



## **ПЛАН**

**по предупреждению и ликвидации разливов  
нефтепродуктов, газового конденсата на объектах  
ЗАО «Пургаз»:**

- УКПГ с ДКС Южного участка Губкинского газового месторождения;**
- УППГ Северного участка Губкинского газового месторождения;**
- Кусты газовых скважин Губкинского газового месторождения;**
- Системы промышленных трубопроводов Губкинского газового месторождения**

г. Губкинский

2020 г.

**УТВЕРЖДАЮ**Генеральный директор  
ЗАО «Пургаз»

С.П. Стецюкевич

« 30 » октября 2020 г.**ПЛАН**

**по предупреждению и ликвидации разливов  
нефтепродуктов, газового конденсата на объектах  
ЗАО «Пургаз»:**

- УКПГ с ДКС Южного участка Губкинского газового месторождения;
- УППГ Северного участка Губкинского газового месторождения;
- Кусты газовых скважин Губкинского газового месторождения;
- Системы промысловых трубопроводов Губкинского газового месторождения

Вводится в действие  
с « 30 » окт 20/20 2020 г.  
приказом № 233

**ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ**

**ПЛАНА по предупреждению и ликвидации разливов нефтепродуктов, газового  
конденсата на объектах ЗАО «Пургаз»**

**СОГЛАСОВАНО:**

Начальник ГУ МЧС России по  
ЯНОО - главный государственный  
инспектор по пожарному надзору,  
генерал-майор внутренней службы



М.Ю. Осокин  
« 29 » \_\_\_\_\_ 2020 г

**УТВЕРЖДАЮ**

Генеральный директор  
ЗАО «Пургаз»



С.П. Стецюкевич  
« 30 » \_\_\_\_\_ 2020 г

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>СПИСОК УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ</b> .....	7
<b>ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ</b> .....	8
<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	12
<b>I ОБЩАЯ ЧАСТЬ</b> .....	13
1.1 Цель и нормативно-правовая база разработки Плана .....	13
1.1.1 Цель и задачи .....	13
1.1.2 Руководящие документы .....	15
1.1.3 Разработчик Плана (наименование научного, проектного института, другой организации, разрабатывающей план на основе договора с организацией, или самой организации в случае разработки плана самостоятельно) .....	17
2.1 Основные характеристики организации и прогнозируемой зоны загрязнения в случае ЧС(Н) .....	19
2.1.1 Готовность организации к действиям по локализации и ликвидации последствий ЧС(Н) .....	19
2.1.2 Основные операции, производимые с нефтепродуктами, газового конденсата .....	21
2.1.3 Географические и навигационно-гидрологические характеристики района расположения объектов ЗАО «Пургаз» .....	101
2.1.4 Гидрометеорологические и экологические особенности района расположения объектов ЗАО «Пургаз» .....	102
3.1 Мероприятия по предупреждению ЧС(Н) .....	105
3.1.1 Возможные источники ЧС(Н) .....	105
3.1.2 Прогнозирование объемов и площадей разливов нефтепродуктов, газового конденсата на объектах ЗАО «Пургаз» .....	109
3.1.3 Границы зон ЧС(Н) с учетом результатов оценки риска разливов нефтепродуктов, газового конденсата .....	117
3.1.4 Ситуационные модели наиболее опасных ЧС(Н) и их социально-экономических последствий .....	124
3.1.5 Определение достаточного состава сил и средств ЛЧС(Н), а также подразделений пожарной охраны на случай возгорания нефтепродуктов, газового конденсата с учетом их дислокации .....	132
3.1.6 Мероприятия по предотвращению ЧС(Н) .....	134
4.1 Обеспечение готовности сил и средств ЛЧС(Н) .....	137
4.1.1 Уровни реагирования .....	137
4.1.2 Состав сил и средств, их дислокация и организация доставки в зону ЧС(Н) .....	137
4.1.3 Зона ответственности АСФ(Н) и подразделений пожарной охраны .....	149
4.1.4 Мероприятия по поддержанию в готовности органов управления, сил и средств к действиям в условиях ЧС(Н) .....	150
5.1 Организация управления, система связи и оповещения .....	151
5.1.1 Общие принципы управления и структура органов управления .....	151
5.1.2 Состав и функциональные обязанности членов КЧС и ОПБ и ее рабочих органов .....	152
5.1.3 Вышестоящий координирующий орган и организация взаимодействия с ним .....	157
5.1.4 Состав и организация взаимодействия привлекаемых сил и средств .....	157
5.1.5 Система связи и оповещения и порядок ее функционирования .....	159
5.1.6 Организация передачи управления при изменении категории ЧС(Н) .....	161
<b>II ОПЕРАТИВНАЯ ЧАСТЬ</b> .....	162
2.1 Первоочередные действия при ЧС(Н) .....	162
2.1.1 Оповещение о чрезвычайной ситуации .....	162

2.1.2 Первоочередные мероприятия по обеспечению безопасности персонала и населения, оказание медицинской помощи .....	163
2.1.3 Мониторинг обстановки и окружающей среды.....	165
2.1.4 Организация локализации разливов нефтепродуктов, газового конденсата .....	169
2.2 Оперативный план ЛЧС(Н) .....	179
2.2.1 Алгоритм (последовательность) проведения операций по ЛЧС(Н).....	179
2.2.2 Тактика реагирования на разливы нефтепродуктов, газового конденсата и мероприятия по обеспечению жизнедеятельности людей, спасению материальных ценностей.....	180
2.2.3 Защита районов повышенной опасности, особо охраняемых природных территорий и объектов.....	181
2.2.4 Технологии ЛЧС(Н).....	183
2.2.5 Организация материально-технического, инженерного, финансового и других видов обеспечения операций по ЛЧС(Н).....	185
2.2.6 Материалы предварительного планирования боевых действий по тушению возможных пожаров (оперативное планирование тушения пожара) .....	186
2.2.7 Меры безопасности при проведении работ по ЛЧС(Н) .....	187
2.2.8 Организация мониторинга за состоянием окружающей природной среды, порядок уточнения обстановки в зоне ЧС(Н) .....	190
2.2.9 Документирование и порядок учета затрат на ЛЧС(Н).....	193
<b>III Ликвидация последствий Чрезвычайных ситуаций, обусловленных разливами нефтепродуктов, газового конденсата .....</b>	<b>196</b>
3.1 Ликвидация загрязнений территорий.....	196
3.1.1 Материально-техническое обеспечение.....	196
3.1.2 Технологии и способы сбора разлитого нефтепродукта, газового конденсата и порядок их применения.....	196
3.1.3 Организация временного хранения собранных нефтепродуктов, газового конденсата и отходов, технологии и способы их утилизации .....	199
3.1.4 Технологии и способы реабилитации загрязненных территорий .....	200
3.2 Восстановительные мероприятия.....	206
3.2.1 Порядок обеспечения доступа в зону ЧС(Н) .....	206
3.2.2 Типовой ситуационный календарный план проведения работ по восстановлению работоспособности поврежденных элементов.....	208
3.2.3 Организация приведения в готовность к использованию специальных технических средств и пополнение запасов финансовых и материальных ресурсов .....	208

### СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение 1-О. Схема расположения опасных производственных объектов с границами зон повышенного риска и районов приоритетной защиты	5
Приложение 2-О. Свойства нефтепродуктов, газового конденсата и оценка риска возникновения ЧС(Н)	8
Приложение 3-О. Характеристика неблагоприятных последствий ЧС(Н) для населения, окружающей среды и объектов экономики, карты и сценарии ЧС(Н) различных уровней с учетом природно-климатических условий	43
Приложение 4-О. Календарный план оперативных мероприятий ЧС(Н) и документы, регламентирующие порядок реагирования на разливы нефтепродуктов, газового конденсата, не попадающих под классификацию ЧС(Н)	56

Приложение 5-О. Расчет достаточности сил и средств с учетом их дислокации	76
Приложение 6-О. Декларация промышленной безопасности	90
Приложение 7-О. Финансовые и материальные резервов.	93
Приложение 8-О. Документы об аттестации собственного АСФ(Н) или копии договоров на обслуживание с АСФ(Н) других организаций, с учетом их дислокации	102
Приложение 9-О. Договор на выполнение работ и оказание услуг в области пожарной безопасности	148
Приложение 10-О. Лицензии, выданные федеральными органами исполнительной власти	153
Приложение 1-Р. Алгоритм принятия решений	189
Приложение 2-Р. Принципы взаимодействия со средствами массовой информации	190
Приложение 3-Р. Типовые формы приложений и отчетов	197
Приложение 4-Р. Рекомендуемые технологии сбора нефтепродуктов, газового конденсата и методика оценки ущерба	203
Приложение 5-Р. Схема организации мониторинга обстановки и окружающей среды	225
Приложение 6-Р. Документирование, учет затрат и отчетность	226
Приложение 1-Д. Организационная структура ЗАО «Пургаз»	229
Приложение 2-Д. Схема оповещения при возникновении ЧС на объектах ЗАО «Пургаз»	231
Приложение 3-Д. Приказ «О создании звена «Газ ЧС» Губкинского газового промысла»	234
Приложение 4-Д. Договор на противодонное обслуживание № СВЧ1/20/047/186 от 18.02.2020 г. с ООО «Газпром газобезопасность»	239
Приложение 5-Д. Договор № 1519 ОС ОПО-113 «Об организации обязательного страхования гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте» с ОАО «СОГАЗ»	242
Приложение 6-Д. Договор на оказание услуг природоохранного назначения	249
Приложение 7-Д. Приказ «О создании добровольной пожарной дружины Губкинского газового промысла»	254
Приложение 8-Д. Приказ «О порядке подготовки к ведению и ведения гражданской обороны на Губкинском газовом промысле»	259
Приложение 9-Д. Договор на оказание транспортных услуг	267
Приложение 10-Д. План-графики проведения осмотра и ремонта технологического оборудования и трубопроводов на объектах ЗАО «Пургаз»	275
Приложение 11-Д. Варианты расстановки боновых заграждений	339
Приложение 12-Д. Месторасположение источников песка и торфа	340
Приложение 13-Д. Приказ «Об организации обучения рабочих и служащих Губкинского газового промысла по гражданской обороне и защите от чрезвычайных ситуаций в 2020 году»	343
Приложение 14-Д. Инструкция по охране труда при ликвидации разливов нефтепродуктов, газового конденсата	354
Приложение 15-Д. Список ознакомления с Планом ЛРН персонала объектов ЗАО «Пургаз»	361

**СПИСОК УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ**

АВР	- аварийно-восстановительные работы
АСФ(Н)	- аварийно-спасательное формирование для ликвидации разливов нефтепродуктов, газового конденсата
ГОСТ	- Государственный стандарт
КЧС и ОПБ	- комиссия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности (комиссия по чрезвычайным ситуациям)
ЛРН	- локализация и ликвидация разливов нефтепродуктов, газового конденсата
ЛЧС(Н)	- ликвидация чрезвычайных ситуаций, обусловленных нефтеразливом
МЧС России	- Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий
НПБ	- Нормы пожарной безопасности
НТД	- нормативно-техническая документация
НЦ «ЭКОСПАС» - филиал АО «ЦАСЭО»	- Нижневартовский центр «ЭКОСПАС» - филиал «Центра аварийно-спасательных и экологических операций».
ОПО	- опасный производственный объект
ПТБ	- Правила техники безопасности
РД	- Руководящий документ
РН	- разлив нефтепродуктов, газового конденсата
РСЧС	- Единая государственная система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций
СЗЗ	- санитарно-защитная зона
СИЗ	- средства индивидуальной защиты
СНиП	- Строительные нормы и правила
ФЗ	- Формирования гражданской защиты
ЧС(Н)	- чрезвычайная ситуация, обусловленная разливом нефтепродуктов, газового конденсата
Ямало-ненецкое ТП НЦ «ЭКОСПАС» - филиал «ЭКОСПАС»	- Ямало-ненецкое территориальное подразделение НЦ «ЭКОСПАС» - филиал «ЭКОСПАС»

## ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

**Авария** – опасное техногенное происшествие, создающее на объекте, определенной территории или акватории угрозу жизни и здоровью людей и приводящее к разрушению зданий, сооружений, оборудования и транспортных средств, нарушению производственного или транспортного процесса, а также к нанесению ущерба окружающей природной среде (по ГОСТ Р 22.0.05); внезапный вылив, или истечение нефтепродукта, газового конденсата в результате полного разрушения или повреждения нефтепровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими из следующих событий:

- смертельным травмированием людей;
- травмированием людей с потерей трудоспособности;
- воспламенением нефтепродуктов или взрывом его паров;
- загрязнением территорий, рек, водоемов и водотоков сверх пределов, установленных стандартом качества воды;
- утечка нефтепродуктов, газового конденсата объемом 10 м<sup>3</sup> и более.

**Аварийно-спасательное формирование, для ликвидации разливов нефтепродуктов (АСФ(Н))** – 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), выполняющими работы по ликвидации разливов нефтепродуктов, газового конденсата на основании договора, имеющие соответствующие лицензии и (или) аттестованное в установленном порядке.

**Безопасность населения в чрезвычайных ситуациях** – состояние защищенности жизни и здоровья людей, их имущества и среды обитания человека от опасностей в чрезвычайных ситуациях [ГОСТ Р 22.0.02-94].

**Единая государственная система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (РСЧС)** – объединение органов управления, сил и средств федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления и организаций, в полномочия которых входит решение вопросов по защите населения и территорий (акваторий) от чрезвычайных ситуаций (Примечание: РСЧС имеет пять уровней: федеральный, региональный, территориальный, местный и объектовый) [ГОСТ Р 22.0.02-94].

**Защита населения в чрезвычайных ситуациях** – совокупность взаимосвязанных по времени, ресурсам и месту проведения мероприятий РСЧС, направленных на предотвращение или предельное снижение потерь населения и угрозы его жизни и

здоровью от поражающих факторов и воздействий источников чрезвычайной ситуации [ГОСТ Р 22.0.02-94].

**Зона вероятной чрезвычайной ситуации** – территория или акватория, на которой существует либо не исключена опасность возникновения чрезвычайной ситуации [ГОСТ Р 22.0.02-94].

**Зона чрезвычайной ситуации** – территория или акватория, на которой сложилась чрезвычайная ситуация [ГОСТ Р 22.0.02-94].

**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, принимаемых в соответствии с ними нормативных правовых актов Правительства Российской Федерации, а также федеральных норм и правил в области промышленной безопасности [ФЗ-116].

**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 (Примечание: выделяют следующие виды комиссий: территориальные, ведомственные и объектовые) [ГОСТ Р 22.0.02-94].

**Ликвидация ЧС** – аварийно-спасательные и другие неотложные работы, проводимые при возникновении чрезвычайных ситуаций и направленные на спасение жизни, и сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба окружающей природной среде и материальных потерь, а также на локализацию зон чрезвычайных ситуаций, прекращение действия характерных для них поражающих факторов.

**Локализация разлива нефтепродуктов, газового конденсата** – это комплекс мероприятий по ограничению распространения пятна нефтепродуктов, газового конденсата.

**Ликвидация разливов нефтепродуктов, газового конденсата** – это комплекс мероприятий по локализации, сбору и утилизации разлитых нефтепродуктов, газового конденсата независимо от времени года, места, источника и причины разлива нефтепродуктов.

**Ликвидация последствий разливов нефтепродуктов, газового конденсата** – это комплекс мероприятий по реабилитации окружающей среды и восстановлению нормальной деятельности хозяйственных объектов.

**Нефтепродукт** – готовый продукт, полученный при переработке нефти [ГОСТ 26098-84].

**Обеспечение пожарной безопасности** – принятие и соблюдение нормативных правовых актов, правил и требований пожарной безопасности, а также проведение противопожарных мероприятий [ГОСТ Р 22.0.05-94].

**Окружающая среда** – совокупность компонентов природной среды, природных и природно-антропогенных объектов, а также антропогенных объектов [7-ФЗ].

**План по предупреждению и ликвидации разливов нефтепродуктов, газового конденсата** – система взаимосвязанных мероприятий, направленных на поддержание в состоянии постоянной готовности к ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов, газового конденсата организаций, независимо от формы собственности, документ, обязательный для выполнения.

**Пожар** – неконтролируемое горение, причиняющее материальный ущерб, вред жизни и здоровью граждан, интересам общества и государства [69-ФЗ].

**Пожарная безопасность** – состояние защищенности населения, объектов народного хозяйства и иного назначения, а также окружающей природной среды от опасных факторов и воздействий пожара [ГОСТ Р 22.0.05-94].

**Поражающее воздействие источника чрезвычайной ситуации** – поражающее воздействие источника ЧС: 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].

**Предупреждение ЧС** – это комплекс мероприятий, проводимых заблаговременно и направленных на максимально возможное уменьшение риска возникновения чрезвычайных ситуаций, а также на сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба окружающей среде и материальных потерь в случае их возникновения.

**Природная среда** – совокупность компонентов природной среды, природных и природно-антропогенных объектов [7-ФЗ].

**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 [ГОСТ Р 22.1.02-95].

**Разлив нефтепродуктов, газового конденсата (РН)** – любой сброс и поступление нефтепродуктов, газового конденсата на территориях, произошедший как в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы стихийного или иного бедствия, так и при транспортировке нефтепродуктов, газового конденсата, при строительстве или эксплуатации объекта, а также в процессе производства работ.

**Резервуарный парк (РП)** – группа (группы) резервуаров, предназначенных для приема, хранения и выдачи нефтепродуктов, газового конденсата и размещенных на территории, ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой при

наземных резервуарах, противопожарными проездами – при подземных резервуарах и резервуарах, установленных в котлованах и выемках [ВППБ-01-03-96].

**Рекультивация земель** – комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных и загрязненных земель, а также на улучшение условий окружающей среды [27-ФЗ].

**Сорбенты** – жидкие или твердые вещества, применяемые для поглощения из окружающей среды жидких, газообразных, парообразных или растворенных в воде продуктов [РД 153-39.4-073-01].

**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 участвующему в ликвидации РН [РД 31.75.01-93].

**Ущерб экологический** – ущерб, нанесенный окружающей природной среде [ГОСТ Р 22.0.11-99].

**Ущерб экономический** – материальные потери и затраты, связанные с повреждениями (разрушениями) объектов производственной сферы экономики, ее инфраструктуры и нарушениями производственно-кооперационных связей [ГОСТ Р 22.0.11-99].

**Чрезвычайная ситуация (ЧС)** – 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.

**Чрезвычайная ситуация, обусловленная разливом нефтепродуктов, газового конденсата (ЧС(Н))** – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате разлива нефтепродуктов, газового конденсата.

**Экстренная медицинская помощь в чрезвычайной ситуации** – комплекс экстренных лечебно-диагностических, санитарно-эпидемиологических, лечебно-эвакуационных и лечебных мероприятий, осуществляемых в кратчайшие сроки при угрожающих жизни и здоровью пораженных состояниях, травмах и внезапных заболеваниях людей в зоне чрезвычайной ситуации [ГОСТ Р 22.0.02-94].

## **ВВЕДЕНИЕ**

Согласно требований 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 нефти и 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 ущерба и потерь в случае их возникновения.

Настоящий План по предупреждению, локализации и ликвидации разливов нефтепродуктов на объектах ЗАО «Пургаз»:

- УКПГ с ДКС Южного участка Губкинского газового месторождения;
- УППГ Северного участка Губкинского газового месторождения;
- Кусты газовых скважин Губкинского газового месторождения;
- Системы промысловых трубопроводов Губкинского газового месторождения

(далее План ЛРН), является составной частью территориальной и функциональной подсистем РСЧС, созданной постановлением Правительства от 30.12.2003 г. №794 и его главной целью является обеспечение готовности и организация работ по ликвидации разливов нефтепродуктов.

Согласно требований п.6 Приказа МЧС России от 28.12.2004 г. №621, зоной действия настоящего План ЛРН является территория, граница которой соответствует максимально возможной площади загрязнения нефтепродуктом, с учетом неблагоприятных гидрометеорологических условий, времени года, суток, рельефа местности, экологических особенностей и характера использования территорий. В пределах зоны действия План ЛРН, организация ЗАО «ПУРГАЗ» обязана обеспечивать ЛРН независимо от источника, времени разлива и места последующего нахождения разлитых нефтепродуктов. Силы и средства других организаций, осуществляющих свою деятельность в этой зоне, могут привлекаться к выполнению работ по ЛРН на договорной основе.

## **I ОБЩАЯ ЧАСТЬ**

Исходные данные Плана по предупреждению, локализации и ликвидации разливов нефтепродуктов на объектах ЗАО «Пургаз»:

- УКПГ с ДКС Южного участка Губкинского газового месторождения;
- УППГ Северного участка Губкинского газового месторождения;
- Кусты газовых скважин Губкинского газового месторождения;
- Системы промышленных трубопроводов Губкинского газового месторождения

(далее - План ЛРН) и соответствующих календарных планов оперативных мероприятий при угрозе или возникновении ЧС(Н) (далее - Календарные планы) представлены Заказчиком – Закрытым акционерным обществом «ПУРГАЗ» (далее – ЗАО «ПУРГАЗ»).

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

#### **1.1.1 Цель и задачи**

Целью разработки Плана ЛРН является планирование действий по предупреждению и ликвидации разливов нефтепродуктов, газового конденсата для осуществления заблаговременного проведения мероприятий по предупреждению ЧС(Н), поддержанию в постоянной готовности сил и средств их ликвидации, максимально возможного снижения ущерба и потерь в случае их возникновения, обеспечения безопасности населения и территорий.

Задачами Плана по предупреждению и ликвидации разливов нефтепродуктов, газового конденсата (далее План ЛРН) являются:

- обоснование уровня возможной ЧС(Н) и последствий её возникновения;
- установление основных принципов организации мероприятий по предупреждению и ЛЧС(Н) на соответствующем уровне для определения достаточности планируемых мер с учетом состояния возможных источников ЧС(Н), а также географических, навигационно-гидрографических, гидрометеорологических особенностей районов возможного разлива нефтепродуктов, газового конденсата;
- осуществление наблюдения и контроля за социально-экономическими последствиями ЧС(Н), мониторинга окружающей среды и обстановки на опасных производственных объектах и прилегающих к ним территориях;
- определение порядка взаимодействия привлекаемых организаций, органов управления, сил и средств в условиях чрезвычайной ситуации, организация мероприятий по обеспечению взаимного обмена информацией;
- обоснование достаточного количества и состава собственных сил и средств организации для ликвидации ЧС(Н), состоящих из подразделений спасателей, оснащенных специальными техническими средствами, оборудованием, снаряжением и материалами,

аттестованных в установленном порядке, и необходимости привлечения в соответствии с законодательством АСФ(Н) других организаций, с учетом их дислокации;

– установление порядка обеспечения и контроля готовности к действиям органов управления сил и средств, предусматривающего планирование учений и тренировок,

– планирование мероприятий по обеспечению профессиональной подготовки персонала и повышения его квалификации, создание финансовых и материальных ресурсов, а также поддержание в соответствующей степени готовности АСФ(Н);

– составление календарного плана проведения оперативных мероприятий по ЛЧС(Н);

– планирование мероприятий по ликвидации последствий ЧС(Н).

Согласованные Планы ЛРН подлежат 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 нефтепродуктов, газового конденсата, изменении 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.

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

В соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ № 613 от 21.08.2000 г. «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов» (в редакции Постановления Правительства РФ № 240 от 15.04.2002 г.) на объектах ЗАО «Пургаз», с учетом объемов и месторасположения (площади) прогнозируемого разлива, может произойти ЧС(Н) **муниципального** значения.

План ЛРН муниципального уровня утверждается руководителем организации, территориальным органом МЧС России по субъекту Российской Федерации, по согласованию с соответствующими территориальными органами исполнительной власти. Календарные планы муниципального уровня утверждаются руководителем организации и органом, специально уполномоченным решать задачи гражданской обороны, задачи по

предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций, в составе или при органе исполнительной власти местного самоуправления.

Введение Плана ЛРН в действие оформляется приказом по организации, с уведомлением органов исполнительной власти, утвердивших План ЛРН. Введение Плана ЛРН муниципального уровня должно осуществляться в срок – четыре месяца.

Срок действия настоящего Плана ЛРН в соответствии с приказом МЧС России «Об утверждении Правил разработки и согласования планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации» от 28.12.2004 г. № 621 – 3 года.

### **1.1.2 Руководящие документы**

Законодательной базой и основополагающими документами, регламентирующими разработку Плана ЛРН, являются:

#### **Федеральные законы**

1. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116-ФЗ от 21.07.1997 г. (с изменениями на 31.12.2014 г.);
2. «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» № 68-ФЗ от 21.12.1994 г. (с изменениями на 14.10.2014 г.);
3. «О пожарной безопасности» № 69-ФЗ от 21.12.1994 г. (с изменениями на 31.12.2014 г.);
4. «О безопасности» № 390-ФЗ от 28.12.2010 г.;
5. «Об экологической экспертизе» № 174-ФЗ от 23.11.1995 г. (с изменениями на 12.02.2015 г.);
6. «Об особо охраняемых природных территориях» № 33-ФЗ от 14.03.1995 г. (с изменениями на 24.11.2011 г.) (редакция, действующая с 01.03.2015 г.);
7. «О мелиорации земель» № 4-ФЗ от 10.01.1996 г. (с изменениями на 14.10.2014 г.);
8. Водный кодекс РФ, № 74-ФЗ от 03.06.2006 г. (с изменениями на 29.12.2014 г.) (редакция, действующая с 22.01.2015 г.);
9. «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» № 52-ФЗ от 12.03.1999 г. (с изменениями на 29.12.2014 г.) (редакция, действующая с 01.03.2015 г.);
10. «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 г. (с изменениями на 29.12.2014 г.);
11. «Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей» № 151-ФЗ от 22.08.1995 г. (с изменениями на 02.07.2013 г.);
12. «О внесении изменений в законодательные акты РФ и признании утратившими силу некоторых законодательных актов РФ в связи с принятием федеральных законов «О внесении изменений и дополнении в Федеральный закон «Об общих принципах организации законодательных (представительных) и исполнительных органов

государственной власти субъектов РФ» и «Об общих принципах организации местного самоуправления в РФ» № 122-ФЗ от 22.08.2004 г. (с изменениями на 29.12.2014 г.);

#### **Постановления Правительства РФ**

13. «Об утверждении Положения о предоставлении информации о состоянии окружающей природной среды, ее загрязнении и чрезвычайных ситуациях техногенного характера, которые оказали, оказывают, могут оказать негативное воздействие на окружающую среду» от 14.02.2000 г. № 128;

14. «О специально уполномоченных государственных органах РФ в области охраны окружающей среды» от 30.12.1998 г. № 1594 (с изменениями на 17.12.2001 г.);

15. «О Единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» от 30.12.2003 г. № 794 (с изменениями на 15.02.2014 г.);

16. «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов» от 21.08.2000 г. № 613 (с изменениями на 14.11.2014 г.);

17. «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации» от 15.04.2002 г. № 240 (с изменениями на 14.11.2014 г.);

18. «О создании локальных систем оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов» от 01.03.1993 г. № 178;

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

20. «О подготовке населения в области защиты от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 04.09.2003 г. № 547 (с изменениями на 08.09.2010 г.);

21. «О лицензировании деятельности по тушению пожаров в населенных пунктах, на производственных объектах и объектах инфраструктуры, по тушению лесных пожаров» от 31.01.2012 г. № 69;

22. «О некоторых вопросах аттестации аварийно-спасательных служб, аварийно-спасательных формирований, спасателей и граждан, приобретающих статус спасателя» от 22.12.2011 г. № 1091;

23. «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.05.2007 г. № 304 (с изменениями на 17.05.2011 г.);

24. «О противопожарном режиме» от 25.04.2012 г. № 390 (с изменениями на 23.06.2014 г.);

#### **Другие подзаконные нормативные акты**

25. Приказ МЧС России «Об утверждении Правил разработки и согласования планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на

территории Российской Федерации» № 621 от 28.12.2004 г. (с изменениями на 12.09.2012 г.);

26. Приказ МЧС России «О внесении изменений в Правила разработки и согласования планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, утвержденные приказом МЧС России от 28.12.2004 г. № 621» № 541 от 12.09.2012 г.;

27. Приказ МЧС России «Об утверждении требований по предупреждению чрезвычайных ситуаций на потенциальных опасных объектах и объектах жизнеобеспечения» № 105 от 28.02.2003 г.;

28. Приказ МЧС России «Об утверждении Порядка создания нештатных аварийно-спасательных формирований» № 999 от 23.12.2005 г. (с изменения на 30.06.2014 г.);

29. Приказ МЧС России «Об утверждении Порядка обеспечения работников добровольной пожарной охраны и добровольных пожарных, принимающих непосредственное участие в тушении пожаров, средствами индивидуальной защиты пожарных и снаряжением пожарных, необходимых для тушения пожаров» № 170 от 04.04.2012 г.;

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

31. Приказ МЧС России «Об утверждении и введении в действие Правил по охране труда в подразделениях Государственной противопожарной службы МЧС России (ПОТРО-01-2002)» № 630 от 31.12.2002 г.;

32. Приказ МЧС России «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» № 404 от 10.06.2009 г. (с изменениями на 14.12.2010 г.);

33. Указ Президента РФ «Вопросы Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий» № 868 от 11.07.2004 г. (с изменениями на 20.01.2015 г.);

34. «Руководство по тушению нефти и нефтепродуктов в резервуарах и резервуарных парках», утвержденные начальником ГУГПС МВД России от 12.12.1999 г.;

35. «Методические рекомендации по составлению планов и карточек тушения пожаров», утвержденные заместителем Министра РФ по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий.

**1.1.3 Разработчик Плана (наименование научного, проектного института, другой организации, разрабатывающей план на основе договора с организацией, или самой организации в случае разработки плана самостоятельно)**

План по предупреждению, локализации и ликвидации разливов нефтепродуктов на объектах ЗАО «Пургаз»:

- УКПГ с ДКС Южного участка Губкинского газового месторождения;
- УППГ Северного участка Губкинского газового месторождения;
- Кусты газовых скважин Губкинского газового месторождения;
- Системы промысловых трубопроводов Губкинского газового месторождения разработан группой специалистов НЦ «ЭКОС-ПАС» - филиал АО «Центр аварийно-спасательных и экологических операций» г. Нижневартовск.

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

Полное наименование организации: Закрытой акционерное общество «Пургаз».

Сокращенное наименование организации: ЗАО «Пургаз».

Юридический/почтовый адрес ЗАО «Пургаз»: 629831, Ямало-Ненецкий автономный округ, город Губкинский, микрорайон 16, дом 52.

Телефон: (34936) 5-21-88, 4-93-22.

Факс: (34936) 5-47-83, 4-93-40.

Руководитель организации: Генеральный директор ЗАО «Пургаз» – Стецюкевич Святослав Петрович.

Финансовый директор ЗАО «Пургаз» - Лутай Сергей Евгеньевич.

Заместитель генерального директора по производству ЗАО «Пургаз» - Шульга Ян Юрьевич.

Организационная структура ЗАО «Пургаз» представлена в Приложении 1-Д.

Основными направлениями деятельности ЗАО «Пургаз» является:

- разработка газовых и газоконденсатных месторождений;
- эксплуатация объектов по добыче, транспорту и подготовке газа.

ЗАО «Пургаз» имеет лицензии (Приложение 10-О):

– СЛХ 00509 НЭ на право пользования недрами «Добыча газа из сеноманской залежи пласта ПК1 Губкинского нефтегазоконденсатного месторождения»;

– № ВХ-00-015237 от 04.02.2015 г. на осуществление деятельности «Эксплуатация взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектов I, II и III классов опасности»;

– 89 № 00080 от 04.04.2014 г. на осуществление деятельности по «Обезвреживанию и размещению отходов I-IV классов опасности».

Опасные производственные объекты ЗАО «Пургаз» зарегистрированы в государственном реестре опасных производственных объектов. Свидетельство о регистрации А59-60022 от 16.12.2013 г. представлено в Приложении 10-О.

### **2.1.1 Готовность организации к действиям по локализации и ликвидации последствий ЧС(Н)**

Готовность ЗАО «Пургаз» оценена по способности локализации и ликвидации максимального разлива нефтепродукта, газового конденсата в соответствии с критериями приказа МЧС России от 28 декабря 2004 г. № 621:

– мероприятия по предупреждению и ликвидации ЧС(Н) – спланированы настоящим Планом ЛРН и Планами ликвидации аварий на объектах ЗАО «Пургаз»;

– достаточный состав сил и средств ликвидации ЧС(Н) – определен настоящим

Планом ЛРН;

– постоянное руководство и контроль планирования и выполнения мероприятий ЛРН осуществляется КЧС и ОПБ ЗАО «Пургаз»;

– деятельность ЗАО «Пургаз» в области предупреждения ЧС, пожарной безопасности и охраны окружающей среды регламентируется отраслевыми документами;

– для осуществления операций по восстановлению работоспособности объектов привлекается персонал профессионального аварийно-спасательного формирования НЦ «ЭКОСПАС» - филиал АО «ЦАСЭО» Нижневартовск. Состав сил и средств, привлекаемых к работам по ликвидации разливов нефтепродуктов, газового конденсата представлен в разделе 4.1.2 настоящего Плана ЛРН;

– совокупное время приведения в готовность и время прибытия к месту ЧС(Н) привлекаемых сил ЗАО «Пургаз» (КЧС и ОПБ, ФГЗ, ДПД), сил АСФ НЦ «ЭКОСПАС» - филиал АО «ЦАСЭО» не превышает 6 часов (4 часов), что позволяет осуществить локализацию разлива нефти, нефтепродуктов, в сроки, установленные Постановлением Правительства РФ № 613 от 21.08.2000 г. – 6 часов на суше (4 часа – акватория).

Схема расположения опасных производственных объектов с границами зон повышенного риска и районов приоритетной защиты представлена в Приложении 1-О.

Прогнозирование объемов и площадей разливов нефтепродуктов, газового конденсата

на объектах ЗАО «Пургаз» представлены в разделе 3.1.2 настоящего Плана ЛРН.

### **2.1.2 Основные операции, производимые с нефтепродуктами, газового конденсата**

Предметом деятельности ЗАО «Пургаз» является:

- разработка газовых и газоконденсатных месторождений;
- эксплуатация объектов по добыче, транспорту и подготовке газа.

Опасные производственные объекты ЗАО «Пургаз», рассматриваемы в данном Плате ЛРН:

- УКПГ с ДКС Южного участка Губкинского газового месторождения;
- УППГ Северного участка Губкинского газового месторождения;
- Кусты газовых скважин Губкинского газового месторождения;
- Системы промысловых трубопроводов Губкинского газового месторождения.

*Общая характеристика рассматриваемых опасных производственных объектов ЗАО «Пургаз»*

*УКПГ с ДКС Южного участка Губкинского газового месторождения*

#### УКПГ

*Производство подготовки газа*

Производство подготовки газа состоит из следующих технологических установок и сооружений:

- цеха входа и сепарации газа (ЦВ и СГ), включающего установки переключающей арматуры и сепарации газа;
- цех осушки газа и регенерации ТЭГа, включающий цех осушки газа (ЦОГ) с установкой осушки газа и узлом подготовки газа на собственные нужды;
- пункта измерения расхода газа (ПИР);
- факельного хозяйства;
- внутриплощадочных технологических трубопроводов.

Технологический процесс подготовки газа включает следующие операции:

- прием потоков газа из шлейфов;
- сепарацию газа от капельной жидкости и конденсата, выносимых из пласта;
- технологический замер количества сырого газа;
- осушку газа методом абсорбции ТЭГом;
- ввод метанола в технологический процесс;
- защиту технологических трубопроводов и оборудования от превышения давления;
- подготовку газа для собственных нужд;
- коммерческий замер подготовленного газа и подачу в газопровод внешнего транспорта.

Пластовый газ с кустов газовых скважин южного участка поступает на УКПГ по девяти входным коллекторам ГС 1 Ду 400 мм и собирается в общий коллектор Ду 500 мм.

Газ из общего коллектора по пяти трубопроводам ГС 1 Ду 400 мм поступает в блоки сепараторов с промывочной секцией С-101. Установка сепарации газа состоит из пяти блоков сепараторов С-101 производительностью 10 млн. м<sup>3</sup>/сут. каждый. Блок сепаратора состоит из сепаратора, запорно-регулирующей арматуры, трубопроводов, приборов и средств КИПиА и предназначен для очистки газа от капельной влаги и механических примесей, а также от солей путем промывки рефлюксной водой (в перспективе при необходимости). Отсепарированный газ из блоков сепараторов направляется по трубопроводам выхода газа и коллектору сырого газа Ду 1000 мм на установку очистки газа ДКС.

Для осуществления безгидратного режима работы установки входа и сепарации газа производится подача метанола от насосных химических реагентов в трубопровод входа газа каждого сепаратора по трубопроводу метанола М-1 под давлением 8,1 МПа. Регулирование подачи метанола выполняется дозировочными насосами, расположенными в насосные химические реагенты. Метанол, насыщенный из блоков сепараторов с давлением 0,45 МПа поступает в блок дегазатора метанола Д-401 (1 рабочий, 1 резервный) для разгазирования.

Блок дегазатора метанола состоит из дегазатора, запорной, регулирующей и предохранительной арматуры, трубопроводов, приборов и средств КИПиА и предназначен для разгазирования насыщенного метанола.

Слив метанола насыщенного из оборудования и трубопроводов установки сепарации газа при аварии или ремонте производится в дренажную ёмкость Е-101, слив метанола насыщенного из дегазатора при нормальном режиме – в дренажно-канализационную ёмкость Е-102 с последующей перекачкой на очистные сооружения.

Освобожденный от капельной жидкости и мехпримесей пластовый газ после установки сепарации газа направляется на ДКС, затем на установку осушки газа в блоки абсорберов А-201. Блоки абсорберов приняты производительностью 10 млн. м<sup>3</sup>/сут.

Осушка газа предусматривается методом абсорбции. В качестве абсорбента принят триэтиленгликоль (ТЭГ) концентрации 98,5 % массовых.

В результате контакта газа с гликолем происходит извлечение влаги из газа и насыщение ТЭГа до концентрации от 95,5%.

Осушенный газ после абсорберов направляется на пункт измерения расхода газа.

Газ при освобождении оборудования и трубопроводов цеха осушки газа направляется на свечу рассеивания. НТЭГ из абсорберов, насыщенный газом, по трубопроводам поступает в арматурные блоки АР-1. Подача РТЭГа в абсорберы выполняется так же через арматурные блоки АР-1.

Жидкость из оборудования и трубопроводов установки осушки газа при аварии или ремонте сливается в дренажную ёмкость Е-301, жидкость из оборудования после промывки и пропарки перед ремонтными работами – в дренажно-канализационную ёмкость.

Узел подготовки, газа на собственные нужды предназначен для подготовки газа, используемого в качестве топливного: ГТ 5 – для ПАЭС; ГТ 6 – для котельной; ГТ 4 – для блоков регенерации ТЭГа, в качестве затворного газа ГТ 8 для факельной системы.

Узел подготовки газа на собственные нужды УКПГ размещается в цехе осушки газа и включает:

- узел замера расхода газа;
- теплообменника Т-201;
- линии редуцирования и замера газа по потребителям.

Газ осушенный под собственным давлением через кран с пневмоприводом Кр 3.11 через узел замера расхода поступает в теплообменник Т-201, где подогревается до температуры 50 °С. Далее газ поступает на линии редуцирования для снижения давления до рабочего:

- до 1,2 МПа – на объекты электроснабжения ГТ 5;
- до 0,3 МПа – на технологические нужды факельной системы и блока регенерации ТЭГа, на котельную.

Принципиальные технологические схемы составляющих УКПГ Южного участка Губкинского месторождения приведены на рисунках 2.1.2.1-2.1.2.4.

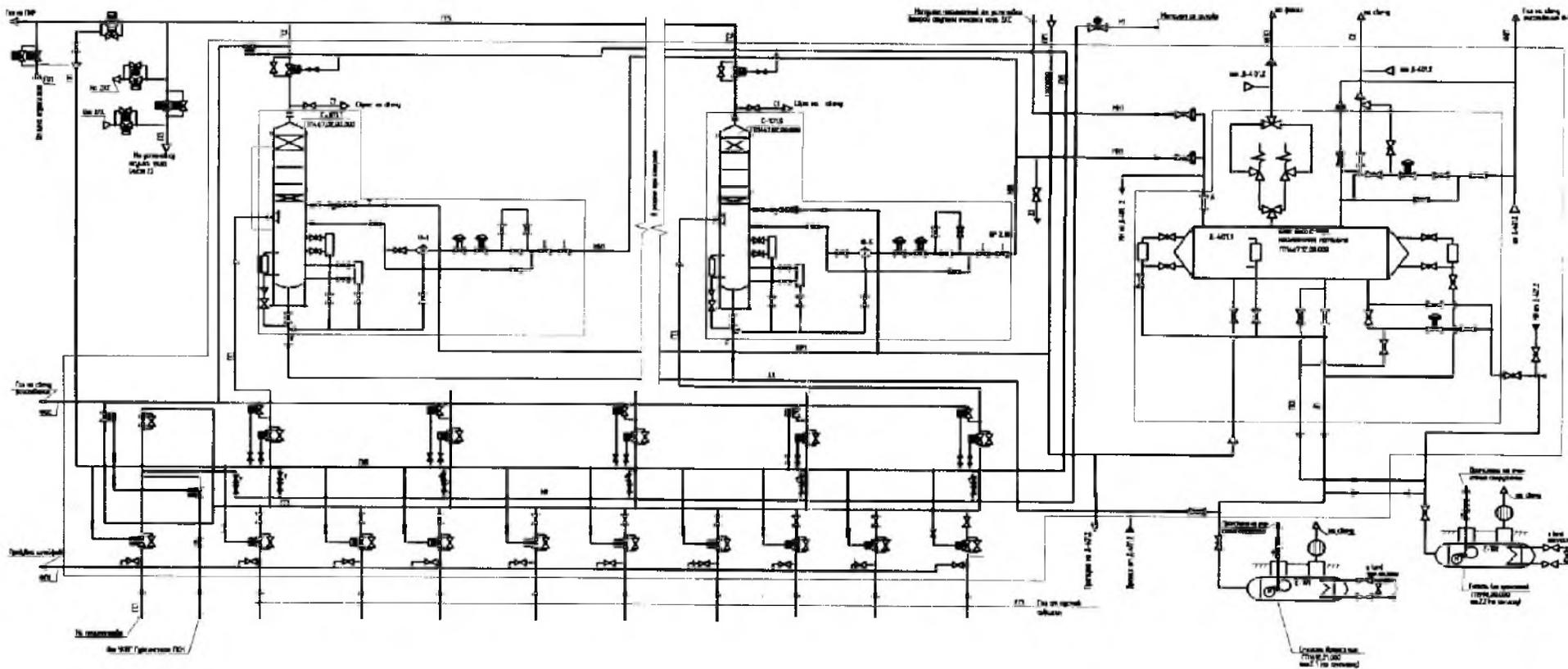
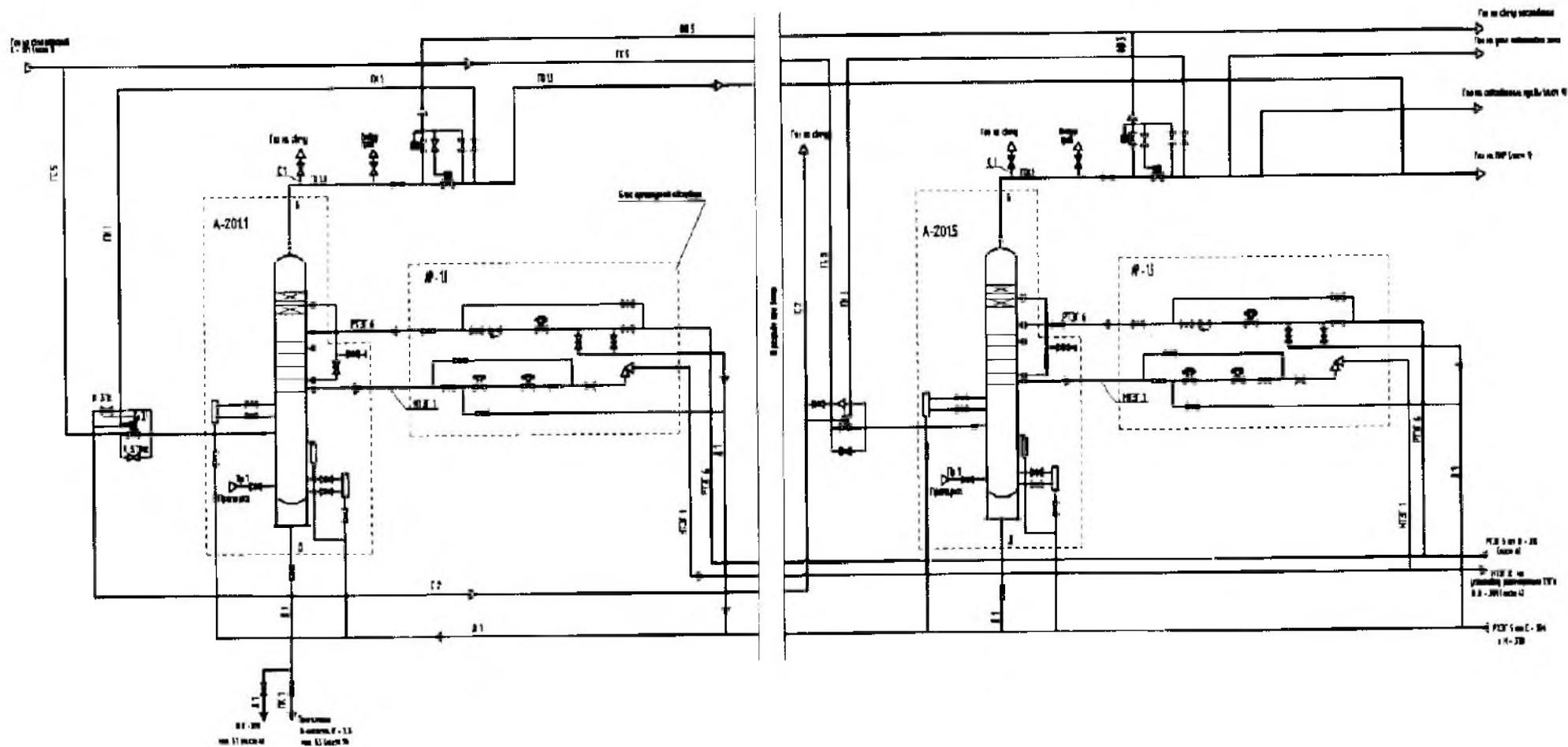


Рисунок 2.1.2.1 – Принципиальная технологическая схема установки входа и сепарации газа.



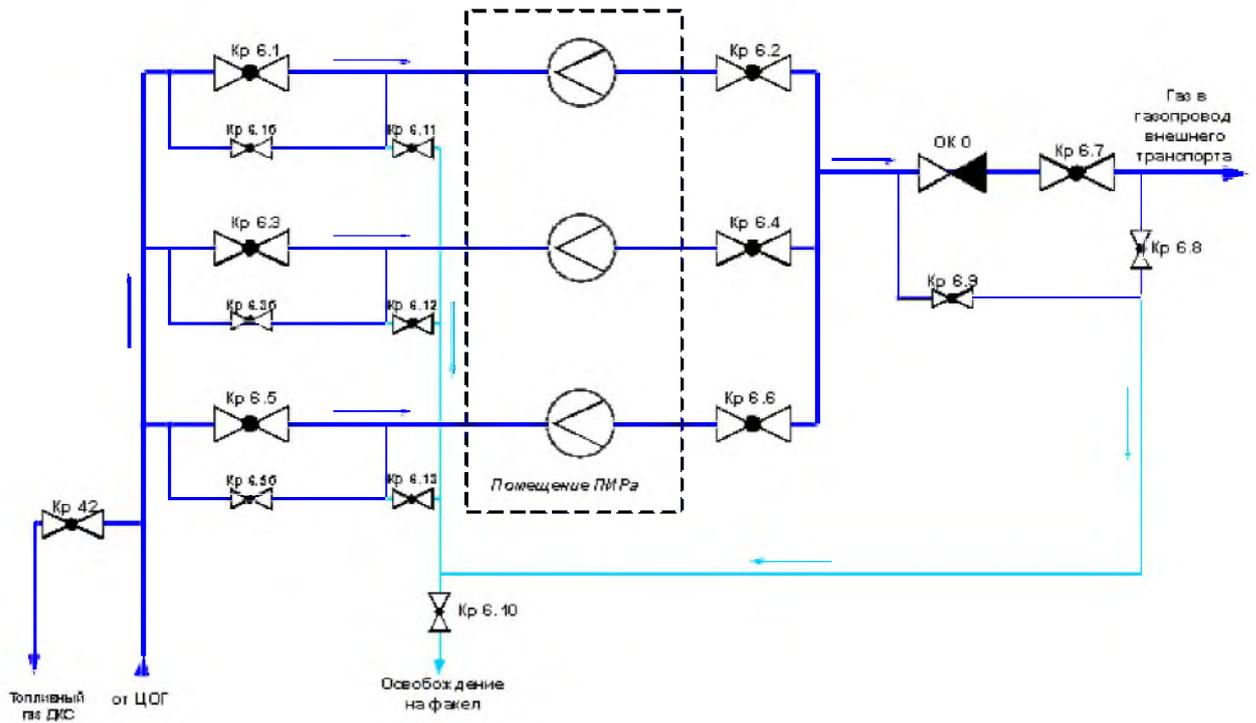


Рисунок 2.1.2.3 – Принципиальная технологическая схема пункта измерения расхода газа.

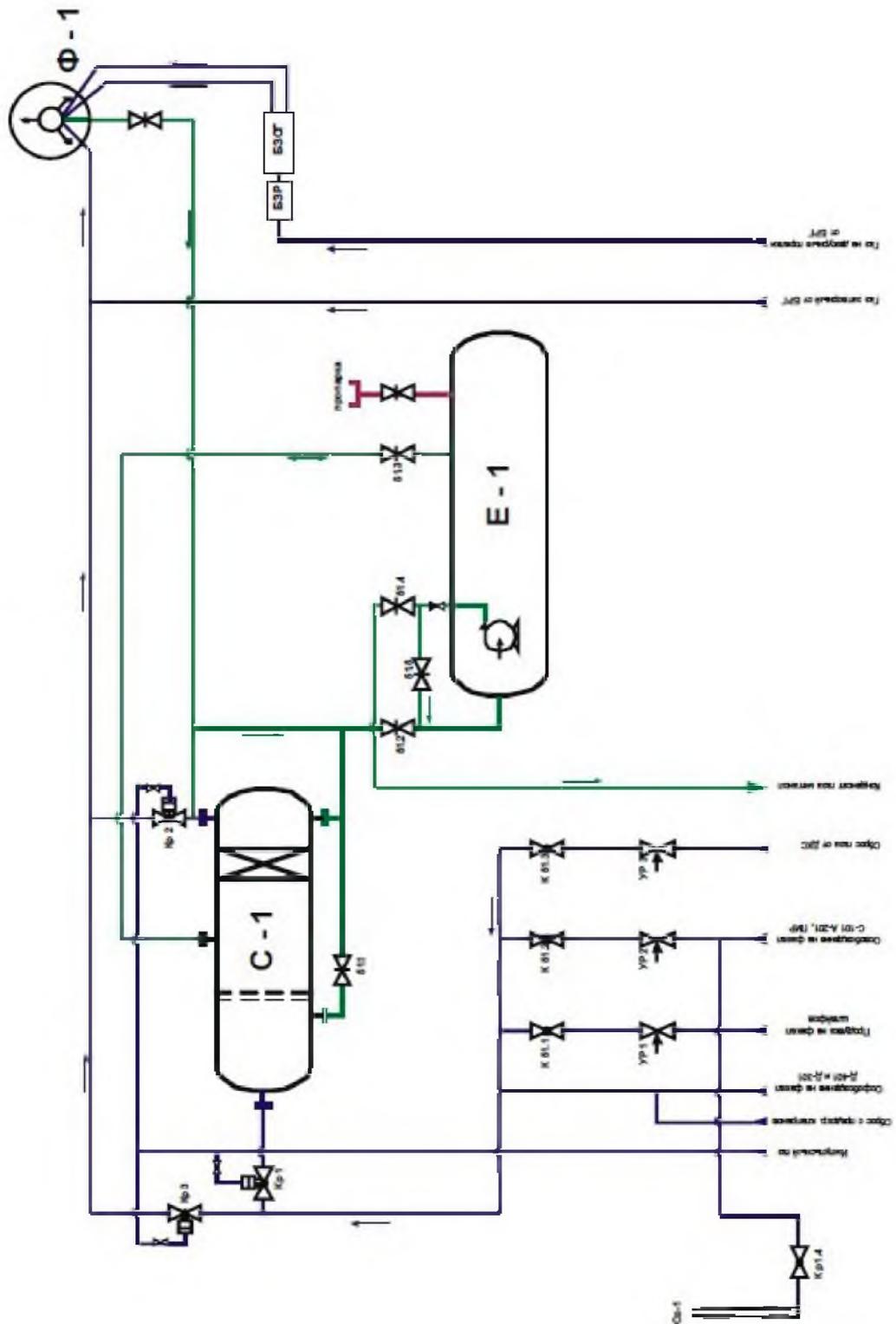


Рисунок 2.1.2.4 – Принципиальная технологическая схема факельной системы.

*Производство регенерации ТЭГа*

Производство регенерации ТЭГа состоит из следующих технологических установок и сооружений:

– цех осушки газа и регенерации ТЭГа, включающий цех насосно-ёмкостного оборудования (ЦНЕО) и цех огневых регенераторов (ЦОР) с установкой регенерации ТЭГа.

Насыщенный 95,5% раствор триэтиленгликоля (НТЭГ) от установки осушки газа с рабочим давлением 0,45 МПа поступает в блок дегазатора Д-301 (1 рабочий, 1 резервный) для выветривания.

Давление в блоке поддерживается автоматически с помощью регулирующего клапана, установленного на трубопроводе выхода газа из блока на собственные нужды. Для защиты от превышения давления в блоке установлены предохранительные клапаны.

НТЭГ из блока дегазатора Д-301 при давлении 0,45 МПа направляется в блок фильтров БФ-301 (1 рабочий, 1 резервный), состоящий из фильтра угольного Ф-1 (Ф-4), двух фильтров тонкой очистки жидкости Ф-2, Ф-3 (Ф-5, Ф-6), аппарата магнитной обработки АМО-1 (АМО-2), трубопроводов, арматуры, приборов КИПиА.

Фильтр угольный предназначен для очистки НТЭГа от продуктов разложения, в качестве адсорбента используется активированный уголь. Фильтр тонкой очистки обеспечивает очистку жидкости от мехпримесей.

НТЭГ из блока фильтров подается в рекуперативные теплообменники Т-301.1...Т-301.6 (3 рабочих, 3 резервных), в трубном пространстве которых нагревается за счёт тепла РТЭГа и поступает в змеевик буферной ёмкости блока регенерации ТЭГа БОР-301.

Теплообменники Т-301 подключены последовательно, с байпасами и делением на две группы, что позволяет выполнять нагрев НТЭГа до необходимой температуры при остановке любого из теплообменников.

Предусмотрена линия возврата некондиционного ТЭГа с выхода теплообменников Т-301 в блок регенерации ТЭГа для повторной регенерации.

Блок регенерации ТЭГа БОР-301 (1 рабочий, 1 резервный) состоит из выпарной колонны К-1, испарителя И-1, буферной ёмкости Е-1 со встроенным в неё подогревателем, дымовой трубы, запорной, регулирующей и предохранительной арматуры, обвязочных трубопроводов. Блок оснащён приборами, обеспечивающими выполнение функций контроля и автоматического управления процессом.

Подогретый НТЭГ поступает из буферной ёмкости в выпарную колонну. Для поддержания температуры среды верха выпарной колонны насосами Н-307 подаётся вода на орошение. Частично регенерированный НТЭГ из выпарной колонны стекает в испаритель, где при температуре 180 °С ... 200 °С происходит его окончательная регенерация.

Из испарителя РТЭГ через сборник солей СБ-301 стекает в буферную ёмкость Е-1, где отдаёт тепло НТЭГу и поступает на приём насосов Н-304, которые прокачивают РТЭГ

через теплообменник Т-301. После теплообменников Т-301 РТЭГ по трубопроводу поступает в ёмкость Е-304.

Сборник солей СБ-301 предназначен для отделения солей, механических примесей и жидких углеводородов.

Нагрев НТЭГа в испарителе осуществляется с помощью газовой горелки, оснащенной комплектом розжига и контроля пламени.

Замер топливного газа, подаваемого в БОР, выполняется на узле учёта газа (УУТГ), включающем счётчик газа и запорную арматуру.

Из буферной ёмкости Е-1 РТЭГ насосами Н-304.1...Н-304.4 подаётся в теплообменники Т-301.

Блок горячего насоса Н-304 (3 рабочих, 1 резервный) включает насос центробежный, фильтр, запорную арматуру, обвязочные трубопроводы, приборы КИПиА.

На коллекторе выхода РТЭГа из блоков горячих насосов установлена задвижка с электроприводом Зд 3.1 для перекрытия потока РТЭГа при пожаре.

Парогазовая смесь с верха выпарной колонны с  $t=105^{\circ}\text{C}$  направляется на охлаждение и конденсацию в конденсатор воздушный Вх-302 (1 рабочий, 1 резервный).

Парогазовая смесь конденсируется и в виде рефлюкса с температурой  $30...40^{\circ}\text{C}$  поступает в блок разделителя рефлюкса Р-302 (1 рабочий, 1 резервный), именуемый в дальнейшем «блок разделителя».

Блок разделителя предназначен для разделения рефлюкса на газовый конденсат и воду.

Газовый конденсат из блока разделителя насосами откачки конденсата Н-303 подаётся на склад реагентов.

На трубопроводе подачи газового конденсата на склад химических реагентов установлен влагоотделитель (вертикальный фильтр) для улавливания капель воды для защиты конденсатопровода от замерзания при пониженных температурах окружающей среды.

Часть воды из блока разделителя насосами Н-307 подаётся на орошение выпарной колонны К-1, оставшаяся часть после замера подаётся в подземную дренажно-канализационную ёмкость Е-3.3 и затем на очистные сооружения.

Для охлаждения корпусов насосов блоков Н-304, Н-305 и создания гидрозатвора уплотнения у насосов блоков Н-310 выполнена обратная система охлаждения с использованием антифриза.

На случай ремонта оборудования предусмотрено его освобождение от газа на свечу рассеивания и слив жидкостей в дренажные ёмкости: от оборудования, установленного в

помещении огневых регенераторов (БОР-301, СБ-301, Н-304) – в подземную ёмкость Е-302, от остального оборудования – в ёмкость Е-301.

Принципиальная технологическая схема установки регенерации ТЭГа представлена на рисунках 2.1.2.5-2.1.2.9.

Оборудование установки регенерации ТЭГа размещено: блок ёмкости Е-304 и блоки насосов Н-310 – в ЦОГ; блоки дегазаторов Д-301, блоки фильтров БФ-301, теплообменники Т-301, блоки разделителя рефлюкса Р-302, блок ёмкости Е-303, блоки насосов Н-305, аппараты воздушного охлаждения Вх-305, блоки насосов Н-303, блоки насосов Н-307, конденсаторы воздушные Вх-302 – в ЦНЕО; блоки регенерации ТЭГа БОР-301, солесборники СБ-301, блоки горячих насосов Н-304 – в ЦОР.

Компоновка оборудования в помещениях производства регенерации ТЭГа двухъярусная. Для производства ремонтных работ установлены: в ЦНЕО – краны подвесные ручные однобалочные грузоподъемностью 5 тонн и 1 тонна во взрывозащищенном исполнении; в ЦОР – тали ручные передвижные грузоподъемностью 3,2 тонны и 5 тонн во взрывозащищенном исполнении.

Размещение оборудования выполнено с учётом возможности проведения профилактических осмотров и планово-предупредительных ремонтов.

Для обслуживания оборудования выполнены площадки и проходы.

