

Далее определяются метод работы, порядок проведения мероприятий и расстановка организаций, подразделений, привлекаемых для проведения работ по ЛРН, осуществляется информирование подчиненных и взаимодействующих органов управления о предстоящих действиях. При этом участвующие в работе должностные лица, а также эксперты могут высказывать свое мнение, вносить дополнительные предложения и расчеты по своим направлениям работ, а также давать необходимые пояснения и справки. В результате проведенной работы должен быть составлен план-график, схема локализации разлива нефти/нефтепродуктов, программа оснащения аварийных формирований и схема выдвижения на место разлива.

Если масштабы разлива нефти и нефтепродуктов таковы, что собственных сил и средств недостаточно, то руководителем КЧС и ОПД СПД принимается решение о привлечении к работам по локализации разлива сил и технических средств других сторонних организаций, имеющих соответствующие АСФ(Н), и/или профессиональных АСФ(Н).

Наряду с этим принимаются решения экстренного порядка по обеспечению защиты рабочего персонала и населения, оказанию помощи пострадавшим и устранению причины утечки нефти или нефтепродуктов в окружающую среду.

Общее управление работами по локализации и последующей ликвидации разлива нефти или нефтепродуктов и координацию действий привлеченных сил и средств осуществляет руководитель КЧС и ОПБ. СПД

2) Приведение в готовность к использованию специальных технических средств ЛРН.

Работы по локализации и ликвидации разливов нефти/нефтепродуктов требуют поддержания табельной техники в исправном состоянии, приспособлений и другого имущества – в постоянной готовности к применению, своевременном пополнении расходными материалами. Все оборудование, транспорт и имущество, предназначенные для предупреждения разливов нефти и нефтепродуктов и ликвидации их последствий, находится на максимально возможном близком расстоянии от вероятных мест разливов и уязвимых мест в постоянной исправности и готовности к немедленному выезду и применению.

После каждого использования запасы материалов, инструмента, инвентаря, приспособлений и прочих средств должны пополняться до нормы, указанной в «Перечне неснижаемого запаса материалов и инструмента», который разрабатывается в АСФ(Н). Восполнение необходимых материально-технических средств и расходных материалов, используемых при проведении мероприятий по ликвидации разливов нефти/нефтепродуктов, а также компенсации взаимодействующим силам, осуществляется за счет резерва финансовых средств организации, который создается при обязательном страховании ответственности за причинение вреда при эксплуатации опасного производственного объекта согласно статьи 15 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ.

Перечень специальных технических средств ЛРН СПД и АСФ ООО «Промгазсервис») приведены в табл. 1.4.2.1 и паспорте АСФ (см. Приложение 1.8) соответственно.

3) Выдвижение сил и средств.

Выдвижение аварийно-спасательных формирований, оснащенных аварийным инструментом, средствами индивидуальной защиты, первичными средствами тушения пожара, медицинскими аптечками и сервисными комплектами оборудования для локализации и ликвидации разливов нефти или нефтепродуктов, а также аварийных технических средств организации в зону разлива нефти и нефтепродуктов с целью проведения аварийно-спасательных мероприятий начинается через 25-30 минут после получения соответствующего указания от ответственного лица.

Выдвижение остальных необходимых сил и средств по локализации разлива нефти и нефтепродуктов, включая собственные и привлекаемые,

осуществляется по распоряжению руководителя работ в течение 2-3 часов после получения сигнала (сообщения) об аварии.

Колонна техники с погруженными на автомашины силами и средствами организовано двигаются в район разлива нефти и нефтепродуктов по кратчайшему маршруту.

Общий перечень необходимой техники и технических средств для оказания помощи пострадавшим, устранения аварии и локализации разлива, а также принципиальная транспортная схема движения в район аварии, определяется по результатам уточнения данных (место, объект, вид аварии, объём и площадь аварийного разлива).

Возможные маршруты движения сил и средств к месту ЧС на объектах СПД проходят по сети всесезонных и сезонных автомобильных дорог (схему автодорог см. в Приложении 1.5).

В случае разлива нефти или нефтепродуктов на почве выдвигаются силы и средства, способные за 4-5 часов создать контурное ограждение (земляное обвалование, заградительная траншея, щитовые сооружения и др.), обеспечивающее непроницаемый барьер для разлитой нефти или нефтепродуктов. Для этого необходимы экскаватор, бульдозеры, самосвалы и другая техника, а также грунт, или другие материалы, необходимые по принятой технологии.

При попадании нефти или нефтепродуктов на поверхность водного объекта к месту локализации доставляют плавсредство (возможно использование плавающего вездехода) и боновые ограждения. Монтаж производится с помощью технических средств и оборудования, которые позволяют создать ограждение в течение 2-3 часов по всему контуру разлива с замыканием на систему накопления нефти или нефтепродуктов. На водотоках с предварительно оборудованными превентивными средствами улавливания нефти или нефтепродуктов (например, стационарные БЗ) производится их регулировка, при необходимости, удлиняются направляющие БЗ и обвалование по берегам.

Заграждения на болотах должны возвышаться над уровнем воды по уровню паводкового периода и заглубляться по всему контуру ниже уровня в межень, что не позволит нефти или нефтепродуктам пройти через заграждения. В зимних условиях для выполнения прорезей в грунте с целью монтажа заградительных стенок могут быть использованы бензопилы или буровая машина.

В случае недостаточности мощностей и производительности выдвинутых технических средств после реальных расчетов объемов необходимых работ по локализации ответственный руководитель работ информирует КЧС и ОПБ о необходимости привлечения дополнительных сил и оборудования, с указанием каких именно и в каком количестве.

## **2.2. Оперативный план ЛЧС(Н).**

### **2.2.1. Алгоритм (последовательность) проведения операций по ЛЧС(Н).**

Весь комплекс работ по ликвидации непосредственно разлива нефти (подтоварной воды) (за исключением работ по ликвидации источника их разлива, которые выполняются в соответствии с оперативной частью утвержденного для данного опасного производственного ПЛА) включает в себя последовательное выполнение следующих основных операций:

- локализация разлива на минимально возможной площади;
- сбор максимально возможного количества разлитых продуктов;
- ликвидация последствий разлива.

Планирование действий по локализации и ликвидации разливов нефти осуществляется на основе результатов прогнозирования последствий максимально возможного разлива нефти (подтоварной воды), данных о составе имеющихся на предприятии сил и специальных технических средств, мест их дислокации, а также других необходимых данных (доступность объектов, природно-климатические особенности, наличие особо уязвимых зон и т. д.).

Целью планирования действий по локализации и ликвидации разлива нефти является определение необходимого состава сил и средств для локализации разливов в сроки, указанные в п. 7 «Правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории РФ», утвержденных постановлением Правительства РФ от 15.04.2002 г. № 240, а также для организации последующих работ по их ликвидации.

Алгоритм проведения операций по ЛЧС(Н) представлен на рис.2.2.1.1.

Общий алгоритм принятия решений органами управления при разливах нефти приведен на рис. 2.2.1.2.

Условия завершения мероприятий по локализации и ликвидации разлива нефти, нефтепродуктов определены в п.8 постановления

Правительства РФ от 15.04.2002 № 240. Мероприятия считаются завершенными после обязательного выполнения следующих этапов:

- прекращение сброса продуктов;
- сбор разлившихся продуктов до максимально достижимого уровня, обусловленного техническими характеристиками используемых специальных технических средств;
- размещение собранных продуктов для последующей их утилизации, исключающее вторичное загрязнение производственных объектов и объектов окружающей природной среды.

Решение о завершении работ (сокращение интенсивности) по ликвидации разлива нефти принимает руководитель группы по ЛЧС(Н) по согласованию с заинтересованными надзорными государственными органами.



Рисунок 2.2.1.1. Алгоритм проведения операций по ЛЧС(Н)



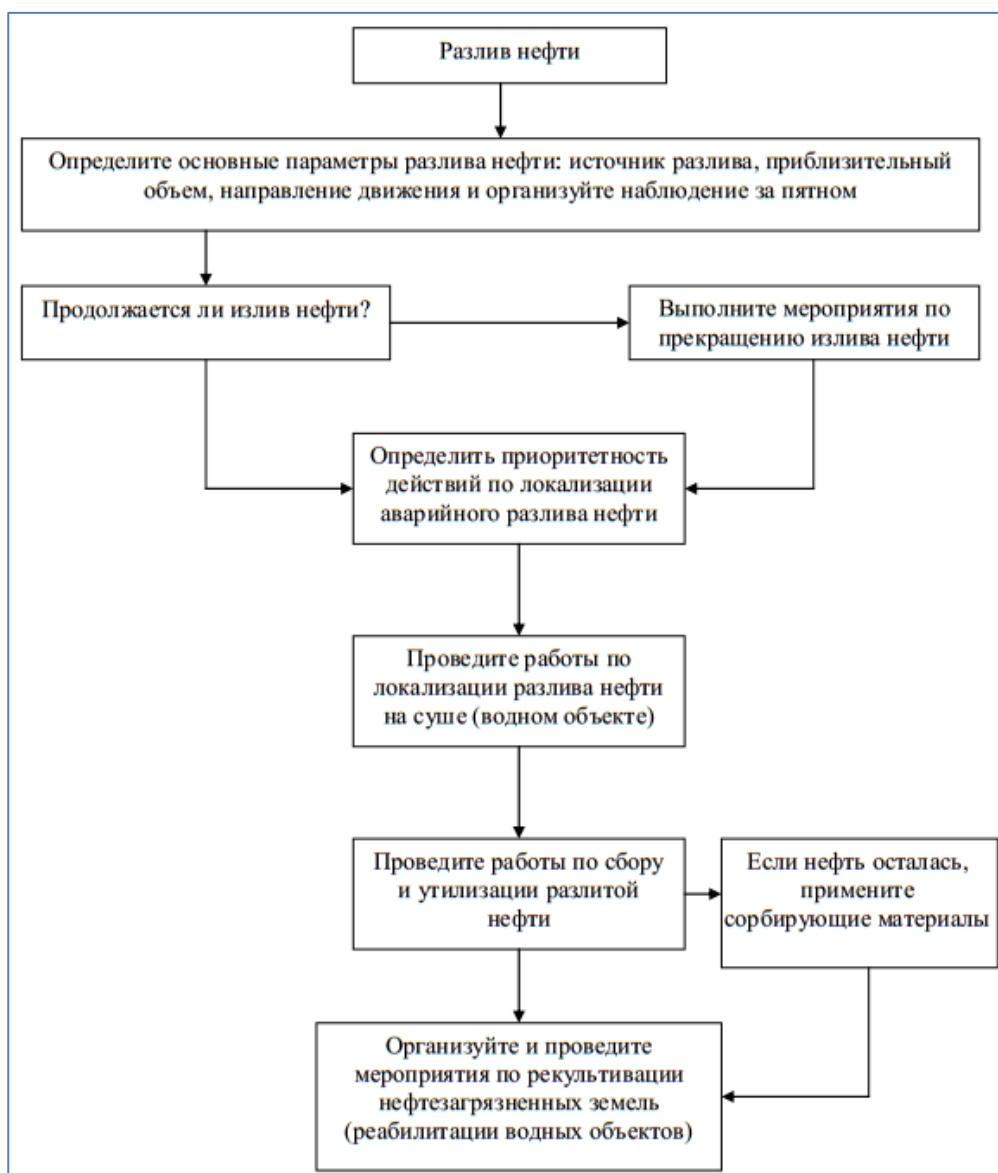


Рисунок 2.2.1.2. Общий алгоритм принятия решений органами управления

### 2.2.2. Тактика реагирования на разливы нефти и мероприятия по обеспечению жизнедеятельности людей, спасению материальных ценностей

Тактика реагирования на разливы нефти – это совокупность специальных методов и способов ЛРН, применяемых для достижения стратегических целей ЛРН в каждой конкретной ситуации.

Цели стратегии реагирования на разливы нефти – недопущение или минимизация ущерба персоналу, населению, окружающей среде и организации.

Тактика реагирования на разливы нефти зависит от сценария развития аварии и включает:

- определение местоположения и размеров зоны РН по информации, полученной от патрульных групп;
- действия по сокращению объёмов у источника разлива;
- действия с растекшейся нефтью на поверхности водного объекта и поверхности суши;
- действия по защите населённых пунктов, расположенных в непосредственной близости от объекта.

При ЛРН на территориях тактикой реагирования в первую очередь предусматриваются меры, ограничивающие загрязнения селитебных территорий, объектов повышенного риска, жизнеобеспечения, особо охраняемых природных территорий и зон особой значимости, лесов и сельскохозяйственных территорий, водоохраных зон (особенно заросших прибрежной и гидрофильной растительностью) и болот, мест обитания водоплавающих птиц и водных животных.

При ЛРН на водных объектах – предусматриваются меры, ограничивающие загрязнения объектов повышенного риска, жизнеобеспечения (в первую очередь источников водоснабжения), особо охраняемых природных территорий и зон особой значимости, береговой полосы (особенно заросшей водной и гидрофильной растительностью) и мест обитания водоплавающих птиц и животных.

При возгорании разлившейся нефти и нефтепродуктов необходимо сначала ликвидировать пожар, а затем приступить к локализации и ликвидации РН.

В зависимости от угрозы ЧС(Н) для жизнедеятельности людей, окружающей среде и имуществу предприятия, тактика реагирования может меняться. При этом, определяющими критериями при разработке тактики реагирования в сложившейся обстановке являются: объем разлившихся нефти и нефтепродуктов и скорость распространения разлива к зоне особой значимости; время необходимое на доставку сил и средств в район ЧС(Н) для проведения работ по ЛРН, численность работников на момент организации работ по локализации ЧС(Н).

Обеспечение безопасности населения, работников Компании и персонала подрядчиков является задачей первостепенной важности.

Для защиты жизни и здоровья людей от ЧС(Н), исходя из складывающейся обстановки, осуществляются следующие основные мероприятия:

- оповещение населения о ЧС(Н) и информирование о дальнейших действиях в сложившейся обстановке;
- сооружение обвалований, траншей для отвода нефти, амбаров с гидроизоляцией при угрозе попадания нефтепродуктов в близлежащие населённые пункты;
- укрытие людей от токсического поражения в приспособленных для защиты населения помещениях производственных, общественных и жилых зданий, а также в специальных защитных сооружениях на территории населённых пунктов;
- эвакуация населения из зоны чрезвычайной ситуации;
- организация контроля качества воды на наличие нефтяного загрязнения при потенциальной опасности загрязнения водозабора населённого пункта;
- оказание доврачебной помощи, вывоз пострадавших в близлежащий медицинский пункт для оказания медицинской помощи;
- использование средств индивидуальной защиты органов дыхания и кожных покровов;
- выезд пожарных подразделений в населённые пункты, попадающие в зону влияния разлива нефтепродукта, для предотвращения возникновения возможных пожаров и их тушения;
- проведение аварийно-спасательных и других неотложных работ в зонах ЧС(Н);
- оцепление зоны РН и усиление режима допуска людей и транспорта к местам проведения работ по ликвидации РН.

Работа по защите населения и материальных ценностей организуется КЧС и ОПБ органов исполнительной власти субъектов РФ и муниципальных образований в зависимости от масштабов ЧС(Н).

Оповещение населённых пунктов, попадающих в зону влияния разлива нефтепродуктов, производится местной администрацией по радио, телевидению и иным имеющимся средствам оповещения. По передвижным станциям оповещения, местной радиотрансляционной сети, при необходимости при проведении подворового обхода, нужно провести разъяснения по выходу из опасной зоны, предупредить население об опасности разведения открытого огня, курения, включения бытовых электроприборов и т.п.

Для спасения материальных ценностей осуществляются следующие основные мероприятия:

- вывоз материальных ценностей из зоны ЧС(Н) (при угрозе ущерба или утраты);
- перемещение технических средств, попавших в аварийную зону, на безопасное расстояние;
- закрытие дорог и перераспределение потоков движения автотранспорта с учётом уровня загазованности и направления движения паров нефти силами дорожно-патрульной службы ГИБДД МВД России по ХМАО-Югре.

Автомобильные дороги, мосты, расположенные ближе 1 км от зоны локализации РН, должны быть закрыты до тех пор, пока 90 % нефти не будет собрано.

Ответственность за организацию и контроль информирования населения через СМИ о произошедшей ЧС(Н), ходе ликвидации и принимаемых мерах по обеспечению жизнедеятельности населения возлагается на ГУ МЧС России по ХМАО-Югре.

Контроль за соблюдением мероприятий по обеспечению жизнедеятельности людей и спасению материальных ценностей осуществляют КЧС и ОПБ.

### **2.2.3. Защита районов повышенной опасности, особо охраняемых природных территорий и объектов.**

На территории Салымской группы месторождений при возникновении ЧС(Н) выделяют зоны особой значимости:

1. Речные акватории.
2. Непроточные водоёмы.
3. Болота.
4. Водозаборы населённых пунктов.
5. Водоохранные зоны водных объектов.
6. Производственные объекты.
7. Леса I категории (кедровники).

При разливе нефти и нефтепродуктов на подводных переходах или при её попадании в реки с площади водосбора (прибрежных зон) совместно с местной администрацией дополнительно организуется:

- оповещение местного населения по обоим берегам реки на расстоянии прогнозируемого распространения загрязнения вниз по течению от места аварии;

- постоянное дежурство медицинских работников, машин скорой помощи, воздушного транспорта (вертолета);
- постоянное дежурство на подъездных дорогах с целью недопущения посторонних лиц к месту разлива нефти и нефтепродуктов;
- постоянный контроль качества воды на водозаборах в зоне возможного влияния разлива нефти и нефтепродуктов;
- патрулирование на берегах реки с целью охраны разлитой нефти и нефтепродуктов от поджогов и забора воды на всем протяжении разлива;
- проверку наличия людей на островах и их вывоз;
- оповещение об опасности жителей населенных пунктов (эвакуация населения в безопасное место, в случае необходимости);
- дежурство подразделений медицинской помощи по руслу реки (на берегах реки) в соответствии с прогнозными характеристиками распространения нефти и нефтепродуктов;
- связь между всеми дежурными на берегах по радиосвязи;
- уведомление ближайших лечебных учреждений о возможном поступлении пострадавших от отравления парами нефти и нефтепродуктов и ожогов;
- проверка наличия и готовности авиационной помощи для возможного вывоза пострадавших в специализированные лечебные заведения;
- организация охранной зоны на автодорогах и мостах. Проезд по автомобильным и ж/д мостам, расположенным ближе 1 км от зоны ЛЧС(Н) должен быть запрещен до момента сбора 80-90% нефти с поверхности воды;
- выезд пожарных подразделений из ближайших пожарных частей в населенные пункты (деревни, поселки), расположенные непосредственно на берегу для предотвращения возможных пожаров.

