



Общество с ограниченной ответственностью
«РОСТОВНЕФТЕХИМПРОЕКТ»



Общество с ограниченной ответственностью
«ВОЛГАТЭКИНЖИНИРИНГ»

**РЕКОНСТРУКЦИЯ СКЛАДА ГОТОВОЙ ПРОДУКЦИИ ОПО
№ А39-00045-0002. ВЫПОЛНЕНИЕ КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ ПО
ОТГРУЗКЕ ТЕМНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ПЛОЩАДКЕ
КУОиХТП**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6. Технологические решения

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Волгоград 2023 г.



Общество с ограниченной ответственностью
«РОСТОВНЕФТЕХИМПРОЕКТ»



Общество с ограниченной ответственностью
«ВОЛГАТЭК ИНЖИНИРИНГ»

СОГЛАСОВАНО

Главный инженер

ООО «Ростовнефтехимпроект»

_____ А.Ф.Носков

«__» _____ 2023

**РЕКОНСТРУКЦИЯ СКЛАДА ГОТОВОЙ ПРОДУКЦИИ ОПО
№ А39-00045-0002. ВЫПОЛНЕНИЕ КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ ПО
ОТГРУЗКЕ ТЕМНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ПЛОЩАДКЕ
КУОиХТП**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6. Технологические решения

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Генеральный директор

Главный инженер проекта



В. Д. Зорин

В. Д. Зорин

В. Н. Морозов

В. Н. Морозов

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Волгоград 2023 г.

Содержание

Раздела 6

Обозначение	Наименование	Примечание
ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6	Текстовая часть	1-78
	Приложения	79-174
	Графическая часть	175-196
ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.01	Ведомость графической части	
ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.02	Общая принципиальная схема	
ПИР/РНД 16-23-1сп- ТР6-ГЧ.03	Группа РВС-89...92. Технологическая схема, совмещенная со схемой автоматизации	
ПИР/РНД 16-23-1сп- ТР6-ГЧ.04	Группа РВС-87,88. Технологическая схема, совмещенная со схемой автоматизации	
ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.05	Насосная 12б. Емкость Е-004. Железнодорожная эстакада № 2. Технологическая схема	
ПИР/РНД 16-23-1сп- ТР6-ГЧ.06	Причал № 2. Узел налива темных нефтепродуктов. Технологическая схема, совмещенная со схемой автоматизации	
ПИР/РНД 16-23-1сп- ТР6-ГЧ.07	Схема потоков. Склад готовой продукции (нефтебаза)	
ПИР/РНД 16-23-1сп- ТР6-ГЧ.08	Насосная 12б. План расположения насосной 12б. Масштаб 1:100	
ПИР/РНД 16-23-1сп- ТР6-ГЧ.09	Насосная 12б. План оборудования насосной 12б. Масштаб 1:100	
ПИР/РНД 16-23-1сп- ТР6-ГЧ.10	Емкость Е-004. План расположения Е-004. Масштаб 1:50. План приямка	
ПИР/РНД 16-23-1сп- ТР6-ГЧ.11	План технологических сетей нефтебазы в осях 1-27. Стойки 9а, 16а, 17а (начало)	

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

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-С					
Изм.	Кол. уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Клещук			10.23
Н. контр.		Маркова			10.23
ГИП		Морозов			10.23
Содержание			Стадия	Лист	Листов
			П	1	2
ООО «ВолгаТЭКинжиниринг»					

ПИР/РНД 16-23-1сп- ТР6-ГЧ.12	План технологических сетей нефтебазы в осях 69-73. Стойки 73а-73в (продолжение)	
ПИР/РНД 16-23-1сп- ТР6-ГЧ.13	План технологических сетей нефтебазы в осях 28-68. Сечение 6-6. Узел 1 (продолжение)	
ПИР/РНД 16-23-1сп- ТР6-ГЧ.14	План технологических сетей нефтебазы в осях 74-101. Сечение 9-9. Узел 1 (окончание)	
ПИР/РНД 16-23-1сп- ТР6-ГЧ.15	Сечения 1-1...5-5, 4а-4а...4в-4в	
ПИР/РНД 16-23-1сп- ТР6-ГЧ.16	Сечения 7-7...8а-8а	
ПИР/РНД 16-23-1сп- ТР6-ГЧ.17	Причал № 2. Узел налива темных нефтепродуктов. Схема потоков	
ПИР/РНД 16-23-1сп- ТР6-ГЧ.18	Причал № 2. План технологических сетей узла налива темных нефтепродуктов в осях стоек 1-26. Сечения 1-1, 2-2, 3-3, 4-4. Узлы 1, 2, 3	
ПИР/РНД 16-23-1сп- ТР6-ГЧ.19	Причал № 2. Узел темных нефтепродуктов. Расположение оборудования: стендера У-2/1, насоса НД-05, гидропанели У-2/1. План на отм. 0,000	
ПИР/РНД 16-23-1сп- ТР6-ГЧ.20	Схема грузопотоков	

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-С

Лист

4

3.6 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования , в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов53

3.7 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах54

3.7.1 Характеристика производства по взрывопожароопасности производственного процесса55

3.7.2 Мероприятия по обеспечению взрывопожароопасности.....57

4 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности, перечень всех организуемых постоянных рабочих мест отдельно по каждому зданию, строению и сооружению, а также решения по организации бытового обслуживания персонала58

5 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства, и решений, направленных на обеспечение соблюдения нормативов допустимых уровней воздействия шума и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах и в общественных зданиях.....59

5.1 Перечень мероприятий, направленных на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды и трудового процесса на состояние здоровья работника60

6 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе.....63

6.1 Объекты автоматизации63

6.2 Объем автоматизации63

6.3 Функционирование системы65

6.4 Приборы и средства автоматизации65

6.5 Размещение и монтаж средств автоматизации66

7 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники (по отдельным цехам, производственным сооружениям).....67

8 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду.....68

9 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности69

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Лист

4

10 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов 70

10.1 Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов 71

11 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов 73

12 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности» 75

13 Перечень сокращений и условных обозначений 77

14 Перечень нормативной документации 78

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Лист

5

Приложение А	Письмо от заказчика о предоставлении технических условий на подключение.
Приложение Б	Технические условия на освобождение бачков торцовых уплотнений.
Приложение В	Технические условия на подключение проектируемых трубопроводов (пароспутника) для обогрева трубопроводов к источнику подвода пара.
Приложение Г	Технические условия на подключение к источнику сбора конденсата от пароспутников обогрева трубопроводов.
Приложение Д	Технические условия на подключение проектируемых трубопроводов от насосной 126 к существующим трубопроводам железнодорожной эстакады.
Приложение К	Технические условия на подключение к источнику охлаждающей жидкости при подводе (отводе) к (от) бачкам для торцевых уплотнений.
Приложение Л	Сводная таблица трубопроводов.
Приложение М	Сводная таблица блокировок.
Приложение Н	Гидравлический расчет трубопроводов от РВС 89/92 при наливе на железнодорожной эстакаде № 2 и отгрузке на нефтеналивном причале №2.
Приложение П	Сводная таблица предохранительных клапанов.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №			

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Лист

6

1 Общая часть

Настоящий раздел выполнен на основании технического задания на разработку проектной документации «Реконструкция склада готовой продукции ОПО № А39-00045-0002. Выполнение комплекса мероприятий по отгрузке темных нефтепродуктов на площадке КУОиХТП» и описывает технологические решения по приему, хранению темных нефтепродуктов в резервуарах, наливу темных нефтепродуктов в железнодорожные вагоны-цистерны на железнодорожной эстакаде № 2 и в танкера на причале № 2.

Технические решения, принятые в разделе, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, промышленной безопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

2 Исходные данные

Проектная документация по объекту «Реконструкция склада готовой продукции ОПО №39-00045-0002. Выполнение комплекса мероприятий по отгрузке темных нефтепродуктов на площадке КУОиХТП», разработана в соответствии с Постановлением правительства РФ от 16 февраля 2008 года №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» на основании представленных заказчиком исходных данных:

- Задание на проектирование объекта «Реконструкция склада готовой продукции ОПО №39-00045-0002. Выполнение комплекса мероприятий по отгрузке темных нефтепродуктов на площадке КУОиХТП», утвержденное первым заместителем генерального директора – главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ –Волгограднефтепереработка» П.А. Наумовым (Заказчик);

- Технические условия на подключение проектируемых трубопроводов от насосной 126 к существующим трубопроводам железнодорожной эстакады №2;

- Технические условия на подключение проектируемых трубопроводов (пароспутника) для обогрева трубопроводов к источнику подвода пара;

- Технические условия на подключение к источнику сбора конденсата от пароспутников обогрева трубопроводов;

- Технические условия на освобождение бачков торцевых уплотнений;

- Технические условия на подключение к источнику охлаждающей жидкости при подводе (отводе) к (от) бачкам для торцевых уплотнений;

- Технические условия на водоснабжение и водоотведение;

- Технические условия на автоматизацию насосной №126;

- Технические условия на автоматизацию проектируемого стендера на причале №2;

- Технические условия на электроснабжение насосной №126 и электроприводной арматуры;

- Технические условия на электроснабжение проектируемого стендера на причале №2 и электроприводной арматуры;

- Технические условия на электрообогрев технологических трубопроводов на причале №2;

- Технический отчет по результатам инженерно – геодезических изысканий «Реконструкция склада готовой продукции ОПО №39-00045-0002. Выполнение комплекса мероприятий по отгрузке темных нефтепродуктов на площадке КУОиХТП»;

- Технический отчет по результатам инженерно – геологических изысканий «Реконструкция склада готовой продукции ОПО №39-00045-0002. Выполнение комплекса мероприятий по отгрузке темных нефтепродуктов на площадке КУОиХТП»;

- Технический отчет по результатам инженерно – гидрометеорологических изысканий «Реконструкция склада готовой продукции ОПО №39-00045-0002. Выполнение комплекса мероприятий по отгрузке темных нефтепродуктов на площадке КУОиХТП»;

- Технический отчет по результатам инженерно – экологических изысканий «Реконструкция склада готовой продукции ОПО №39-00045-0002. Выполнение комплекса

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Лист
8

мероприятий по отгрузке темных нефтепродуктов на площадке КУОиХТП».

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Лист
9

3 Проектные решения

3.1 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции

В соответствии с заданием на проектирование документацией предусматривается:

- установка нового стендера на причале №2 для налива темных нефтепродуктов (мазута и топлива RMG-180).
- выполнение трубопроводной переобвязки стендеров и узлов учета №2 и 3 с целью разделения налива темных нефтепродуктов и масел в танкере.
- установка насосной №126 с двумя центробежными насосами для налива темных нефтепродуктов в вагоны-цистерны или танкера и одного зачистного насоса объемного типа.
- выполнение трубопроводной переобвязки участков с запорной арматурой от РВС-89..92 к вновь приобретаемым насосам насосной 126.
- проектирование 2-х участков трубопроводов от насосной №126 к проектируемому стендеру У-2/1.
- разделение коллектора налива мазута железнодорожной эстакады №2 (52 стояка налива) на 2 части по 26 стояков с реализацией зачистки коллекторов налива темных нефтепродуктов.

Данные решения позволят исключить смешение темных нефтепродуктов при перекачке.

Насосная 126 предусмотрена закрытого типа (здание) и включает системы автоматизации, освещения, отопления, приточно-вытяжной вентиляции, охранно-пожарной сигнализации, пожаротушения.