Принципиальная технологическая схема ЦНЕО приведена на рисунке 2.1.2.10, принципиальная технологическая схема ЦОР – на рисунке 2.1.2.11.

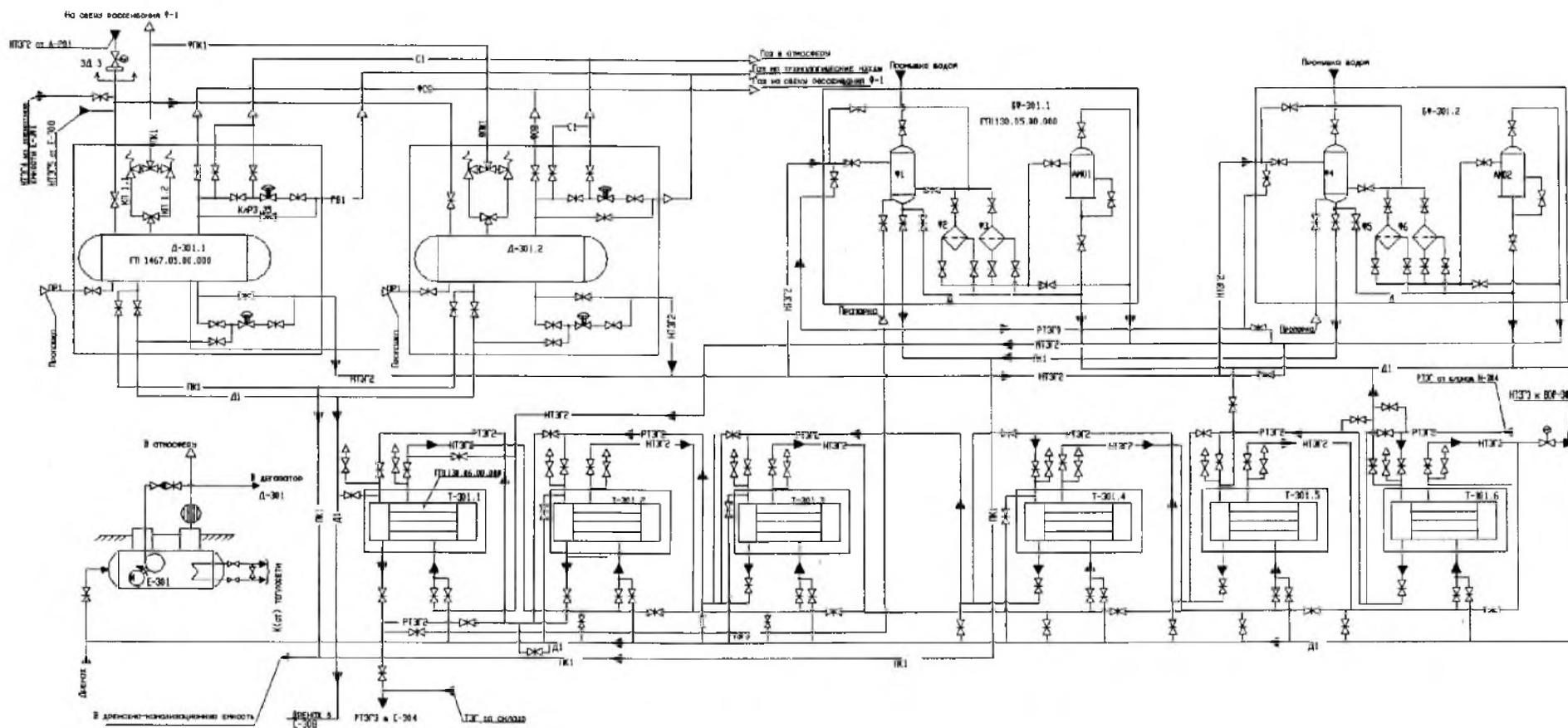


Рисунок 2.1.2.5 – Принципиальная технологическая схема установки регенерации ТЭГа.

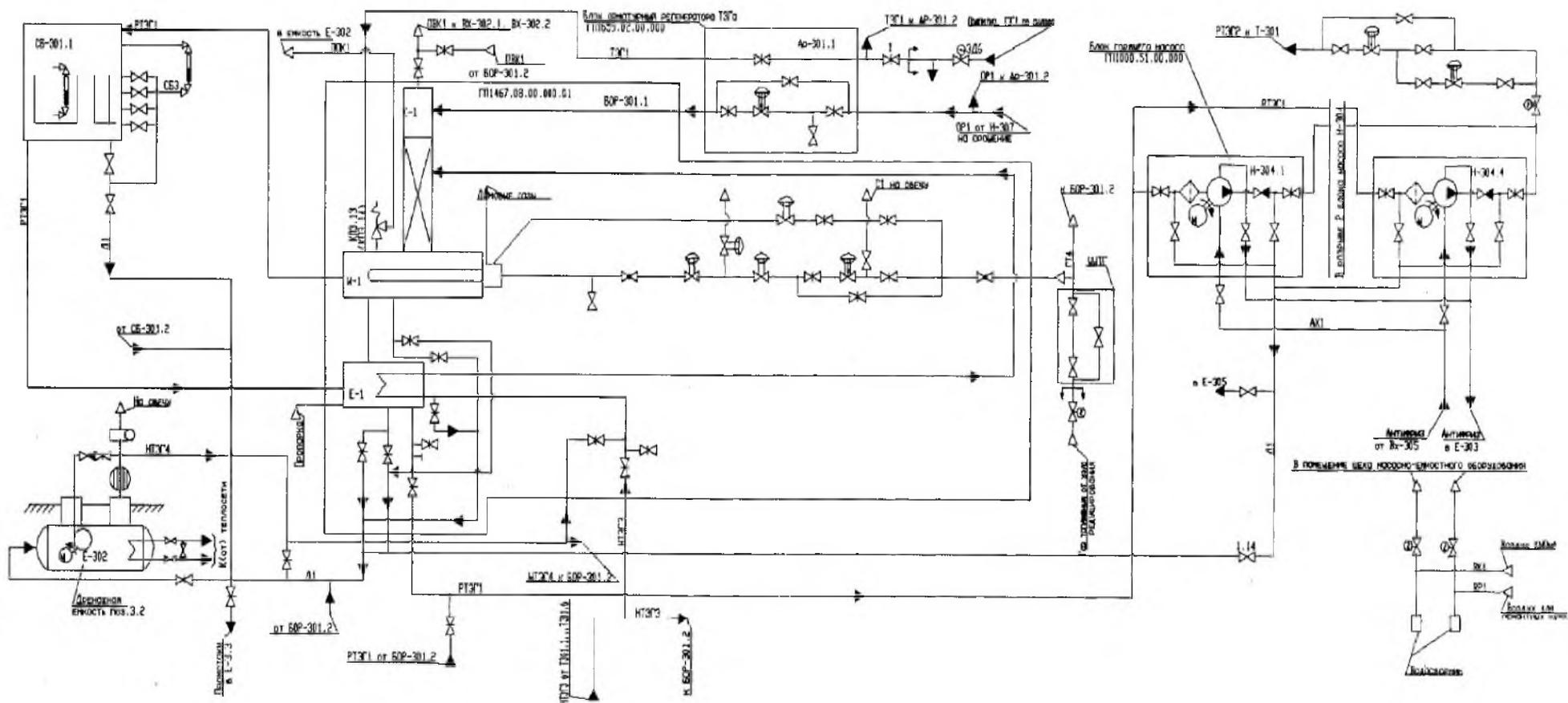


Рисунок 2.1.2.6 – Принципиальная технологическая схема установки регенерации ТЭГа.

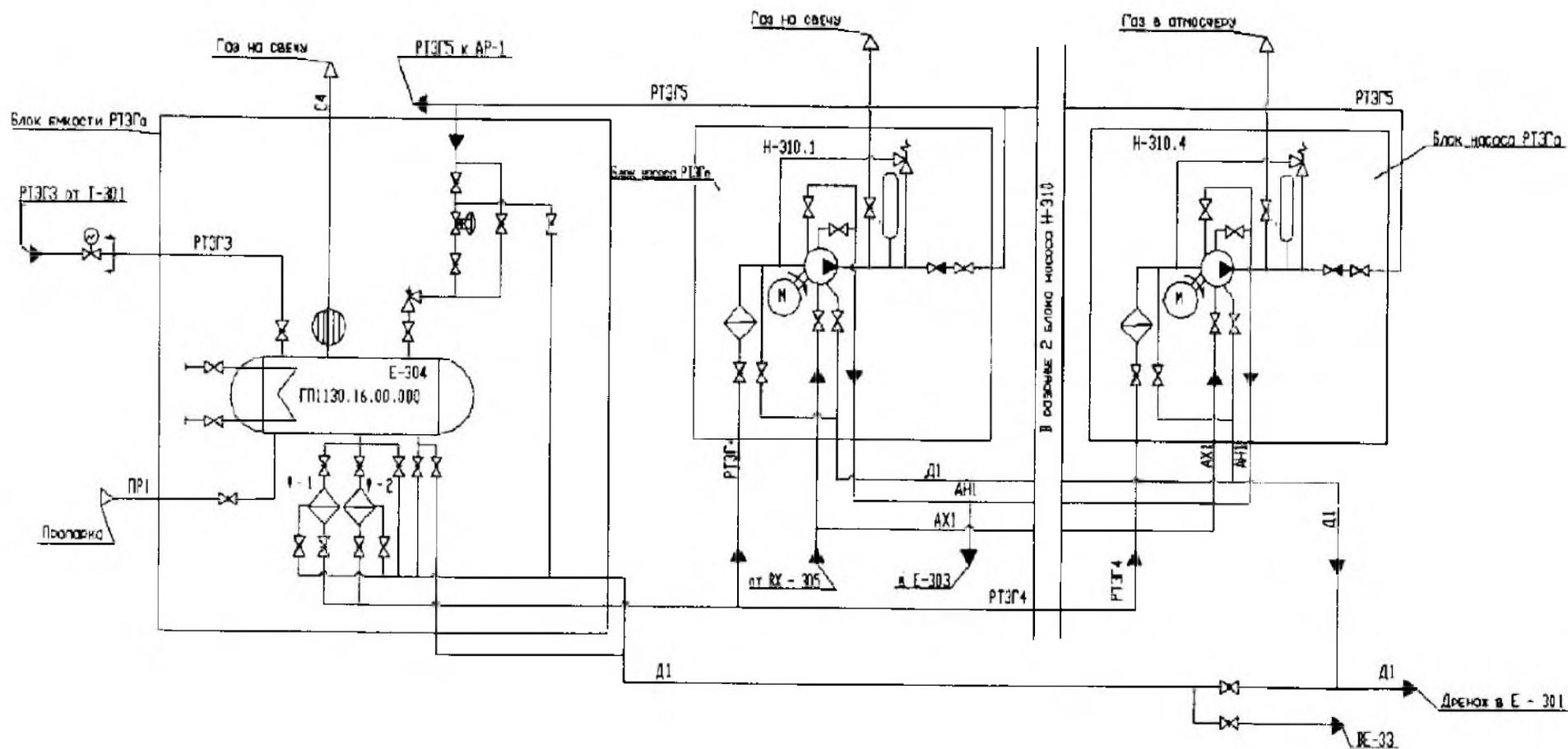


Рисунок 2.1.2.7 – Принципиальная технологическая схема установки регенерации ТЭГа.

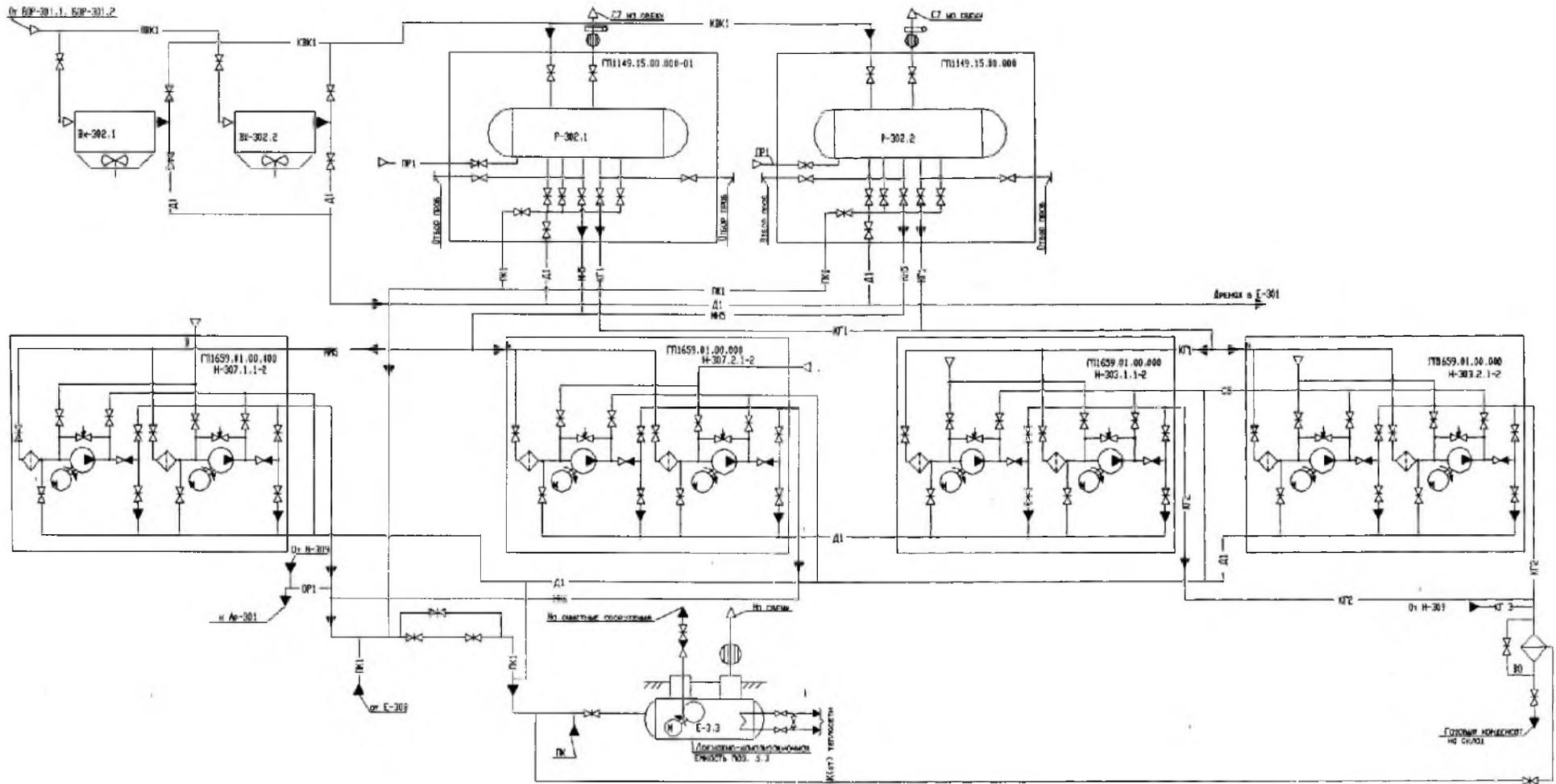




Рисунок 2.1.2.9 – Принципиальная технологическая схема установки регенерации ТЭГа.

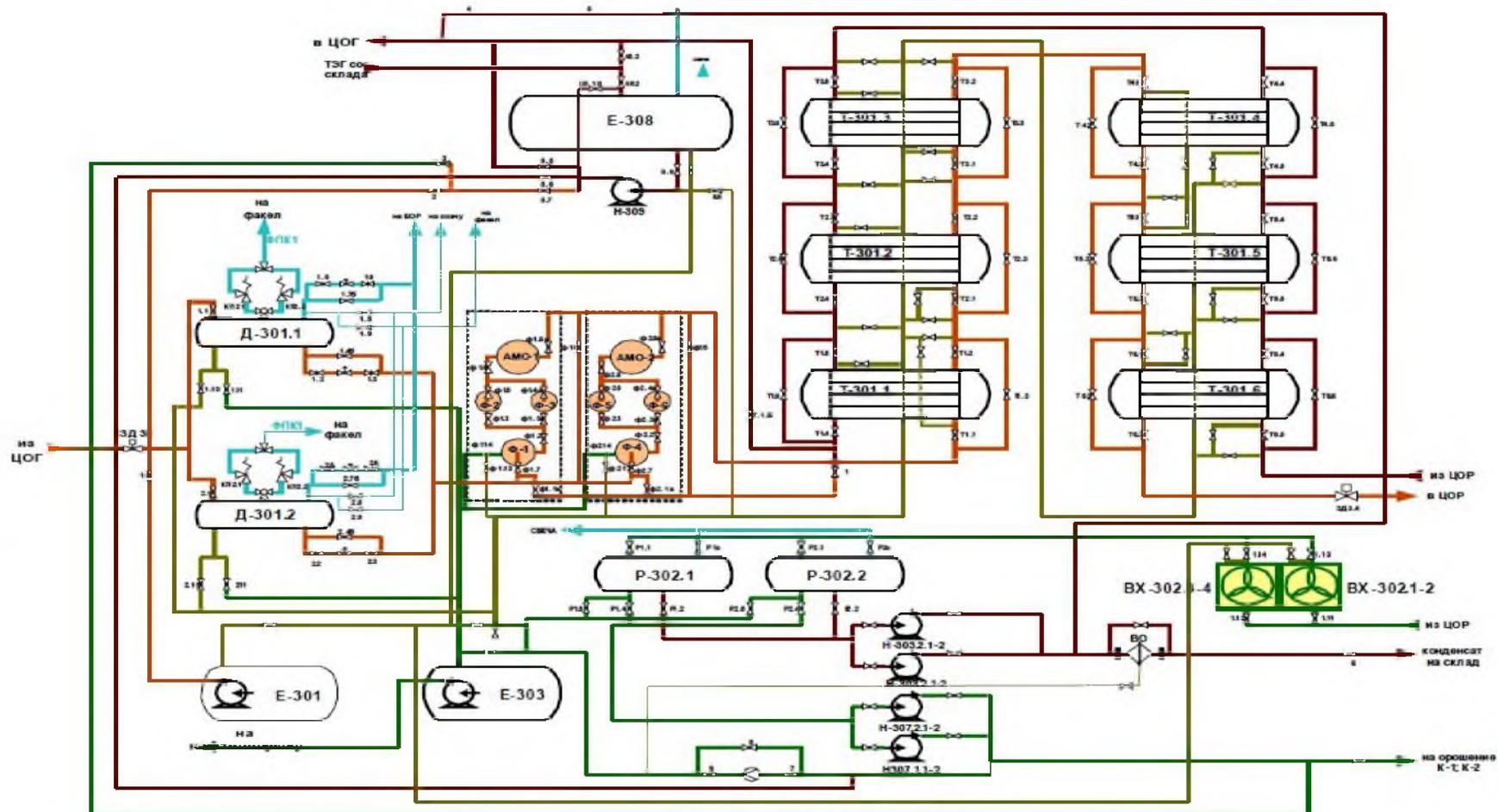


Рисунок 2.1.2.10 – Принципиальная технологическая схема насосно-емкостного оборудования.

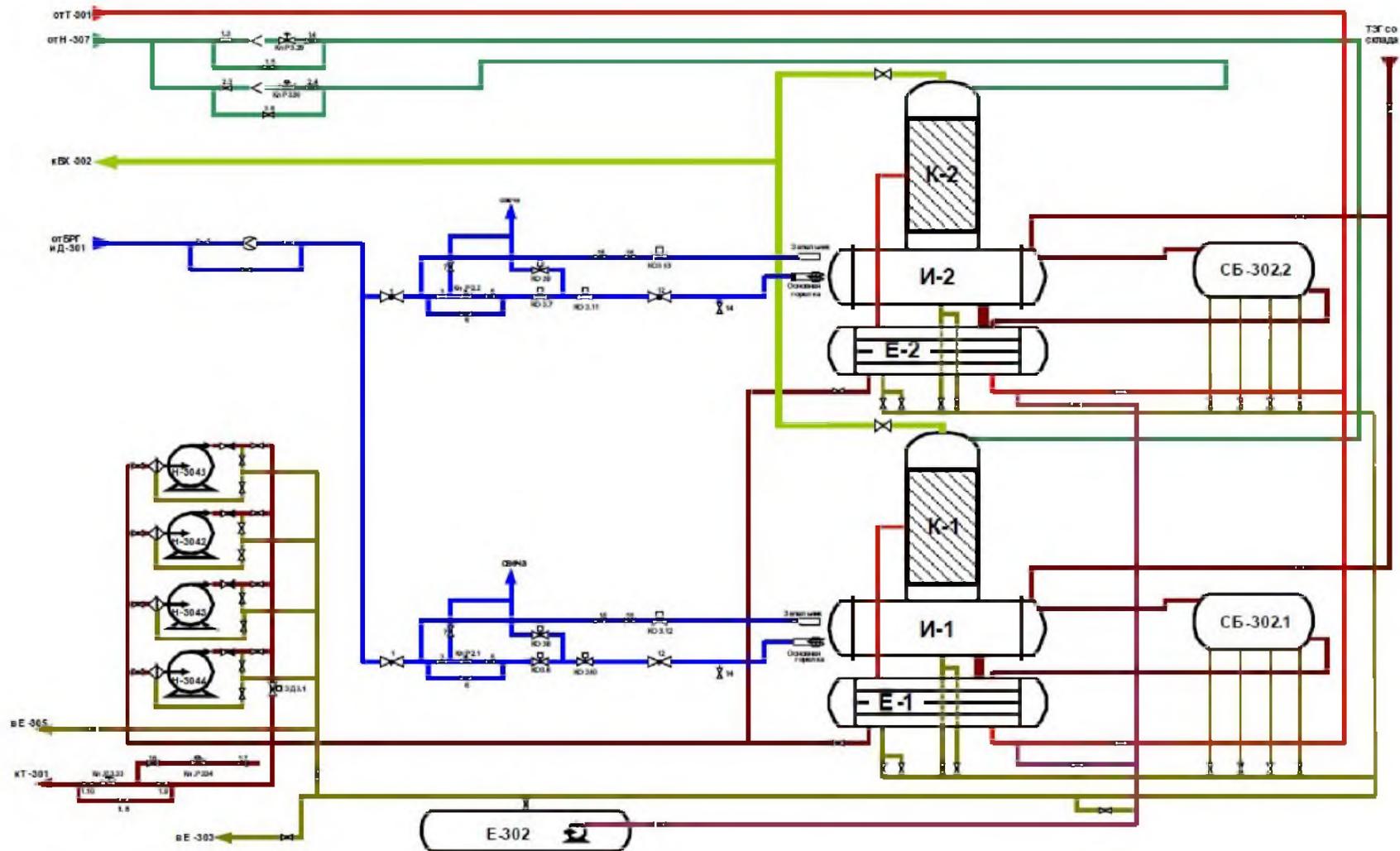


Рисунок 2.1.2.11 – Принципиальная технологическая схема цеха огневой регенерации.

*Производство хранения химических реагентов*

Склад химических реагентов (далее – склад реагентов) предназначен для приема, хранения, выдачи метанола и газового конденсата в автоцистерны, подачи метанола и триэтиленгликоля (далее – ТЭГа) в технологический процесс сбора и подготовки газа.

Принципиальная технологическая схема склада химических реагентов приведена на рисунке 2.1.2.12.

В состав склада реагентов:

- насосная химических реагентов (помещение НХР №1, помещение НХР №2);
- емкость приема метанола, объемом 25 м<sup>3</sup>, Е-3;
- емкость приема ТЭГа, объемом 25 м<sup>3</sup>, Е-6;
- емкость хранения газового конденсата, объемом 25 м<sup>3</sup>, Е-7, Е-8;
- емкость хранения метанола, объемом 25 м<sup>3</sup>, Е-1, Е-2;
- емкость хранения ТЭГа, объемом 25 м<sup>3</sup> с обогревом, Е-4, Е-5;
- стояк наливной для метанола, СТ-1.

Технологической схемой предусматриваются следующие технологические операции:

- слив метанола из автоцистерн в емкость приема метанола Е-3 и перекачка его насосом Н-7.1 в емкости хранения метанола Е-1, Е-2;
- перекачка метанола из автоцистерн насосами Н-1.1, Н-1.2 в емкости хранения метанола Е-1, Е-2 и внутрискладские перекачки;
- выдача метанола из емкостей хранения Е-1, Е-2 насосами Н-1.1, Н-1.2 через наливной стояк СТ-1 в автоцистерны;
- подача метанола из емкостей хранения Е-1, Е-2 в цех входа и сепарации газа (ЦВиСГ) дозировочными насосами Н-4.1, Н-4.2;
- подача метанола из емкостей хранения Е-1, Е-2 на кусты газовых скважин (КГС) дозировочными насосами Н-4.1, Н-4.2;
- подача метанола из емкостей хранения Е-1, Е-2 на кусты газовых скважин (КГС) и ДКС дозировочными насосами Н-5.1...Н-5.3;
- прием газового конденсата из цеха насосно-емкостного оборудования (ЦНЕО) в емкости хранения Е-7, Е-8;
- слив ТЭГа из автоцистерн в емкость приема ТЭГа, Е-6 и перекачка его насосом Н-6.1 в емкости хранения ТЭГа Е-4, Е-5;
- выдача ТЭГа из емкостей хранения Е-4, Е-5 насосами Н-2.1, Н-2.2 через наливной стояк СТ-2 в автоцистерны;
- слив ТЭГа из автоцистерн в емкости хранения ТЭГа Е-4, Е-5 насосами Н-2.1, Н-2.2;

– подача ТЭГа в цех огневых регенераторов в БОР-302, цех осушки газа и регенерации ТЭГа в емкости Е-303, Е-304, Е-308 насосами Н-2.1, Н-2.2;

– опорожнение трубопроводов метанола в емкость Е-3;

– опорожнение трубопроводов ТЭГа в емкость Е-6.

Насосная химических реагентов (далее насосная реагентов) состоит из двух помещений НХР №1 и НХР №2 и оснащена следующими насосами.

#### НХР №1

1. Насосы центробежные Н-1.1, Н-1.2 (один резервный) марки АХЕ-65/50-160Т производительностью 25 м<sup>3</sup>/ч, напором 32 м с электродвигателем мощностью 5,5 кВт предназначены:

– для приема метанола из автоцистерн и подачи его в емкости Е-1, Е-2;

– для подачи метанола из емкостей Е-1, Е-2 насосом Н-1.1 (Н-1.2) через стояк СТ-1 в автоцистерну.

2. Насосы химические Н-2.1, Н-2.2 (один резервный) марки Х-65/50-160Е производительностью 25 м<sup>3</sup>/ч, напором 32 м с электродвигателем мощностью 11 кВт предназначены:

– для приема ТЭГа из автоцистерн и подачи его в емкости Е-4, Е-5;

– для подачи ТЭГа из емкостей Е-4, Е-5 в цех огневых регенераторов (БОР).

3. Насосы центробежные Н-3.1, Н-3.2 (один резервный) марки АСВН-80А-П производительностью 35 м<sup>3</sup>/ч, напором 26 м с электродвигателем мощностью 15 кВт предназначены:

– для приема газового конденсата из цеха насосно-емкостного оборудования (ЦНЕО) насосом Н-303 в емкости Е-7, Е-8;

– подачи газового конденсата из емкостей Е-7, Е-8 через стояк СТ-2 в автоцистерну.

4. Насосы дозировочные Н-4.1, Н-4.2 (один резервный) марки НД-1000/100А производительностью 1,0 м<sup>3</sup>/ч, давлением 10 МПа с электродвигателем мощностью 5,5 кВт предназначены для подачи метанола в цех входа и сепарации газа (ЦВиСГ) или на кусты газовых скважин (КГС).

#### НХР №2

1. Насос дозировочный Н-5.1 марки НД-1000/100А производительностью 1,0 м<sup>3</sup>/ч, давлением 10 МПа с электродвигателем мощностью 5,5 кВт предназначен для подачи метанола на КГС и ДКС.

2. Насосы дозировочные Н-5.2, Н-5.3 (один резервный) марки НД 2,5-40/100 производительностью 0,040 м<sup>3</sup>/ч, давлением 10 МПа с электродвигателем мощностью 0,55 кВт предназначены для подачи метанола на КГС и ДКС.

Для защиты от аварийного превышения давления на нагнетательных трубопроводах дозировочных насосов установлены предохранительные клапаны СППК МР, клапаны настроены на давление 9,2 МПа.

У всех насосов на всасывающем трубопроводе установлены фильтры для улавливания механических примесей.

Опорожнение трубопроводов метанола при ремонтных работах производится в емкость Е-3 при открытых задвижках, предназначенных для дренажа.

Опорожнение трубопроводов ТЭГа при ремонтных работах производится в емкость Е-6 при открытых задвижках, предназначенных для дренажа.

Резервуары для метанола, газового конденсата и ТЭГа размещены в каре. Расстановка резервуаров обеспечивает свободный доступ к ним при обслуживании.

Насосы подачи химреагентов установлены в отапливаемых помещениях.

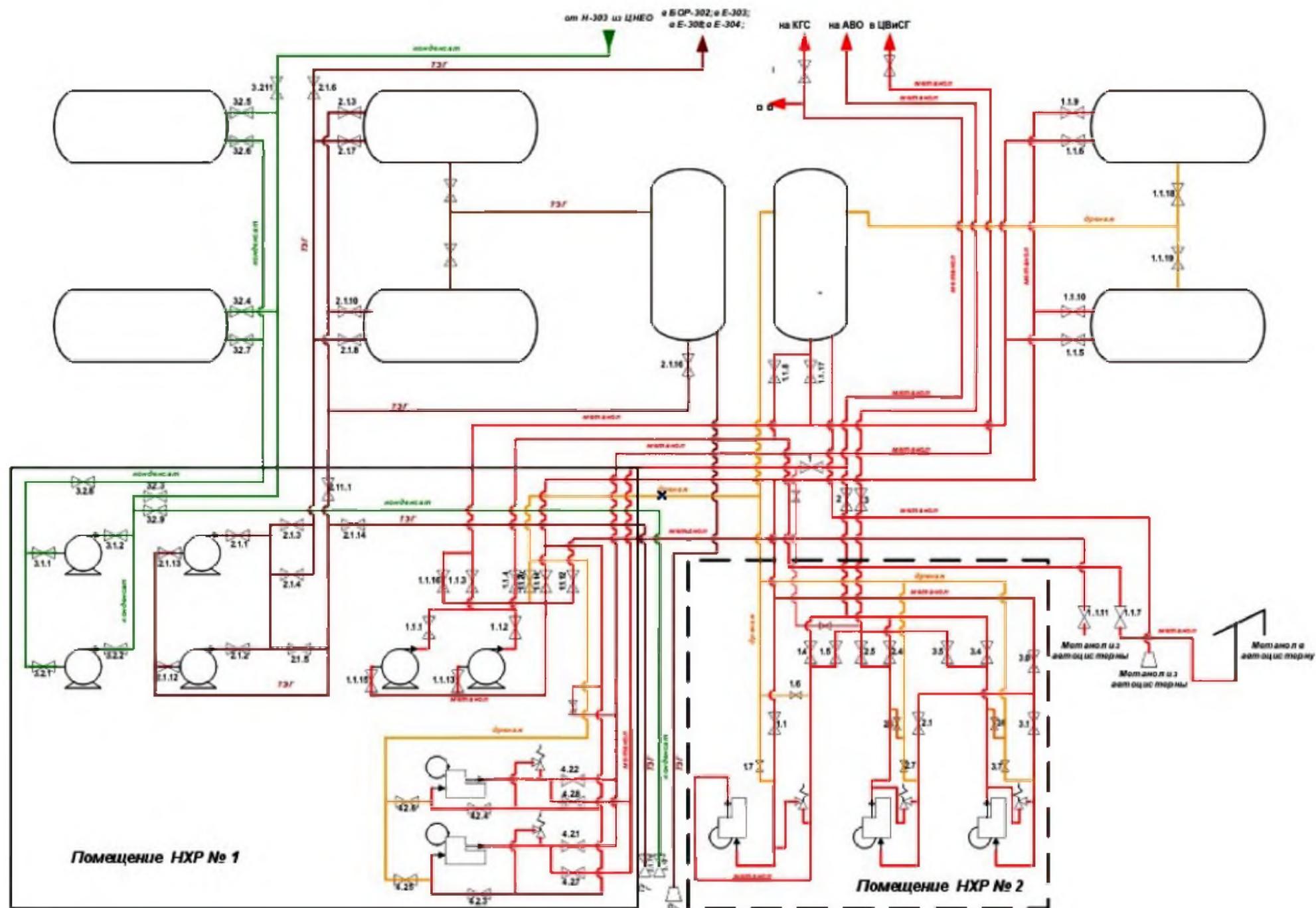


Рисунок 2.1.2.12 – Принципиальная технологическая схема склада реагентов.

*Производство хранения дизтоплива*

Аварийная дизельная электростанция предназначена для обеспечения электроснабжения объектов установки подготовки газа УКПГ.

Состав аварийной дизельной электростанция:

– дизельная электростанция КАС-500БК-3, два блок-бокса полного заводского изготовления;

– резервуар для дизтоплива  $V = 25 \text{ м}^3$  (2 шт.);

– резервуар для аварийного слива дизтоплива  $V = 3 \text{ м}^3$ .

Технологической схемой предусматриваются следующие операции:

– прием дизтоплива из автоцистерн в резервуары  $V = 25 \text{ м}^3$ ;

– перекачка дизтоплива из резервуаров в расходный бак дизельной электростанции;

– аварийный слив топлива из расходного бака в подземный резервуар  $V = 3 \text{ м}^3$ .

Дизельные электростанции работают в автоматическом режиме. Запас дизельного топлива обеспечивает работу электростанции в течение 7,5 суток при максимальной нагрузке.

Установка резервуаров для дизтоплива наземная в железобетонном каре. Закачка дизтоплива в резервуары осуществляется насосом автоцистерны, в расходный бак дизельной электростанции насосом, установленным в блок-боксе дизельной электростанции.

Аварийный слив топлива из расходного бака в подземный резервуар емкостью  $3 \text{ м}^3$  осуществляется самотеком.

Принципиальная технологическая схема аварийной дизельной электростанции представлена на рисунке 2.1.2.13.

Резервуары для дизтоплива размещаются в каре. Расстановка резервуаров обеспечивает свободный доступ к ним при обслуживании.

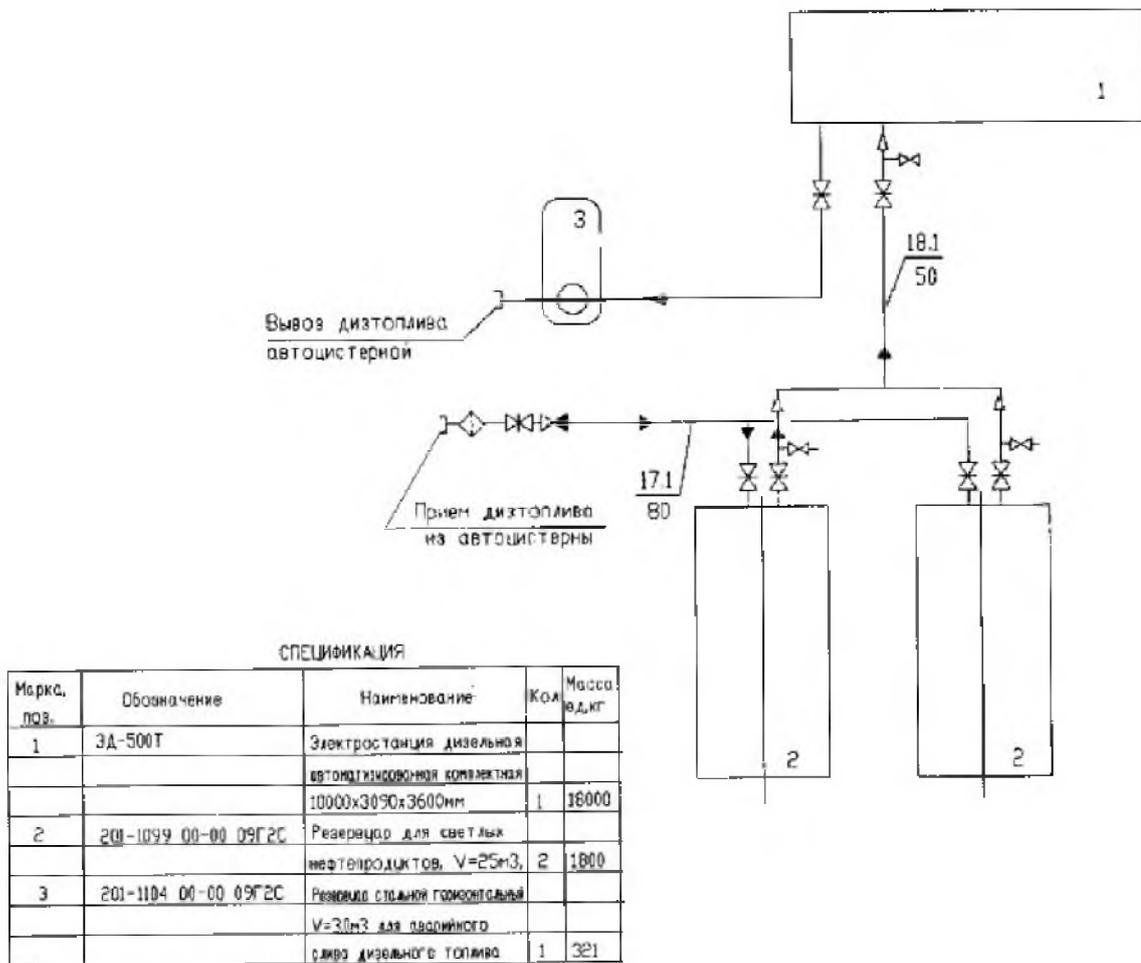


Рисунок 2.1.2.13 – Принципиальная технологическая схема аварийной дизельной станции.

**ДКС**

*Производство компримирования газа*

Дожимная компрессорная станция (ДКС) предназначена для поддержания давления транспорта газа и расчетной производительности абсорберов цеха осушки газа при снижении давления на входе в УКПГ ниже минимально необходимого.

В состав ДКС входят следующие технологические сооружения и установки:

- установка очистки газа;
- установка компримирования газа, состоящая из четырех газоперекачивающих агрегатов ГПА-Ц3-16С/76 (ГПА 1...ГПА 4) и шести ГПА-Ц5-16С/76 (ГПА 5...ГПА 10) с газотурбинными приводами мощностью 16 МВт;
- установка охлаждения газа;
- установка подготовки топливного и импульсного газа (УПТИГ), включающая: цех подготовки топливного и импульсного газа, подогреватели технологического газа, ёмкости дренажные;

– установка масляного хозяйства, включающая: насосную масел, площадку ёмкостей масла, дренажную ёмкость;

– дренажные ёмкости;

– свечи продувочные;

– внутривозовые технологические трубопроводы.

Освобожденный от капельной жидкости и мехпримесей пластовый газ от установки входа и сепарации газа УКПГ по межцеховому коллектору через кран Кр 7 направляется в трубопровод Ду 1000 мм на установку очистки газа ДКС.

Сырой газ из коллектора Ду 1000 мм по трем трубопроводам входа газа поступает в блоки фильтров – сепараторов ФС1...ФС3 установки очистки газа.

Для устранения загидрачивания фильтров-сепараторов ФС1...ФС3 в аварийных режимах предусмотрена подача метанола по трубопроводу М под давлением 8,1 МПа от НХР № 2 в трубопровод выхода газа каждого фильтра-сепаратора.

Сепарация газа осуществляется в трех фильтрах-сепараторах ФС 1...ФС 3 (2 рабочих и 1 резервный).

Очищенный газ из блоков фильтров – сепараторов ФС1...ФС3 по трубопроводам выхода газа Ду 700 мм и коллектору Ду 1000 мм направляется на вход газоперекачивающих агрегатов ГПА 1...ГПА 10.

Газ при освобождении аппаратов и трубопроводов при плановой остановке, ремонте или в аварийных ситуациях направляется на свечу рассеивания УКПГ.

Отсепарированная жидкость и механические примеси выводятся в соответствующие камеры сборника, затем под собственным давлением направляются в блок дегазатора метанола Д-401 цеха входа и сепарации газа УКПГ.

Жидкость из оборудования и трубопроводов при аварии или ремонте сливается в подземную дренажную ёмкость Е5.

Очищенный газ от установки очистки газа через трубопровод-коллектор Ду 1000 мм поступает на компримирование в газоперекачивающие агрегаты.

Схема подключения ГПА – параллельная, коллекторная.

Каждый ГПА имеет всасывающий и нагнетательный трубопроводы. Все ГПА подключены к входным коллекторам и нагнетательному коллектору.

Для нормальной работы ГПА к ним подводятся топливный и импульсный газ от установки подготовки топливного и импульсного газа (УПТИГ).

В камеру сгорания ГПА подается топливный газ.

Газ после компримирования охлаждается на аппаратах воздушного охлаждения АВО 1...АВО 50 для обеспечения теплового режима работы абсорберов и газопровода внешнего транспорта.

Для устранения процесса гидратообразования аппаратов воздушного охлаждения предусмотрена подача метанола от НХР № 2 в трубопровод входа газа каждого аппарата.

Обязка аппаратов воздушного охлаждения газа (АВО) предусмотрена коллекторной, с секционированием по ступеням сжатия, каждый аппарат имеет отключающую арматуру, приборы КИПиА.

Принципиальная технологическая схема ДКС приведена на рисунке 2.1.2.14.

Фильтры-сепараторы установлены в отапливаемом помещении.

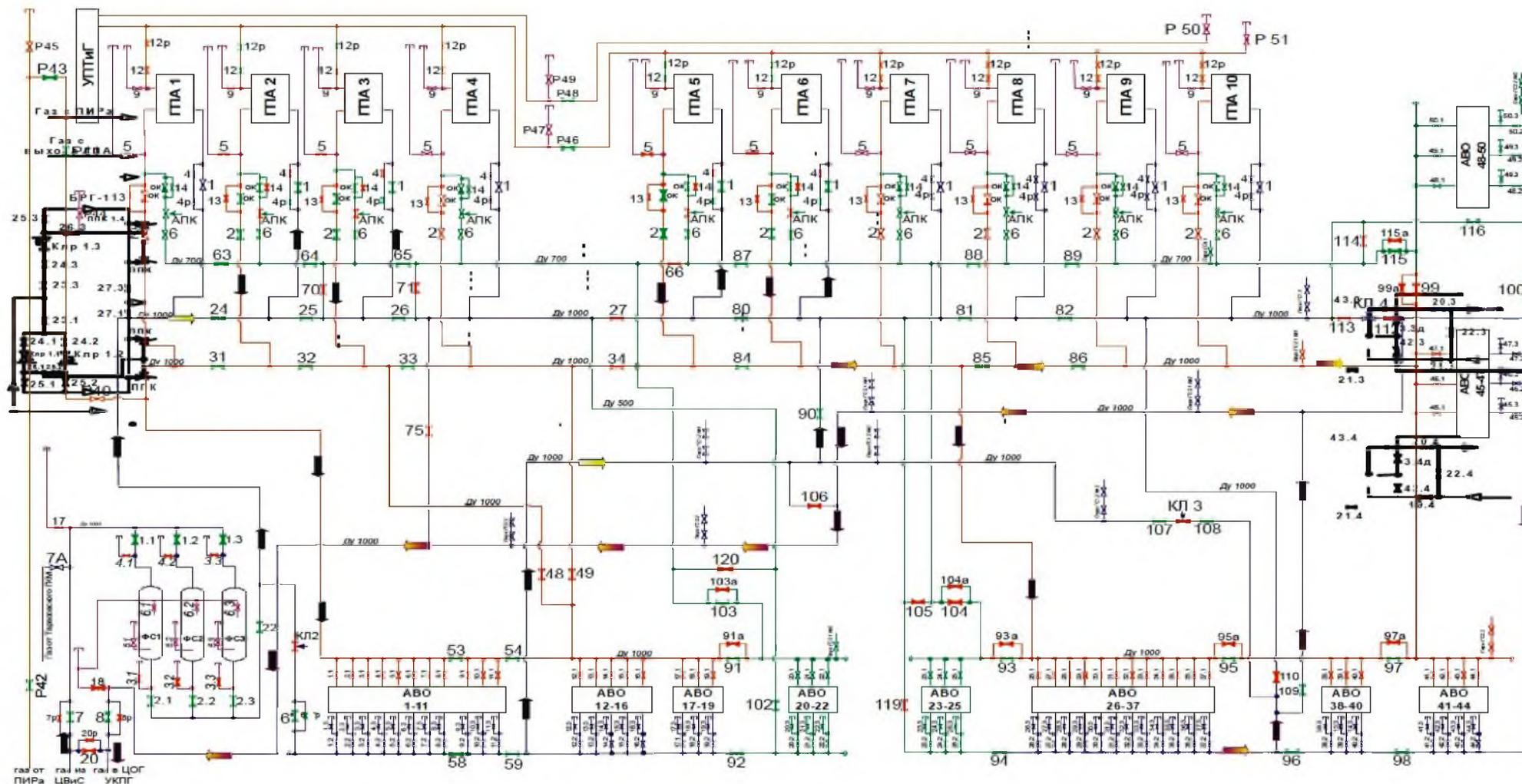


Рисунок 2.1.2.14 – Принципиальная технологическая схема ДКС.

*Производство подготовки топливного и импульсного газа*

В технологической схеме установки подготовки топливного и импульсного газа (УПТИГ) предусмотрено: очистка топливного газа, подогрев топливного газа, замер общего потока и потока топливного газа, поступающего в блоки редуцирования, редуцирование топливного газа до рабочего давления 3,0 МПа, осушка и хранение импульсного газа.

Топливный газ поступает в блоки очистки газа (БОГ 1 и БОГ 2), где в фильтрах-сепараторах происходит его тонкая очистка.

Очищенный в фильтрах-сепараторах газ направляется в блок замера газа (БЗГ). Узел замера общего количества газа состоит из двух параллельных замерных линий, одна из которых резервная.

После замера общий поток газа направляется в блоки подогревателей БПТГ 1, БПТГ 2 и блоки подогрева БПТГ 3, БПТГ 4. Для нагрева основного потока газа до 50 °С перед его редуцированием и автоматического поддержания температуры подогрева на заданном уровне установлены подогреватели с промежуточным теплоносителем. При отсутствии необходимости нагрева (т.е. при температуре газа, поступающего на вход УПТИГ 40 °С) газ минует подогреватели по байпасной линии.

После замера общего количества часть газа отбирается на подготовку импульсного газа и направляется в адсорберы блока осушки и хранения импульсного газа (БОИГ), в которых адсорбентом является цеолит или силикагель. В адсорбере он осушается до точки росы минус 55 °С, после чего направляется в ресиверы Р 1, Р 2 для хранения. Для обеспечения непрерывности процесса осушки имеются два адсорбера: в одном проводится осушка, другой находится в процессе регенерации или в режиме «Ожидание». Регенерация адсорбента проводится горячим газом (газ регенерации) давлением 0,15 МПа. Нагрев газа регенерации производится в змеевике нижней части дымовой трубы. Для цеолита температура газа 300 °С, для силикагеля 120-150 °С.

После подогревателей газ направляется в БЗГ.

Поток нагретого топливного газа, после замера в БЗГ, направляется в блоки редуцирования топливного газа БРГ 1 и БРГ 2, где давление газа снижается до значения 3,0 МПа.

В состав блока БРГ 1 входят две редуцирующие линии (рабочая и резервная).

Опорожнение оборудования и трубопроводов УПТИГа от газа в случае аварии и перед ремонтом производится на свечи рассеивания. Опорожнение оборудования и трубопроводов УПТИГа от жидкости перед ремонтом производится в подземную дренажную емкость.

Принципиальная технологическая схема установки подготовки топливного и импульсного газа приведена на рисунке 2.1.2.15.

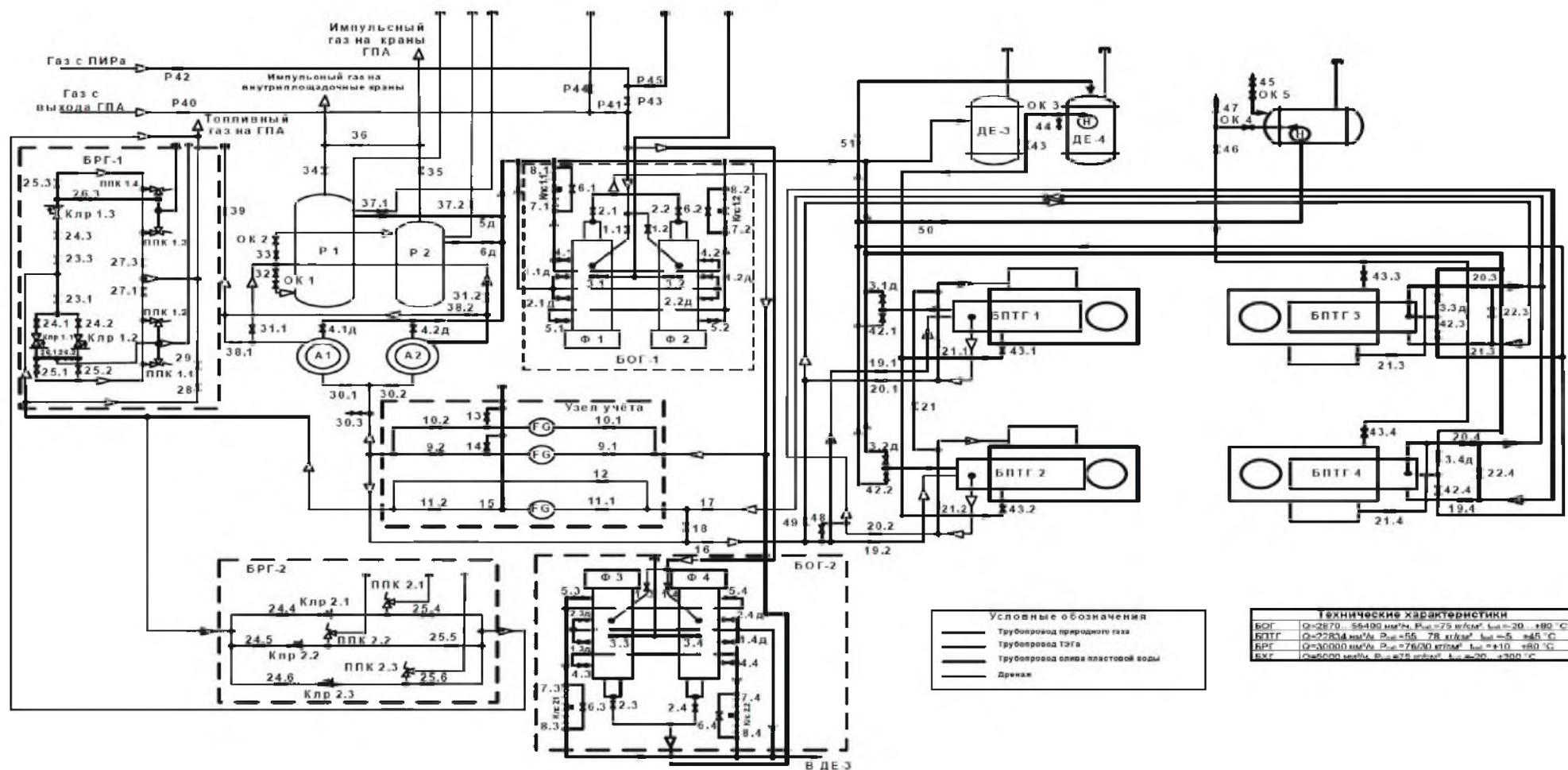


Рисунок 2.1.2.15 – Принципиальная технологическая схема установки подготовки топливного и импульсного газа.

*Производство хранения масла*

Масляное хозяйство предназначено для приема, хранения и подачи масла к газоперекачивающим агрегатам.

Масляное хозяйство выполнено в следующем составе:

- насосная масел;
- емкость промежуточная для масла компрессора,  $V=25 \text{ м}^3$ , ЕМ-1;
- емкость промежуточная для масла двигателя,  $V=25 \text{ м}^3$ , ЕМ-2;
- емкость для чистого масла компрессора,  $V=25 \text{ м}^3$ , ЕМ-3...ЕМ-5;
- емкость для чистого масла двигателя,  $V=25 \text{ м}^3$ , ЕМ-6...ЕМ-8;
- емкость дренажная,  $V=5 \text{ м}^3$ , ДЕ-1.

Технологической схемой предусматриваются следующие операции:

– прием масла по сортам из автоцистерн, и закачка в емкости промежуточные масла ЕМ-1, ЕМ-2;

– подача из емкостей чистого масла компрессора ЕМ-3...ЕМ-5 (емкостей чистого масла двигателя ЕМ-6...ЕМ-8) в емкость разогрева масла компрессора РЕ-1 (емкость разогрева масла двигателя РЕ-2);

– подача чистого масла из емкостей разогрева масла РЕ-1 (РЕ-2) в расходные баки компрессора (расходные баки двигателя) агрегатов газоперекачивающих;

– подача чистого масла из емкостей чистого масла ЕМ-3...ЕМ-5 (ЕМ-6...ЕМ-8) в расходные баки компрессора (расходные баки двигателя) агрегатов газоперекачивающих;

– подачу отработанного масла от газоперекачивающих агрегатов для очистки в емкости промежуточные масла ЕМ-1 (ЕМ-2);

– подачу отработанного масла из расходных баков газоперекачивающих агрегатов в дренажную емкость ДЕ-1;

– подачу масла из емкостей промежуточных ЕМ-1 (ЕМ-2) на сепараторы С-1, С-2 (С-3, С-4) для очистки и закачки в емкости чистого масла ЕМ-3... ЕМ-5 (ЕМ-6...ЕМ-8);

– сбор отстоя из емкостей, опорожнение трубопроводов перед ремонтом, сбор утечек в насосной, а также слив отработанного масла в дренажную емкость ДЕ-1;

– откачку из дренажной емкости отработанного масла, и загрузка его в автоцистерну.

Насосная масел оснащена насосами шестеренными Н-1, Н-2 (один резервный) для перекачки масла нагнетателя, Н-3, Н-4 (один резервный) для перекачки масла двигателя и сепараторами центробежными С-1...С-4 (два резервных) для очистки масел по сортам от механических примесей и влаги.

В помещении насосной масел установлены две емкости  $V=4 \text{ м}^3$  каждая, РЕ-1 для масла компрессора и РЕ-2 для масла двигателя, предназначенные для разогрева и для

приема масла после сепараторов С-1, С-2 (С-3, С-4) и подачи масла в расходные баки ГПА по сортам.

Насосы шестеренные установлены марки Ш15,5-4 производительностью 15,5 м<sup>3</sup>/ч, напором 40 м с электродвигателем мощностью 5 кВт при переключении соответствующих задвижек осуществляют следующие операции:

- прием масла компрессора (масла двигателя) из автоцистерн и подачи его в емкости промежуточные масла ЕМ-1 (ЕМ-2);

- подачу чистого масла компрессора (масла двигателя) в баки ГПА из емкостей для разогрева масла нагнетателя РЕ-1 (масла двигателя РЕ-2) или емкостей чистого масла ЕМ-3...ЕМ-5 (ЕМ-6...ЕМ-8);

- прием отработанного масла компрессора (масла двигателя) из маслобаков ГПА в емкости резервного масла ЕМ-1 (ЕМ-2);

- подачу масла двигателя (масла компрессора) в автоцистерны.

Масло компрессора (масло двигателя) насосами Н-1, Н-2 (Н-3, Н-4) из емкостей резервного масла компрессора ЕМ-1 (резервного масла двигателя ЕМ-2) подается на сепараторы центробежные марки СЦР321У-01 С-1, С-2 (С-3, С-4), производительностью 4 м<sup>3</sup>/ч, давлением 0,45 МПа с электродвигателем мощностью 4 кВт, осуществляющих очистку масла от механических примесей и влаги. После очистки масло закачивается в емкости чистого масла компрессора ЕМ-3...ЕМ-5 (масла двигателя ЕМ-6...ЕМ-8) или емкости разогрева масла компрессора РЕ-1 (масла двигателя РЕ-2).

Принципиальная технологическая схема масляного хозяйства приведена на рисунке 2.1.2.16.

Резервуары для масла размещены в каре. Расстановка резервуаров обеспечивает свободный доступ к ним при обслуживании.

Насосы подачи масла установлены в отопляемом помещении.

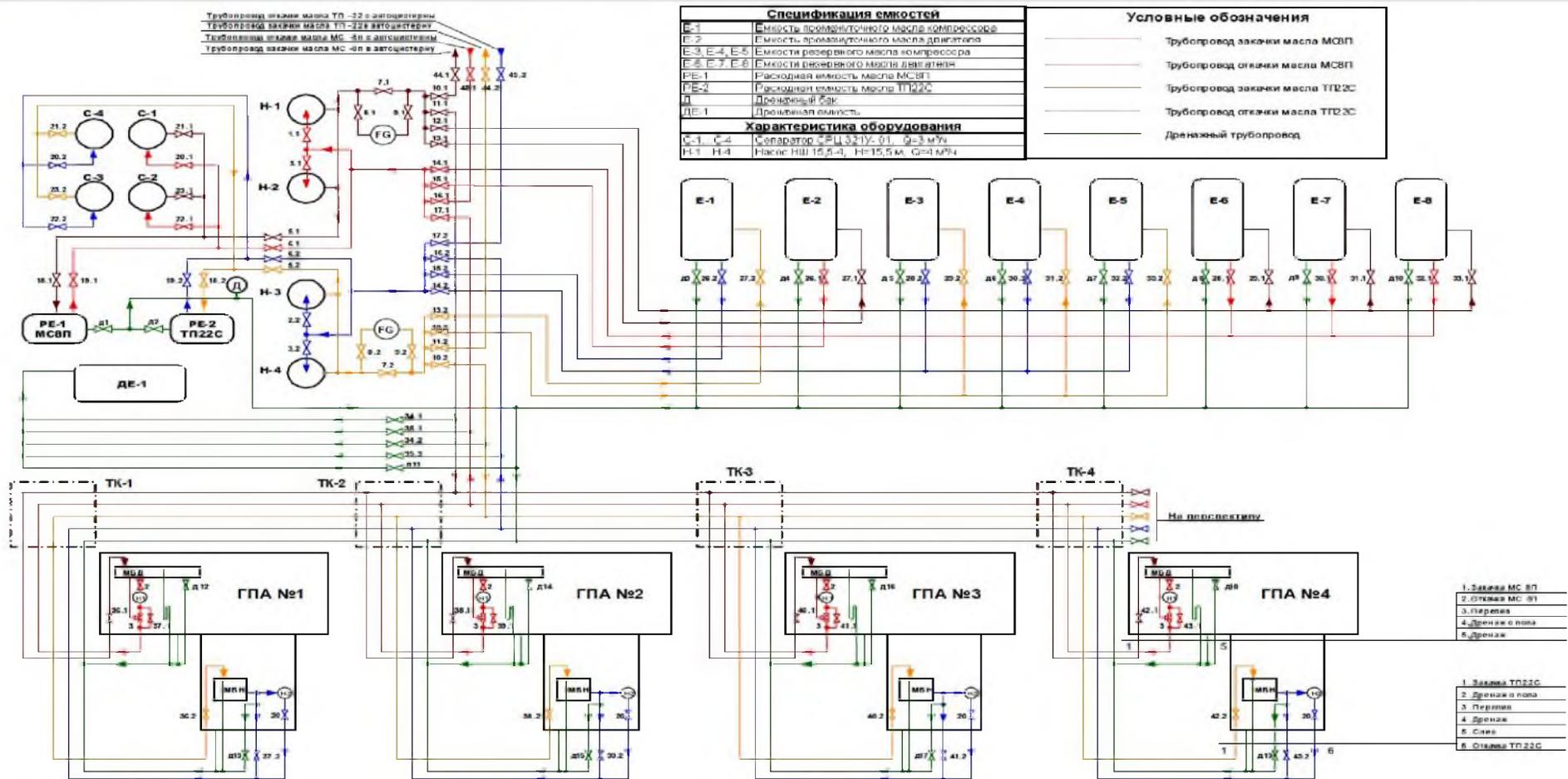


Рисунок 2.2.1.16 – Принципиальная технологическая схема масляного хозяйства.