#### **2.2.4. Технологии ЛЧС(Н).**

Порядок и технологии работ по локализации и ликвидации источников аварийных разливов нефти на производственных объектах СПД регламентируются соответствующими утвержденными ПЛА, имеющимися во всех основных производственных подразделениях предприятия. Порядок и технологии работ по локализации и ликвидации разливов нефти приводится ниже.

При организации работ по локализации разлива нефти необходимо выбирать технологии и технические средства, отвечающие следующим требованиям:

- они должны обеспечивать надежное удерживание нефтяного пятна в минимально возможных границах;
- они не должны увеличивать объем загрязненного грунта и, по возможности, не нарушать почвенно-растительный слой;
- направляющие, удерживающие и сорбирующие боновые и/или щитовые ограждения, должны быть выполнены из материалов, стойких к воздействию нефти и воды, выдерживать нагрузки, соответствующие тем природно-климатическим условиям, для которых они предназначены;
- они должны исключать (либо предусматривать ограниченное) движение тяжелой техники по загрязненному участку и исключать отжиг и/или засыпку грунтом разлитой нефти.

При проведении работ по локализации разлива нефти приоритетным является защита от проникновения нефти следующих зон особой значимости, имеющих на территории производственной деятельности СПД:

- мест массового скопления людей (административно-бытовые комплексы, жилые городки, операторные, лаборатории и т.д.);
- объектов жизнеобеспечения (артезианские скважины, подстанции и линии энергоснабжения);
- экологически чувствительных зон (водные объекты с их водоохранными зонами, а также болотные массивы и ценные участки леса).

По указанию руководителя группы по ЛЧС(Н)) организуется установка предупреждающих аншлагов и оцепление зоны работ по локализации и ликвидации разлитой нефти.

Основные технологии локализации аварийного разлива нефти приведены на рисунке 2.2.4.1.

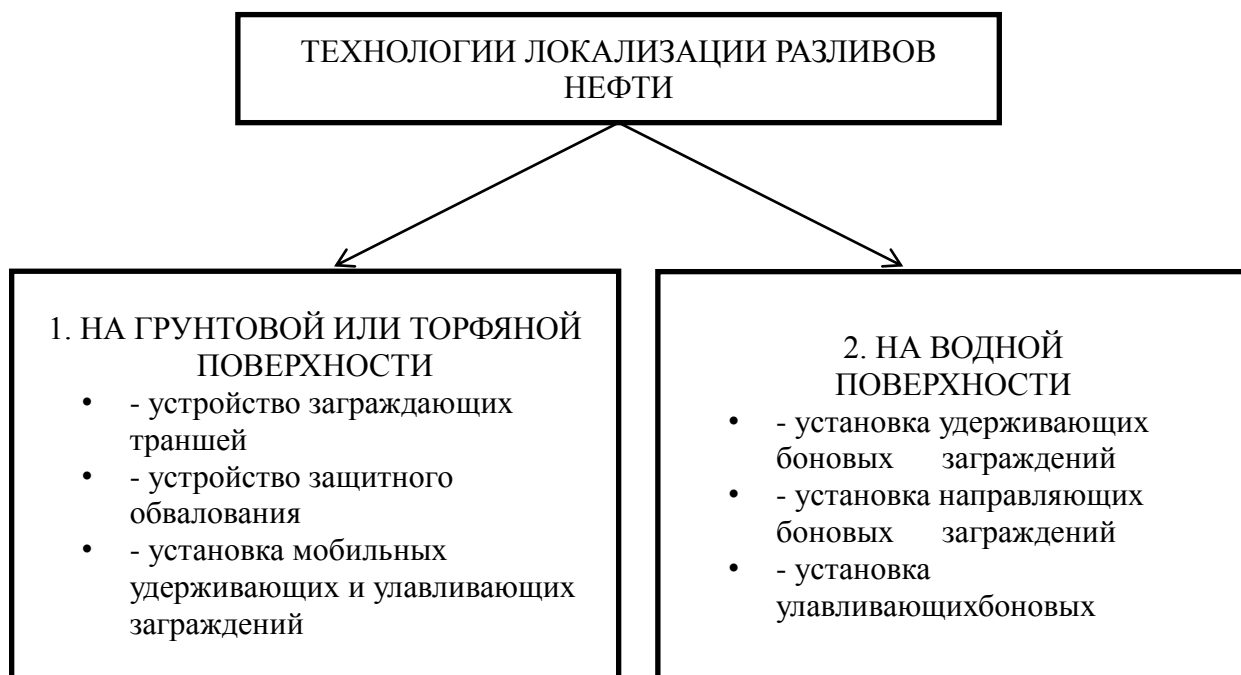


Рисунок 2.2.4.1. Основные технологии локализации аварийного разлива нефти

Подробно рекомендуемые технологии сбора нефтепродуктов и методика оценки ущерба приведены в Приложении 2.4.

### **2.2.5. Организация материально-технического, инженерного, финансового и других видов обеспечения операций по ЛЧС(Н).**

#### Инженерное обеспечение:

Основной задачей инженерного обеспечения является выполнение всеми видами инженерной техники работ необходимых для ЛЧС(Н).

Инженерное обеспечение работ по ЛЧС(Н) включает подготовку и распределение инженерной техники, привлекаемой для обеспечения работ по ликвидации РН. Материально-техническое, инженерное обеспечение мероприятий по ЛЧС(Н) организуется в целях заблаговременной подготовки и поддержания в постоянной готовности подразделений Компании и создания условий для их быстрого приведения в готовность к ЛЧС(Н).

#### Инженерное обеспечение включает:

- повышение устойчивости объектов хранения и транспортировки нефти;
- подготовка персонала в практическом выполнении работ в аварийных ситуациях;
- укомплектование переносными насосными установками, комплектами складских трубопроводов (рукавов), запасами сорбента;

- содержание в исправном и готовом к применению состоянии инженерной техники и механизмов.

#### Материальное обеспечение:

Основной задачей материального обеспечения является организация своевременного и полного снабжения инженерной и автотракторной техникой, нефтесборным оборудованием, горючими и смазочными материалами, средствами пожаротушения, средствами оповещения и связи, медицинским имуществом, продовольствием, строительными материалами, обменной и специальной одеждой и обувью, а также другими видами материальных и технических средств.

Материально-техническое обеспечение действий сил и специальных технических средств в период проведения работ по ЛРН производится за счет заблаговременного создания резервов материально-технических средств в целях их экстренного привлечения в случае возникновения ЧС(Н) (перечень материальных средств для ЛЧС(Н) см. в п. 1.4.2.1).

Планирование и выполнение мероприятий по материально-техническому обеспечению осуществляется с учётом:

- оценок масштабов возможных ЧС;
- характера и объёма выполняемых задач;
- наличия людских ресурсов, необходимых специалистов;
- местных условий;
- норм, правил и стандартов, связанных с предупреждением и ликвидацией ЧС.

В складских помещениях СПД имеется запас средств индивидуальной защиты, спецодежды и спецобуви. В Компании постоянно пополняются и содержатся в технической готовности аварийный запас материалов, труб, задвижек, фланцев, агрегатов, запчастей, инструментов, нефтесборное оборудование, боны и сорбент.

Материальное обеспечение заключается в создании:

- аварийный запас труб, оборудования, соединительных деталей и других материалов;
- материально-техническое имущество производственного персонала;
- средства индивидуальной защиты.

#### Техническое обеспечение:

Техническое обеспечение работ по ЛЧС(Н) организуется в целях поддержания в исправном состоянии в постоянной готовности к



использованию всех видов автомобильной, инженерной и другой специальной техники, нефтесборного оборудования. Оно состоит в организации и осуществлении технически правильного использования, технического обслуживания, ремонта техники, привлекаемой для решения задач по ЛЧС(Н).

Основными задачами технического обеспечения являются:

- организация текущего ремонта техники и оборудования, вышедшей из строя в ходе выполнения задач по ликвидации аварии;
- снабжение запасными частями и ремонтными материалами;
- проведение технического обслуживания техники в установленные сроки.

Основными задачами транспортного обеспечения являются:

- выполнение всеми видами транспортных средств Компании перевозок технических средств, рабочих и служащих, привлекаемых для ЛЧС(Н);
- содержание в исправном и готовом к применению состоянии автотракторной техники, специальных технических средств;
- подвоз и вывоз материалов для проведения работ по ЛЧС(Н);
- эвакуация из очага поражения пострадавших.

#### Противопожарное обеспечение

- приведение в готовность в кратчайшие сроки пожарных подразделений;
- проведение неотложных противопожарных мероприятий, направленных на снижение возможности возникновения пожаров, локализацию и ликвидацию пожаров, а, в случае недостаточности собственных сил и средств, - ограничение их распространения.

Объекты СПД обеспечены автоматизированной системой управления противопожарной автоматики, осуществляет обнаружение пожара и автоматическое пожаротушение.

#### Медицинское обеспечение:

Медицинское обеспечение ЛЧС(Н) осуществляется медицинской службой Компании. При необходимости привлекаются силы и средства медицинских организаций.

Подробно о медицинском обеспечении мероприятий по ЛЧС(Н) см. в п. 2.1.2.

#### Финансовое обеспечение:

Для возмещения затрат, понесенных при ЛЧС(Н), в СПД созданы резервы финансовых ресурсов» (приложение 1.7).

Охрана общественного порядка:

Организация общественного порядка проводится в соответствии с SPD-HSSE-REG-00024 «Положение по безопасности на территории Салымской группы месторождений».

Охрана общественного порядка при возникновении ЧС(Н) осуществляется силами подразделений МВД России (ОМВД по Нефтеюганскому району), а также службой безопасности Компании и включает в себя:

- усиление пропускного и внутриобъектового режима;
- оцепление района разлива нефти;
- патрулирование территории прилегающей к месту РН.

**2.2.6. Материалы предварительного планирования боевых действий по тушению возможных пожаров (оперативное планирование тушения пожара).**

Участниками взаимодействия при тушении пожаров на производственных объектах Компании являются:

- силы и средства пожарных подразделений ООО «Промгазсервис»;
- профессиональные формирования пожарной охраны (подразделения ФГКУ «6 ОФПС по ХМАО-Югре», пожарные части КУ ХМАО-Югры «Центроспас-Югория») в соответствии с расписанием выездов;
- силы и средства предприятий и организаций, объекты которых располагаются в непосредственной близости от производственных объектов;
- силы и средства других ведомств, привлекаемые к тушению пожара и проведению первоочередных аварийно-спасательных работ.

На объекты УПН и ПСН разработаны планы тушения пожаров (Приложение 3.6).

Основные объекты пожаротушения:

Источником пожара могут являться:

- емкости хранения нефтепродуктов;
- насосные;
- трубопроводы транспортировки нефтепродуктов.

Координация деятельности участников взаимодействия и постановка задач на проведение работ, связанных с ликвидацией пожара, возлагается до

прибытия профессиональных пожарных подразделений на ответственного руководителя по ЛРН. После прибытия пожарных подразделений координация их деятельности возлагается на штаб пожаротушения.

Все основные решения по тушению пожара на объекте штаб принимает после консультации и согласования их с руководством и специалистами объекта.

Для контроля за техникой безопасности при ведении боевых действий штаб пожаротушения назначает ответственных лиц из числа начальствующего состава пожарной охраны и специалистов объекта.

Службы объекта, привлекаемые на тушение пожара, подчиняются непосредственно своему представителю, входящему в штаб пожаротушения.

Взаимодействие подразделений пожарной охраны и руководства объекта начинается с момента вызова подразделений на пожар и осуществляется до полной ликвидации причин повторного возгорания в три этапа:

1 этап (с момента вызова и до прибытия пожарных подразделений),  
включающий:

- своевременное обнаружение и сообщение в пожарную охрану о пожаре;
- дополнительные сведения о размерах пожара, угрозе персоналу, опасности взрыва, и обеспечение беспрепятственного проезда пожарных подразделений на территорию горящего объекта;
- удаление за пределы опасной зоны всего персонала, не занятого ликвидацией пожара, в случае угрозы для жизни организация спасения всеми имеющимися силами и средствами.

2 этап (с момента прибытия подразделений и до ликвидации пожара),  
включающий:

- обеспечение защиты персонала, принимающего участие в тушении пожара, от возможных взрывов, отравлений, ожогов;
- консультацию штаба по вопросам технологического процесса и особенностям горящего объекта;
- прекращение всех видов работ, не связанных с мероприятиями по ликвидации пожара, отключение электроэнергии;
- проведение необходимых технологических операций по ликвидации утечки нефтепродуктов, предотвращение деформации и взрывов трубопроводов, установление возможных зон загазованности;

- обеспечение обслуживающему персоналу доступа под защитой стволов к охваченной огнем запорной арматуре для проведения операций по перекрытию и прекращению поступления нефти в зону горения;

- сосредоточение необходимой техники (автоцистерны, бульдозеры, самосвалы, экскаваторы, скреперы), доставка песка, щебня, организация и проведение работ по сооружению заградительных валов и отводных канав для ограничения размеров возможного растекания горячей жидкости;

- организацию пункта медицинской помощи личному составу;

- оказанию помощи пожарным подразделениям в защите рукавных линий от повреждения транспортными средствами, сооружение временных переездов, мостков, настилов или углублений в местах пересечений рукавными линиями дорог и проездов;

- организация питания, сушки одежды и обогрева личного состава, работающего на пожаре, обеспечение работающей пожарной автотехники горюче-смазочными материалами.

3 этап (после ликвидации пожара), включающий:

- разработку штабом пожаротушения и руководством Компании мероприятий, исключающих повторное возгорание и создание условий для быстрой его ликвидации, в том числе организацию круглосуточного дежурства подразделений пожарной охраны на автоцистернах;

- обеспечение проведения огневых и сварочных работ, демонтажа пострадавшего от пожара технологического оборудования, откачки из поврежденного оборудования горючей жидкости;

- выполнение различных работ, связанных с ликвидацией последствий пожара.

Практически взаимодействие служб Компании и служб сторонних организаций отрабатывается путем проведения пожарно-тактических учений с привлечением служб жизнеобеспечения, аварийных бригад и спецподразделений объекта.

По прибытии оперативных пожарных подразделений руководитель работ представляет руководителю тушения пожара всю затребованную им информацию об оперативной обстановке на объекте:

- место пожара, масштаб и характер аварии;

- возможные последствия аварии;

- оптимальные организационно-технические решения по ограничению масштаба пожара;

- наличие источников водоснабжения и пути подъезда к ним;

- количество людей и техники, задействованных на ликвидации аварии;

- количество пострадавших на аварии.

Регламент боевых действий при ликвидации пожара:

После прибытия сил пожарной охраны операцию по ликвидации пожара возглавляет прибывший с силами старший начальник от ГПС России, который выполняет обязанности руководителя тушения пожара.

Руководитель тушения пожара организует боевые действия по ликвидации пожара, несет ответственность за исход этих действий, за безопасность личного состава и сохранность техники, привлекаемой для тушения пожара.

В зависимости от количества прибывших на пожар сил и средств пожарной охраны руководство тушением пожара осуществляют:

- при работе одного караула - старшее должностное лицо, возглавляющее караул или оперативный дежурный гарнизона;

- при работе двух и более подразделений - старшее должностное лицо, возглавляющее подразделение (дежурный караул), в районе выезда которого возник пожар или должностное лицо, допущенное к руководству тушением пожара в соответствии с порядком, установленным в гарнизоне, в том числе начальник гарнизона.

Обязанности руководителя тушения пожара:

1) Обеспечивает управление боевыми действиями по тушению пожара.

2) Обеспечивает взаимодействие с АСФ и КЧС и ОПБ СПД, привлекаемыми к тушению пожара.

3) Устанавливает границы территории, на которой осуществляются боевые действия по тушению пожара, и порядок указанных действий.

4) Проводит разведку пожара, определяет его номер (ранг), вызывает силы и средства в количестве, достаточном для ликвидации пожара.

5) Принимает решения о спасении людей и имущества при пожаре и иные решения, в том числе ограничивающие права должностных лиц и граждан на территории пожара.

6) Определяет решающее направление на основе данных, полученных при разведке пожара.

7) Производит расстановку прибывающих сил и средств с учетом выбранного решающего направления, обеспечивает бесперебойную подачу огнетушащих веществ.

8) Принимает решения об использовании на пожаре подразделений газодымозащитной службы (ГДЗС), а также других специальных служб гарнизона пожарной охраны.

9) Организует связь на пожаре с оперативным штабом, боевыми участками (секторами), участниками тушения, взаимодействующими службами, поддерживает непрерывную связь с диспетчером гарнизона.

10) Обеспечивает выполнение правил охраны труда и техники безопасности, доводит до участников тушения пожара информацию о возникновении угрозы для их жизни и здоровья.

11) Принимает меры к установлению причины пожара.

Оперативный штаб создают в следующих ситуациях:

- на тушение пожара привлечены силы и средства по повышенному номеру (рангу) пожара;
- на месте пожара организовано три и более боевых участков;
- необходимо детальное согласование с руководством объекта действий по тушению пожара.