Предполагается строительство зданий и сооружений согласно таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Перечень проектируемых зданий и сооружений

№ по ГП	Наименование по ГП	Примечание
	<u>Причал №2</u>	
1	Узел налива темных нефтепродуктов	
	<u>Нефтебаза</u>	
700	Насосная 126	
701	Емкость Е-004	
702	Блочно модульное здание системы частотного регулирования	
	(БМЗ СЧР) 6 кВ.	
703.1, 703.2	Молниеотводы	

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

							ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6	Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			10

приготовления товарной продукции			резервуары КУОиХТП		
<i>или</i>			<i>или</i>		
Вакуумный газойль от цеха приготовления товарной продукции	520 (568 м3/ч)	100	Вакуумный газойль в резервуары КУОиХТП	520 (568 м3/ч)	100
Итого	520 (568 м3/ч)	100	Итого	520 (568 м3/ч)	100
Загрузка резервуаров 89..92					
Мазут и судовое топливо (РМГ-180) от резервуарного парка темных нефтепродуктов КУОиХТП	995 (1000 м3/ч)	100	Мазут и Судовое топливо (РМГ-180)	995 (1000 м3/ч)	100
Итого	995 (1000 м3/ч)	100	Итого	995 (1000 м3/ч)	100
Примечание:					
.1 1. Материальный баланс построен при температуре продукта 65 °С.					

3.2 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

На основании расчетов для обеспечения технологических параметров процесса и с учетом технологических характеристик выбранного оборудования определена суммарная потребность в основных видах ресурсов на технологические нужды с учетом технического перевооружения.

Основными ресурсами, потребляемыми технологическим оборудованием являются:

- пар водяной;
- электроэнергия.

Для пропарки трубопроводов с нефтепродуктом (мазут, судовое топливо, вакуумный газойль легкий и тд.) перед ремонтом используется водяной пар. Подача водяного пара на ремонтные цели осуществляется из коллекторов водяного пара, лежащих на трассах на территории ПТХН.

Для промывки трубопроводов перед ремонтом используется вода из противопожарного водопровода.

Потребление пара при пропарке осуществляется следующими потребителями, указанными в таблице 3.3

Таблица 3.3 - Потребители пара при пропарке

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6	Лист
							12

Площадка	Необходимость пропарки	Периодичность пропарки	Диаметры пропариваемых труб, оборудования	Время пропарки
Насосная 126 (2 центробежных насоса и 1 поршневой насос)	Да	На период ремонта: 1 раз в год	DN 80	10 мин*
Емкость подземная Е-004	Да	На период ремонта: 1 раз в год	DN 50	10 мин*
Группа РВС 89...92	Да	На период ремонта: 1 раз в год	DN 80	10 мин*
Группа РВС 87-88	Да	На период ремонта: 1 раз в год	DN 80	10 мин*
Нефтеналивной стендер У-2/1	Да	На период ремонта: 1 раз в год	DN 50	10 мин*
Дренажный насос НД-5	Да	На период ремонта: 1 раз в год	DN 50	10 мин*
Технологические трубопроводы	Да	На период ремонта: 1 раз в год	DN 80, DN 50	10 мин*

*время пропарки принято на основании п.13.4.4 ГОСТ 32569.

Потребное количество энергоресурсов приведено в разделе 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения», подразделе 5.1 «Система электроснабжения».

Потребность в других видах ресурсов отсутствует.

3.2.1 Описание мест расположения приборов учета, используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов

Согласно заданию на проектирование в проекте учет энергоресурсов не требуется.

3.3 Описание источников поступления сырья и материалов

3.3.1 Сырье

Производство продукции на объекте не предусматривается. Готовая товарная продукция (мазут топочный М-100, топливо судовое RMG-180, легкий вакуумный газойль, топливо нефтяное АВТ) от цеха производства товарной продукции (ПТП) по трубопроводам поступает в

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Лист

13

резервуары вертикальные стальные (РВС) №№ 87, 88, 89-92 и отгружается в железнодорожные вагоны-цистерны и нефтеналивные суда.

На причале № 2 предусмотрен прием нефти с нефтеналивных судов в резервуарный парк по приему и хранению нефти КТУ ППН.

3.3.2 Основные ресурсы

Для эксплуатации на объекте требуются следующие ресурсы:

- гидравлическое минеральное масло Vitex ВМГЗ;
- водяной пар;
- вода производственная.

Масло ВМГЗ

Масло ВМГЗ на низкозастывающей минеральной основе используется в качестве буферной жидкости для торцового уплотнения насосов.

Таблица 3.4 – Физико-химические свойства масла ВМГЗ

Наименование показателя	Ед. изм.	Значения
Вязкость кинематическая при 40 °С	мм ² /с	От 16 до 22
Температура вспышки, не ниже	°С	167
Температура застывания	°С	От минус 45 до 60
Плотность при 15 °С	кг/м ³	893

Водяной пар

Водяной пар с рабочим давлением 0,5 МПа (изб.) и температурой 180 °С предназначен:

- для подачи в пароспутники для обогрева технологических трубопроводов;
- для подачи во внутренние подогреватели резервуаров вертикальных стальных и емкости Е-004 для разогрева нефтепродуктов;
- для пропарки оборудования и трубопроводов в период ремонтных работ.

В пароспутники и подогреватели водяной пар поступает от существующих сетей.

Вода производственная

Вода производственная для промывки и опрессовки оборудования и трубопроводов, смыва пола в насосной 12б поступает от существующих сетей.

3.4 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Продукцией для проектируемого объекта являются:

- мазут топочный М-100 по ГОСТ 10585-2013;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6	Лист
							14

- топливо судовое RMG-180 по ГОСТ 32510-2013;
- легкий вакуумный газойль по ТУ 0258-003-76453499-2015;
- топливо нефтяное АВТ по СТО 00044434-035-2014.

Мазут топочный относится к горючим жидкостям, является малоопасным продуктом и по степени воздействия на организм человека относится к 4-му классу опасности в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76.

Судовое топливо по степени воздействия на организм человека относится к 4-му классу опасности в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76. Горючая жидкость.

Легкий вакуумный газойль. Малоопасное по воздействию на организм вещество и по степени воздействия на организм человека относится к 4-му классу опасности в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76. Легковоспламеняющаяся жидкость. Пары образуют с воздухом взрывоопасные смеси.

Топливо нефтяное АВТ СТО 00044434-035-2014 получают из продуктов переработки нефти и газового конденсата.

Качественные характеристики нефтепродуктов приведены в таблицах 3.5, 3.6, 3.7, 3.8, 3.8а.

По физико-химическим показателям мазут топочный М-100 соответствует требованиям, указанным в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Требования к мазуту топочному М-100

Наименование показателя	Ед. изм.	Значения
Вязкость кинематическая, не более:		
- при 100 °С	мм ² /с	50
Зольность, не более:		
- малозольного мазута;	%	0,05
- зольного мазута	%	0,14
Массовая доля механических примесей, не более	%	1,0
Массовая доля воды, не более	%	1,0
Содержание водорастворимых кислот и щелочей	-	Отсутствие
Массовая доля серы, не более	%	От 0,5 до 3,5
Содержание сероводорода, не более	ppm (мг/кг)	10
Температура вспышки в открытом тигле, не ниже	°С	110
Температура застывания, не выше:	°С	25
- для мазута из высокопарафинистых нефтей	°С	42

Взам. Инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6						15
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Наименование показателя	Ед. изм.	Значения
Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (небракочная), не менее, для мазута с содержанием серы, %:	кДж/кг	
- 0,50; 1,00; 1,50; 2,00;		40530
- 2,50; 3,00; 3,50		39900
Плотность при 15 °С, не более	кг/м ³	Не нормируется. Определение обязательно
Выход фракции, выкипающей до 350 °С, не более	% об.	17

По физико-химическим показателям топливо судовое RMG-180 соответствует требованиям, указанным в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Требования к судовому топливу RMG-180

Наименование показателя	Ед. изм.	Значения
Кинематическая вязкость при температуре 50 °С, не более:	мм ² /с	700
Плотность при 15 °С, не более	кг/м ³	991,0
Расчетный индекс ароматизации CCAI, не более	-	870,0
Массовая доля серы, не более	%	1,5
Температура вспышки в закрытом тигле, не ниже	°С	61,0
Содержание сероводорода, не более	мг/кг	2,0
Кислотное число	мг КОН/г	2,5
Общий осадок после старения, не более	% масс.	0,1
Коксуемость (микрометод), не более	% масс.	18,0
Температура текучести, не выше:	°С	
- зимой;		30
- летом		30
Содержание воды, не более	% об.	0,5
Зольность, не более	%	0,1
Содержание ванадия, не более	мг/кг	350
Содержание натрия, не более	мг/кг	100
Содержание алюминия и кремния (общее), не более	мг/кг	60

По физико-химическим показателям легкий вакуумный газойль соответствует требованиям, указанным в таблице 3.7.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6	Лист
							16

Таблица 3.7 – Требования к легкому вакуумному газойлю

Наименование показателя	Ед. изм.	Значения
Кинематическая вязкость при температуре 50 °С, не более:	сСт	От 1,7 до 9,0
Плотность при 20 °С, не более	кг/м ³	От 840 до 940
Цетановое число	-	50
Температура вспышки в закрытом тигле, не ниже	°С	61
Температура вспышки в открытом тигле, не ниже	°С	85
Фракционный состав:		
- 15 % перегоняется при температуре;	°С	До 250
- 90 % перегоняется при температуре, не выше;	°С	390
- остаток в колбе и потери при перегонке, не более	%	4,0
Кислотность	мг КОН на 100 мл, не более	5
Концентрация фактических смол, мг на 100 см ³ соляровой фракции		40
Массовая доля серы, не более	%	0,2
Массовая доля ароматических углеводородов	%	Не нормируется
Массовая доля воды, не более	%	0,5
Массовая доля механических примесей, не более	%	0,1
Коксуемость, не более	%	9,0
Температура застывания, не выше	°С	Минус 35
Содержание сероводорода	-	Отсутствие
Зольность, не более	%	0,06
Массовая доля ванадия, не более	%	0,01
Средняя теплота сгорания	кДж/кг	До 42624
Содержание водорастворимых кислот и щелочей	-	Отсутствие

По физико-химическим показателям топливо нефтяное АВТ соответствует требованиям, указанным в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Требования к топливу нефтяному АВТ

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Лист

17

Наименование показателя	Ед. изм.	Значения
Кинематическая вязкость при температуре 50 °С, не более:	мм ² /с	60
Плотность при 15 °С	кг/м ³	950
Массовая доля серы, не более: - вид I, - вид II	%	1,0 2,0
Температура вспышки в закрытом тигле, не ниже	°С	100,0
Температура текучести, не выше	°С	40,0
Коксуемость, не более	% масс.	0,4
Содержание воды, не более	% масс.	0,3
Содержание металлов, не более: - ванадий, - никель, - железо	мг/кг	1,0 1,0 1,0

Нефть в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 относится к: 1 классу, 1 типу, 1 группе.
Нефть – легковоспламеняющаяся жидкость. По степени воздействия на организм человека относится к 3-му классу опасности в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76.

По физико-химическим показателям и качественным характеристикам нефть соответствует требованиям, указанным в таблице 3.8а.

Таблица 3.8а – Требования к нефти

Наименование показателя	Ед. изм.	Значения
Плотность при 20 °С	кг/м ³	От 830,1 до 850,0
Плотность при 15 °С	-	От 833,8 до 853,6
Массовая доля серы, не более	%	0,5
Массовая концентрация хлористых солей , не более	мг/дм ³	100
Массовая доля сероводорода	млн ⁻¹	20
Массовая доля механических примесей, не более	%	0,05
Давление насыщенных паров, не более	кПа (мм рт. ст.)	66,7 (500)
Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С, не более	млн ⁻¹	10
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, не более	млн ⁻¹ (ppm)	40

Взам. Инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6						18
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

3.5 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

В данном разделе рассматриваются принятые технологические решения по приему, хранению и отгрузке нефтепродуктов из резервуарных парков железнодорожным и водным транспортом.