*Производство хранения дизтоплива*

Аварийная дизельная электростанция предназначена для обеспечения аварийного электроснабжения объектов дожимной компрессорной станции на ДКС. Установлены две аварийных дизельных электростанции – на ДКС I и II очереди.

Аварийная дизельная электростанция на ДКС I очереди состоит из:

– дизельной электростанции КАС-500БК-3, два блок-бокса полного заводского изготовления;

– резервуара для дизтоплива  $V=25 \text{ м}^3$  (2 шт.);

– резервуара для аварийного слива дизтоплива  $V=12,5 \text{ м}^3$ .

Технологической схемой предусматриваются следующие операции:

– прием дизтоплива из автоцистерн в резервуары  $V=25 \text{ м}^3$ ;

– перекачка дизтоплива из резервуаров в расходный бак дизельной электростанции;

– аварийный слив топлива из расходного бака в подземный резервуар  $V=12,5 \text{ м}^3$ .

Аварийная дизельная электростанция на ДКС II очереди состоит из:

– дизельная электростанция «Звезда-630НК-02М3» ХЛ 1, один блок-бокс полного заводского изготовления;

– резервуар для дизтоплива,  $V=25 \text{ м}^3$  (1 шт.);

– подземная емкость для аварийного слива дизтоплива,  $V=3 \text{ м}^3$ .

Технологической схемой предусматриваются следующие операции:

– прием дизтоплива из автоцистерн в резервуар  $V=25 \text{ м}^3$ ;

– перекачка дизтоплива из резервуара в расходный бак дизельной электростанции;

– аварийный слив топлива из расходного бака в подземную емкость,  $V=3 \text{ м}^3$ .

Дизельные электростанции работают в автоматическом режиме.

Закачка дизтоплива в резервуары осуществляется насосом автоцистерны. Закачка дизтоплива в расходный бак дизельной электростанции насосом, установленным в блок-боксе.

Аварийный слив топлива из расходного бака в подземную емкость  $V=3 \text{ м}^3$  осуществляется самотеком.

Резервуары для дизтоплива размещаются в каре. Расстановка резервуаров обеспечивает свободный доступ к ним при обслуживании.

Размещение оборудования выполнено с учетом возможности проведения профилактических осмотров и планово-предупредительных ремонтов. Для удобства обслуживания оборудования используются площадки и проходы.

Оборудование производства подготовки газа и замерные устройства пункта измерения расхода газа размещены в отапливаемых помещениях, кроме дренажных ёмкостей, расположенных за пределами зданий.

Технологическое оборудование размещается в зданиях для обеспечения условий надёжной эксплуатации приборов и средств автоматики и благоприятных условий работы производственного персонала.

Компоновка оборудования в помещениях зданий одноярусная. Для производства ремонтных работ в ЦВиСГ установлен кран подвесной ручной однобалочный грузоподъемностью 1 тонна, во взрывозащищенном исполнении.

План размещения оборудования на площадке УКПГ приведен на рисунке 2.1.2.17.

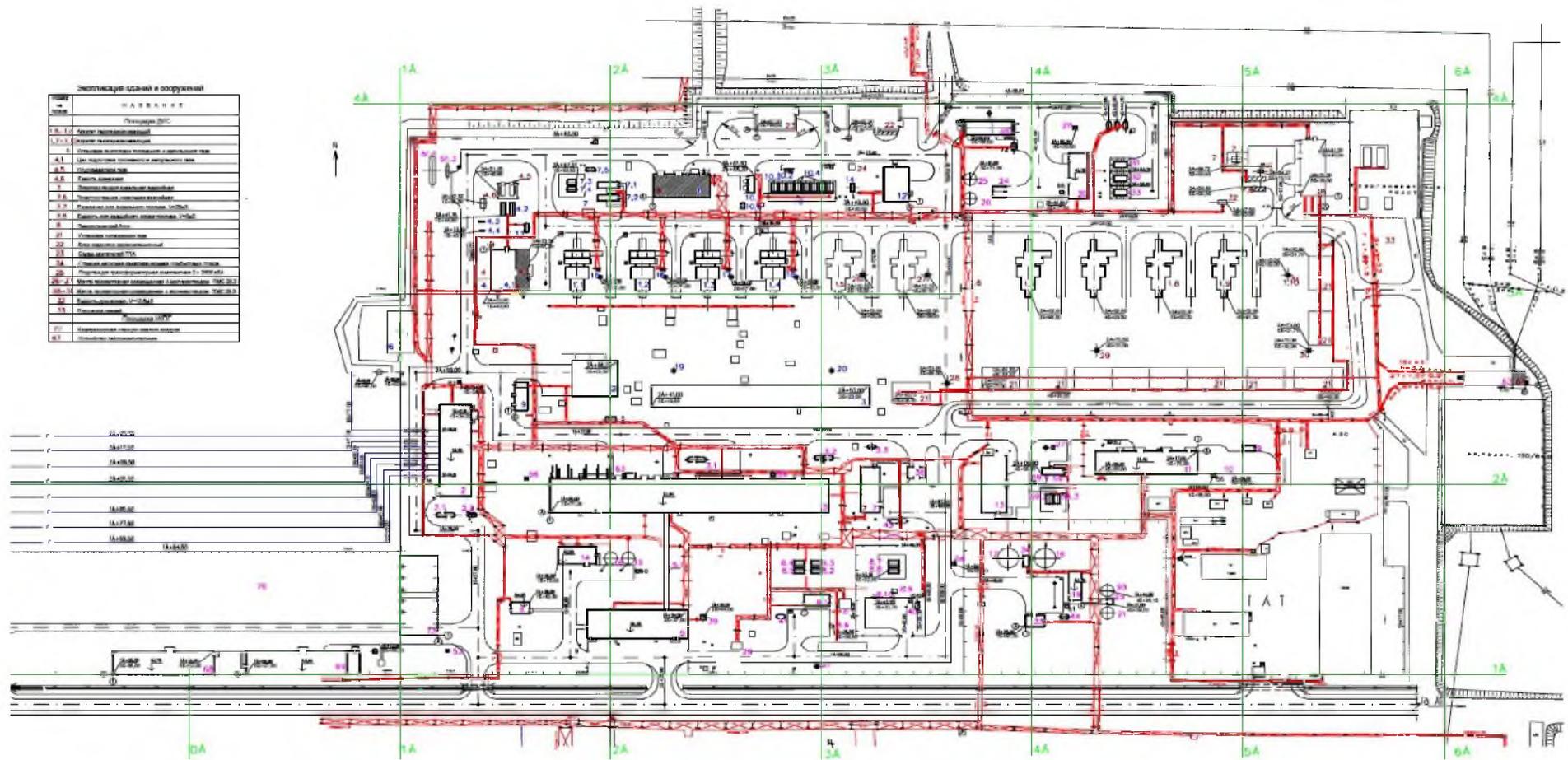


Рисунок 2.1.2.17 – План расположения основного оборудования и сооружений на площадке УКПГ.

*Производство регенерации ТЭГа*

Оборудование установки регенерации ТЭГа размещено: блок ёмкости Е-304 и блоки насосов Н-310 – в ЦОГ; блоки дегазаторов Д-301, блоки фильтров БФ-301, теплообменники Т-301, блоки разделителя рефлюкса Р-302, блок ёмкости Е-303, блоки насосов Н-305, аппараты воздушного охлаждения Вх-305, блоки насосов Н-303, блоки насосов Н-307, конденсаторы воздушные Вх-302 – в ЦНЕО; блоки регенерации ТЭГа БОР-301, солесборники СБ-301, блоки горячих насосов Н-304 – в ЦОР.

Компоновка оборудования в помещениях производства регенерации ТЭГа двухъярусная.

Размещение оборудования выполнено с учётом возможности проведения профилактических осмотров и планово-предупредительных ремонтов. Для обслуживания оборудования выполнены площадки и проходы.

Планы размещения оборудования установки регенерации ТЭГа представлены на рисунке 2.1.2.18.

*Производство хранения химических реагентов*

Состав склада реагентов:

- насосная химических реагентов (помещение НХР №1, помещение НХР №2);
- ёмкость приема метанола, объёмом 25 м<sup>3</sup>, Е-3;
- ёмкость приема ТЭГа, объёмом 25 м<sup>3</sup>, Е-6;
- ёмкость хранения газового конденсата, объёмом 25 м<sup>3</sup>, Е-7, Е-8;
- ёмкость хранения метанола, объёмом 25 м<sup>3</sup>, Е-1, Е-2;
- ёмкость хранения ТЭГа, объёмом 25 м<sup>3</sup> с обогревом, Е-4, Е-5;
- стояк наливной для метанола, СТ-1.

Насосная химических реагентов (далее насосная реагентов) состоит из двух помещений НХР № 1 и НХР № 2.

Резервуары для метанола, газового конденсата и ТЭГа размещены в каре. Расстановка резервуаров обеспечивает свободный доступ к ним при обслуживании.

Насосы подачи химреагентов установлены в отапливаемых помещениях.

План размещения оборудования представлен на рисунке 2.1.2.18.

*Производство хранения дизтоплива*

Состав аварийной дизельной электростанции:

- дизельная электростанция КАС-500БК-3, два блок-бокса полного заводского изготовления;
- резервуар для дизтоплива V = 25 м<sup>3</sup> (2 шт.);
- резервуар для аварийного слива дизтоплива V = 3 м<sup>3</sup>.

Установка резервуаров для дизтоплива наземная в железобетонном каре. Закачка дизтоплива в резервуары осуществляется насосом автоцистерны, в расходный бак дизельной электростанции насосом, установленным в блок-боксе дизельной электростанции.

Аварийный слив топлива из расходного бака в подземный резервуар емкостью 3 м<sup>3</sup> осуществляется самотеком.

Расстановка резервуаров обеспечивает свободный доступ к ним при обслуживании.

План размещения оборудования представлен на рисунке 2.1.2.18.

#### *Производство компримирования газа*

В состав ДКС входят следующие технологические сооружения и установки:

- установка очистки газа;
- установка компримирования газа, состоящая из четырех газоперекачивающих агрегатов ГПА-Ц3-16С/76 и шести ГПА-Ц5-16С/76 с газотурбинными приводами мощностью 16 МВт;
- установка охлаждения газа;
- установка подготовки топливного и импульсного газа (УПТИГ), включающая: цех подготовки топливного и импульсного газа, подогреватели технологического газа, ёмкости дренажные;
- установка масляного хозяйства, включающая: насосную масел, площадку ёмкостей масла, дренажную ёмкость;
- дренажные ёмкости;
- свечи продувочные;
- внутриплощадочные технологические трубопроводы.

Газоперекачивающие агрегаты, АВО-газа размещены с учетом норм технологического проектирования, правил пожарной и промышленной безопасности в газовой отрасли.

Фильтры-сепараторы установлены в отапливаемом помещении.

План размещения оборудования представлен на рисунке 2.1.2.18.

#### *Производство хранения масла*

Масляное хозяйство выполнено в следующем составе:

- насосная масел;
- ёмкость промежуточная для масла компрессора, V=25 м<sup>3</sup>, ЕМ-1;
- ёмкость промежуточная для масла двигателя, V=25 м<sup>3</sup>, ЕМ-2;
- ёмкость для чистого масла компрессора, V=25 м<sup>3</sup>, ЕМ-3...ЕМ-5;
- ёмкость для чистого масла двигателя, V=25 м<sup>3</sup>, ЕМ-6...ЕМ-8;
- ёмкость дренажная, V=5 м<sup>3</sup>, ДЕ-1.

Резервуары для масла размещены в каре. Расстановка резервуаров обеспечивает свободный доступ к ним при обслуживании.

Насосы подачи масла установлены в отапливаемом помещении.

План размещения оборудования приведен на рисунке 2.1.2.18.

*Производство хранения дизтоплива*

Аварийная дизельная электростанция на ДКС I очереди состоит из:

– дизельной электростанции КАС-500БК-3, два блок-бокса полного заводского изготовления;

– резервуара для дизтоплива  $V=25 \text{ м}^3$  (2 шт.);

– резервуара для аварийного слива дизтоплива  $V=12,5 \text{ м}^3$ .

Аварийная дизельная электростанция на ДКС II очереди состоит из:

– дизельная электростанция «Звезда-630НК-02М3» ХЛ 1, один блок-бкс полного заводского изготовления;

– резервуар для дизтоплива,  $V=25 \text{ м}^3$  (1 шт.);

– подземная емкость для аварийного слива дизтоплива,  $V=3 \text{ м}^3$ .

Закачка дизтоплива в резервуары осуществляется насосом автоцистерны. Закачка дизтоплива в расходный бак дизельной электростанции насосом, установленным в блок-боксе.

Резервуары для дизтоплива размещаются в каре. Расстановка резервуаров обеспечивает свободный доступ к ним при обслуживании.

План размещения оборудования представлен на рисунке 2.1.2.18.

*БПО. Производство хранения ГСМ*

Пункт топливозаправочный выполнен в следующем составе:

– площадка резервуаров топлива (резервуар для бензина А-93 объемом  $50 \text{ м}^3$ , резервуар для бензина А-76 объемом  $50 \text{ м}^3$ ; два резервуара для дизельного топлива объемом  $50 \text{ м}^3$  каждый);

– операторная;

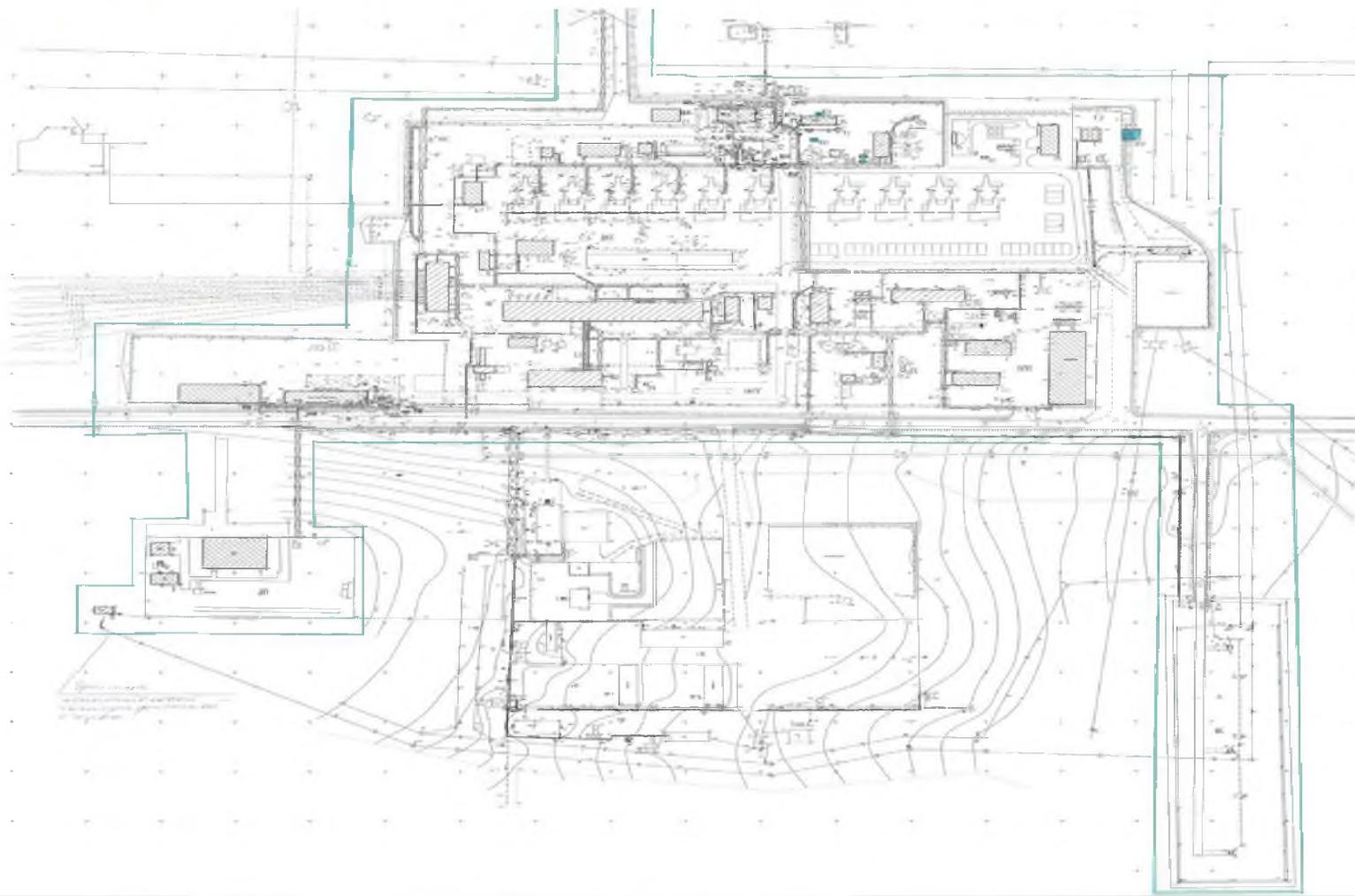
– островок топливозаправочный на 3 колонки;

– площадка для слива автоцистерн

– емкость для аварийного слива нефтепродуктов.

Хранение топлива осуществляется в подземных двухстенных резервуарах.

План размещения оборудования представлен на рисунке 2.1.2.18.



Спецификация объектов и сооружений		
№	Наименование	Тип объекта
1	Объект 1.1.1. Здание административное	Здание
2	Объект 1.1.2. Здание складское	Здание
3	Объект 1.1.3. Здание цеха	Здание
4	Объект 1.1.4. Здание цеха	Здание
5	Объект 1.1.5. Здание цеха	Здание
6	Объект 1.1.6. Здание цеха	Здание
7	Объект 1.1.7. Здание цеха	Здание
8	Объект 1.1.8. Здание цеха	Здание
9	Объект 1.1.9. Здание цеха	Здание
10	Объект 1.1.10. Здание цеха	Здание
11	Объект 1.1.11. Здание цеха	Здание
12	Объект 1.1.12. Здание цеха	Здание
13	Объект 1.1.13. Здание цеха	Здание
14	Объект 1.1.14. Здание цеха	Здание
15	Объект 1.1.15. Здание цеха	Здание
16	Объект 1.1.16. Здание цеха	Здание
17	Объект 1.1.17. Здание цеха	Здание
18	Объект 1.1.18. Здание цеха	Здание
19	Объект 1.1.19. Здание цеха	Здание
20	Объект 1.1.20. Здание цеха	Здание
21	Объект 1.1.21. Здание цеха	Здание
22	Объект 1.1.22. Здание цеха	Здание
23	Объект 1.1.23. Здание цеха	Здание
24	Объект 1.1.24. Здание цеха	Здание
25	Объект 1.1.25. Здание цеха	Здание
26	Объект 1.1.26. Здание цеха	Здание
27	Объект 1.1.27. Здание цеха	Здание
28	Объект 1.1.28. Здание цеха	Здание
29	Объект 1.1.29. Здание цеха	Здание
30	Объект 1.1.30. Здание цеха	Здание
31	Объект 1.1.31. Здание цеха	Здание
32	Объект 1.1.32. Здание цеха	Здание
33	Объект 1.1.33. Здание цеха	Здание
34	Объект 1.1.34. Здание цеха	Здание
35	Объект 1.1.35. Здание цеха	Здание
36	Объект 1.1.36. Здание цеха	Здание
37	Объект 1.1.37. Здание цеха	Здание
38	Объект 1.1.38. Здание цеха	Здание
39	Объект 1.1.39. Здание цеха	Здание
40	Объект 1.1.40. Здание цеха	Здание
41	Объект 1.1.41. Здание цеха	Здание
42	Объект 1.1.42. Здание цеха	Здание
43	Объект 1.1.43. Здание цеха	Здание
44	Объект 1.1.44. Здание цеха	Здание
45	Объект 1.1.45. Здание цеха	Здание
46	Объект 1.1.46. Здание цеха	Здание
47	Объект 1.1.47. Здание цеха	Здание
48	Объект 1.1.48. Здание цеха	Здание
49	Объект 1.1.49. Здание цеха	Здание
50	Объект 1.1.50. Здание цеха	Здание

Рисунок 2.1.2.18 – Генплан основных технологических площадок.

Перечень основного технологического оборудования объекта – УКПГ с ДКС Южного участка Губкинского газового месторождения представлен в таблице 2.1.2.1.

Таблица 2.1.2.1 – Перечень основного технологического оборудования объекта – УКПГ с ДКС Южного участка Губкинского газового месторождения

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Расположение	Назначение	Техническая характеристика
<b>УКПГ</b>					
<b>1. Производство подготовки газа</b>					
1.	Блок сепаратора с промывочной секцией 09Г2С, С101.1-С101.5	5	Цех входа и сепарации газа	Отделение капельной влаги и механических примесей от газа	Qг =10 млн.м <sup>3</sup> /сут. Ррасч=8,8 МПа
2.	Блок дегазатора насыщенного метанола секцией 09Г2С, Д401.1 – Д401.2	2	Цех входа и сепарации газа	Выветривание газа из жидкостной смеси, поступающей от блоков сепараторов	Qг =996,9 м <sup>3</sup> /ч Qж =12 м <sup>3</sup> /ч Ррасч =1 МПа
3.	Блок абсорбера А1 09Г2С, А201.1 – А201.5	5	Цех осушки газа	Извлечение влаги из газа абсорбцией	Qг =10 млн.м <sup>3</sup> /сут. Ррасч =8,8 МПа
4.	Блок абсорбера А1 09ХГН2АБ, А201.5	1	Цех осушки газа	Извлечение влаги из газа абсорбцией	Qг =10 млн.м <sup>3</sup> /сут. Ррасч =8,8 МПа
5.	Блок емкости РТЭГа 09Г2С, Е304	1	Цех осушки газа	Накопление РТЭГа и подача его насосами высокого давления в абсорберы осушки газа	V= 50 м <sup>3</sup> Ррасч =0,6 МПа
6.	Газопровод газа Сырого, ГС1	-	Надземный	Газопровод до цеха входа и сепарации газа (от границ перехода коллекторов в подземную часть при входе в ЦВСГ до сепараторов С-101)	Ду=400 мм; L=114 м; Ду=500 L=32 м; Ду=300 L=5,2 м.
7.	Газопровод газа Сырого, ГС2	-	Надземный, подземный	Газопровод сырого газа (от С-101 до межцехового коллектора)	Ду=1000 мм; L=52 м; Ду=400 мм; L=155 м.
8.	Газопровод газа Сырого, ГО1.1	-	Надземный, подземный	Газопровод осушенного газа (от абсорберов до ГО 1.2)	Ду=400 мм; L=165 м; Ду=1000 мм; L=54 м.
9.	Газопровод газа Сырого, ГС5	-	Надземный, подземный	Газопровод от цеха	Ду= 1000 мм; L=90 м; Ду=426 мм;

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Расположение	Назначение	Техническая характеристика
				входа и сепарации газа до установки очистки газа на ДКС I очереди	L=105 м.
10.	Газопровод осушенного газ, ГО1.2	-	Надземный, подземный	Газопровод до пункта измерения расхода газа	Ду= 1000 мм; L=126 м; Ду=700 мм; L=73 м.
<b>2. Производство регенерации ТЭГа</b>					
11.	Блок разделителя, 10Г2, Р302.1, Р302.2	2	Цех насосно-емкостного оборудования	Разделение газожидкостной смеси	Qвода =2,02 м <sup>3</sup> /ч Qконденсат 0,043м <sup>3</sup> /ч Pрасч =1,6 Мпа
12.	Блок дегазатора ТЭГа, Д-301.1, Д-301.2	2	Цех насосно-емкостного оборудования	Выветривание газа из насыщенного ТЭГа	Qг =123 м <sup>3</sup> /ч Qж =22913 кг/ч Pрасч =1,0 Мпа
13.	Блок емкости с Насосом, Е-308	1	Цех насосно-емкостного оборудования	Сбор продуктов с аппаратов и трубопроводов в период ремонта и возврат	V=50 м <sup>3</sup> Pрасч =0,1 Мпа
14.	Теплообменник 09Г2С 10Г2, Т-301	6	Цех насосно-емкостного оборудования	Рекуперация тепла регенерированного ТЭГа	Степлообмена =498 м <sup>2</sup> Pрасч =1,0 Мпа
15.	Сборник солей, СБ-301.1, СБ-301.2	2	Цех огневых регенераторов	Отделение солей и мехпримесей от ТЭГа	Qг =10 м <sup>3</sup> /ч Pрасч =0,08 Мпа
16.	Блок огневой регенерации ТЭГа, БОР-301.1, БОР-301.2	2	Цех огневых регенераторов	Регенерация насыщенного ТЭГа	Qг =20 м <sup>3</sup> /ч
17.	Трубопровод насыщенного ТЭГа, НТЭГ 2		Надземный	Трубопровод от установки осушки газа в блок дегазатора и в блок фильтров	Ду=100 мм; L=55 м
18.	Трубопровод регенерированного ТЭГа, РТЭГ-3		Надземный	Трубопровод от цеха насосно-емкостного оборудования до цеха осушки газа	Ду=80 мм; L=59 м
19.	Насос газового Конденсата, Н-303	3	ЦНЕО	Перекачка конденсата	ЦНГ-1,6/20
20.	Насос регенерированного ТЭГа, Н-304	3	ЦОР	Перекачка ТЭГа	ЦМГ-12,5/50
<b>3. Производство хранения химических реагентов</b>					
21.	Емкость хранения метанола 201-1099 09Г2С, Е-1, Е-2	2	Склад химических реагентов	Хранение метанола	V=25 м <sup>3</sup> Pрасч – атм.
22.	Емкость для приема метанола	1	Склад химических реагентов	Прием и подача метанола	V=20 м <sup>3</sup> Pрасч =0,5 Мпа

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Расположение	Назначение	Техническая характеристика
	ЕП 25-2400-2-3, 09Г2С, Е-3				
23.	Емкость хранения ТЭГа ГЭЭ1-2-25-0,6 09Г2С, Е-4, Е-5	2	Склад химических реагентов	Хранение ТЭГа	V=25 м <sup>3</sup> Pрасч =0,6 Мпа
24.	Емкость для приема ТЭГа ЕПП 25-2400-2-3 09Г2С, Е-6	1	Склад химических реагентов	Прием и подача ТЭГа	V=20 м <sup>3</sup> Pрасч =0,5 Мпа
25.	Емкость хранения конденсата 201-1099 09Г2С, Е-7, Е-8	2	Склад химических реагентов	Хранение конденсата	V=25 м <sup>3</sup> Pрасч – атм.
26.	Насосы центробежные для перекачивания метанола, Н-1.1, Н-1.2	2	Склад химических реагентов	Прием и подача метанола	Q=25м <sup>3</sup> /ч H=32м. P =5,5кВт
27.	Насосы центробежные для перекачивания ТЭГ, Н-2.1, Н-2.2	2	Склад химических реагентов	Прием и подача ТЭГ	Q=25м <sup>3</sup> /ч H=32м. P =5,5кВт
28.	Насосы центробежные для перекачивания газового конденсата, Н-3.1, Н-3.2	2	Склад химических реагентов	Прием и подача газового конденсата	Q=35м <sup>3</sup> /ч H=26м. P =5,5кВт
29.	Насосы дозировочные для перекачивания метанола, Н-4.1, Н-4.2, Н-5.1	3	Склад химических реагентов	Прием и подача метанола	Q=1м <sup>3</sup> /ч P =5,5кВт
30.	Насосы дозировочные для перекачивания метанола, Н-5.3, Н-5.4	2	Склад химических реагентов	Прием и подача метанола	Q=0,04м <sup>3</sup> /ч P =0,55кВт
31.	Насосы дозировочные для перекачивания ТЭГ, Н-6.1		Склад химических реагентов	Прием и подача ТЭГ	
32.	Насосы дозировочные для перекачивания метанола, Н-6.1		Склад химических реагентов	Прием и подача Метанола	
4. Производство хранения дизельного топлива					
33.	Резервуар для дизельного	2	Аварийная дизельная	Хранение дизельного	V=25 м <sup>3</sup> Pрасч – атм.

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Расположение	Назначение	Техническая характеристика
	топлива 201-1099 09Г2С, 59.2, 59.3		электростанция	топлива	
<b>ДКС</b>					
<b>1. Производство компримирования газа</b>					
34.	Фильтр-сепаратор, 09Г2С, ФС1...ФС3	3	Установка очистки газа	Очистка газа от жидкости и мехпримесей	Qг =25 млн.м <sup>3</sup> /сут. Ррасч =8,0 Мпа
35.	Агрегат газоперекачивающий ГПА-Ц3-16С/76, 09Г2С, ГПА1...ГПА4	4	Газоперекачивающий агрегат (блок-контейнер)	Компримирование газа	Рраб =5,17/7,45МПа N 16 МВт
36.	Агрегат газоперекачивающий ГПА-Ц5-16С/76, 09Г2С, ГПА5...ГПА10	6	Газоперекачивающий агрегат (блок-контейнер)	Компримирование газа	Рраб =3,39/7,45МПа N 16 МВт
37.	Аппарат воздушного охлаждения природного газа 2АВГ-75С, 09Г2С, АВО1...АВО50	50	Установка охлаждения газа	Охлаждение сырого газа воздухом	F 9730 м <sup>2</sup> ; Ррасч =7,50 Мпа
38.	Газопровод газа Сырого, ГС1		Подземный	Газопровод от ГПА на АВО газа	Ду=700 мм; L=140 м; Ду= 1000 мм; L=340 м; Ду= 426 мм; L=51 м; Ду= 219 мм; L=126 м;
39.	Газопровод газа Сырого, ГС2		Подземный	Газопровод от АВО газа до цеха осушки газа на УКПГ	Ду= 1000 мм; L=180 м; Ду= 426 мм; L=27 м; Ду= 219 мм; L=126 м;
40.	Газопровод газа сырого, ГС2.2		Подземный	Газопровод от установки очистки газа до ГПА	Ду=700 мм; L=25 м; Ду=1000 мм; L=217 м; Ду=426 мм; L=8 м
41.	Маслопровод чистого масла, МЧ		Надземный	Маслоснабжение ГПА	Ду=80 мм; L=320 м
42.	Маслопровод Отработанного масла, МО		Надземный	Маслоснабжение ГПА	Ду=80 мм; L=320 м
<b>2. Производство подготовки топливного и импульсного газа</b>					
43.	Блок очистки газа, БОГ1, БОГ2	4	Установка подготовки топливного и импульсного газа	Очистка газа от жидкости	Qг = от 2870 до 55400 нм <sup>3</sup> /ч
44.	Блок осушки и хранения импульсного газа,	2	Установка подготовки топливного и	Осушка газа	V=0,45 м <sup>3</sup>

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Расположение	Назначение	Техническая характеристика
	Адсорбер А1, А2, БОИГ		импульсного газа		
45.	Блок подогревателя топливного газа, БПТГ1, БПТГ2	2	Установка подготовки топливного и импульсного газа	Подогрев газа	V=0,52 м <sup>3</sup> . Q <sub>г</sub> =22834 нм <sup>3</sup> /ч, P <sub>расч</sub> =7,8 Мпа
46.	Блок подогрева топливного газа, БПТГ3, БПТГ4	2	Установка подготовки топливного и импульсного газа	Подогрев газа	V=0,52 м <sup>3</sup> . Q <sub>г</sub> =22834 нм <sup>3</sup> /ч, P <sub>расч</sub> =7,8 Мпа
47.	Трубопровод топливного газа, ГТ1		Подземный	Газопровод от УПТИГ	Ду=200 мм; L=170 м
<b>3. Производство хранения масла</b>					
48.	Емкость промежуточная для масла нагнетателя, 09Г2С, ЕМ-1	1	Склад хранения масел	Прием и подача масла	V=25 м <sup>3</sup> P <sub>расч</sub> – атм.
49.	Емкость для чистого масла нагнетателя, НМ-3, ЕМ-4, ЕМ-5	3	Склад хранения масел	Хранение масла	V=25 м <sup>3</sup> P <sub>расч</sub> – атм.
50.	Емкость промежуточная для масла двигателя, 09Г2С, ЕМ-2	1	Склад хранения масел	Прием и подача масла	V=25 м <sup>3</sup> P <sub>расч</sub> – атм.
51.	Емкость для чистого масла двигателя, ЕМ-6, ЕМ-7, ЕМ-8	3	Склад хранения масел	Хранение масла	V=25 м <sup>3</sup> P <sub>расч</sub> – атм.
52.	Емкость разогрева масла нагнетателя, РЕ-1	1	Насосная масел	Подогрев масла	V=4 м <sup>3</sup> P <sub>расч</sub> – атм.
53.	Емкость разогрева масла двигателя, РЕ-2	1	Насосная масел	Подогрев масла	V=4 м <sup>3</sup> P <sub>расч</sub> – атм.
54.	Насос подачи Масла, Н-1, Н-2, Н-3, Н-4	4	Насосная масел	Подача масла	Q=4 м <sup>3</sup> /ч
<b>4. Производство хранения дизтоплива</b>					
55.	Резервуар для дизтоплива 09Г2С, 7.3, 7.4	2	Аварийная дизельная электростанция (1 очередь), открытая площадка	Хранение дизельного топлива	V=25 м <sup>3</sup> P <sub>расч</sub> – атм.
56.	Резервуар для дизтоплива 09Г2С, 7.7	1	Аварийная дизельная электростанция (1 очередь), открытая площадка	Хранение дизельного топлива	V=25 м <sup>3</sup> P <sub>расч</sub> – атм.

*УППГ Северного участка Губкинского газового месторождения**УППГ*

Установка предварительной подготовки газа методом сепарации, при котором из газа выделяется жидкость в капельном виде, утилизации этой жидкости, ингибирования подготовленного газа для обеспечения безгидратных условий при его дальнейшей транспортировке на УКПГ Западно-Таркосалинского месторождения.

Технологический процесс включает следующие операции:

- прием газа из шлейфа;
- сепарацию газа от капельной жидкости, выносимой из пласта;
- снижение давление газа;
- утилизацию газа из выветривателей;
- ввод метанола в технологический процесс;
- защиту технологического оборудования от превышения давления;
- подогрев, редуцирование и замер газа на собственные нужды;
- замер количества подготовленного газа и подачу в газопровод межпромысловый;
- технологический замер количества газа, сбрасываемого на свечу рассеивания.

Для осуществления названных процессов в состав УППГ входят следующие взрывопо-жароопасные технологические объекты:

– корпус технологический, в котором размещаются входной коллектор ВК1, блоки сепараторов газа С1.1, С1.2 вертикального типа, выветриватели жидкости В1.1 и В1.2, установка подготовки газа на собственные нужды, технологические трубопроводы;

- емкость для подачи метанола ЕЗ объемом 3 м<sup>3</sup>;
- установка факельная горизонтальная;
- свеча рассеивания;
- внутривозрадные технологические трубопроводы;
- дренажная емкость;
- узел приема и подачи метанола.

Принципиальная технологическая схема УППГ приведена на рисунке 2.1.2.19.

Газ от кустов скважин и одной одиночной скважины поступает на УППГ на вход в цех сепарации газа по газосборному коллектору-шлейфу диаметром 400 мм. Для отключения потока газа от кустов скважин, на входном трубопроводе, установлен крана с пневмоприводом Кр01. Для обеспечения безгидратного режима работы в поток газа подается метанол от насосной метанола УППГ. Количество подаваемого метанола регулируется клапаном РР1 в зависимости от расхода подготовленного газа.



*Корпус технологический*

Далее газ поступает в корпус технологический. На установке сепарации технологического корпуса на входном трубопроводе газа от кустов скважин установлен продувочный кран Кр1.2 для сброса газа от газосборного коллектора на горизонтальный факел УППГ. Поступивший в технологический корпус газ проходит через входной коллектор ВК, служащий для улавливания возможных жидкостных пробок.

Далее газ направляется в сепараторы С1.1, С1.2 (один из них резервный) для окончательной сепарации. Для обеспечения необходимого выходного давления газа после УППГ перед сепараторами С1 производится снижение давления газа регулятором давления РД1.

Для предупреждения гидратообразования после РД1 предусмотрена подача метанола.

После сепараторов С1 газ направляется на узел измерения расхода газа, после чего поступает в межпромысловый газопровод УППГ – УКПГ Западно-Таркосалинского месторождения.

Для обеспечения безгидратного режима работы межпромыслового газопровода на выходе из УППГ в поток газа подается метанол.

В качестве резервной системы подачи метанола предусмотрена емкость метанола Е3, установленная на отметке +2,5 м на открытой площадке и работающая под давлением, равным давлению в межпромысловом газопроводе. Подача метанола из емкости производится самотеком за счет разности отметок емкости и выходного коллектора подготовленного газа.

Подача метанола в емкость Е3 производится из насосной метанола.

Жидкость, выделившаяся во входном коллекторе ВК и сепараторе С1, по уровню в аппаратах автоматически сбрасывается в виветриватели В1.1, В1.2 (один из них резервный).

Рабочее давление в виветривателях поддерживается на уровне 0,6 МПа регуляторами давления, установленными в газовых обвязках В1.1, В1.2. Выделяющийся газ, ввиду его малого количества, отправляется на свечу рассеивания УППГ. Жидкость под собственным давлением 0,6 МПа от виветривателей отправляется в дренажную емкость, откуда откачивается передвижными средствами на утилизацию. Для защиты от превышения давления виветриватели оборудованы предохранительными клапанами.

Газ с виветривателей подается в блок подготовки газа на собственные нужды для дальнейшего использования.

Для обеспечения газом потребителей, к которым относятся объекты теплоснабжения, электроснабжения и факельная система, на УППГ предусмотрена установка подготовки газа на собственные нужды. В ее состав входят газовый фильтр, две регулирующих линии для снижения входного давления до рабочего давления (0,3-0,6) МПа, расширительные камеры, измерные устройства для замера расхода газа по потребителям, предохранительные клапаны для защиты линий подачи газа потребителям от превышения давления, запорно-отключающая арматура. На собственные нужды используется сепарированный газ. Перед редуцированием производится подогрев газа греющим кабелем. На период остановки УППГ, а также в аварийном режиме, подача газа на установку подготовки газа на собственные нужды производится из межпромыслового газопровода.

#### *Узел подключения*

Узел предназначен для коммерческого замера газа и планового или аварийного перекрытия потока газа от межпромыслового коллектора в приемный газопровод на ДКС Западно-Таркосалинского месторождения. Узел состоит из двух измерительных линий, в обвязку которых входят краны с пневмогидроприводами и измерные устройства.

#### *Узел приема и подачи метанола*

Узел приема и подачи метанола предназначен для приема, хранения и подачи метанола на КГС 32, технологические линии технологического корпуса установки предварительной подготовки газа, межпромысловый коллектор в качестве ингибитора гидратообразования.

Метанол на площадку узла приема и подачи метанола завозится автоцистернами.

На площадке узла приема и подачи метанола выполняются следующие технологические операции:

- слив метанола из автоцистерн в емкость для приема метанола Е5;
- подача метанола в емкости метанола Е4.1, Е4.2 полупогружным насосом Н4;
- налив метанола в автоцистерны полупогружным насосом Н4 через наливной стояк СТ;
- подача метанола в емкость Е3, расположенную у корпуса технологического насосом Н4;
- подача метанола насосами Н-1...Н-6 на КГС 32, в межпромысловый трубопровод и технологический процесс подготовки газа;
- слив остатка метанола и промывочной воды из фильтров, емкостей и трубопроводов в емкость для аварийного слива метанола Е6.

Перекачка из емкости приема метанола Е5 в емкости для метанола Е4.1, Е4.2 производится полупогружным насосом Н4 марки ВНГ-ц-Е-25/50П-3,7-А-УХЛ2.

На напорном трубопроводе насоса, перекачивающего метанол, установлен счетчик для замера расхода метанола.

Емкости метанола Е4.1, Е4.2 располагаются надземно в железобетонном каре и трубопроводами связаны с насосной метанола, емкостью для приема метанола Е5, емкостью для аварийного слива метанола Е6.

Емкости метанола, емкость для аварийного слива метанола оборудованы дыхательными клапанами с огнепреградителями типа КДМ, приемными и раздаточными патрубками, задвижками.

В насосной метанола расположены шесть дозировочных насосов Н-1...Н-6. Все насосы взаимозаменяемы. Насосы дозировочные установлены в отапливаемом помещении.

На напорных линиях подачи метанола у насосов дозировочных установлены предохранительные клапаны для защиты системы от превышения давления.

Схема принципиальная технологическая узла приема и подачи метанола приведена на рисунке 2.1.2.20.

#### *Производство хранения дизтоплива*

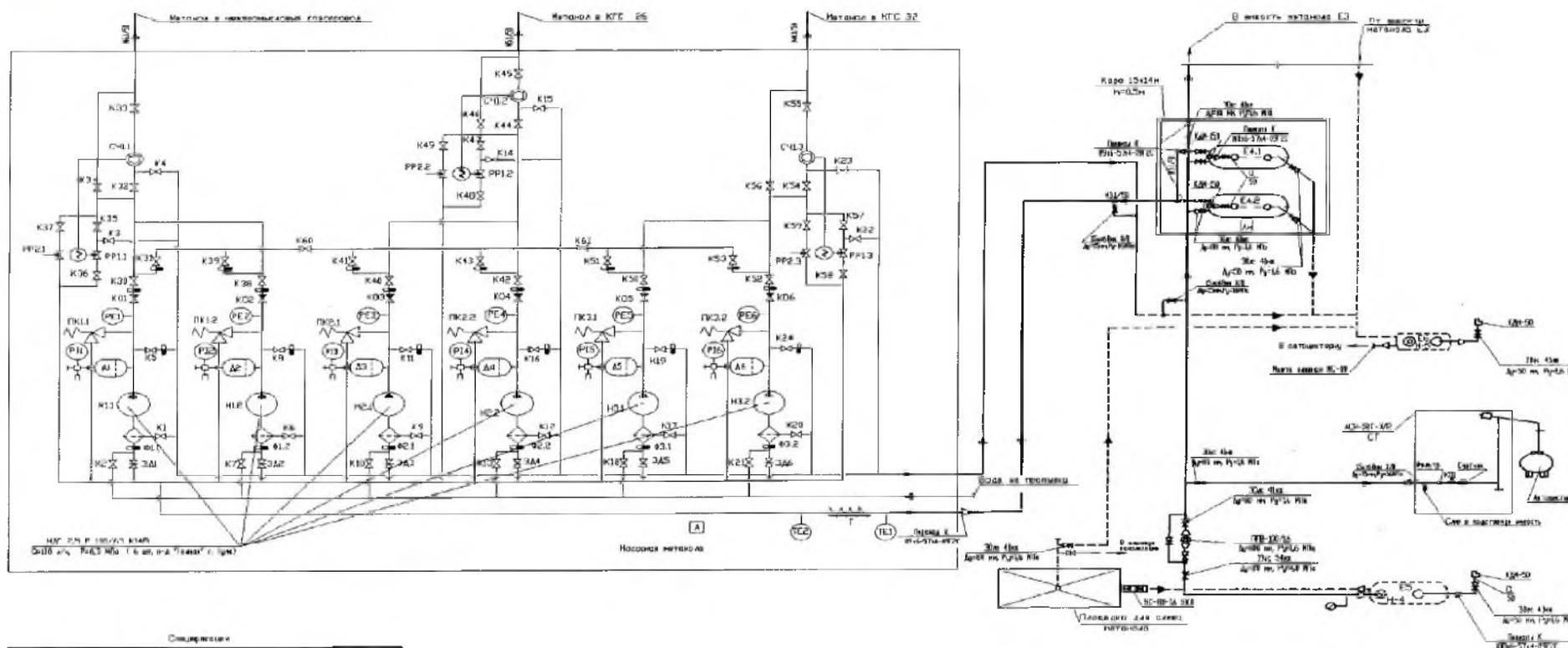
#### *Электростанция дизельная аварийная*

Аварийное электроснабжение УППГ производится от дизельной электростанции «Звезда-400НК-02МЗ ХЛ», смонтированной в блок-боксе полного заводского изготовления. Дизельная электростанция работает в автоматическом режиме. Для обеспечения работы электростанции в течение семи суток, из расчета расхода топлива 220 г/кВт·ч, используются два резервуара емкостью 10 м<sup>3</sup> каждый.

Установка резервуаров наземная в железобетонном каре. Закачка топлива в резервуары осуществляется насосом автоцистерны, в расходный бак дизельной электростанции насосом, установленным в блок-боксе дизельной электростанции. Аварийный слив топлива из расходного бака дизельной электростанции осуществляется самотеком в подземный резервуар емкостью 3 м<sup>3</sup> по трубопроводу, обеспечивающему слив в течение 10 минут.

Дизельная электростанция работает без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

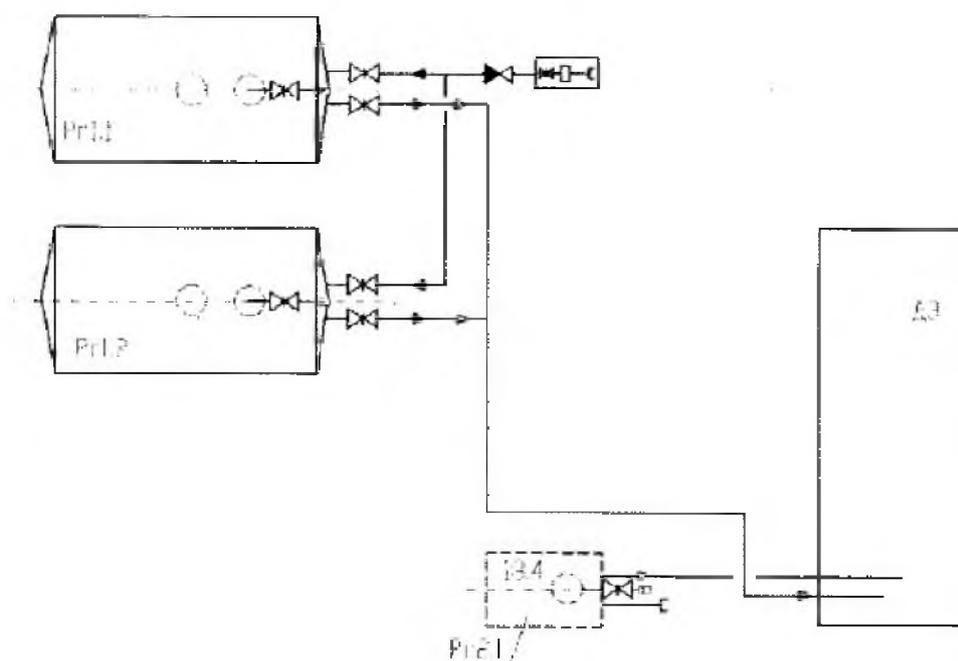
Принципиальная технологическая схема аварийной дизельной электростанции приведена на рисунке 2.1.2.21.



Оборудование

№	Полн. назв.	Назначение	Кол.	№ инв.	Примеч.
Е4	СП 110-1100-020	Емкость для хранения метанола	2	3006	
Е5	СП 40-5400-2-1	Емкость для хранения метанола с попарным насосом V=40 м <sup>3</sup>	1	58831	ИПС 40
Е6	СП 15-2000-1200-3	Емкость для хранения метанола с попарным насосом V=15 м <sup>3</sup>	1	3258	ИПС 15
СТ	АСН-500-3/2	Станция насосная V=36 м <sup>3</sup>	1	1000	

Рисунок 2.1.2.20 – Принципиальная технологическая схема узла приема и подачи метанола.



Спецификация

Марка, поз.	Обозначение	Наименование	кол.	Масса, ед.кг	Примечание
ДЭ	Звезда-400НК-02М3 Х1 ВТУ 237510-012-54353404-04	Блок-бокс дизельной электростанции	1	17500	Н=400 кВт
Рг.1.1, Рг.1.2	201-1112.10.09Г20	Резервуар для светлых нефтепродуктов, V=19 м <sup>3</sup>	2	2520	
Рг.2.1	201-1104.3. 09Г20	Подземный резервуар для нефтепродуктов, V=3 м <sup>3</sup>	1	1500	

Рисунок 2.1.2.21 - Принципиальная технологическая схема аварийной дизельной электростанции.

*Пункт топливозаправочный*

Пункт топливозаправочный предназначен для заправки топливом спецтехники и автомобилей, обслуживающих месторождение.

Завоз топлива осуществляется автоцистернами объемом до 12 м<sup>3</sup>. Слив топлива из автоцистерн производится самотеком в подземный резервуар для хранения топлива.

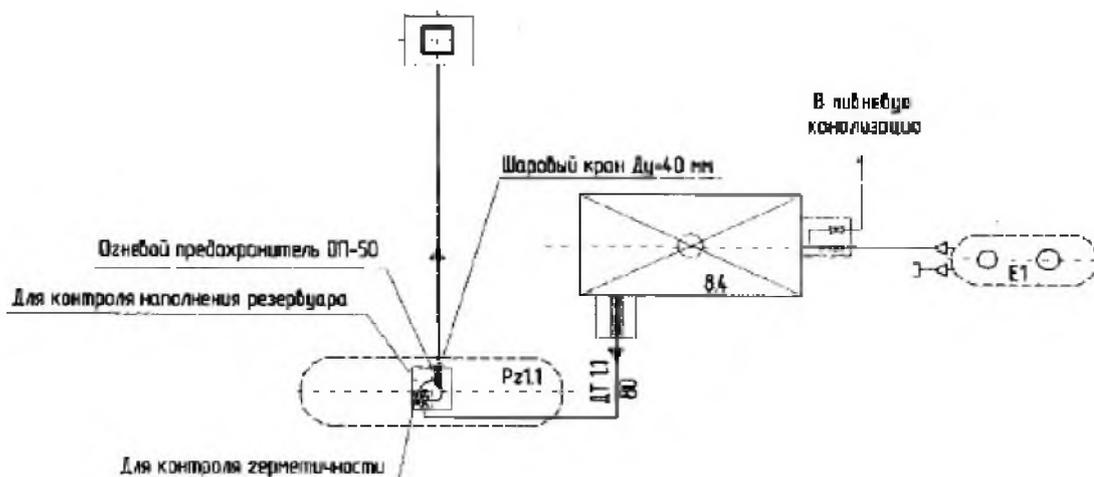
Хранение дизтоплива осуществляется в подземном двустенном резервуаре Рг 1.1.

Межстенное пространство резервуара заполняется негорючим газом.

Островок топливозаправочный представляет собой площадку, оборудованную топливозаправочной колонкой типа «Нара».

Пульт дистанционного управления поставляется в комплекте с топливозаправочной колонкой и устанавливается вне взрывоопасной зоны в операторной.

Принципиальная технологическая схема топливозаправочного пункта приведена на рисунке 2.1.2.22.



Спецификация

Марка, поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, ед.кг	Примечание
Rz11	РГД-50	Резервуар стальной двухстенный горизонтальный с тех. оборудованием для АЗС односекционный V=50м <sup>3</sup> , для дизтоплива	1	9200	
E1	ЕП 16-2400-900-3	Емкость горизонтальная подземная дренажная V=16 м <sup>3</sup>	1	2500	

Рисунок 2.1.2.22 – Принципиальная технологическая схема топливозаправочного пункта.

#### Производство подготовки газа

Технологическое оборудование размещается в корпусе технологическом для обеспечения условий надёжной эксплуатации приборов и средств автоматизации и благоприятных условий работы производственного персонала.

Размещение оборудования выполнено с учётом возможности проведения профилактических осмотров и планово-предупредительных ремонтов.

Для удобства обслуживания оборудования используются площадки и проходы.

Компоновка оборудования в корпусе технологическом одноярусная. Для механизации работ при ремонтах используется подвесной кран грузоподъемностью 3,2 т.

Отключающие краны с пневмоприводами Кр01 и Кр02, предназначенные для планового или аварийного отключения УППГ от газосборного коллектора-шлейфа и межпромыслового газопровода на УКПГ, ручные краны, байпасные линии с ручным краном Ду=50 мм, свеча сброса газа с шаровым краном Ду=15 мм, размещены в необогреваемом укрытии габаритных размеров 7 x 3,7 м на нормативном расстоянии от технологического корпуса.

Емкость метанола Е3, предназначенная для резервной подачи метанола в газопровод, представляет собой участок горизонтального трубопровода диаметром 1200 мм. Для предотвращения разлива метанола на землю, емкость устанавливается в каре.

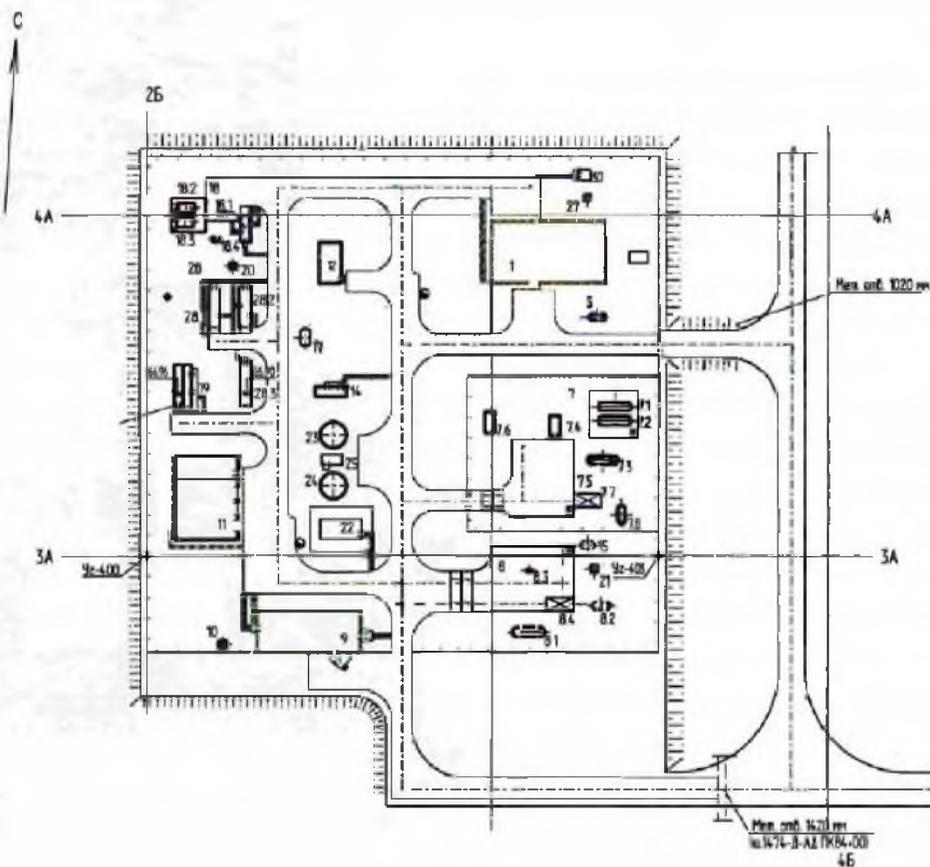
План размещения оборудования в корпусе технологическом приведен на рисунке 2.1.2.24.

#### *Производства хранения метанола и дизтоплива*

Технологическое оборудование размещено с учетом норм технологического проектирования, правил пожарной и промышленной безопасности в газовой отрасли.

Резервуары для метанола, дизтоплива размещены в каре. Расстановка резервуаров обеспечивает свободный доступ к ним при обслуживании.

План размещения оборудования по производству хранения метанола приведен на рисунке 2.1.2.25, план размещения оборудования по производству хранения дизтоплива – на рисунке 2.1.2.26.



Экспликация зданий и сооружений

Номер по плану	Наименование
1	Котел паровый
3	Сеть дренажа V-125 м3
7	Узел приема и подачи топлива
7.17.2	Сеть дренажа V-50 м3
7.3	Сеть дренажа для топлива V-40 м3
7.4	Насос топлива
7.5	Спуск изливной для топлива
7.6	Экспозиционная
7.7	Сеть для сбора топлива
7.8	Сеть для сборного слива топлива
8	Панель топливосборная
8.1	Резервуар для топлива топлиба V-50 м3
8.2	Сеть для сборного слива топливосборной V-16 м3
8.3	Сеть для топливосборной
8.4	Панель для слива на объекте
9	Сепаратор
10	Опора опенка "Самит" H-60,750 м
11	Склад топлива
12	Котельня
14	Спуск подачи воды
15	Сеть для сбора ливневой стока V-125 м3
17	Сеть дренажа конденсата V-25 м3
18	Электростанция дизельная сборная
18.1	Электростанция дизельная
18.2, 18.3	Резервуар для топлива топлиба V-10 м3
18.4	Резервуар для сборного слива топлиба V-3 м3
19	Подстанция трансформаторная 2х400 кВА с РН-10 кВ
20, 21	Мачта прожекторная с комплектацией ПНС-24
22	Сеть для сбора конденсата топливосборной
23, 24	Резервуар топливосборного слива топлиба V-100 м3
25	Котел паровый
27	Манометр МС-37
28	Электростанция дизельная
28.1, 28.2	Электростанция дизельная мощностью 275 кВт
28.3	Операторная ПЭС
30	Блок рекуперации газа

Рисунок 2.1.2.23 – План размещения оборудования на площадке установки предварительной подготовки газа.