Основными задачами оперативного штаба являются:

- сбор, обработка и анализ данных об обстановке на пожаре, передача необходимой информации КСЧС и дежурному диспетчеру;
- определение потребности в силах и средствах, подготовка соответствующих предложений для КСЧС;
- обеспечение контроля за выполнением поставленных задач;
- организация подготовки и обеспечение ведения боевых действий по тушению пожара;
- обеспечение работы ГДЗС и связи на пожаре;
- учет сил и средств на пожаре, расстановка их по боевым участкам (секторам), ведение документации; предусмотренной боевым уставом пожарной охраны; создание на пожаре резерва сил и средств;
- обеспечение мероприятий по охране труда и технике безопасности личного состава на пожаре;
- реализация мер по поддержанию боевой готовности сил и средств, участвующих в тушении пожара.

Обязанности начальника тыла:

Для организации работы тыла на крупных пожарах назначается начальник тыла. В его задачи входят:

- разведка водоисточников, выбор насосно-рукавных систем, встреча и расстановка на водоисточники пожарной техники; создание необходимого резерва сил и средств;
- обеспечение бесперебойной подачи огнетушащих веществ, организация доставки к месту пожара специальных огнетушащих веществ и материалов; обеспечение личного состава боевой одеждой и средствами защиты органов дыхания;
- обеспечение пожарной техники ГСМ и другими эксплуатационными материалами;
- восстановление работоспособности пожарных машин и оборудования, пожарно-технического вооружения.

При развитии пожароопасной ситуации или пожара до масштаба чрезвычайной ситуации руководитель работ обеспечивает координацию взаимодействия работников СПД с оперативными пожарными подразделениями МЧС России.

Более подробно вопросы тушения пожаров на объектах Компании рассмотрены в Планах тушения пожаров УПН и ПСН (Приложение 3.6).

### **2.2.7. Меры безопасности при проведении работ по ЛЧС(Н).**

К работам по сбору разлитой нефти допускаются работники в соответствующей одежде, обуви и обеспеченные средствами индивидуальной защиты (шланговыми или изолирующими противогазами, защитными очками, предохранительными поясами и т.п.) в соответствии с Типовыми отраслевыми нормами выдачи рабочим и служащим спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты. Лица, работающие непосредственно со средствами сбора нефти на береговой полосе, должны работать в резиновых сапогах, а работающие на мелководье – в болотных сапогах. Спецодежда и другие средства индивидуальной защиты, применяемые в аварийно-спасательных формированиях, должны иметь сертификат соответствия. Требования к испытаниям, эксплуатации и уходу за средствами индивидуальной и коллективной защиты определяются соответствующими стандартами и техническими условиями, и требованиями органов по делам ГО и ЧС Нефтеюганского района и Ханты-Мансийского автономного округа.

При работе на воде (катер, шлюпки, лодка) все работающие должны быть в спасательных жилетах. Для переходов с судов на берег устанавливаются трапы шириной не менее 600 мм с надежными поручнями.

К ведению огневых работ сварщики допускаются в теплостойких костюмах, защищающих от искр, брызг расплавленного металла и окалины. Выдаваемая спецодежда и обувь должна отвечать требованиям государственных стандартов или технических условий и соответствовать размеру работающего. Запрещается работа в одежде и обуви, пропитанных нефтью или легковоспламеняющимися жидкостями.

Для обеспечения рабочих и служащих предприятия имуществом гражданской обороны в Компании созданы запасы необходимого имущества.

Для повышения выполнения безопасности работ необходимо соблюдать следующие общие требования:

- запрещается перевозить людей в непригодных для этого транспортных средствах;

- запрещается использовать этилированный бензин как растворитель для мытья рук, очистки одежды, деталей механизмов и инструмента;

- запрещается эксплуатация технических средств, необорудованных искрогасителями, а также в режимах и условиях, не отвечающих эксплуатационным характеристикам;

- запрещается подавать пар на устройства, используемые вручную. Температура воды, подаваемой на такие устройства должна быть не более 60 °С;

- к управлению техническими средствами допускаются лица, прошедшие специальную подготовку и имеющие на это свидетельство;

- применение сорбентов, растворителей, моющих средств должно осуществляться в соответствии с инструкциями по их применению;

- работы по сбору нефти в ночное время, как правило, не производятся, но вспомогательные работы (разгрузку нефтесборщиков, разогрев нефти, транспортировку и т.п.) целесообразно выполнять круглосуточно, поэтому должны быть предусмотрены меры безопасности труда в ночное время (освещение, охрана).

При проведении аварийно-спасательных работ продолжительностью более 12 часов для работающих должны быть созданы бытовые и санитарные условия в соответствии с действующими нормами. Персонал, участвующий в ликвидации аварий, должен быть обеспечен горячей пищей, сухим пайком.

Все электрооборудование, металлическая облицовка и рама передвижного вагончика, используемого для отдыха рабочих, обогрева и приема пищи в период выполнения АВР, должны быть надежно заземлены. Подача электроэнергии в незаземленные вагончики не допускается. Для



местного освещения вагончика должны применяться светильники взрывозащищенного исполнения. В помещении вагончика не разрешается:

- хранить смазочные масла и горючие жидкости;
- сушить спецодежду на нагревательных приборах;
- хранить обтирочный материал, одежду и другие предметы, пропитанные легковоспламеняющимися и горючими жидкостями.

На период выполнения аварийно-спасательных работ на месте их проведения может быть организовано дежурство медперсонала.

При размещении рабочих площадок, рабочих мест, проездов ремонтно-строительных машин и транспортных средств, проходов для людей, следует установить опасные для людей зоны, в пределах которых постоянно действуют или потенциально могут действовать опасные производственные факторы.

Опасные зоны должны быть обозначены с учетом направления ветра красными сигнальными флажками, а в темное время – светильниками во взрывозащищенном исполнении, а также знаками с надписями: «Нефть, огнеопасно!», «С огнем не приближаться!», «Не курить!» и т.д.

Все технические средства, не используемые в работе, должны находиться за пределами зоны с разлитой нефтью на расстоянии не менее 100 м. Все агрегаты и механизмы в рабочей зоне следует устанавливать в соответствии с требованиями нормативов, но не ближе чем за 30 м от места разлива нефти с наветренной стороны.

Передвижение технических средств при ликвидации аварии в техническом коридоре, а также в зоне выполнения аварийно-восстановительных работ должно выполняться с учетом требований Правил охраны магистральных нефтепроводов, ВСН 31 -81 и других нормативных документов.

Удаление торфяной массы, начиная с глубины 0,3 м от верха трубы, проводить размывом и откачкой насосами. При ручной доработке котлована рабочий должен работать с дублером и надевать шланговый противогаз и предохранительный пояс со спасательной веревкой. В слабых грунтах и топких местах должен быть устроен настил из бревен, брусков, инвентарных щитов или сланей.

Общая нагрузка технических средств на настил не должна превышать расчетной величины, а для инвентарных покрытий – паспортных данных. Устойчивость работающих на настилах (покрытиях) механизмов должна обеспечиваться креплением.

Работы в колодцах, шурфах или закрытых емкостях следует выполнять, применяя шланговые противогазы, при этом двое рабочих, находясь вне колодца, шурфа или емкости, должны страховать непосредственных исполнителей работ с помощью канатов, прикрепленных к их предохранительным поясам. Рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, переходы в темное время суток должны быть освещены. Светильники рабочего и аварийного освещения должны питаться от разных источников.

В процессе проведения работ по ЛЧС(Н) следует контролировать содержание вредных веществ в воздухе, которое не должно превышать предельно допустимой концентрации по санитарным нормам (не более 300 мг/м<sup>3</sup> по углеводородам).

Работы в ремонтном котловане должны выполняться с соблюдением требований действующих Правил безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов под контролем и руководством руководителя аварийной бригады. При сооружении ремонтного котлована грунт, извлеченный из него, следует размещать на расстоянии не менее 0,5 м от бровки выемки. Перед допуском рабочих в котлованы или траншеи, глубиной более 1,3 м, должна быть проверена устойчивость откосов или крепления стен. Размеры ремонтного котлована должны обеспечить свободное выполнение всех видов. Во время нахождения людей в ремонтном котловане запрещается проводить на бровке работы, связанные с перемещением механизмов.

Если в процессе работы в стенках траншеи появились трещины, грозящие обвалом, то рабочие должны немедленно покинуть ей, стенку с трещинами следует обрушить, грунт удалить и принять меры против обрушения грунта (укрепление стенок траншеи, срезание грунта для увеличения откосов и др.).

Во время ремонтных работ в ремонтном котловане должны находиться только лица, занятые выполнением конкретной работы в данное время.

Концентрация горючих паров и газов в пробах, взятых из ремонтного котлована согласно Правилам пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов, не должна превышать предельно допустимой взрывобезопасной концентрации (ПДВК) - 5 % величины нижнего предела воспламенения паров или газа в воздухе (для нефти 0,07 % объемных единиц или 2,1 мг/дм<sup>3</sup>).

При обнаружении опасных концентраций паров нефти, газа в воздухе необходимо:

- вывести работающих из ремонтного котлована и загазованной зоны;
- приостановить все работы, кроме тех, которые необходимы для обеспечения безопасности;
- известить непосредственного руководителя работ или диспетчера о возникшей опасности;
- ограничить загазованную зону предупредительными знаками, с учетом направления ветра, и выставить посты на границе опасной зоны; принять меры по устранению загазованности.

В случае недостаточного количества лодок и разборных нефтенакопительных емкостей строительство котлованов и обвалований для временного отвода нефти и воды ведется в соответствии с РД 153-112-014-97. При этом должна предусматриваться гидроизоляция полиэтиленовой пленкой, слоем глины или другими способами.

На каждом рабочем месте должна находиться аптечка с необходимым запасом медикаментов и перевязочных материалов по установленному перечню. Весь производственный персонал должен быть обучен способам оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях.

Таким образом, основным направлением работ по охране труда должно быть планомерное осуществление комплекса организационных и технических мероприятий, обеспечивающих создание здоровых и безопасных условий труда и поддержание порядка на производстве. При организации и производстве работ транспорта нефти должна учитываться специфика производства, определяемая опасными свойствами транспортируемых компонентов:

- токсичностью;
- испаряемостью;
- способностью электризоваться;
- взрывоопасностью;
- пожароопасностью;
- коррозионной активностью и т.д.

При проведении аварийно-спасательных работ должны также соблюдаться требования по обеспечению допустимого режима труда, отдыха и реабилитации спасателей с целью поддержания необходимой работоспособности.

Трубопроводы должны ремонтироваться в соответствии с разработанным планом проведения работ, инструкцией по безопасному ведению этих работ и технологической картой при наличии наряда - допуска.

Эти документы до начала ремонтных работ должны быть утверждены главным инженером.

В плане проведения ремонтных работ должны быть точно определены место, объем и порядок проведения подготовительных и основных работ, применяемые приспособления, инструменты и методы, обеспечивающие безопасность работающих.

К плану должны быть приложены схемы ремонтируемого объекта и технологическая карта ремонтных работ. План проведения ремонтных работ составляет руководитель работ, согласовывая его с Управлением промышленной безопасности и охраны труда.

Все работники, обслуживающие объекты системы транспорта нефти, обязаны твердо знать и строго выполнять в объеме возложенных на них обязанностей правила техники безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности.

#### Безопасность при работе на льду:

Перед началом работ на льду следует тщательно проверить его состояние и определить надежность. Лед необходимо обследовать группой в составе не менее трех человек. Расстояние между рабочими, ведущими обследование, должно быть не менее 2,5 м. Толщина льда по всей трассе работ. Для этого во льду сверлятся лунки в шахматном порядке, по обеим сторонам рабочей трассы, на расстоянии 5 м (для майн 15 м) через каждые 20 м по длине (в прибрежной части – через 5 м). По оси прорези и на расстоянии 50 м в обе стороны не должно быть промоин, прорубей и "зависаний" льда, в случае их обнаружения трассу необходимо сместить в сторону. Запрещается ходить по льду при его толщине менее 10 см в зимнее время и менее 20 см - в весеннее время, а также передвигаться на машинах ближе 100 м от кромки майны.

При устройстве майн необходимо выполнять следующие требования:

- вести наблюдение, периодически замерять ледовый покров (в весенний период - ежедневно);
- регулярно получать сводки метеорологической службы;
- движение любых транспортных средств по необследованным участкам ледового покрова не разрешается;
- у майн в месте производства работ должны находиться спасательные средства: (спасательные круги, багры, шесты и спасательные концы);
- рабочие должны быть одеты в спасательные жилеты и иметь пояс со страховым концом;

- для переходов через майну устанавливаются трапы. Трапы должны иметь ограждения высотой не менее 1 м и перекрывать кромку льда не менее чем на 1 м с каждой стороны.

Во время работы ледорезной машины дверцы кабины трактора должны быть открыты, машинист должен быть одет в спасательный жилет.

Не разрешается оставлять бар машины в штробе, прорезанной во льду, при выключенной цепи рабочего органа. Цепь рабочего органа выключается только после того, как подняты бары.

Для разрезания льда на карты в поперечном направлении ледорезную машину следует ставить перпендикулярно к майне от края ее не менее 0,5 м при условии, что лед не поврежден на краях майны.

При удалении карт льда кран или трубоукладчик не должен находиться ближе 1 м от края майны. Строповка карт льда производится специальной сеткой или универсальным стропом (в виде удавки), ветви стропа должны располагаться на 1/4 длины карты с одной стороны.

Такелажники должны пользоваться переносными трапами из досок с поперечными планками. Трапы, укладываемые поперек майны, должны опираться на ее края не менее чем на 1 м. По краям майны также должны быть уложены дощатые щиты.

#### Защита работающих в условиях отрицательных температур:

Для работающего персонала на ликвидации АРН или ЧС(Н) необходимо создать условия, при которых неблагоприятное воздействие сурового климата на организм сводилось к минимуму.

При метеоусловиях, близких к предельным, рекомендуется устанавливать через каждые 50 минут работы десятиминутные перерывы для обогрева. Во всех случаях общего охлаждения и замерзания человека, какой бы степени оно не было, следует срочно его направить в ближайшее медицинское учреждение.

Для предупреждения отморожений необходимо проводить индивидуальные и массовые профилактические мероприятия. Массовая профилактика осуществляется санитарно-разъяснительной работой, своевременным обеспечением работающих на открытом воздухе теплой одеждой и обувью, устройством помещений обогрева, утеплением транспорта, обеспечением регулярного приема горячей пищи, устройством помещений для сушки одежды и обуви в период отдыха и т.д. Индивидуальная профилактика сводится к содержанию в исправном

состоянии одежды и обуви. Помещения для обогрева располагаются на расстоянии 100 м от места работы.

#### Защита работающих от солнечной радиации и гнуса:

В летнее время нормальная температура внутри помещений для работающих должна быть 22-23°C, влажность 40-50%. Окна и двери помещений должны быть затянуты специальной мелкой металлической или нейлоновой сеткой для защиты от кровососущих насекомых (комары, мошки, мокрицы, слепни).

Для защиты от солнечной радиации помещения должны быть окрашены в светлые тона. В местах отдыха работающих устанавливаются навесы, зонты из ткани светлых тонов снаружи и темных тонов внутри.

Летом при температуре воздуха выше температуры кожного покрова человека происходит перегрев организма, что ухудшает самочувствие и снижает работоспособность. В связи с этим летом рекомендуется работы производить в наиболее прохладное время суток.

Ткань, из которой делается спецодежда, должна быть ноской, мягкой, легкой, воздухопроницаемой и не вызывать раздражения кожи. Для защиты от перегревания рекомендуется надевать х/б сетки, которые образуют воздушную прослойку между кожей и верхней рубашкой. Эта воздушная прослойка облегчает испарение пота, уменьшает пропитывание верхней рубашки потом, сохраняя тем самым ее воздухопроницаемость и способность циркуляции воздуха под рубашкой.

#### Противопожарная безопасность:

Мероприятия, проводимые при работах по ЛРН, должны учитывать необходимость предупреждения возникновения пожара:

- определение газоопасных и пожароопасных зон на акватории и в прибрежной полосе по пути распространения разлива нефти;
- введение режима запрета допуска в опасные зоны посторонних лиц и транспортных средств, не принимающих участия в аварийных работах;
- введение режима допуска на территорию опасных зон персонала и техники, участвующих в ликвидации последствий разлива нефти;
- оповещение об опасности людей, находящихся в зоне разлива;
- порядок определения концентрации и температуры вспышки паров углеводородов нефти в воздушной среде рабочей зоны;
- порядок проведения огневых работ и применения технических средств, при ликвидации аварий;

- порядок ввода особого противопожарного режима и другие мероприятия.

Границы газоопасной зоны устанавливаются руководителем работ по ликвидации АРН или ЧС(Н) на основании результатов контроля загазованности воздуха. При этом ширина опасной зоны должна быть не менее 200 метров от ареала распространения нефти и нефтепродуктов.

Места разлива нефти должны ограждаться, например, красными флажками, а в темное время суток – световыми сигналами и освещаться фонарями напряжением не более 12 В с уровнем взрывозащиты, соответствующим категории и группе взрывоопасной смеси.

Вблизи производства аварийных работ должны находиться пожарный автомобиль пенного тушения или цистерна (емкость) вместимостью не менее 1500 л, заполненная водопенным раствором, с пожарной мотопомпой, а также первичные средства пожаротушения (кошма, асбестовое полотно, огнетушители и т. д.) в количестве, предусмотренном нарядом-допуском на выполнение работ повышенной опасности.

В газоопасной зоне запрещается проводить любые работы, не связанные с ликвидацией аварийной ситуации.

Допуск в опасную зону разрешается только персоналу, занятому в аварийных работах. Проезд на территорию газоопасной зоны до полного устранения последствий аварии разрешается только транспорту аварийных бригад. При этом транспорт, с двигателями внутреннего сгорания должен быть оборудован искрогасителями.