3.5.1 Насосная 126

Обоснование и выбор технологии

Для обеспечения эффективного размещения темных нефтепродуктов (ВГЛ или топливо нефтяное АВТ, мазут М-100 или топливо судовое RMG-180) предусмотрено разделение группы резервуаров РВС №№ 83-92 следующим образом:

- на резервуары №№ 83-88 (объемом 5000 м³ каждый) для приема, хранения и отгрузки потребителю ВГЛ или топлива нефтяного АВТ;
- на резервуары №№ 89-92 (объемом 5000 м³ – РВС №№ 89, 90, 92 и объемом 10000 м³ – РВС № 91) для приема, хранения и отгрузки потребителю мазута топочного М-100 или топлива судового RMG-180.

Для исключения смешения нефтепродуктов предусмотрен монтаж насосной № 126, а также участков трубопроводов от резервуаров РВС №№ 89-92 до насосной 126, от насосной 126 к вновь монтируемому стендеру У-2/1 на причале № 2 для налива нефтеналивных судов и к железнодорожной эстакаде № 2 для налива в железнодорожные вагоны-цистерны.

Насосная 126 предусмотрена закрытого типа (здание). В состав здания насосной 126 входят следующие помещения:

- помещение насосных агрегатов;
- помещение венткамеры;
- помещение щитовой.

Категория помещения насосной 126 по взрывопожарной и пожарной опасности в соответствии с СП 12.13130.2009 – ВЗ. Класс пожароопасных зон в соответствии с ФЗ № 123 – П-І.

Описание технологической схемы

Технологическая схема насосной 126 представлена на чертеже ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ТХ-ГЧ.05.

Для исключения смешения нефтепродуктов при перекачке предусмотрен монтаж:

- здания насосной № 126;
- участков трубопроводов от группы резервуаров РВС №№ 89-92 к насосной 126;
- двух участков трубопроводов от насосной 126 к вновь монтируемому стендеру У-2/1 на причале № 2 для налива нефтеналивных судов;
- участков трубопроводов от насосной 126 к железнодорожной эстакаде № 2 для налива железнодорожных вагонов-цистерн, слива неисправных вагонов-цистерн.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Лист

19

технологические перемычки от существующих трубопроводов №№ 3, 4 нефтепродукты подаются на стендер У-2/1.

Насосом Н-003 по трубопроводу 0005-200-219х6-16-Ст20-М,С/Т-НН-СТ осуществляется освобождение от нефтепродуктов наливного коллектора (мазута топочного М-100, топлива судового RMG-180) железнодорожной эстакады № 2.

Слив из неисправных цистерн осуществляется через устройство нижнего слива железнодорожной эстакады № 2 насосом Н-003 по трубопроводам 0009-150-159х4,5-16-Ст20-М,С/Т-НН-СТ, 0006-200-219х6-16-Ст20-М,С/Т-НН-СТ.

Для исключения застывания нефтепродуктов в трубопроводе предусмотрена прокачка причальных трубопроводов мазутом топочным М-100 или топливом судовым RMG-180. Прокачка причальных трубопроводов мазутом (топливом судовым) производится из одного из резервуаров группы №№ 89-92 через технологическую насосную 12б насосом Н-001 (Н-002) по проектируемым трубопроводам 0001-500-530х9-16-Ст20-М,С/Т-НН-СТ (0002-500-530х9-16-Ст20-М,С/Т-НН-СТ), 0007-300-325х8-16-Ст20-М,С/Т-НН-СТ (0008-300-325х8-16-Ст20-М,С/Т-НН-СТ) и существующему трубопроводу № 3 (4) до перемычки на причале № 2 и далее мазут через перемычку поступает в существующий в трубопровод № 4 (3) и проектируемый трубопровод 0008-300-325х8-16-Ст20-М,С/Т-НН-СТ (0007-300-325х8-16-Ст20-М,С/Т-НН-СТ), а затем через одну из задвижек SDV-24 – SDV 27, установленных на нефтебазе на перемычке между трубопроводами, по трубопроводу 0002-500-530х9-16-Ст20-М,С/Т-НН-СТ (0001-500-530х9-16-Ст20-М,С/Т-НН-СТ) поступает в один из резервуаров группы РВС №№ 89-92.

Тип насосов выбран с учетом физико-химических и взрыво-пожароопасных свойств перекачиваемой среды и параметров перекачки (расчетного и рабочего давления, производительности перекачки, заданного объема перекачки в год).

Насосные агрегаты Н-001, Н-002 оборудованы электроприводом с устройством ЧРП (частотно-регулируемым приводом), которое предназначено для пуска, остановки, регулирования скорости вращения и защиты электродвигателей насосов. Требуемый режим работы: плавный запуск электродвигателя устройством ЧРП и регулирование в режиме автоматического поддержания расхода.

Для регулирования подачи насосов Н-001, Н-002 предусмотрен перепуск нефтепродуктов (байпасирование). При таком способе регулирования снижение подачи достигается перепуском нефтепродукта из напорного трубопровода насосного агрегата во всасывающий трубопровод по обводному трубопроводу (байпасу). На байпасной линии установлен запорно-регулирующий клапан с электроприводом.

В качестве концевых уплотнений вала насоса применяются двойные торцовые уплотнения с системой буферной жидкости.

Обвязка торцовых уплотнений выполнена по схеме 52 ГОСТ 32600-2013. Каждое торцевое уплотнение обеспечено отдельным бачком, предназначенным для хранения, охлаждения, контроля объема, температуры, давления буферной жидкости.

Бачки буферной жидкости торцового уплотнения монтируются на раме насосного агрегата при помощи комплектно поставляемой стойки (без монтажа отдельного фундамента под стойку бачка) и оснащаются датчиками КИП и А.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. Инв. №	Подп. и дата
							Инв. № подл.

						ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6		Лист
								21

Рециркуляция буферной жидкости осуществляется по принципу конвекции: вынужденная конвекция осуществляется за счет встроенного импеллера в торцевом уплотнении, естественная конвекция – за счет остывания жидкости внутри термосифонного теплообменника.

Для защиты бачков по давлению на корпусе бачков предусмотрена установка предохранительных клапанов, со сбросом газовой смеси в дренажную емкость Е-004.

Заполнение бачка буферной жидкостью предусмотрено с помощью заливного отверстия с использованием ручного насоса.

В качестве буферной жидкости используется гидравлическое минеральное масло Viteх ВМГЗ (всесезонное гидравлическое загущенное масло на низкозастывающей маловязкой минеральной основе).

В соответствии с предоставленными техническими условиями (приложения Б, К):

– освобождение бачков торцовых уплотнений предусмотрено в передвижную систему (вакуумная автомашина);

– в качестве охлаждающей жидкости для бачков торцевого уплотнения принята техническая вода. Подключение проектируемого трубопровода подвода воды предусмотрено в существующий подземный трубопровод DN 200. В точке подключения рабочее давление 0,2 МПа, расчетное давление 0,6 МПа, температура охлаждающей жидкости плюс 40 °С. Отвод охлаждающей жидкости предусмотрен в производственно-дождевую канализацию проектируемой насосной 12б.

В обвязке насосного агрегата Н-003 на нагнетательной линии до запорной арматуры установлен предохранительный клапан. Предохранительный клапан служит для ограничения давления жидкости на выходе из насосного агрегата. При повышении давления сверх установленного происходит перепуск перекачиваемого нефтепродукта из нагнетательной линии во всасывающую линию.

Запуск насосного агрегата Н-003 осуществляется при открытых задвижках на всасывающей и нагнетательной линиях. Перед пуском не предусматривается заполнение насосных агрегатов перекачиваемом нефтепродуктом.

На всасывающих трубопроводах каждого насосного агрегата установлен фильтр сетчатый жидкостный, для очистки темных нефтепродуктов от механических примесей, с тонкостью фильтрацию 0,2 мм, системой сигнализации и блокировки, обеспечивающей подачу звукового и светового сигнала при достижении максимальных рабочих значений и остановки насосного агрегата при превышении допустимых параметров.

На нагнетательных трубопроводах насосных агрегатов предусмотрена установка быстродействующих обратных затворов, для предотвращения перемещения темных нефтепродуктов обратным ходом, а также на нагнетательных трубопроводах центробежных насосных агрегатов – расходомеры.

Выпуск воздуха из корпуса насосов производится от воздушников каждого насоса через линию сброса газовой смеси (ГВС) в отдельно проложенный трубопровод с отводом ГВС на свечу, оснащенную огнепреградителем. Высота свечи выступает на 3 м над самой высокой точкой здания.

В трубопроводной обвязке в помещении насосной 12б, а также на расстоянии не менее 3 м от здания насосной 12б в узлах на всасывающих и нагнетательных трубопроводах насосных агрегатов предусмотрена отсекающая запорная арматура.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. Инв. №	

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Лист

22

У входа в здание насосной 126 предусмотрены автоматические стационарные непрерывно действующие сигнализаторы (QLA, QZA) содержания паров нефти в воздухе рабочей зоны с предупредительной сигнализацией при 20 % НКПР и аварийной при 50 % НКПР (45% по требованию заказчика), с подачей сигнала по месту и в операторную и блокировкой при достижении концентрации паров нефти в воздухе рабочей зоны предельного значения 50 % НКПР (45% по требованию заказчика).

При срабатывании аварийной сигнализации предусмотрено автоматическое включение аварийной вытяжной и приточной вентиляции и отключение оборудования насосной 126.

Помещение здания насосной 126 и вход в помещение насосной 126 оборудованы извещателями пожарной сигнализации (BLA, BAZ) по месту, с выводом сигнала в операторную и блокировкой (автоматическое отключение насосного агрегата, вентиляторов в помещении блока насосной, закрытие электроприводных задвижек).

В помещении здания насосной 126 предусмотрена установка датчика затопления насосной (контроль утечек с пола насосной) (LT, LSIA), с сигнализацией, срабатывающей при достижении предельного максимального уровня и блокировкой при предельном максимальном уровне.

Обоснование выбора технологического оборудования

В помещении насосной 126 предусмотрена установка центробежных двухпорных насосов (один рабочий, один резервный) и одного объемного (поршневого) насоса с электродвигателями во взрывозащищенном исполнении.

Технические характеристики насосных агрегатов представлены в таблицах 3.9, 3.10.

Таблица 3.9 – Технические характеристики насосных агрегатов центробежных двухпорных

Параметр, размерность	Значение
Тип	Центробежный двухпорный
Количество, шт.	2
Производительность, м ³ /ч	От 650 до 1200
Давление рабочее на выходе, МПа	От 0,35 до 1,0
Давление расчетное на выходе, МПа	1,6
Давление на входе, кгс/см ² :	
минимальное,	0,002
максимальное	0,08
Тип уплотнения насоса	Двойное торцовое
Исполнение электродвигателя	Взрывозащищенное
Мощность электродвигателя, кВт	250
Частота вращения, об/мин	2950
Напряжение, В	6000
Частота, Гц	50

Таблица 3.10 – Технические характеристики объемного (поршневого) насосного агрегата

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

						ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6	Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		26

Параметр	Значение
Тип, марка	Поршневой
Количество, шт.	1
Подача, м ³ /ч	100
Давление на выходе, МПа	0,63
Допустимая вакууметрическая высота всасывания, м, не менее, МПа	5
Исполнение электродвигателя	Взрывозащищенное
Мощность электродвигателя, кВт	30
Частота, Гц	50
Напряжение, В	380

Конструктивные решения

План оборудования помещения насосной 12б представлен на чертеже ПИР/ПНД 16-23-1сп-ТР6-ТХ-ГЧ.09.