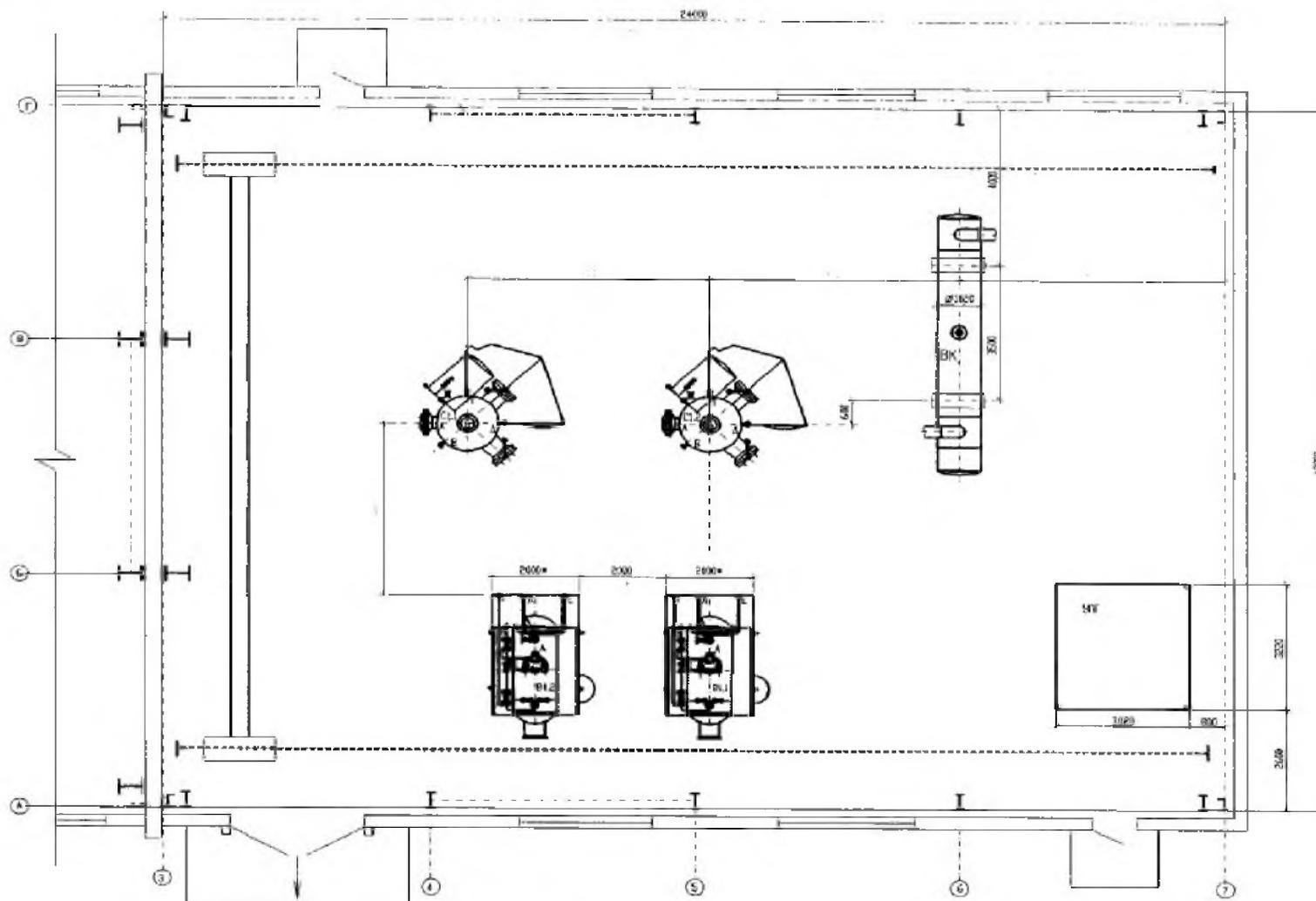
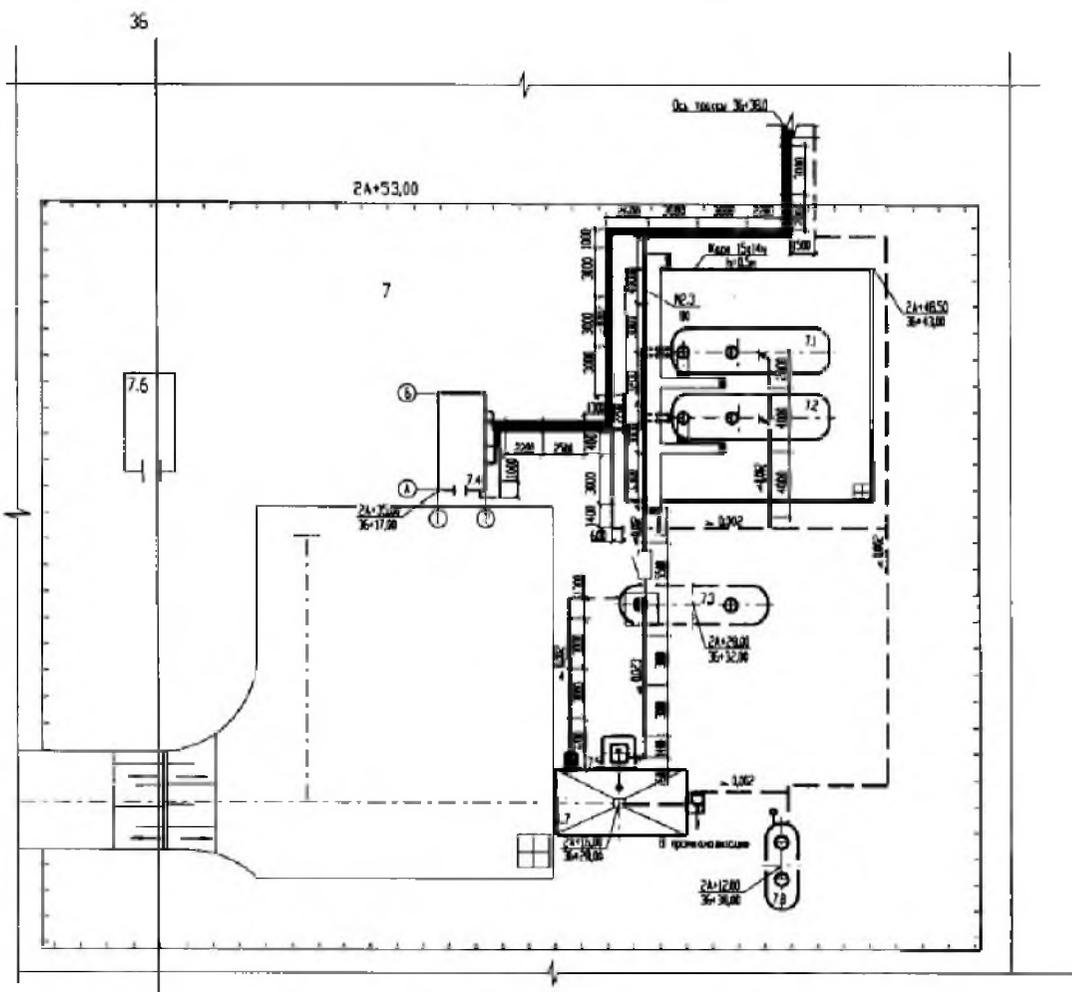


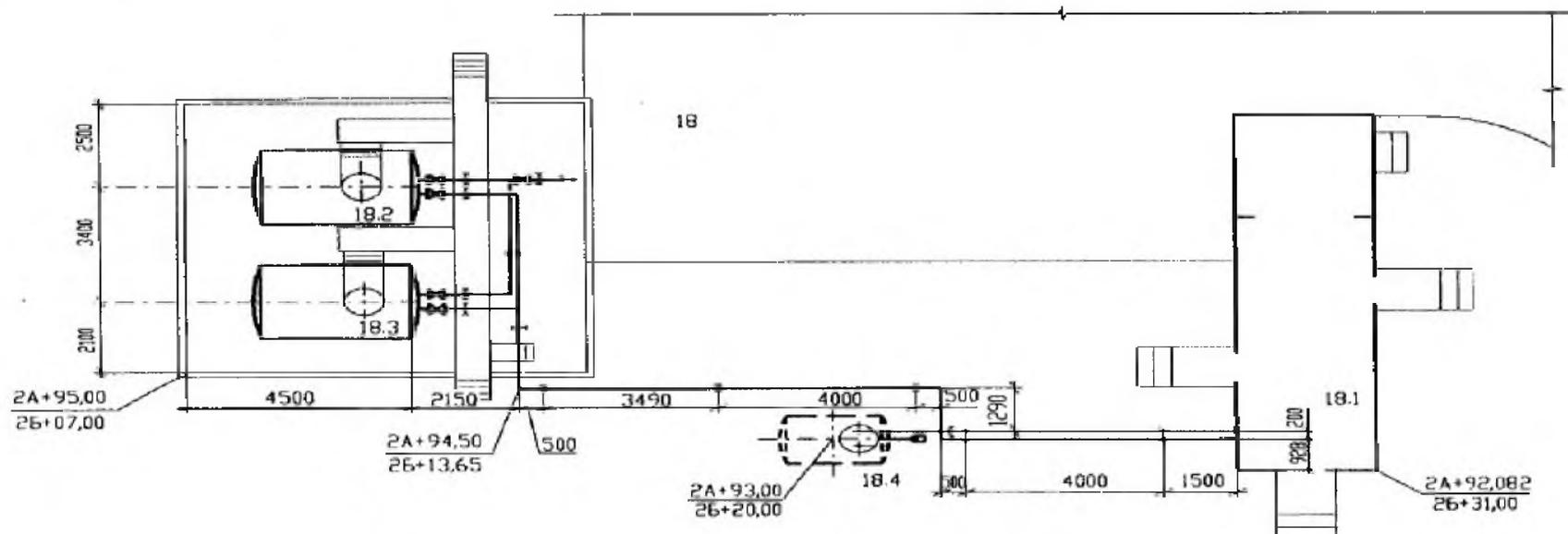
Рисунок 2.1.2.24 – План размещения оборудования в технологическом корпусе.



Экспликация зданий и сооружений

Номер по плану	Наименование	Примечание
7	Зона приема и подачи метанола	
7.1, 7.2	Емкость метанола V=50 м <sup>3</sup>	201-1102.09ГЭС
7.3	Емкость приемная для метанола, V=40 м <sup>3</sup>	ЕП 40-2400-2-3
7.4	Носок для метанола	
7.5	Станок измеренный для метанола	АСИ-5ВГ
7.6	Электрощитовая	
7.7	Площадка для сбора метанола	
7.8	Емкость для осадочного шлама метанола V=16 м <sup>3</sup>	ЕП 16-2000-1300-3

Рисунок 2.1.2.25 – План размещения оборудования на производстве хранения метанола.



Экспликация зданий и сооружений

Номер по плану	Наименование	Примечание
18	Электростанция дизельная аварийная	
18.1	Электростанция дизельная	
18.2, 18.3	Резервуар для дизельного топлива V=10 м <sup>3</sup>	
18.4	Резервуар для аварийного слива топлива V=3 м <sup>3</sup>	

Рисунок 2.1.2.26 – План размещения оборудования на производстве хранения дизтоплива.

Перечень основного технологического оборудования объекта – УППГ Северного участка Губкинского газового месторождения таблице 2.1.2.2.

Таблица 2.1.2.2 – Перечень основного технологического оборудования объекта - УППГ Северного участка Губкинского месторождения

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Расположение	Назначение	Техническая характеристика
<b>УППГ</b>					
<b>1. Производство подготовки газа</b>					
1.	Входной коллектор, ВК1	1	Корпус технологический	Очистка газа от жидкости и мехпримесей	Ду=1000 мм; L=5,0 м
2.	Сепаратор газа, С1.1, С1.2	2	Корпус технологический	Очистка газа от жидкости и мехпримесей	Р <sub>раб.</sub> =10,0МПа; V = 6,2 м <sup>3</sup> ; Q <sub>г</sub> = 6,5 млн.м <sup>3</sup> /сут
3.	Блок дегазатора насыщенного метанола 40 ТР-1, В1.1, В1.2	2	Корпус технологический	Отделение газа от жидкости	Р <sub>раб.</sub> = 1,0 МПа; Q <sub>см</sub> = 6020 кг/ч; V = 2,1 м <sup>3</sup>
4.	Трубопровод насыщения метанолом, Е3	1	Открытая площадка	Прием метанола	Р <sub>раб.</sub> = 7,5 МПа; V = 3 м <sup>3</sup>
5.	Блок установки подготовки газа на собственные нужды, БПГ	1	Корпус технологический	Редуцирование и замер газа на собственные нужды	Р <sub>вых</sub> = 0,6 МПа, Q <sub>г</sub> = 500 м <sup>3</sup> /ч; M = 2,7 т
6.	Газопровод, ГС1.1	-	Надземный	Подача сырого газа от границы УППГ до корпуса технологического	Ду = 400 мм, L=19 м, Ду = 300 мм, L=52 м, P = 5,68 Мпа
7.	Газопровод Г2.2	-	Надземный	Подача сырого газа от корпуса технологического до границы УППГ	Ду = 400 мм, L = 17,7 м, Ду = 300 мм, L = 38,4 м, P = 5,68 Мпа
<b>Производство хранения метанола</b>					
8.	Емкость метанола, Е4.1, Е4.2	2	Площадка открытая	Хранение метанола	V=50 м <sup>3</sup>
9.	Емкость приемная для метанола с полупогружным насосом ВНГ-ц-Е-25/50П-3,7-А-УХЛ2, Е5, Н4	1	Площадка открытая	Прием метанола из автоцистерны	V = 40 м <sup>3</sup> , Q = 25 м <sup>3</sup> /ч, P = 0,5 МПа, N = 15 кВт
10.	Трубопровод метанола, ст. 09Г2С, М	-	-	Подача метанола в корпус технологический, на куст скважин №32	Ду = 50 мм; L = 700 м

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Расположение	Назначение	Техническая характеристика
Производство хранения дизтоплива					
11.	Дизельная электростанция, ДЭ	1	Блок-бокс	Аварийное энергоснабжение	N=400 кВт
12.	Резервуар для дизельного топлива, ст. 09Г2С, Рг 1.1, Рг1.2	2	Площадка открытая	Хранение дизтоплива	V=10 м <sup>3</sup>
13.	Резервуар для дизельного топлива, Рг1	1	Топливозаправочный пункт Площадка открытая	Хранение дизтоплива	V = 50 м <sup>3</sup>

*Фонд скважин Южного участка Губкинского газового месторождения*

Для осуществления процесса добычи газа в состав кустов газовых скважин (КГС) входят:

- газовые скважины с фонтанной арматурой;
- выкидные и внутрикустовые технологические трубопроводы (сборные коллектора) с запорной, регулирующей, предохранительной и отсечной арматурой;
- блок ввода метанола (БВМ);
- метанолопровод;
- горизонтальный факел (ГФУ);
- установка для исследования скважин (К-1).

Газ по одному боковому отводу фонтанной арматуры поступает в выкидной трубопровод, выкидные трубопроводы от нескольких скважин объединяются на кусте в сборный коллектор, по которому газ направляется в газосборные сети для транспорта на УКПГ.

Газ при проведении работ по исследованию скважин может подаваться в шлейф через задвижку с ручным управлением.

При глушении скважин подача задавочного раствора в трубное и затрубное пространства выполняется передвижным цементирующим агрегатом по задавочным трубопроводам, выведенным к проезду куста. На каждом задавочном трубопроводе установлена ручная задвижка и герметичное быстросъемное соединение для подключения задавочного агрегата.

С целью предупреждения возможного гидратообразования в скважинах при вводе их в эксплуатацию подача метанола выполняется передвижными насосными агрегатами.

Для предупреждения возможного гидратообразования в газосборных сетях на кустах скважин установлены блоки ввода метанола.

С целью снижения транспортных расходов, в связи с повышенным расходом метанола в первые годы эксплуатации и в годы падающей добычи, установлены приёмные ёмкости (ПЕ)  $V = 5$  м<sup>3</sup>.

Для обеспечения рационального расхода метанола на кустах газовых скважин № 24, № 25 произведен монтаж дозирующих насосов НД 2.5-40/100 14 В. Режим работы шлейфов – безгидратный.

Для проведения ремонта скважин на каждой скважине куста предусматривается площадка для размещения ремонтного агрегата и комплект якорей для крепления растяжек агрегата (1 комплект из 4-х якорей на 1 куст скважин).

Схема принципиальная технологическая кустов газовых скважин представлена на рисунке 2.1.2.27.



Компоновочные решения по размещению и строительству технологических сооружений на кустах скважин обеспечивают надежность и безопасность работы технологического оборудования и проведения ремонтных работ на скважинах, удобство обслуживания и соблюдение нормативных расстояний между оборудованием.

Для проведения работ по подземному ремонту скважин предусмотрены бетонированные площадки для установки ремонтного агрегата.

Для проведения работ по подземному ремонту скважин предусмотрены бетонированные площадки для установки ремонтного агрегата.

Технологические трубопроводы на площадке куста скважин выполнены надземной прокладки на металлических опорах.

Сброс газа производится на горизонтальный факел, входящий в состав технологических сооружений. Горизонтальный факел устанавливается в факельном амбаре в обваловании на расстоянии не менее 100 метров от оси куста скважин.

План обвязки куста газовых скважин приведен на рисунке 2.1.2.28.

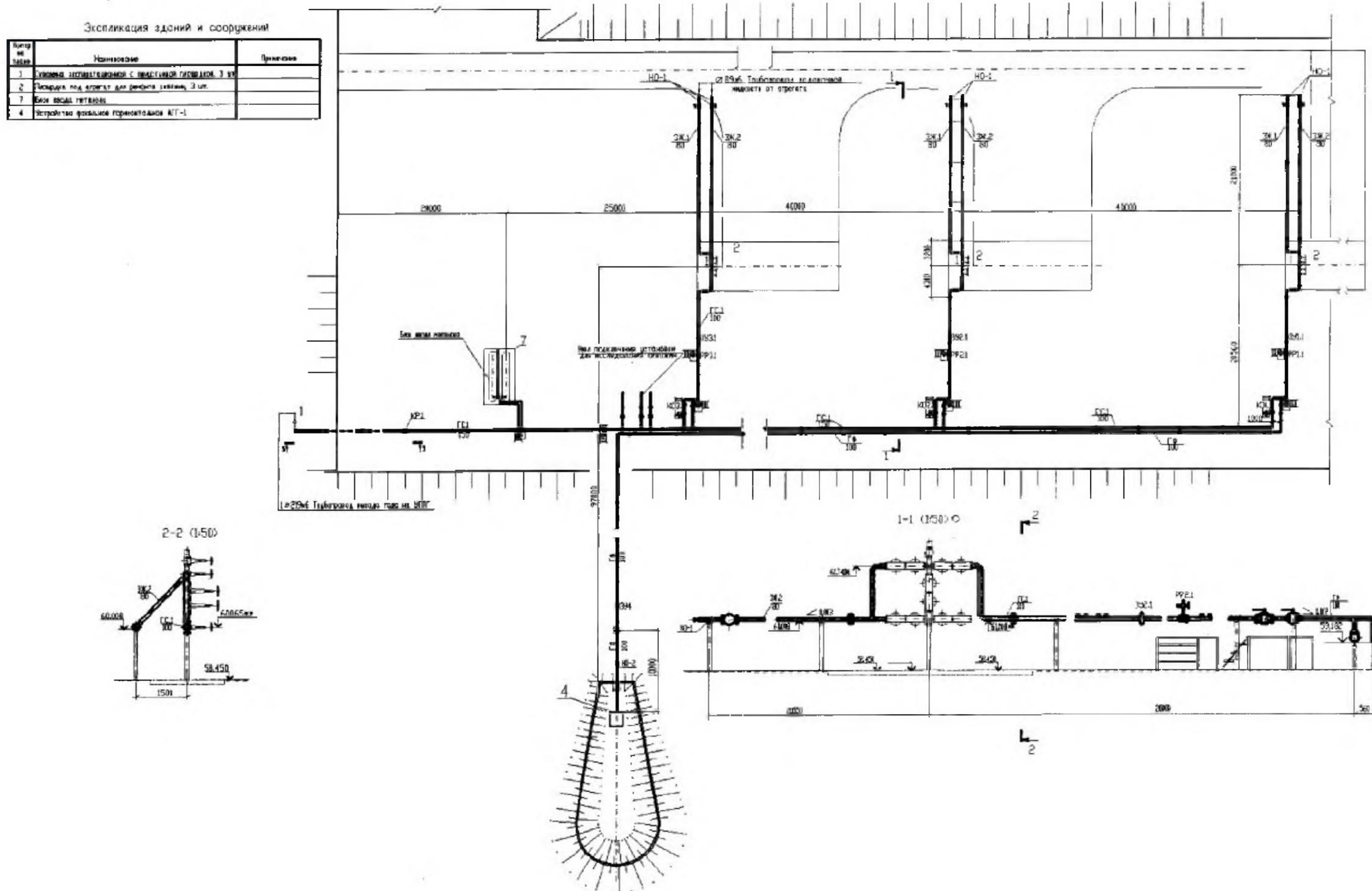


Рисунок 2.1.2.28 – План обвязки куста из трех газовых скважин.

Состав фонда скважин Южного участка Губкинского газового месторождения представлен в таблице 2.1.2.3.

Таблица 2.1.2.3 – Состав фонда скважин Южного участка Губкинского газового месторождения

№ п/п	Наименование	Характеристика
Скважины добычи углеводородов		
1.	Куст № 1 (скважины №№ 1011, 1012, 1013)	Тип – эксплуатационная. Забой – 800-900 м, диаметр эксплуатационной колонны – 168 мм, способ добычи фонтанный, средний дебит – 249 тыс. м <sup>3</sup> /сут., при средней температуре газа на устье работающих скважин 12,9 °С. Год ввода в эксплуатацию – 2001 г.
2.	Куст № 2 (скважины №№ 1022, 1033)	
3.	Куст № 3 (скважины №№ 1031, 1032, 1033)	
4.	Куст № 4 (скважины №№ 1041, 1042, 1043)	
5.	Куст № 5 (скважины №№ 1051, 1052, 1053)	
6.	Куст № 6 (скважины №№ 1061, 1062, 1063)	
7.	Куст № 7 (скважины №№ 1071, 1072, 1073)	
8.	Куст № 8 (скважины №№ 1081, 1082, 1083)	
9.	Куст № 9 (скважины №№ 1091, 1092, 1093)	
10.	Куст № 10 (скважины №№ 1101, 1102, 1103)	
11.	Куст № 11 (скважины №№ 1111, 1112, 1113)	
12.	Куст № 12 (скважины №№ 1121, 1122, 1123)	
13.	Куст № 13 (скважины №№ 1131, 1132, 1133)	
14.	Куст № 14 (скважины №№ 1141, 1142, 1143)	
15.	Куст № 15 (скважины №№ 1151, 1152, 1153)	
16.	Куст № 16 (скважины №№ 1161, 1162, 1163)	
17.	Куст № 17 (скважины №№ 1171, 1172, 1173)	
18.	Куст № 18 (скважины №№ 1181, 1182, 1183)	
19.	Куст № 19 (скважины №№ 1191, 1192, 1193)	
20.	Куст № 20 (скважины №№ 1201, 1202, 1203)	
21.	Куст № 21 (скважины №№ 1211, 1212, 1213)	
22.	Куст № 22 (скважины №№ 1221, 1222, 1223)	
23.	Куст № 23 (скважины №№ 1231, 1232, 1233)	
24.	Куст № 24 (скважины №№ 1241, 1242, 1243)	

№ п/п	Наименование	Характеристика	
25.	Куст № 25 (скважины №№ 1251, 1252, 1253)		
26.	Куст № 34 (скважины №№ 1341, 1342)		
27.	Куст № 35 (скважины №№ 1351, 1352)		
28.	Куст № 36 (скважины №№ 1361, 1362)		
29.	Куст № 37 (скважины №№ 1371, 1372)		
30.	Куст № 2 (скважина № 1020)		Тип – наблюдательная. Забой – 900 м, диаметр эксплуатационной колонны – 168 мм. Год ввода в эксплуатацию – 2001 г.
31.	Куст № 8 (скважина № 1080)		
32.	Скважина № 2		
33.	Скважина № 9		
34.	Скважина № 17		
35.	Скважина № 20		
36.	Скважина № 21		
37.	Скважина № 22		
38.	Скважина № 45		
39.	Скважина № 49		
40.	Скважина Р-60		
41.	Скважина Р-624		
42.	Скважина Р-627		
43.	Скважина Р-628		
44.	Скважина Р-635		
Скважина для закачки жидкости в пласт			
45.	Скважина № 1п	Тип –поглощающая. Забой – 1000 м, диаметр эксплуатационной колонны – 168 мм. Год ввода в эксплуатацию – 2001 г.	
46.	Скважина № 2п		
Фонтанная арматура			
47.	АФК 6-100x210 К1ХЛ	Рраб. – 21 Мпа	
48.	DRG-EAST ZRT 9 5/8"x6 5/8"x4 1/2" 3000 Psi	Рраб. – 21 Мпа	
Колонная головка			
49.	ОКК1-21x168x245	Рраб. – 21 Мпа	
50.	Трубопровод метанола от УКПГ до общего коллектора сбора кустов	Стальной, подземный. Р=6,5 Мпа, ДУ50, Lобщ.=12500 м. Год ввода в эксплуатацию – 2001 г.	

Перечень основного технологического оборудования объекта – Фонд скважин Южного участка Губкинского газового месторождения представлен в таблице 2.1.2.4.

Таблица 2.1.2.4 – Перечень основного оборудования объекта – Фонд скважин Южного участка Губкинского газового месторождения

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Расположение	Назначение	Техническая характеристика
1. Кусты газовых скважин № 1...№ 25, № 34, № 35, № 36, №37					
1.	Блок ввода метанола, БМ	18	Надземный	Подача метанола в шлейфы	V=0,7 м <sup>3</sup>
2.	Блок ввода метанола для кустов №№ 34, 36, 37 БМ	6	Надземный	Подача метанола в шлейфы	V=0,7 м <sup>3</sup>
3.	Наземный трубопровод газа, ГС, КГС 1,3...25	24	Надземный	Подача газа от скважины в шлейф	Ду=200 мм, L=74 м Ду=100 мм, L=383 м

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Расположение	Назначение	Техническая характеристика
4.	Наземный трубопровод газа, ГС, КГС 2	1	Надземный	Подача газа от скважины в шлейф	Ду=200 м, L=74 м; Ду=100 м, L=310 м
5.	Метанолопровод, М	24	Надземный	Подача метанола в шлейфы	Ду=15 мм, L=3,5 м
6.	КГС 34,35,36,37	4	Подземный	Подача газа от скважины в шлейф	Ду=150 мм, L=70 м Ду=100 мм, L=250 м.

*Фонд скважин Северного участка Губкинского газового месторождения*

Эксплуатационные скважины северного участка Губкинского газового месторождения пробурены на сеноманский горизонт. Для предупреждения режима гидратообразования одиночная скважина 13Р, кусты №№ 28, 29, 31, 33 оборудованы блоками ввода метанола, на куст № 32 проложен метанолопровод от насосной метанола УППГ в одной траншее с коллектором и шлейфом системы сбора газа куста № 32.

Пополнение метанольниц, по мере расходования метанола, производится от передвижных средств (автоцистерн).

Для осуществления процесса добычи газа в состав кустов газовых скважин входят:

- устья газовых скважин с фонтанной арматурой;
- выкидные и внутривыгодные технологические трубопроводы с запорной, регулирующей, предохранительной и отсечной арматурой;

- горизонтальный факел;

- задавочные линии.

Обвязка эксплуатационных скважин куста обеспечивает:

- регулирование расхода газа (дебита) по каждой скважине;
- автоматическое отключение скважин в случае порыва шлейфа;
- термокарманы для замера температуры газа на устьях, до и после регулятора расхода газа для контроля за режимом работы скважин;
- установку датчиков давления на выкидных линиях скважин и на коллекторе куста;
- возможность подключения передвижного замерного сепаратора для проведения исследовательских работ по каждой скважине;
- возможность проведения работ по глушению скважин, гидравлическому разрыву пласта, соляно-кислотной обработке;
- отвод газа на факел при продувке скважин;
- замер дебита каждой скважины.

Выкидные линии скважин куста подключены к шлейфу и оборудованы замерными устройствами для замера дебита каждой скважины.

В обвязке каждой скважины куста после замерного устройства установлен электроприводной регулятор расхода газа, позволяющий производить дистанционное регулирование дебита скважины. Для проведения газодинамических исследований скважин на факельной линии куста установлен узел подключения передвижной установки для исследования скважин. Подача газа после нее производится в выходной шлейф куста скважин, освобождение от давления газа сепаратора, входящего в состав этой установки, производится на горизонтальный факел. Сброс жидкости при исследовании скважин от сепаратора производится в специальный контейнер.

При выводе скважин на режим газ отводится на сжигание на горизонтальный факел куста. Перед горелкой на кустах трубопроводы оборудованы замерными устройствами для замера количества сжигаемого газа. После замерного устройства на скважинах северного участка установлен ручной дроссель для снижения давления и регулирования скорости продувки скважин.

Для глушения скважин предусмотрены задавочные линии с быстроразъемными соединениями для подключения передвижного насосного агрегата. Обвязка скважин позволяет производить подачу задавочной жидкости в НКТ и затрубное пространство, а также сбор задавочной жидкости в расходные емкости при освоении скважин.

В обвязке куста скважин предусмотрено автоматическое отключение потока газа от куста скважин при возможном порыве шлейфа. Для этой цели на каждой выкидной линии скважины установлен клапан-отсекатель, срабатывающий при резком снижении давления газа в шлейфе. Дублиром клапана-отсекателя служит также выходной электроприводной отключающий кран, установленный на шлейфе на границе куста.

Электроприводной отключающий кран предусмотрен также на метанолопроводе куста скважин № 32, установленный на границе куста.

Для обеспечения электрохимзащиты подземной части трубопроводов, на границе кустов на выходных шлейфах и на метанолопроводе куста №32, установлены электроизолирующие вставки. Компонентные решения по размещению и строительству технологических сооружений на кустах газовых скважин обеспечивают надежность и безопасность работы технологического оборудования и проведения ремонтных работ на скважинах, удобство обслуживания и соблюдения нормативных расстояний между оборудованием.

Для проведения подземного ремонта скважин каждая скважина куста оборудована площадкой для размещения ремонтного агрегата. Для облегчения демонтажа фонтанной арматуры скважин на технологической и задавочных линиях обвязки скважин предусмотрены фланцевые соединения. Для обслуживания фонтанной арматуры каждая скважина оборудована передвижной площадкой обслуживания.

Схема принципиальная технологическая куста из трех газовых скважин приведена на рисунке 2.1.2.29.



Состав фонда скважин Северного участка Губкинского газового месторождения представлен в таблице 2.1.2.5.

Таблица 2.1.2.5 – Состав фонда скважин Северного участка Губкинского газового месторождения

№ п/п	Наименование	Характеристика
Скважины добычи углеводородов		
1.	Куст № 28 (скважины №№ 1283, 1282)	Тип – эксплуатационная. Забой – 800-900 м, диаметр эксплуатационной колонны – 168 мм, способ добычи фонтанный, средний дебит – 189 тыс. м <sup>3</sup> /сут, при средней температуре газа на устье работающих скважин 11,8 °С. Год ввода в эксплуатацию – 2008 г.
2.	Куст № 29 (скважины №№ 1291, 1292, 1293)	
3.	Куст № 31 (скважины №№ 1311, 1312, 1313)	
4.	Куст № 32 (скважины №№ 1321, 1322, 1323)	
5.	Куст № 33 (скважины №№ 1331, 1332, 1333)	
6.	Куст № 13Р (скважина № 13Р)	
7.	Куст № 28 (скважина № 1281)	Тип – наблюдательная. Забой – 900 м, диаметр эксплуатационной колонны – 168 мм. Год ввода в эксплуатацию – 2008 г.
Фонтанная арматура		
8.	DRG-EAST ZRT 9 5/8"x6 5/8"x4 1/2" 2000 Psi	Рраб – 6,6 МПа

Перечень основного технологического оборудования объекта – Фонд скважин Северного участка Губкинского газового месторождения представлен в таблице 2.1.2.6.

Таблица 2.1.2.6 – Перечень основного оборудования объекта – Фонд скважин Северного участка Губкинского газового месторождения

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Расположение	Назначение	Техническая характеристика
1. Кусты газовых скважин № 28, 29, 31, 32, 33, одиночная скважина 13 Р					
1.	Газопровод, ГС	-	Надземный	Подача газа от скважины в шлейф	Р=6,0 Мпа, Ду=100 мм, L=1421 м; Ду=150 мм, L=434 м Ду=80 мм, L=554 м
2.	Метанолопровод на кусте скважин № 32	-	Надземный	Подача метанола в шлейф	Ду=50 мм, L=23 м
3.	Блок ввода метанола на кустах скважин №№28, 29, 31, 32, 33, 13Р	2 шт. на один куст	Блок-бокс	Подача метанола в шлейф	V=0,7 м <sup>3</sup>

*Система промышленных трубопроводов Южного участка Губкинского газового месторождения*

Газосборные сети предназначены для сбора и транспорта добываемого природного газа от кустов скважин № 1...№ 25, №34, №35, №36 до установки комплексной подготовки газа (УКПГ).

Принята коллекторная схема сбора газа с подключением кустов к девяти телескопическим коллекторам. Газосборные сети выполнены из труб  $\varnothing 159$  мм,  $\varnothing 219$  мм,  $\varnothing 273$  мм,  $\varnothing 325$  мм,  $\varnothing 426$  мм и  $\varnothing 530$  мм. Общая протяженность газосборных сетей 92,007 км.

На коллекторах перед площадкой УКПГ и по трассе для подключения шлейфов протяженностью более 500 м установлены краны шаровые с пневмогидроприводом.

Подача метанола на кустах скважин, в коллектор № 4 от кустов скважин № 2; № 3; № 4; № 1, в коллектор № 5 от кустов скважин № 7; № 9 и в коллекторы № 2...№ 10 от кустов скважин на входе в УКПГ осуществляется по метанолопроводу  $\varnothing 57$  мм.

На метанолопроводе установлены краны с ручным приводом, позволяющие отключить подачу метанола в коллектор № 4 (ПК11+92,5), в коллектор № 5 (ПК6+30) и перед УКПГ.

Для обеспечения эксплуатации и обслуживания участков газосборных сетей, минимизации потерь газа, как при выполнении регламентных работ, так и при аварийных ситуациях, предусмотрена установка запорной арматуры с односторонней продувкой при подключении шлейфов к коллекторам длиной более 500 м и перед УКПГ.

Для очистки полости и проведения внутритрубной диагностики в начале и в конце трассы газосборного коллектора от куста скважин установлены узлы запуска и приема очистных устройств (ОУ). В состав узлов входят: камеры запуска и приема ОУ в блочно-комплектном исполнении, трубопроводы, запорная арматура, электроизолирующие вставки, стояки отбора газа, продувочные свечи, узлы сбора и отвода продуктов очистки, сигнализаторы прохождения ОУ.

В качестве запорной арматуры на газопроводах и на продувочных линиях, в узлах запуска и приема ОУ установлены стальные краны с пневмо- и пневмогидроприводами, подземной и надземной установки, с концами под приварку, исполнения ХЛ.

Приводы кранов выполнены в укрытиях, площадки крановых узлов, узлы запуска и приема ОУ ограждены.

Площадки крановых узлов, узлов запуска и приема ОУ оборудованы подъездными автодорогами.

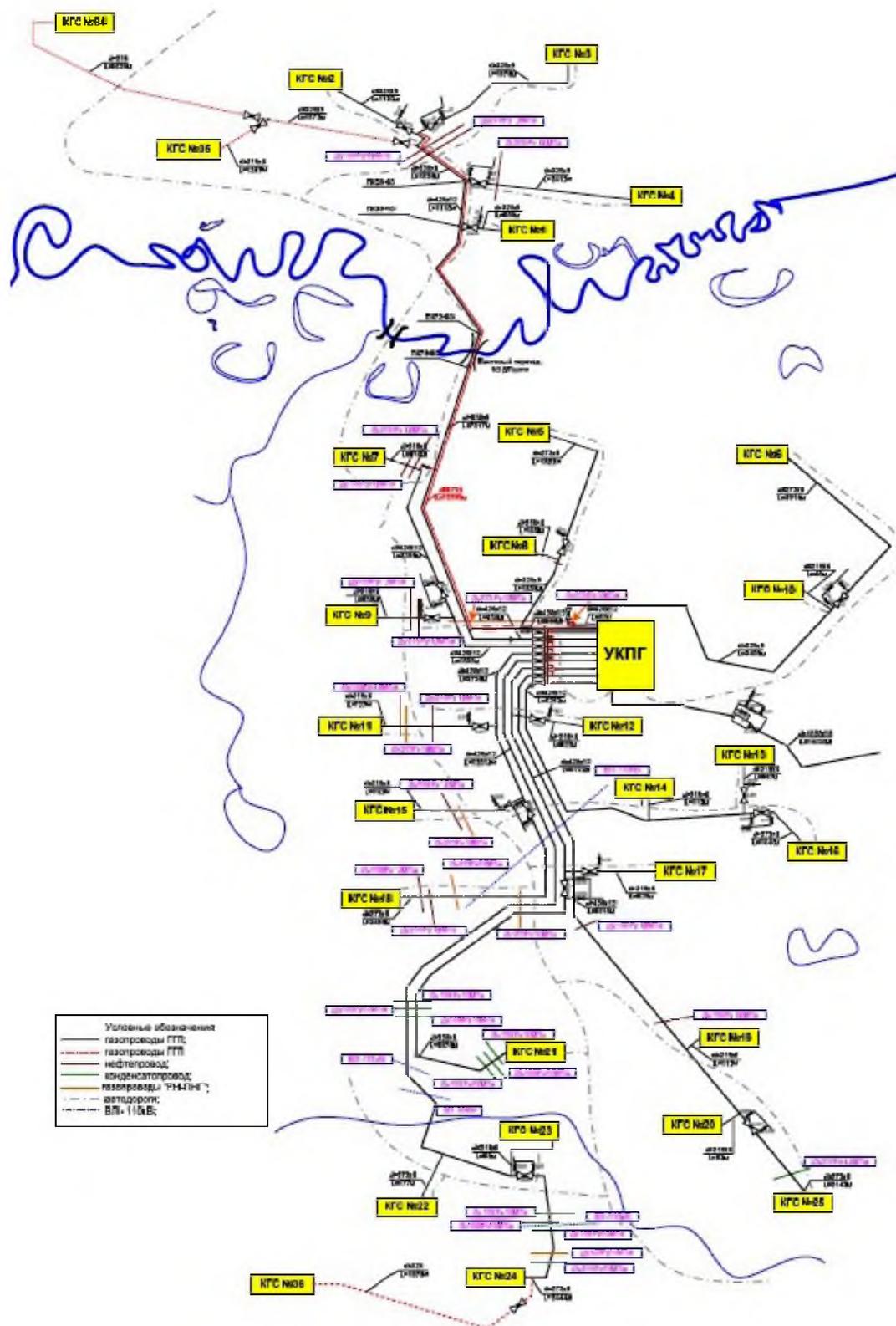


Рисунок 2.1.2.30 – Общая схема газосборных сетей от кустов Южного участка Губкинского газового месторождения.

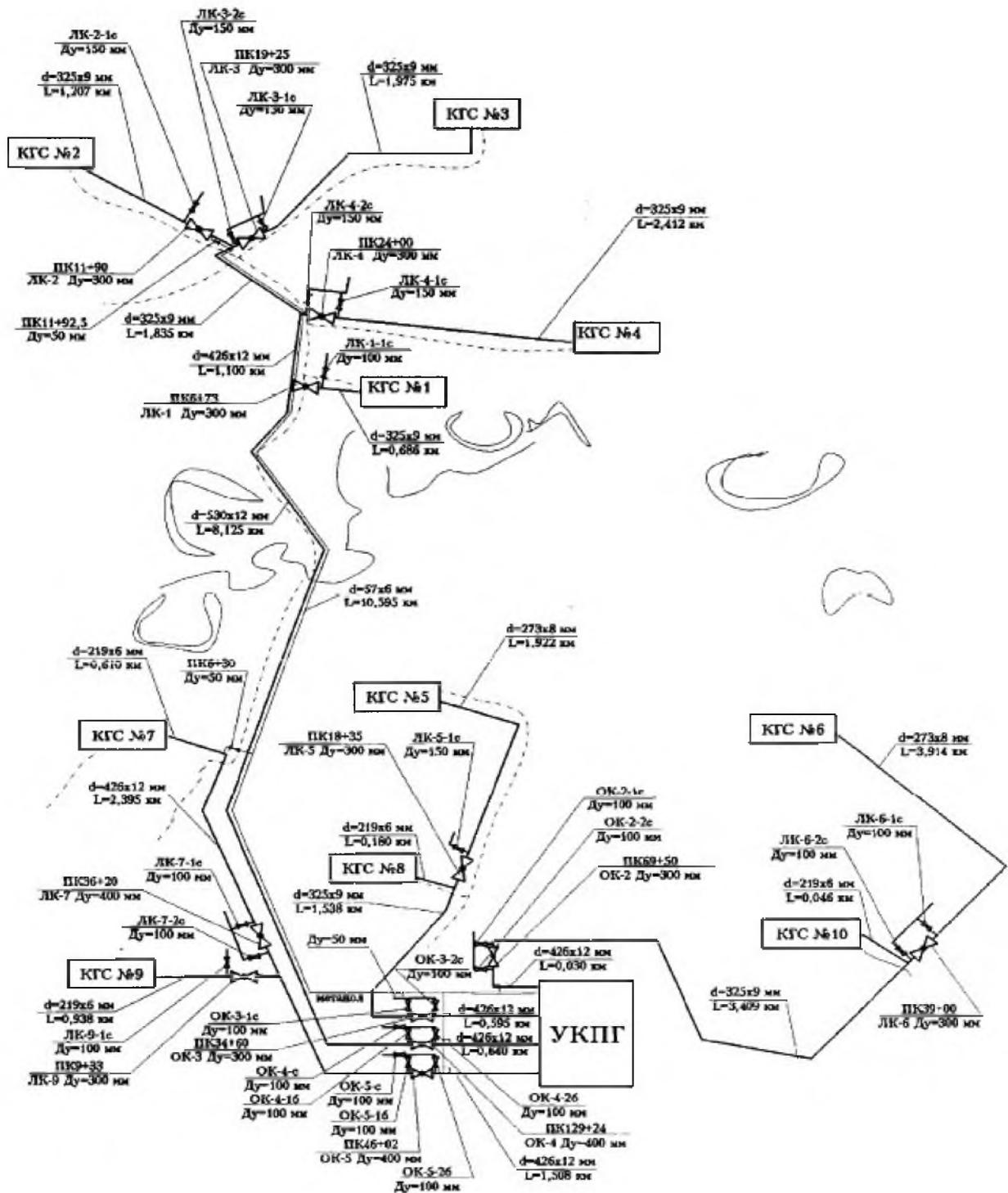


Рисунок 2.1.2.31 – Схема газосборных сетей от кустов газовых скважин №1... № 10 (коллектора № 2... № 5) Южного участка Губкинского газового месторождения.

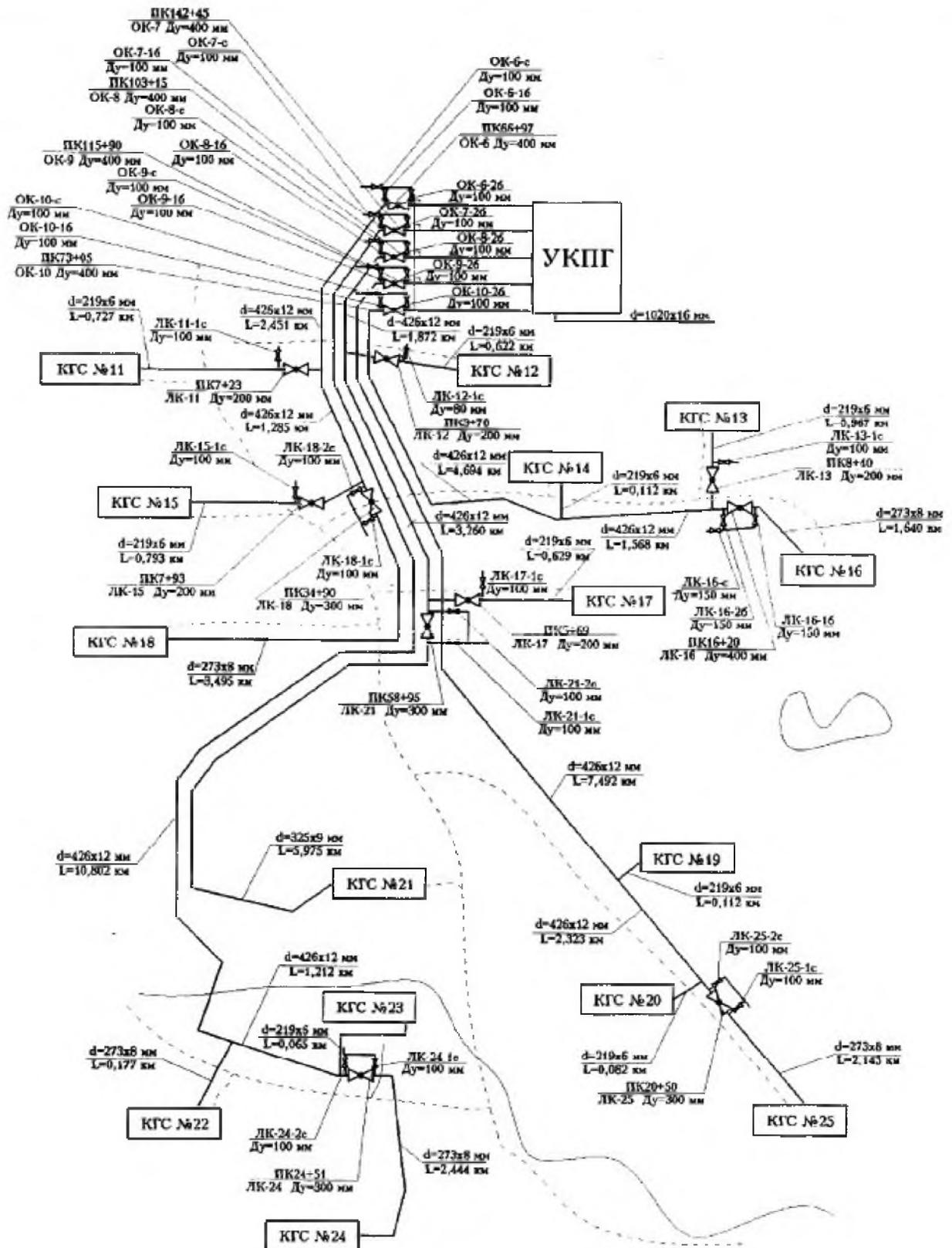


Рисунок 2.1.2.32 – Схема газосборных сетей от кустов газовых скважин № 11... № 25 (коллектора № 6... № 10) Южного участка Губкинского газового месторождения.

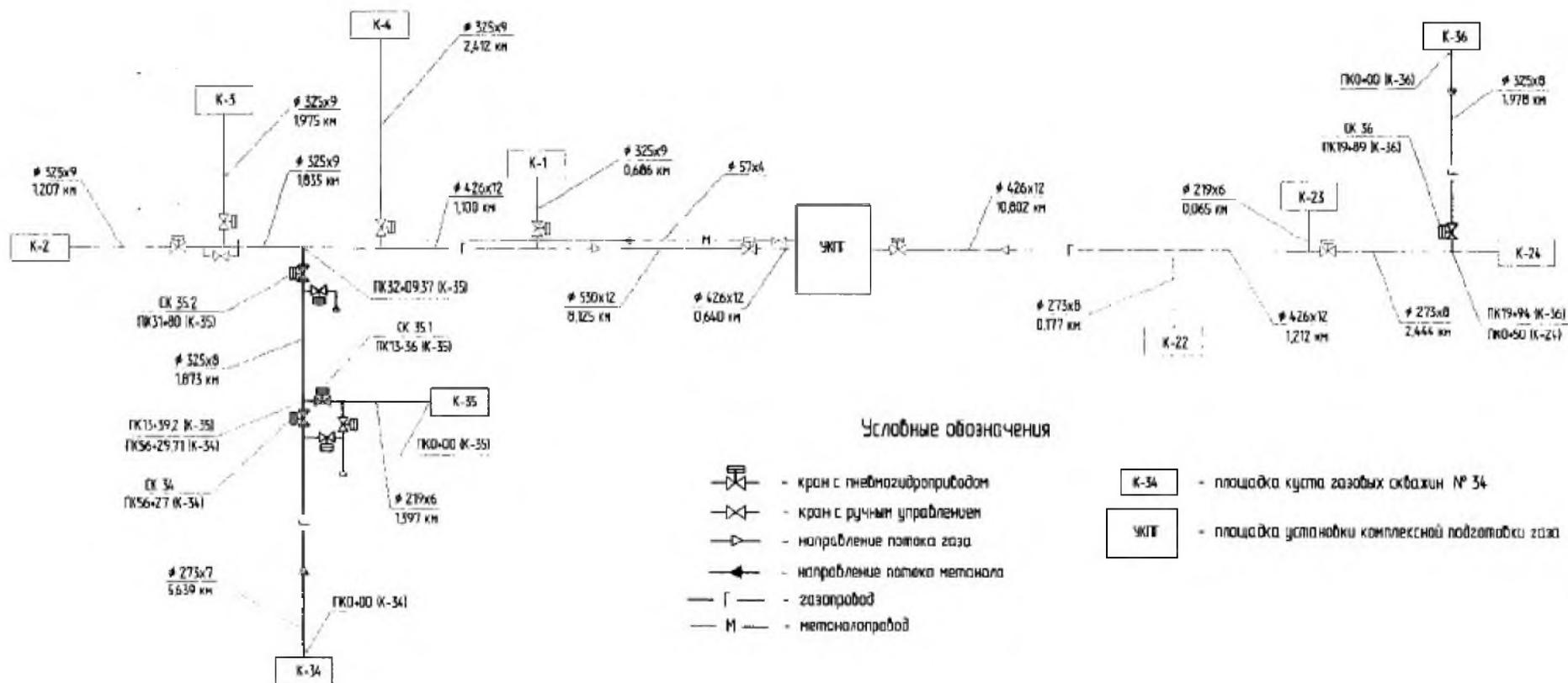


Рисунок 2.1.2.33 – Принципиальная технологическая схема газосборных сетей Южного участка Губкинского газового месторождения.

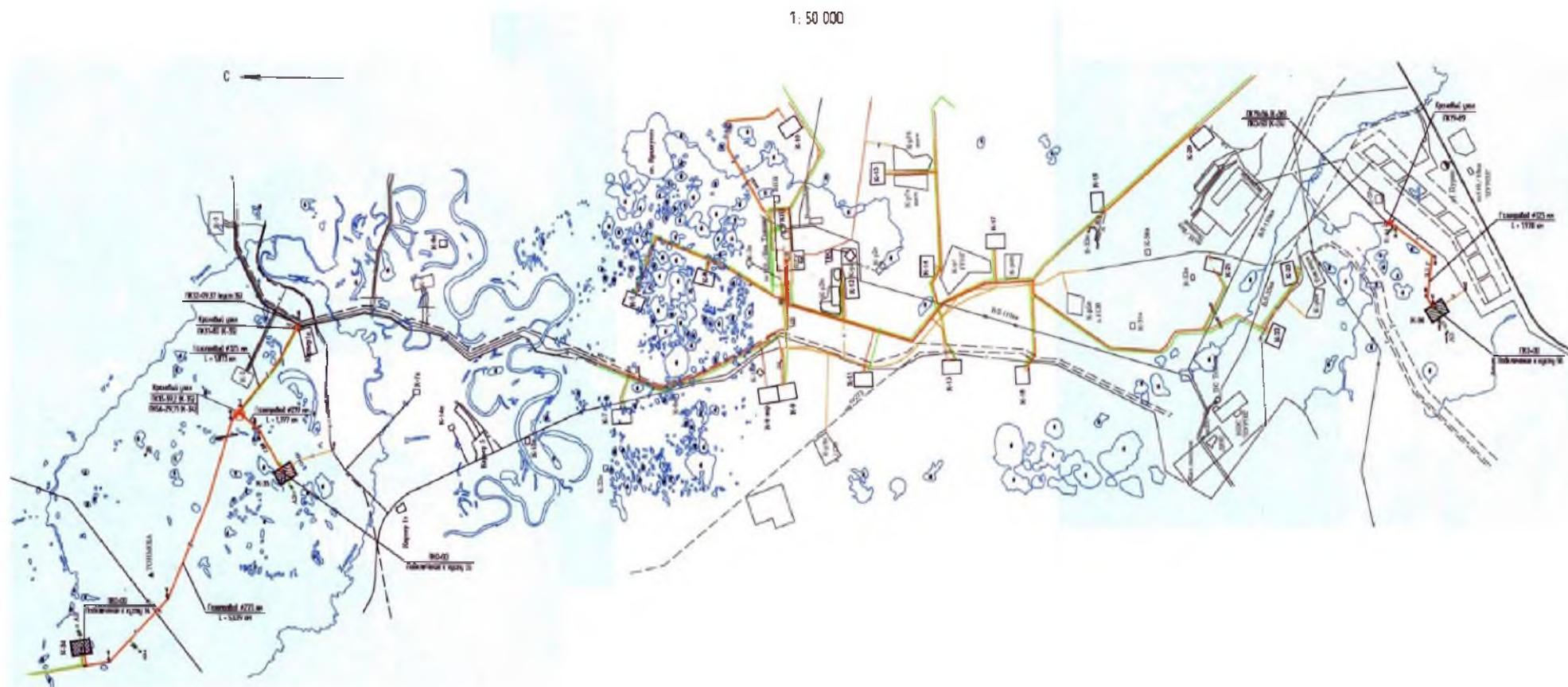


Рисунок 2.1.2.34 – План трасс газосборных сетей Южного участка Губкинского газового месторождения.

Перечень основного оборудования объекта – Система промышленных трубопроводов Южного участка Губкинского газового месторождения представлен в таблице 2.1.2.7.

Таблица 2.1.2.7 – Перечень основного оборудования объекта – Система промышленных трубопроводов Южного участка Губкинского газового месторождения

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Расположение	Назначение	Техническая характеристика
1.	Газопровод (коллектор газа № 2) ГС 1.2	-	Подземный	Транспорт газа от КГС № 6, 10 до УКПГ	Ø219×6, L=0,194 км; Ø273×8, L=3,914 км; Ø325×9, L=2,949 км; Ø426×12, L=0,551 км
2.	Газопровод (коллектор газа № 3) ГС 1.3	-	Подземный	Транспорт газа от КГС № 5, 8 до УКПГ	Ø219×6, L=0,180 км; Ø273×8, L= 1,922 км; Ø325×9, L=1,538 км; Ø426×12, L=0,595 км
3.	Газопровод (коллектор газа № 4) ГС 1.4	-	Подземный	Транспорт газа от КГС № 1... № 4 до УКПГ 34,35,37	Ø325×9, L=9,052 км; Ø426×12, L=2,380 км; Ø530×12, L=8,015 км; 219×7, L=14,413 273×8, L=2,412
4.	Газопровод (коллектор газа № 5) ГС 1.5	-	Подземный	Транспорт газа от КГС № 7, 9 до УКПГ	Ø219×6, L= 1,548 км; Ø426×12, L=3,903 км
5.	Газопровод (коллектор газа № 6) ГС 1.6	-	Подземный	Транспорт газа от КГС № 11, 15, 18 до УКПГ	Ø219×6, L=1,520 км; Ø273×8, L=3,495 км; Ø426×12, L=3,736 км
6.	Газопровод (коллектор газа № 8) ГС 1.8	-	Подземный	Транспорт газа от КГС № 22, 23, 24 до УКПГ КГС 36	Ø219×6, L=0,065 км; Ø273×8, L=2,621 км; Ø426×12, L=5,132 км; Ø325×8, L=1,870
7.	Газопровод (коллектор газа № 7) ГС 1.7	-	Подземный	Транспорт газа от КГС № 12, 17, 21 до УКПГ	Ø219×6, L=1,251 км; Ø325×9, L=7,843 км; Ø426×12, L=12,428 км
8.	Газопровод (коллектор газа № 9) ГС 1.9	-	Подземный	Транспорт газа от КГС № 19, 20, 25 до УКПГ	Ø219×6, L=0,194 км; Ø273×8, L=2,143 км; Ø426×12, L=9,417 км
9.	Газопровод (коллектор газа № 10) ГС 1.10	-	Подземный	Транспорт газа от КГС № 13, 14, 16 до УКПГ	Ø219×6, L=1,079 км; Ø273×8, L=1,640 км; Ø426×12, L=6,262 км
10.	Метаноопровод	-	Подземный	Подача метанола на КГС № 1... № 4, 7 от УКПГ (трубопровод метанола от УКПГ до общего коллектора газа ГС 1.4 сбора кустов)	Ø57×4, L=12,5 км

*Система промышленных трубопроводов Северного участка Губкинского газового*

*месторождения*

Система промыслового сбора газа предназначена для сбора и транспорта добываемого природного газа от кустов скважин № 28, № 29, № 31...№ 32 и от одиночной скважины 13Р до установки предварительной подготовки газа. Применена коллекторно-лучевая схема сбора газа.

Максимальное давление в системе сбора газа принято 6,94 Мпа.

Для предупреждения режима гидратообразования одиночная скважина 13Р, кусты №№ 28, 29, 31, 33 оборудованы блоками ввода метанола, на куст № 32 проложен метанолопровод от насосной метанола УППГ в одной траншее с коллектором и шлейфом системы сбора газа куста № 32.

На основании гидравлического расчета, расчетов на прочность и долговечность по несущей способности труб (срок службы) и в соответствии с сортаментом труб, выпускаемых отечественной промышленностью, газосборные сети выполнены из труб  $\varnothing 159 \times 6$  мм;  $\varnothing 219 \times 6$  мм;  $\varnothing 273 \times 7$  мм;  $\varnothing 325 \times 8$  мм;  $\varnothing 426 \times 10$  мм, метанолопровод – из трубы  $\varnothing 57 \times 4$  мм.

Подземная прокладка газопроводов выполнена с минимальной глубиной заложения 0,8 м до верхней образующей трубы, на переходах через автомобильные дороги – 1,4 м до верхней образующей защитного кожуха.

Метанолопровод проложен в одной траншее с газопроводом от куста № 32 на расстоянии в свету между образующими трубопроводов 500 мм.

Прокладка трубопроводов на переходах через водные преграды выполнена подземно, с заглублением в дно пересекаемой водной преграды не менее 1 м от естественных отметок дна водоема и не менее 0,5 м ниже предельного профиля размыва русла реки. Участки метанолопровода на переходах через водные преграды выполнены в защитных кожухах.

Для придания газопроводам продольной устойчивости и предотвращения всплытия в процессе монтажа и эксплуатации выполнена их балластировка.

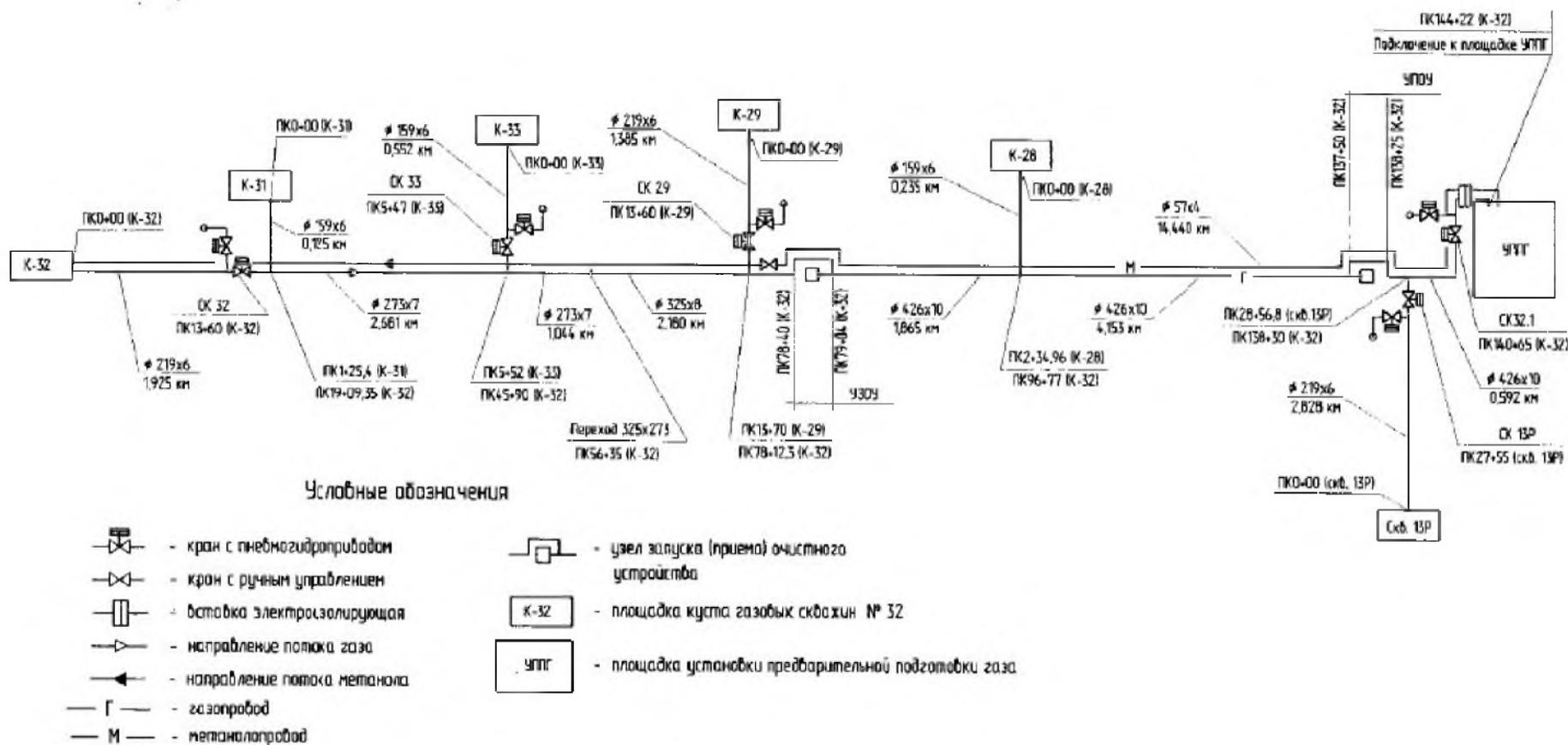


Рисунок 2.1.2.35 – Принципиальная технологическая схема газопроводов сбора и транспорта газа Северного участка Губкинского газового месторождения.

Для обеспечения эксплуатации и обслуживания участков газосборных сетей, минимизации потерь газа, как при выполнении регламентных работ, так и при аварийных ситуациях, предусмотрена установка запорной арматуры с односторонней продувкой при подключении шлейфов к коллекторам длиной более 500 м и перед УППГ.