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

При температуре вспышки паров нефтеуглеводородов 61°C и ниже допускается применение только оборудования взрывозащищенного исполнения и инструментов, изготовленных из материалов, исключая образование искр при ударах.

В случае непосредственной пожарной опасности для прилегающих предприятий и населенных пунктов руководитель работ по ликвидации АРН должен выйти с предложением в государственные органы исполнительной

власти или органы местного самоуправления на соответствующих территориях об установлении особого противопожарного режима.

Сварочные работы на нефтепроводе:

Сварочные работы на нефтепроводе допускаются при условии, если к месту огневых работ не будут поступать горючие пары и газы. Концентрация горючих паров и газов на ремонтируемом участке между герметизирующими тампонами трубопровода не должна превышать предельно допустимой взрывобезопасной, т.е. 5% от НПВ данного пара или газа в воздухе (для нефти в объемных долях 0,07 % или 2,1 мг/л).

Перед началом огневых работ котлован следует сначала проветрить или провентилировать переносным вентилятором, а затем взять из него пробу воздуха. К работам можно приступать, если содержание паров и газов в воздухе не будет превышать: Сероводорода в смеси с углеводородами 3,0 мг/м<sup>3</sup>, предельных углеводородов - 300 мг/м<sup>3</sup>.

При обнаружении опасных концентраций газов необходимо:

- выйти из загазованной зоны;
- остановить все работы, кроме требуемых по безопасности;
- известить непосредственно руководителя работ или диспетчера;
- ограничить загазованную зону безопасности с учетом направления ветра;
- принять меры к устранению загазованности.

Работы могут быть возобновлены после устранения причин загазованности и утечки. При этом содержание паров нефти или газа не должно превышать ПДК по санитарным нормам.

1. Огневые работы следует выполнять в соответствии с действующими нормативно-техническими документами: Правилами пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов, типовой инструкцией о порядке ведения сварочных и других огневых работ на взрывоопасных, взрывопожароопасных и пожароопасных объектах нефтяной промышленности и Инструкцией по заварке коррозионных язв металла труб нефтепроводов под давлением, правилами пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на объектах народного хозяйства.

2. Огневые работы следует проводить при наличии письменного разрешения, оформленного начальником объекта (цеха, участка). При необходимости ведения огневых работ в темное время ремонтный участок следует освещать.



3. Разрешение на проведение огневых работ (после окончания огневых работ) должно храниться у начальника цеха в течение одного года.

4. В аварийных случаях разрешение на проведение огневых работ на линейной части нефтепроводов утверждает начальник участка производственных работ или его заместитель с обязательным уведомлением руководства объекта, а также представителя надзорного органа в сфере пожарной безопасности. Разрешение продляется до окончания аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе.

5. Разрешение оформляется отдельно на каждый вид огневой работы, и действительно в течение одной дневной смены. Если эти работы не закончены в установленный срок, то срок действия разрешения может быть продлен начальником еще цеха еще на одну смену.

Перечень должностных лиц, ответственных за выполнение подготовительных работ, должен быть оговорен в инструкциях, разработанных на предприятиях.

6. Ответственный за подготовку огневых работ обязан:

- организовать выполнение мероприятий по подготовке оборудования, места и коммуникаций;
- обеспечить своевременный анализ воздушной среды.

7. При проведении огневых работ снаружи емкостей концентрация паров и газов внутри них не должна превышать предельно допустимой взрывной концентрации (ПДВК), равной 5 % от НПВ.

8. Ответственный за проведение огневых работ обязан:

- организовать выполнение мероприятий по безопасному проведению работ;
- провести инструктаж исполнителям огневых работ;
- проверить наличие удостоверения у работников, исправность и комплектность инструмента и средств защиты;
- обеспечить место проведения огневых работ первичными средствами пожаротушения, а работающих - СИЗ противогАЗами, спасательными поясами, защитными очками и щитками);
- руководить непосредственно работами и контролировать их выполнение; следить за состоянием воздушной среды на месте проведения огневых работ, в случае необходимости остановить их, принять меры по ликвидации источника загазованности. Работа может быть возобновлена, если в воздухе рабочей зоны концентрация паров углеводородов и сероводорода не превышает ПДК;

- организовать контроль воздуха рабочей зоны перед началом работ и после перерыва;

- предотвратить возможные очаги пожара после окончания работ.

9. Ответственный за выполнение огневых работ при заварке коррозионных язв обязан:

- проверить исправность и комплектность оборудования, инструмента и приспособлений для выполнения заварки коррозионных язв; не допускать применения костюмов со следами масел, бензина, керосина и других горючих жидкостей;

- иметь план ликвидации аварий на данном участке;

- руководить заваркой коррозионных язв и контролировать выполнение работ; запросить лично у диспетчера цеха сведения о давлении перекачиваемой нефти на ремонтируемом участке и убедиться, что оно не превышает 2 МПа; определить места для страхующих (не менее двух человек) на бровке траншеи и обеспечить непрерывную страховку электрогазосварщика спасательной веревкой, привязанной к его предохранительному поясу с крестообразными лямками;

- следить за давлением в нефтепроводе и в случае его повышения свыше 2 МПа немедленно принять меры к прекращению заварки коррозионных язв;

- следить за тем, чтобы во время заварки коррозионных язв (ремонт нефтепровода без подъема) в траншее не находились люди, не связанные с заваркой язв, и были прекращены все ремонтные работы;

- в случае прожога стенки трубы немедленно сообщить диспетчеру цеха и до приезда аварийно-восстановительной бригады приступить к проведению работ по ликвидации повреждения и тушению загорания;

- при возобновлении заварки коррозионных язв проверить исправность оборудования, инструмента и приспособлений, и только при удовлетворительном по результатам анализа состояния воздушной среды разрешить продолжать работы;

- сообщить лично диспетчеру цеха об окончании заварки коррозионных язв; заполнить журнал сварочных работ при капитальном ремонте нефтепровода.

10. При подготовке к огневым работам начальник цеха совместно с ответственным за подготовку и проведение этих работ определяют опасную зону, границы которой четко обозначают знаками безопасности и надписями,

а также проверяют наличие средств пожаротушения на местах сварочных работ.

11. Коррозионные язвы нефтепровода 1-4 класса диаметром свыше 219 мм необходимо заваривать в процессе капитального ремонта этих нефтепроводов, при остаточной толщине стенки трубы на месте коррозионного разрушения с учетом коррозии внутренней поверхности нефтепровода не менее 5мм как с остановкой перекачки при гидростатическом давлении нефти до 2 МПа, так и без остановки перекачки при давлении нефти до 2 МПа.

12. При заварке коррозионных язв нефтепровода 1-4 классов температура нефти должна быть не выше  $100^{\circ}\text{C}$ , а температура окружающего воздуха не ниже минус  $40^{\circ}\text{C}$ .

13. У места заварки коррозионных язв нефтепровода необходимо расширить траншею, устроить пологий откос для выхода работающих при аварийной ситуации.

14. Оперативный контроль за состоянием условий труда при выполнении технологического процесса заварки следует осуществлять в соответствии с требованиями Положения о ведомственном контроле за состоянием условий труда Единой системы управления охраной труда в нефтяной промышленности.

15. Во время заварки коррозионных язв нефтепровода катодную защиту необходимо отключить.

16. При заварке коррозионных язв на нефтепроводе механизированная колонна по земляным, очистным и изоляционным работам должна находиться на расстоянии не менее 300 м от места проведения ремонтных работ.

17. Слесарные инструменты, которыми пользуются при заварке коррозионных язв, должны соответствовать требованиям ГОСТ.

18. При выполнении ремонтно-монтажных работ сварочные агрегаты должны устанавливаться с наружной стороны обвалования на расстоянии не менее 20м от обвалования резервуаров с нефтью; 50м от открытых нефтеловушек; 100м от эстакад во время слива и налива нефти и 50м, если эти операции не проводят.

19. На предприятии огневые работы разрешается проводить не ближе 20м от насосных по перекачке нефти, резервуарных парков и отдельно стоящих резервуаров с нефтью, от канализационных колодцев и стоков, гидравлических устройств, узлов задвижек.

20. Резать и сваривать нефтепровод на весу запрещается.

21. Во время сварочных работ все другие работы у места сварки должны быть прекращены.

22. Передвижные сварочные установки на время их перемещения необходимо отключить от сети.

23. Сварочные провода должны соединять способом горячей пайки, сварки или с помощью соединительных муфт с изолирующей оболочкой. Места спаянных и варочных соединений сварочных проводов должны быть тщательно изолированы.

24. Электросварочные установки с источником переменного и постоянного тока, предназначенные для сварки в колодцах, резервуарах, металлических емкостях, а также для наружных работ, должны быть оснащены устройствами автоматического отключения напряжения холостого хода или ограничения его до напряжения 12 В с выдержкой времени не более 0,5 с.

25. На электросварочных установках должны быть заземлены корпуса и другие металлические нетоковедущие части оборудования. Кроме того, должно быть предусмотрено заземление зажима вторичной обмотки сварочного трансформатора, к которому подключается обратный провод, соединяющий свариваемое изделие со сварочным трансформатором.

26. Использование в качестве обратного провода сети заземления металлических строительных конструкций зданий, коммуникаций, технологического оборудования запрещается.

27. При выполнении электросварочных работ во взрывоопасных помещениях и наружных установках обратный провод должен быть таким, как провод к электродержателю.

28. Электрооборудование стационарных и передвижных сварочных установок должно быть в защищенном исполнении. Вращающиеся части сварочных генераторов должны быть ограждены.

29. Над сварочными установками, находящимися на открытом воздухе, должен быть навес. При невозможности устройства навеса электросварочные работы во время дождя или снегопада необходимо прекратить.

30. Вырезку «окон» должны проводить специальным режущим устройством без применения огня. При этом необходимо соблюдать условия для предотвращения образования искр и исключения падения вырезанной части трубы внутрь трубопровода.

31. Освобождать трубопровод от нефти через какие-либо разъемы в задвижке запрещается.

32. При заполнении отремонтированного трубопровода нефтью давление следует увеличивать постепенно и равномерно, постоянно контролируя показания приборов.

34. Во время повышения давления в нефтепроводе необходимо:

- вести наблюдение за состоянием отремонтированного участка на расстоянии не ближе 50м;
- не допускать движения транспорта и нахождения людей вблизи отремонтированного участка.

Газосварочные работы на нефтепроводе:

1. Шланги для газовой резки и сварки, используемые в работе, должны соответствовать ГОСТ 9356-75.

2. Шланги должны быть предохранены от попадания искр, ударов, воздействия высоких температур и других повреждений. При укладке не допускается их перекручивание, сплющивание и перегибание,

3. Запрещается присоединять к шлангам вилки и тройники для питания нескольких горелок, а также пользоваться замасленным шлангом.

4. Длина шланга не должна превышать 20 м. В отдельных случаях, при необходимости, длина может быть увеличена с разрешения ответственного за данную работу и ответственного за ПБ и ОТ объекта.

5. Транспортировка кислородных и ацетиленовых баллонов разрешается только на рессорных транспортных средствах, а также на специальных ручных тележках и носилках. При бесконтейнерной транспортировке баллонов необходимо соблюдать следующие требования:

- навинчивать до отказа предохранительные колпаки;
- укладывать баллоны в деревянные гнезда, обитые войлоком или другим мягким материалом. Разрешается применять металлические подкладки с гнездами, оклеенными резиной или другими мягкими материалами;

- прокладывать каждый ряд при погрузке более одного ряда баллонов для предохранения их от соприкосновения друг с другом. Разрешается применять в качестве прокладок пеньковый канат диаметром не менее 25 мм и кольца из резины толщиной не менее 25 мм;

- укладывать баллоны предохранительными колпаками в одну сторону и только поперек кузова автомашины и других транспортных средств;

- укладывать баллоны допускается в пределах высоты бортов автомашины.

6. Хранить заполненные баллоны на открытых площадках следует при надежной защите от воздействия солнечных лучей и атмосферных осадков.

### **2.2.8. Организация мониторинга обстановки и окружающей среды, порядок уточнения обстановки в зоне ЧС(Н).**

Оперативный контроль состояния атмосферы в зоне влияния разлива нефти:

Регулярное получение гидрометеорологической информации и прогнозов имеет целью планирование и уточнение операций по локализации, ликвидации разлива нефти и обеспечение промышленной безопасности и санитарно-эпидемиологических норм в зоне возможного влияния разлива.

Наиболее сложная аварийная обстановка создается при образовании парогазового облака углеводородных газов – зоны (зон) пожаровзрывоопасных концентраций в районе ЧС(Н) в которых может произойти мгновенное поражение людей и материальных ценностей от пожара-вспышки.

Для непрерывного контроля присутствия опасных концентраций газа используется автоматическая система обнаружения горючих газов с источником бесперебойного питания на случай прекращения подачи электроэнергии. Задачей системы является информирование эксплуатационного персонала о присутствии обнаруженного газа и выполнение последовательности операций для сведения к минимуму риска взрыва. Для удовлетворения указанного требования предусмотрено достаточное количество датчиков, рассчитанных на предполагаемые опасную среду и условия окружающей среды, размещенных в подходящих местах для обеспечения эффективного мониторинга участка. Детекторы газа настроены на подачу сигнала «низкой» концентрации газа при 10% нижнего предела взрываемости и сигнала «высокой» концентрации при достижении 50% нижнего предела взрываемости.

Основные принципы системы обнаружения газа следующие:

- обнаружение скоплений горючих газов в зданиях и на открытом пространстве до достижения потенциально опасного уровня;
- ранняя сигнализация для обеспечения безопасной эвакуации людей.

При подтверждении обнаруженного газа производится включение процедуры останова, что позволит перекрыть оборудование и свести минимуму количество горючего газа. На отдельных участках также автоматически включаются системы продувки и противопожарной защиты.

Детекторы газа предусмотрены на участках с источниками газа, а также в закрытых помещениях, где возможно скопление газа.

Детекторы газа предусмотрены в следующих зонах:

- закрытые помещения, относящиеся к опасным зонам;
- входы системы вентиляции, отопления и кондиционирования воздуха в помещении распределительных устройств;
- система обнаружения газовыделений производит избирательный останов в зависимости от расположения и степени критичности оборудования;
- все сигналы системы обнаружения пожара и газовыделений выводятся на пульт главной операторной;
- стационарных систем контроля за радиационной и химической обстановкой на проектируемых объектах не предусматривается.

Радиометрический контроль и производство измерений ионизирующих излучений на территории объекта осуществляется с помощью переносных стандартных рентгенметров-радиометров.

Химический контроль - с помощью переносных приборов химической разведки, которые входят в состав оснащения центральной операторной. В должностные обязанности дежурных операторов будут включены обязанности овладения навыками работы с указанными приборами.

Инструментальный контроль концентрации взрывоопасных газов в зоне РН проводится с помощью газоанализаторов, которыми оснащено АСФ.

В АСФ на вооружении имеются газоанализаторы: «DragerPacEc 2» - 2 шт., «DragerX-am 2000» - 4 шт., «DragerX-am 2500» - 4 шт., «DragerX-am 5000» - 2 шт.; сигнальные усилители газоанализаторов «DragerX-am 5000» - 2 шт.

Данное оборудование предназначено для персонального мониторинга газов, таких как горючие газы и пары, токсичные газы, органические пары, одоранты и амины. Наличие внешнего насоса (опция) в приборах, в комплекте со шлангом длиной до 30 метров, позволяет использовать детектор для предварительных измерений перед входом в замкнутые пространства, например, резервуары, колодцы и т.д. Газоанализаторы оснащены высокочувствительным каталитическим сенсором, который

предупреждает о повышении концентрации опасных веществ. Он не только быстро реагирует на взрывоопасные газы и горючие органические пары, но также обладает высокой устойчивостью к воздействию отравляющих веществ, таких как силикон и сероводород. Использование сигнальных усилителей газоанализаторов дает возможность создать сеть устройств мониторинга рабочей зоны, которая позволяет быстро обеспечить безопасность больших объектов, например трубопроводов или промышленных резервуаров, даже при таких масштабных операциях, как отключение промышленных установок.

Границы газоопасной зоны при ЧС(Н) и ее ликвидации устанавливаются на основании результатов контроля загазованности воздуха. При этом пробы воздуха отбираются по периметру пятна не менее чем в 3-х точках (обычно 4-8), а ширина опасной зоны, в которую осуществляется доступ машин с ДВС, оборудованных искрогасителями и средств ЛРН с электродвигателями во взрывозащищенном исполнении, должна быть не менее 200 метров от ареала распространения нефти. Кроме того, организуется контроль смежных объектов(производственных и селитебных зон), попавших в газоопасную зону или зону оцепления. Состояние воздушной среды в колодцах, котлованах и траншеях должно контролироваться ежедневно перед началом газоопасных работ (РД 39-132-94) в соответствии с Типовой инструкцией по организации безопасного проведения газоопасных работ.

В соответствии с данными о состоянии приземного слоя атмосферы обеспечивается контроль за соблюдением правил и инструкций по безопасному производству работ персоналом, участвующими в ЛЧС(Н). При изменении гидрометеорологической обстановки(особенно направлении и скорости ветра, характеристик стратификации атмосферы)основное внимание уделяется контролю санитарно-эпидемиологических норм в селитебных зонах и объектах сторонних организаций, которые могут оказаться в зоне возможного влияния разлива нефти.

При организации гидрометеорологического мониторинга и прогнозирования в рамках обеспечения мероприятий по ЛРН, кроме того, учитываются факторы, отражающиеся на работоспособности персонала (резкие перепады атмосферного давления воздуха и температур, низкие и высокие температуры), выполнении технологических операций ЛРН и расширении зоны ЧС(Н) (штормовые ветры, ливни). Последнее особенно важно при локализации разлива нефти на водных объектах и их



водоохраннх зонах, где за счет дождевых паводков может произойти значительный подъем уровня воды.