Насосная 12б предусмотрена закрытого типа (здание). В состав здания насосной 12б входят следующие помещения:

- помещение насосных агрегатов;
- помещение венткамеры;
- помещение щитовой.

Помещение насосной оборудовано двумя центробежными двухпорными насосными агрегатами и одним объемным (поршневым) насосным агрегатом, опорным мостовым электрическим краном во взрывозащищенном исполнении. Все оборудование принято отечественного производства в соответствии с технологическим назначением и условиями эксплуатации.

Каждый насосный агрегат размещается на одной раме, установленной на едином фундаменте и закрепляется фундаментными болтами.

Для обслуживания арматуры, расположенной выше 1,6 м от пола помещения насосной, предусмотрены площадки обслуживания.

3.5.2 Емкость Е-004

Обоснование и выбор технологии

Емкость Е-004 предназначена для:

- сброса нефтепродуктов от предохранительных клапанов;
- сбора утечек нефтепродуктов и дренажа от насосных агрегатов;
- опорожнения оборудования, трубопроводов насосной 12б;
- сбора аварийных проливов с пола насосной 12б.

Емкость принята подземная горизонтальная дренажная типа ЕПП вместимостью 20 м³, в теплоизоляции, с внутренним пароподогревателем.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
-----	--------	------	-------	-------	------

ПИР/ПНД 16-23-1сп-ТР6

Лист

27

Объем дренажной емкости принят из расчета сброса предохранительными клапанами дополнительного количества жидкости, образовавшейся в трубопроводах в результате теплового расширения от повышения температуры, приема утечек от насосных агрегатов, приема дренажа с трубопроводов и оборудования насосной 12б при выводе их на ремонт.

Категория емкости Е-004 по взрывопожарной и пожарной опасности в соответствии с СП 12.13130.2009 – ВН. Класс пожароопасных опасных зон в соответствии с ФЗ № 123 – П-III.

Описание технологической схемы процесса

Технологическая схема емкости Е-004 для сброса от предохранительных клапанов, сбора утечек и дренажа представлена на чертеже ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ТХ-ГЧ.05.

Сброс от предохранительных клапанов, сбор утечек от насосных агрегатов, дренаж от насосных агрегатов, опорожнение фильтров и трубопроводов насосной 12б предусмотрен в емкость Е-004 объемом 20 м³.

Дренажная емкость установлена подземно в бетонном приемке на железобетонные фундаменты с креплением хомутами для предотвращения всплытия.

Рабочее давление в емкости не более 0,07 МПа (изб.), расчетное давление 1,6 МПа (изб.).

Расчетное давление емкости принято в соответствии с проектными рабочими параметрами технологического процесса приема и откачки нефтепродуктов (мазута топочного М-100, топлива судового RMG-180).

На емкости предусмотрено следующее оборудование

- замерный люк;
- люк-лаз;
- патрубок для установки насосного агрегата;
- сигнализатор уровня;
- датчик температуры;
- патрубок подвода среды;
- патрубок подвода пара;
- патрубок отвода конденсата.

Для сброса паров нефтепродуктов из емкости предусмотрен штуцер для присоединения свечи рассеивания, оснащенной огнепреградителем. Свеча выведена на высоту 6 м от пола бетонированной площадки емкости.

Для подогрева нефтепродукта в емкости используются паровые змеевиковые подогреватели, расположенные в внутренней нижней части емкости. Среда в подогревателе - водяной насыщенный пар. Водяной пар в подогреватель поступает от существующей сети подвода пара с температурой 180 °С, давлением 0,5 МПа.

При достижении необходимой температуры пар в емкости перекрывается, конденсат с температурой 90 °С и давлением 0,1 МПа отводится в существующий трубопровод отвода конденсата DN 50.

Технические условия на подключение к источнику подвода пара и отвода конденсата приведены в приложениях В, Г.

Емкость оборудована искробезопасной лестницей для доступа внутрь емкости.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. Инв. №

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6						Лист
						28

Емкость поставляется с внутренним и наружным антикоррозионным покрытием, нанесенным в заводских условиях, а также с теплоизоляцией заводского изготовления. Патрубки емкости теплоизолируются.

Предусмотрена молнизащита и заземление емкости.

Опорожнение емкости предусмотрено полупогружным насосным агрегатом во взрывозащищенном исполнении, установленным непосредственно на патрубок емкости.

Насосный агрегат принят с двойным торцевым уплотнением, номинальной производительностью 50 м³/ч, номинальным напором 50 м.

Откачка из емкости предусмотрена в передвижные средства через узел присоединения с последующим вывозом на утилизацию, а также в трубопроводы 0001-500-530x9-16-Ст20-М,С/Т-НН-ST (0002-500-530x9-16- Ст20-М,С/Т-НН-ST) на прием насосов Н-001 (Н-002) насосной 12б.

Работа насосного агрегата периодическая, по мере накопления нефтепродуктов в емкости.

Нагнетательный трубопровод насосного агрегата оснащен запорной арматурой, быстродействующим обратным затвором.

Быстродействующий обратный затвор предназначен для предотвращения перемещения нефтепродуктов обратным ходом.

В качестве запорной арматуры приняты задвижки клиновые с выдвижным шпинделем и краны шаровые запорные с ручным управлением, с фланцевым присоединением к трубопроводу.

В узле врезки нагнетательного трубопровода от полупогружного насосного агрегата в трубопроводы на прием насосов предусмотрены отсекающие задвижки клиновые с выдвижным шпинделем, с электроприводом, с фланцевым присоединением к трубопроводу.

Управление электроприводной арматурой по месту и дистанционное из операторной с сигнализацией состояния «открыто» «закрыто».

Класс герметичности затворов запорной арматуры — "А" по ГОСТ 9544-2015.

Для впуска и выпуска воздуха и газозооной смеси из технологического трубопровода при заполнении нефтепродуктами при строительстве и эксплуатации, между выходным патрубком полупогружного насоса и обратным затвором предусмотрен воздушник с краном шаровым с ручным управлением.

В узле присоединения соединение трубопровода с передвижными средствами (автоцистерной) осуществляется с помощью съемного металлорукава и быстроразъемного соединения (БРС). Под БРС предусмотрен металлический поддон, рассчитанный на объем участка от запорной арматуры до БРС, с последующим его опорожением переносными средствами.

Нагнетательный трубопровод, оборудование и запорная арматура, установленные на нагнетательном трубопроводе, предусмотрены в теплоизоляции с обогревом пароспутниками.

Прокладка трубопровода - надземная на низких опорах.

Продувка трубопровода и пропарка емкости осуществляются водяным паром от существующих сетей подвода пара через специальные патрубки с запорной арматурой для присоединения к ним съемного участка трубопровода, оснащенного запорной арматурой, обратным затвором. По окончании продувки (пропарки) съемный участок трубопровода снимается, на патрубке с запорной арматурой устанавливается фланцевая заглушка.

Пар подается по трубе давлением не более 0,5 МПа, температурой не более 180 °С.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. Инв. №
						Подп. и дата
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Инв. № подл.

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6						Лист
						29

Конструктивные решения

План расположения емкости Е-004 с оборудованием представлен на чертеже ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ТХ-ГЧ.10.

Емкость Е-004 объемом 20 м³ типа ЕПП (подземная горизонтальная дренажная с пароподогревателем) принята отечественного производства в соответствии с технологическим назначением и условиями эксплуатации. Емкость размещена в бетонном приялке. Над емкостью (включая обвязку насосов откачки из емкостей) предусмотрено обустройство площадки с твердым бетонным покрытием.

Емкость установлена подземно в бетонном приялке на железобетонные фундаменты, с креплением хомутами для предотвращения всплытия.

Для обслуживания емкости внутри предусмотрена металлическая лестница, входящая в поставку емкости.

Прокладка нагнетательного трубопровода в теплоизоляции с обогревом пароспутниками, надземная на низких опорах.

3.5.3 Резервуарный парк темных нефтепродуктов группы РВС 89 - 92

Обоснование и выбор технологии

Для обеспечения эффективного размещения темных нефтепродуктов (ВГЛ или топливо нефтяное АВТ, мазут или топливо RMG-180) предусмотрено разделение существующей группы резервуаров РВС №№ 83-92 следующим образом:

- на резервуары №№ 83-88 (объемом 5000 м³ каждый) для приема, хранения и отгрузки потребителю ВГЛ или топлива нефтяного АВТ;
- на резервуары №№ 89-92 (объемом 5000 м³ – РВС №№ 89, 90, 92 и объемом 10000 м³ – РВС № 91) для приема, хранения и отгрузки потребителю мазута топочного М-100 или топлива судового RMG-180.

Каждая группа резервуаров размещена в отдельном обваловании.

Для исключения смешения нефтепродуктов предусмотрен монтаж проектируемых трубопроводов с запорной арматурой от группы резервуаров РВС №№ 89-92 до проектируемой насосной 12б и от насосной 12б до железнодорожной эстакады № 2 и к вновь монтируемому стендеру У-2/1 на причале № 2.

Предусмотрена переобвязка группы резервуаров №№ 89-92 для осуществления внутрипарковой перекачки нефтепродуктов из резервуара в резервуар при выводе их в ремонт или в случае аварийной ситуации.

Описание технологической схемы процесса

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
-----	--------	------	-------	-------	------

Технологическая схема резервуарного парка темных нефтепродуктов РВС №№ 89 - 92 представлена на чертеже ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ТХ-ГЧ.03.

В рамках проектирования предусмотрена технологическая обвязка существующих резервуаров РВС №№ 89 - 92 проектируемыми трубопроводами с запорной арматурой для возможности приема, хранения темных нефтепродуктов и отгрузки их железнодорожным и водным транспортом.

Трубопроводная обвязка резервуаров и насосов насосной 12б обеспечивает возможность осуществления внутриварковой перекачки нефтепродуктов из резервуара в резервуар при выводе их в ремонт или в случае аварийной ситуации.

Закачка нефтепродуктов в резервуары РВС №№ 89-92 производится от ПТХ по трубопроводу № 2160а.

Из РВС №№ 89-92 нефтепродукты по проектируемому трубопроводу 0001-500-530х9-16-Ст20-М,С/Т-НН-ST (0002-500-530х9-16-Ст20-М,С/Т-НН-ST) подаются на насосы Н-001 (Н-002), установленные в насосной 12б, для отгрузки их в железнодорожные вагоны-цистерны на железнодорожной эстакаде № 2 и нефтеналивные суда через стендер У-2/1 на причале № 2.

Диаметры трубопроводов определены на основании гидравлического расчета с учетом максимальной производительности заполнения и опорожнения резервуара, скорости транспортируемого продукта.

Для технического использования и проведения технологических операций каждый резервуар оснащен соответствующим резервуарным оборудованием и оборудованием системы управления резервуарным парком, включающим приборы контроля, сигнализации и защиты резервуаров.

На резервуарах смонтировано следующее оборудование (существующее):

- приемо-раздаточные патрубки;
- патрубков зачистой;
- люк-лазы;
- люки световые;
- люк замерный;
- дыхательный и предохранительный клапаны с огнепреградителями;
- уровнемер;
- люк для подачи противопожарной воды;
- молниеприемник.

Резервуары №№ 89 – 92 оборудованы существующими приборами контроля и сигнализации, объединенных в систему управления АСУ ТП РП.

Для каждого резервуара предусмотрен:

- контроль температуры в резервуарах приборами TR с показаниями по месту и с выводом показаний на экран монитора в диспетчерскую цеха ОХТП;
- контроль давления столба нефтепродуктов в резервуарах приборами PR с показаниями по месту и с выводом показаний на экран монитора в диспетчерскую цеха ОХТП;
- контроль уровня нефтепродуктов в резервуарах со световой и звуковой сигнализацией верхнего и нижнего уровня приборами LRAHL, с выводами показаний на экран монитора в диспетчерскую цеха ОХТП. Сигнализация верхнего аварийного уровня нефтепродукта в

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. Инв. №	

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

резервуарах осуществляется приборами ЛАН, с выводом показаний на экран монитора в диспетчерскую цеха ОХТП.