Для очистки полости и проведения внутритрубной диагностики в начале и в конце трассы газосборного коллектора от куста скважин № 32 Ду=400 мм установлены узлы запуска и приема очистных устройств (ОУ). В состав узлов входят: камеры запуска и приема ОУ в блочно-комплектном исполнении, трубопроводы, запорная арматура, электроизолирующие вставки, стояки отбора газа, продувочные свечи, узлы сбора и отвода продуктов очистки, сигнализаторы прохождения ОУ.

В качестве запорной арматуры на газопроводах и на продувочных линиях, в узлах запуска и приема ОУ установлены стальные краны с пневмо- и пневмогидроприводами, подземной и надземной установки, с концами под приварку, исполнения ХЛ.

По трассе метанолопровода на ПК78+27 установлен кран шаровой, условным диаметром 50 мм, условным давлением 8,0 МПа, с ручным управлением, для надземной установки, исполнения ХЛ.

До и после кранов установлены стояки отбора газа. В узлах запуска и приема ОУ и перед УППГ установлены электроизолирующие вставки. Приводы кранов выполнены в укрытиях, площадки крановых узлов, узлы запуска и приема ОУ ограждены.

Площадки крановых узлов, узлов запуска и приема ОУ оборудованы подъездными автодорогами.

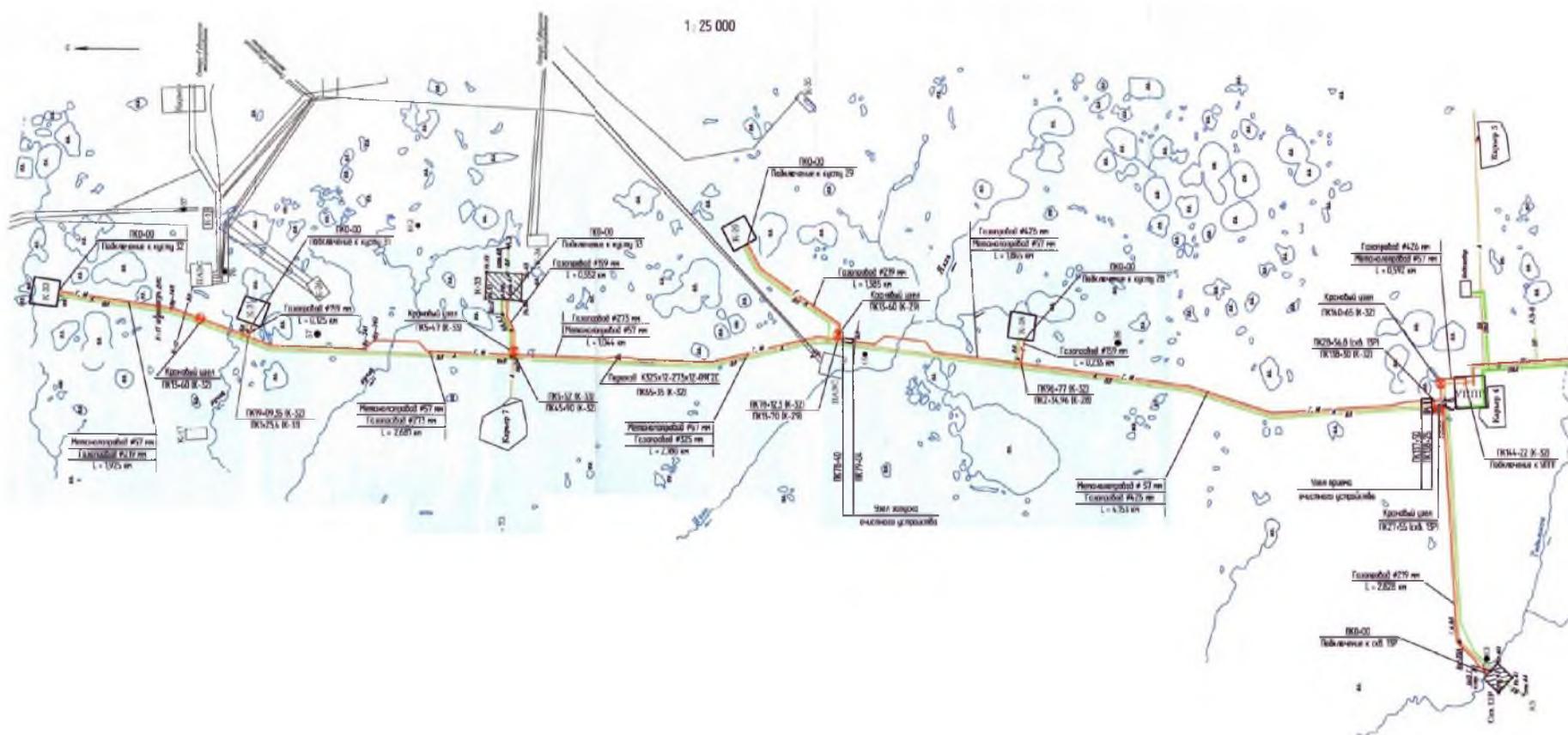


Рисунок 2.1.2.36 – План трасс газосборных сетей Северного участка Губкинского газового месторождения.

Перечень основного оборудования объекта – Система промышленных трубопроводов Северного участка Губкинского газового месторождения представлен в таблице 2.1.2.8.

Таблица 2.1.2.8 – Перечень основного оборудования объекта – Система промышленных трубопроводов Северного участка Губкинского газового месторождения

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Расположение	Назначение	Техническая характеристика
1.	Газопровод	-	Подземный	Транспорт природного газа от куста скважин № 32 до УППГ	$P_{max} = 6,94$ МПа Габаритные размеры: $\varnothing 219 \times 6$ , Лобщ = 1,342 км; $\varnothing 273 \times 7$ , Лобщ = 3,725 км; $\varnothing 325 \times 8$ , Лобщ = 2,175 км; $\varnothing 426 \times 10$ , Лобщ = 6,610 км
2.	Газопровод	-	Подземный	Транспорт природного газа от куста скважин № 31 до точки врезки в газовый коллектор от куста скважин № 32	$P_{max} = 6,94$ МПа Габаритные размеры: $\varnothing 159 \times 6$ , Лобщ = 0,125 км
3.	Газопровод	-	Подземный	Транспорт природного газа от куста скважин № 33 до точки врезки в газовый коллектор от куста скважин № 32	$P_{max} = 6,94$ МПа Габаритные размеры: $\varnothing 159 \times 6$ , Лобщ = 0,600 км
4.	Газопровод	-	Подземный	Транспорт природного газа от куста скважин № 29 до точки врезки в газовый коллектор от куста скважин № 32	$P_{max} = 6,94$ МПа Габаритные размеры: $\varnothing 219 \times 6$ , Лобщ = 1,385 км
5.	Газопровод	-	Подземный	Транспорт природного газа от куста скважин № 28 до точки врезки в газовый коллектор от куста скважин № 32	$P_{max} = 6,94$ МПа Габаритные размеры: $\varnothing 159 \times 6$ , Лобщ = 0,235 км
6.	Газопровод	-	Подземный	Транспорт природного газа от одиночной скважины № 13Р до точки врезки в газовый	$P_{max} = 6,94$ МПа Габаритные размеры: $\varnothing 219 \times 6$ , Лобщ = 2,984 км

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Расположение	Назначение	Техническая характеристика
				коллектор от куста скважин № 32	
7.	Метанолопровод	-	Подземный	Транспорт метанола с УППГ на куст скважин № 32	P <sub>max</sub> = 6,30 МПа Габаритные размеры: Ø57х4, Lобщ = 14,440 км

### 2.1.3 Географические и навигационно-гидрологические характеристики района расположения объектов ЗАО «Пургаз»

Губкинское газовое месторождение в административном отношении находится на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области на 50 км юго-западнее п. Тарко-Сале и на 7 км к северо-востоку от п. Губкинский.

В географическом отношении район обустройства расположен в районе 64°25' – 64°50' северной широты и 76°30' – 76°55' восточной долготы, севернее поселка Пурпе.

Территория района находится в тундровой зоне неустойчивой двухслойной мерзлоты и представляет собой пологую озерно-аллювиальную равнину, слабо наклоненную в юго-восточном направлении. Для района характерно сплошное и прерывистое распространение многолетнемерзлых грунтов.

В физико-географическом отношении месторождение находится в пределах лесотундровой зоны, на левом берегу р. Пякупур. Площадь месторождения представляет собой полого-холмистую равнину с абсолютными отметками рельефа от 30 до 72 м. К наименьшим отметкам рельефа приурочены русла и поймы рек Пякупур и Пурпе с многочисленными мелкими притоками.

В геоморфологическом отношении район месторождения приурочен к поверхности обширной Казанцевской озерно-аллювиальной равнины и представляет собой заозеренное болото, дренируемое современной гидросетью. Глубина вреза водотоков составляет 5...10 м.

К безлесным участкам болотных массивов приурочены зоны развития вечномерзлых грунтов (ВМГ). Незакономерное чередование плоских мерзлых бугров и талых мочажин образует на поверхности плоскобугристый своеобразный микрорельеф. Общий равнинный характер территории нарушается буграми пучения, высота которых достигается 10...15 м и ложбинами стока. Суходольные острова характеризуются пологоволнистым микрорельефом и гипсометрически расположены выше болот на 1...3 м. Для них характерны «раздувы» – участки с пустынным микрорельефом и движущимися песками.

В геологическом отношении вся территория месторождения покрыта сплошным чехлом четвертичных отложений. Наибольшее распространение имеют озерно-болотные отложения.

Мощность торфяной залежи относительно невелика и составляет в среднем 1,0...2,0 м, единично – 5,8 м. Озера, в большинстве своем, являются составной частью болотных массивов и характеризуются малой глубиной (в пределах мощности торфяной залежи) и самыми разнообразными формами и размерами.

Болотные отложения подстилаются озерно-аллювиальными осадками Казанцевской свиты. На дневную поверхность они выходят в виде суходольных участков. Аллювиальные отложения имеют на площади ограниченное распространение (поймы р. Пурпе и мелких водотоков).

Грунтовая толща суходолов сложена песками различной крупности с редкими и маломощными прослойками глинистых грунтов. Крупные бугры пучения сложены суглинками.

Грунтовая толща района месторождения практически полностью обводнена, лишь на суходолах уровень грунтовых вод понижается на 0,5...0,7 м. Грунтовые воды безнапорные, гидравлически связаны с болотными водами и водотоками.

Трассы шлейфов и коллекторов на своем протяжении проходят по суходолам 42,5%, болотам I типа – 1,5%, болотам II типа – 3,8%; болотам III типа – 0,6%, участкам развития ВМГ – 37,3%, озерам – 1,8%, поймам рек и ручьев – 12,5%. Газосборные сети пересекают 7 пойм рек – Пурпе, Холокуяха, Тоньяха, Пырьяха, Япаягун, Малая Яха.

#### **2.1.4 Гидрометеорологические и экологические особенности района расположения объектов ЗАО «Пургаз»**

Географическое положение территории определяет ее климатические особенности.

Наиболее важными факторами формирования климата является западный перенос воздушных масс и влияние континента. Взаимодействие этих двух факторов обеспечивает быструю смену циклонов и антициклонов над рассматриваемой территорией, что способствует частым изменениям погоды и сильным ветрам. Вследствие огражденности с запада Уральскими горами и незащищенности с севера и юга, над территорией осуществляется меридиональная циркуляция, в результате которой периодически происходит смена холодных и теплых воздушных масс, что вызывает резкие переходы от тепла к холоду.

Зона месторождения относится к I району, 1Д подрайону климатического районирования для строительства (согласно СНиП 23-01-99).

Климатическая характеристика принята по ближайшей метеостанции – Тарко-Сале (согласно СНиП 23-01-99).

Климат данного района резко континентальный. Зима суровая, холодная и продолжительная. Лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны – осень и весна.

Наблюдаются поздние весенние и ранние осенние заморозки, резкие колебания температуры в течение года и даже суток.

Среднегодовая температура воздуха минус 6,5 °С, средняя температура воздуха наиболее холодного месяца (января) – минус 25,1 °С, а самого жаркого (июля) – плюс 15,8 °С. Абсолютный минимум температуры приходится на февраль и составляет минус 61 °С, абсолютный максимум – на июнь-июль и составляет плюс 36°С. Продолжительность безморозного периода 89 дней, устойчивых морозов 189 дней. Средняя многолетняя дата первого заморозка – осенью, 2.09, последнего – летом, 6.06.

Осадков в районе выпадает много, особенно в теплый период с апреля по октябрь, их сумма составляет 428 мм. За холодный период, с ноября по март, выпадает 156 мм. Годовая сумма осадков 584 мм. Соответственно, держится высокая влажность воздуха. Средняя относительная влажность в течение года изменяется от 68% до 86 %.

Снежный покров образуется 12.10, дата схода 23.05. Сохраняется снежный покров 224 дня. В течение года преобладают ветры северо-западного и южного направления, в январе – юго-западного и южного, а в июле – северо-западного и северного направлений.

Среднегодовая скорость ветра 3,7 м/с, средняя за январь – 3,4 м/с и средняя в июле – 3,5 м/с. Наибольшая скорость ветра 5 % обеспеченности – 27 м/с.

Температура наиболее холодной пятидневки составляет минус 46°С (92% обеспеченности). С мая по октябрь наблюдаются гололедно-изморозевые явления. В среднем за год наблюдается 2 дня с гололедом и 38 дней с изморозью.

Объем снегопереноса 400 м<sup>3</sup>/м. Суточный максимум осадков 86 мм.

Район месторождения относится к IV району по весу снегового покрова, при этом снеговая нагрузка составляет 1,5 кПа (150 кгс/м<sup>2</sup>).

По средней скорости ветра относится к 3 району и к I району по давлению ветра, при этом ветровые нагрузки (давление ветра) составляют 0,23 кПа/м<sup>2</sup> (23 кгс/м<sup>2</sup>).

По толщине стенки гололеда район месторождения относится к I району, при этом толщина стенки гололеда не менее 5,0 мм.

Среднее число дней с явлениями представлено в таблице 2.1.4.1.

Таблица 2.1.4.1 – Среднее число дней с явлениями

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Туман	0,7	0,3	0,7	1	2	0,8	1	2	4	2	0,8	0,8	16
Метель	6	6	8	5	2	0,04	-	-	0,3	4	6	6	43
Гололед	0,3	0,3	0,2	0,1	0,2	-	-	-	0,2	0,4	0,2	0,4	2
Изморозь	7	6	3	2	0,4	-	-	-	-	3	7	10	33

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Гроза	-	-	-	-	1	3	6	3	0,5	-	-	-	14

*Наиболее неблагоприятные гидрометеорологические и экологические условия возможного разлива нефтепродуктов, газового конденсата*

Наиболее неблагоприятными гидрометеорологическими условиями в районах возможного разлива нефтепродуктов, газового конденсата являются:

Летом:

- высокая температура воздуха. В отдельные дни, почти ежегодно, температура воздуха повышается до плюс 30-34 °С;
- обильные (30 мм/сут. и более) и продолжительные осадки;
- град (диаметром более 30 мм);
- заморозки и др.

Весной:

- таяние снега, когда болота еще не оттаяли и поверхностная вода, образовавшаяся в результате таяния снега, заливают болота и переполняют реки - начинается ледоход и наступает весенний паводок.

Зимой:

- низкие температуры воздуха;
- сильный снегопад с интенсивностью, превышающей критические значения, установленные для данного района;
- сильное обледенение;
- гололед;
- бураны, метели. В течение года отмечается в среднем до 46 дней с метелями.

Осенью:

- обильные и продолжительные осадки вследствие чего на болотах поднимается уровень воды, а на водотоках наступает осенний паводок.

*Размещение объектов ЗАО «Пургаз» относительно объектов систем жизнеобеспечения, зон приоритетной защиты и особо охраняемых территорий*

Размещение объектов ЗАО «Пургаз» относительно объектов систем жизнеобеспечения (транспортных систем, линий электропередач и др.) отвечает требованиям действующих технических документов.

Заповедники, заказники, особо охраняемые природные территории, природные, культурные, исторические объекты с особым правовым статусом, гнездовые редких птиц, места обитания редких животных, рыбохозяйственные особенности, водозаборы

водопроводных станций и промышленных предприятий, культурные центры отдыха населения в зоне действия плана ЛРН отсутствуют.

### **3.1 Мероприятия по предупреждению ЧС(Н)**

#### **3.1.1 Возможные источники ЧС(Н)**

Возможными источниками ЧС(Н) на объектах ЗАО «Пургаз» являются ситуации, связанные с возможными авариями технологического оборудования и технологических трубопроводов на производственных площадках, авариями на промысловых трубопроводах.

В большинстве случаев к основным факторам, способствующим возникновению аварии с разливами нефтепродуктов, газового конденсата относятся:

- наличие опасного вещества в больших количествах;
- проведение технологического процесса под давлением;
- наличие в опасных веществах мехпримесей, обуславливающих абразивный износ технологического оборудования и трубопроводов;
- коррозионная активность составляющих опасных веществ.

Анализ аварий на объектах подобного рода позволяет выделить следующие вызвавшие их причины:

- отказы оборудования;
- ошибочные действия персонала;
- отступление должного надзора за состоянием оборудования, арматуры и трубопроводов;
- отступление от норм технологического режима;
- отказы трубопроводов, арматуры и разъемных соединений, разгерметизация оборудования из-за дефектов изготовления, строительно-монтажных работ, переполнения, механических повреждений, коррозии и т.п.;
- отказы систем автоматики, телемеханики и энергетики;
- внешние воздействия природного и техногенного характера.

Наибольшую опасность для производственного персонала и окружающей природной среды при эксплуатации объектов ЗАО «Пургаз» представляют аварийные ситуации, связанные с неконтролируемым выходом (разливом) нефтепродуктов, газового конденсата вследствие разгерметизации емкости хранения, резервуара хранения, технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры при:

- механическом повреждении;
- старении (коррозии) металла;

- возникновении микротрещин;
- температурных напряжениях с разрывом сварного шва;
- целенаправленной диверсии, терактах.

В таблице 3.1.1.1 представлены возможные причины и факторы, способствующие возникновению и развитию аварий на производственных площадках объектов ЗАО «Пургаз», в таблице 3.1.1.2 представлены возможные причины и факторы, способствующие возникновению и развитию аварий на промысловых трубопроводах ЗАО «Пургаз».

Таблица 3.1.1.1 – Основные причины и факторы, способствующие возникновению и развитию аварий на территории производственной площадки

Факторы, способствующие возникновению и развитию аварий	Возможные причины аварий
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Обращение в технологическом оборудовании больших объемов опасного вещества (газового конденсата, дизельного топлива, метанола, ТЭГа, бензина, масла);</li> <li>2. Значительные объемы опасного вещества в емкости хранения, резервуарах;</li> <li>3. Отсутствие полной герметичности системы, возможность испарения части продуктов в окружающую среду;</li> <li>4. Трубопроводная система, на которой имеется определенное количество фланцевых соединений;</li> <li>5. Насосное оборудование, обладающее достаточной производительностью;</li> <li>6. Высокая концентрация оборудования на ограниченной территории</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Отказы и неполадки технологического оборудования и систем противоаварийной защиты объекта:               <ul style="list-style-type: none"> <li>– нарушение гидродинамики технологических процессов;</li> <li>– физический износ;</li> <li>– коррозия и эрозия оборудования;</li> <li>– механическое повреждение или температурная деформация оборудования и трубопроводов;</li> <li>– остаточные напряжения в материале трубопроводов в сочетании с напряжениями, возникающими при монтаже и ремонте, гидравлические удары, вибрация, превышение давления;</li> <li>– переполнение, нарушение скорости наполнения и опорожнения, превышение давления в резервуарах выше допустимого, образование вакуума внутри резервуара;</li> <li>– ошибки при проектировании и изготовлении;</li> <li>– прекращение подачи энергоресурсов;</li> </ul> </li> <li>2. Ошибочные действия персонала:               <ul style="list-style-type: none"> <li>– нарушение требований технологических инструкций;</li> <li>– неадекватное восприятие информации;</li> <li>– ошибки при локализации и ликвидации аварийных ситуаций и пр.;</li> </ul> </li> <li>3. Внешнее воздействие природного и техногенного характера:               <ul style="list-style-type: none"> <li>– природные катаклизмы;</li> <li>– аварии на соседних объектах;</li> <li>– диверсии и т.д.</li> </ul> </li> </ol>

Таблица 3.1.1.2 – Основные причины и факторы, способствующие возникновению и развитию аварий на промысловых трубопроводах

Факторы, способствующие возникновению и развитию аварий	Возможные причины аварий
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Достаточная производительность трубопроводного транспорта опасного вещества;</li> <li>2. Значительные перепады высот по трассе трубопровода, определяемые рельефом местности;</li> <li>3. Наличие пересечений с водными объектами;</li> <li>4. Наличие пересечений с транспортными коммуникациями;</li> <li>5. Значительная протяженность трассы</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Отказы и неполадки промышленного трубопровода:               <ul style="list-style-type: none"> <li>– дефект конструкции труб;</li> <li>– коррозия металла труб (внутренняя и внешняя);</li> <li>– усталость деформации;</li> <li>– дефекты сварных соединений труб;</li> <li>– дефекты фланцевых соединений;</li> <li>– отказы и неполадки задвижек;</li> <li>– дефекты камер пуска и приема очистного устройства;</li> <li>– возможные отказы элементов системы противоаварийной защиты трубопровода.</li> </ul> </li> <li>– ошибки при проектировании и изготовлении;</li> <li>– прекращение подачи энергоресурсов;</li> <li>2. Человеческий фактор:               <ul style="list-style-type: none"> <li>– возможные ошибочные действия персонала в штатных ситуациях;</li> <li>– отсутствие визуального контроля за исправностью оборудования (нарушение изоляции, протечки, утечки);</li> <li>– отсутствие оператора в пункте управления технологическим процессом;</li> <li>– невыполнение графика или регламента плановых обследований состояния оборудования и контроля трассы трубопровода;</li> <li>– отсутствие визуального контроля за состоянием системы противоаварийной защиты;</li> <li>– ошибочная подача потока опасного вещества в трубопроводе под давлением выше допустимого;</li> <li>– ошибочные действия при ремонтных работах;</li> <li>– возможные ошибочные действия персонала в нештатных ситуациях;</li> <li>– запаздывание при принятии решений по задействованию нужного уровня системы защиты;</li> <li>– бездействие в нештатной ситуации (закрытие не той задвижки и т.д.)</li> </ul> </li> <li>3. Внешнее воздействие природного и техногенного характера:               <ul style="list-style-type: none"> <li>– природные катаклизмы;</li> <li>– аварии на соседних объектах;</li> <li>– диверсии и т.д.</li> </ul> </li> </ol>

ЧС(Н) на объектах ЗАО «Пургаз» могут сопровождаться поражающими факторами. Поражающие факторы источников ЧС(Н) классифицируют по генезису (происхождению) и механизму воздействия.

Поражающие факторы источников ЧС(Н) по генезису подразделяют на факторы:

- прямого действия или первичные;
- побочного действия или вторичные.

Первичные поражающие факторы непосредственно вызываются возникновением источника ЧС(Н). Вторичные поражающие факторы вызываются изменением объектов окружающей среды первичными поражающими факторами.

Поражающие факторы источников техногенных ЧС(Н) по механизму действия подразделяют на факторы:

- физического действия;
- химического действия.

К поражающим факторам физического действия, обусловленного разливом нефтепродуктов, газового конденсата относят:

а) При взрыве облака топливовоздушной смеси:

- 1) воздушную ударную волну;
- 2) обломки или осколки;

б) При пожаре разлива опасного вещества:

- 1) тепловое излучение;
- 2) едкий густой дым;
- 3) высокое пламя;
- 4) токсичные вещества горения.

Параметры поражающих факторов устанавливают в соответствии с таблицей 3.1.1.3.

Таблица 3.1.1.3 – Параметры поражающих факторов

Наименование поражающего фактора источника ЧС(Н)	Наименование параметра поражающего фактора источника ЧС(Н)
Воздушная ударная волна	– избыточное давление во фронте ударной волны; – длительность фазы сжатия; – импульс фазы сжатия;
Обломки, осколки	– масса обломка, осколка; – скорость разлета обломка, осколка;
Тепловое излучение	– энергия теплового излучения; – мощность теплового излучения; – время действия источника теплового излучения;
Токсическое действие	– концентрация нефтепродуктов, газового конденсата в среде; – плотность загрязнения местности и объектов.

### 3.1.2 Прогнозирование объемов и площадей разливов нефтепродуктов, газового конденсата на объектах ЗАО «Пургаз»

Целью прогнозирования является определение:

– возможных масштабов разливов нефтепродуктов, газового конденсата, степени их 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 нефтепродуктов, газового конденсата;

– последовательности, сроков и наиболее эффективных способов выполнения работ по ликвидации разливов нефтепродуктов, газового конденсата.

В соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 21.08.2000 г. № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов» План разрабатывается с учетом максимальных возможных объемов разлива нефтепродуктов, газового конденсата:

– стационарные объекты хранения – 100 % объема максимальной емкости одного объекта хранения;

– трубопровод при порыве – 25 % максимального объема прокачки в течение 6 часов и объем жидкости между задвижками на порванном участке трубопровода;

– трубопровод при проколе – 2 % максимального объема прокачки в течение 14 дней.

#### Расчет объема и массы разлива нефтепродуктов, газового конденсата

Масса разлива опасного вещества рассчитывается по формуле:

$$m = V \cdot \rho,$$

где  $m$  – масса разлива опасного вещества, т;

$V$  – объем разлива опасного вещества, м<sup>3</sup>;

$\rho$  – плотность опасного вещества, т/м<sup>3</sup>.

Соответственно, объем разлива опасного вещества можно определить по формуле:

$$V = \frac{m}{\rho}.$$

#### Порыв трубопровода

$$V = V_{\text{порыв}} + V_3,$$

где  $V$  – объем утечки опасного вещества при «порыве» трубопровода, м<sup>3</sup>;

$V_{\text{порыв}}$  – объем утечки, соответствующий периоду времени с возникновения аварийной ситуации до момента закрытия отсекающих задвижек, м<sup>3</sup>;

$V_3$  – объем опасного вещества между запорными задвижками на порванном участке трубопровода, м<sup>3</sup>.

$$V_{\text{порыв}} = 0,25 \cdot Q_{\text{час}} \cdot T_{\text{обнар.}}^{\text{порыв}} / \rho,$$

где  $Q_{\text{час}}$  – производительность, т/час;

$T_{\text{обнар.}}^{\text{порыв}}$  - суммарное время, затраченное на обнаружение утечки, час (6 часов).

Объем опасного вещества между запорными задвижками трубопровода:

$$V_3 = \pi \cdot R^2 \cdot L,$$

где  $L$  – расстояние между задвижками, м;

$R$  – радиус трубопровода, м.

#### Прокол трубопровода

При образовании в трубопроводе дефекта, соответствующего «проколу» расчет ожидаемого объема утечки, производится по следующей формуле:

$$V_{\text{прокол}} = 0,02 \cdot Q_{\text{сут}} \cdot T_{\text{обнар.}}^{\text{прокол}} / \rho,$$

где  $Q_{\text{сут}}$  – максимальный суточный объем прокачки, т/сут;

$T_{\text{обнар.}}^{\text{прокол}}$  - максимальное время, затраченное на обнаружение утечки, сутки (14 суток).

Расчет объемов, массы опасного вещества при возможных авариях на объектах ЗАО «Пургаз» приведены в таблице 3.1.2.1.

Таблица 3.1.2.1 – Расчет объемов, массы разлива опасного вещества при возможных авариях на объектах ЗАО «Пургаз»

№ п/п	Наименование участка, оборудования	Сценарий аварийной ситуации/наименование опасного вещества	Масса разлива, т	Объем разлива, м <sup>3</sup>
Объект – УКПГ с ДКС Южного участка Губкинского месторождения				
1.	УКПГ. Производство подготовки газа. Емкость ТЭГа	Разгерметизация емкости/ТЭГ	56,2	50
2.	УКПГ. Производство регенерации ТЭГа. Емкость ТЭГа	Разгерметизация емкости/ТЭГ	56,2	50
3.	УКПГ. Производство хранения химических реагентов Емкость хранения метанола	Разгерметизация емкости/метанол	15,8	20
4.	УКПГ. Производство хранения химических реагентов Емкость хранения газового конденсата	Разгерметизация емкости/газовый конденсат	19,3	25
5.	УКПГ. Производство хранения химических реагентов	Разгерметизация емкости/ТЭГ	22,4	20

№ п/п	Наименование участка, оборудования	Сценарий аварийной ситуации/наименование опасного вещества	Масса разлива, т	Объем разлива, м <sup>3</sup>
	Емкость хранения ТЭГа			
6.	УКПГ. Производство хранения ДТ Резервуар ДТ	Разгерметизация резервуара/ДТ	20,9	25
7.	ДКС. Производство хранения масла Емкость хранения масла	Разгерметизация емкости/масло	22,5	25
8.	ДКС. Производство хранения ДТ Резервуар для ДТ	Разгерметизация резервуара/ДТ	28,1	25
Объект – УППГ Северного участка Губкинского газового месторождения				
9.	УППГ. Производство хранения метанола Емкость метанола	Разгерметизация емкости/метанол	39,6	50
10.	УППГ. Производство хранения ДТ Резервуар ДТ	Разгерметизация резервуара/ДТ	41,8	50
Объект – Фонд скважин Южного участка Губкинского газового месторождения				
11.	Метанолопровод	Порыв метанолопровода/метанол	0,92	1,16
		Прокол метанолопровода/метанол	32	40,32
Объект – Фонд скважин Северного участка Губкинского газового месторождения				
12.	Метанолопровод на кусте № 32	Порыв метанолопровода/метанол	0,19	0,24
		Прокол метанолопровода/метанол	32	40,32
Объект – Система промысловых трубопроводов Южного участка Губкинского газового месторождения				
13.	Метанолопровод	Порыв участка № 1 метанолопровода/метанол	63,11	79,74
		Порыв участка № 2 метанолопровода/метанол	62,72	79,24
		Порыв участка № 3 метанолопровода/метанол	115,4	145,88
		Прокол метанолопровода/метанол	266	336
Объект – Система промысловых трубопроводов Северного участка Губкинского газового месторождения				
14.	Метанолопровод	Порыв участка № 1 метанолопровода/метанол	106,1	134
		Порыв участка № 2 метанолопровода/метанол	98,9	125
		Прокол метанолопровода/метанол	266	336
Примечание – При расчете объема и массы опасного вещества приняты средние значения по представленным показателям в Приложении 2-О. Плотность метанола принята равной 0,7915 т/м <sup>3</sup> , плотность ДТ – 0,836 т/м <sup>3</sup> , плотность масла – 0,9 т/м <sup>3</sup> , плотность газового конденсата – 0,77 т/м <sup>3</sup> , плотность ТЭГа – 1,124 т/м <sup>3</sup> . Производительность подачи метанола принималась по характеристикам насосного оборудования. Производительность подачи метанола на площадке куста скважин – 0,04 м <sup>3</sup> /час, производительность подачи метанола в системе промысловых трубопроводов – 50 м <sup>3</sup> /час.				

## Расчет площади разлива нефтепродуктов, газового конденсата на объектах ЗАО «Пургаз»

### Производственные площадки ЗАО «Пургаз»

Площадь первичного загрязнения и глубина проникновения нефтепродуктов, газового конденсата в почву, существенно зависит от структуры и свойств грунта. В общем случае для определения площади загрязнения возможно использование приближенной оценки согласно эмпирической формуле:

$$S = 53.3 \cdot V^{0.89},$$

где S – площадь разлива опасного вещества, м<sup>2</sup>;

V – объем разлива опасного вещества, м<sup>3</sup>.

Т.к. распространение пятна разлива зависит от типа подстилающей поверхности, то необходимо учитывать степень загрязнения земель. Степень загрязнения земель зависит от нефтеемкости грунта, соответственно формула расчета площади примет вид:

$$S = 53.3 \cdot ((1 - K_n) \cdot V)^{0.89},$$

где K<sub>n</sub> – нефтеемкость грунта (принимается в зависимости от типа грунта).

Таблица 3.1.2.3 – Нефтеемкость грунтов

Грунт	Влажность, %				
	0	20	40	60	80
Гравий (диаметр частиц 2..20 мм)	0,30	0,24	0,18	0,12	0,06
Пески (диаметр частиц 0,05..2 мм)	0,30	0,24	0,18	0,12	0,06
Кварцевый песок	0,25	0,20	0,15	0,10	0,05
Супесь, суглинок (средний и тяжелый)	0,35	0,28	0,21	0,14	0,07
Суглинок легкий	0,47	0,38	0,28	0,18	0,10
Глинистый грунт	0,20	0,16	0,12	0,08	0,04
Торфяной грунт	0,50	0,40	0,30	0,20	0,10

При разгерметизации оборудования расположенного на площадке, имеющие обвалование, объем разлива опасного вещества, как правило, не выходит за пределы площадки. Если площадь загрязнения при свободном распространении опасного вещества больше площади обвалованной территории, площадь загрязнения принимается равной площади обвалованной территории.

Объем загрязненного грунта можно определить, пользуясь формулой, приведенной в «Методике определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах»:

$$V_{об.г} = K_n \cdot V_{гр},$$

где V<sub>об.г</sub>- объем опасного вещества, впитавшейся в грунт, м<sup>3</sup>;

K<sub>n</sub>- коэффициент нефтеемкости грунта;

V<sub>гр</sub>- объем загрязненного грунта.

Из выше приведенной формулы следует, что объем загрязненного грунта рассчитывается по формуле:

$$V_{zp} = \frac{V_{об.г}}{K_n},$$

Глубина слоя загрязненного грунта ( $h_{zp}$ , м) рассчитывается по формуле:

$$h_{zp} = \frac{V_{zp}}{S},$$

где  $V_{zp}$  – объем опасного вещества, впитавшейся в грунт, м<sup>3</sup>;

$S$  – площадь загрязнения, м<sup>2</sup>.

Остаточная высота опасного вещества ( $h_{ост}$ , м) на поверхности рассчитывается по формуле:

$$h_{ост} = \frac{V_{ост}}{S},$$

где  $V_{ост}$  – остаточный объем опасного вещества на поверхности, м<sup>3</sup>;

$S$  – площадь загрязнения, м<sup>2</sup>.

В таблице 3.1.2.4 приведены значения площади разлива нефтепродуктов, газового конденсата при возможных авариях на производственных площадках ЗАО «Пургаз».

План по предупреждению и ликвидации разливов нефтепродуктов,  
газового конденсата на объектах ЗАО «Пургаз»

Таблица 3.1.2.4 – Площади разлива нефтепродуктов, газового конденсата, объем загрязненного грунта при возможных авариях на производственных площадках ЗАО «Пургаз»

№ п/п	Наименование участка, оборудования	Сценарий аварийной ситуации	Объем разлива, м <sup>3</sup>	Площадь разлива, м <sup>2</sup>	Объем загрязненного грунта, м <sup>3</sup>	Высота загрязненного грунта, м	Высота слоя вещества, м
Объект – УКПГ с ДКС Южного участка Губкинского месторождения							
1.	УКПГ. Производство подготовки газа. Емкость ТЭГа	Разгерметизация емкости	50	75 (площадь обвалования)	33,25	0,44	0,5
2.	УКПГ. Производство регенерации ТЭГа. Емкость ТЭГа	Разгерметизация емкости	50	50 (площадь обвалования)	33,25	0,6	0,8
3.	УКПГ. Производство хранения химических реагентов Емкость хранения метанола	Разгерметизация емкости	50	75 (площадь обвалования)	13,20	0,2	0,27
4.	УКПГ. Производство хранения химических реагентов Емкость хранения газового конденсата	Разгерметизация емкости	25	75 (площадь обвалования)	16,5	0,2	0,27
5.	УКПГ. Производство хранения химических реагентов Емкость хранения ТЭГа	Разгерметизация емкости	50	75 (площадь обвалования)	16,6	0,2	0,27
6.	УКПГ. Производство хранения ДТ Резервуар ДТ	Разгерметизация резервуара	25	40 (площадь обвалования)	16,5	0,4	0,5
7.	ДКС. Производство хранения масла Емкость хранения масла	Разгерметизация емкости	25	30 (площадь обвалования)	16,6	0,6	0,7
8.	ДКС. Производство хранения ДТ	Разгерметизация резервуара	25	40 (площадь обвалования)	16,5	0,4	0,5

№ п/п	Наименование участка, оборудования	Сценарий аварийной ситуации	Объем разлива, м <sup>3</sup>	Площадь разлива, м <sup>2</sup>	Объем загрязненного грунта, м <sup>3</sup>	Высота загрязненного грунта, м	Высота слоя вещества, м
	Резервуар для ДТ						
Объект – УППГ Северного участка Губкинского газового месторождения							
9.	УППГ. Производство хранения метанола Емкость метанола	Разгерметизация емкости	50	100 (площадь обвалования)	33,2	0,3	0,4
10.	УППГ. Производство хранения ДТ Резервуар ДТ	Разгерметизация резервуара	50	1400	143,5	0,1	0,01
Объект – Фонд скважин Южного участка Губкинского газового месторождения							
11.	Метанолопровод	Порыв метанолопровода	1,16	41,5	3,26	0,08	0,01
		Прокол метанолопровода	40,32	1160	117,5	0,1	0,01
Объект – Фонд скважин Северного участка Губкинского газового месторождения							
12.	Метанолопровод на кусте № 32	Порыв метанолопровода	0,24	12	0,63	0,05	0,01
		Прокол метанолопровода	40,32	1160	117,5	0,1	0,01
Примечание – при расчете объема опасного вещества, впитавшейся в грунт на обвалованной территории, учтены: 80% аварийного разлива, собираемые нефтесборщиком, а также что часть пролитой жидкости за время локализации аварии испаряется.							

Промысловые трубопроводы Губкинского газового месторождения ЗАО «Пургаз»

Площадь разлива опасного вещества (метанола) в результате разгерметизации (порыв/прокол) метанолопровода зависит от местности прохождения трубопровода (суходол, водные преграды).

При расчете площади разлива опасного вещества в результате разгерметизации участка трубопровода, проходящего по суходолу принимается нефтеемкость грунта для супеси, суглинок (средний и тяжелый) при влажности 40 %,  $K_n=0,21$ .

Приближенная оценка площади загрязнения водной поверхности водоемов производится по эмпирической формуле:

$$S = \frac{V}{0,003},$$

где S – площадь разлива, м<sup>2</sup>;

V – объем разлива опасного вещества, м<sup>3</sup>.

Результаты расчета площади разлива опасного вещества (метанола) при разгерметизации (порыв/прокол) участков метанолопроводов Губкинского газового месторождения ЗАО «Пургаз» представлены в таблице 3.1.2.5.

Таблица 3.1.2.5

№ п/п	Наименование участка	Порыв участка трубопровода		Прокол участка трубопровода	
		Объем разлива, м <sup>3</sup>	Площадь разлива опасного вещества, м <sup>2</sup>	Объем разлива, м <sup>3</sup>	Площадь разлива опасного вещества, м <sup>2</sup>
<b>Система промысловых трубопроводов Южного участка Губкинского газового месторождения</b>					
1.	Участок № 1	79,74	2129*	336	7657*
	Участок № 2	79,24	2117* 26413**	336	7657* 112000**
	Участок № 3	145,88	3644*	336	7657*
<b>Система промысловых трубопроводов Северного участка Губкинского газового месторождения</b>					
2.	Участок № 1	134	3379* 44667**	336	7657* 112000**
	Участок № 2	125	3176* 41667**	336	7657* 112000**

Примечание - \* - разлив метанола на суходоле, \*\* - разлив метанола на водотоке.

Результаты расчета объема загрязненного грунта при разгерметизации (порыв/прокол) участков метанолопроводов Губкинского газового месторождения ЗАО «Пургаз» представлены в таблице 3.1.2.6.

Таблица 3.1.2.6

№ п/п	Наименование участка	Порыв участка трубопровода			Прокол участка трубопровода		
		Объем загрязненного грунта, м <sup>3</sup>	Высота загрязненного грунта, м	Высота слоя опасного вещества, м	Объем загрязненного грунта, м <sup>3</sup>	Высота загрязненного грунта, м	Высота слоя опасного вещества, м
Система промысловых трубопроводов Южного участка Губкинского газового месторождения							
1.	Участок № 1	234,87	0,11	0,01	1008,76	0,13	0,01
	Участок № 2	233,38	0,11	0,01	1008,76	0,13	0,01
	Участок № 3	433,33	0,12	0,01	1008,76	0,13	0,01
Система промысловых трубопроводов Северного участка Губкинского газового месторождения							
2.	Участок № 1	397,58	0,12	0,01	1008,76	0,13	0,01
	Участок № 2	370,53	0,12	0,01	1008,76	0,13	0,01

Примечание – при расчете объема продукции, впитавшейся в грунт (суходол), учтены: 30 % аварийного разлива, собираемые нефтесборщиком, а также то, что часть пролитой жидкости за время локализации аварии испаряется.

### 3.1.3 Границы зон ЧС(Н) с учетом результатов оценки риска разливов нефтепродуктов, газового конденсата

Физико-химические свойства опасных веществ, обращающихся в технологическом цикле объектов ЗАО «Пургаз» и оценка риска возникновения ЧС(Н) приведены в Приложении 2-О.

Границы зон ЧС(Н) – границы территории, на которой сложилась обстановка, обусловленная разливом нефтепродуктов, газового конденсата, которая повлекла или может повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные потери материальных ценностей и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Границы зон возможных ЧС(Н) на объектах ЗАО «Пургаз» определяются границами зон действия поражающих факторов при возникновении разливов нефтепродуктов, газового конденсата.

Основными поражающими факторами при ЧС(Н) на рассматриваемых объектах могут являться:

- отрицательное воздействие нефтепродуктов, газового конденсата на окружающую природную среду (ОПС), загрязнение ОПС;
- токсическое действие на человека;
- тепловое излучение при возгорании разлива опасного вещества;
- воздушная ударная волна при взрыве вторичного облака топливовоздушной смеси (пары опасного вещества).

Расчет границ зон поражающих факторов при реализации рассматриваемых сценариев на рассматриваемых объектах ЗАО «Пургаз» представлен в Приложении 2-О.

#### Оценка риска при разливе нефтепродуктов, газового конденсата

Основные задачи этапа оценки риска связаны:

–с определением частот возникновения инициирующих и всех нежелательных событий;

–с оценкой последствий возникновения нежелательных событий;

–с обобщением оценок риска.

*Для определения частоты нежелательных событий рекомендуется использовать:*

–статистические данные по аварийности и надежности технологической системы, соответствующие специфике опасного производственного объекта или виду деятельности;

–логические методы анализа «деревьев событий», «деревьев отказов», имитационные модели возникновения аварий в человеко-машинной системе;

–экспертные оценки путем учета мнения специалистов в данной области.

*Оценка последствий* включает анализ возможных воздействий на людей, имущество и/или окружающую природную среду. Для оценки последствий необходимо оценить физические эффекты нежелательных событий (отказы, разрушение технических устройств, зданий, сооружений, пожары, взрывы, выбросы токсичных веществ и т.д.), уточнить объекты, которые могут быть подвергнуты опасности. При анализе последствий аварий необходимо использовать модели аварийных процессов и критерии поражения, разрушения изучаемых объектов воздействия, учитывать ограничения применяемых моделей. Следует также учитывать и, по возможности, выявить связь масштабов последствий с частотой их возникновения.

Методологическая основа анализа риска аварийных ситуаций базируется на вероятностных методах построения возможных сценариев развития аварий, использовании специализированных методик.

Основные понятия, применяемые при анализе риска:

*Риск ЧС* – общее исходное понятие – возможность того, что на определенной территории за определенный период времени могут возникнуть определенные источники ЧС и, соответственно, ущербы.

*Показатель риска* – величина, с помощью которой оценивается риск, например, ожидаемыми уровнями негативных последствий аварий в годовом исчислении (ожидаемым ущербом, вероятностью возникновения аварий с определенными последствиями и т.п.).

*Индивидуальный риск ЧС* – вероятность или частота возникновения в определенный период времени поражающих воздействий определенного вида (смертельный исход, нетрудоспособность, травмы средней тяжести или незначительные повреждения), которые возникают при реализации определенных опасностей, для человека, находящегося в определенной точке пространства.

Социальный риск ЧС – вероятность нежелательных событий или частоты их возникновения, определяемая поражением определенного числа людей, которые подверглись поражающим воздействиям при реализации определенных опасностей. Данный показатель характеризует масштаб катастрофичности реализации опасности.

Для проведения расчетов использованы следующие нормативно-технические документы и методики:

–ГОСТ Р 12.3.047-98 «ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования и методы контроля»;

–СП 12.13130.2009 «Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

Результаты оценки риска являются базой для разработки мероприятий по снижению количества аварий на объектах Первомайского месторождения и их последствий, затрат на их осуществление и принятия решения о целесообразности применения той или иной технологии проведения работ по локализации РН и ликвидации ЧС(Н). Оценка риска приведена в Приложении 2-О.

Результаты расчета границ зон поражающих факторов с учетом оценки риска при реализации рассматриваемых сценариев представлены в таблице 3.1.3.1.

Таблица 3.1.3.1

Наименование участка, оборудования/ сценарий аварийной ситуации	$q/\Delta P$ (кВт/м <sup>2</sup> /кПа)	Расстояние от центра аварии, м	Вероятность реализации аварии, год <sup>-1</sup> ( $Q(A_i)$ )	Условная вероятность поражения человека ( $Q_{Pi}$ )	Индивидуальный риск, год <sup>-1</sup> ( $R$ )
Объект – УКПГ с ДКС Южного участка Губкинского газового месторождения					
Емкость ТЭГа / С1-Г	10,5	7,5	7,5·10 <sup>-8</sup>	0,07	5,25·10 <sup>-9</sup>
	7,0	9,2		0	0
	1,4	18,9		0	0
Емкость ТЭГа / С1-ПВ	100	16	2,5·10 <sup>-8</sup>	0,45	1,25·10 <sup>-8</sup>
	53	22,5		0,18	4,5·10 <sup>-9</sup>
	28	32,9		0,04	1·10 <sup>-9</sup>
	12	58,6		0	0
	5	117		0	0
	3	182,3		0	0
Емкость ТЭГа / С1-Г	10,5	6,2	7,5·10 <sup>-8</sup>	0,06	4,5·10 <sup>-9</sup>
	7,0	7,7		0	0
	1,4	15,9		0	0
Емкость ТЭГа / С1-ПВ	100	14	2,5·10 <sup>-8</sup>	0,33	8,25·10 <sup>-9</sup>
	53	19,7		0,11	2,75·10 <sup>-9</sup>
	28	28,7		0,02	5·10 <sup>-10</sup>
	12	51,2		0	0
	5	102,3		0	0
	3	159,4		0	0
Емкость хранения метанола / С1-Г	10,5	7,5	7,5·10 <sup>-8</sup>	0,07	5,25·10 <sup>-9</sup>
	7,0	9,2		0	0
	1,4	18,9		0	0

Наименование участка, оборудования/ сценарий аварийной ситуации	$q/\Delta P$ (кВт/м <sup>2</sup> /кПа)	Расстояние от центра аварии, м	Вероятность реализации аварии, год <sup>-1</sup> (Q(A <sub>i</sub> ))	Условная вероятность поражения человека (Q <sub>пi</sub> )	Индивидуальный риск, год <sup>-1</sup> (R)
Емкость хранения метанола / С1-ПВ	100	12,4	2,5·10 <sup>-8</sup>	0,23	5,75·10 <sup>-9</sup>
	53	17,4		0,06	1,5·10 <sup>-9</sup>
	28	25,5		0	0
	12	45,4		0	0
	5	90,7		0	0
	3	141,2		0	0
Емкость хранения газового конденсата / С1-Г	10,5	7,5	7,5·10 <sup>-8</sup>	0,07	5,25·10 <sup>-9</sup>
	7,0	9,2		0	0
	1,4	18,9		0	0
Емкость хранения газового конденсата / С1-ПВ	100	12,4	2,5·10 <sup>-8</sup>	0,23	5,75·10 <sup>-9</sup>
	53	17,4		0,06	1,5·10 <sup>-9</sup>
	28	25,5		0	0
	12	45,4		0	0
	5	90,7		0	0
	3	141,2		0	0
Емкость хранения ТЭГа / С1-Г	10,5	7,5	7,5·10 <sup>-8</sup>	0,07	5,25·10 <sup>-9</sup>
	7,0	9,2		0	0
	1,4	18,9		0	0
Емкость хранения ТЭГа / С1-ПВ	100	16	2,5·10 <sup>-8</sup>	0,45	1,25·10 <sup>-8</sup>
	53	22,5		0,18	4,5·10 <sup>-9</sup>
	28	32,9		0,04	1·10 <sup>-9</sup>
	12	58,6		0	0
	5	117		0	0
	3	182,3		0	0
Резервуар ДТ / С1-Г	10,5	5,6	7,5·10 <sup>-8</sup>	0,06	4,5·10 <sup>-9</sup>
	7,0	6,9		0	0
	1,4	14,4		0	0
Резервуар ДТ / С1-ПВ	100	13,5	2,5·10 <sup>-8</sup>	0,3	7,5·10 <sup>-9</sup>
	53	19		0,09	2,25·10 <sup>-9</sup>
	28	27,7		0,02	5·10 <sup>-10</sup>
	12	49,4		0	0
	5	98,7		0	0
	3	153,7		0	0
Емкость хранения масла / С1-Г	10,5	4,9	7,5·10 <sup>-8</sup>	0,05	3,75·10 <sup>-9</sup>
	7,0	6,1		0	0
	1,4	12,8		0	0
Емкость хранения масла / С1-ПВ	100	13,6	2,5·10 <sup>-8</sup>	0,3	7,5·10 <sup>-9</sup>
	53	19,1		0,1	2,5·10 <sup>-9</sup>
	28	27,9		0,02	5·10 <sup>-10</sup>
	12	49,8		0	0
	5	99,5		0	0
	3	155		0	0
Резервуар ДТ / С1-Г	10,5	5,6	7,5·10 <sup>-8</sup>	0,06	4,5·10 <sup>-9</sup>
	7,0	6,9		0	0
	1,4	14,4		0	0
Резервуар ДТ / С1-ПВ	100	13,5	2,5·10 <sup>-8</sup>	0,3	7,5·10 <sup>-9</sup>
	53	19		0,09	2,25·10 <sup>-9</sup>
	28	27,7		0,02	5·10 <sup>-10</sup>
	12	49,4		0	0

Наименование участка, оборудования/ сценарий аварийной ситуации	$q/\Delta P$ (кВт/м <sup>2</sup> /кПа)	Расстояние от центра аварии, м	Вероятность реализации аварии, год <sup>-1</sup> (Q(A <sub>i</sub> ))	Условная вероятность поражения человека (Q <sub>пi</sub> )	Индивидуальный риск, год <sup>-1</sup> (R)
	5	98,7		0	0
	3	153,7		0	0
Объект – УППГ Северного участка Губкинского газового месторождения					
Емкость метанола/ С1-Г	10,5	8,6	7,5·10 <sup>-8</sup>	0,08	6·10 <sup>-9</sup>
	7,0	10,5		0	0
	1,4	21,3		0	0
Емкость метанола/ С1-ПВ	100	13,7	2,5·10 <sup>-8</sup>	0,31	7,75·10 <sup>-9</sup>
	53	19,2		0,1	2,5·10 <sup>-9</sup>
	28	28		0,02	5·10 <sup>-10</sup>
	12	49,9		0	0
	5	99,7		0	0
	3	155,3		0	0
Резервуар ДТ/ С1-Г	10,5	22,7	7,5·10 <sup>-8</sup>	0,25	1,875·10 <sup>-8</sup>
	7,0	26,5		0,02	1,5·10 <sup>-9</sup>
	1,4	52,2		0	0
Резервуар ДТ/ С1-ПВ	100	43,9	2,5·10 <sup>-8</sup>	0,99	2,475·10 <sup>-8</sup>
	53	61,5		0,93	2,325·10 <sup>-8</sup>
	28	89,8		0,7	1,75·10 <sup>-8</sup>
	12	159,8		0,16	4·10 <sup>-9</sup>
	5	319		0	0
	3	497		0	0
Объект – Фонд скважин Южного участка Губкинского газового месторождения					
Метанолопровод/ 1.1-Г	10,5	5,7	2,03·10 <sup>-7</sup>	0,06	1,22·10 <sup>-8</sup>
	7,0	7		0	0
	1,4	14,7		0	0
Метанолопровод/ 1.1-ПВ	100	10,2	6,75·10 <sup>-8</sup>	0,12	8,1·10 <sup>-9</sup>
	53	14,3		0,03	2,03·10 <sup>-9</sup>
	28	20,9		0	0
	12	37,3		0	0
	5	74,6		0	0
	3	116,2		0	0
Метанолопровод/ 2.1-Г	10,5	26,9	2,7·10 <sup>-7</sup>	0,3	8,1·10 <sup>-8</sup>
	7,0	32,2		0,02	
	1,4	61,3		0	
Объект – Фонд скважин Северного участка Губкинского газового месторождения					
Метанолопровод/ 1.1-Г	10,5	3,2	3,45·10 <sup>-8</sup>	0,04	1,38·10 <sup>-9</sup>
	7,0	4		0	0
	1,4	8,6		0	0
Метанолопровод/ 1.1-ПВ	100	6,8	1,15·10 <sup>-8</sup>	0,02	2,3·10 <sup>-10</sup>
	53	9,5		0	0
	28	13,9		0	0
	12	24,8		0	0
	5	49,5		0	0
	3	77,1		0	0
Метанолопровод/ 2.1-Г	10,5	26,9	4,6·10 <sup>-8</sup>	0,3	1,38·10 <sup>-8</sup>
	7,0	32,2		0,02	9,2·10 <sup>-10</sup>
	1,4	61,3		0	0
Объект – Система промышленных трубопроводов Южного участка Губкинского газового месторождения					
Метанолопровод/ 1.1.1 (С)-Г	10,5	35,8	1,65·10 <sup>-5</sup>	0,42	6,93·10 <sup>-6</sup>
	7,0	42,5		0,04	6,6·10 <sup>-7</sup>
	1,4	79,8		0	0

Наименование участка, оборудования/ сценарий аварийной ситуации	$q/\Delta P$ (кВт/м <sup>2</sup> /кПа)	Расстояние от центра аварии, м	Вероятность реализации аварии, год <sup>-1</sup> (Q(A <sub>i</sub> ))	Условная вероятность поражения человека (Q <sub>пi</sub> )	Индивидуальный риск, год <sup>-1</sup> (R)
Метанолопровод/ 1.1.1 (С)-ПВ	100	37,7	5,5·10 <sup>-6</sup>	0,98	5,39·10 <sup>-6</sup>
	53	52,7		0,87	4,79·10 <sup>-6</sup>
	28	77		0,57	3,14·10 <sup>-6</sup>
	12	137		0,11	6,05·10 <sup>-7</sup>
	5	273,6		0	0
	3	426,2		0	0
Метанолопровод/ 1.1.2 (С)-Г	10,5	35,7	1,65·10 <sup>-5</sup>	0,42	6,93·10 <sup>-6</sup>
	7,0	42,4		0,04	6,6·10 <sup>-7</sup>
	1,4	79,6		0	0
Метанолопровод/ 1.1.2 (С)-ПВ	100	37,6	5,5·10 <sup>-6</sup>	0,98	5,39·10 <sup>-6</sup>
	53	52,6		0,87	4,79·10 <sup>-6</sup>
	28	76,8		0,57	3,14·10 <sup>-6</sup>
	12	136,8		0,11	6,05·10 <sup>-7</sup>
	5	273,1		0	0
	3	425,4		0	0
Метанолопровод/ 1.1.3 (С)-Г	10,5	46	1,65·10 <sup>-5</sup>	0,54	8,9·10 <sup>-6</sup>
	7,0	54,4		0,07	1,16·10 <sup>-6</sup>
	1,4	100,9		0	0
Метанолопровод/ 1.1.3 (С)-ПВ	100	45	5,5·10 <sup>-6</sup>	0,99	5,45·10 <sup>-6</sup>
	53	63		0,94	5,17·10 <sup>-6</sup>
	28	91,9		0,72	3,96·10 <sup>-6</sup>
	12	163,6		0,17	9,35·10 <sup>-7</sup>
	5	326,7		0	0
	3	508,9		0	0
Метанолопровод/ 2.1.N (С)-Г	10,5	65,3	2,2·10 <sup>-5</sup>	0,72	1,58·10 <sup>-5</sup>
	7,0	76,7		0,14	3,08·10 <sup>-6</sup>
	1,4	139,4		0	0
Объект – Система промышленных трубопроводов Северного участка Губкинского газового месторождения					
Метанолопровод/ 1.1.1 (С)-Г	10,5	44,4	2,1·10 <sup>-5</sup>	0,52	1,1·10 <sup>-5</sup>
	7,0	52,6		0,06	1,26·10 <sup>-6</sup>
	1,4	97,6		0	0
Метанолопровод/ 1.1.1 (С)-ПВ	100	43,9	7·10 <sup>-6</sup>	0,99	6,93·10 <sup>-6</sup>
	53	61,5		0,93	6,51·10 <sup>-6</sup>
	28	89,7		0,7	4,9·10 <sup>-6</sup>
	12	159,6		0,16	1,12·10 <sup>-6</sup>
	5	318		0	0
	3	496,4		0	0
Метанолопровод/ 1.1.2 (С)-Г	10,5	43,2	2,1·10 <sup>-5</sup>	0,51	1,07·10 <sup>-5</sup>
	7,0	51,1		0,06	1,26·10 <sup>-6</sup>
	1,4	95		0	0
Метанолопровод/ 1.1.2 (С)-ПВ	100	43	7·10 <sup>-6</sup>	0,99	6,93·10 <sup>-6</sup>
	53	60,2		0,93	6,51·10 <sup>-6</sup>
	28	87,9		0,69	4,83·10 <sup>-6</sup>
	12	156,4		0,16	1,12·10 <sup>-6</sup>
	5	312,2		0	0
	3	486,3		0	0
Метанолопровод/ 2.1.1 (С)-Г	10,5	65,3	2,8·10 <sup>-5</sup>	0,72	2,02·10 <sup>-5</sup>
	7,0	76,7		0,14	3,92·10 <sup>-6</sup>
	1,4	139,4		0	0

Таблица 3.1.3.2 – Результаты расчета движения пятна нефтепродукта по акватории водного объекта за 4 часа в результате разгерметизации участка трубопровода, проходящего через водоток

Аварийная ситуация	V <sub>мигр.</sub> м/сек	S, м			
		1 час	2 часа	3 часа	4 часов
Метанолопровод системы промышленных трубопроводов Южного участка Губкинского газового месторождения	0,05	180	360	540	720
Метанолопровод системы промышленных трубопроводов Северного участка Губкинского газового месторождения	0,05	180	360	540	720

Графически границы зон поражающих факторов при реализации рассматриваемых сценариев на рассматриваемых объектах ЗАО «Пургаз» представлены в Приложении 3-О.

По результатам анализа риска на объектах ЗАО «Пургаз» можно сделать вывод о том, что:

– наиболее вероятные сценарии по рассматриваемым объектам:

*Объект – УКПГ с ДКС Южного участка Губкинского газового месторождения*

*Объект – УППГ Северного участка Губкинского газового месторождения*

Сценарий С1-Г. Пожар разлива опасного вещества в результате разгерметизации емкости/резервуара хранения опасного вещества. Вероятность реализации данных сценариев  $7,5 \cdot 10^{-8}$  1/год.

*Объект – Фонд скважин Южного участка Губкинского газового месторождения*

Сценарий 2.1-Г. Пожар разлива опасного вещества в результате прокола метанолопровода. Вероятность реализации данного сценария  $2,7 \cdot 10^{-7}$  1/год.

*Объект – Фонд скважин Северного участка Губкинского газового месторождения*

Сценарий 2.1-Г. Пожар разлива опасного вещества в результате прокола метанолопровода. Вероятность реализации данного сценария  $4,6 \cdot 10^{-8}$  1/год.