Оперативный контроль состояния водных объектов в зоне влияния разлива нефти или нефтепродуктов:

Оперативный контроль состояния водных объектов (поверхностных и подземных вод) в зоне влияния разлива нефти или нефтепродуктов состоит из подсистем ПК и ЛЭМ. В рамках производственного контроля организуется наблюдение за качеством подземных источников питьевого водоснабжения (артезианских скважин), а при локальном мониторинге – состояние водных объектов и определение зоны влияния разлива.

При производственном контроле организуются пункты наблюдения на границах зон санитарной охраны (ЗСО) подземных водозаборов на территории месторождений, при необходимости на водопроводных сетях, для постоянного контроля качества воды в рабочих поселках, попавших в зону возможного влияния разлива. При этом отбор проб проводится выше источника загрязнения, на границах ЗСО водозаборов и мест проживания рабочего персонала.

При ЛЭМ проводится определение степени загрязнения вод нефтью или нефтепродуктами, для чего организуется отбор проб воды, донных отложений и гидробиологических проб выше источника загрязнения, в створе (на месте загрязнения), ниже по течению на расстоянии до 500 м и в зоне влияния разлива.

Отбор поверхностных вод проводится в соответствии с ГОСТ Р 51592-2000 «Вода. Общие требования к отбору проб». При этом объем пробы должен составлять достаточное количество для последующего определения всех запланированных программой показателей химического состава и физических свойств воды (1,5 литра). Пробу, характеризующую состав и свойства воды в данном месте водного объекта в данный момент времени, получают путем однократного отбора всего требуемого количества воды. При невозможности проанализировать отобранную пробу в установленные для соответствующего вида анализа сроки, необходимо обеспечить ее хранение. В этом случае будет производиться консервация пробы. Консервация, хранение и транспортировка проб поверхностных вод выполняется в соответствии с ГОСТ Р 51592-2000.

Приборы и устройства для отбора, первичной обработки и хранения проб должны соответствовать ГОСТ 17.1.5.04-81. После отбора, пробы переливают в устройства для хранения - пластиковые и стеклянные бутылки,

которые, в зависимости от определяемого показателя, предварительно обрабатывают соответствующими химическими реактивами, дистиллированной водой и непосредственно перед отбором пробы - водой из отбираемого водоема и водотока.

В целях обеспечения регламента выполнения работ по ЛРН проводится визуальный контроль наличия нефти или нефтепродуктов за границей устанавливаемых БЗ. В случае обнаружения радужных пленок принимаются меры препятствующие распространению зоны загрязнения (устанавливаются дополнительные рубежи БЗ, сорбирующих изделий или обработка поверхности диспергентами). Для ориентировочной количественной оценки разлитой нефти на водной поверхности наиболее простой - визуальный способ оценки нефтяного загрязнения приведен в табл. 2.2.8.2.

Таблица 2.2.8.2

Внешний вид нефтяной пленки на поверхности воды в зависимости от количества нефти

Внешний вид нефтяной пленки	Толщина пленки нефти, мкм	Количество нефти на единицу поверхности, г/м <sup>2</sup>
Едва заметная пленка при хорошей освещенности	0,038	0,032
Серебристый отблеск	0,076	0,065
Пятна и радужные пленки нефти на поверхности воды	0,152-0,304	0,129-0,258
Тускло окрашенные пятна и пленки нефти на большей части поверхности воды, берега и прибрежная растительность загрязнены нефтью	1,016	0,85
Темно окрашенная пленка нефти (видна и при сильном волнении) берега и прибрежная растительность загрязнены нефтью	2,032	1,7

При обеспечении мероприятий по ЛРН на водных объектах особое внимание обращается на неблагоприятные гидрометеорологические факторы, которые могут блокировать выполнение работ по ЛРН и привести к

расширению зоны разлива (сильные ветра, ливни, начало ледостава или ледохода).

В зимнее время в целях обеспечения требования техники безопасности важно контролировать толщину ледяного покрова. При выполнении мероприятий по ЛРН на водных объектах желательно предусмотреть меры, ограничивающие загрязнение береговой полосы (особенно заросшей водной и гидрофильной растительностью) и мест обитания водоплавающих птиц и животных (особенно занесенных в Красную книгу РФ и Красную книгу ХМАО-Югры).

Оперативный контроль состояния почвенного, растительного покрова и животного мира территорий в зоне влияния разлива нефти или нефтепродуктов:

Оперативный контроль состояния территорий в зоне влияния разлива в период проведения мероприятий по ЛРН следует сосредоточить на обеспечении локализации зоны загрязнения и уменьшении площади земельных участков нарушенных в ходе локализации разлива. При этом наблюдения (разведка) на прилегающей территории организуются в зависимости от сложности ландшафта, гидрологической и геохимической обстановки, состава почво-грунтов и растительного покрова.

При обеспечении мероприятий по ЛРН на территориях особое внимание обращается на неблагоприятные гидрометеорологические факторы, которые могут привести к расширению зоны разлива (ливни, начало таяния снега, ледоход, оттаивание болот). При выполнении мероприятий по ЛРН на территориях желательно предусмотреть меры ограничивающие загрязнения селитебных территорий, транспортных магистралей (в т.ч. на водных объектах), прибрежных и водоохраных зон (особенно заросшей прибрежной и гидрофильной растительностью), болот и ценных массивов лесов.

После локализации разлива проводится маркшейдерская съемка территории, подвергшейся загрязнению и нарушенной при выполнении мероприятий по ЛРН, определения количества загрязняющих веществ на территории и в грунтах. При этом основное внимание обращается на инструментальное определение остаточного содержания нефтепродуктов и активной реакции (рН) грунтов, которые определяют дальнейший выбор технологии рекультивации земель и применения агротехнических мероприятий и в конечном итоге влияют на стоимость разработки проектно-сметной документации и проведения рекультивационных работ.

Отбор проб почвы осуществляется согласно ГОСТ 17.4.4.02 – 84 «Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа» и ГОСТ 17.4.3.01-83. «Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб».

Пробы отбираются на площадках из одного или нескольких слоев, или горизонтов с таким расчетом, чтобы каждая проба представляла собой часть почвы, типичной для генетических горизонтов, или слоев данного типа почвы, с учетом вертикальной структуры, неоднородности покрова почвы, рельефа и с учетом особенностей, загрязняющих веществ или организмов.

Пробы отбираются ножом или пластмассовым совком. Масса пробы должна составлять не менее 1,0 кг. Отобранные пробы нумеруются и регистрируются в журнале, с указанием следующих данных: порядковый номер, место взятия пробы, рельеф местности, тип почвы, вид загрязнения, дата отбора. Непосредственно к пробам прикрепляются этикетки с указанием места и даты отбора пробы, номера почвенного разреза, почвенной разности, горизонта и глубины взятия пробы, фамилии исследователя. В процессе транспортировки и хранения почвенных проб принимаются меры по предупреждению возможности их вторичного загрязнения.

Пробы, отобранные для химического анализа, упаковываются и транспортируются в емкостях из химически нейтрального материала - полиэтиленовых пакетах. Для контроля загрязнения нефтью и нефтепродуктами, пробы отбираются послойно с глубины 0-5 и 5-20 см, массой 200 г каждая.

Для ведения почвенно-экологического мониторинга целесообразно привлекать специалистов-почвоведов, обеспечивающих сбор почвенных образцов и определения вышеуказанных параметров, требующих их выполнения непосредственно в полевых условиях. Остальные определения (особенно содержания загрязнителей) следует выполнять в крупных химико-аналитических лабораториях с обеспечением максимально быстрой доставки в них почвенных образцов.

Для экотоксикологической оценки почв целесообразно использовать кратность превышения ПДК ( $C_i/PДК_i$ ) конкретного загрязняющего вещества.

Для комплексной же оценки загрязнённости используется индекс загрязнённости почв – ИЗП. Он рассчитывается как среднее из превышений ПДК по таким показателям, как концентрации нефтепродуктов, фосфора, свинца, меди, марганца, цинка, хрома, никеля, фенолов, нитратов, сульфатов, ртути, мышьяка:

$$\text{ИЗП} = 1/N * \sum C_i / \text{ПДК}_i,$$

где

$C_i$  – концентрация компонента,

$N$  – число показателей, используемых для расчета индекса,

$\text{ПДК}_i$  – установленная величина для соответствующего компонента.

В случае отсутствия ПДК загрязняющего вещества (нефтепродукты) кратность превышения ПДК приравнивается к кратности фона ( $c_i/c_{i(\text{фон})}$ ).

Под регионально-фоновым содержанием химических веществ понимается их содержание в почвах территорий, не испытывающих техногенной нагрузки.

Таблица 2.2.8.3

### Критерии индекса загрязнённости почв

Класс качества	Характеристика качества почвы	Величина ИЗП
1	Очень чистая	$\leq 0,2$
2	Чистая	$\geq 0,2$ до 1
3	Умеренно-грязная	$> 1$ до 2
4	Загрязнённая	$> 2$ до 4
5	Грязная	$> 4$ до 6
6	Очень грязная	$> 6$ до 10
7	Чрезвычайно грязная	$\geq 10$

### 2.2.9. Документирование и порядок учета затрат на ЛЧС(Н).

Документирование мероприятий ЛРН проводится в три этапа:

- оповещение;
- текущее документирование в период выполнения операций ЛРН;
- подготовка документов после завершения операций по локализации и ликвидации ЧС(Н).

Вся хронология событий, начиная с момента получения сообщения о факте аварийного разлива нефти и заканчивая возвращением транспортных и технических средств, в пункты постоянной дислокации, регистрируются в оперативных журналах, в журнале событий КЧС и ОПБ, а также в отчетах и сводках.

После завершения всех видов работ по ЛЧС(Н) СПД полностью компенсирует все расходы, которые понесли взаимодействующие подразделения при участии в работах по ЛЧС(Н).

В срок, не превышающий 30 суток по окончании ЛЧС(Н), КЧС и ОПБ СПД представляет отчет о проделанной работе в порядке, установленном постановлением Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2002 г. № 240.

Основные требования к отчету по ЛЧС(Н):

- аннотация, содержащая сведения об источнике ЧС(Н), развитии ЧС(Н), её трансформации, принятии решения о начале, временном и окончательном прекращении операции по ЛЧС(Н);
- причины, обстоятельства и последствия ЧС(Н) для населения, окружающей среды и объектов экономики;
- оценка действий органов управления и сил при ЛЧС(Н), а также организации применения специальных технических средств;
- затраты на ЛЧС(Н), возмещение ущерба окружающей среде и водным биологическим ресурсам;
- уровень остаточного загрязнения и состояние технологического оборудования;
- предложения по технологиям выполнения работ и оснащению АСФ(Н);
- рекомендации по предотвращению возникновения подобных источников ЧС(Н), приемам и технологиям ЛЧС(Н), а также необходимость внесения изменений и дополнений в Планы и Календарные планы организаций.

Типовая структура отчета по выполнению мероприятий, направленных на предупреждение, ликвидацию разливов нефти, нефтепродуктов, газового конденсата, подтоварной воды на территории ХМАО-Югры, включая выполнение программ природоохранных и природовосстановительных мероприятий и программ работ по строительству, реконструкции и капитальному ремонту трубопроводов и площадных объектов производственной инфраструктуры утверждена постановлением Правительства ХМАО-Югры от 14.01.2011 №5-п.

Процедуры отчетности, применяемые при ликвидации последствий ЧС, различаются в зависимости от сути происшествия и места реагирования. Важно, чтобы все действия и стратегии реагирования были зафиксированы централизованно, что позволит сохранить информацию о происшествии.

### **3. ЛИКВИДАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ЧС(Н).**

#### **3.1. Ликвидация загрязнений территорий и водных объектов.**

##### **3.1.1. Материально-техническое обеспечение.**

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 10.11.1996 г. № 1340, для успешного проведения операций по ЛЧС(Н) Компанией организовано материально-техническое обеспечение формирований, участвующих в ликвидации ЧС(Н) и их последствий, включающее снабжение транспортом и техническими средствами, стационарными и мобильными средствами связи, горюче-смазочными материалами, средствами индивидуальной защиты, медикаментами и продовольствием.

Эффективность управления определяется оперативностью и целесообразностью принимаемых решений по ликвидации последствий ЧС(Н), а также достаточным и своевременным обеспечением сил и средств, привлекаемых для работ, материально-техническими и иными ресурсами.

##### **3.1.2. Технологии и способы сбора разлитой нефти и порядок их применения.**

Основным видом работ по ликвидации разлива является механический сбор разлитой нефти. Поэтому, наряду с принятием решения о проведении работ по ликвидации разлива нефти членами группы по ЛЧС(Н) совместно с привлекаемыми специалистами осуществляется выбор наиболее оптимальной (базовой) технологии сбора разлитой нефти в сложившейся обстановке.

Технологии и специальные технические средства, выбранные для механического сбора с поверхности почвы или воды, должны обеспечивать максимально быстрый сбор разлитой нефти. Они не должны приводить к необоснованному увеличению объемов загрязненных отходов и исключать вторичное загрязнение окружающей среды.

Технологии механического сбора нефти должны быть применимы в достаточно широком диапазоне температур окружающей среды. Специальные технические средства должны быть пожаробезопасны, выполнены во взрывозащищенном исполнении и просты в эксплуатации.

В случае разлива нефти выбор технологии производится исходя из ландшафтной приуроченности разлива (суходол, болото, пойма, озеро,

водоток и т.п.), объемов разлива, климатических и гидрологических условий, удаленности и доступности места разлива для проезда технических средств согласно схеме, приведенной на рис.3.1.2.1.

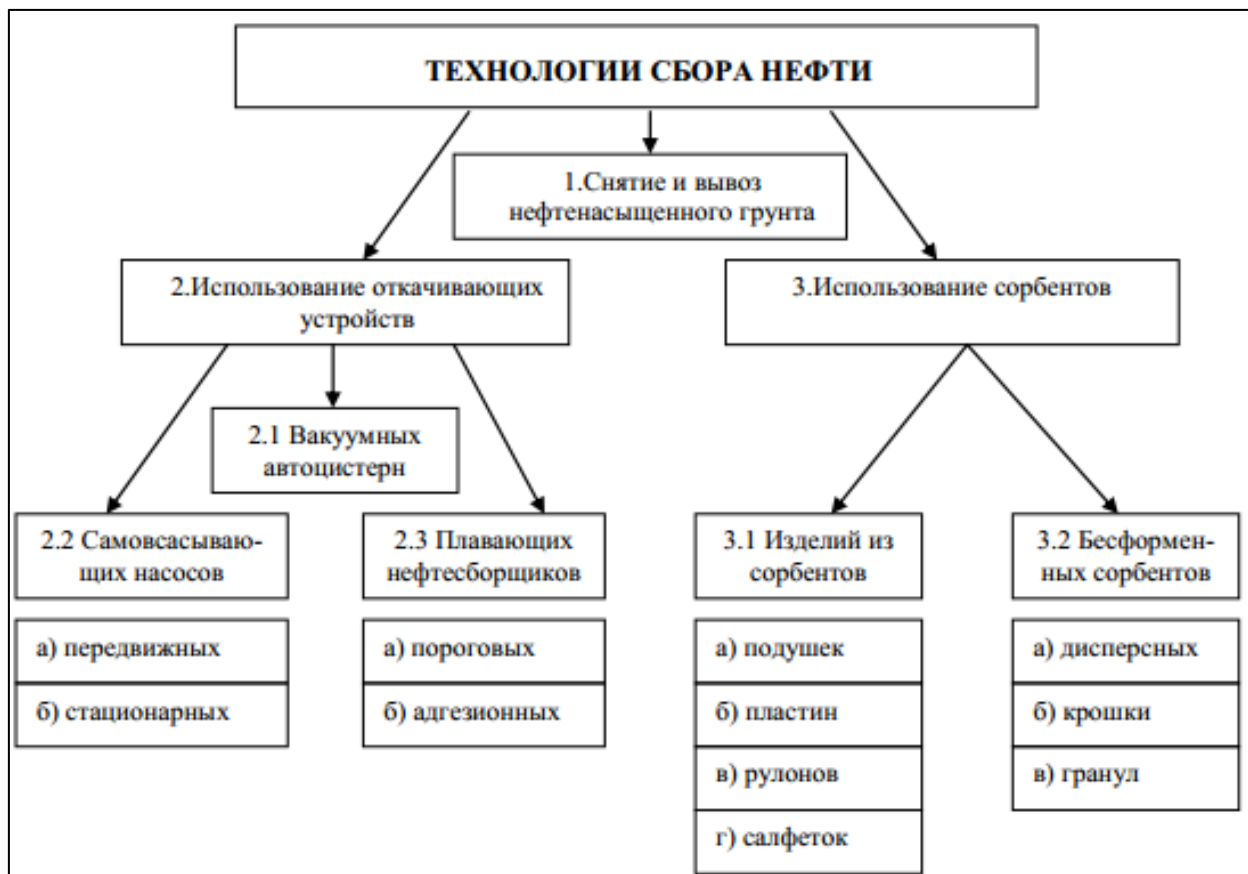


Рисунок 3.1.2.1. Схема выбора технологии сбора нефти.

### 1. Снятие нефтенасыщенного грунта с последующим его вывозом и обезвреживанием.

Данная технология приемлема в случае небольших разливов нефти (не более 10-20 т) на ограниченном участке незалесенной и необводненной земной поверхности (до 2000 м<sup>2</sup>), в пределах границ землеотвода объектов предприятия, доступном для подъезда и проезда необходимых технических средств (бульдозера и/или экскаватора, автосамосвалов) и сложенном рыхлыми грунтами (песок, супесь, торф).

Она позволяет в кратчайшие сроки (2-3 суток) полностью ликвидировать разлив нефти на рельефе и предотвратить какое-либо вторичное нефтяное загрязнение прилегающих природных территорий, поверхностных и грунтовых вод за счет возможной миграции и смыва нефтяных компонентов. Как правило, применяется при ликвидации аварийных разливов на отсыпанных нефтепромысловых



площадках(площадках ЦПС и ДНС, площадках скважин) или на суходольных поверхностях вдоль коридоров коммуникаций (придорожные полосы).