Резервуары оборудованы существующей газоуравнительной системой с выводом паров на свечу. На газоуравнительной линии установлены электроприводные клапаны-отсекатели типа UV с указанием положения (открыт/закрыт) на экране мониторинга в диспетчерской цеха ОХТП.

Резервуары оборудованы устройствами подогрева нефтепродуктов. Для подогрева нефтепродукта в резервуарах используются паровые змеевиковые подогреватели, расположенные внутри каждого резервуара в нижней части. При достижении необходимой температуры пар на резервуар перекрывается, конденсат сбрасывается в колодцы канализации.

Контроль за подогревом нефтепродукта в резервуарах осуществляют операторы товарные.

Обвалование резервуарного парка оборудовано системой контроля загазованности.

В обваловании резервуарного парка РВС №№ 89-92 у резервуаров предусмотрена установка коренных задвижек с ручным управлением.

Для предотвращения аварийной ситуации в резервуарном парке за обвалованием резервуаров РВС №№ 89-92 установлены отключающие задвижки с электроприводом, позволяющие оперативно перекрыть подачу нефтепродуктов от резервуаров. Управление электроприводной арматурой по месту и дистанционное из операторной с сигнализацией состояния «открыто» «закрыто».

В качестве запорной арматуры приняты задвижки клиновые с выдвигным шпинделем с фланцевым присоединением к трубопроводу.

Класс герметичности затворов запорной арматуры — "А" по ГОСТ 9544-2015.

Трубопроводы предусмотрены в теплоизоляции с обогревом пароспутниками. Подвод водяного пара осуществляется от существующей сети подвода пара с давлением 0,5 МПа и температурой 180 °С.

Прокладка трубопроводов внутри обвалования надземная на низких опорах.

Обоснование выбора технологического оборудования

РВС №№ 89-92 предназначены для приема, хранения темных нефтепродуктов и отгрузки их железнодорожным и водным транспортом.

Для технического использования и проведения технологических операций каждый резервуар оснащен соответствующим резервуарным оборудованием и оборудованием системы управления резервуарным парком, включающим приборы контроля, сигнализации и защиты резервуаров.

Технические характеристики существующих РВС №№ 89-92 представлены в таблице 3.13.

Таблица 3.13 – Технические характеристики РВС №№ 89, 90, 92

Параметр, размерность	Значение
Тип резервуара	Стальной вертикальный цилиндрический резервуар (РВС)
Номинальный объем резервуара, м ³	5000

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	ПИР/РВД 16-23-1сп-ТР6	Лист
							34

Диаметр, мм	22778 - РВС № 89, 22791 – РВС № 90, 22788 – РВС № 92
Высота резервуара, мм	11780 - РВС № 89, 11800 – РВС № 90, 11805 – РВС № 92
Объем, м ³	4732 - РВС № 89, 4801 – РВС № 90, 4744 – РВС № 92
Материал	Ст3сп

Технические характеристики существующего РВС № 91 представлены в таблице 3.14.

Таблица 3.14 – Технические характеристики РВС № 91

Параметр, размерность	Значение
Тип резервуара	Стальной вертикальный цилиндрический резервуар (РВС)
Номинальный объем резервуара, м ³	10000
Диаметр, мм	28507
Высота резервуара, мм	17890
Объем, м ³	11384
Материал	Ст3сп

Для выпуска паровоздушной смеси из резервуаров при заполнении и пропуске воздуха в резервуары при их опорожнении, а также для герметизации газового пространства резервуаров и регулирования давления в этом пространстве в заданных пределах на патрубках каждого резервуара установлены дыхательные клапаны типа КДС2-1500Л/250 - 2 шт., КДС2-3000Л/350 – 1 шт. и предохранительные клапаны типа КДС2-1500Л/250 - 2 шт., КДС2Л-3000/350 – 1 шт..

Максимальная производительность приемо-раздаточных операций при заполнении или опорожнении резервуара не превышает пропускной способности существующей дыхательной и предохранительной арматуры.

Таблица 3.15 – Технические характеристики клапана КДС2-1500Л/250

Параметр, размерность	Значение
Тип клапана	Клапан дыхательный/предохранительный
Диаметр условного прохода, DN	250
Пропускная способность, м ³ /ч	1000
Рабочее давление, кПа	2,0
Рабочий вакуум, кПа	0,25
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	УХЛ
Категория размещения по ГОСТ 15150-69	1

Таблица 3.16 – Технические характеристики клапана КДС2-3000Л/350

						ПИР/РВД 16-23-1сп-ТР6		Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			35

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Разделение существующего коллектора выполнено путем монтажа в средней части железнодорожной эстакады № 2 отсекающей запорной арматуры. В случае необходимости объединения двух коллекторов предусмотрена зачистка наливного коллектора зачистным насосом до полного его освобождения.

Налив темных нефтепродуктов (мазута топочного М-100, топлива судового RMG-180) из резервуаров РВС №№ 89-92 на железнодорожной эстакаде № 2 в железнодорожные вагоны-цистерны производится по трубопроводам 0003-500-530x9-16-Ст20-М,С/Т-НН-СТ, 0004-350-377x9-16-Ст20-М,С/Т-НН-СТ) центробежными насосами Н-001, Н-002 (один рабочий, один резервный), установленными в насосной 12б.

Насосом Н-003 насосной 12б по трубопроводу 0005-200-219x6-16-Ст20-М,С/Т-НН-СТ осуществляется освобождение от нефтепродуктов наливного коллектора (мазута М-100, топлива судового RMG-180) железнодорожной эстакады № 2.

Слив из неисправных цистерн осуществляется через устройство нижнего слива железнодорожной эстакады № 2 насосом Н-003 насосной 12б по трубопроводам 0009-150-159x4,5-16-Ст20-М,С/Т-НН-СТ, 0006-200-219x6-16-Ст20-М,С/Т-НН-СТ с врезкой в зачистный трубопровод 0005-200-219x6-16-Ст20-М,С/Т-НН-СТ.

Для предотвращения аварийных ситуаций на железнодорожной эстакаде № 2 на трубопроводах установлены задвижки клиновые с выдвижным шпинделем с электроприводом, позволяющие оперативно перекрыть подачу нефтепродуктов на железнодорожную эстакаду № 2. Управление задвижками с электроприводом по месту и дистанционно с операторной, с сигнализацией состояния «открыто» «закрыто».

Класс герметичности затворов запорной арматуры — "А" по ГОСТ 9544-2015.

Описание выбора технологического оборудования

Технологическое оборудование и устройства для налива в железнодорожные вагоны-цистерны, слива неисправных железнодорожных вагонов-цистерн предусмотрены существующие.

Конструктивные решения

Прокладка проектируемых технологических трубопроводов предусмотрена надземная и выполнена в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013.

Выбор трубопроводов произведен в соответствии с требованиями нормативных документов, а также в зависимости от климатических условий района эксплуатации, физико-химических свойств транспортируемого продукта и параметров транспортируемой среды в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013.

Выбор арматуры осуществлен с учетом максимального давления, максимальной и минимальной температуры, при которой работает арматура в процессе эксплуатации.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. Инв. №	

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Лист

37

3.5.5 Нефтеналивной причал №2

Обоснование и выбор технологии

Для разделения налива темных нефтепродуктов и масел в танкера проектом предусмотрена переобвязка трубопроводов на причале №2 и установка нового стендера У-2/1. Для погрузки и выгрузки нефтепродуктов в нефтеналивные суда используются шланговые устройства (стендеры), представляющие собой шарнирно-соединенные трубы.

Описание технологической схемы

Технологическая схема стендера №2 налива темных нефтепродуктов представлена на чертеже ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ТХ-ГЧ.06.

Для исключения смешения нефтепродуктов при наливе в танкера предусмотрено:

- установка нового стендера У-2/1;
- переобвязка трубопроводов для разделения нефтепродуктов и масла при наливе в танкера;
- прокладка нового трубопровода для приема вновь проектируемого стендера У-2/1 для отгрузки нефти с танкера;
- участков трубопроводов темных нефтепродуктов от насосной 12б к нефтеналивному причалу №2 для налива в танкера.

Проектом предусмотрено от действующих существующих трубопроводов 3, 4 монтирование технологических перемычек для подачи нефтепродукта на вновь монтируемый стендер У-2/1 причала №2.

От существующих трубопроводов 3 и 4 проектируемые трубопроводы 0212-300-325x8-16-Ст20-М,С/Т-НН-ЕТW и 0213-300-325x8-16-Ст20-М,С/Т-НН-ЕТW на погрузку темных нефтепродуктов предусмотрено врезать в существующие трубопроводы от задвижек 13 и 6 к задвижкам Z-3/5, Z-3/4, 89 и далее замерять существующим узлом учета УУ-3.

На проектируемых трубопроводах 0212-300-325x8-16-Ст20-М,С/Т-НН-ЕТW и 0213-300-325x8-16-Ст20-М,С/Т-НН-ЕТW производительностью 325 м³/ч каждая, предусмотрена отключающая электроприводная арматура ESD-201 и ESD-202 для аварийного перекрытия потока на стендер. В нормальном режиме работы указанная арматура находится в открытом положении. Контроль давления в проектируемых трубопроводах осуществляется манометрами PG-206 и PG-207.

Погрузка мазута топочного М-100 производится по существующему трубопроводу через задвижки №№ 90, Z-3/6, 3. После существующих задвижек 3,4,5 на трубопроводе предусмотрена вновь проектируемая врезка трубопровода 0205-250-273x7-16-Ст20-М,С/Т,нефть-НН-ЕТW. По проектируемому трубопроводу 0205-250-273x7-16-Ст20-М,С/Т,нефть-НН-ЕТW погрузка мазута осуществляется через задвижки 6н, V-225.16н к дисковому затвору 218 на новый стендер У-2/1. Контроль давления в трубопроводах осуществляется манометрами PG-203, PI-301, PG-202а.

Погрузка судового топлива RMG-180 производится по существующему трубопроводу через задвижки №№ 90, Z-3/8,5 к вновь проектируемому трубопроводу 0205-250-273x7-16-Ст20-М,С/Т,нефть-НН-ЕТW. По проектируемому трубопроводу 0205-250-273x7-16-Ст20-М,С/Т,нефть-НН-ЕТW погрузка судового топлива RMG-180 осуществляется через задвижки

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. Инв. №	Подп. и дата
							Инв. № подл.

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6						Лист
						38

6н, V-225.16н к дисковому затвору 218 на новый стендер У-2/1. Контроль давления в трубопроводах осуществляется манометрами PG-203, PI-301, PG-202а.

Погрузка масел производится по существующему трубопроводу через задвижки №№ 79, 12 к задвижке 17н на вновь проектируемом трубопроводе 0223-250-273х7-16-Ст20-Масло-НН-ЕТW. Проектируемый трубопровод 0223-250-273х7-16-Ст20-Масло-НН-ЕТW предусмотрено врезать в существующий трубопровод перед дисковым затвором 201 существующего стендера У-2. Контроль давления в трубопроводах осуществляется манометрами PI-201, PG-205, PG-202.

Проектом предусмотрен прием нефти с танкера через вновь проектируемый стендер У-2/1.

Прием нефти в резервуарный парк КУОиХТП производится по трубопроводам 0205-250-273х7-16-Ст20-М,С/Т, нефть-НН-ЕТW, 0220-350-377х9-16-Ст20-Нефть-НН-ЕТW и 0208-350-377х9-16-Ст20-Нефть-НН-ЕТW через задвижки 16н, V-225, 7н, Z-3/11, HV-203 до врезки в существующий трубопровод №6, замеры количества приема нефти будет осуществляться в узле учета №4 на причале №3.