*Объект – Система промышленных трубопроводов Южного участка Губкинского газового месторождения*

Сценарий 2.1.N (С)-Г. Пожар разлива опасного вещества в результате прокола метанолопровода, проходящего по суходолу. Вероятность реализации данного сценария  $2,2 \cdot 10^{-5}$  1/год.

*Объект – Система промышленных трубопроводов Северного участка Губкинского газового месторождения*

Сценарий 2.1.N (С)-Г. Пожар разлива опасного вещества в результате прокола метанолопровода, проходящего по суходолу. Вероятность реализации данного сценария  $2,8 \cdot 10^{-5}$  1/год.

*– наиболее опасные сценарии по рассматриваемым объектам:*

*Объект – УКПГ с ДКС Южного участка Губкинского газового месторождения*

*Объект – УППГ Северного участка Губкинского газового месторождения*

Сценарий С1-ПВ. Взрыв паров опасного вещества в результате разгерметизации емкости/резервуара хранения опасного вещества. Вероятность реализации данных сценариев  $2,5 \cdot 10^{-8}$  1/год.

*Объект – Фонд скважин Южного участка Губкинского газового месторождения*

Сценарий 1.1-ПВ. Взрыв паров опасного вещества в результате порыва метанолопровода. Вероятность реализации данного сценария  $6,75 \cdot 10^{-8}$  1/год.

*Объект – Фонд скважин Северного участка Губкинского газового месторождения*

Сценарий 1.1-ПВ. Взрыв паров опасного вещества в результате порыва метанолопровода. Вероятность реализации данного сценария  $1,15 \cdot 10^{-8}$  1/год.

*Объект – Система промысловых трубопроводов Южного участка Губкинского газового месторождения*

Сценарий 1.1.N (С)-ПВ. Взрыв паров опасного вещества в результате порыва участка метанолопровода, проходящего по суходолу. Вероятность реализации данного сценария  $5,5 \cdot 10^{-6}$  1/год.

*Объект – Система промысловых трубопроводов Северного участка Губкинского газового месторождения*

Сценарий 1.1.N (С)-ПВ. Взрыв паров опасного вещества в результате порыва участка метанолопровода, проходящего по суходолу. Вероятность реализации данного сценария  $7 \cdot 10^{-6}$  1/год.

### **3.1.4 Ситуационные модели наиболее опасных ЧС(Н) и их социально-экономических последствий**

Результатом ЧС(Н), обусловленных разливами нефтепродуктов, газового конденсата на объектах ЗАО «Пургаз», кроме потерь опасного вещества (нефтепродуктов, газового конденсата), является загрязнение окружающей среды. При этом помимо отрицательного экологического эффекта вероятным является появление значительных материальных и гуманитарных потерь вследствие возможной эскалации аварии за пределами объектов.

Наиболее опасными ЧС(Н) на рассматриваемых объектах ЗАО «Пургаз», являются:

– разгерметизация емкости, резервуара хранения нефтепродуктов, газового конденсата;

– разгерметизация промыслового трубопровода (порыв/прокол).

По характеру последовательности и сочетания различных событий, возникающих в результате разлива нефтепродуктов, газового конденсата, определены следующие группы

сценариев:

Г – горение разлива опасного вещества;

ПВ – поздний взрыв паров опасного вещества;

З – загрязнение территории, окружающей среды.

*Емкости, резервуары хранения нефтепродуктов, газового конденсата*

Для производственных площадок характерны следующие сценарии развития аварии:

Сценарий С1-Г: Разгерметизация емкости, резервуара хранения опасного вещества → выброс опасного вещества → свободное растекание опасного вещества по территории (обвалованной или свободное распространение по производственной площадке) → попадание источника зажигания → воспламенение опасного вещества с образованием зоны термического поражения → попадание персонала и оборудования в зону поражения → травмирование персонала + повреждение оборудования;

Сценарий С1-ПВ: Разгерметизация емкости, резервуара хранения опасного вещества → свободное растекание опасного вещества по территории (обвалованной или свободное распространение по производственной площадке) → испарение легких фракций углеводородов опасного вещества → образование вторичного облака ТВС → попадание источника зажигания → воспламенение облака + его дефлаграционное сгорание с образованием воздушной ударной волны → попадание персонала и оборудования в зону поражения → травмирование персонала + разрушение оборудования;

Сценарий С1-З: Разгерметизация емкости, резервуара хранения опасного вещества → выброс опасного вещества → свободное растекание опасного вещества по территории (обвалованной или свободное распространение по производственной площадке) → испарение легких фракций углеводородов опасного вещества → образование вторичного облака ТВС → рассеяние вторичного облака ТВС без последствий → загрязнение окружающей среды → интоксикация людей попавших в зону влияния вредного воздействия опасного вещества (нефтепродуктов, газового конденсата).

*Метанолопроводы кустовых площадок Губкинского газового месторождения,  
Система промысловых трубопроводов Губкинского газового месторождения*

Для рассматриваемых участков системы промысловых трубопроводов Губкинского газового месторождения определены следующие типы сценариев, связанные с разливом метанола:

- тип 1. Разлив метанола вследствие порыва трубопровода.
- тип 2. Разлив метанола вследствие прокола трубопровода.

Способы ликвидации РН будут отличаться в зависимости от характера повреждения трубопроводов (порыв/прокол), от времени года (лето, зима), от условий местности (переход трубопровода по суходолу, через водную преграду).

Для участков системы промысловых трубопроводов Губкинского газового месторождения рассмотрены следующие ситуации, связанные с разливами метанола:

Порыв трубопровода

*Сценарий 1.1.N.* Разлив метанола в результате порыва участка метанолопровода в летнее время.

*Сценарий 1.2.N.* Разлив метанола, в результате порыва участка метанолопровода в зимнее время.

Где N – номер участка метанолопровода.

Прокол трубопровода

*Сценарий 2.1.N.* Разлив метанола, в результате прокола участка метанолопровода в летнее время.

*Сценарий 2.2.N.* Разлив метанола, в результате прокола участка метанолопровода в зимнее время.

Результатом аварии при разгерметизации трубопровода, является потеря транспортируемого метанола, создающее токсическое поражение (загрязнение) окружающей среды: воды, земли (почво-грунта), атмосферного воздуха. Метанол является легко воспламеняющейся жидкостью. В процессе испарения разлившегося метанола образуется облако топливозвоздушной смеси (вторичное). Наличие источника зажигания в пределах облака может повлечь за собой его воспламенение.

Поражающие факторы при развитии аварии (порыв/прокол трубопровода) в зимнее время не рассчитываются, т.к. нет свободного растекания метанола, будет образовываться нефтезагрязненный снег, лед.

Поражающие факторы в результате разгерметизации трубопровода, транспортируемого метанол, при развитии аварии в летнее время:

– порыв трубопровода – интенсивность теплового излучения пожара разлива метанола; избыточное давление взрыва паров метанола;

–прокол нефтепровода – интенсивность теплового излучения пожара разлива метанола; избыточное давление взрыва паров метанола не рассматривается, т.к. испарение паров метанола будет происходить в течение 14 суток, что позволяет облаку ТВС рассеиваться без накопления.

При развитии сценария аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) участка трубопровода, проходящего через водоток поражающие факторы не рассчитываются. Пожар разлива не рассматривается, т.к. для формирования пламени и устойчивого горения опасного вещества, его слой должен быть не менее 3 мм. При разливе метанола на водную поверхность высота пленки составляет 3 мм, в данном случае будет наблюдаться только небольшие вспышки пульсирующего пламени. Взрыв облака ТВС при порыве метанолопровода не рассматривается, т.к. вероятность взрыва паров метанола на поверхности воды очень мала. При испарении метанола с поверхности воды образуется смесь углеводородных паров с воздухом, однако, взрыв паров метанола не возможен в силу того, что основная часть испарившихся углеводородов рассеивается, т.к. испарение происходит постепенно во время движения пятна разлива.



Рисунок 3.1.4.1 – Схема кода сценария.

В результате выводов, сделанных выше при разливе метанола, в результате разгерметизации участков метанолопроводов Губкинского газового месторождения промысловых могут быть определены следующие сценарии:

*Метанолопровод на кустовой площадке скважин*

*Сценарий 1.1 - Г; сценарий 2.1.N - Г:*

Повреждение (порыв/прокол) метанолопровода → истечение метанола из поврежденного участка трубопровода → распространение метанола по территории кустовой площадки скважин → попадание источника зажигания → воспламенение метанола с образованием зоны термического поражения → термическое поражение людей, флоры, фауны, попавших в зону пожара;

*Сценарий 1.1 – ПВ:*

Повреждение (порыв) метанолопровода → истечение метанола из поврежденного участка трубопровода → распространение метанола по территории кустовой площадки скважин → испарение легких фракций углеводородов метанола → образование облака

топливовоздушной смеси (ТВС) → попадание источника зажигания → воспламенение облака + его дефлаграционное сгорание с образованием ВУВ → попадание людей, флоры, фауны в зону поражения.

*Сценарий 1.1 - 3, сценарий 2.1 - 3:*

Повреждение (порыв) метанолопровода → истечение метанола из поврежденного участка трубопровода → распространение метанола по территории кустовой площадки скважин → испарение легких фракций углеводородов метанола → образование вторичного облака ТВС → рассеяние вторичного облака ТВС без последствий → интоксикация флоры и фауны → интоксикация людей, попавших в зону влияния вредного воздействия метанола.

*Система промысловых трубопроводов Губкинского газового месторождения*

При разливе метанола на суходоле.

*Сценарий 1.1.N (С) - Г; сценарий 2.1.N (С) - Г:*

Повреждение (порыв/прокол) участка метанолопровода → истечение метанола из поврежденного участка метанолопровода → распространение метанола на суходоле → попадание источника зажигания → воспламенение метанола с образованием зоны термического поражения → термическое поражение людей, флоры, фауны, попавших в зону пожара.

*Сценарий 1.1.N (С) – ПВ:*

Повреждение (порыв) участка метанолопровода → истечение метанола из поврежденного участка метанолопровода → распространение метанола на суходоле → испарение легких фракций углеводородов метанола → образование облака топливовоздушной смеси (ТВС) → попадание источника зажигания → воспламенение облака + его дефлаграционное сгорание с образованием ВУВ → попадание людей, флоры, фауны в зону поражения.

*Сценарий 1.1.N (С) - 3; сценарий 2.1.N (С) - 3:*

Повреждение (порыв/прокол) участка метанолопровода → истечение метанола из поврежденного участка метанолопровода → распространение метанола на суходоле → насыщение почвы в зоне распространения метанола → испарение легких фракций углеводородов метанола → образование облака ТВС → рассеяние облака ТВС без последствий → интоксикация флоры и фауны → интоксикация людей, попавших в зону влияния вредного воздействия метанола.

*Сценарий 1.2.N (С) - 3; сценарий 2.2.N (С) - 3:*

Повреждение (порыв/прокол) участка метанолопровода → истечение метанола из поврежденного участка метанолопровода → загрязнение окружающей среды (снег).

При разливе метанола на водотоке.

*Сценарий 1.1.N (В) - 3; сценарий 2.1.N (В) - 3:*

Повреждение (порыв/прокол) участка метанолопровода → истечение метанола из поврежденного участка метанолопровода → распространение метанола на поверхность реки → испарение легких фракций углеводородов метанола → насыщение почвы в зоне распространения метанола → интоксикация флоры и фауны → интоксикация людей, попавших в зону влияния вредного воздействия метанола.

*Сценарий 1.2.N (B) - 3; сценарий 2.2.N (B) - 3:*

Повреждение (порыв/прокол) участка метанолопровода → истечение метанола из поврежденного участка метанолопровода → распространение метанола по течению реки → интоксикация флоры и фауны реки → загрязнение окружающей среды (лед, вода).

### **Социально-экономические последствия в результате разлива нефтепродуктов, газового конденсата**

#### Социальные последствия

Наибольшую опасность для производственного персонала будут представлять пожары и взрывы паров разлившегося опасного вещества (метанола, газового конденсата. Поражающими факторами таких аварий для людей являются: поражение огнем, тепловое излучение, химическое поражение токсичными газами при горении, воздействие избыточного давления ударной волны при взрыве облака ТВС.

Зоны воздействия основных поражающих факторов при пожарах и проливах нефтепродукта, газового конденсата будут определяться дальностью и площадями растекания опасного вещества.

При возникновении чрезвычайной ситуации, связанной со взрывом, причиной поражения людей является избыточное давление ударной волны. Косвенное воздействие избыточного давления ударной волны взрыва причиняет людям ранения и повреждения самого различного характера на значительно больших расстояниях от центра взрыва, чем при прямом воздействии ударной волны. Оно возможно в зонах с избыточным давлением до 3 кПа.

#### Экономические последствия

В случае развития таких аварий, материальный ущерб наносится в результате нарушения условий деятельности хозяйствующих субъектов (как разового, так и долгосрочного), от выбытия трудовых ресурсов в результате гибели людей или потери ими трудоспособности, уничтожения оборудования и имущества (в т.ч. и третьих лиц), затрат на проведение работ по локализации/ликвидации аварии, а также потерь от несобранного нефтепродукта, газового конденсата. Кроме того, собранные в процессе ликвидации разлива продукты часто не пригодны для использования по первоначальному назначению. При этом потребуются дополнительные расходы по их очистке либо утилизации.

Из-за отсутствия достоверных и точных сведений для определения затрат предприятий при реализации рассматриваемых сценариев на объектах ЗАО «Пургаз» ущерб рассчитывается по факту реальной аварии. Методика определения общего ущерба в результате реализации рассматриваемых сценариев представлена в Приложении 4-Р.

#### Предполагаемое значение разлива по установленной классификации

В зависимости от объема разлившегося опасного вещества и площади разлива на местности и во внутренних пресноводных водоемах выделяются чрезвычайные ситуации следующих категорий:

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

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

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

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

Классификация прогнозируемых наиболее опасных разливов нефтепродуктов, газового конденсата на объектах ЗАО «Пургаз» приведена в таблице 3.1.4.1.

Таблица 3.1.4.1 – Классификация прогнозируемых разливов нефтепродуктов, газового конденсата на объектах ЗАО «Пургаз»

№ п/п	Наименование участка, оборудования	Сценарий аварийной ситуации/наименование опасного вещества	Масса разлива, т	Категория ЧС (Н)
Объект – УКПГ с ДКС Южного участка Губкинского месторождения				
1.	УКПГ. Производство подготовки газа. Емкость ТЭГа	Разгерметизация емкости/ТЭГ	56,2	Локального значения
2.	УКПГ. Производство регенерации ТЭГа. Емкость ТЭГа разведочной скважины	Разгерметизация емкости/ТЭГ	56,2	Локального значения
3.	УКПГ.	Разгерметизация	15,8	Локального

№ п/п	Наименование участка, оборудования	Сценарий аварийной ситуации/наименование опасного вещества	Масса разлива, т	Категория ЧС (Н)
	Производство хранения химических реагентов Емкость хранения метанола	емкости/метанол		значения
4.	УКПГ. Производство хранения химических реагентов Емкость хранения газового конденсата	Разгерметизация емкости/газовый конденсат	19,3	Локального значения
5.	УКПГ. Производство хранения химических реагентов Емкость хранения ТЭГа	Разгерметизация емкости/ТЭГ	22,4	Локального значения
6.	УКПГ. Производство хранения ДТ Резервуар ДТ	Разгерметизация резервуара/ДТ	20,9	Локального значения
7.	ДКС. Производство хранения масла Емкость хранения масла	Разгерметизация емкости/масло	22,5	Локального значения
8.	ДКС. Производство хранения ДТ Резервуар для ДТ	Разгерметизация резервуара/ДТ	28,1	Локального значения
Объект – УППГ Северного участка Губкинского газового месторождения				
9.	УППГ. Производство хранения метанола Емкость метанола	Разгерметизация емкости/метанол	39,6	Локального значения
10.	УППГ. Производство хранения ДТ Резервуар ДТ	Разгерметизация резервуара/ДТ	41,8	Локального значения
Объект – Фонд скважин Южного участка Губкинского газового месторождения				
11.	Метанолопровод	Прокол метанолопровода/метанол	32	Локального значения
Объект – Фонд скважин Северного участка Губкинского газового месторождения				
12.	Метанолопровод на кусте № 32	Прокол метанолопровода/метанол	32	Локального значения
Объект – Система промысловых трубопроводов Южного участка Губкинского газового месторождения				
13.	Метанолопровод	Прокол метанолопровода/метанол	266	Муниципального значения
Объект – Система промысловых трубопроводов Северного участка Губкинского газового месторождения				
14.	Метанолопровод	Прокол	266	Муниципального

№ п/п	Наименование участка, оборудования	Сценарий аварийной ситуации/наименование опасного вещества	Масса разлива, т	Категория ЧС (Н)
		метанолопровода/метанол		значения
Примечание – для Мистемы промысловых трубопроводов Губкинского газового выбраны участки метанолопроводов с максимально возможной массой разлива метанола.				

В соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ № 613 от 21.08.2000 г. «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов» (в редакции от 15.04.2002 г.) на объектах ЗАО «Пургаз», с учетом объемов, предполагаемых источников разлива, мест расположения и характеристики защитных сооружений может произойти разлив нефтепродукта **муниципального значения**.

Срок действия настоящего Плана ЛРН в соответствии с приказом МЧС России «Об утверждении Правил разработки и согласования планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации» от 28.12.2004 г. № 621– **3 года**.

### 3.1.5 Определение достаточного состава сил и средств ЛЧС(Н), а также подразделений пожарной охраны на случай возгорания нефтепродуктов, газового конденсата с учетом их дислокации

Достаточность предполагаемого состава сил и средств ЛРН оценивается по следующим показателям:

- сроки развертывания работ по ликвидации разливов нефтепродуктов, газового конденсата должны соответствовать требованиям, изложенным в нормативных правовых документах Правительства Российской Федерации;

- сроки сбора нефтепродуктов, газового конденсата устанавливаются «Методическими указаниями о проведении проверки готовности аварийно-спасательных служб, аварийно-спасательных формирований к выполнению аварийно-спасательных и других неотложных работ по ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов на суше и внутренних водах»;

- силы и средства ЛРН, размещенные вблизи источника разлива, должны обеспечивать выполнение основного объема работ по ликвидации последствий аварий максимального уровня.

При завершении операций ЛРН в установленные выше сроки должен быть полностью ликвидирован источник, формирующий аварийный разлив нефтепродуктов, газового конденсата, завершены сбор и ликвидация разлива нефтепродуктов, газового конденсата до максимально достижимого уровня, обусловленного техническими характеристиками используемых средств и технологий.

Первоочередные действия при возникновении аварии на рассматриваемых опасных производственных объектов осуществляется персоналом объекта ЗАО «Пургаз».

К первоочередным действиям относятся:

– принятие мер по защите жизни и здоровья работников, по предотвращению отрицательного воздействия нефтепродуктов, газового конденсата на окружающую среду и других негативных последствий;

– остановка/ограничение распространения разлива нефтепродуктов, газового конденсата;

– оповещение соответствующих служб согласно схеме оповещения.

При разгерметизации емкости/резервуара хранения, метаноопровода сбор разлива нефтепродуктов, газового конденсата будет осуществлять оперативная группа Газ ЧС ЗАО «Пургаз», группа АСФ НЦ «ЭКОСПАС» - филиал АО «ЦАСЭО».

Контроль противопожарного режима в ходе ликвидации разлива нефти на объектах ЗАО «Пургаз» будет осуществлять персонал ДПД ЗАО «Пургаз», в случае возгорания разлива нефтепродуктов, газового конденсата для тушения пожара будут привлекаться силы ПЧ-37 ФГБУ «6 ОФПС ГПС по ЯНАО (договорной)». ПЧ-37 располагается на расстоянии в 7 км от объектов в г. Губкинский ЯНАО.

Сведения о составе сил, количестве средств, расчет достаточности сил и средств для осуществления работ по локализации и ликвидации разливов нефтепродуктов, газового конденсата, имеющихся в ЗАО «Пургаз», представлены в Приложении 5-О.

Согласно выполненного расчета при возникновении ЧС(Н) на объектах ЗАО «Пургаз», сил и средств профессионального НЦ «ЭКОСПАС» - филиал АО «ЦАСЭО», формирования Газ ЧС ЗАО «Пургаз» будет достаточно для осуществления работ по ЛРН муниципального уровня в установленное время (согласно «Методическим рекомендациям о проведении проверки готовности аварийно-спасательных служб, аварийно-спасательных и других неотложных работ по ликвидации (локализации) разливов нефти и нефтепродуктов»).

Вывоз и утилизация нефтезагрязненного грунта, отходов производится собственными силами и средствами ЗАО «Пургаз». ЗАО «Пургаз» имеет лицензию на осуществление деятельности по обезвреживанию и размещению отходов I-IV классов опасности. Нефтезагрязненные отходы вывозятся на полигон твердых бытовых отходов, расположенных на территории Губкинского газового месторождения.

### 3.1.6 Мероприятия по предотвращению ЧС(Н)

Безопасность объектов ЗАО «Пургаз» обеспечивается соответствующими техническими решениями, принимаемыми и выполняемыми в процессе проектирования, строительства и эксплуатации.

Обеспечение безаварийной работы опасных производственных объектов ЗАО «Пургаз» осуществляется по нескольким основным направлениям, в том числе за счет предупредительно-профилактических работ, достижения необходимой надежности и безопасности добычи, подготовки и транспорта продукции скважин Губкинского газового месторождения.

Комплекс мероприятий по предупреждению разливов нефтепродуктов, газового конденсата включает в себя:

- прогнозирование возникновения возможных ЧС(Н), а также последствий возможных разливов нефтепродуктов, газового конденсата;

- подготовку персонала в соответствии с требованиями по безопасной эксплуатации технологического оборудования, а также к действиям при возникновении ЧС(Н);

- подготовку и проведение тренировок, специальных и комплексных учений ФГЗ по локализации и ликвидации возможных разливов нефтепродуктов, газового конденсата;

- своевременное обслуживание и поддержание в исправном состоянии технологического оборудования объектов, проведение соответствующих испытаний;

- поддержание в состоянии готовности сил и средств ЗАО «Пургаз» к немедленной локализации и ликвидации разливов нефтепродуктов, газового конденсата;

- заблаговременное планирование мероприятий по локализации и ликвидации разливов нефтепродуктов, газового конденсата.

#### *Организационные мероприятия:*

- контроль состояния оборудования, коммуникаций, арматуры, сальников и торцевых уплотнений насосов путем визуального осмотра;

- проведение периодического обследования и дефектоскопии сварных соединений трубопроводов и оборудования;

- проведение испытаний на прочность оборудования и трубопроводов перед пуском после монтажных и профилактических работ;

- проверка противоаварийной подготовки звеньев формирований гражданской защиты (ФГЗ) и обслуживающего персонала объектов ЗАО «Пургаз»;

- содержание в постоянной готовности средств ЗАО «Пургаз» (индивидуальной защиты, специальной техники, инструмента, ремонта материала, средств пожаротушения, запасов строительных материалов, сорбирующих средств).

#### *Технические решения*

Технические решения по обеспечению безопасности направлены на исключение разгерметизации оборудования и линейной части трубопроводов, а в случае их разгерметизации – на

предупреждение развития аварии, локализацию разливов нефтепродуктов, газового конденсата и обеспечение взрывопожаробезопасности объектов.

Следующие технические решения и мероприятия обеспечивают защиту оборудования и линейной части трубопроводов от разгерметизации, и предупреждение аварийного выхода нефтепродуктов, газового конденсата в процессе эксплуатации:

- на объектах предусмотрена герметизированная система транспорта, хранения и откачки нефтепродуктов, газового конденсата;

- систематическое проведение контрольных осмотров технологического оборудования и трубопроводов в соответствии с графиком;

- осуществляется постоянный контроль уровня жидкости в резервуарах, емкостях;

- осуществляется контроль герметичности соединений трубопроводов и арматуры;

- осуществляется контроль состояния и исправности контрольно-измерительных приборов и автоматики;

- в конструкциях технологического оборудования и трубопроводов применены материалы высокой сопротивляемости к коррозии;

- технологическое оборудование на производственных площадках расположено с учетом безопасного подъезда и проезда автотехники;

- технологические процессы осуществляются согласно технологическому регламенту, определяющему порядок производственных операций;

- выполнение требований заводских инструкций по безопасной эксплуатации технологического оборудования;

- ежедневные осмотры состояния трассы, закрепленных трубопровод с целью проверки отсутствия нарушений охранной зоны трубопроводов, размыва, провисания, оголения, оползневых подвижек и принятием срочных мер по устранению выявленных нарушений;

- обслуживание трубопроводов, проведение текущего ремонта;

- обследование состояния изоляции трубопроводов с последующей заменой дефектных участков изоляции;

- разработка и соблюдение технологического регламента работы объектов в соответствии с их техническим состоянием;

- соблюдение технологической дисциплины и повышение квалификации обслуживающего персонала.

*Описание мероприятий и принятых решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов нефтепродуктов, газового конденсата*

Для предупреждения развития аварий и локализации выходов нефтепродуктов, газового конденсата приняты инженерно-технические решения и проводятся следующие организационно-технические мероприятия:

- емкости, резервуары хранения опасного вещества расположены в обваловании, что при

разгерметизации предотвращает распространение разлива по территории производственной площадки;

- площадки куста скважин имеют обвалование;
- по всей территории производственных площадок предусмотрена замкнутая промышленно-ливневая канализация;
- между технологическими блоками имеются отсекающие задвижки;
- при отклонении технологического режима от норм предусмотрена звуковая сигнализация и блокировка;
- проводится ежедневный визуальный осмотр технологического оборудования и трубопроводов;
- проводится ежедневный наземный осмотр трасс трубопроводов.

*Описание мероприятий и принятых решений, направленных на обеспечение  
взрывопожаробезопасности*

Для обеспечения взрывопожаробезопасности на объектах ЗАО «Пургаз» приняты инженерно-технические решения и проводятся следующие организационно-технические мероприятия:

- производственные площадки оснащены системами охранно-пожарной сигнализации;
- на производственных площадках имеются резервуары противопожарного запаса воды (противопожарный запас воды определен из условия тушения возможных разливов и охлаждения рядом расположенных резервуаров, оборудования);
- насосные агрегаты, применяемые для перекачки опасного вещества, оснащены:
  - средствами предупредительной сигнализации при достижении опасных значений параметров;
  - блокировками, обеспечивающими отключение насосных агрегатов при достижении взрывопожароопасных значений технологических параметров работы;
- электрооборудование во взрывоопасных зонах применяется во взрывозащитном исполнении;
- контроль загазованности по территории и в помещениях производственных площадок;
- для осуществления профилактики пожаров, участия в тушении пожаров и проведения аварийно-спасательных работ до прибытия подразделения пожарной части в ЗАО «Пургаз» создана добровольная пожарная дружина (Приложение 7-Д);
- для проведения аварийно-спасательных работ, связанных с тушением пожаров в зоне ЧС(Н) привлекаются силы 37 ПЧ г. Губкинский ФГБУ «6 ОФПС ГПС по ЯНАО (договорной)» по договору на выполнение работ и оказание услуг в области пожарной безопасности (Приложение 9-О);
- технологическое оборудование и коммуникации производственных площадок заземлены для защиты от накопления и проявления статического электричества;
- производственные площадки оборудованы молниезащитой;
- обеспечен проезд с разворотными площадками по территории производственных площадок для передвижения механизированных средств пожаротушения;

– осуществляется постоянный контроль за состоянием противопожарного оборудования.

#### **4.1 Обеспечение готовности сил и средств ЛЧС(Н)**

##### **4.1.1 Уровни реагирования**

Разливы нефтепродуктов, не попадающие под критерии ЧС(Н) – до 40 т при разливе на промышленной площадке с твердым покрытием, до 20 т при разливе на промышленной площадке без покрытия, до 1 т на поверхностных водных объектах (в соответствии с Приказом Министерства природных ресурсов РФ № 156 от 03.03.03 г. «Об утверждении Указаний по определению нижнего уровня разлива нефти и нефтепродуктов для отнесения аварийного разлива к чрезвычайной ситуации»): работы по локализации и ликвидации разлива нефтепродуктов, газового конденсата производятся силами и средствами ЗАО «Пургаз», НЦ «ЭКОСПАС» - филиал АО «ЦАСЭО».

##### *Первый уровень реагирования*

Разлив нефтепродуктов, газового конденсата локального, муниципального значения: работы по локализации и ликвидации разлива опасного вещества производятся силами и средствами ЗАО «Пургаз» (ДПД, ФГЗ). Персонал объекта производит работы по локализации, полной остановке разлива опасного вещества, механическому сбору разлившегося нефтепродукта, газового конденсата. По прибытию АСФ(Н) НЦ «ЭКОСПАС» - филиал АО «ЦАСЭО» работы по локализации и ликвидации разлива нефтепродукта, газового конденсата производятся совместно с персоналом ЗАО «Пургаз».

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

При возникновении аварийной ситуации на объектах ЗАО «Пургаз» для локализации и ликвидации аварии будут привлекаться подразделения ЗАО «Пургаз» и организации в соответствии с заключенными договорами.

Работы по локализации и ликвидации разливов опасного вещества на объектах ЗАО «Пургаз» производятся силами и средствами НЦ «ЭКОСПАС» - филиал АО «ЦАСЭО» согласно договору с ЗАО «Пургаз» № 007-АЛ89-20 от 17.12.2019. (Приложение 8-О), а также силами и средствами персонала объектов ЗАО «Пургаз» (ФГЗ, ДПД).

Свидетельство (серия 16/2-1 № 00712) от 29.08.2014 г. «На право ведения аварийно-спасательных работ в чрезвычайных ситуациях» представлено в Приложении 8-О.

В компании существует эшелонированная система ввода сил и средств в зону ЧС – в случае крупного разлива нефтепродуктов подключаются соседние филиалы.

##### **Первый эшелон (Ямало-ненецкое территориальное подразделение НЦ «ЭКОСПАС» - филиал «ЭКОСПАС»)**

Для осуществления локализации разлива в нормативное время предполагается привлечение Ново-Уренгойского филиала «ЭКОСПАС».

Согласно паспорта АСФ, время готовности к отправке в район ЧС составляет 60 минут.

Время, затраченное на перебазирование механизмов на место РН при доставке сил и средств ЛРН на машине составит 3 час.

**Второй эшелон (Нижневартовский центр «ЭКОСПАС»)**

Место дислокации АСФ: ХМАО-Югра, Нижневартовск, г. Нижневартовск, ул. Индустриальная, д.29, строение 20.

Тел. дежурной круглосуточной связи: 8(3466) 21-92-73, 21-92-74 – оперативные дежурные.

Согласно паспорта АСФ, время готовности к отправке в район ЧС составляет 60 минут.

Время, затраченное на перебазирование механизмов на место РН по автомобильным дорогам составит 6 ч 10 мин., воздушным транспортом (аэропорт г. Нижневартовск) составит 2 час 40 минут.

Таблица 4.1.2.1 - Перечень и основные характеристики специализированного аварийно-спасательного имущества территориального АСФ НЦ «ЭКОСПАС» - филиал АО "ЦАСЭО"

№ п.п.	Наименование	Год выпуска	количество	Назначение	Технические характеристики		
					Параметр	Ед. изм.	Значение
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Емкость временного хранения "ВХН-6к"	2011	30	Для временного хранения нефти, нефтепродуктов, нефтесодержащих жидкостей и воды	Эксплуатационный объем	м <sup>3</sup>	6
					Габариты в рабочем состоянии	м	R2,0;H1,05
					Объем в транспортном состоянии	м <sup>3</sup>	0,44
					Вес в транспортном состоянии	кг	51
2	Емкость временного хранения "ВХН-100"	2011	1	Для временного хранения нефти, нефтепродуктов, нефтесодержащих жидкостей и воды	Эксплуатационный объем	м <sup>3</sup>	100
					Габариты в рабочем состоянии	м	R6,4; H1,0
					Объем в транспортном состоянии	м <sup>3</sup>	8
					Вес в транспортном состоянии	кг	1000
3	Заграждения боновые постоянной плавучести "Барьер-30" (длина секции 10 м)	2011	30	Для локализации и предотвращения распространения нефти, нефтепродуктов и других загрязняющих веществ в проточных и непроточных водоемах со скоростями течения до 0,7 м/с и высотой волны до 0,3 м в безледный период	Высота надводной части	мм	10
					Высота подводной части	мм	20
					Вес 1-го пог. метра	кг	2,5
					Транспортный объем 100 пог. метров	м <sup>3</sup>	2,0
					Мах сила натяжения	кг	1200
					Двойное натяжение		
верхнее (ст. трос)	мм	-					
нижнее (ст. цепь)	мм	8					

4	Заграждения боновые постоянной плавучести "Барьер-50" (длина секции 10 м)	2011	90	Для локализации и предотвращения распространения нефти, нефтепродуктов и других загрязняющих веществ в проточных и непроточных водоемах в безледный период	Высота надводной части	мм	400
					Высота подводной части	мм	500
					Вес 1-го пог. метра	кг	7,5
					Транспортный объем 100 пог. метров	м3	15
					Мах сила натяжения	кг	4000
					Двойное натяжение верхнее (ст. трос)	мм	7 - 8
	нижнее (ст. цепь)	мм	10				
5	Заграждения боновые "Рубеж-зима-150"	2011	42	Для улавливания и локализации нефти и нефтепродуктов на реках в период ледостава	Общая высота	мм	1440
					Высота надледной части	мм	200-900
					Высота подледной части	мм	300
					Вес полотна секции 15пог.м.	кг	20
					Вес металлических стоек 15пог.м.	кг	30
6	Якорная система	2007	2	Для закрепления установленных боновых заграждений серий "Барьер", "Барьер-Сорб", "Рубеж" на реках со скоростью течения до 1 м/с	Масса	кг	25
7	Якорная система	2007	1		Масса	кг	50
8	Рукав пожарный напорный	2009	4		Внутренний диаметр	мм	77
9	Пожарный ствол	2009	1				

10	Стойка осветительная	2007	5				
11	Прожектор галогеновый	2007	6		Мощность	Вт	220
12	Прожектор галогеновый	2007	2		Мощность	Вт	500
13	Кабель соединительный (длина 50 м)	2007	33				
14	Сорбционные салфетки	2007	300	Салфетки (СС) предназначены для вытирания нефтезагрязнённых поверхностей, технических и других вспомогательных средств	Габариты (ДхШхТ)	шт	400 x 400 x 25
					Сорбционная емкость		
15	Сорбент "OILSORB"	2007	600	Сорбент применяется для сорбции углеводородсодержащих веществ на твёрдых и жидких поверхностях в широком диапазоне температур.	Вес одной коробки	кг	5 КГ
					Сорбционная емкость	г/г	10
16	Мотопомпа «SEM-70»	2007	1 шт.	Для перекачки воды	Производительность	л/мин	500
					Производительность	м3/ч	30
					Высота подъема	м	50
					Глубина всасывания	м	8
					Габариты (ДхШхВ)	мм	500x400x450

					Вес	кг	25
					Размеры присоединительных фитингов	мм	50/50
17	Мотопомпа «KOSHIN-50»	2007	2 шт.	Для перекачки воды	Высота подъема	м	17 - 25
					Производительность	м3/ч	60 - 90
					Глубина всасывания	м	8 - 9
					Концентрация твердых частиц	%	5
					Максимальный размер частиц	мм	5
					Габариты (ДхШхВ)	мм	930x950x880
					Масса	кг	120
18	Насосная система для перекачки нефти-нефтепродуктов "KLINER"	2007	1 шт.	Для перекачки нефти и нефтепродуктов, в качестве внешней разгрузочной помпы для различных нефтесборщиков (скиммеров)	Производительность	м3/ч	30
					Допустимый размер мехпримесей	мм	5
					Габариты (ДхШхВ)	мм	900x500x600
					Вес	кг	86
					Тип и марка двигателя	Дизельный "Hailin"	
19	Нефтесборное устройство "SB-10"	2007	1 шт.	Для сбора нефти и нефтепродуктов с поверхности водных объектов. Может использоваться в качестве аварийного перекачивающего насоса для нефти или воды	Производительность	м3/час	10 - 15
					Температура окружающего воздуха	оС	от -10 до +50
					Температура воды	оС	от 0 до +30
					Привод заборного устройства и разгрузочной помпы	гидравлический	
					Габариты скиммера (ДхШхВ)	мм	1070x760x435
					Вес	кг	29
20	Нефтесборное устройство (скиммер) "Спрут-2"	2011	2 шт.	Для сбора нефти и нефтепродуктов с поверхности водных объектов	Производительность	м3/ч	до 30
					Мах содержание воды в собираемой нефти	%	не более 5

					Кол-во заборных устройств	шт	2
					Тип заборного устройства	щеточный барабанный	
					Скорость вращения заборного устройства	об/мин	5 - 100
					Привод заборного устройства и разгрузочной помпы	гидравлический, МНС-7/1	
					Габариты скиммера (ДхШхВ)	мм	2000x1450x600
					Вес	кг	117
21	Нефтесборное устройство (скиммер) "Спрут-3"	2011	1шт.	Для сбора нефти и нефтепродуктов с поверхности водных объектов	Скорость вращения заборного устройства	об/мин	5 - 100
					Привод заборного устройства и разгрузочной помпы	гидравлический, МНС-7.5	
					Габариты скиммера (ДхШхВ)	мм	1650x1650x600
					Вес	кг	160
22	Нефтесборное устройство (скиммер) "Спрут-1"	2005	1шт.	Для сбора нефти и нефтепродуктов с поверхности водных объектов	Производительность	м3/ч	15
					Макс содержание воды в собираемой нефти	%	3 - 20
					Кол-во заборных устройств	шт	1
					Тип заборного устройства	щетки, диски, барабаны	
					Скорость вращения заборного устройства	об/мин	600
					Привод заборного устройства и разгрузочной помпы	гидравлический, МНС-7.5	
					Габариты скиммера (ДхШхВ)	мм	1350x1380x520
					Вес	кг	62

23	Дизель-гидравлическая маслонасосная станция МНС-8/2Д	2011	5шт.	Для обеспечения автономной работы гидроагрегатов, расположенных в головной части различного нефтесборного оборудования («Спрут-1», «Спрут-2», «Спрут-2МД», «Спрут-3» при проведении аварийных работ по сбору нефти и нефтепродуктов с водной поверхности	Температура использования	оС	не ниже - 10
					Габаритные размеры (ДхШхВ)	мм	1250x800x940
					Вес	кг	130
					Емкость гидравлического бака	л	40
					Тип и марка гидронасоса	Galtech2SPA6+1SPA2.5	
					Максимальное давление рабочей жидкости	Мпа	12
					Тип и марка двигателя	Lombardini 15LD440	
					Мощность	кВт	7
					Емкость топливного бака	л	10
24	Бензиновая гидравлическая маслонасосная станция МНС-9/1Б	2011	1шт.	Для обеспечения автономной работы комплекта нефтесборного оборудования"РОЛЛ"	Температура использования	оС	не ниже - 10
					Габаритные размеры (ДхШхВ)	мм	1250x800x940
					Вес	кг	110
					Емкость гидравлического бака	л	40
					Максимальное давление рабочей жидкости	Мпа	12
					Тип и марка двигателя	Бензин.HondaGX-390	
					Мощность	кВт	9
					Емкость топливного бака	л	5
25	Лодка надувная "Лидер-500"	2007	1шт.	Для передвижения по воде на реках, озерах, в прибрежных водах водохранилищ	Вес	кг	128
					Размеры	мм	5150x2030x395
					Количество мест	чел.	7 - 8
					Грузоподъемность	кг	1100

					Диаметр борта	мм	558
					Рекомендуемая мощность мотора	лс	30
					Максимальная мощность мотора	лс	40
					Максимальный вес мотора	кг	20
					Размер в упаковке		
					лодка	мм	1700x850x400
					пайолы	мм	1100x750x70 (2 шт.)
					железо	мм	2050x200x200
26	Вакуумная установка ВНСУ "MiniVac"	2011	2шт.	Для всасывания и перекачки жидкостей	Производительность по воде	м3/час	15
					Высота всасывания	м	4
					Температура окружающего воздуха	оС	от -10 до +50
					Температура воды	оС	от 0 до +30
					Габариты (ДхШхВ)	мм	1650x900x900
					Исполнение	взрывозащищенное	
27	Мобильное вакуумное нефтесборное устройство	2011	1шт.	Для сбора нефти и нефтепродуктов с поверхности различных объектов	Максимальное разряжение во всасывающей полости	атм	-0.6
					Номинальное разряжение во всасывающей полости	атм	-0.5
					Объем приемного бункера	м3	3
					Производительность вакуумного насоса	м3/час	360
					Марка двигателя насосно-силового блока		Lombardini 12LD477-2B1

28	Отжимное механическое устройство "ОМУ-1"	2011	5шт.	Для регенерации многоразовых износостойких сорбционных салфеток	Габаритные размеры в транспортном состоянии	мм	790x400x620
					Габаритные размеры в рабочем положении	мм	790x950x620
					Вес устройства	кг	21
					Максимальная производительность	л/мин	10
29	Установка сжигания отходов «УСО-200»	2007	1шт.	Для утилизации методом сжигания нефтесодержащих отходов, образующихся на промышленных предприятиях, а также отходов, образующихся при ликвидации аварийных разливов нефти	Расчетная производительность	кг/час	25
					Максимальная загрузка утилизируемого материала	дм3	150
					Общий вес установки	кг	50
					Габаритные размеры в транспортном состоянии	мм	1300x600x900
					Электропитание установки	В	220
					Количество электрических вентиляторов	шт	2
					Производительность вентиляторов	м3/мин	5,6
Диапазон рабочих температур	оС	от - 10 до +40					
30	Мобильная осветительная установка "Световая башня" (АОУ ELG (Т)600S2/2GX)	2011	2шт	Для освещения места ликвидации аварий в местах отсутствия или отключения электрической сети	Источник света (натриевая лампа высокого давления)	Вт	600
					Световой поток	Лм	90000
					Максимальная освещаемая площадь	м.кв.	10000
					Габариты в упакованном состоянии	мм	600x450x500
					Со встроенной электростанцией	мм	600x450x800

					Высота в рабочем состоянии	м	7
					Вес	кг	26
					Вес с электростанцией	кг	68
					Время надува	с	30
					Диапазон рабочих температур	оС	от - 40 до +60
					Расход топлива	л/час	0,8 - 1
31	Бензиновый триммер SUNGARDEN GT 25	2007	1шт.	Для скашивания травы	Емкость топливного бака	л	0,6
					Рабочий орган	Катушка с триммерной леской	
					Диаметр лески	мм	2,0
					Ширина обработки	мм	380
					Длина штанги	м	1,3
					Масса	кг	4,5
	Кусторез "Stihl FS-450K "	2010	1шт	Для кошения травы, кустарников, небольших деревьев	Мах частота вращения выходного вала	об/мин	8930
					Вес	кг	8,1
32	Бензопила "Stihl MS-250 "	2010	2шт	Для пиления древесины и деревянных мредметов	Мах число оборотов с режущей гарнитурой	об/мин	14000
33	Лебедка ручная ЛР-1	2011		Для натяжки и удержания боновых заграждений, а также для подъема и опускания грузов в процессе ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов	Габариты (ДхШхВ)	мм	650x650x450
					длина троса	м	40
					диаметр стального троса	мм	6,0
					грузоподъемность		
					на одной ветви	кг	650
					на полиспасте	кг	1300
					Масса	кг	52

До прибытия сил и средств НЦ «ЭКСПАС» - филиал АО «ЦАСЭО» работы по локализации разливов нефтепродукта, газового конденсата производятся силами персонала объектов ЗАО «Пургаз».

Время приведения в готовность обслуживающего персонала 5 - 20 мин, расчетное время прибытия аварийно-спасательных формирований – от 1 до 8,5 часов, групп пожаротушения – 10-30 минут, в зависимости от удаленности объекта, на котором возникла ЧС(Н).

На производственных площадках ЗАО «Пургаз» имеется:

- искробезопасный инструмент;
- пожарный инвентарь;
- средства индивидуальной защиты;
- средства ликвидации разливов нефтепродуктов, газового конденсата.

Доставка техники, оборудования и персонала НЦ «ЭКСПАС» - филиал АО «ЦАСЭО» к местам возникновения разлива нефтепродуктов, газового конденсата на объектах ЗАО «Пургаз» осуществляется средствами НЦ «ЭКСПАС» - филиал АО «ЦАСЭО». Маршрут доставки сил и средств проходит по автодорогам и зимникам и воздушным транспортом (МИ-8 АМТ).

Для локализации и ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов, газового конденсата на объектах ЗАО «Пургаз» создано формирование гражданской защиты (ФГЗ) (Приложение 3-Д).

Оказание услуг противофонтанного обслуживания фонда скважин ЗАО «Пургаз» будут привлекаться силы ООО «Газпром газобезопасность» согласно договора на противофонтанное обслуживание (Приложение 4-Д).

Для выполнения работ и оказания услуг в области пожарной безопасности на объектах ЗАО «Пургаз» заключен договор с ФГБУ «6 ОФПС ГПС по ЯНАО (договорной)» (Приложение 9-О). Ближайшая пожарная часть (37 ПЧ) расположена в г. Губкинский (7 км от рассматриваемых объектов).

На объектах ЗАО «Пургаз» для осуществления профилактики пожаров и проведении аварийно-спасательных работ до прибытия сил пожарного депо создана Добровольная пожарная дружина (Приложение 7-Д).

На основании расчета достаточности сил и средств ЛЧС(Н), представленного в Приложении 5-О, и состава сил и средств, привлекаемых к ликвидации ЧС(Н) на объектах ЗАО «Пургаз», сделан вывод о том, что имеющихся сил и средств ЗАО «Пургаз», НЦ «ЭКСПАС» - филиал АО «ЦАСЭО» достаточно для локализации максимально возможного разлива опасного вещества в установленное время на суше – 6 часов, на воде

– 4 часа.

#### **4.1.3 Зона ответственности АСФ(Н) и подразделений пожарной охраны**

Зоны ответственности профессионального АСФ НЦ «ЭКОСПАС» - филиал АО «ЦАСЭО» в соответствии с договором (Приложение 8-О), выполняющего работы по локализации и ликвидации ЧС, связанных с разливами нефтепродуктов, газового конденсата:

- УКПГ с ДКС Южного участка Губкинского газового месторождения;
- УППГ Северного участка Губкинского газового месторождения;
- Фонд скважин Южного участка Губкинского газового месторождения;
- Фонд скважин Северного участка Губкинского газового месторождения;
- Система промысловых трубопроводов Южного участка Губкинского газового месторождения;
- Система промысловых трубопроводов Северного участка Губкинского газового месторождения.

Профессиональное АСФ НЦ «ЭКОСПАС» - филиал АО «ЦАСЭО» выполняет следующие основные виды работ:

- разведка зоны чрезвычайной ситуации (состояние объекта, территории, маршрутов выдвижения сил и средств, определение границ зоны чрезвычайной ситуации);
- ввод сил и средств аварийно-спасательных служб, аварийно-спасательных формирований в зону чрезвычайной ситуации;
- поисково-спасательные работы в зоне чрезвычайной ситуации;
- эвакуация пострадавших и материальных ценностей из зоны чрезвычайной ситуации;
- организация управления и связи в зоне чрезвычайной ситуации;
- проведение аварийно-спасательных работ, связанных с тушением пожаров в зоне чрезвычайной ситуации;
- работы по инженерной и организационной подготовке участков спасательных работ и рабочих мест в зоне чрезвычайной ситуации (расчистка площадок, установка на площадках техники, ограждений и предупредительных знаков, оснащение рабочих мест);
- газоспасательные работы (комплекс аварийно-спасательных работ по оказанию помощи пострадавшим при взрывах, пожарах, загазованиях) в зоне чрезвычайной ситуации;
- локализация (ликвидация) чрезвычайных ситуаций, связанных с разгерметизацией систем, оборудования, выбросами в окружающую среду нефтепродуктов, газового конденсата;

– локализация (ликвидация) на внутренних водах (за исключением внутренних морских вод) разливов нефтепродуктов, газового конденсата;

– локализация (ликвидация) на суше разливов нефтепродуктов, газового конденсата.

Для проведения контроля за обеспечением пожарной безопасности на объектах ЗАО «Пургаз» привлекаются силы ДПД объекта.

В случае возгорания разливов нефтепродуктов, газового конденсата на объектах ЗАО «Пургаз» привлекаются силы и средства пожарного депо (37 ПЧ г. Губкинский) ФГБУ «6 ОФПС ГПС по ЯНАО (договорной)» на договорной основе (Приложение 9-О).

Перечень аварийно-спасательных работ (тушение пожаров) личного состава пожарной охраны и иных привлеченных к тушению пожаров сил (участники тушения пожаров) определен Боевым уставом пожарной охраны (БУПО). Согласно БУПО-95 (в ред. приказа МВД России от 06.05.2000 № 477) 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.

Общее управление персоналом, задействованного в области предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечения пожарной безопасности осуществляет Председатель КЧС и ОПБ ЗАО «Пургаз», с пункта управления ЗАО «Пургаз» или находясь непосредственно на участке работ.

Ответственным руководителем работ ЛЧС(Н), при возгорании нефтепродуктов, газового конденсата, является командир ДПД объекта, а также командир пожарного депо ФГБУ «6 ОФПС ГПС по ЯНАО (договорной)», в действия которых категорически запрещается вмешиваться.

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

Поддержание в готовности органов управления, сил и средств ЛЧС(Н) и их действия в условиях ЧС(Н) решается путем создания финансовых резервов, материально-техническим обеспечением работ по локализации и ликвидации разливов нефтепродуктов, газового конденсата, ЧС(Н) и вторичных ЧС(Н), организации питания и отдыха лиц, участвующих в ликвидации аварии (при аварийных работах более 6 часов), информационным обеспечением ЛЧС(Н) (созданием локальных систем дистанционного контроля и оповещения о ЧС(Н), гидрометеорологическим обеспечением операций по ЛЧС(Н)), предоставлением информации подразделениям МЧС России и местным органам самоуправления, средствам массовой информации, организационными мероприятиями.

Согласно постановления Правительства Российской Федерации от 30 декабря

2003 г. №794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» готовность АСФ к реагированию на ЧС(Н) и проведению работ по их ликвидации определяется в ходе аттестации, а также во время проверок, осуществляемых в пределах своих полномочий МЧС России, органами государственного надзора, органами по делам гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям субъектов Российской Федерации, а также федеральными органами исполнительной власти, создающими указанные службы и формирования.

Функционирование опасных производственных объектов ЗАО «Пургаз» предполагает полную обеспеченность необходимым штатом основного и обслуживающего персонала. На объектах разработаны инструкции по правилам эксплуатации оборудования и установок, по технике безопасности при проведении различных работ, по охране труда для отдельных категорий специалистов, по действию обслуживающего персонала при возможных аварийных ситуациях, утвержденные соответствующими руководителями объектов. Перед допуском к самостоятельной работе персонал проходит обучение на курсах по рабочим профессиям и целевому назначению. Каждый сотрудник, принимаемый на работу, проходит вводный инструктаж по технике безопасности, охране труда, первичный инструктаж на рабочем месте и стажировку под руководством опытного наставника и допускается к самостоятельной работе только после проверки знаний по ТБ.

В ЗАО «Пургаз» ежегодно проводятся комплексные учения с целью отработки практических навыков по взаимодействию всех подразделений при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций. Личный состав проходит теоретический и практический курс обучения. Эти учения направлены на отработку взаимодействия личного состава при возникновении одной из возможных аварийных ситуаций. Для закрепления знаний и правильных действий персонала в чрезвычайных ситуациях проводятся противоаварийные тренировки, плановые занятия по пожарно-техническому минимуму, тренировки по оказанию доврачебной медицинской помощи.

Ежегодно издается приказ «Об организации обучения рабочих и служащих по гражданской обороне и защите от ЧС», утверждаются рабочие программы обучения (Приложение 13-Д).

Графики, темы проведения тренировочных занятий на текущий год представляются в Планах ликвидации возможных аварий на объектах ЗАО «Пургаз».

## **5.1 Организация управления, система связи и оповещения**

### **5.1.1 Общие принципы управления и структура органов управления**

Режим работы технологического персонала объектов ЗАО «Пургаз» двух сменный. Продолжительность рабочей смены – 12 часов. Режим работы инженерно-технических

работников и ремонтного персонала – односменный. Продолжительность рабочей смены – 8 и 12 часов. Квалификация персонала – высокая. К работе могут привлекаться сторонние организации или работники, заключившие договор с предприятием и присутствующие на территории объекта ограниченное время. Количество таких работников зависит от потребности производственных задач.

Организационная структура ЗАО «Пургаз» представлена в Приложении 1-Д.

Функция предотвращения и ликвидации ЧС(Н) возлагается на командира ФГЗ ЗАО «Пургаз».

Для организации и контроля за осуществлением мероприятий по предотвращению и ликвидации ЧС(Н) и обеспечения пожарной безопасности на объектах ЗАО «Пургаз» создана КЧС и ОПБ, которая является постоянно действующим координирующим органом объектового звена ЧС(Н) и предназначена для организации и выполнения работ по предупреждению чрезвычайных ситуаций, уменьшению ущерба от них, а также для руководства силами и средствами объектового звена ЧС(Н) при ликвидации ЧС(Н).

При внезапно возникающих ЧС(Н) председатель КЧС и ОПБ общий сбор комиссии не проводит. Члены комиссии, назначенные в состав оперативной группы, начинают действовать в порядке, определенным функциональными обязанностями, планом-графиком работы КЧС и ОПБ и предварительными распоряжениями председателя КЧС и ОПБ, о принимаемых мерах и обстановке постоянно информируют председателя КЧС и ОПБ.

### **5.1.2 Состав и функциональные обязанности членов КЧС и ОПБ и ее рабочих органов**

В целях оперативной оценки обстановки и принятия решений при возникновении аварий, катастроф и других стихийных бедствий на объектах ЗАО «Пургаз» создана Комиссия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечения пожарной безопасности (Приложение 3-Д). Состав КЧС и ОПБ формируется из должностных лиц структурных подразделений ЗАО «Пургаз». Распределение обязанностей в комиссии осуществляется председателем КЧС и ОПБ и оформляется в виде функциональных обязанностей.

Председатель КЧС и ОПБ несет персональную ответственность за выполнение возложенных на комиссию задач и функций.

Оповещение и сбор членов КЧС и ОПБ ЗАО «Пургаз» при угрозе и возникновении ЧС(Н) осуществляется по распоряжению председателя КЧС и ОПБ или его заместителя по схеме оповещения КЧС и ОПБ. Используется стационарная, мобильная связь, которые применяются комплексно и обеспечивают надежность, достоверность и быстроту передачи

приказов, распоряжения, сигналов оповещения и различной информации. При отсутствии связи – посыльным на дежурной машине.

Список членов КЧС и ОПБ Губкинского ГП представлен в Приложении 3-Д.

КЧС и ОПБ в режиме повседневной деятельности выполняет следующие мероприятия:

- определение приоритетных направлений деятельности КЧС и ОПБ в области предупреждения и ликвидации ЧС(Н) и обеспечения пожарной безопасности;
- планирование работ по предупреждению и ликвидации ЧС(Н), обеспечению устойчивого функционирования ОПО структурных подразделений в ЧС(Н) и при проведении аварийно-спасательных и других неотложных работ;
- совершенствование подготовки персонала, сил и средств, предназначенных для предупреждения и ликвидации ЧС(Н) способам защиты и действиям в ЧС(Н);
- разработка механизмов обеспечения аварийно-восстановительных и других неотложных работ финансовыми и материальными ресурсами;
- осуществление целевых видов страхования производственных объектов;
- организация наблюдения и контроля за обстановкой на ОПО и на прилегающей к ним территории;
- ведение статической отчетности о ЧС(Н), участие в расследовании причин аварий и катастроф, а также выработка мер по устранению причин возможных подобных аварий и катастроф.

КЧС и ОПБ в режиме повышенной готовности осуществляет следующие функции:

- организация сбора и постановка задач членам КЧС и ОПБ по обеспечению прогнозирования возможных ЧС(Н), уточнению причин и обстоятельств, влияющих на осложнение обстановки, а также выработки предложений по ее нормализации;
- усиление наблюдения и контроля за обстановкой на ОПО и прогнозирование возможной обстановки;
- анализ развития обстановки в районе возможного возникновения ЧС(Н), оценка характера, прогноз развития и определения мер по локализации (ликвидации), организация взаимодействия с другими организациями и ведомствами;
- усиление производственно-диспетчерской, проверка связи и оповещения;
- приведение в состояние готовности органов управления, сил и средств, предназначенных для предупреждения и ликвидации ЧС(Н), уточнение планов и состава оперативных групп для выезда в район возможных ЧС(Н);
- уведомление аварийно-спасательных и иных специализированных подразделений об усложнении оперативной обстановки;

– уточнение порядка обеспечения и достаточности материальных и финансовых средств для ликвидации возможных ЧС(Н);

– принятие мер по защите персонала ЗАО «Пургаз», повышение надежности функционирования ОПО и снижение возможного ущерба окружающей природной среде.

КЧС и ОПБ в режиме ЧС(Н) осуществляет следующие функции:

– анализ поступающей информации и подготовка решений по локализации и ликвидации ЧС(Н);

– определение границ зоны ЧС(Н), организация разведки и оценка обстановки в районе ЧС(Н);

– организация и координация работ по ликвидации ЧС(Н) на аварийном объекте, контроль за ходом работ по ликвидации ЧС(Н);

– взаимодействие с организациями и ведомствами районов по вопросам проведения аварийно-спасательных и других неотложных работ, а также по защите персонала и населения, оказавшихся в зоне ЧС(Н);

– при распространении зоны ЧС(Н) за пределы объекта, КЧС и ОПБ ЗАО «Пургаз» выполняет свои функции под руководством соответствующей территориальной КЧС;

– осуществление непрерывного контроля за обстановкой на аварийных объектах и прилегающей к ним территориях и за состоянием окружающей среды в районе ЧС(Н);

– организация взаимодействия со специально уполномоченными органами в области охраны окружающей природной среды в случае загрязнения территорий (акваторий) и (или) воздушного бассейна;

– подготовка предложений по выделению дополнительных финансовых средств на ликвидацию последствий ЧС(Н) при недостаточности ресурсов и средств структурных подразделений;

– выдвижение оперативной группы в район ЧС(Н) и взаимодействие с оперативной группой соответствующего органа, специально уполномоченного решать задачи гражданской обороны, задачи по предупреждению и ликвидации ЧС(Н), в составе или при органах исполнительной власти субъектов РФ;

– взаимодействие с информационными службами по подготовке материалов для средств массовой информации.

Председатель КЧС и ОПБ при угрозе или возникновении ЧС(Н) свою работу начинает, как правило, в пункте постоянной дислокации, где на основе полученных данных об обстановке от оперативной группы КЧС и ОПБ принимает предварительное решение и отдает распоряжения. В последующем, с прибытием в район ЧС(Н), уточняет обстановку, принимает окончательное решение и руководит проведением аварийно-спасательных и

других неотложных работ. Его рабочим органом в районе ЧС(Н) является оперативная группа.

В результате уяснения задачи, оценки обстановки и проведенных расчетов председатель КЧС ПБ определяет:

- замысел действий;
- задачи подчиненным силам РСЧС и другим привлекаемым силам, эвакуационной комиссии и др.;
- основные вопросы взаимодействия;
- порядок организации управления;
- задачи по видам обеспечения.

Уяснение задачи (предстоящих действий) производится в соответствии с учетом обстановки, прогнозирования ее последствий, Планом действий по предупреждению и ликвидации ЧС, указаниями администрации района и Комитета по вопросам законности, правопорядка и безопасности. Председатель КЧС и ОПБ должен четко представлять: характер и сложность задачи; объем работ, место и роль подчиненных органов управления, сил ЧС при решении задач; возможность дальнейшего осложнения ситуации. Производит расчет времени, определяет метод и режим работы КЧС и ОПБ и других органов управления. Решает, какие кому отдать предварительные распоряжения и какие провести экстренные меры по защите работников и ликвидации ЧС, устанавливает время готовности сил к предстоящим действиям.