Кроме этого, снятие нефтенасыщенного грунта может применяться и в случае больших разливах нефти на его отдельных сильно загрязненных участках, после сбора основной массы остаточной нефти.

Цикл работ в рамках указанной технологии распределяется по следующим этапам:

А) Сгребание с помощью бульдозера (автогрейдера, ковша экскаватора)пропитанного нефтью грунта в одну кучу (желательно на брезентовое или любое другое водонепроницаемое основание).

Б) Погрузка с помощью экскаватора нефтезагрязненного грунта на автосамосвалы с герметичными кузовами.

В) Вывоз нефтезагрязненного грунта в шламонакопитель.

Мощность снимаемого слоя нефтезагрязненного грунта должна составлять: толщина пропитанного нефтью верхнего почвенного слоя + 10 см подстилающей почвенной поверхности (необходима для связывания свободной нефти).

При погрузке нефтезагрязненного грунта на автосамосвалы необходимо следить затем, чтобы свободная нефть, стекающая из грунта, не выплескивалась через борта машин на рельеф.

Вывоз нефтезагрязненного грунта должен осуществляться либо во временный (на период ликвидации аварии) гидроизолированный нефтешламонакопитель, либо сразу же к месту его обезвреживания (санционированный шламонакопитель для нефтесодержащих отходов).

2. Использование откачивающих устройств – это традиционная и наиболеераспространенная в нашем регионе технология сбора нефти.

По данной технологии наибольшая производительность и эффективность сбора нефти достигается на водной поверхности, при этом в последствии отпадает необходимость очистки нефтезагрязненного почвогрунта на месте разлива. Исходя из этого, работы по ликвидации разлива нефти, проводимые даже на суходольной поверхности, должны в первую очередь предусматривать (по возможности, с учетом гидрологических условий)создание ограниченного пространства водной поверхности. При этом в зависимости от месторасположения и площади разлива применяется один из методов:

- сплошное заводнение участка разлива в пределах защитного обвалования с организацией притока нефти к месту ее сбора;
- создание и заводнение земляного котлована-нефтенакопителя в естественном понижении рельефа по направлению движения потока нефти (место сбора нефти) с организацией притока нефти.

Заводнение осуществляется с помощью поднятия уровня естественных грунтовых(болотных) вод, либо с помощью интенсивной закачки потребного количества пресной воды из ближайших водных объектов или системы технического водоснабжения(используются имеющиеся мотопомпы с пожарными рукавами; водяные насосы и/или привлекаемые пожарные средства).

Кроме этого, необходимо отметить, что мотопомпы также эффективны при проведении работ по зачистке нефтезагрязненных берегов (смыв нефти сильным напором воды), особенно при использовании специальных ПАВ (типа сульфанол, ОП-7, ОП-10,превоцел и др.).

Цикл работ по сбору нефти в рамках рассматриваемой технологии распределяется по пяти составляющим этапам:

- 1) Организация подтока разлитой нефти к месту аккумуляции (накопления) и сбора нефти, при этом необходимо исключить обратную миграцию нефти.
- 2) Аккумуляция (накопление) разлитой нефти в месте(-ах) ее сбора.
- 3) Откачка нефти в стационарные и/или передвижные емкости.
- 4) Предварительная подготовка нефти к транспортировке (в случае откачки чистой нефти данный этап может опускаться).
- 5) Транспортировка собранной нефти на пункты подготовки нефти (ЦПС, ДНС), а также полигоны.

Подток нефти к месту сбора и ее аккумуляция производится:

- на водной поверхности водотоков с помощью направляющих БЗЗ;
- на водной поверхности водоемов с помощью удерживающих БЗ;
- на суходольной поверхности с помощью оборудуемой системы направляющих канав(борозд) и нефтеприемного земляного резервуара или простым смывом водой из пожарных лафетов в естественное понижение рельефа (яма, овраг и т.д.).

В зависимости от характера аварии и от местных условий для сбора и последующей откачки разлитой нефти могут быть использованы следующие сооружения и емкости:

- земляные амбары, котлованы, обвалования или ямы-накопители, емкости существующих защитных противопожарных сооружений или естественные складки местности;

- система заранее подготовленных (например, мелиоративных) каналов, траншей;

- мягкие резинотканевые резервуары или другие емкости.

Выбор типа откачивающего устройства зависит от толщины слоя разлитой нефти, ее объема и консистенции (жидкая, вязкая или густая), от месторасположения разлива и доступности для транспорта места сбора нефти.

Применение плавающего(-их) нефтесборщика(-ов) порогового или адгезионного типа наиболее эффективно при небольших и средних объемах разлива нефти (до 50 т) наводной поверхности и в теплую погоду.

На акваториях рек для сбора нефти, как правило, применяют пороговые сборщики с установленными на них насосами (10-60 м<sup>3</sup>/ч), в том числе вакуумными насосными установками (ВНУ). В целях устранения возможного прорывания нефти под боковым заграждением необходимо располагать нефтесборщики в одном ряду с заграждением, обеспечивая возможность протекания основной массы водяного потока под нефтесборщиками. При этом производительность нефтесборщиков должна быть выше возможного поступления нефти.

На акваториях озер, прудов, где спокойная вода, для сбора нефти с поверхности обычно используются скиммерные установки адгезионного типа, включая щеточные.

Применение стационарного(-ых) самовсасывающего(-их) насоса(-ов) оправдано при больших объемах разлитой нефти (свыше 50 т) различной консистенции на различной поверхности в удаленных и труднодоступных местах сбора, а передвижных – при больших объемах разлива в местах сбора, имеющих удобные подъездные пути.

Вакуумные автоцистерны являются самым универсальным типом откачивающих устройств. Они могут применяться на разливах нефти различного масштаба, различной консистенции и на различной поверхности. Определяющими критериями для их использования являются наличие подъездов к месту(-ам) сбора и экономическая целесообразность.

Откачка нефти производится либо в стационарные резервуары (временный земляной гидроизолированный амбар; разборные резинотканевые резервуары, технологические емкости различного объема),

либо в передвижные автоцистерны, либо (для чистой нефти) непосредственно в систему нефтесбора.

Предварительная подготовка откаченной нефти заключается в сливе отстоявшейся водной фазы и/или ручной уборке крупного мусора (древесных остатков, травы и т.д.).

Транспортировка собранной нефти на пункт подготовки нефти для ее последующего сырьевого использования может производиться следующими способами:

- по временной линии из НКТ нефть откачивается из стационарного резервуара через вантуз в ближайший нефтесборный трубопровод (откачка ведется с помощью ЦА-320);

- нефть откачивается из стационарного резервуара в автоцистерну и перевозится либо до ближайшей точки врезки в нефтесборный трубопровод и закачивается в него с помощью ЦА-320, либо перевозится непосредственно на ближайшую УПН (УПСВ);

- собранная нефть вакуумными автоцистернами сразу же перевозится на ближайшую УПН (УПСВ).

При откачке нефти в зимнее время используют передвижные парогенераторные установки для подогрева верхних слоев воды и плавающей нефти.

При понижении уровня воды в загрязненном водном объекте разлитая нефть может оказаться на берегу на значительном расстоянии от воды. В этом случае ее смыв к приемному устройству нефтесборщика невозможен. Если позволяют рельеф и прочность грунта, применяют бульдозеры, ковшовые экскаваторы, скреперы и т. д. Сгребая нефть, машины захватывают слой грунта, поэтому для вывоза загрязненного грунта необходимы автомобили повышенной проходимости. Если рельеф местности не позволяет использовать землеройную технику, сбор нефти на расстоянии до 50-60 м от места приема производят вакуумными или пневмотранспортными установками.

Очистка береговой линии – процесс более трудоемкий, требующий привлечения специализированных средств, реагентов и оборудования. Важнейшими факторами для выбора той, или иной методологии очистки являются:

- тип берега;
- количество и вид нефтепродукта в прибрежной полосе и глубина его проникновения;

- возможность использования специального, тяжелого оборудования, а так же

- наличие подъездных путей, площадок, и т.д.

Как правило, нефть с береговой полосы удаляют с помощью пожарных стволов в заранее огражденную часть акватории, где она собирается с помощью расположенных там нефтесборных устройств. Плавающее загрязнение устанавливают на расстоянии 1-2м от берега, а нефть, скопившуюся между камнями, посыпают сорбентом, вымывают струей воды в сторону загрязнения.

После очистки небольшого участка береговой полосы, плавающие ограждения перемещают к кромке нефтяного пятна и вновь проводят следующий цикл очистки береговой полосы и водной поверхности. Струями воды нефтепродукты сгоняются к нефтесборному устройству. Скорость перемещения плавающих ограждений не должна превышать 0,1 м/сек во избежание проникновения нефтепродуктов под ограждение.

Давление воды, подаваемой из стволов, регулируется в зависимости от целей: для смыва нефтепродуктов с грунта и перемещения их по поверхности воды достаточно давления 0.2-0.3 МПа, а для сгона на расстоянии 15-20 м и смыва загустевшей нефти – 0.6-0.8 МПа.

При низких температурах среды, или при значительной вязкости загрязнителя, целесообразно применение теплой (подогретой с помощью парогенератора) воды.

При сравнительно небольшой концентрации нефтепродуктов, осуществляется непосредственный смыв растворами, которые, обладая свойствами поверхностно-активного вещества, облегчают удаление нефтепродуктов с береговой линии, после чего происходит быстрое биологическое разложение загрязнителя в водной среде (при наличии, как правило, достаточного количества биогенных элементов).

Особенности локализации и сбора нефти на водных объектах в зимнее время при наличии ледового покрова:

Традиционная технология локализации и сбора нефти в зимних условиях предусматривает следующие операции:

- на поверхности водоема в зоне разлива нефти обкалывают лед;
- в образовавшейся полынье устанавливают БЗ из материалов, имеющих повышенную прочность (сталь, стеклопластик и т. д.);
- в свободную ото льда зону вводят нефтесборщик с источником горячей воды или пара на борту;

- загрязненный нефтью лед собирают в приемную ванну нефтесборщика, откуда черпаком перебрасывают в мусорный контейнер, где отмывают теплой водой;

- вода с нефтью должна стекать в приемную ванну нефтесборщика.

Для разогрева и смыва вязкой нефти требуется пар, подаваемый с расходом 200-300кг/ч на 1 т нефти.

Также локализация нефти и направление ее в зону сбора в условиях наличия ледового покрова проводится в результате создания во льду направляющих ледовых прорезей.

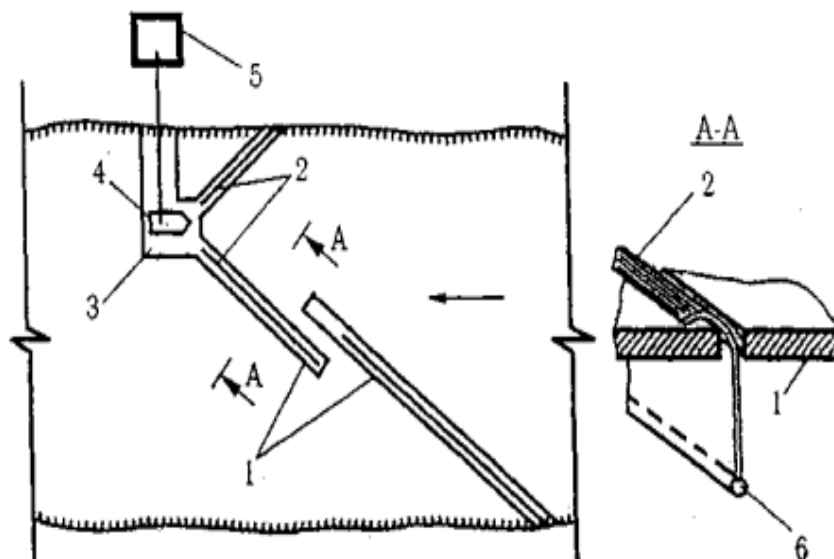
Прорези располагают под углом к течению реки в зависимости от скорости в соответствии с рекомендуемыми углами установки БЗ. В конце направляющей прорези сооружают майну для размещения нефтесборщика и вспомогательного оборудования.

Ширина прорези выбирается с расчетом всплытия нефтяных частиц в зависимости от скорости течения и толщины льда. В соответствии с зарубежным опытом рекомендуемая ширина прорезей должна быть не менее 3 м.

Для сооружения майн и прорезей при небольшой толщине ледового покрова рекомендуются цепные бензо- или электропилы, при толщине льда от 0,25 до 1,1 м – ледорезные фрезерные самоходные машины ЛФМ, а при толщине льда более 1 м – двухбаровые машины БР-000-00. Причем при работе ледорезной техники необходимо выполнять требования техники безопасности (ТБ), а также контролировать толщину ледяного покрова.

В зимних условиях для локализации и направления нефти к месту сбора предпочтительнее применять металлические БЗ. Надувные БЗ могут использоваться только на открытых участках воды.

В зимних условиях для локализации и направления нефти можно применять листовые материалы в виде непрерывного полотна, опускаемого на глубину 0,5-0,7 м и вмораживаемого верхней кромкой в лед. Схема локализации и направления нефтяного пятна приведена на рис.3.1.2.2.



1- прорезь; 2 – полотно заграждения; 3 – майна; 4 – нефтесборщик; 5 – вакуумная установка; 6 – утяжеляющий груз.

Рисунок 3.1.2.2. Схема локализации и направления нефтяного пятна в зимних условиях.

3. Технология сбора разлитой нефти с помощью сорбентов применяется на всех мелких разливах (до 0,5 т), а также на небольших разливах (до 2-3 т), удаленных от автодороги/или расположенных в труднодоступных местах (болото, лесной массив и т.п.). Кроме этого, сорбенты могут быть использованы при разливе любого масштаба для максимального и оперативного связывания растекающейся нефти, распространение которой угрожает серьезным загрязнением водного объекта и/или зоны особой значимости (объекта жизнеобеспечения, экологически чувствительной зоны). Зачастую сорбенты применяют для предотвращения загрязнения берегов водных объектов, на акватории которых произошел аварийный разлив нефти.

Цикл работ в рамках данной технологии распределяется по следующим этапам:

- 1) Распыление сорбента и/или нанесение сорбирующих изделий на разлив нефти.
- 2) Сбор нефтенасыщенного сорбирующего материала.
- 3) Вывоз собранного нефтенасыщенного сорбирующего материала к месту его регенерации или обезвреживания.
- 4) Регенерация (обезвреживание) отработанного сорбирующего материала.

Распыление сорбента непосредственно на разлитую нефть, как правило, производится с помощью специального распылителя ранцевого от компрессора и др. аналогов или методом его рассыпания с борта воздушного судна (легкого самолета, вертолета).

Изделия из сорбентов раскладываются на разливе таким образом, чтобы сконцентрировать массу сорбируемой нефти на минимально возможной площади, к которой при этом имеется возможность подъезда технических средств.

Последующий сбор нефтенасыщенного сорбирующего материала в кучу в зависимости от конкретной обстановки осуществляется либо вручную (грабли, лопаты, носилки), либо с помощью специальной техники (автогрейдер, бульдозер, экскаватор).

Собранные в кучу отработанные сорбенты и/или сорбирующие изделия погружаются вручную или с помощью экскаватора на автосамосвалы и вывозятся к местам их регенерации или обезвреживания.

Регенерационные установки представляют собой компактные специально оборудованные прессы или отжимающие установки. Они позволяют, во-первых, возвращать ценное природное сырье – нефть – в технологический процесс, а, во-вторых, многократно (не менее 3-х раз) использовать сорбирующие материалы при ликвидации аварийных разливов нефти.

Применение любых сорбирующих материалов при ликвидации аварийного разлива нефти допускается только при реальной возможности их сбора и дальнейшего обезвреживания.

На основе выбранной группой по ЛЧС(Н) базовой технологии сбора нефти, которая не исключает применения по ходу ликвидационных работ и других технологий, составляется оперативный план проведения ликвидационных работ, включающий в себя схему расстановки назначенных технических средств по участку(-ам) сбора нефти и график их обслуживания с назначением не менее 2 операторов на каждую единицу технических средств.

Определяется график обслуживания системы подтока нефти к местам сбора.

График вывоза собранной нефти на ближайшую УПН, УПСВ или закачки в систему нефтесбора должен быть согласован с режимом сбора и предварительной подготовки нефти (отстой и слив водной фазы, выборка крупного мусора и др.).



Необходимое количество материальных и трудовых затрат определяется объемом разлитой нефти и выбранной технологией ее сбора.

Решение о завершении работ (сокращение интенсивности) по ликвидации разлива нефти принимает руководитель группы по ЛЧС(Н) по согласованию с заинтересованными надзорными органами.

Более детальное описание указанных технологий и способов сбора разлитой нефти с различных поверхностей и при разных природно-климатических условиях напроизводственной территории СПД приводится в соответствующих технологических регламентах по рекультивации и разрабатываемых проектах рекультивации конкретных участков нефтезагрязненных земель (водных объектов).

В СПД разработку и реализацию плана работ по локализации и первичному сбору нефти проводит ООО «Ламор-Югра» на основании заключенного договора от 01.12.2013 №MOS/13/0266 (см. Приложение 1.8).

Лицензия и паспорт АСФ ООО «Ламор-Югра» приведены в Приложении 1.8.

### **3.1.3. Организация временного хранения собранной нефти и отходов, технологии и способы их утилизации.**

В СПД деятельность по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I-IV классов лицензирована. Лицензия на осуществление данных видов деятельности приведена в Приложении 1.9.

Объектом централизованного сбора, размещения твердых бытовых и производственных отходов, нефтесодержащих отходов из промысловых установок (УПН, ПСН, кустовых площадок, буровых установок, бригад капитального ремонта скважин), малотоксичных производственных отходов с эксплуатационных объектов и мест аварий служит полигон СПД.