После окончания погрузки и отгрузки судна, стендер и участок трубопровода до задвижек №№ 3, 4, 5, 15 освобождается от нефтепродукта:

по трубопроводу 0216-80-89х4-16-Ст20-М,С/Т, нефть-НН-ЕТW через шаровые краны V-216, V-220 и фильтра Ф-201 с помощью проектируемого насоса НД-5 по линиям 0217-50-57х3-16-Ст20-М,С/Т, нефть-НН-ЕТW и 0211-50-57х3-16-Ст20-М,С/Т, нефть-НН-ЕТW через шаровые краны V-221, V-223 и HV-206 (краны V-217 и V-218 закрыты) нефтепродукты дренируются в существующую емкость Е-102;

На проектируемом дренажном шестеренчатом насосе НД-5 предусмотрена защита от заполнения корпуса насоса (защита от «сухого хода») (LS, LSA) с сигнализацией, срабатывающей при достижении предельных значений и блокировкой при минимальном значении;

Контроль давления в трубопроводах на всасывании и нагнетании насоса НД-5 осуществляется манометрами PG-208, PG-209.

Контроль температуры, давления и уровня буферной жидкости установлены по месту.

В узлах запорной арматуры, предусмотрен контроль состояния электроприводной арматуры (HS, ZA) с сигнализацией на положение «закрыта», «открыта» и блокировкой на положение «закрыта».

На площадке нефтеналивного причала №2 предусмотрены автоматические стационарные непрерывно действующие сигнализаторы (QLA, QZA) содержания паров нефтепродуктов в воздухе рабочей зоны с предупредительной сигнализацией и аварийной сигнализацией и отключением насосов при 50 % НКПР (45% по требованию заказчика), с подачей сигнала по месту и в операторную и блокировкой при достижении концентрации паров нефти в воздухе рабочей зоны предельного значения 50 % НКПР (45% по требованию заказчика).

Площадка оборудована извещателями пожарной сигнализации (BLA, BAZ) по месту, с выводом сигнала в операторную и блокировкой (автоматическое отключение насосной 12б закрытие электроприводных задвижек).

Трубопроводы обвязки стендеров, проектируемые на технологических площадках причалов, прокладываются надземно на существующих или новых опорах. Трубопроводы прокладываются с уклоном, обеспечивающим возможность полного их опорожнения.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Лист

39

Прокладка трубопроводов на площадке надземная в теплоизоляции с электрообогревом.

Обоснование выбора технологического оборудования

На площадке нефтеналивного причала №2 предусмотрена установка стандера У-2/1 для налива темных нефтепродуктов (мазут и RMG-180) с тройным шарнирным блоком с ГСУ и объемного (шестеренчатого) насоса НД-5 для прочистки трубопроводов.

Технические характеристики стандера У-2/1 и насосного агрегата НД-5 представлены в таблице 3.17, 3.18.

Таблица 3.17 – Техническая характеристика стандера с тройным шарнирным блоком.

Параметр, размерность	Значение
Количество, шт.	1
Производительность, м ³ /ч	800
Расчетная температура, °С	От -36 до 90
Рабочая температура, °С	От 0 до 90
Давление расчетное на выходе, МПа	1,6
Исполнение электродвигателя	Взрывозащищенное
Мощность электродвигателя, кВт	8
Вес, кг	14000
Входной диаметр (DN), мм	250

Таблица 3.18 – Техническая характеристика объемного (шестеренчатого) насоса.

Параметр	Значение
Тип, марка	Шестеренчатый
Количество, шт.	1
Подача, м ³ /ч	10
Давление на выходе, МПа	0,8
Допустимая вакууметрическая высота всасывания, м, не менее, МПа	5
Исполнение электродвигателя	Взрывозащищенное
Мощность электродвигателя, кВт	7,5
Скорость вращения при 50 Г, об/мин	495
Частота, Гц	50
Напряжение, В	380

Конструктивные решения

Нефтеналивной причал №2 предназначен для приема темных нефтепродуктов от участка товарных парков ПТХН по трубопроводам и погрузки нефтепродуктов в нефтеналивные суда.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6	Лист
							40

Контроль температуры в резервуарах №№ 83...92 осуществляется существующими приборами поз. TR-83...TR-92 с показаниями по месту и с выводом показаний на экран монитора в диспетчерскую Цеха ОХТП.

Контроль давления столба нефтепродукта в резервуарах №№ 83...92 осуществляется существующими приборами поз. PR-83...PR-92 с показаниями по месту и с выводом показаний на экран монитора в диспетчерскую Цеха ОХТП. Результаты измерения используются для расчета плотности и массы продукта с выводом показаний на экран монитора в диспетчерскую Цеха ОХТП.

Контроль уровня продукта в резервуарах №№ 83...92 со световой и звуковой сигнализацией верхнего и нижнего уровня осуществляется существующими приборами поз. LRAHL- 83...LRAHL-92, с выводом показаний на экран монитора в диспетчерскую Цеха ОХТП. Сигнализация верхнего аварийного уровня продукта в резервуарах №№ 83...92 осуществляется существующими приборами поз. ЛАН-83, ЛАН-83.1...ЛАН-92, ЛАН-92.1 с выводом показаний на экран монитора в диспетчерскую Цеха ОХТП.

Закачка топлива нефтяного АВТ (топлива судового экологического, вакуумного газойля) в резервуары №№ 87-88 производится по трубопроводу № 2160, 2160А через задвижки №№ 220, 223, 221, 222, 14 и задвижку №№, 1 на резервуарах.

Отгрузка топлива нефтяного АВТ (топлива судового экологического, вакуумного газойля) из резервуаров №№ 87-88 на эстакаде № 2 в ж/д цистерны может производиться по трубопроводам через технологическую насосную № 11 и 12 насосами через задвижки №№ 1,9 и 2 на резервуарах.

Для предотвращения аварийной ситуации в резервуарном парке за обвалованием резервуаров РВС №№ 87-88 установлены отключающие электроприводные задвижки, позволяющие оперативно перекрыть подачу нефтепродуктов от резервуаров. Управление электроприводной арматурой по месту и дистанционное из операторной с сигнализацией состояния «открыто» «закрыто».

В качестве запорной арматуры приняты задвижки клиновые с выдвигным шпинделем с фланцевым присоединением к трубопроводу.

Класс герметичности затворов запорной арматуры — "А" по ГОСТ 9544-2015.

Трубопроводы предусмотрены в теплоизоляции с обогревом пароспутниками. Подвод водяного пара осуществляется от существующей сети с давлением 0,5 МПа и температурой 180 °С. Прокладка трубопроводов надземная в теплоизоляции с обогревом пароспутниками.

Обоснование выбора технологического оборудования

РВС №№ 87-88 предназначены для приема, хранения темных нефтепродуктов и отгрузки их железнодорожным и водным транспортом.

Технические характеристики существующих РВС №№ 87-88 представлены в таблице 3.19.

Таблица 3.19 – Технические характеристики РВС №№ 87, 88

Параметр, размерность	Значение
Тип резервуара	Стальной вертикальный цилиндрический резервуар (РВС)

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	ПИР/РВД 16-23-1сп-ТР6	Лист
							42

условий района эксплуатации, физико-химических свойств транспортируемого продукта и параметров транспортируемой среды в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013.

Диаметры трубопроводов определены на основании гидравлического расчета с учетом расхода, напора, вязкости, скорости транспортируемого продукта с использованием программного комплекса VMG Process Simulator v10.0. Толщины стенок приняты на основании прочностного расчета в программе СТАРТ Prof версия 04.76 R1 лицензия №1280 в соответствии с ГОСТ 32388-2013.

Скорость коррозии для трубопроводов принята на основании РД 39-0147103-362-86 и составляет 0,1 мм/год.

Расчет срока службы трубопроводов выполнен согласно ГОСТ 32388-2013 (формула Д8). За расчетный срок службы трубопроводов принято 20 лет.

Диаметр, номинальная толщина стенки, отбраковочная толщина стенки и срок службы основных проектируемых трубопроводов представлен в таблице трубопроводов (приложении Л).

Трубопроводы в зависимости от класса опасности транспортируемого вещества подразделяются на группы и в зависимости от рабочих параметров среды - на категории. Категория трубопроводов определена в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013.

Трубопроводы, транспортирующие нефтепродукты, соединительные детали трубопроводов приняты стальные. Марка стали для соединительных деталей принята по марке стали трубы.

Все соединения технологических трубопроводов выполнены сваркой. Все сварные стыки подлежат неразрушающему контролю (ультразвуковым или радиографическим методом) в объеме, соответствующем требованиям НД.

Трубы испытываются на заводе-изготовителе пробным гидравлическим давлением (указанным в НТД на трубы) или имеют указание в Сертификате о гарантируемой величине пробного давления.

Согласно ГОСТ 32569-2013 для трубопроводов предусмотрена надземная прокладка на несгораемых конструкциях и опорах, а также двухъярусная прокладка в районе существующей операторной на территории нефтебазы.

Подземная прокладка предусмотрена в местах подключения к дренажной емкости на нефтебазе и пересечения автомобильных дорог. Подземные трубопроводы при пересечении автомобильных дорог размещены в металлических кожухах.

Надземные и подземные трубопроводы запроектированы с уклонами, обеспечивающими их опорожнение при остановке перекачки. Уклоны приняты не менее:

- для легкоподвижных жидких веществ - 0,002;
- для высоковязких жидких веществ – в пределах до 0,02.

Прокладка надземных трубопроводов на территории нефтебазы предусмотрена в тепловой изоляции с обогревом пароспутниками, подземной – в тепловой изоляции без обогрева пароспутниками.

Прокладка на территории причала № 2 – в тепловой изоляции без обогрева пароспутниками.

Глубина заложения подземных технологических трубопроводов в местах где не предусмотрено движение транспорта принята не менее 0,6 м от поверхности земли до

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Взам. Инв. №
							Подп. и дата

						ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6		Лист
								44

теплоизоляции, а на остальных местах глубина заложения принята исходя из условий сохранения прочности трубопровода с учетом всех действующих нагрузок.

Трубопроводы, проходящие через стены заключены в специальные гильзы. Зазор между трубопроводом и гильзой заполнен негорючим материалом, допускающим перемещение трубопровода вдоль его продольной оси.

Для выпуска (впуска) воздуха и газозвушной смеси из технологического трубопровода при заполнении нефтепродуктом в наивысших точках надземного технологического трубопровода предусматривается воздушник.

Для предотвращения деформации при тепловом удлинении трубопроводов используются повороты трассы для самокомпенсации трубопроводов и П-образные компенсаторы .

Монтаж трубопроводов, контроль качества сварных соединений технологических трубопроводов

Монтаж, испытания и приемку технологических трубопроводов вести согласно требованиям ГОСТ 32569-2013 и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»

Все соединения технологических трубопроводов выполнены сваркой.

Разъемные (фланцевые и резьбовые) соединения выполняются в местах установки запорной арматуры, в местах присоединении оборудования, контрольно-измерительных приборов.

Все сварные стыки подлежат неразрушающему контролю (ультразвуковым или радиографическим методом) в объеме, соответствующем требованиям раздела 12 ГОСТ 32569-2013.

Для сварки необходимо применять следующие сварочные материалы:

- электроды покрытые металлические по стандартам или техническим условиям на изготовление и поставку конкретной марки электродов;
- проволоку стальную сварочную по стандартам или техническим условиям на конкретную марку проволоки;
- двуокись углерода (углекислый газ) по стандарту;
- ацетилен растворенный и газообразный технический по стандарту.

Типы, конструктивные элементы подготовленных кромок и сварных швов должны соответствовать нормативно-технической документации.