Затем председатель КЧС и ОПБ с привлечением необходимых ему должностных лиц приступает к оценке обстановки, определению замысла и принятию решения. При оценке обстановки анализируются только те элементы, которые необходимы для принятия решений.

Замысел действий вырабатывается одновременно с оценкой обстановки, в котором председатель КЧС и ОПБ определяет: какие работы, мероприятия в какой последовательности следует выполнить; направления сосредоточения основных усилий; какие силы и средства привлечь; порядок создания группировки сил и средств ЧС и их использования.

Решение председателя КЧС и ОПБ обычно оформляется на карте (плане, схеме). К решению прилагается краткое описание действий (замысел), необходимые расчеты, таблицы, графики, справочные и другие материалы.

Задачи до подчиненных органов управления и сил РСЧС доводятся приказами и распоряжениями.

Способы доведения задач до подчиненных (по средствам связи или устно с обязательным письменным подтверждением) определяются начальником штаба (отдела).

При внезапно возникающих ЧС(Н) председатель КЧС и ОПБ общий сбор комиссии не проводит. Члены комиссии, назначенные в состав оперативной группы, начинают действовать в порядке, определенным функциональными обязанностями, планом-графиком работы КЧС и ОПБ и предварительными распоряжениями председателя КЧС и ОПБ, о принимаемых мерах и обстановке постоянно информируют председателя КЧС и ОПБ.

При возникновении ЧС(Н) на объектах ЗАО «Пургаз» начальник смены группы оповещения немедленно докладывает о случившемся должностным лицам согласно инструкции. По распоряжению председателя КЧС и ОПБ задействуются система оповещения руководящего состава, и локальная система оповещения работников объектов ЗАО «Пургаз».

Порядок действий КЧС и ОПБ, оперативной группы при внезапно возникающих ЧС(Н) необходимо предварительно отработать на тренировках КЧС и ОПБ.

В ходе проведения аварийно-спасательных и других неотложных работ КЧС и ОПБ обязана:

- поддерживать устойчивую связь с вышестоящими, подчиненными органами управления, в том числе с оперативной группой КЧС и ОПБ, развернутыми в районе ЧС(Н);

- постоянно осуществлять сбор, анализ и оценку обстановки, своевременно докладывать руководителю ЗАО «Пургаз» расчеты, выводы и предложения;

- осуществлять оценку объема и характера предстоящих аварийно-спасательных и других неотложных работ, вести учет их выполнения;

- вносить уточнения в разработанные планы и своевременно доводить задачи до подчиненных, взаимодействующих органов управления, контролировать правильность их выполнения;

- создавать благоприятные условия для результативной деятельности председателя КЧС и ОПБ по организации и руководству работами, готовить необходимые данные и расчеты для уточнения им решения или принятия нового;

- обеспечивать поддержание непрерывного взаимодействия между органами управления, силами ЧС(Н), а также взаимодействующими и соседними органами управления;

- вести учет потерь работников, личного состава нештатных аварийно-спасательных формирований и техники, принимать меры по созданию (восстановлению) резерва сил и средств;

- своевременно докладывать в вышестоящий орган управления (КЧС района) о принятых решениях, поставленных подчиненным задачам и их выполнении;

- постоянно информировать об обстановке, принимаемых мерах органы управления

соседних организаций и учреждений;

– постоянно информировать об обстановке, принимаемых мерах органы управления соседних организаций и учреждений;

– принимать меры для повышения устойчивости и непрерывности управления.

Приказ «О создании звена «Газ ЧС» Губкинского газового промысла подсистемы гражданской защиты ООО «Газпром добыча Ноябрьск», а также «Положение о звене «Газ ЧС» Губкинского газового промысла подсистемы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций системы гражданской защиты уровня ООО «Газпром добыча Ноябрьск» представлены в Приложении 3-Д.

### 5.1.3 Вышестоящий координирующий орган и организация взаимодействия с ним

Вышестоящим координирующим органом по территориальной принадлежности в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2003 г. № 794 при разливах нефтепродуктов, газового конденсата для опасных производственных объектов ЗАО «Пургаз» является – КЧС Пуровского района ЯНАО.

КЧС Пуровского района осуществляет свою деятельность в соответствии с указанным выше постановлением Правительства Российской Федерации.

Ответственным за взаимодействие с вышестоящими КЧС является председатель КЧС и ОПБ ЗАО «Пургаз».

Взаимодействие с вышестоящими КЧС организуется по следующим вопросам:

- вызова дополнительных сил и средств в случае нехватки, имеющихся в наличии;
- координации взаимодействия со структурами и ведомствами (таблица 5.1.3.1).

Таблица 5.1.3.1

Наименование объекта	Вышестоящий координирующий орган	Взаимодействующие структуры и ведомства
Объекты ЗАО «Пургаз»	КЧС Пуровского района, ЯНАО	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Управление по делам ГО и ЧС Пуровского района;</li> <li>– ГУ МЧС по ЯНАО;</li> <li>– Управление Росприроднадзора ЯНАО;</li> <li>– Северо-Уральское управление Ростехнадзора;</li> <li>– Администрация ЯНАО;</li> <li>– Органы природоохранной прокуратуры;</li> <li>– ОВД Пуровского района</li> </ul>

### 5.1.4 Состав и организация взаимодействия привлекаемых сил и средств

В целях обеспечения согласованности действий сил и средств по цели, месту, времени более качественного проведения мероприятий по ЛЧС(Н), а также для

наращивания усилий при переходе чрезвычайной ситуации в более высокую категорию организуется взаимодействие с привлекаемыми организациями и контролирующими органами. Перечень взаимодействующих организаций представлен в таблице 5.1.4.1.

Таблица 5.1.4.1 – Перечень взаимодействующих организаций

№ п/п	Наименование	Телефон	Контактное лицо	Цели привлечения сил и средств
1	ЗАО «Пургаз»	(34936) 5-47-83	Приемная	Мобилизация КЧС и ОПБ, ФГЗ, ДПД
2	Управление по делам ГО и ЧС администрации Пуровского района	(34997) 2-34-44	Приемная	Вызов дополнительных сил и средств в случае нехватки, имеющихся в наличии, координация взаимодействия с другими структурами и ведомствами
3	ЕДДС Пуровского района	112 (349 97) 6-14-44 (т/ф) 2-34-44 (т/ф)	Дежурный	Вызов дополнительных сил и средств в случае нехватки, имеющихся в наличии, координация взаимодействия с другими структурами и ведомствами
4	ФКУ «ЦУКС ГУ МЧС России по ЯНАО»	(34922) 3-22-99	Оперативный дежурный	Привлечение специалистов по выработке мероприятий по ЛЧС(Н)
5	ГУ МЧС РФ по ЯНАО	(3492) 23-51-42 (3492) 22-44-44	Оперативный дежурный	Привлечение специалистов по выработке мероприятий по ЛЧС(Н)
6	37 ПЧ ФКУ «6 ОФПС ГПС по ЯНАО (договорной)»	01	Оперативный дежурный	Тушение пожара на объекте
7	НЦ «ЭКОСПАС» - филиал АО «ЦАСЭО»	(3466) 219-273 219-274	Диспетчер аварийно-спасательной службы	Ликвидация аварийных разливов нефтепродуктов, газового конденсата
7	Полиция	02	Оперативный дежурный	Оцепление зоны ЧС(Н), ограничение допуска в опасные зоны посторонних лиц и транспортных средств
8	Северо-Уральское	(3452) 44-40-13	Приемная	Участие в

№ п/п	Наименование	Телефон	Контактное лицо	Цели привлечения сил и средств
	управление Ростехнадзора			расследовании причин возникновения аварийной ситуации
9	Управление Росприроднадзора по ЯНАО	(3492) 24-51-30	Приемная	Выработка дополнительных природоохранных мероприятий
10	Скорая медицинская помощь	03	Дежурный	Оказание медицинской помощи пострадавшим

### 5.1.5 Система связи и оповещения и порядок ее функционирования

Схема оповещения должностных лиц, вышестоящих и заинтересованных организаций, административных и надзорных органов о ЧС(Н) на объектах ЗАО «Пургаз» представлена в Приложении 2-Д.

В распоряжении ЗАО «Пургаз» имеются следующие виды связи:

- телефонная связь;
- мобильная связь.

Для оповещения территориальных контролирующих органов, ведомственных правоохранительных, природоохранных служб, а также администраций близлежащих населенных пунктов используется телефонная связь.

Для оповещения ответственных лиц (или должностных лиц) ЗАО «Пургаз» используется телефонная и мобильная связь.

Для связи между участниками работ по ЛЧС(Н) используется телефонная и мобильная связь.

Телефонная и мобильная связь находится в режиме постоянного функционирования.

Локальная система оповещения (звуковые сирены, пожарные извещатели) – находится в режиме постоянной готовности.

Схема оповещения контролирующих органов о фактах разлива нефтепродуктов, газового конденсата, об аварийных ситуациях на объектах ЗАО «Пургаз», в том числе, которые могут привести к ЧС(Н), представлена на рисунке 5.1.5.1.

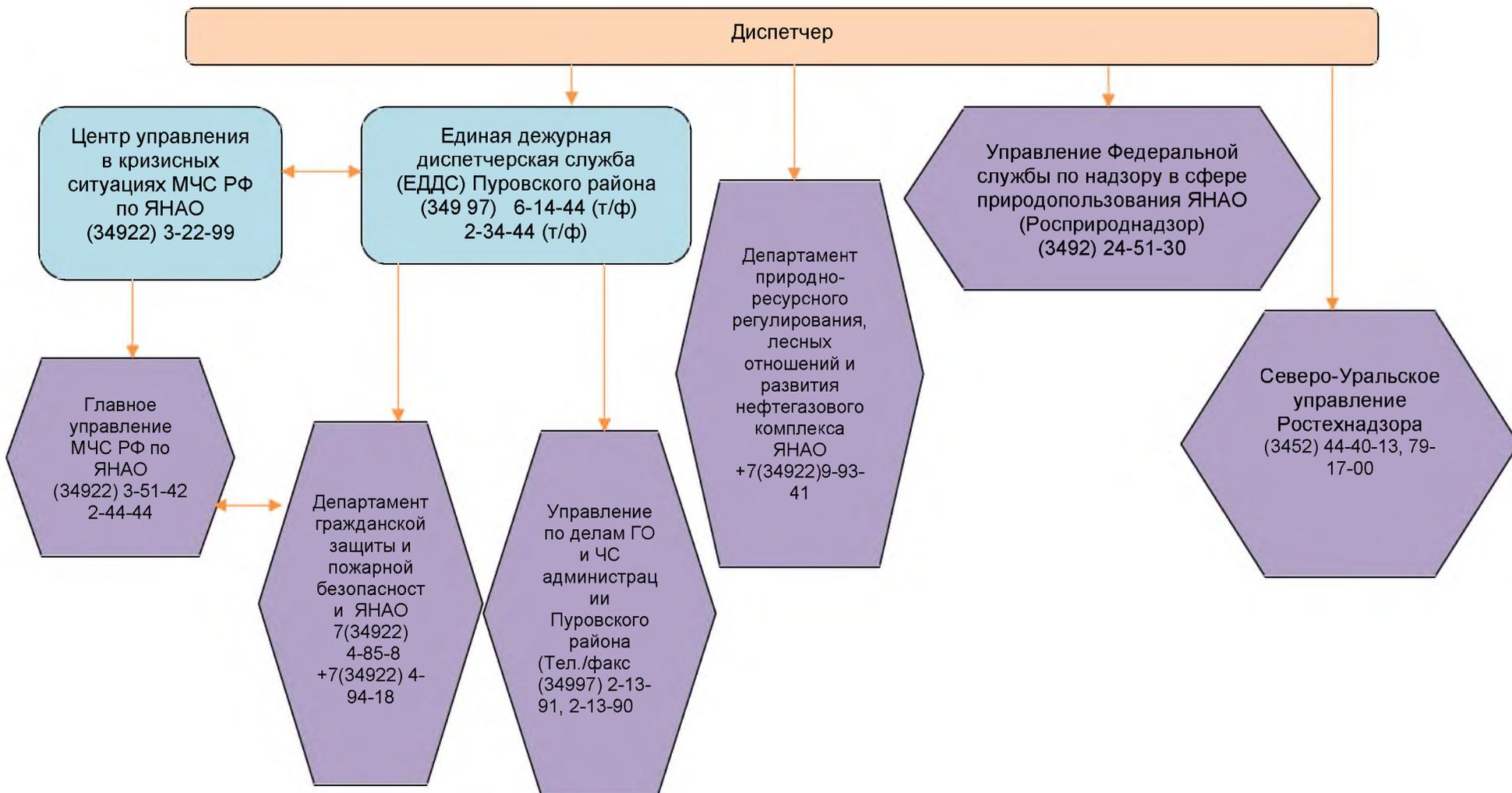


Рисунок 5.1.5.1 – Схема оповещения контролирующих органов по фактам разлива нефтепродуктов, газового конденсата, об аварийных ситуациях, в том числе, которые могут привести к ЧС(Н) на объектах ЗАО «Пургаз».

### 5.1.6 Организация передачи управления при изменении категории ЧС(Н)

Если при реализации плана ЛРН будет установлено, что имеющиеся в распоряжении ЗАО «Пургаз» силы и средства недостаточны или неэффективны для полной и надежной ликвидации разлива нефтепродуктов, газового конденсата, то в соответствии с уровневой концепцией реагирования ответственный руководитель работ по ликвидации ЧС(Н) обязан обратиться с запросом в вышестоящую КЧС 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 и другими непредвиденными и непредотвратимыми обстоятельствами.

Ответственность и полномочия КЧС и ОПБ ЗАО «Пургаз» могут быть досрочно прекращены или приостановлены только после официального принятия руководства операциями ЛРН и передачи функций управления текущими операциями ЛРН КЧС Пуровского района.

Передача управления ликвидацией последствий ЧС(Н) от КЧС и ОПБ ЗАО «Пургаз» вышестоящей КЧС происходит по официальному, документально оформленному решению вышестоящей КЧС.

Информация о передаче управления ликвидацией последствий ЧС(Н) вышестоящей КЧС, информация о изменении категории ЧС(Н) доводится до всех задействованных служб в соответствии с следующим порядком:

- службы, непосредственно задействованные в операциях по ЛЧС(Н);
- привлекаемые специализированные организации;
- надзорные и иные органы власти.

Прекращение или приостановка текущих операций ЛРН, высвобождение ранее локализованного нефтепродукта, газового конденсата, снятие оборудования, ограничивающего разлив, вывод сил и средств, прекращение контроля и наблюдения за поведением разлива без прямого указания КЧС не допускаются.

После передачи полномочий соответствующей КЧС, КЧС и ОПБ ЗАО «Пургаз» действует в соответствии с указаниями вышестоящей КЧС в порядке, установленном в РСЧС.

Передача функций управления КЧС не означает прекращения материальной ответственности ЗАО «Пургаз» по возмещению затрат на ликвидацию разлива и возмещению вызванного разливом ущерба.

## II ОПЕРАТИВНАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Первоочередные действия при ЧС(Н)

#### 2.1.1 Оповещение о чрезвычайной ситуации

В целях обеспечения оперативности принятия мер по ликвидации аварийных и чрезвычайных ситуаций в ЗАО «Пургаз» разработана схема и порядок оповещения всех заинтересованных лиц и организаций с указанием их адресов и телефонов.

Оповещение об РН и связь организуются по принципу поэтапной информации должностных лиц, подразделений ЗАО «Пургаз», предприятий и населенных пунктов в зоне аварии, районных, областных организаций, контролирующих данные чрезвычайные ситуации и участвующих в мероприятиях по их ликвидации, органов местного самоуправления.

Действующая в ЗАО «Пургаз» схема оповещения об аварии, инциденте, пожаре или ЧС устанавливает следующую последовательность прохождения информации:

*Работник, обнаруживший* разлив нефтепродукта, газового конденсата немедленно докладывает о возникновении аварийной ситуации в диспетчерскую службу, излагая краткие обстоятельства аварии и характер повреждений, сведения о возможных пострадавших;

*Диспетчер* при получении извещения об аварии извещает лиц и учреждения согласно схеме оповещения. При принятии сообщения о факте разлива нефтепродуктов, газового конденсата дежурный диспетчер по возможности выясняет у очевидца вкратце обстоятельства аварии, ее местонахождение, характер повреждения оборудования (объекта), возможные причины произошедшего и сведения о наличии пострадавших.

Диспетчер обязан так же записать в «Оперативный журнал» время принятия сообщения об аварии, время возникновения аварии, время закрытия задвижек и проконтролировать начало действий по ЛРН в подразделениях на месте аварии с получением всех возможных сведений о текущей ситуации. Диспетчер фиксирует все сообщения об авариях и сделанных оповещениях в оперативном журнале.

В обязанности диспетчера входит проверка достоверности полученной информации и оперативное оповещение всех ответственных должностных лиц предприятия и организаций.

*Мастер объекта* при получении информации об аварии, информирует о своих действиях старшего на объекте и согласует с ним все вопросы, связанные с выдвигением к месту аварии и принятием первоочередных мер по локализации аварийного разлива. Кроме того, сменный технолог цеха, в котором произошла авария, лично или через

ответственных подчиненных немедленно вызывает противопожарную службу, извещает об аварии специалиста ПТО, начальника объекта, дежурных электриков.

Старший на объекте, получив информацию об аварии, немедленно по телефону передает эту информацию Председателю КЧС и ОПБ, заместителю Председателя КЧС и ОПБ ЗАО «Пургаз».

При возникновении аварии на объектах ЗАО «Пургаз» в первую очередь оповещаются:

- руководство ЗАО «Пургаз»;
- ЕДДС Пуровского района ЯНАО;
- ГУ МЧС РФ по ЯНАО.
- ФКУ «ЦУКС ГУ МЧС России по ЯНАО»;
- ФГБУ «6 ОФПС ГПС по ЯНАО (договорной)»;
- АСФ НЦ «ЭКОСПАС» - филиал АО «ЦАСЭО»;
- ООО «Газпром газобезопасность» (в случае возникновения аварийной ситуации на скважине);
- Управление по делам ГО и ЧС администрации Пуровского района;
- Северо-Уральское управление Ростехнадзора;
- Управление Росприроднадзора по ЯНАО
- Гос. инспектор по охране труда по ЯНАО;

Схемы оповещения должностных лиц ЗАО «Пургаз», вышестоящих и заинтересованных организаций, административных и надзорных органов о ЧС(Н) на объектах ЗАО «Пургаз» представлены в Приложении 2-Д.

Формы предоставления донесений в органы МЧС (Форма 1/ЧС, 2/ЧС, 3/ЧС, 4/ЧС) приведены в Приложении 3-Р.

Перечень обязательных сообщений при аварийном разливе нефтепродуктов, газового конденсата в органы МПР приведен в Приложении 6-Р.

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

За обеспечение безопасности персонала объекта, ФГЗ и привлекаемых профессиональных сил отвечает Председатель КЧС и ОПБ – заместитель начальника промысла – главный инженер Губкинского ГП; оказание первой медицинской помощи и эвакуация персонала, в случае необходимости, производится под руководством заместителя Председателя КЧС и ОПБ.

На месте аварии до начала аварийных работ персонал объектов ЗАО «Пургаз»

действует согласно установленному порядку:

- пока не будет установлено иначе, считать, что существует опасность возгорания или взрыва;

- устранить с территории разлива все источники возгорания;

- иметь по месту разлива средства пожаротушения;

- не входить в зону разлива без четкого определения ее границ;

- подходить к зоне разлива с наветренной стороны;

- размещать оборудование и персонал в специально отведенном безопасном месте.

При проведении операций по ЛРН для обеспечения безопасности людей необходимо:

- предупредить людей, находящихся в местах возможного их скопления, попадающих в зону разлива, установить при необходимости предупредительные плакаты, выставить посты;

- при наличии пострадавших – оказать им первую медицинскую помощь и организовать отправку пострадавших в медицинское учреждение;

- при необходимости осуществить экстренную эвакуацию лиц, попадающих в зону загрязнения опасного вещества, эвакуация осуществляется всеми доступными видами транспорта.

Первоочередные меры по обеспечению безопасности персонала и населения прилегающих территорий и оказания им своевременной медицинской помощи при ЧС(Н) обеспечиваются как организационными мероприятиями, так и материально-техническим обеспечением. Информация о мерах по защите населения доводится по форме З/ЧС (Приложение З-Р).

*К организационным мерам, реализуемым на объектах ЗАО «Пургаз» относятся:*

- знание производственного персонала основных физико-химических свойств опасного вещества, мер безопасности, первичных мер по борьбе с разливами нефтепродуктов, газового конденсата;

- подготовленность производственного персонала навыкам оказания доврачебной помощи;

- плановое обучение и периодический инструктаж по правилам противопожарной безопасности производственного персонала в объеме пожарного минимума;

- строгое и безусловное исполнение всех требований и норм, установленных

руководящими документами и государственными надзорными органами для ЗАО «Пургаз».

*К материально-техническим мерам по обеспечению безопасности относятся:*

- наличие в каждом помещении с постоянным нахождением людей полностью укомплектованной медицинской аптечки с периодически обновляемыми медикаментами;
- наличие исправных и в достаточном количестве штатных средств и оборудования пожаротушения;
- наличие свободных выходов из помещений, ориентированных на наиболее безопасную зону;
- другие меры промышленной безопасности в соответствии с настоящим Планом ЛРН.

При возникновении ЧС(Н) персонал объекта под руководством заместителя Председателя КЧС и ОПБ перекрывают дороги, при необходимости выставляют предупреждающие и запрещающие знаки. Персонал объекта немедленно извещается по громкоговорящей связи и выводится в безопасные места, транспортные средства удаляются из аварийной зоны. В случае необходимости оказания медицинской помощи, потерпевшие отправляются в ближайший медицинский пункт.

При авариях на объектах ЗАО «Пургаз» населенные пункты не попадают в зону действия поражающих факторов ЧС(Н), на основании чего сделан вывод о том, что проведение мероприятий по обеспечению безопасности населения не требуется.

### **2.1.3 Мониторинг обстановки и окружающей среды**

Требования к ведению мониторинга окружающей среды предусматриваются нормативно-правовыми актами РФ, а также нормативно-техническими документами федеральных органов: по охране окружающей природной среды, по санитарно-эпидемиологическому надзору, по делам ГО и ЧС РФ.

Мониторинг обстановки и окружающей среды должен проводиться в трех направлениях:

- производственный мониторинг (постоянно);
- в режиме ЧС(Н) (связанный с аварийным разливом опасного вещества);
- после ликвидации ЧС(Н) (до и во время рекультивации загрязненных земель).

#### *Мониторинг обстановки и окружающей среды в режиме ЧС(Н)*

Наблюдение за компонентами окружающей природной среды осуществляется в пунктах мониторинга, расположенных с учетом влияния источников загрязнения. Мониторинг обстановки и окружающей среды проводится для тех компонентов окружающей среды, которые могут пострадать в ходе аварии. Таким образом, для

территории производственных площадок в обязательном порядке проводятся следующие виды мониторинга:

- мониторинг за состоянием воздушной среды;
- обследование поврежденных и расположенных вблизи РН сооружений и оборудования.

Мониторинг за состоянием воздушной среды проводится с целью определения границ газоопасной зоны. Границы газоопасной зоны устанавливаются ОРР, при этом ширина газоопасной зоны должна быть не менее 100 м от ареала распространения опасного вещества. По периметру газоопасной зоны должны устанавливаться предупредительные знаки. В рабочей зоне до начала работ и ежечасно в период их выполнения определяется концентрация паров опасного вещества в воздухе. При появлении явных признаков увеличения концентрации паров опасного вещества, а также при изменении погодных условий (изменение направления ветра, повышение температуры, уменьшение облачности и т.п.) должны производиться дополнительные замеры концентрации паров. Пробы воздуха отбираются у кромки пятна разлива опасного вещества на высоте 1 м от поверхности почвы на расстоянии не менее 0,5 м от кромки его пятна пробоотборником, укрепленным на шесте. При этом допускается применение только оборудования взрывозащищенного исполнения и инструментов, изготовленных из материалов, исключающих образование искр при ударах. Лица, участвующие в отборе пробы, должны быть в противогазах. Пробы отбираются по периметру пятна не менее чем в трех точках. Результаты замеров заносятся в специальный журнал.

При осмотре зоны загрязнения ОРР, составляется ситуационный план локализации и ликвидации аварийного разлива опасного вещества, выполненный от руки, с нанесением участков загрязнения, обозначением их площади, а также условий, в которых происходит распространение опасного вещества:

- особенностей грунта;
- рельефа местности;
- расположения соседнего оборудования, сооружений;
- предполагаемой расстановки технических средств и указанием наиболее удобных подъездных путей для их доставки.

Ситуационный план ликвидации аварийного РН корректируется ежедневно. Полный мониторинг оборудования и сооружений выполняется после ликвидации аварийной ситуации с целью определения состава сил и средств, для восстановительных мероприятий.

*Мониторинг в режиме, после ликвидации ЧС(Н) (до и во время рекультивации)*

Мониторинг обстановки должен проводиться до тех пор, пока риск не будет снижен до минимально приемлемого уровня. В целях осуществления комплексного наблюдения за компонентами окружающей среды в зоне ЧС(Н) на территории объекта проводятся следующие виды мониторинга:

- мониторинг атмосферного воздуха (обязательно);
- экологический мониторинг почв (в случае загрязнения);
- мониторинг растительности (в случае загрязнения);
- мониторинг подземных вод (в случае загрязнения).

#### Оценка степени загрязнения атмосферы

Степень загрязнения атмосферы вследствие разлива опасного вещества определяется массой летучих низкомолекулярных углеводородов, испарившихся с покрытой поверхности земли. Замер загазованности РН производится до и во время производства работ.

Пробы воздуха (паров опасного вещества) отбираются у кромки пятна (на расстоянии не менее 0.5 м пробоотборником, укрепленным на шесте) и на границе ограждений не менее чем в 3-х точках и на высоте 1 м от поверхности почвы. При температуре вспышки паров 61 °С и ниже допускается применение только оборудования взрывозащищенного исполнения и инструментов, изготовленных из материалов, исключающих образование искр при ударах. Анализ проб воздуха (паров опасного вещества) проводится спасателем-лаборантом сертифицированными переносными газоанализаторами. Результаты замеров заносятся в Оперативный журнал ликвидации аварии, а в случае необходимости предпринимаются дополнительные меры по взрывобезопасности.

Границы газоопасной зоны могут быть изменены ОРР на основании результатов загазованности воздуха в зоне ЧС(Н). Допуск персонала к проведению работ возможен, если содержание паров в воздухе зоны производства работ не выше предельно-допустимых концентраций по санитарным нормам, в пересчете на углерод ПДК С1-С10 равна 300 мг/м<sup>3</sup>.

Таблица 2.1.3.1 – Удельная величина выбросов углеводородов в атмосферу с поверхности опасного вещества, г/м<sup>3</sup>

Продолжительность испарения, ч	Толщина слоя опасного вещества, м									
	До 0,001	0,01	0,05	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	1,0	1,5
Температура поверхности испарения $t_w=5\text{ }^{\circ}\text{C}$										
До 6	27	90	206	295	421	519	601	674	962	1185
48	151	575	1413	2066	3010	3745	4371	4926	7127	8837
240 и выше	319	1508	4266	6595	10119	12955	15415	17625	26603	33745
Температура поверхности испарения $t_w=10\text{ }^{\circ}\text{C}$										
До 6	96	344	820	1185	1710	2116	2462	2767	3976	4912
48	304	1412	3936	6044	9215	11754	13950	15919	23889	30266

240 и выше	404	2188	961	11375	18491	24507	29891	34845	55867	73410
Температура поверхности испарения $t_{и}=20^{\circ}\text{C}$										
До 6	240	1021	2677	4010	5971	7518	8844	10024	14750	18450
48	399	2139	6745	10972	17749	23449	28536	33204	52922	69290
240 и выше	432	2445	8163	13689	22913	30943	38276	45130	75150	101139
Температура поверхности испарения $t_{и}=30^{\circ}\text{C}$										
До 6	271	1339	3926	6166	9611	12418	14870	17086	26176	33483
48	332	1862	6158	10270	17085	22979	28337	33327	55026	73648
240 и выше	340	1949	6585	11116	18751	25453	31609	37389	62955	85349

Принципиальная схема мониторинга представлена на рисунке 2.1.3.1.

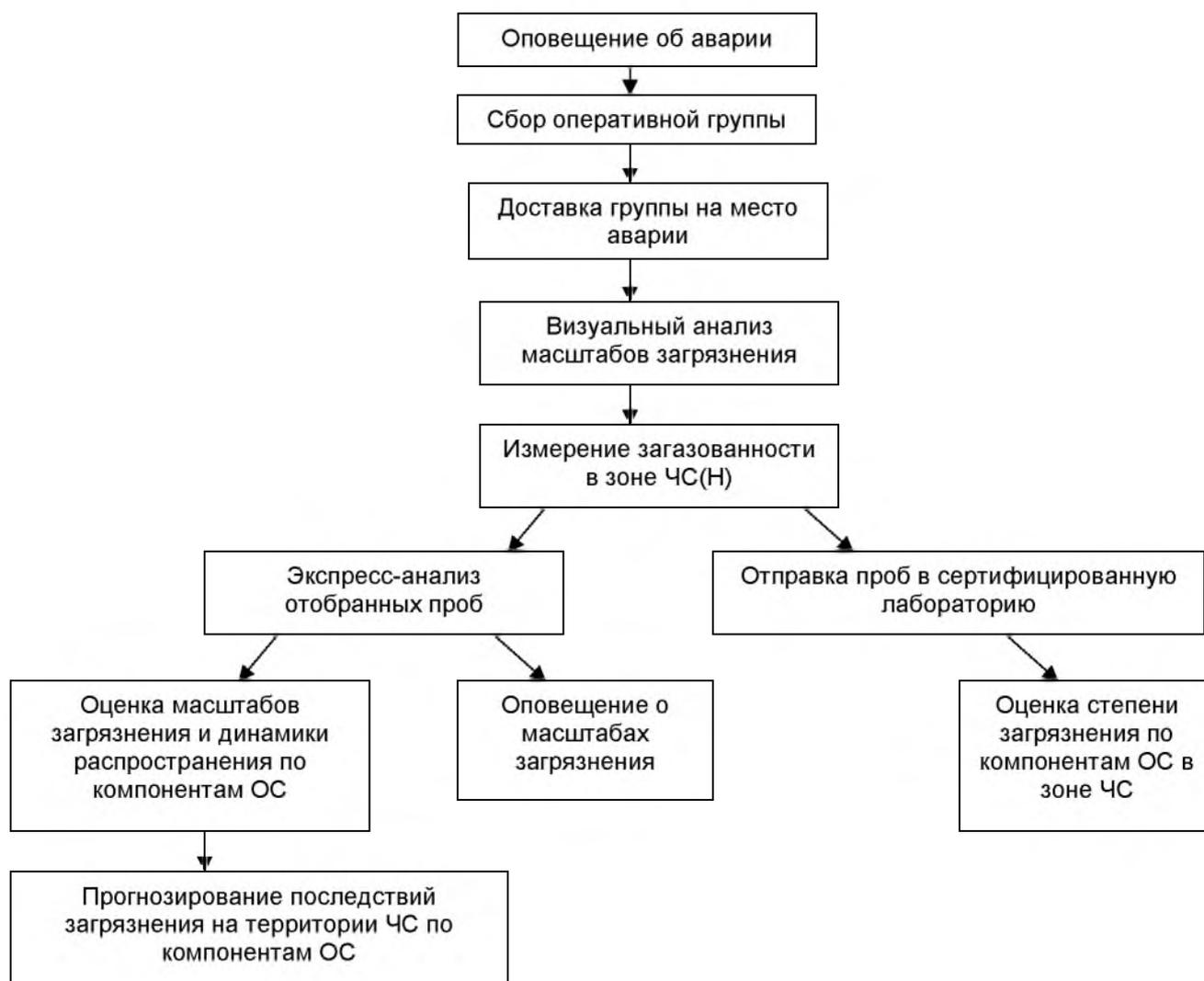


Рисунок 2.1.3.1 – Схема организации мониторинга обстановки и окружающей среды.

Проведение экологического мониторинга на объектах ЗАО «Пургаз» будет проводиться силами и средствами подрядной организации (Приложение 6-Д).

#### 2.1.4 Организация локализации разливов нефтепродуктов, газового конденсата

Локализация разлива опасного вещества имеет цель 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.

Непосредственно после выявления аварийного разлива необходимо прекратить перекачку опасного вещества с помощью остановки насосов, произвести аварийную остановку оборудования.

Далее необходимо произвести подготовительные работы, в состав которых входят:

- организация поиска места утечки, оценка характера повреждения и масштаба аварии;
- проведение оповещения об аварии, оцепление места аварии;
- доставка аварийно-восстановительных сил и технических средств к месту ведения работ;
- размещение и расстановка технических средств в районе аварии;
- локализация аварийного разлива опасного вещества.

Время локализации разлива нефтепродуктов, газового конденсата не должно превышать 4 часов при разливе в акватории и 6 часов – при разливе на почве с момента поступления информации о разливе в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 21 августа 2000 г. № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти» (с изменениями от 15 апреля 2002 г.). Следовательно, на объектах ЗАО «Пургаз» этапы локализации РН должны завершиться по прошествии 6 часов (4 часов).

При разливе нефтепродуктов, газового конденсата на территории объектов локализацию производит АСФ НЦ «ЭКОСПАС» - филиал АО «ЦАСЭО». До прибытия бригады АСФ НЦ «ЭКОСПАС» - филиал АО «ЦАСЭО» локализация осуществляется персоналом объектов ЗАО «Пургаз».

#### Производственные площадки ЗАО «Пургаз»

Комплексом инженерно-технических мероприятий создано обвалование территорий площадок кустов скважин, резервуаров хранения, емкостей, которые оградят распространение нефтепродукта, газового конденсата.

Локализацию разлива нефтепродукта, газового конденсата на объектах ЗАО «Пургаз» производят:

- площадка куста скважин – остановка технологического процесса, прекращение подачи метанола – персонал объекта;
- резервуары хранения, емкости хранения – остановка технологического процесса на загрязненной территории, отключение электроэнергии – персонал объекта.

#### Система промысловых трубопроводов ЗАО «Пургаз»

При аварийной ситуации, связанной с разгерметизацией трубопровода, доставка сил и средств осуществляется по вдольтрассовому проезду.

При аварийных ситуациях, связанных с разгерметизацией трубопроводов необходимо выполнить следующие операции:

- остановка перекачки по поврежденному участку трубопровода;
- определение места аварии;

– перекрытие линейных задвижек, отсекающих поврежденный участок трубопровода.

Порядок отключения задвижек зависит от профиля трассы трубопровода. Прежде всего, закрывают линейную задвижку со стороны наиболее высокой отметки по отношению к месту утечки, что предотвращает сток большого количества опасного вещества через дефектное место.

Для предупреждения гидравлических ударов отключение поврежденного участка производится только после прекращения перекачки.

В случае пропуска или нарушения герметичности линейных задвижек дополнительно закрывается следующая со стороны негерметичной.

В случае разлива на почве выдвигаются силы и средства, способные за 6 часов создать контурное ограждение (боны ограждающие, обваловка, ограждающая траншея, щитовые сооружения и др.), которое должно обеспечивать непроницаемость для разлившегося опасного вещества. В этих целях к месту разлива доставляются экскаваторы, бульдозеры, самосвалы, а также грунт и другие материалы.

В случае попадания транспортируемого вещества в водные объекты к месту разлива доставляются плавсредства, бонные ограждения, при помощи которых пятно разлива в течение 4 часов должно быть надежно локализовано на систему накопления (откачки).

При разливе на болотах ограждающие сооружения должны обладать достаточной высотой над уровнем воды в паводковый период и заглублением в грунт по всему периметру ниже уровня воды в межень и должны обеспечивать непроницаемость для дальнейшего распространения опасного вещества.

Наращивание группировки сил и специальных технических средств для проведения работ по устранению последствий аварии и локализации, разлитого нефтепродукта, газового конденсата осуществляется по мере приведения их в готовность и выдвижения в зону разлива.

По прибытии на место аварии, персонал ЗАО «Пургаз» готовит необходимые технические средства и средства индивидуальной защиты. По заданию ответственного руководителя работ персонал приступает к выполнению работ по локализации и ликвидации РН.

#### *Технологии локализации разливов опасного вещества на суше*

На пути распространения разлива опасного вещества создаются рубежи локализации. В зависимости от объемов разлива такие рубежи могут создаваться механически или вручную.

При разливах опасного вещества на объектах ЗАО «Пургаз» для локализации

разлива используются боновые заграждения (рисунок 2.1.4.1).

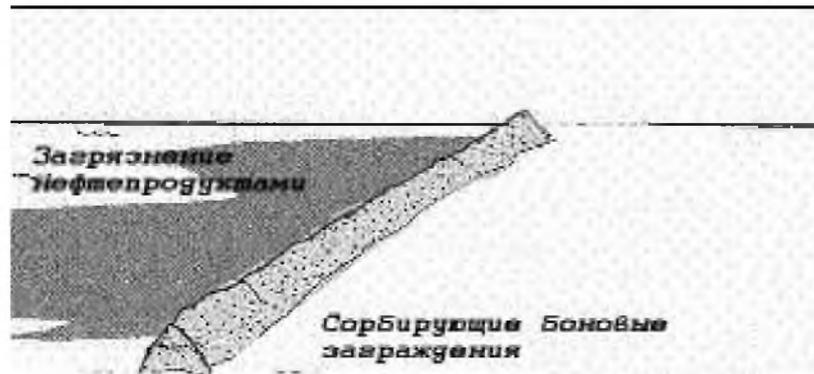
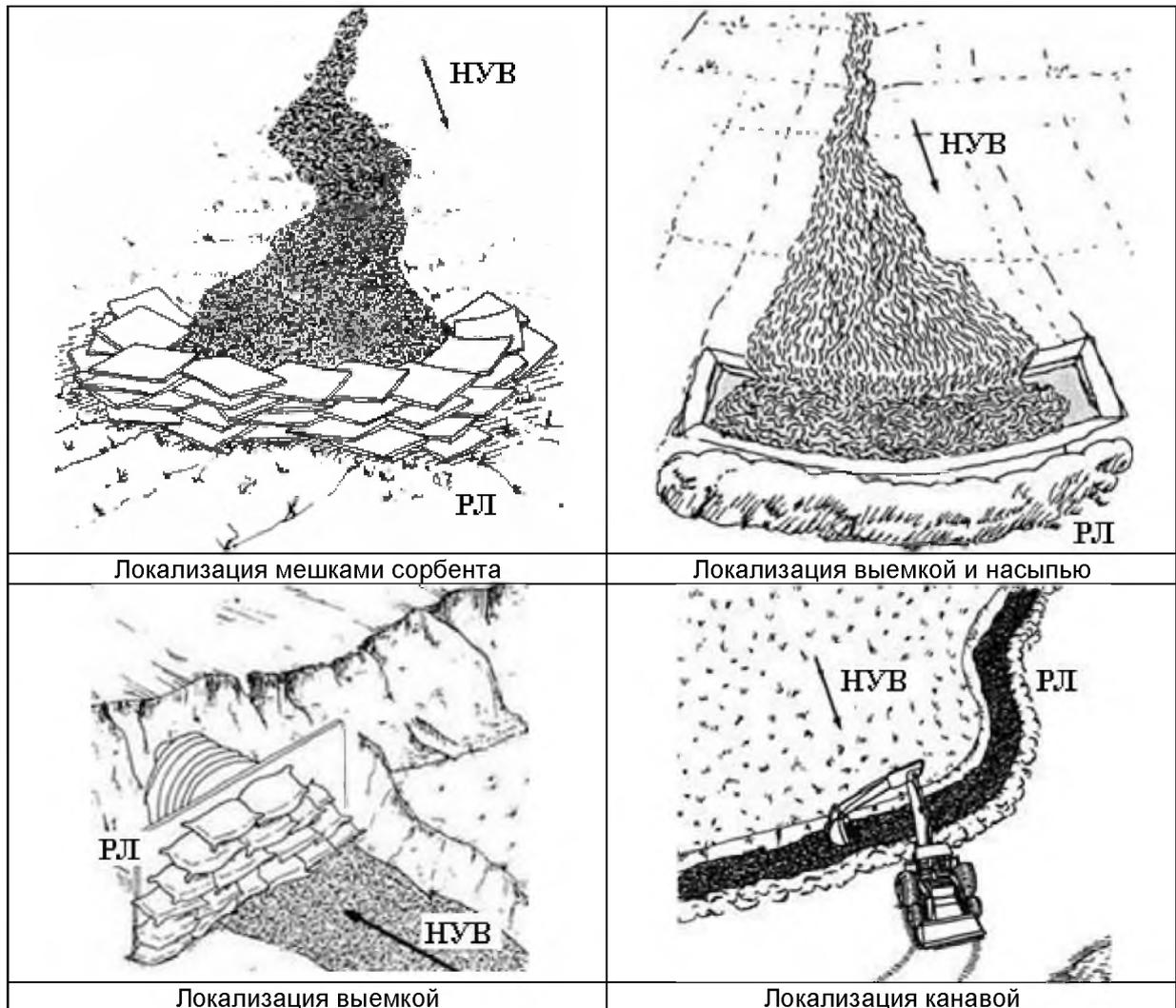


Рисунок 2.1.4.1 – Способ применения боновых заграждений при разливе опасного вещества на суше.

Силы и средства, используемые в работах по локализации разливов опасного вещества, приведены в разделе 4.1.2 настоящего Плана ЛРН.



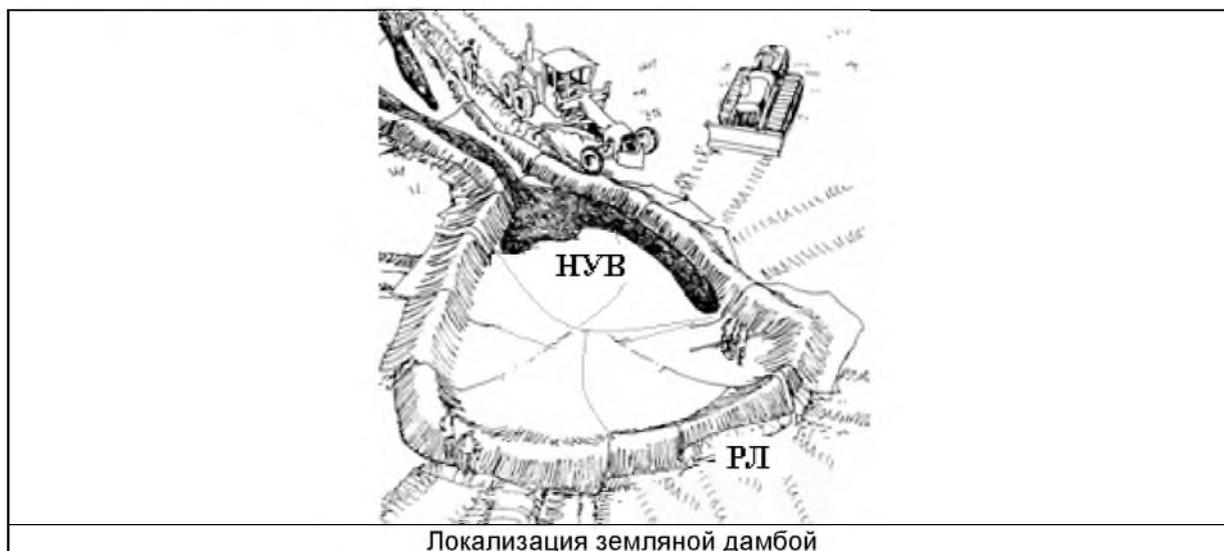


Рисунок 2.1.4.2 – Локализации зоны РН земляными ловушками (стрелками показано направление движения потока опасного вещества).

В зимнее время допускается локализация разливов опасного вещества снежными заградительными дамбами. Их возведение принципиально не отличается от производства земляных работ бульдозерами или фронтальными погрузчиками и производится с обязательным уплотнением снега. Для предотвращения загрязнения грунта и снега используются пластиковые покрытия дамб и дна сборных емкостей. В зимнее время уплотненные снежные поверхности и дамбы можно защитить намораживанием льда. Это одновременно усиливает локализующие способности снежных заграждений.

*Технологии локализации разливов опасного вещества на водотоках*

В случае попадания опасного вещества в водные объекты к месту разлива доставляются плавсредства, боновые заграждения, при помощи которых пятно разлива локализуется на систему накопления (откачки).

Оборудование рубежа улавливания опасного вещества на водотоке выполняется не позднее подхода пятна на расстоянии, предотвращающем замазучивание длинных участков берегов.

Выбор вида заградительного устройства для локализации потока (пятна) опасного вещества на водотоке зависит от следующих условий:

- времени года в момент разлива;
- гидрологических и метеорологических условий;
- объема, вылившегося из аварийного участка опасного вещества;
- уклона и извилистости водотока (водоёма), по которому движется пятно разлива опасного вещества;
- прилегающего к водотоку рельефа местности;
- наличия растительности по берегам водотока (водоёма);

- наличия заболоченности по берегам водотока (водоёма);
- наличия подъездных наземных и водных путей.

Для оборудования рубежа локализации потока опасного вещества необходимо подобрать участок, согласно с направлением поверхностного стока, с меньшей заболоченностью и с меньшим количеством кустов.

В выбранном месте оборудования рубежа улавливания пятна необходимо очистить от кустов и древесной растительности подходы с берегов к воде с учётом свободного перемещения по берегу водотока (водоёма), укрепить берега срубленными кустами и уложенными поверх них заготовленными на месте брёвнами, жердями и привезёнными досками. Для прочности и безопасности брёвна, жерди и доски сбить между собой гвоздями.

Боновые заграждения (БЗ) делятся на улавливающие и направляющие:

– улавливающие БЗ применяются для задержания и локализации пятна разлива опасного вещества с целью прекращения его движения, распространения и дальнейшего сбора опасного вещества с поверхности воды;

– направляющие БЗ применяются для управления движущимся потоком опасного вещества в любых гидрометеорологических условиях, включая смещение движущегося потока опасного вещества в нужном направлении.

Длина секций заграждения определяется расчетом при условии, что общее продольное усилие, действующее на БЗ и нефтесборщик, не превышало допустимую нагрузку на несущие элементы БЗ.

Эффективность работы БЗ зависит от их правильного крепления на берегу и в воде. Для закрепления оттяжек БЗ применяют заглубленные или поверхностные якоря.

Разборные якоря, состоящие из бетонных элементов, соединяются между собой с помощью болтовых соединений. Габаритные размеры и масса заглубленных и поверхностных бетонных якорей определяются от сил трения якоря о грунт и силы воздействия грунта на переднюю упорную плоскость якоря.

Поверхностные якоря, состоящие из металлической рамы и бетонных блоков (камней) для увеличения сопротивления сдвигу изготавливаются с вертикальными ножами, закрубленными в грунт.

Кроме анкерной оттяжки, удерживающей плавучее заграждение, необходимо дополнительно закрепить секцию, примыкающую к берегу, с таким расчетом, чтобы предотвратить смещение при изменении положения БЗ.

Эффективность боновых заграждений определяется следующими показателями:

- временем подготовки заграждений к установке;
- временем разворачивания и крепления заграждений на воде;

- оптимальным углом установки, обеспечивающим устойчивость заграждения на течении;
- эффективность локализации и удержания нефтепродуктов, газового конденсата;
- максимальным усилением при перемещении заграждения;
- максимальным усилием при удержании БЗ в рабочем положении.

Локализация зоны разлива нефтепродуктов, газового конденсата на водотоках приведена на рисунках 2.1.4.3, 2.1.4.4.

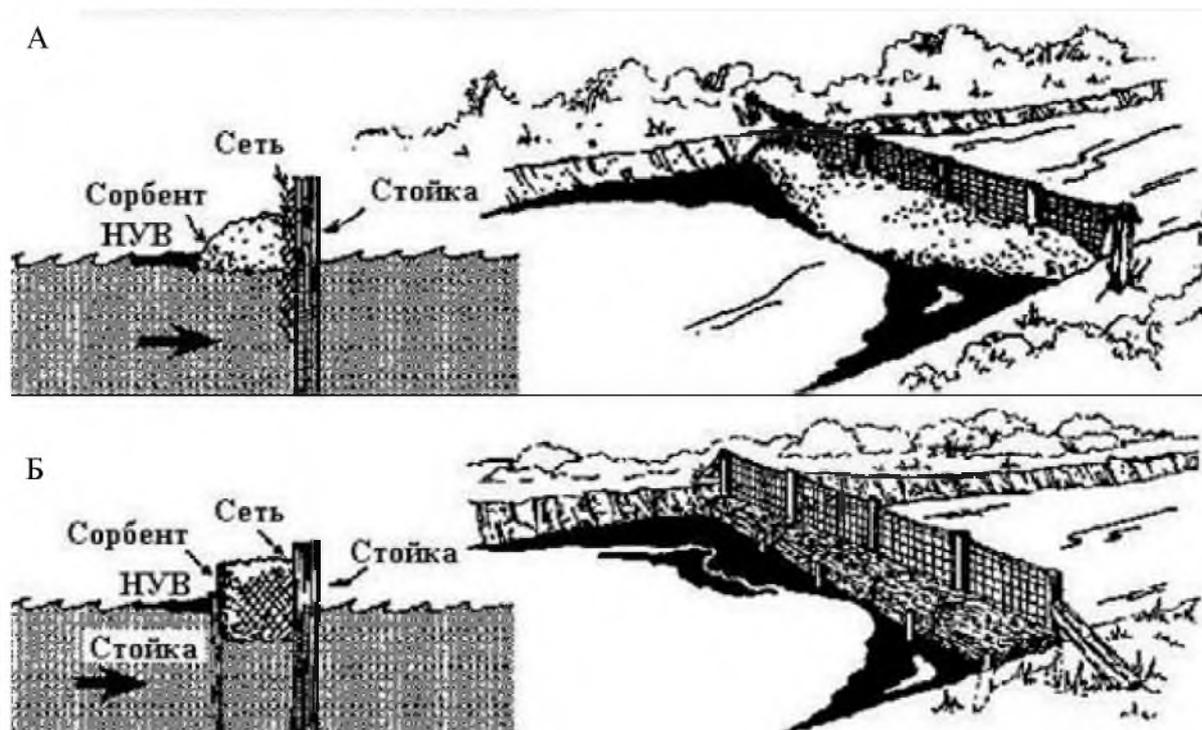


Рисунок 2.1.4.3 – Локализация РН на небольших реках и ручьях (А, Б).

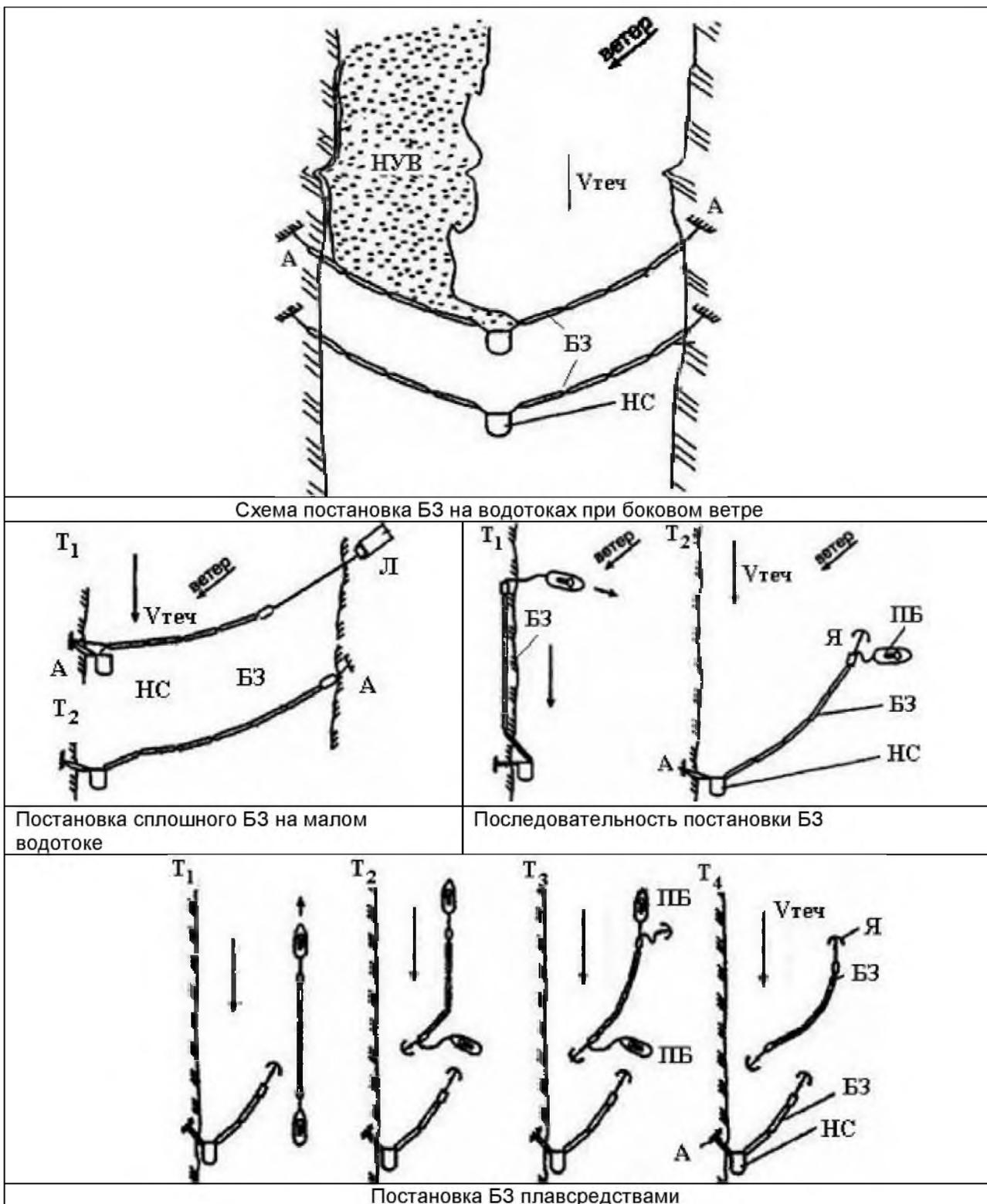


Рисунок 2.1.4.4 – Последовательность установки боновых заграждений.

Условные обозначения: А – береговой анкер (якорь); БЗ – боновые заграждения; Л – автомобиль с лебедкой; НС – нефтесборное устройство (судно нефте-мусоросборщик); ПБ – плавсредство буксирующее (лодка, катер, буксир); Я – якорь; T1-Tn – время; Vтеч. –

направление течения.

Для определения мест установки боновых заграждений на водных преградах используются следующие формулы:

$$T_o = T_{сб} + T_{пут} + T_{уст}$$

где  $T_o$  – общее время на установку I рубежа бонового заграждения, час;

$T_{сб}$  – время сбора бригады, час.  $T_{сб}$  – 30 минут;

$T_{пут}$  – время нахождения в пути, час;

$T_{уст}$  – время, с момента прибытия к месту, установки бонового заграждения, 0,5 час.

$$S_{нп} = V_{мигр} \times T_o$$

где  $S_{нп}$  – путь опасного вещества по реке к моменту установки заграждения, км;

$V_{мигр}$  – скорость миграции нефтепродукта, газового конденсата по водной поверхности, км/ч.

$$T_{под} = S_{план} / V_{мигр}$$

где  $T_{под}$  – время подхода нефтепродукта, газового конденсата к I рубежу, час;

$S_{план}$  – протяженность пути по реке до планируемого места I рубежа боновых заграждений, км.

Одновременно с установкой боновых заграждений выполняются работы по защите берегов от замазученности.

Для защиты береговой линии непосредственно вдоль берегов устанавливаются и закрепляются сорбирующие боны (рисунок 2.1.4.5). Защита берегов реки от замазученности ведется до места встречи с потоком нефтепродуктов, газового конденсата или до места возможного соприкосновения опасного вещества с берегом.



Рисунок 2.1.4.5 – Схема установки бонов сорбирующих.

Задержание и сбор опасного вещества на малых реках может осуществляться созданием временных или постоянных запруд, или дамб с водопропускными трубами.

*Особенности локализации разлива опасного вещества на водных объектах в зимнее время при наличии ледового покрова*

Локализация распространения разлива опасного вещества в зимнее время производится при помощи сооружения снежных преград или траншей во льду, облитых водой для обеспечения непроницаемости.

Локализация зоны разлива опасного вещества на водотоках в зимнее время приведена на рисунке 2.1.4.6.

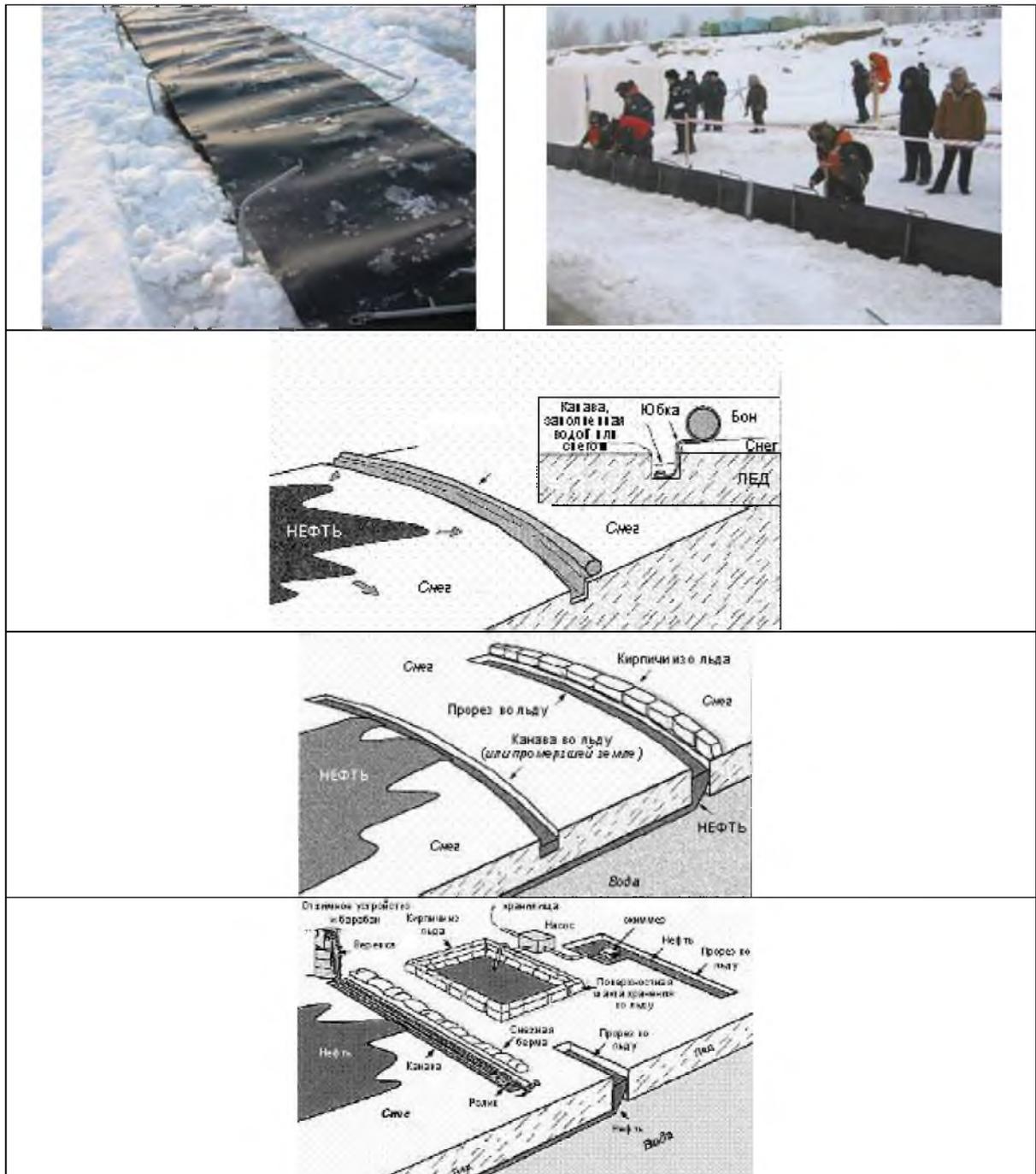


Рисунок 2.1.4.6 – Локализация зоны разлива нефтепродуктов, газового конденсата на водотоках в зимнее время.