Полигон состоит из следующих объектов:

- амбары для сбора отходов (твердые нефтесодержащие, твердые бытовые, жидкие, отходы бурения, загрязнённый снег);
- мини-инсинератор Форсаж-2М для утилизации промасленной ветоши и картона;
- установка термического обезвреживания (УТО);
- накопительная площадка нефтезагрязнённого грунта;
- резервуар для негорючих шламов V-50м<sup>3</sup>;
- резервуар для горючих нефтешламов V-50м<sup>3</sup>;

- резервуар для нефти V- 50м<sup>3</sup>;
- резервуар дизтоплива V-20м<sup>3</sup>;
- разделитель жидких нефтешламов (флорентина);
- теплообменник;
- резервуар для технической воды V-50м<sup>3</sup>;
- блок автоматики;
- установка очистки жидкости;
- узел откачки нефтешламов из амбара;
- узел подачи жидких нефтешламов и топлива;
- КТП НУ-630;
- КТП НУ 35/0,4кВ;
- установка дозирования химреагента;
- резервная ДЭС-100.3;
- бытовой вагон с санузлом;
- площадка для пропарки контейнеров и бочек;
- контейнерная площадка;
- площадка хранения пустых бочек;
- площадка для металлолома;
- площадка для хранения автомобильных шин;
- площадка для складирования золы;
- склад-навес с оборудованием для переработки ТБО;
- насосная производственного водоснабжения;
- открытый водоём противопожарного запаса воды;
- насосная над артскважиной (2 шт);
- ограждение.

Проектная мощность УТО:

- по твердым бытовым отходам - 3600 т/год;
- по жидким нефтесодержащим отходам - 3600 т/год;
- по нефтезагрязненному грунту - 5400 т/год.

Рабочий процесс УТО включает в себя следующие стадии:

- загрузка твердых отходов или нефтезагрязненного грунта;
- подача жидких отходов на сжигание;
- сжигание жидких и твердых отходов или сжигание жидких отходов с обезвреживанием нефтезагрязненного грунта;
- дожигание дымовых газов;
- охлаждение дымовых газов;
- химическая очистка дымовых газов;

- выгрузка золы.

Сжигание отходов происходит при температуре 850-1000 °С, дожигание дымовых газов - при температуре 1100-1200 °С. Для поддержания требуемых температур сжигания и дожигания используются горелки, работающие на нефти. Для безопасного проведения процесса используются постоянно работающие горелки на дизельном топливе.

Наиболее вредные вероятные выбросы:

- утечка угарного газа в районе площадки загрузки отходов в случае отказа дымососа;

- утечка нефти в случае разгерметизации трубопровода;

- утечка фильтрата с площадки временного складирования отходов.

Наиболее опасные стадии процесса:

- загрузка нефтезагрязненного грунта и твердых отходов;

- сжигание отходов во вращающейся печи;

- приготовление раствора соды.

Средства, обеспечивающие предотвращение или локализацию аварий:

- система противоаварийной защиты;

- акустическая и световая аварийная сигнализация;

- механические предохранительные клапаны на трубопроводах горячей воды, нефти и содового раствора;

- ограждения движущихся и вращающихся частей;

- теплоизоляция и ограждение нагретых поверхностей.

В состав Установки очистки жидкостей входит:

- модуль А (блок центрифугирования);

- модуль Б (котельная);

- модуль В (операторная с блоком подготовки реагентов БПР и блоком управления);

- модуль Г (ёмкость подготовки сырья).

Проектная мощность установки:

- максимальная производительность установки 10 м<sup>3</sup>/ч нефтешлама.

- максимальная гидравлическая производительность установки 20 м<sup>3</sup>/ч жидкости.

Рабочий процесс очистки жидкости включает в себя:

- принцип работ основан на комплексе процессов фильтрации, нагрева и трёхфазной системы центрифугирования сырья с целью его разделения на механические примеси, нефтепродукт и воду. Подача сырья в модуль Г

(ёмкость подготовки сырья Е1) осуществляется двумя способами в зависимости от его типа:

- скважинная жидкость подаётся насосом ВН1;
- нефтешлам насосом подаётся заказчика.

Наиболее вероятные аварийные ситуации:

- разрыв трубопроводов, потеря герметичности соединения между трубопроводами;

- воспламенение нефтепродуктов;
- поражение электрическим током;

Наиболее опасные стадии процесса:

- подача жидких нефтешламов и жидкости;
- подача разогретой жидкости на трикантерную установку;
- приготовление и подача химического реагента;
- высокое давление.

Средства, обеспечивающие предотвращение или локализацию аварий:

- система противоаварийной защиты (системы автоматики, вентиляции);

- акустическая, световая, голосовая аварийная сигнализация;
- механические предохранительные клапаны (СППК) на трубопроводах горячей воды, нефти и химических реагентов;
- ограждения движущихся и вращающихся частей;
- теплоизоляция и ограждение нагретых поверхностей;
- системы автоматики, вентиляции.

В случае возникновения аварийной ситуации, оборудование автоматически блокируется, при этом на панели управления загорается соответствующий индикатор неисправности, а в особо опасных случаях срабатывает звуковой сигнал.

Схема расположения объектов хранения полигона СПД приведена в Приложении 2.5.

### **3.1.4. Технологии и способы реабилитации загрязненных территорий и водных объектов.**

Принятие решения и порядок привлечения специализированных организаций к проведению рекультивационных (восстановительных) работ.

По окончании проведения работ по ликвидации инцидента, локализации и ликвидации разлива нефти на основании зафиксированных в акте расследования инцидента данных по площади загрязнения и натурального

обследования отдел охраны окружающей среды фиксирует участок в журнале регистрации с присвоением номера нефтезагрязненного участка. После подтверждения нефтезагрязненной площади маркшейдерской съемкой разрабатывается программа рекультивации, которая утверждается главным инженером и согласовывается с природоохранными органами.

По указанной программе собственными силами или с привлечением специализированной организации по договору производится паспортизация загрязненного участка, образовавшегося в результате аварийного разлива нефти или подтоварной воды на производственном объекте СПД.

На основе составленного паспорта загрязненного участка в соответствии с требованиями «Порядка организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации», утвержденного постановлением Правительства РФ от 15.04.2002 г. № 240, в установленном порядке разрабатывается и согласовывается конкретный проект его рекультивации (реабилитации).

Мероприятия по организации работ по рекультивации земельных участков и/или реабилитации водных объектов обычно проводятся в следующей последовательности:

- 1) Заключение договора на разработку Проекта рекультивации загрязненного земельного участка (реабилитации водного объекта).
- 2) Включение участка в инвентаризационную ведомость нефтезагрязненных земель.
- 3) Подготовка паспорта на нефтезагрязненный земельный участок (водный объект). Отбор проб, проведение химических анализов.
- 4) Разработка проекта рекультивации загрязненного земельного участка(реабилитации водного объекта).
- 5) Проведение государственной экологической экспертизы проекта рекультивации (реабилитации).
- 6) Заключение договора на рекультивацию (реабилитацию).
- 7) Рекультивация загрязненного земельного участка(реабилитация водного объекта).
- 8) Сдача рекультивационного земельного участка (водного объекта) Приемной комиссии.

Последовательность рекультивации загрязненных земельных участков (реабилитации водных объектов).

Рекультивация (реабилитация) – это комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности природнохозяйственной ценности нарушенных и загрязненных природных комплексов, а также на улучшение условий окружающей среды.

Работы проводятся силами Компании и/или специализированными организациями на договорной основе.

Рекультивация (реабилитация) загрязненных нефтью (солями) земельных участков (водных объектов) проводится в несколько стадий, сроки которых намечаются в соответствии с уровнем загрязнения, климатическими условиями и состоянием биогеоценоза.

Выделяют два уровня загрязнения:

- умеренное загрязнение, которое может быть ликвидировано путем активизации процессов самоочищения с помощью агротехнических приемов (внесением удобрений, аэрацией поверхностного слоя почвы или донных отложений, промывкой и т. д.);

- сильное загрязнение, которое может быть ликвидировано путем проведения специальных мероприятий, способствующих созданию аэробных условий и активизации углеводородоокисляющих процессов.

Рекультивационные работы осуществляются, как правило, последовательно в три основных этапа:

- подготовительный (комплекс работ по развертыванию необходимых сил и средств, дополнительному сбору оставшейся нефти и др.);

- агротехнический (создание условий по нейтрализации остаточного нефтезагрязнения или засоления почвы (водной среды) до оптимального уровня фитотоксичности, снятие и вывоз нефтезагрязненного грунта;

- биологический (создание условий для восстановления на участке разлива нефти или подтоварной воды уничтоженного биоценоза).

Определяющими параметрами при выборе методов реабилитации загрязненных площадей являются:

- физико-химический состав разлитой нефти (подтоварной воды), ее поведение в окружающей среде;

- рельеф поверхности земельного участка или береговой линии и дна водного объекта, где произошел разлив, структура подстилающего слоя почвы (донных отложений), ее механический состав;

- погодные условия по времени года;

- качество механического сбора остаточной нефти (подтоварной воды) на этапе проведения аварийно-спасательных работ;

- наличие сохранившейся растительности, сухостоя и захламления;
- глубина проникновения нефти (подтоварной воды) в почво-грунты (донные отложения).

Наиболее приемлемыми технологиями и способами реабилитации загрязненной территории будут являться те из них, которые направлены на:

- стимулирование физико-химической и биохимической нейтрализации нефти (солей) на месте разлива (рыхление, барботирование, флотация, известкование, внесение минеральных удобрений и бакпрепаратов и т. д.).
- фитомелиорацию.

После сбора основной части нефти (подтоварной воды) начинается стимуляция физико-химического и биохимического разложения (нейтрализации) остаточной нефти (солей), достигаемая путем последовательного проведения следующих мероприятий:

- рыхления почвы (донных отложений);
- известкование загрязненной среды;
- внесение минеральных удобрений;
- орошение аэрированной водой (барботирование или флотация водной среды);
- создание искусственного микрорельефа (повышение температуры придонного слоя);
- внесение культур нефтеокисляющих микроорганизмов (биопрепаратов);
- фитомелиорация.

Рыхление почвы (донных отложений) решает одновременно несколько задач: резко снижает концентрацию нефти (солей) в ее верхних слоях путем разбавления более чистым грунтом из нижних горизонтов (всплытия нефти), увеличивает поверхность соприкосновения остаточной нефти с биологически активной средой, улучшает вводно-воздушный режим, позволяет равномерно распределить по пахотному слою почвы, вносимые минеральные удобрения и известь.

Известкование применяется на кислых почвах (болотных водах), имеющих рН менее 5,5, и ставит целью поддержать реакцию почвенной (водной) среды близкой к нейтральной или слабощелочной (рН 6-8). Оно улучшает физические свойства среды, облегчает потребление микроорганизмами азота и фосфора, снижает подвижность токсичных веществ нефти и продуктов ее распада, нейтрализует накапливающиеся органические кислоты.

Известкование является непременным условием эффективного применения минеральных удобрений и поддержания на максимальном уровне активности нефтеокисляющей микрофлоры. Через 2-3 месяца после внесения известковых удобрений определяют кислотность почвы и если рН меньше 5,4 проводят повторное известкование.

Внесение минеральных удобрений предполагает обеспечение нефтеокисляющих микроорганизмов и трав-мелиорантов усвояемыми формами азота, фосфора, калия и требуется практически на всех почвах таежной зоны. Потенциальная потребность в минеральных удобрениях (без учета повторной утилизации при отмирании микрофлоры), оптимальное соотношение азотных, фосфорных и калийных удобрений определяется на основе потребности углеводородоокисляющих микроорганизмов при утилизации конкретного количества углеводородного загрязнителя с учетом фракционного состава остаточных нефтепродуктов. Учитывая низкую обеспеченность лесных и болотных почв доступными формами азота, фосфора и калия, основной объем удобрений планируется на первое внесение и приурочен к фрезерованию почвы. Фрезерная заделка обеспечивает более равномерное распределение элементов питания в загрязненных слоях почвы, более легкую адаптацию к удобрениям почвенной микрофлоры. На бедных гумусом песках удобрения следует вносить невысокими дозами. В силу слабой поглотительной способности, низкой буферности и периодического пересыхания песчаных почв, более высокие дозы могут угнетать почвенную микрофлору и быстро вымываться осадками. При первом внесении предпочтение отдается удобным в применении комплексным удобрениям, содержащим азот, фосфор и калий в доступных для быстрого усвоения микроорганизмами форме и с минимальным количеством нитратного азота. При благоприятном водно-воздушном и тепловом режиме легко усвояемые азот, фосфор и калий быстро потребляются микроорганизмами и через 2-3 недели элементы минерального питания могут снова лимитировать биodeградацию нефтепродуктов.

Внесение культур нефтеокисляющих микроорганизмов в почву оправдано, если естественная нефтеокисляющая микрофлора бедна по видовому составу и не может быть стимулирована описанными выше приемами. Решение о целесообразности внесения микроорганизмов принимается после исследования почв на активность содержащейся в ней нефтеокисляющей микрофлоры. Однако внесенные в почву или водоемы не адаптированные к местным условиям чужеродные микроорганизмы



вступают в конкурентные отношения с хорошо адаптированными к местным условиям членами аборигенных микробных сообществ и быстро вытесняются ими. Для применения биопрепаратов необходимо наличие:

- разрешительной документации;
- санитарно-эпидемиологическое заключение;
- инструкции по применению.

Фитомелиорация, как завершающий этап реабилитации загрязненных территорий, является показателем относительного качества рекультивации земель, служит снижению концентрации углеводов (солей) в почве до допустимых уровней и обеспечивает создание устойчивого травостоя из аборигенных или сеяных многолетних трав (плавающей и прикрепленной водной растительности), адаптированных к соответствующим почвенно-гидрологическим условиям и способных к длительному произрастанию на данной площади.

Растения улучшают среду, насыщают ее кислородом, поглощают мутагенные, канцерогенные и другие биологически опасные соли и продукты распада нефти, препятствуют выносу элементов минерального питания.

Работы по созданию древесной и травянистой растительности начинаются после снижения концентрации нефтепродуктов в почве до нижних пределов фитотоксичности, соответствующих уровню низкой степени загрязненности по общепринятой классификации (до 10% нефти в торфе и до 2% - в минеральных грунтах). Если сроки проведения работ не лимитированы, работы лучше производить после снижения содержания нефти в почве до региональных нормативов остаточного содержания.

#### Высев трав-мелиорантов:

Растения-мелиоранты должны обладать достаточной устойчивостью к содержащимся в почве загрязнителям (остаточным нефтепродуктам, солям), быстрым ростом, надежным вегетативным или семенным размножением в соответствующих климатических и почвенно-гидрологических условиях.

К наиболее перспективным следует отнести вегетативно-подвижные корневищно-рыхлокустовые и длиннокорневищные злаки с семенами крупных и средних размеров, удобных для сбора и искусственного высева: лисохвост луговой, овсяница красная, бекмания восточная, канареечник тростниковидный, костер безостый, пырей ползучий. Ценность этих растений заключается в том, что уже в первые годы после посева они способны путем вегетативного разрастания занять всю территорию рекультивируемого участка.

Среди вегетативно-малоподвижных многолетников ценными видами являются ежа сборная, овсяница луговая, тимофеевка луговая, люпин многолистный, частуха подорожниковая.

Виды с мелкими и летучими семенами, несмотря на их высокую вегетативную подвижность (иван-чай узколистный, кипрей болотный, вейники, тростник, рогоз) менее перспективны из-за неравномерности созревания семян, трудоемкости их сбора и невозможности механизированного высева. Хозяйственная ценность остальных растений, имеющих нелетучие семена, снижается из-за трудоемкости сбора мелких семян. Для внедрения этих видов желательно в фазе созревания семян на соседних участках произвести их скашивание и разбросать такую массу по рекультивируемой площади или пересадить корневища указанных трав на данную территорию.

Однолетники целесообразно использовать в качестве биоиндикаторов для выявления пригодности нефтезагрязненных земель под посевы многолетних трав. Эти растения ценны тем, что уже в год посева образуют густые заросли, способствуя развитию микробиологической флоры, разрушающей нефтепродукты.

В случае самопроизвольного зарастания рекультивируемого участка дикорастущими травами, высев трав не производится или производится подсев только семенами бобовых.

При содержании С1- в почве 0,1-0,2% рекомендуется посев солеустойчивых трав (вейник наземный, тимофеевка луговая, канареечник тростниковидный).

При содержании С1- 0,2-0,3% ожидаемое общепроектное покрытие почвы травостоем не превышает 50%, к посеву трав лучше приступать только после проведения комплекса мероприятий по рассолению почвы (промывка пресной водой, кислотование).

При содержании С1- свыше 0,35% высев трав не производится.

На рекультивируемых землях целесообразно высевать травосмеси из нескольких видов. Это ускоряет развитие дерновообразовательного процесса и формирование гумусового горизонта, усиливает самоочищение нефтезагрязненных почв.

Подбор трав-мелиорантов надо вести с обязательным учетом почвенно-гидрологических условий рекультивируемых участков. Основными задернителями песков являются иван-чай, пырей ползучий и вейник наземный. При создании травосмесей на легких песчаных почвах возможно

использование таких малотребовательных к условиям произрастания видов как тимофеевка луговая, клевер белый, мятлики луговой и арктический, овсяница красная и овечья, ромашка непахучая, марь белая.

Ассортимент видов для суглинистых почв достаточно разнообразен. Травосмеси создаются путем сочетания видов различных жизненных форм: длиннокорневищных, рыхло- или плотно кустовых с включением бобовых растений, например: лисохвост луговой, овсяница луговая и красная, клевера белый и луговой. Возможны и другие варианты.

Для рекультивации низинных болот, суглинистых и сырых торфянистых почв травяно-болотной группы леса перечень трав-мелиорантов наиболее обширен. Несмотря на возможность использования в данных условиях ситников и осок, основная роль в фитомелиорации отводится злакам и бобовым.