Резку труб и подготовку кромок под сварку производить механическим способом.

При разнотолщинности стенок свариваемых элементов проводится обработка кромки элемента, имеющего стенку большей толщины, для обеспечения плавного перехода (с уклоном не более 15°) к элементу с меньшей толщиной. Сборку стыков труб под сварку производить с использованием центровочных приспособлений, обеспечивающих требуемую соосность стыкуемых труб и равномерный зазор по всей окружности стыка.

При разнотолщинности стенок свариваемых элементов более 1,5 соединение элементов выполняется путем вварки между ними катушки промежуточной толщины шириной не менее 250 мм или переходных колец, изготовленных в заводских условиях.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Лист

45

Перед испытанием трубопроводы очищают от мусора и грязи продувкой воздухом, а при необходимости промывают водой. При продувке фильтрующие элементы фильтров, клапаны предохранительных устройств демонтируются. Корпуса насосов необходимо отглушить от трубопроводов.

На торцах труб монтируются сферические заглушки под приварку. При наличии на границах участков фланцевых соединений устанавливаются плоские заглушки между фланцами.

Места расположения заглушек на время проведения испытания должны быть отмечены предупредительными знаками, и пребывание около них людей не допускается.

Вид испытания на прочность и плотность для трубопроводов – гидравлический.

Гидравлическое испытание проводится в теплое время года при положительной температуре окружающего воздуха. Для гидравлического испытания применяется чистая вода (без механических примесей) с температурой не ниже плюс 5 °С и не выше 40 °С.

При отрицательной температуре окружающего воздуха гидроиспытания проводятся незамерзающей жидкостью.

Согласно п. 13.2.1 ГОСТ 32569-2013 величина давления испытания на прочность составляет не менее (выбирается большее из двух значений):

$$\text{Рисп.} = 1,25 * P_p * [\sigma]_{20} / [\sigma]_t, \text{ но не менее } 0,2 \text{ МПа или } \text{Рисп.} = 1,43P_p (2)$$

где:

P_p - расчётное давление трубопровода, МПа;

$[\sigma]_{20}$ - допускаемое напряжение для материала трубопровода при 20 °С;

$[\sigma]_t$ - допускаемое напряжение для материала трубопровода при максимальной положительной расчетной температуре.

Для трубопроводов без избыточного давления для токсичных и взрывоопасных сред величина пробного давления на прочность составляет 0,2 МПа.

Рекомендуемое время выдержки трубопровода под пробным давлением при гидравлическом испытании - не менее 30 минут, после чего снизить до рабочего, при котором провести визуальный осмотр наружной поверхности, разъемных и сварных соединений (испытание на плотность). Продолжительность испытания на плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

После окончания гидравлического испытания трубопровод полностью опорожнить и продуть до полного удаления воды.

После завершения испытаний на прочность и плотность, промывки и продувки трубопроводы, содержащие группу среды А(б) подвергаются дополнительному пневматическому испытанию на герметичность согласно п. 13.5 ГОСТ 32569-2013. Дополнительное испытание на герметичность проводится воздухом, давлением равным рабочему.

Продолжительность дополнительных испытаний составляет не менее 24 часов. При периодических испытаниях, а также после ремонта, связанного со сваркой и разборкой трубопровода, продолжительность испытания устанавливается администрацией предприятия, но не менее 4 часов.

Испытание на прочность и плотность следует проводить одновременно, независимо от способа испытания.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. Инв. №
						Подп. и дата
Инд. № подл.						

Контроль качества подготовительных работ осуществляется путем систематического наблюдения и проверки соответствия выполняемых работ требованиям проектной документации.

Трубы, фасонные соединительные детали, фланцы, прокладки и крепежные изделия по качеству и техническим характеристикам отвечают требованиям нормативных документов, заложенных в проектной документации.

Проверка труб, деталей и узлов трубопроводов, запорной арматуры производится организацией-заказчиком или специализированной службой входного контроля в присутствии представителя организации-получателя в процессе получения указанной продукции от заводов-изготовителей и других поставщиков по месту разгрузки продукции с транспортных средств или после транспортировки ее от мест разгрузки до площадки складирования.

Освидетельствование и отбраковку осуществляет специальная комиссия заказчика.

Каждая партия труб имеет сертификат завода-изготовителя, в котором указывается номер заказа, технические условия (согласованные с Ростехнадзором) или ГОСТ, по которому изготовлены трубы, размер труб и их количество в партии, результаты гидравлических и механических испытаний.

Все детали, узлы трубопроводов и элементы запорной арматуры имеют сертификаты заводов-изготовителей и технические паспорта.

Контроль сварочных материалов осуществляется работниками специализированной службы входного контроля или комиссией, в состав которой входят представители монтажной организации, сварочной службы отдела снабжения.

При производстве сварочных работ производят:

- проверку квалификации сварщиков;
- контроль исходных материалов и труб;
- систематический операционный (технологический) контроль, осуществляемый в процессе сборки и сварки;
- визуальный контроль и обмер готовых сварных соединений;
- проверку соответствия технологии сварки требованиям нормативных документов;
- проверку наличия клейма сварщика на каждом стыке.

Контроль качества очистки полости, испытание на герметичность осуществляется по специальной инструкции, разрабатываемой заказчиком и строительно-монтажной организацией применительно к данному объекту.

Тепловая изоляция

В проекте предусматривается теплоизоляция трубопроводов в соответствии с требованиями СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003». Изолируемые трубопроводы указаны на технологических схемах с условным обозначением НН.

Необходимость применения тепловой изоляции определена в зависимости от свойств транспортируемых веществ, места и способа прокладки трубопровода, требований технологического процесса и требований безопасности труда и взрывопожаробезопасности.

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

							ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

В качестве теплоизоляционного слоя для трубопроводов используются маты прошивные теплоизоляционные из минеральной ваты. В качестве защитного покрытия – листы из алюминия и алюминиевых сплавов по ГОСТ 21631-2019.

В тепловой изоляции трубопроводов предусмотрены закрывающиеся окна, позволяющие проводить дефектоскопию.

Тепловая изоляция одновременно выполняет функции огнезащиты и защиты от шума.

Тепловая изоляция трубопроводов соответствует требованиям действующих нормативных документов. Расчет толщины тепловой изоляции выполнен по методикам, изложенным в НД.

При расчете толщины теплоизоляции трубопровода с обогревающими спутниками по требованиям техники безопасности учитывалось возможное повышение температуры на поверхности теплоизоляционной конструкции в зоне примыкания теплоизоляции к обогревавшему спутнику.

Работы по тепловой изоляции выполняются в соответствии с действующими нормами и правилами производства работ и с учетом требований фирмы - производителя тепловой изоляции.

В теплоизоляционных конструкциях трубопровода предусмотрены следующие элементы:

- основной теплоизолирующий слой;
- армирующие и крепежные детали;
- защитно-покровный слой (защитное покрытие).

При отрицательных рабочих температурах среды предусмотрено тщательное уплотнение всех мест соединений отдельных элементов и герметизация швов при установке сборных теплоизоляционных конструкций.

Для арматуры с разъемным способом присоединения, фланцевых соединений, а также в местах измерения и проверки состояния трубопроводов предусмотрены съемные теплоизоляционные конструкции или иные возможности быстрого доступа к поверхности изолируемого объекта.

Опоры, фланцы, арматура и фитинги теплоизолированных трубопроводов имеют достаточную теплоизоляцию, сводящую к минимуму тепловые потери от этих элементов.

Соответствие материалов теплоизоляционного и покровного слоев в составе теплоизоляционной конструкции требованиям к качеству продукции, санитарно-гигиеническим требованиям и требованиям пожарной безопасности подтверждено соответствующими сертификатами или результатами испытаний.

Нанесение изоляции производится на сухую, предварительно очищенную, огрунтованную поверхность трубопроводов. Степень очистки поверхности трубы не ниже 2.

При переходе от надземной прокладки трубопроводов к подземной тепловая изоляция должна быть нанесена на 0,5 м ниже поверхности земли с дополнительной гидроизоляцией защитной. Гидроизоляцию нанести поверх теплоизоляции на 0,5 м выше и ниже поверхности земли.

Монтаж тепловой изоляции трубопроводов осуществляется после испытания трубопроводов на прочность и плотность и после устранения всех обнаруженных при этом дефектов.

Обогревающие спутники испытываются до нанесения тепловой изоляции.

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

						ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6	Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		50

Обогрев

Для поддержания требуемой технологической температуры по всей длине протяженного трубопровода либо недопущения падения (или роста) температуры ниже (выше) допустимой, на отдельных участках трубопровода при остановке перекачки или отсутствии течения продукта трубопровод или его отдельные участки, наряду с тепловой изоляцией, снабжены системой обогрева. Обогреваемые трубопроводы указаны на технологических схемах с условным обозначением ST.

Система обогрева выполнена в виде обогревающих трубчатых спутников (пароспутники), по которым прокачивается теплоноситель. В качестве теплоносителя используется пар водяной с температурой 180 °С и рабочим давлением 0,5 МПа.

Необходимость системы обогрева, выбор и параметры теплоносителя, конструктивное исполнение определены проектом на основании технических требований заказчика, с учетом технологического процесса функционирования трубопровода и условий окружающей среды.

Тепловая изоляция трубопроводов с обогревающими их спутниками предусматривает их совместную прокладку в общей теплоизоляционной конструкции.

Защита от коррозии трубопроводов, дренажной емкости и окраска трубопроводов

Для защиты трубопроводов от климатических факторов, условий эксплуатации в проекте предусмотрены комплексные решения по обеспечению их надежной работы - применение наружных и внутренних антикоррозионных покрытий.

Конструктивные решения обеспечивают доступность осмотра и восстановление антикоррозионных покрытий технологических трубопроводов.

Вид и система защиты от коррозии наружной поверхности трубопроводов выбраны в зависимости от способа и условий их прокладки, характера и степени коррозионной активности внешней среды, свойств и параметров транспортируемых веществ.

В зависимости от степени агрессивности воздействия окружающей среды защиту от коррозии наружной поверхности надземных трубопроводов и арматуры осуществляется с использованием металлических и неметаллических защитных покрытий.

Для защиты от атмосферной коррозии надземные трубопроводы в тепловой изоляции покрываются грунтовкой ГФ-021 ГОСТ 25129-2020 в 1 слой и краской БТ-177 ГОСТ 5631-79 в 2 слоя.

Для защиты подземных трубопроводов от почвенной коррозии предусматривается защита с нанесением полимерными покрытиями в заводских или трассовых условиях по ГОСТ Р 51164-98, а также средствами катодной и электрохимической защиты.

Для защиты подземной дренажной емкости, включая металлоконструкции, оборудование и трубопроводы внутри емкости, предусмотрено внутреннее антикоррозионное покрытие заводского нанесения.

Наружная поверхность подземной дренажной емкости защищается антикоррозионным покрытием заводского нанесения.

Опознавательная окраска трубопроводов выполняется в соответствии с ГОСТ 14202-69.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Лист

51

3.5.8 Арматура

Трубопроводная арматура соответствует требованиям технических условий на изготовление, стандартам на поставку, имеет заводскую маркировку, сертификаты соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011).

Проектом предусматривается стальная фланцевая запорная арматура (задвижки) с ручным управлением, с электроприводом, поставляемая заводами-изготовителями комплектно с ответными фланцами и крепежом. Выбор материала арматуры осуществлялся исходя из условий эксплуатации, параметров и физико-химических свойств, транспортируемой среды и требований нормативно-технической документации. Для запорной арматуры применяются ответные фланцы по ГОСТ 33259-2015.

Применяемая арматура (краны, клапаны, задвижки, затворы) соответствует расчетному давлению в трубопроводе.