## **2.2 Оперативный план ЛЧС(Н)**

### **2.2.1 Алгоритм (последовательность) проведения операций по ЛЧС(Н)**

Алгоритм (последовательность) проведения операций ЛЧС(Н):

- сообщение о разливе нефтепродукта, газового конденсата;
- сбор КЧС и ОПБ;
- оценка обстановки на месте разлива нефтепродукта, газового конденсата;
- оценка своих сил и средств по локализации и ликвидации ЧС(Н) и изучение необходимости и возможности привлечения дополнительных средств от других взаимодействующих организаций;
  - нанесение на карту фактической обстановки, прогноза растекания пятна разлива;
  - проведение оперативно-тактических расчетов с определением необходимого наряда сил и средств и времени на проведение операции по локализации и ликвидации ЧС(Н);
  - выработка замысла, разработка оперативного плана ликвидации разлива нефтепродукта, газового конденсата и принятие решения на проведение операции по ликвидации разлива нефтепродукта, газового конденсата;
  - доведение оперативного плана ликвидации разлива вещества до участников (вышестоящих и взаимодействующих организаций);
  - постановка задач силам и средствам, привлекаемым к проведению операции;
  - организация мероприятий по обеспечению пожарной безопасности (приведение в готовность технических средств тушения пожаров, постановка задач пожарному подразделению);
  - организация материально-технического обеспечения операции;
  - применение нефтесборных систем для сбора опасного вещества;
  - создаются инженерные сооружения – небольшие гидроизолированные траншеи и ямы;
  - направленный гидросмыв остаточного количества нефтепродукта в гидроизолированные траншеи и ямы, применение насосного оборудования;
  - уточнение обстановки и перераспределение сил и средств по завершению ликвидации ЧС(Н);
  - определение количества емкостей, предназначенных для временного хранения собранного нефтепродукта, газового конденсата;
  - удаление поверхностного слоя грунта;
  - вывоз замазученных отходов;
  - организация свертывания сил и средств, участвующих в операции;

– составление отчета о ликвидации ЧС(Н) и проведение восстановительных мероприятий по ликвидации последствий разлива.

Алгоритмы действий при проведении операций по ликвидации ЧС(Н), связанных с разливом опасного вещества приведены в Приложении 1-Р.

### **2.2.2 Тактика реагирования на разливы нефтепродуктов, газового конденсата и мероприятия по обеспечению жизнедеятельности людей, спасению материальных ценностей**

Тактика – совокупность средств, методов и приемов, применяемых для достижения намеченной цели (краткосрочная стратегия). При ЛРН на территориях тактикой реагирования в первую очередь предусматриваются меры, ограничивающие загрязнение объектов повышенного риска, систем жизнеобеспечения. Алгоритмы действий персонала объектов ЗАО «Пургаз» предусматривают реагирование на ЧС(Н), а также на РН, не попадающих под классификацию аварий.

При выработке тактики проведения операции ЛЧС(Н) необходимо руководствоваться следующими принципами:

- безусловное выполнение требований положений природоохранного законодательства Российской Федерации и соответствующих международных Конвенций;
- сокращения ущерба окружающей среде и затрат на операцию;
- оптимизация способов ликвидации разливов опасного вещества, сокращение времени на проведение операции;
- совмещение различных методов проведения операции.

Мероприятия по обеспечению жизнедеятельности людей:

- обеспечение финансирования операций по ЛЧС(Н);
- обеспечение материального, технического и вещевого обеспечения операций по ЛЧС(Н);
- обеспечение питанием участников работ по ЛЧС(Н), при условии проведения работ более 6 часов.

Мероприятия по спасению материальных ценностей:

- при угрозе возникновения ЧС(Н) производится подготовка к эвакуации материальных ценностей и документов, при возникновении ЧС(Н) – эвакуация в безопасный район;
- технологии ЧС(Н) выбираются исходя из возможности дальнейшего использования разлитого нефтепродукта, опасного вещества.

Перед началом работ производится ознакомление работников, задействованных при ликвидации РН, с особенностями местности, расположением средств связи,

противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи.

Границы газоопасной зоны устанавливаются командиром ФГЗ, при этом ширина газоопасной зоны должна быть не менее 100 м от ареала распространения опасного вещества. По периметру газоопасной зоны должны устанавливаться предупредительные знаки.

В газоопасной зоне запрещается проводить любые работы, не связанные с ликвидацией разлива. Допуск в газоопасную зону разрешается только персоналу, занятому в аварийных работах. Проезд на территорию газоопасной зоны до полного устранения последствий аварии разрешается только транспорту, участвующему в ликвидации ЧС(Н), при этом транспорт, оснащенный двигателями внутреннего сгорания, должен быть оборудован искрогасителями. В случае повышения предельно-допустимой концентрации (ПДК) паров опасного вещества в воздухе работа в этой зоне без защиты органов дыхания не допускается.

Все участники работ обеспечиваются спецодеждой, необходимыми средствами индивидуальной защиты.

Применение сорбентов, растворителей, моющих средств осуществляется по согласованию с природоохранными органами в соответствии с инструкциями по их применению.

Места РН ограждаются флажками, а в темное время суток световыми сигналами и освещаются фонарями напряжением не более 12 В с уровнем защиты от взрывов, соответствующим категории и группе взрывоопасной смеси.

В случае непосредственной пожарной опасности для прилегающих предприятий и населенных пунктов руководитель работ по ликвидации РН должен выйти с предложением в органы местной администрации об установлении особого противопожарного режима.

При возникновении пожара в период ликвидации РН руководителем тушения пожара является прибывшее на пожар старшее должностное лицо пожарной охраны.

### **2.2.3 Защита районов повышенной опасности, особо охраняемых природных территорий и объектов**

Согласно Федеральному закону Российской Федерации «Об особо охраняемых природных территориях» от 14.03.1995 г. (ред. от 25.06.2012 г.): «Особо охраняемые природные территории (ООПТ) – 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. Особо охраняемые природные территории относятся к объектам общенационального достояния».

На территории расположения объектов ЗАО «Пургаз» отсутствуют ООПТ, а также культовые объекты и историко-археологические памятники, земли природно-заповедного фонда, исторические объекты с особым правовым статусом.

*При аварийных ситуациях, связанных с разгерметизацией технологического оборудования и трубопроводов* на территориях производственных площадок ЗАО «Пургаз», граница зоны действия ЧС(Н) не выйдет за границы территории производственной площадки объекта. В этом случае проведение мероприятий по защите районов повышенной опасности, особо охраняемых природных территорий и объектов не требуется.

При угрозе загрязнения прилегающей территории к производственной площадке ЗАО «Пургаз» следует сосредоточить внимание на превентивной защите границы территории производственной площадки.

В зависимости от количества разлитого нефтепродукта, газового конденсата и метеоусловий строится стратегия защиты прилегающей территории производственной площадки, а также определяется потребность в оборудовании, снаряжении и дополнительном персонале.

Защита прилегающей территории производственных площадок ЗАО «Пургаз» от загрязнения обеспечивается следующими мерами:

- предотвращение растекания нефтепродукта, газового конденсата по территории площадки при разливах в результате разгерметизации емкости, резервуара хранения достигается обвалованием;

- при разгерметизации технологического оборудования и трубопроводов принимаются меры к перекрытию задвижек на технологических трубопроводах и отключению аварийного оборудования, настраивается технологическая линия для откачки нефтепродукта, газового конденсата в дренажную емкость, отключению электропитания технологических систем (кроме электропитания систем аварийной и противопожарной защиты);

- интенсивным сбором РН всеми имеющимися силами и средствами.

При аварийных ситуациях, связанных с разгерметизацией трубопровода и РН нефтепродуктов на открытой местности (грунт) зона, которая может потенциально подвергнуться загрязнению является территория, прилегающая к трассе прохождения трубопроводов. В этом случае следует сосредоточить внимание на защите территории, прилегающей к трассе трубопровода.

Наиболее важным при этом является определение траектории и скорости движения

пятна разлива.

Движение пятна разлива отслеживается и фиксируется патрульной (разведывательной) группой, в состав которой входят работники структурного подразделения, в зоне ответственности которого произошел РН.

При аварийных ситуациях, связанных с разгерметизацией перехода трубопровода через водные преграды и попаданием нефтепродукта в водотоки зона, которая может потенциально подвергнуться загрязнению является акватория водного объекта до мест установки боновых заграждений. В этом случае следует сосредоточить внимание на защите акватории и водоохранной зоне, относящейся к особо охраняемым объектам, водотока.

Наиболее важным при этом является локализация движения пятна разлива опасного вещества.

В зависимости от количества разлитого нефтепродукта, скорости движения пятна разлива и метеоусловий строится стратегия защиты акватории водотока, а также определяется потребность в оборудовании, снаряжении и дополнительном персонале.

#### **2.2.4 Технологии ЛЧС(Н)**

Выбор технологий ЛЧС(Н) зависит от условий конкретного разлива, его объема и типа поверхности, подвергшейся загрязнению.

Первоначальным этапом работ по ЛЧС(Н), является локализация РН. Технологии локализации описаны в разделе 2.1.4 настоящего Плана ЛРН.

Ликвидация РН заключается в сборе локализованного разлива и зачистке загрязненной территории (мероприятия по ликвидации последствий аварии описаны в разделе 3 настоящего Плана ЛРН).

На первоначальной стадии работ по ликвидации РН должны выполняться следующие обязательные требования:

- отключение электрооборудования;
- подход к РН с наветренной стороны;
- избегание прямых или опосредованных контактов с РН;
- удаление из зоны разлива всех потенциальных источников возгорания.

При ликвидации РН внутри обвалования и с открытой поверхности основной технологией ЛЧС(Н) является использование нефтесборных комплексов или насосных агрегатов с закачкой собираемого продукта в свободную емкость (дренажную емкость).

Параллельно со сбором нефтепродуктов, газового конденсата в пониженных местах рельефа земляными работами создаются инженерные сооружения – небольшие гидроизолированные траншеи и ямы, соединяющие с местами загрязненной жидкости.

Далее с применением мотопомпы осуществляется направленный гидросмыв остаточного количества нефтепродукта в гидроизолированные траншеи и ямы, где возможно применение освободившегося насосного оборудования.

Следующим этапом после этапа механического сбора нефтепродукта, газового конденсата является удаление поверхностного слоя грунта. Снятие грунта ведется с помощью техники (бульдозер), т.к. глубина проникновения загрязнения значительна, ручной труд используется в местах недоступных технике (глубина проникновения загрязнения представлена в раздел 3.1.2 настоящего Плана ЛРН).

При развитии аварии в зимнее время загрязнение грунта не произойдет, будет образовываться нефтезагрязненный снег. Снег обладает достаточно хорошими сорбирующими способностями. Загрязненный снег на значительных территориях разлива нефтепродуктов собирается тяжелой техникой, на небольших площадях разливов собирается вручную в пакеты, контейнеры.

Нефтезагрязненные отходы (нефтепродукты, не пригодные к использованию, нефтезагрязненный грунт, снег и т.д.) вывозятся на утилизации собственными силами ЗАО «Пургаз». ЗАО «Пургаз» имеет лицензию на осуществление деятельности по обезвреживанию и размещению отходов I-IV классов опасности (Приложение 10-О). Нефтезагрязненные отходы вывозятся на полигон твердых бытовых отходов, расположенный на территории Губкинского газового месторождения.

Разливы нефтепродуктов, газового конденсата на площади менее 4 м<sup>2</sup> ликвидируются вручную за ~0,6 чел.-часов. Среди достоинств немеханизированных методов ЛРН следует отметить ликвидацию разлива любого типа опасного вещества в местах недоступных для применения механизмов; небольшое количество загрязненного мусора (и грунта в случае загрязнения территорий без твердого покрытия); низкую стоимость оборудования, простоту использования; возможность привлечения неквалифицированного персонала. В первую очередь решаются вопросы безопасности производства работ, контроль летучих углеводородов, обеспечение работающих искробезопасным шанцевым инструментом (совковыми лопатами, граблями) и средствами защиты органов дыхания, рук, нефтестойкой обувью и одеждой.

В случае загрязнения территорий без твердого покрытия на несвязанных грунтах (песках и супесях) могут эффективно применяться как совковые, так и штыковые лопаты. Штыковые – могут потребоваться для разрыхления суглинков и работ на гравийно-галечниковых грунтах. Нефтезагрязненный мусор собирают руками, вилами, совками, лопатами. Твердые материалы собирают в пластиковые мешки или носилки, жидкие – в разборные резервуары. Во избежание вторичного загрязнения следует избегать их перемещения по земле. Для облегчения ручных операций желательно использовать

механические погрузчики.

При очистке зон большой площади или разливов большого объема необходимо учитывать низкую производительность (необходимость привлечения большого количества персонала) в сравнении с механизированными методами.

Для смыва нефтепродукта, газового конденсата с территории производственной площадки могут эффективно применяться системы, используемые для мойки автомобилей. В этом случае гидромеханизированные способы ликвидации разливов рационально сочетать со сбором воды, загрязненной опасным веществом, механическими нефтесборными устройствами. При низких температурах целесообразно применение теплой воды.

При загрязнении канализационных систем небольшим количеством нефтепродуктов проводится очистка стока сорбирующими изделиями, значительным – механическое удаление с последующей сорбционной зачисткой.

При ликвидации разливов нефтепродуктов, газового конденсата категорически запрещается:

- закапывание нефтепродукта, газового конденсата;
- присыпка земель (землевание) загрязнения;
- выжигание остатков нефтепродукта, газового конденсата на поверхности почвы.

В случае разлива нефтепродукта, газового конденсата на поверхности водотоков предотвращение растекания опасного вещества по акватории водного объекта достигается выставлением боновых заграждений. При ликвидации разливов нефтепродуктов, газового конденсата на водной поверхности основной технологией ЛЧС(Н) является использование нефтесборщиков с закачкой собираемого вещества в плавучие нефтеналивные емкости.

### **2.2.5 Организация материально-технического, инженерного, финансового и других видов обеспечения операций по ЛЧС(Н)**

Материально-техническое и инженерное обеспечение мероприятий по ликвидации ЧС(Н) организуют в целях бесперебойного снабжения сил, задействованных в работах по ЛЧС(Н), материальными средствами, необходимыми для ликвидации РН и жизнеобеспечения личного состава. В ЗАО «Пургаз» созданы финансовые резервы для ликвидации ЧС природного и техногенного характера. Приказ № 12а от 15.01.2015 г. «О резервировании финансовых средств на ликвидацию аварий на опасных производственных объектах ЗАО «Пургаз» представлен в Приложении 7-О.

Финансирование мероприятий по ликвидации последствий ЧС(Н) осуществляется за счет собственных средств ЗАО «Пургаз».

Опасные производственные объекты ЗАО «Пургаз» застрахованы по риску гражданской ответственности за причинение вреда жизни, здоровью, имуществу третьих лиц, окружающей среде в результате аварии или инцидента на ОПО. Договор «Об организации обязательного страхования гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте» с ОАО «СОГАЗ» представлен в Приложении 5-Д.

### **2.2.6 Материалы предварительного планирования боевых действий по тушению возможных пожаров (оперативное планирование тушения пожара)**

Тушение пожаров, проведение связанных с ними первоочередных аварийно-спасательных работ на объектах ЗАО «Пургаз» организует ДПД созданное приказом на объекте, а также ФГБУ «6 ОФПС ГПС по ЯНАО (договорной)» согласно договора на оказание услуг в области пожарной безопасности (Приложение 9-О).

Ближайшая пожарная часть (ПЧ-37) расположена на расстоянии 7 км в г. Губкинский.

При возникновении пожара на производственных объектах ЗАО «Пургаз» дежурный смены немедленно оповещает ДПД ЗАО «Пургаз», ПЧ-37 ФКУ «6 ОФПС ГПС по ЯНАО (договорной)».

Штатная численность ПЧ-37 ФКУ «6 ОФПС ГПС по Ямало-Ненецкому автономному округу (договорной)», составляет 64 человека.

Пожарная техника, состоящая на вооружении ПЧ 37 ФКУ «6 ОФПС ГПС по Ямало-Ненецкому автономному округу (договорной)»:

- автоцистерна пожарная: АЦ-40-6/6 – боевой расчёт 6 человек;
- автоцистерна пожарная: АЦ-40-6/6 - боевой расчёт 6 человек;
- автоцистерна пожарная: АЦ-40-6/6 - боевой расчёт 6 человек;
- автоцистерна пожарная: АЦП-40-6/3 – боевой расчёт 3 человека;
- автомобиль порошковый: АП-5 – боевой расчёт 3 человека (5 тонн порошка);
- автомобиль рукавный: АР-2 – боевой расчёт 3 человека (2 км рукавов).

При возникновении пожара в период ликвидации аварийного РН руководителем тушения пожара является прибывшее на пожар старшее должностное лицо пожарной охраны.

До приезда на место пожара сил и средств ПЧ начальник объекта совместно с персоналом объекта организует:

- вывод людей из зон возможного поражения;
- оцепление зоны пожара, с привлечением персонала объекта недопущения посторонних лиц, до прибытия сил ПЧ;

- тушение пожара с помощью первичных средств пожаротушения;
- встречу основных сил тушения пожара.

ДПД объектов ЗАО «Пургаз» оснащена штатными средствами пожаротушения, проводит локализацию и тушения возникшего пожара, после вызова пожарной части, до прибытия пожарных сил.

Пожаротушение на производственных площадках предусмотрено первичными и передвижными средствами (мотопомпой). Противопожарный запас воды определен из условия тушения возможных РН и охлаждения рядом расположенного оборудования. Противопожарный запас воды хранится в противопожарных резервуарах воды, расположенных на производственных площадках. Резервуары оборудуются задвижками и соединительными головками для забора воды через рукавную систему передвижной техникой. Противопожарное оборудование и запас пенообразователя хранится в блоке для хранения пож. инвентаря, расположенного на производственных площадках ЗАО «Пургаз».

Для линейных объектов ЗАО «Пургаз» источниками противопожарного водоснабжения являются естественные водоемы, расположенные вблизи трассы прохождения трубопроводов.

### **2.2.7 Меры безопасности при проведении работ по ЛЧС(Н)**

При организации и проведении операций ЛРН должны соблюдаться требования нормативных документов по обеспечению техники безопасности и пожарной безопасности, а также специальные требования безопасности.

#### *Пожарная безопасность*

Работы по ликвидации РН проводятся в соответствии с требованиями «Правил противопожарного режима в РФ» (утв. Постановлением Правительства РФ № 390 от 25.04.2012 г.) и других нормативных документов, регламентирующих вопросы пожарной безопасности.

Для предупреждения возникновения пожара при выполнении мероприятий ЛРН:

- вводится запрет на допуск в опасные зоны посторонних лиц и транспортных средств, не принимающих участия в аварийных работах;
- вводится режим допуска на территорию газоопасных зон персонала и техники, участвующих в ЛРН;
- устанавливается порядок проведения огневых работ и применения технических средств, при ликвидации РН;
- определяются концентрация и температура вспышки паров опасного вещества в воздушной среде рабочей зоны;
- уточняется порядок ввода особого противопожарного режима, условия и

маршруты эвакуации людей с территории, оказавшейся в опасной зоне;

– осуществляются другие необходимые мероприятия, определенные регламентными документами, разработанными подразделением пожарной безопасности и аварийно-спасательных работ Организации.

Границы газоопасной зоны устанавливаются руководителем работ по ликвидации РН на основании результатов контроля загазованности воздуха. При этом ширина опасной зоны должна быть не менее 200 метров от ареала распространения опасного вещества.

По периметру опасной зоны, в том числе вблизи производственных объектов, устанавливаются предупредительные знаки. Количество предупредительных знаков выбирается из расчета их видимости с любой точки периметра опасной зоны.

Места РН ограждаются, красными флажками, а в темное время суток – световыми сигналами и освещаются фонарями напряжением не более 12 В с уровнем взрывозащиты, соответствующим категории и группе взрывоопасной смеси, включение и выключение которых должно производиться вне взрывоопасной зоны.

Вблизи производства аварийных работ постоянно находится пожарный автомобиль пенного тушения или цистерна (емкость) вместимостью не менее 1500 л, заполненная водопенным раствором, и 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 в воздухе. При появлении явных признаков увеличения концентрации паров, а также при резком изменении погодных условий (изменении направления ветра, повышение температуры, уменьшение облачности и т.п.) проводятся дополнительные замеры концентрации паров.

Пробы воздуха отбираются у кромки пятна РН на высоте 1м от поверхности воды (почвы).

В случае использования при аварийных работах технических средств и оборудования, ограниченных по применению во взрывоопасных средах, в зоне РН необходимо наряду с определением концентрации паров вещества производить отбор проб и определять температуру вспышки паров вещества.

При температуре вспышки паров вещества 61°C и ниже допускается применение только оборудования взрывозащищенного исполнения и инструментов, изготовленных из материалов, исключающих образование искр при ударах.

При возникновении пожара в период ликвидации РН руководителем тушения пожара является прибывшее на пожар старшее оперативное должностное лицо ДПД, ПЧ.

#### *Безопасность труда*

Основным направлением работ по обеспечению безопасности труда персонала должно быть планомерное осуществление комплекса организационных и технических мероприятий, обеспечивающих создание здоровых и безопасных условий труда и поддержание порядка при проведении работ по ЛРН. При планировании и производстве работ должны учитываться специфика производства и опасные свойства компонентов опасного вещества:

- токсичность;
- испаряемость;
- способность электризоваться;
- взрывоопасность;
- пожароопасность.

Весь персонал распределяется в рабочие группы. В каждой группе назначается руководитель группы, отвечающий за состояние безопасности труда на вверенном ему участке работ. Персонал, выполняющий работы по ликвидации РН, должен знать основные свойства опасного вещества и химических препаратов для ликвидации разливов, должен быть обучен безопасным приемам работы с ними, приемам оказания первой помощи, приемам использования средств пожаротушения и средств индивидуальной защиты.

Участники работ должны быть ознакомлены с особенностями местности, расположением технических средств, средствами связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи.

Перед началом работ по ликвидации РН проводится анализ воздушной среды. В случае концентрации паров опасного вещества в воздухе свыше предельно допустимой концентрации (ПДК) работа в этой зоне без средств защиты органов дыхания не допускается.

Все участники работ обеспечиваются спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми средствами индивидуальной защиты.

Спецодежда и другие средства индивидуальной защиты, применяемые при операциях ЛРН, должны иметь сертификат соответствия. Запрещается пользоваться защитными средствами, инструментами, оборудованием и предохранительными приспособлениями в случае, если они неисправны, не прошли проверку или отработали

срок службы.

Открытые горловины резервуаров, ямы и другие опасные места ограждаются надежными поручнями.

Запрещается перевозить людей в непригодных для этого транспортных средствах.

Запрещается использовать этилированный бензин как растворитель для мытья рук, очистки одежды, деталей механизмов и инструмента.

Применение сорбентов, растворителей, моющих средств должно осуществляться в соответствии с инструкциями по их применению.

Работы по сбору нефтепродуктов, газового конденсата в ночное время, как правило, не производятся, но вспомогательные работы (разгрузку нефтесборщиков, транспортировку и т.п.) целесообразно выполнять круглосуточно, поэтому предусматриваются меры безопасности труда в ночное время (освещения, охрана).

#### **2.2.8 Организация мониторинга за состоянием окружающей природной среды, порядок уточнения обстановки в зоне ЧС(Н)**

Экологический мониторинг – это система долговременных наблюдений, оценки, контроля и прогноза состояния и изменения компонентов окружающей природной среды в результате ЧС(Н) на территории производственных объектов.

Наблюдение за компонентами окружающей природной среды во время ЧС(Н) осуществляется в пунктах мониторинга, расположенных с учетом влияния источников загрязнения аккредитованной химико-аналитической лабораторией (ХАЛ). Мониторинг обстановки на объекте возложен на сменный персонал, который обеспечивает наблюдение и контроль над состоянием технологических схем и технических средств, используемых в процессе. Мониторинг обстановки окружающей среды до и во время ЧС(Н) возложен на специалистов ХАЛ.

Мониторинг почв предназначен для выявления изменений, происходящих на объекте в период эксплуатации, во время ЧС(Н). Оценка состояния земель выполняется путем анализа наблюдений и сравнения полученных показателей с нормативными документами. Мониторинг земель ведется сотрудниками ХАЛ.

Объектами мониторинга почв является место РН на территории ОПО. Для определения степени, глубины и площади загрязнения нефтепродуктами, газовым конденсатом почв ведется устройство шурфов с шагом 100 м с помощью ручного бура. При осмотре зоны загрязнения ответственный руководитель работ (или его помощник, входящий в состав оперативной группы, выезжающей к месту разлива) составляет ситуационный план локализации и ликвидации РН, выполненный от руки, с нанесением

участков нефтяного загрязнения, обозначением их площади, а также условий, в которых происходит распространение опасного вещества: особенностей грунта, рельефа местности, типа растительности, а также предполагаемой расстановки технических средств и указанием наиболее удобных подъездных путей для их доставки. Ситуационный план ликвидации РН корректируется ежедневно.

Мониторинг почв включает регулярные наблюдения за состоянием почв (химические показатели: нефтепродукт, газовый конденсат, общая минерализация, хлориды, сульфаты водной вытяжки, рН водной вытяжки).

Одновременно с проведением почвенного мониторинга рекомендуется осуществлять наблюдение за состоянием растительности – биологический мониторинг.

Мониторинг атмосферы в зоне ЧС(Н) предусмотрен в связи с постоянными выбросами в период ЛЧС(Н). При аварийной ситуации проводится непрерывное слежение за уровнем загрязнения воздуха.

В отличие от необходимости контроля над содержанием нефтепродукта, газового конденсата в почве и воде, суммарное определение этих приоритетных загрязнений в воздухе не столь актуально.

Контроль воздушной среды на открытых ремонтных площадках, на устьях добывающих скважин осуществляется переносными газоанализаторами, предназначенными для контроля многокомпонентных смесей, в соответствии с графиком, утвержденным в установленном порядке.

Наблюдение за состоянием атмосферного воздуха в приземном слое атмосферы в зоне ЧС(Н) (контроль загазованности) осуществляется персоналом ФГЗ ЗАО «Пургаз» с помощью газоанализаторов. Пробы воздуха отбираются у кромки пятна разлива опасного вещества на высоте 1 м от поверхности почвы (воды) на расстоянии не менее 0,5 м от кромки его пятна пробоотборником, укрепленного на шесте. При этом допускается применение только оборудования взрывозащищенного исполнения и инструментов, изготовленных из материалов, исключая образование искр при ударах. Лица, участвующие в отборе пробы, должны быть в противогазах. Пробы отбираются по периметру пятна не менее чем в трех точках. Результаты заносятся в специальный журнал.

Задачей мониторинга подземных вод является выявление областей загрязнения подземных вод в результате ЧС(Н), путем поступления нефтепродукта, газового конденсата в водоносные горизонты; осуществление контроля над состоянием подземных вод на основе систематических режимных наблюдений (гидрохимические исследования).

Объектом мониторинга подземных вод является первый от поверхности водоносной горизонт (грунтовая вода). Для выявления областей и степени загрязнения грунтовых вод предусматривается устройство наблюдательных скважин для контроля и

проведения гидрогеологических исследований. Местоположение скважин учитывает направление потока грунтовых вод: выше (фон) и ниже по потоку грунтовых вод для учета нефтезагрязнения. Глубина скважин соответствует зоне водоносного горизонта. Отбор проб грунтовых вод производится 2 раза в год в период максимального (май-июнь) и минимального (март-апрель) уровней.

Технологический мониторинг включает в себя контроль над непрерывной работой и техническим состоянием площадок задвижек. Обследование состояния оборудования и трубопроводов осуществляется по возможности (в зависимости от обстановки) и при необходимости.

Полный мониторинг оборудования и трубопроводов выполняется после ликвидации аварийной ситуации с целью определения состава сил и средств для восстановительных мероприятий.

Основными показателями мониторинга является содержание нефтепродукта, газового конденсата в средах и площадях загрязнения.

Таблица 2.2.8.1 – График отбора проб

Место отбора проб	1 день							2 день							3 день						
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Содержание воды в нефтепродукте:																					
в нефтесборщике					+		+						+						+		
в сборной емкости					+		+						+						+		
Содержание нефтепродукта в воде:																					
ниже 5 метров от дублирующего БЗ					+		+		+		+		+		+		+		+		+
Содержание углеводородов в воздухе, температура вспышки:																					
у кромки пятна разлива нефтепродукта					+		+		+		+		+		+		+		+		+
у берега в направлении распространения загазованности					+		+		+		+		+		+		+		+		+

### 2.2.9 Документирование и порядок учета затрат на ЛЧС(Н)

КЧС и ОПБ организации совместно с представителями контролирующих органов должна составить акт об экологическом последствии разлива нефтепродуктов, газового конденсата, где должен быть указан размер ущерба окружающей среде, водным биологическим ресурсам, отраслям хозяйства. Оценка ущерба от разлива нефтепродуктов, газового конденсата производится согласно РД 03-496-02 «Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах» (Приложение 4-Р).

Срок представления отчетности по ЛЧС(Н) не должен превышать 30 суток по окончании ликвидации ЧС(Н). Отчет о проделанной работе представляется КЧС и ОПБ в порядке, установленном постановлением Правительства от 15 апреля 2002 г. № 240 и приказом МЧС от 28 декабря 2004 г. № 621.

Отчет по ликвидации ЧС(Н) должен содержать:

- аннотацию (сведения об источнике ЧС(Н), развитии ЧС(Н), ее трансформации, принятии решения о начале, временном и окончательном прекращении операции по ликвидации ЧС(Н));
- сведения о причинах, обстоятельствах и последствиях ЧС(Н) для населения, окружающей среды и объектов экономики;
- описание и оценку действий виновника загрязнения;
- оценку действий органов управления и сил при ликвидации ЧС(Н), а также организации применения специальных технических средств;
- данные о затратах на ликвидацию ЧС(Н), включая расходы на локализацию, сбор, утилизацию нефтепродукта, газового конденсата и последующую реабилитацию территории, возмещение ущерба окружающей среде;
- результаты определения уровней остаточного загрязнения территорий;
- информацию о состоянии технологического оборудования;
- предложения по совершенствованию технологий выполнения работ;
- рекомендации по предотвращению возникновения подобных источников ЧС(Н), приемам и технологиям ЛЧС(Н);
- указания на необходимость внесения изменений и дополнений в Планы ЛРН и Календарные планы Организации;
- акты технического расследования фактов разлива нефтепродуктов, газового конденсата;
- топографическую карту участка местности с нанесением мест разлива нефтепродуктов, газового конденсата и границ (площади) загрязнения с привязкой к основным объектам инфраструктуры лицензионного участка недр, с указанием: источника разлива, точки (места) разлива на данном объекте;

- расчеты потерь опасного вещества, попавших в окружающую среду вследствие аварии;
- описание и оценку действий органов управления при устранении источника утечки, локализации и ликвидации последствий разливов нефтепродуктов, газового конденсата;
- оценку эффективности сил и специальных технических средств, применяемых в ходе работ по ликвидации разливов нефтепродуктов, газового конденсата, в том числе принятые меры по ликвидации последствий разливов, включая откачку и сбор опасного вещества, обваловку грунтом загрязненного участка, обработку реабилитируемой территории биосорбентами, бакпрепаратами, отсыпку загрязненного участка торфом;
- затраты на проведение работ по ликвидации разливов нефтепродуктов, газового конденсата, включая расходы на локализацию, сбор, утилизацию опасного вещества и последующую реабилитацию территории, в том числе объем собранных нефтепродуктов, газового конденсата при ликвидации последствий разлива;
- уровень остаточного содержания опасного вещества в почвах территорий после выполнения работ по ликвидации разливов нефтепродуктов, газового конденсата, подтвержденный результатами химико-физического анализа;
- состояние технологического оборудования организации, наличие предписаний надзорных органов об устранении недостатков его технического состояния, нарушений норм и правил промышленной безопасности;
- предложения по дополнительному оснащению формирований (подразделений) организации и профессиональных аварийно-спасательных формирований (служб);
- иные сведения, предусмотренные федеральным законодательством.

К отчету должны прилагаться результаты фактического выполнения мероприятий организациями с обоснованием причин невыполнения мероприятий, если таковые имеют место.

Дополнительно к отчету организации должны представлять информацию по всем авариям и их последствиям за прошедший календарный год по каждому ОПО.

По окончании операций по ЛЧС(Н) оформляется исполнительно-техническая документация, представленная в таблице 2.2.9.1.

Таблица 2.2.9.1 – Оформляемая документация

№ пп	Перечень документов	Ответственный за подготовку	Кому направляется
1	Справка-расчет о вылившемся и собранном нефтепродукте, газовым конденсате	Заместитель председателя КЧС и ОПБ	Председатель КЧС и ОПБ
2	Справка о вывозе загрязненного грунта на место его утилизации	Заместитель председателя КЧС и ОПБ	Председатель КЧС и ОПБ
3	Заводские сертификаты на трубы, фасонные изделия, арматуру, электроды	Заместитель председателя КЧС и ОПБ	Председатель КЧС и ОПБ

№ пп	Перечень документов	Ответственный за подготовку	Кому направляется
4	Акты входного контроля материалов и оборудования	Заместитель председателя КЧС и ОПБ	Председатель КЧС и ОПБ
5	Акты заключения на электросварочные работы	Заместитель председателя КЧС и ОПБ	Председатель КЧС и ОПБ
6	Акты на проверку герметичности и испытания оборудования после ремонта	Заместитель председателя КЧС и ОПБ	Председатель КЧС и ОПБ
7	Акт окончательного расследования аварии (инцидента)	КЧС и ОПБ	Председатель КЧС и ОПБ
8	План работ по выполнению мероприятий устранения последствий после ликвидации аварии	Заместитель председателя КЧС и ОПБ	Председатель КЧС и ОПБ

Формы предоставления отчетов представлены в Приложении 3-Р.

### **III Ликвидация последствий Чрезвычайных ситуаций, обусловленных разливами нефтепродуктов, газового конденсата**

#### **3.1 Ликвидация загрязнений территорий**

##### **3.1.1 Материально-техническое обеспечение**

Материально-техническое обеспечение заключается в организации своевременного и полного снабжения объекта пожарным инвентарём, пожарным оборудованием, средствами индивидуальной защиты, связью, приборами, медикаментами и подменной одеждой, обувью при ликвидации чрезвычайной ситуации.

Материально-техническое обеспечение работ по ликвидации загрязнений территорий осуществляется средствами ЗАО «Пургаз».

Сведения об организации материально-технического обеспечения работ по ЛЧС(Н) приведены в разделе 2.2.5 настоящего Плана ЛРН.

##### **3.1.2 Технологии и способы сбора разлитого нефтепродукта, газового конденсата и порядок их применения**

Сбор пролитого нефтепродукта, газового конденсата производится сразу же после завершения работ по локализации разлива. Сбор (откачка) разлива осуществляется с использованием нефтесборного оборудования.

###### *Сбор нефтепродукта, газового конденсата с грунтовой поверхности*

Сбор нефтепродукта, газового конденсата с грунтовой поверхности производится откачкой с помощью вакуумной установки, нефтесборщика, мотопомпы. Нефтезагрязненный грунт (глубина просачивания нефтепродукта 0,1 м) собирается с помощью погрузчиков экскаваторов, бульдозеров, трактора, автогрейдера и вывозится самосвалами на утилизацию. Еще одним из способов удаления нефтепродукта, газового конденсата в теплый период времени является промывка нефтезагрязненной территории водой.

###### *Сбор нефтепродукта поверхности водоемов*

Сбор нефтепродукта с поверхности акватории осуществляется нефтесборщиками.

Собранная смесь нефтепродукта с водой предварительно отстаивается в отстойнике нефтесборщика. Нефтепродукт и вода из отстойника выкачиваются насосом нефтесборщика. Нефтепродукт откачивается в автоцистерны. Регулировка производительности сбора нефтепродукта, отстоя и выкачки производится в соответствии с инструкцией по эксплуатации нефтесборщика.

Одновременно с работой по сбору нефтепродукта на воде проводятся работы по очистке берега водоема от замазученного грунта с помощью передвижных насосов в емкость временного хранения и автоцистерны. Технология сбора разлитого

нефтепродукта с поверхности водоема приведена на рисунке 3.1.2.1. Собранный нефтепродукт вывозится автоцистернами.



Рисунок 3.1.2.1 – Сбор разлитого нефтепродукта с поверхности водоема.

#### *Сбор нефтепродукта с поверхности болот*

Очистка поверхности болота от остатков нефтепродукта осуществляется путем его смыва с поверхности болота.

Метод смыва нефтепродукта заключается в следующем: гидромонитором, поливомоечной машиной или другими техническими средствами, обеспечивающими подачу воды под давлением, вода подается из ближайшего источника по направлению к месту аварии или повреждения. Вода с нефтепродуктом собирается в приемке, устроенном на границе разлитого нефтепродукта, откуда откачивается в котлован или обвалование. Нефтепродукт при помощи передвижных насосов закачивается в автоцистерны и перевозится в резервуарный парк ближайшей производственной площадки.

#### *Технология и способы сбора нефтепродуктов в зимнее время*

Сбор нефтепродукта в снежном покрове осуществляется по технологии срезания загрязненного грунта. Снег бульдозером или автогрейдером сталкивается в кучи или формируется в валки, грузится в транспортное средство и вывозится на полигон по его утилизации.

Загрязненный нефтепродуктом поверхностный слой снега сгребается экскаваторами, загружается в самосвалы и транспортируется на полигон утилизации нефтяных отходов.

Характер нефтяного загрязнения в ледовых условиях имеет свои особенности. Отмечено, что лед препятствует распространению нефтепродуктов. Установлено, что он способен поглощать до - 20% нефтепродукта. Нефтепродукт на ледяной поверхности сгоняется ветром в лужи, а нефтепродукт, попавший под лед, так же собирается в одно

или несколько полей, не имеющих тенденций к распространению.

Сбор нефтепродукта, находящейся на обледенелой поверхности, производится следующим образом. Нефтепродукт из луж отсасывают при помощи вакуумных приемников в передвижные емкости или цистерны. После уборки нефтяных луж поверхность льда очищается горячей водой, подаваемой из специальных агрегатов (парогенератор с насосной установкой или другая техника), отмытый нефтепродукт с водой также собирают с помощью вакуумных нефтесборщиков.

Сбор нефтепродукта, находящегося подо льдом, производят следующим образом. Над зоной загрязнения во льду делаются прорубки или каналы, через которые нефтепродукт собирается при помощи передвижных насосных агрегатов или вакуумных приемников.

При ликвидации разливов в ледовых условиях для сбора нефтепродукта с поверхности воды, свободной ото льда (полюнья, разводья и т.п.), следует использовать переносные нефтесборные средства, работающие от вакуумных автоцистерн или автономные вакуумные системы с обогревом, шнековые нефтесборщики и сорбенты.

Одновременно с ликвидацией нефтяного загрязнения в зоне транзита нефтепродукта, производятся работы по поиску неподвижных пятен нефтепродукта. Поиск зон отстоя ведётся в следующей последовательности:

– границы отстоя нефтепродукта переносятся в натуру с плана эюр подлёдных скоростей геодезическими методами и закрепляются сигнальными вехами;

– на ледяном покрове в зоне отстоя нефтепродукта размечают поперечники через каждые 20 м, на которых через каждые 5 м бурят скважины и отмечают отсутствие или наличие в ней нефтепродукта.

При бурении скважин рационально измерять в них подледные скорости течения. Облегчить нахождение мест концентрации нефтепродукта под ровным (прозрачным льдом) можно установкой подводных фонарей и очисткой льда от снега. В некоторых ситуациях, наиболее эффективным способом является подводный (водолазный) осмотр.

После обнаружения зон отстоя нефтепродукта, приступают к их ликвидации. Для этого используют подлёдные волокуши – пневматические боны, из высокопрочного материала рассчитанные на рабочее давление не менее 15 кПа, что обеспечивает прилегание бона к нижней поверхности льда. Боны вводятся под ледяной покров и протягиваются под ним в сторону ловчей майны. При движении они захватывают нефтепродукт и перемещают его в майну, откуда она удаляется при помощи нефтесборщиков. Работы по локализации неподвижного нефтепродукта выполняется в следующей последовательности:

– на льду размечают будущие коридоры движения и ловчей майны по ширине,

меньше длины бонов;

– прорезают параллельные прорезы или две небольшие майны в начале движения и ловчую майну – в конце;

– с помощью длинных шестов заводят между майнами веревку от одного из концов волокуши;

– заводят волокушу под лёд;

– с помощью длинных шестов заводят веревки от волокуши ловчей майне;

– боны перемещают в сторону майны, сдвигая нефтепродукт по нижней поверхности в сторону.

#### *Сбор нефтепродукта с поверхности суши*

После восстановления поврежденного участка трубопровода нефтепродукт из емкости временного хранения и автоцистерн закачивается в отремонтированный трубопровод передвижными насосными агрегатами или перевозится автоцистернами в резервуарный парк ближайшей производственной площадки.

Закачка нефтепродукта в трубопровод производится через специально подготовленную обвязку с задвижкой с обратным клапаном. Обвязка предварительно спрессовывается на рабочее (проектное) давление трубопровода. После закачки задвижка демонтируется по специальной технологии. Разрешается оставлять задвижку, но в этом случае она должна быть заглушена, заключена в колодец (или ограждение), у которого выставляется постоянный предупредительный знак.

Далее осуществляется сбор грунта, пропитанного нефтепродуктом, путем снятия верхнего загрязненного слоя грунта. Параллельно могут производиться работы по уменьшению количества нефтепродукта, впитавшейся в грунт.

### **3.1.3 Организация временного хранения собранных нефтепродуктов, газового конденсата и отходов, технологии и способы их утилизации**

Проведение операций по ЛРН непременно сопровождается созданием всевозможных отходов и аккумулярованием собранных нефтепродуктов, газового конденсата в специально предназначенных для этого местах. Очень часто количество отходов может значительно превышать объем разлитого нефтепродукта, газового конденсата. Поэтому важное значение следует уделять управлению отходами, так как грамотное управление отходами и собранными нефтепродуктами позволяет снизить стоимость ликвидации последствий аварий.

Функция организации сбора, временного хранения, транспортировки, образующихся в результате аварий инцидентов, возложена на звено ФГЗ.

В результате проведения мероприятий по ЛРН образуются твердые

производственные отходы, классифицируемые как отходы 3-го и 4-го классов опасности. При хранении не допускается смешение отходов различного класса опасности.

В зависимости от характера аварии и от местных условий для временного хранения собранного нефтепродукта, газового конденсата используются следующие сооружения и емкости:

– свободные емкости, при отсутствии свободного резервуара происходит освобождение неповрежденной емкости от нефтепродукта путем откачки нефтепродукта в трубопроводную систему;

- емкости для временного хранения нефтепродуктов, газового конденсата;
- разборные емкости;
- контейнеры ЛРН;
- автоцистерны.

Образующиеся в результате производственной деятельности ЗАО «Пургаз» нефтезагрязненные отходы накапливаются в местах временного хранения на производственных площадках с последующим вывозом на полигон твердых бытовых отходов, расположенный на территории Губкинского газового месторождения в Пуровском районе ЯНАО (Приложение 10-О).

Вывоз и утилизация нефтезагрязненного грунта, отходов будут производиться собственными силами и средствами. ЗАО «Пургаз» имеет лицензию на осуществление деятельности по обезвреживанию и размещению отходов I-IV классов опасности (Приложение 10-О).

### **3.1.4 Технологии и способы реабилитации загрязненных территорий**

После сбора РН с грунтовой поверхности необходимо провести рекультивацию и реабилитации земель и загрязненных участков.

Ликвидация экологических последствий РН и реабилитация залитых нефтепродуктами земель включает в себя следующие мероприятия:

- обследование объекта очистки;
- картографирование и фотографирование;
- отбор проб, уточнение площади и объема загрязнения;
- анализ почвы на содержание нефтепродуктов;
- создание проекта рекультивации нефтезагрязненных земель.

Определяющими параметрами при выборе методов реабилитации нефтезагрязненных площадей являются:

- состав разлитого нефтепродукта;
- поведение нефтепродукта в открытой окружающей среде;

- рельеф поверхности загрязнения;
- структура подстилающего слоя, грунты;
- погодные-климатические условия по времени года;
- требование минимизации повреждающего влияния на растительный покров (слой почвы);
- уровень качества сбора нефтепродукта с подстилающей поверхности;
- объем остаточной замазученности на микрорельефе и растительности;
- размеры проникновения нефтепродуктов в подстилающую поверхность и грунты.

Рекультивация нефтезагрязненных земель должна производиться с учетом местных почвенно-климатических условий, степени повреждения, ландшафтно-геохимической и геобиоценопотической характеристики загрязненной среды конкретного участка.

Для снижения размеров ущерба природной среде реабилитации нефтезагрязненной территории, должны осуществляться в три этапа:

#### *1. Подготовительный этап*

– направлен на создание оптимальных условий для использования техники и предотвращения повторного загрязнения участка, что достигается устройством обваловки разлива или установкой боновых заграждений, очисткой от мешающего работе захламления, доочисткой от свободного нефтепродукта, корректировкой гидрологического режима.

#### *2. Агротехнический этап*

– направлен на стимуляцию микробиологического разложения нефтепродукта (фрезерование, известкование, внесении минеральных удобрений и т. д.) и создание слоя почвы с благоприятными для биологической рекультивации свойствами.

##### *1.) Фрезерование почвы* решает одновременно несколько задач:

- резко снижает концентрацию нефтепродукта в верхних слоях почвы путем разбавления более чистым грунтом из нижних горизонтов;
- увеличивает поверхность соприкосновения остаточных нефтепродуктов с биологически активной средой;
- улучшает водно-воздушный режим почв;
- позволяет распределить равномерно по пахотному слою почвы, вносимые минеральные удобрения и известь.

С экологической точки зрения глубина фрезерования выбирается пропорционально уровню загрязнения. Максимальная глубина (30 см) принимается для

уровня загрязнения - 20 кг/м. С уменьшением уровня загрязнения пропорционально снижается и глубина перемешивания почвы.

Дискование и плужная вспашка по всем перечисленным выше параметрам намного уступают фрезерованию, значительно удлиняют сроки разложения нефтепродукта и могут применяться лишь в исключительных случаях.

2.) Известкование почвы применяется на кислых почвах, имеющих рН менее - 5,5, для доведения реакции почвенной среды до близкой к нейтральной или слабощелочной (рН - 6-8). Оно улучшает физические свойства почвы, облегчает потребление микроорганизмами элементов минеральных удобрений, снижает подвижность токсичных веществ нефтепродукта и продуктов ее распада, нейтрализует накапливающиеся органические кислоты.

Известкование является неременным условием эффективного применения минеральных удобрений и поддержания на - максимальном уровне активности нефтеокисляющей микрофлоры. Через 2-3 месяца после внесения известковых материалов повторно определяют кислотность почвы - если рН солевой вытяжки меньше - 5,4 проводят повторное известкование.

3.) Внесение минеральных удобрений предполагает обеспечение нефтеокисляющих микроорганизмов и трав мелиорантов усвояемыми формами азота, фосфора, калия и требуется практически на всех почвах таежной зоны.

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.

При первом, внесении предпочтение отдается удобным в применении комплексным удобрениям, содержащим азот, фосфор и калий в доступной для быстрого усвоения микроорганизмами форме с минимальным количеством нитратного азота. Рекомендуется для применения нитроаммофоска, карбаммофоска, фоксамид, нитроаммофос в смеси с калием хлористым.

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 нефти, что требует проведения дополнительной подкормки минеральными удобрениями.

4.) Орошение азрированной водой. На участке устраивается коллекторная система канавок, обеспечивающая сток воды и нефтепродуктов в специальные водонефтеприемники, из которых вода, обогащенная кислородом и элементами

минерального питания, необходимыми для нефтеокисляющих микроорганизмов, снова возвращается на участок по шлангам и садовым разбрызгивателям либо с помощью дальнеструйных тракторных установок, а нефтепродукт собирается нефтесборщиками.

Непрерывное или периодическое орошение азрированной водой в комплексе с внесением извести и минеральных удобрений значительно ускоряет микробиологическое окисление нефтепродукта.

5.) Создание искусственного микрорельефа из чередующихся микроповышений (гребней) и микропонижений (борозд) рекомендуется на переувлажненных болотных почвах, где процесс биодegradации нефтепродукта тормозится плохой аэрацией, низкими температурами, высокой кислотностью торфа.

За счет увеличения площади поверхности почвы ускоряется испарение легких фракций нефтепродуктов, улучшение аэрации и прогреваемости торфа создает в микроповышениях оптимальные условия для аэробных нефтеокисляющих бактерий и высших растений. Высейнные по микроповышениям травы застрахованы от вымокания в паводковый период.

Бороздование лучше ориентировать поперек поверхностного стока и проводить после фрезерной обработки почвы с помощью культиваторов, или фрез.

6.) 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 аборигенных микроорганизмов или промышленных бактериальных препаратов принимается после исследования почв на активность содержащейся в ней нефтеокисляющей микрофлоры.

Для использования промышленных бак. препаратов необходима разрешительная документация, в составе которых должны присутствовать:

- гигиенический сертификат;
- технические условия;
- инструкция по применению.

### *3. Биологический этап*

– направлен на восстановление плодородия нарушенных земель. На этом этапе предусматривается два направления работ по деградации нефтепродукта и улучшению агрофизических свойств почвы - фитомелиоративное и агротехническое стимулирование почвенной углеводородокисляющей микрофлоры, формирование устойчивых травостоев или посадок древесных культур.

1) Фитомелиорация. Как завершающий этап реабилитации фитомелиорация загрязненной территории является показателем качества проведения рекультивации

земель, служит снижению концентрации углеводородов в почве до допустимых уровней и способствует созданию устойчивого травостоя из аборигенных или сеяных многолетних трав, адаптированных к соответствующим почвенно-гидрологическим условиям и способных к длительному произрастанию на данной площади.

Травянистые растения улучшают структуру, увеличивают воздухопроницаемость почв, поглощают мутагенные, канцерогенные и другие биологически опасные продукты распада нефтепродукта, препятствуют вымыванию из рекультивируемого слоя почвы элементов минерального питания.

Мероприятия по реабилитации загрязненных земель проводятся согласно планов-графиков, разрабатываемых с учетом специфики конкретных обстоятельств произошедшей аварии. В таблице 3.1.4.1 представлен примерный план – график работ по рекультивации загрязненных нефтепродуктами земель.

Таблица 3.1.4.1 – План-график проведения рекультивации загрязненных нефтепродуктами земель (пример)

№ п/п	Наименование мероприятий	Срок выполнения	Ответственный исполнитель	Привлекаемые тех. средства и персонал
I	Подготовительный этап			
1	отбор проб почвы на содержание нефтепродукта и pH;	1 месяц (май)		
	отбор проб почвы для определения активности аборигенной нефтеокисляющей микрофлоры;			
	составление схемы коммуникаций участка (нефтепроводы, водоводы, газопроводы, линии электропередач, линии связи) с привлечением представителей соответствующих служб;			
	установка аншлагов на действующих коммуникациях, определение мест заезда на участок техники; при необходимости пересечения действующих трубопроводов согласование мест переезда трубопроводов и устройств переезда с соответствующими службами;			
	натурное обследование загрязненного участка: определение характера загрязнения, глубины проникновения нефтепродукта в почву, захламления порубочными остатками, металлломом, бытовым мусором, наличия на участке леса, сухостоя, пней, водных поверхностей со свободным опасным веществом (канавы, лужи, озера), состояния живого напочвенного покрова, проходимости участка для техники;			

№ п/п	Наименование мероприятий	Срок выполнения	Ответственный исполнитель	Привлекаемые тех. средства и персонал
2	составление схемы участка и его описания по результатам обследования, определение ориентировочной площади;			
	По результатам обследования:			
	определение необходимости, нормы и технологии внесения минеральных удобрений и известняковых материалов;			
	определение необходимости, нормы и технологии внесения биодеструктора нефтепродукта;			
	определение объема мероприятий по подготовке участка к рекультивации: сбор опасного вещества с водных поверхностей, отмывка участков с сильным загрязнением нефтепродуктами, расчистка от захлamlений, устройство переездов через трубопроводы и подъездов на участок;			
	расчет необходимого количества материалов для проведения комплексной рекультивации: удобрений, раскислителей, биодеструктора, торфа, семян;			
	определение необходимых типов техники для обработки почвы: типов болотоходной техники, почвообрабатывающих орудий и т.д.;			
3	разработка схемы движения болотоходной техники.			
	Оформление необходимых разрешительных документов на производство работ. Проведение инструктажей по ТБ в производящих работы бригадах, ознакомление механизаторов и бригадиров с проходящими по участку коммуникациями.			
II	Работы по подготовке участка к рекультивации			
1	уборка мусора;	1 месяц (июнь)		
	расчистка участка от сухостоя, мелколесья, валежника, пней и порубочных остатков;			
	устройство заездов на участок;			
III	Рекультивация участка			
1	отмывка наиболее загрязненных фрагментов от свободного опасного вещества мотопомпой с откачкой отмытого опасного вещества;	2-3 месяца (июнь-август)		
	фрезерование по разработанной схеме движения с одновременным внесением удобрений, известняковых материалов и			

№ п/п	Наименование мероприятий	Срок выполнения	Ответственный исполнитель	Привлекаемые тех. средства и персонал
	биодеструктора			
	обработка наиболее загрязненных фрагментов участка водной суспензией аборигенного биодеструктора с одновременным внесением раствора минеральных удобрений с использованием мотопомпы, передвижных емкостей;			
	посев смеси многолетних трав и овса;			
	ручная доработка необработанных техникой мест (края участка, охранные зоны действующих трубопроводов, берега канав, водоемов, межтрубные пространства) – рыхление почвы, внесение удобрений и раскислителя, мульчирование торфом, подсев семян трав, посадка аборигенной растительности).			
IV	Сдача участка			
1	Отбор проб на содержание нефтепродукта после рекультивации	1-2 месяца (август-сентябрь)		
2	Подготовка и сдача участка надзорным органам			

## 3.2 Восстановительные мероприятия

### 3.2.1 Порядок обеспечения доступа в зону ЧС(Н)

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, оборудованному в соответствии с требованиями правил пожарной безопасности. Контроль доступа персонала и транспорта осуществляет начальник службы общественного порядка.

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 ответственного руководителя работ, а после прибытия – руководителем тушения пожара.

Боевые расчеты государственной противопожарной службы и автомобили аварийных служб при происшествии аварийной ситуации на объекты ЗАО «Пургаз» пропускаются в зону ЧС(Н) беспрепятственно, а при отсутствии каких-либо происшествий на общих основаниях, по пропускам и сопроводительным документам. При этом транспорт и средства ЛРН, с двигателями внутреннего сгорания, должны быть оборудованы искрогасителями.

Места РН ограждаются, красными флажками, а в темное время суток - световыми сигналами и освещаются фонарями напряжением не более 12 вольт, с уровнем взрывозащиты, соответствующим категории и группе взрывоопасной смеси.

Границы газоопасной зоны устанавливаются руководителем работ по ликвидации РН на основании результатов контроля загазованности воздуха. По ее периметру, в том числе вблизи населенного пункта, производственных объектов, на пересечениях с автомобильными, пешеходными и железными дорогами, устанавливаются предупредительные знаки.

Количество предупредительных знаков выбирается из расчета их видимости с любой точки периметра опасной зоны.

В газоопасной зоне запрещается проводить любые работы, не связанные с ликвидацией аварийной ситуации.

Перед началом работ ответственный руководитель работ:

- принимает меры по установке предупреждающих знаков на подходе к участку РН, по ограждению места РН красными флажками, а в темное время световыми сигналами и по освещению участка РН, другие меры, предусмотренные планом ликвидации;

- вводит запрет на допуск в опасные зоны посторонних лиц и транспортных средств, не принимающих участия в ликвидации РН;

- вводит режим допуска на территорию газоопасных зон персонала и техники, участвующих в ЛРН;

- определяются газоопасные и пожароопасные зоны на объектах;

- о пожароопасной обстановке оповещается персонал предприятия, который может оказаться в опасных зонах;

- уточняется порядок ввода особого противопожарного режима, условия и маршруты эвакуации населения и персонала с территории, оказавшейся в опасной зоне;

- осуществляются другие необходимые мероприятия, определенные регламентными документами, разработанными подразделением пожарной безопасности и аварийно-спасательных работ;

- определяются места безопасной расстановки техники, места отдыха и питания работающих.

При необходимости, по согласованию с местными органами самоуправления, вблизи населенного пункта и на пересечении с дорогами дополнительно устанавливаются дежурные посты.

Работники предприятия, расположенных на пути распространения РН, местах прохождения аварийной техники оповещаются об опасности по заранее разработанной схеме (с обходом зданий, сооружений и помещений и дублированием сообщений по радио

и громкоговорящей связи) и, в случае необходимости, эвакуируются временно в безопасное место.

Персонал, техника, другие силы и средства, а также лица незадействованные в проведении операции по ликвидации разлива нефтепродуктов, газового конденсата в зону ЧС(Н) не допускаются.

### **3.2.2 Типовой ситуационный календарный план проведения работ по восстановлению работоспособности поврежденных элементов**

Мероприятия по восстановлению работоспособности поврежденных элементов проводятся в составе работ по ликвидации последствий ЧС(Н).

Наименование мероприятий, сроки исполнения, ответственный за их выполнение, а также необходимое количество сил и средств определяется ответственным руководителем работ.

Календарный план работ по восстановлению работоспособности поврежденных элементов составлен в соответствии с правилами организации мероприятий по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов на территории РФ (постановление Правительства РФ от 15.04.2002 г. № 240) и приложения № 2 к Правилам разработки и согласования Планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов на территории РФ (Приказ МЧС № 621 от 28.12.2004 г.).

Календарный план оперативных мероприятий ЧС(Н) представлен в Приложении 4-О.

### **3.2.3 Организация приведения в готовность к использованию специальных технических средств и пополнение запасов финансовых и материальных ресурсов**

Приведение в готовность к использованию специальных технических средств производится после завершения работ по ЛЧС(Н) по распоряжению ответственного руководителя работ и включает в себя следующие мероприятия:

- ремонт неисправного оборудования, замена на новое;
- запасы инструментов, материалов, песка, использованного в ходе работ по ЛЧС(Н), восстанавливаются за счет резервов ЗАО «Пургаз»;
- закупка средств индивидуальной защиты, использованных огнетушителей.

Восстановление запасов финансовых и материальных ресурсов производится ЗАО «Пургаз» после завершения работ по ЛЧС(Н) по представленным отчетным материалам и на основании обращений получателей средств в КЧС и ОПБ ЗАО «Пургаз».

С окончанием работ по ликвидации аварийной ситуации и её последствий осуществляется приведение в готовность к дальнейшему использованию специальных

технических средств и пополнение запасов финансовых и материальных ресурсов.

Пополнение запасов финансовых и материальных средств производится в соответствии с требованиями постановлений Правительства от 30.12.2003 г. № 794 «О единой государственной системе предупреждения чрезвычайных ситуаций» и от 28.08.1994г. № 989 «О порядке финансирования мероприятий по предупреждению и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций на промышленных предприятиях, строительстве и на транспорте».

Объектовые резервы материальных ресурсов, созданные заблаговременно, своевременно пополняются после ликвидации чрезвычайных ситуаций в целях экстренного привлечения необходимых средств, в случае повторной необходимости и включают транспортные средства, средства связи, строительные материалы, топливо, медицинское имущество, медикаменты, средства индивидуальной защиты и другие материальные ресурсы.

Резервы материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций создаются исходя из прогнозируемых видов и масштабов чрезвычайных ситуаций, предполагаемого объема работ по их ликвидации, а также максимально возможного использования имеющихся сил и средств для ликвидации чрезвычайных ситуаций.

Финансирование расходов по созданию, хранению, использованию и восполнению объектовых резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций осуществляется за счет собственных средств ЗАО «Пургаз».