Периодически затапливаемые участки зарощиваются рогозом, частухой, чередой, тростником, вахтой трехлистной, осоками пузырчатой и топяной.

Торфяники верховых болот засеиваются осоками, ситниками, пушицей, рогозом. На хорошо осушенных торфяниках возможны посевы костра безостого, канареечника тростниковидного, полевицы белой, лисохвоста лугового, овсяницы красной, клевера гибридного.

Если к крайнему сроку посева не удастся снизить содержание остаточной нефти в почве до указанного выше уровня, то семена перед посевом обрабатываются торфо-гуминовыми препаратами по инструкции производителя препарата. Гуматы повышают всхожесть семян, устойчивость растений к токсическому действию нефти (на торфяниках всходы появляются при содержании нефти до 20% от массы сухой почвы).

#### Расчет потребности и нормы высева семян трав:

Нормы высева семян трав следует принимать в соответствии с рекомендациями производителей семян. Для некоторых видов трав, рекомендованы следующие нормы высева:

- овес – 200 кг/га.
- костер - 35 кг/га.
- лисохвост - 30 кг/га.
- овсяница - 35 кг/га.
- канареечник - 20 кг/га.

При расчете норм высева семян учитывают поправку на хозяйственную годность каждой конкретной партии семян:

$$П = x \times y / 100\%,$$

где: П - хозяйственная годность;

х - чистота семян;

у - всхожесть семян.

$$Н * = 100 \times Н / П,$$

где: Н\* - норма высева семян с поправкой на хозяйственную годность;

Н - рекомендуемая норма высева в кг/га.

При использовании смесей семян разных видов трав, норма высева семян каждого вида определяется по формуле:

$$Н * = z \times Н / П,$$

где: Н - норма высева данного вида семян в одновидовом посеве;

z - доля семян данного вида в травосмеси.

При двухвидовом посеве, норма высева каждого из видов трав снижается, по сравнению с нормами высева при одновидовом посеве на 20 - 25%; при трехвидовом посеве, соответственно, для злаков - на 60 - 70%, для бобовых на 30 - 40%.

На сильнозагрязненных землях, нормы высева семян следует увеличивать в 1,5 раза.

#### Создание лесных культур (лесная рекультивация):

Создание лесных культур производят на рекультивируемых участках в лесных массивах.

Посадка лесных культур производится, как правило, весной до распускания почек у посадочного материала. При наличии местного положительного опыта допускается позднелетняя или раннеосенняя (вторая половина августа и сентябрь) посадка культур сеянцами или саженцами с открытыми корнями.

При выкопке, транспортировке и хранении посадочного материала необходимо осуществлять систему мероприятий, которые предупредят повреждение и подсушивание сеянцев и саженцев. При транспортировке от питомника до лесокультурной площади посадочный материал для предотвращения иссушения закрывается пленкой или брезентом и также поливается. На лесокультурной площади при ручной посадке саженцы или сеянцы транспортируются в ведрах или специальных ящиках с ручками («подносках»). В кузове машин, в ведрах и в ящиках лесопосадочных машин корневые системы посадочного материала должны содержаться во влажном состоянии.

При посадке лесных культур глубина заделки корневой шейки у сеянцев и саженцев от поверхности почвы должна быть на песчаных почвах не больше 2 - 3 см, а на суглинистых почвах - не больше 1 - 2 см. Отклонение стволиков сеянцев и саженцев после посадки не должно превышать 25 градусов от вертикали. Корневая система у сеянцев и саженцев заделывается при посадке без загиба и с необходимой степенью уплотнения почвы.

Подбор видового состава лесных культур, типа лесных культур проводится с учетом лесорастительных условий, подбор лесокультурной площади, обработка почвы - с учетом существующих федеральных и региональных нормативов.

#### Мероприятия по минимизации риска загрязнения нефтью объектов животного мира.

Основным и часто используемым способом минимизировать риск загрязнения нефтью объектов животного мира является отпугивание - предотвращение приближения животных к загрязненной территории.

Отпугивание – это термин, используемый для описания разнообразных средств предупреждения проникновения диких животных в зоны, уже подвергшиеся загрязнению нефтью, либо в районы, находящиеся в пределах прогнозируемой траектории движения нефти. Отпугивание должно быть тщательно спланировано, чтобы не допустить перемещения отпугнутых животных в другие загрязненные нефтью зоны.

Основные методы отпугивания включают:

- шумовые пиротехнические эффекты (газовые пушки, вакуумные звуковые сигналы);
- использование таких средств устрашения животных, как майларовая перфолента, наполненные гелием воздушные шары и чучела в виде человека;
- отпугивание путем присутствия людей.

Прежде чем начинать операцию по отпугиванию, важно учесть следующие факторы:

- время года (весенняя/осенняя миграция, лето – период размножения/линьки); эффективность средств отпугивания может быть ниже для птиц, обитающих на данной территории (установившиеся колонии гнездования, важные ареалы нагула и линьки);
- наличие поблизости незагрязненного и безопасного ареала;
- близость других возможных гнездящихся колоний/лежбищ (следует избегать проникновения отпугнутых животных на чужие территории).

До начала операции отпугивания необходимо рассмотреть возможное воздействие человеческой деятельности и помех на уязвимые ареалы обитания животных.

Необходимо учесть следующие моменты.

- следует избегать вытаптывания уязвимой растительности ногами, или транспортными средствами.

- следует устранить опасность возгорания растительности при использовании пиротехники или газовых пушек.

- при работе на реках, необходимо снижать скорость лодок во избежание разноса нефтяного пятна попутной струей дальше на заболоченные участки/береговую линию.

- в период размножения следует учитывать возможное негативное влияние отпугивания на способность птиц к воспроизводству потомства. Молодняк птиц более подвержен опасности со стороны хищников, если его отлучают от родителей.

Животные со временем могут привыкнуть к определенному методу отпугивания, и оно перестанет действовать. Привыкание – это постепенное ослабление реакции на метод отпугивания в силу снижения новизны и повышения уровня приемлемости. Привыкание может быть минимизировано:

- с помощью комбинации методов отпугивания;

- с помощью частой смены типа, времени/интервалов и местоположения средств отпугивания.

Каждый разлив нефти имеет уникальный характер, и действия по отпугиванию животных должны осуществляться с учетом конкретной ситуации. Действия по отпугиванию должны быть проведены немедленно после принятия соответствующего решения.

#### Сдача земельных участков и водных объектов, реабилитированных после загрязнения.

Сдача земельных участков (водных объектов), рекультивированных (реабилитированных) после загрязнения, производится специальной Приемной комиссией в установленном порядке в соответствии с действующим федеральным и региональным законодательством с приложением документально оформленных протоколов отбора и результатов анализа проб почвы (воды, донных отложений) на содержание остаточной нефти (солей).

Основанием для сдачи-приемки рекультивированных участков загрязненных земель или водных объектов является выполнение работ в соответствии с утвержденным проектом рекультивации (реабилитации) и соответствие рекультивированного участка требованиям природоохранных служб на приемку рекультивированных земель (водных объектов).

### **3.2. Восстановительные мероприятия.**

Восстановительные мероприятия проводятся для предупреждения негативного воздействия аварийного объекта на состояние окружающей среды [Пособие к СНиП 11-01-95] и разрабатываются в составе соответствующих разделов проектной документации тома «Охрана окружающей среды».

#### **3.2.1. Порядок обеспечения доступа в зону ЧС(Н).**

При необходимости ограничения доступа в зону ЧС(Н) предусматриваются следующие мероприятия:

- определение границы аварийной зоны, с выставлением по замкнутому контуру предупреждающих и запрещающих знаков: «Аварийная зона», «Вход и въезд запрещен», «Газоопасно», «Огнеопасно» и др.
- организация в местах возможного проезда и прохода круглосуточного дежурства с задачей регистрации входа и выхода работников в зону ЧС(Н), а также контроля и регистрации въезда и выезда транспорта.
- регулирование движения в районе РН;
- охрану материальных средств, используемых для ведения аварийно-спасательных и других неотложных работ;
- регулирование движения транспорта на объектах работ и прилегающих магистралях, контроль использования техники;
- розыск пропавших и учет погибших.

При разливе нефти в опасной близости от автомобильных дорог ГИБДД ограничивает либо останавливает на них движение до полной ликвидации взрывопожароопасной ситуации.

Допуск в пожарную зону разрешается только персоналу, занятому в аварийных работах. Проезд на территорию газоопасной зоны до полной

ликвидации разлива нефти разрешается только транспорту аварийно-спасательных формирований.

Допуск на территорию осуществляется при предъявлении удостоверения личности или иного заменяющего его документа, а также по письменному разрешению председателя КЧС и ОПБ СПД.

Перед входом в опасную зону руководитель работ по ликвидации ЧС(Н) обязан:

- провести инструктаж по безопасному выполнению работ;
- проверить (опросом) самочувствие работников;
- проверить исправность газоаналитических приборов;
- проверить наличие и исправность СИЗ, спецодежды и спецобуви;
- назначить в каждой группе старших;
- проверить исправность радиопереговорных устройств.

Старший группы должен входить в опасную зону первым, а покидать ее последним. После окончания каждого этапа работы старший группы докладывает руководителю работ по ликвидации ЧС(Н) о проделанной работе и состоянии обстановки на текущий момент.

### **3.2.2. Типовой ситуационный календарный план проведения работ по восстановлению работоспособности поврежденных элементов.**

При незначительных повреждениях оборудования, которые можно устранить собственными силами предприятия, его замена производится из резервного запаса немедленно. При этом время на замену аварийного оборудования состоит из затрат времени связанного с демонтажем поврежденного оборудования, доставки резервного оборудования к месту аварии, монтажа резервного оборудования, а также времени проведения пуско-наладочных работ.

При возникновении аварий на объектах Компании согласно представленных сценариев в настоящем Плане ЛРН, возникший ущерб имуществу измеряется значительными финансовыми затратами, которые потребуются для восстановления его работоспособности.

Восстановительные работы производятся по календарному плану. До разработки календарного плана выполнения ремонтных работ по восстановлению поврежденного оборудования в результате произошедшей аварии необходимо выполнить следующие мероприятия:



- определить количество поврежденного оборудования и установить характер повреждений с проведением необходимых осмотров, диагностики и испытаний;
- произвести, совместно с представителем страховой компании, оценку стоимости поврежденного имущества для последующего страхового возмещения;
- оценить объем работ по демонтажу поврежденного технологического оборудования;
- разработать проект производства работ по восстановлению (замене) поврежденного оборудования с прохождением экспертизы промышленной безопасности;
- определить поставщиков для закупки нового оборудования, взамен выведенного из строя (с учетом требуемых технологических параметров) и цену закупки;
- определить сроки поставки закупаемого оборудования к месту производства восстановительных работ;
- определить подрядные организации для выполнения работ по монтажу нового оборудования на месте произошедшей аварии и оговорить стоимость предстоящих работ;
- принять решение о первоочередном порядке финансирования работ по восстановлению аварийного объекта;
- совместно с подрядными организациями согласовать календарный план восстановления поврежденного оборудования, установленного на технологической площадке, где произошла авария и оговорить порядок осуществления пуско-наладочных работ.

Работы по ликвидации последствий аварийных разливов нефти, реабилитации загрязненных нефтью земель и водных объектов осуществляются в соответствии с проектами, рекультивации земель и восстановления водных объектов, имеющими положительные заключения государственной экологической экспертизы.

Основные планируемые мероприятия по восстановлению работоспособности поврежденных элементов приведены ниже в табл. 3.2.2.1.

Таблица 3.2.2.1

Типовой ситуационный календарный план проведения работ по восстановлению работоспособности поврежденных элементов

№ п / п	Содержание выполняемых мероприятий	Время выполнения	Время проведения мероприятий после ликвидации ЧС(Н)														Исполнители (должность, фамилия, инициалы)
			Часы								Сутки						
			0	4	8	12	16	20	24	2	3	4	5	6	7	8	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
<b>I. После ликвидации разлива нефти на территории ОПО СПД</b>																	
1	Устранение выявленных при осмотре дефектов не разрушенных резервуаров, технологических трубопроводов. При необходимости проведения огневых и сварочных работ на не разрушенных емкостях для хранения нефти либо в непосредственной близости от них обеспечить перекачку из данных емкостей нефтепродуктов в неповрежденные резервуары, их зачистку с соблюдением правил техники безопасности	24 ч															
2	Восстановление поврежденных элементов асфальто-бетонного и земляного покрытия, поврежденных элементов резервуарного парка, иных построек и сооружений. Восстановление поврежденного асфальтного и бетонного покрытия, заасфальтирование и бетонирование трещин и выбоин, подсыпка щебня в зачищенные участки, сбор загрязненного грунта и подсыпка в зачищенные места песка и незагрязненного грунта. Выполнение ремонтно-восстановительных работ по факту повреждений построек и коммуникаций месторождения.	24 - 48 ч															
3	Принятие решения о дополнительном привлечении к восстановительным работам строительных организаций	24 - 48 ч															
<b>II. После ликвидации разлива нефти на территории ОПО СПД, сопровождающегося разрушением находящихся вблизи аварийного резервуара построек и сооружений</b>																	
1	Проведение осмотра не разрушенных резервуаров, технологических трубопроводов, оценка состояния хранящейся в них нефти. Замер температуры нефти, полноты заполнения емкостей, осмотр	4 ч															

План по предупреждению и ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов, газового конденсата и подтоварной воды Компании Салым Петролеум Девелопмент Н.В.

	конструкций. Определение восстановительных работ	объема																		
2	<i>Устранение выявленных при осмотре дефектов не разрушенных резервуаров, технологических трубопроводов</i> При необходимости проведения огневых и сварочных работ на не разрушенных емкостях для хранения нефти либо в непосредственной близости от них обеспечить перекачку из данных емкостей нефтепродукта в неповрежденные резервуары, их зачистку с соблюдением правил техники безопасности	24 ч																		
3	<i>Восстановление поврежденных построек и сооружений, восстановление ограждающего забора, повреждение эстакады</i> в случае, если повреждения незначительны и не требуется привлечение дополнительных сил и средств	В соответствии с графиком выполнения работ																		
4	<i>Восстановление поврежденного асфальтного и бетонного покрытия, заасфальтирование и бетонирование трещин и выбоин, подсыпка щебнем.</i> Места разлива на почву зачищаются путем снятия слоя земли до глубины, на 1-2 см превышающей глубину проникновения нефтепродукта в грунт. Выбранный грунт удаляется в герметичные емкости. Образовавшаяся выемка засыпается свежим грунтом или песком. Щебень, загрязненный нефтепродуктом, удаляется. Загрязненный щебень промывается напором водяной струи. В случае сильного загрязнения щебня он размещается в герметичные емкости для последующего вывоза с территории склада ГСМ.	24 - 48 ч																		
5	<i>Произвести полную инвентаризацию имущества Организации с целью установления масштабов разрушений и повреждений, материального ущерба, причиненного в результате ЧС(Н)</i> Произвести техническое освидетельствование разрушенных резервуаров, зданий и сооружений, продуктопроводов, сливных и наливных эстакад, ограждающего забора и иных построек и коммуникаций на территории месторождения, а при необходимости и за его территорией. Определить объем восстановительных	24 – 48 ч																		

	работ																	
6	Принятие решения о привлечении строительных организаций, иных необходимых сил и средств для устранения повреждений и устранения разрушений на территории месторождения, а при необходимости и за его территорией По результатам инвентаризации и технического освидетельствования зданий и сооружений	24 – 48 ч																
7	Организация вывоза с территории месторождения оставшейся разлитой нефти в специально отведенные места хранения На весь период проведения ремонтно-восстановительных работ на терминале	Весь период восстановления																

Приведение в готовность к использованию специальных технических средств.

После выполнения работ по ликвидации ЧС(Н) составляется календарные планы приведения средств ЛРН в состояние постоянной готовности. Для этого уточняются исправность элементов оборудования, количество материалов, без которых невозможно эффективное выполнение операций по реагированию на ЧС.

Исправность закрепленных за цехами и структурными подразделениями технических средств для ЛРН и их готовность к применению обеспечивают руководители подразделений/цехов. Техническое обслуживание и ремонт производится обслуживающим персоналом согласно годовым графикам технического обслуживания и ремонта, разработанным заместителем начальником цеха.

Эксплуатация технических средств осуществляется согласно «Инструкции по эксплуатации... технического средства» и «Инструкции по охране труда при эксплуатации ... технического средства».

О всех произведенных работах обслуживающий персонал делает запись в журнале. Для устранения поломок и неисправностей, не подлежащих устранению собственными силами, пода-ют заявку в ЦБПО НПО и БО, согласованную с отделом главного механика.

Пополнение запасов финансовых и материальных ресурсов.

Пополнение запасов финансовых и материальных ресурсов на ЛЧС(Н) определяются приказом по Компании. Запасы финансовых и материальных ресурсов на предприятии создаются на основе резервов СПД для:

- локализации и ликвидации РН;

- приобретения материалов и оборудования для их своевременной замены по истечению сроков годности и эксплуатации;
- реабилитации загрязнённых территорий после ликвидации ЧС(Н);
- выплат сторонним организациям, участвующим в локализации и ликвидации аварий и их последствий;
- выплат штрафов, определенных после окончательного закрытия всех документов по РН.

После каждого использования запасы материалов, инструмента, инвентаря, приспособлений и прочих средств должны пополняться до нормы, указанной в «Перечне неснижаемого запаса материалов и инструмента», который разрабатывается в АСФ.

Восполнение необходимых материально-технических средств и расходных материалов, используемых при проведении мероприятий по ликвидации разливов нефтепродуктов, а также компенсации взаимодействующим силам, и осуществляется за счет резерва финансовых средств Компании, который создается при обязательном страховании ответственности за причинение вреда при эксплуатации опасного производственного объекта согласно статьи 15 Федерального закона № 116-ФЗ от 21.07.1997(см. Приложение 1.7).