Герметичность затворов запорной арматуры соответствует классу «А», регулирующих клапанов классу «IV» по ГОСТ 9544-2015.

Электроприводную арматуру следует поставлять со следующими техническими характеристиками:

- климатическое исполнение – У1;
- класс герметичности затвора по ГОСТ 9544-2015 – А;
- уровень взрывозащиты – взрывозащищенные.

На трубопроводах ЛВЖ и ГЖ номинальных диаметров DN более 400 запорная арматура устанавливается с дистанционным управлением и ручным дублированием.

Запорная арматура для аварийного отключения блоков, по быстрдействию предусмотрена в соответствии с требованием Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020 года № 533 «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств».

Трубопроводная арматура располагается в местах, доступных для удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта. Маховик арматуры с ручным приводом или рукоятка располагается на высоте не более 1,6 м от уровня пола или площадки обслуживания. При групповом расположении запорной арматуры предусматриваются совмещенные площадки обслуживания. В местах установки арматуры массой более 50 кг предусматриваются переносные или стационарные средства механизации для монтажа и демонтажа.

Крепежные детали для фланцевых соединений и материалы для них выбраны в зависимости от рабочих условий и марок сталей фланцев.

Прокладки и прокладочные материалы для уплотнения фланцевых соединений, фасонные детали трубопроводов выбраны в зависимости от транспортируемой среды и её рабочих параметров.

На трубопроводе отвода аварийных проливов нефтепродуктов с пола насосной 126 установка задвижки № 31 (вне помещения насосной) предусмотрена подземно, под сварное соединение с трубопроводом и с удлинителем штока.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

На трубопроводах на границе проектирования нефтебазы с причалом для аварийного отключения блока насосной 12б предусмотрена отключающая электроприводная арматура ESD-1, ESD-2. В нормальном режиме работы указанная арматура находится в открытом положении.

Для предотвращения аварийных ситуаций при повышении давления в результате температурных расширений нефтепродуктов в трубопроводе, возникающих от повышения температуры, на трубопроводах установлены блоки предохранительных клапанов с переключающими устройствами (БПУ).

БПУ установлены на участках трубопроводов:

- от насосной 12б до железнодорожной эстакады № 2 (на трубопроводе налива нефтепродуктов в железнодорожные вагоны-цистерны) – PSV1;
- от резервуарного парка группы РВС №№ 89 - 92 до насосной 12б (в районе насосной 12б) – PSV2, PSV3;
- от насосной 12б до границы нефтебазы с причалом (в районе расположения задвижек ESD-1 и ESD-2) – PSV4, PSV5;
- от задвижек ESD-1 и ESD-2 до существующего технологического колодца ТК-26 – PSV6, PSV7.

Каждый блок оснащен сбросными пружинными предохранительными клапанами (СППК) с сильфоном (1 рабочий +1 резервный).

Сброс от предохранительных клапанов PSV1, PSV2, PSV3 предусмотрен в проектируемую дренажную емкость E-004.

Сброс от предохранительных клапанов PSV6, PSV7 – в существующую дренажную емкость E-003.

Расчет пропускной способности блока предохранительных клапанов и давления настройки выполнены согласно ГОСТ 12.2.085-2017. Подбор предохранительных клапанов выполнен в сертифицированной программе «Предклапан» версия 3.6.

Характеристики выбранных предохранительных клапанов представлены в приложении П.

Срок службы применяемой арматуры не менее 20 лет.

3.6 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов

Монтаж, демонтаж электроприводной арматуры на объектах ПТХН при ремонте производится существующими средствами завода.

В проектируемой насосной 12б предусмотрен опорный мостовой электрический кран грузоподъемностью 10 т, а также подъезд для электропогрузчика. Грузоподъемное устройство обеспечивает возможность погрузки электродвигателя насосов на передвижные транспортные средства (электропогрузчик).

Длина несущей балки для крана выбрана с учетом зоны демонтажно-монтажных работ в насосной. Высота ездовой балки выбрана с учетом возможности перемещения груза над оборудованием.

При осуществлении погрузочно-разгрузочных работ подъемные сооружения находятся в положении, исключающем их самопроизвольное перемещение.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Режим работы грузоподъемного оборудования периодический.

Монтаж-демонтаж, наладку, ремонт, реконструкцию и модернизацию подъемных сооружений в процессе эксплуатации должна осуществлять специализированная организация, в соответствии с ФНП. Специализированная организация должна располагать всеми необходимыми материалами для выполнения заявленных видов работ.

Перед началом работы с подъемным сооружением на опасном производственном объекте, до каждого работника должны быть доведены под подпись инструкции, определяющие действия работников в аварийных ситуациях. В инструкциях должны в обязательном порядке присутствовать приведенные ниже пункты:

- оперативные действия по предотвращению и локализации аварии;
- способы и методы ликвидации аварии;
- схемы эвакуации в случае возникновения взрыва, пожара, выброса токсичных веществ в помещении или на площадке, обслуживаемой подъемное сооружение, если аварийная ситуация не может быть локализована или ликвидирована;
- порядок использования системы пожаротушения в случае локальных возгораний оборудования;
- места для нахождения подъемных сооружений в нерабочем состоянии;
- места отключения ввода электропитания подъемных сооружений;
- места расположения медицинских аптечек первой помощи;
- методы оказания первой помощи работникам, попавшим под электрическое напряжение, получившим ожоги, отравившимся продуктами горения;
- порядок оповещения работников о возникновении аварии и инцидентов.

3.7 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах

Мазут, судовое топливо, топливо нефтяное АВТ, вакуумный газойль, нефть – это нефтепродукты, которые направлялись и направляются с территории предприятия для перекачки, хранения и отгрузки на ПТХН, поэтому взрывопожароопасные характеристики существующих объектов на ПТХН остаются прежние.

Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований представлен ниже:

- диаметры трубопроводов рассчитаны исходя из условия безопасных скоростей транспортировки нефтепродукта по трубопроводам;
- защита трубопроводов от накопления зарядов статического электричества осуществляется путем заземления трубопроводов и металлоконструкций;
- размещение технологического оборудования (арматуры) с учетом удобного и безопасного их обслуживания, ремонта и чистки, а также с учетом возможности проведения визуального контроля их состояния;
- изоляция горячих поверхностей трубопроводов для обеспечения температур на поверхности изоляции не выше 60 °С за пределами рабочей или обслуживаемой зоны, в том числе

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
-----	--------	------	-------	-------	------

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Лист

54

на межцеховых трубопроводах между парками, на рабочих местах и в обслуживаемой зоне при температуре выше +45 °С во избежание ожогов;

– строительство площадок и лестниц с ограждениями для обслуживания арматуры;

Безопасность зданий и сооружений обеспечивается посредством установления соответствующих требованиям безопасности проектных значений параметров зданий и сооружений и качественных характеристик в течение всего жизненного цикла здания или сооружения, реализации указанных значений и характеристик в процессе строительства, реконструкции, капитального ремонта и поддержания состояния таких параметров и характеристик на требуемом уровне в процессе эксплуатации.

3.7.1 Характеристика производства по взрывопожароопасности производственного процесса

Характеристика технологических зданий и сооружений по категориям и класса взрывной и пожарной опасности приведена в таблице 3.20.

Таблица 3.20 – Характеристика проектируемых технологических зданий и сооружений по взрывопожароопасности производственного процесса

Наименование производства, установки,	Классификация технологических сред по взрывопожароопасности	Категория помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009 (таблицы 1, 2)	Класс взрывоопасных и пожароопасных зон в соответствии с ФЗ №123 ст. 18, ст.19; по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 31610.20-1-2020	Класс и границы взрывоопасных зон, согласно ФНП № 534 приложение 5	Классификация зданий по функциональной опасности
1	2	3	4	5	6	7
Насосная 126	ГЖ	ВЗ	П-І	-	Зона 0 ² Зона 1 ² Зона 2 ²	Ф 5.1
Емкость Е-004	ГЖ	ВН	П-ІІІ	-	Зона 0 ³ Зона 1 ³ Зона 2 ³	-
Причал № 2. Узел налива темных нефтепродуктов	ЛВЖ	АН	В-1г	ПА-ТЗ	Зона 0 ¹ Зона 1 ¹ Зона 2 ¹	-

Примечания:

¹ - Границы взрывоопасных зон приняты для наружной установки:

Зона 0 - внутри аппаратов;

Зона 1 - ограничивается площадью фигуры образованной при отступлении от стенок аппаратов на 1,5 м в длину, ширину и высоту;

Интв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Интв. №
---------------	--------------	---------------

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
-----	--------	------	-------	-------	------

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Лист

55

Зона 2 - ограничивается площадью фигуры образованной при отступлении от центра аппаратов на 7 м в длину, ширину и на 1,5 м от зоны 1 в высоту.

² - Границы взрывоопасных зон приняты для блок-боксов:

Зона 0 - внутри аппаратов блока;

Зона 1 - ограничивается стенами и крышей блока;

Зона 2 - ограничивается площадью фигуры образованной при отступлении от центра аппарата блока на 7 м в длину, ширину и на 1,5 м от зоны 1 в высоту.

³ - Границы взрывоопасных зон приняты для подземных дренажных емкостей:

Зона 0 – внутри аппаратов;

Зона 1 – ограничивается радиусом 3 м от окончания трубы отвода газов;

Зона 2 – ограничивается радиусом 2 м от зоны 1.

⁴ - Границы взрывоопасных зон приняты для свечи сброса газа:

Зона 0 – ограничивается радиусом 1,5 м вокруг окончания труб;

Зона 1 – ограничивается радиусом 1,5 м от зоны 0;

Зона 2 – ограничивается радиусом 2 м от зоны 1.

5. Классификация зданий по функциональной опасности:

Ф5 – здания производственного или складского назначения, в том числе:

Ф5.1 – производственные здания, сооружения, строения, производственные и лабораторные помещения, мастерские.

Выбор технологического оборудования произведен в соответствии с технологическими параметрами среды, климатическим исполнением.

Классификация технологических блоков по взрывоопасной и пожарной опасности в соответствии с требованием Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020 года № 533 «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» представлена в таблице 3.21.

Таблица 3.21– Характеристика зданий и сооружений по взрывопожарной и пожарной опасности

Позиция оборудования блока по технологической схеме	Показатели взрывоопасности выделенного технологического блока			
	Приведенная масса, кг	Относительный потенциал	Категория блока	Радиусы зон разрушения R, м
Насосная 126	201,8	12,77	III	R1 = 5,29 R2 = 7,8 R3 = 13,36 R4 = 38,98 R5 = 77,96
Емкость Е-004	20,03	5,89	III	R1 = 1,12 R2 = 1,65 R3 = 2,84 R4 = 8,27 R5 = 16,55

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Лист

56

Позиция оборудования блока по технологической схеме	Показатели взрывоопасности выделенного технологического блока			
	Приведенная масса, кг	Относительный потенциал	Категория блока	Радиусы зон разрушения R, м
Причал № 2. Узел налива темных нефтепродуктов	855,46	20,57	III	R1 = 13,69 R2 = 20,17 R3 = 34,58 R4 = 100,86 R5 = 201,72

R1 – полное разрушение зданий с массивными стенами ($P \geq 100$ кПа);

R2 – разрушение стен кирпичных зданий толщиной в 1,5 кирпича, перемещение цилиндрических резервуаров, разрушение технологических эстакад ($P=70$ кПа);

R3 – разрушение перекрытий промышленных зданий, разрушение промышленных стальных конструкций, деформации трубопроводных эстакад ($P=28$ кПа);

R4 – разрушение перегородок и кровли зданий, повреждение стальных конструкций каркасов, ферм ($P=14$ кПа);

R5 – граница зоны повреждения зданий, частичное повреждение остекления ($P \leq 2$ кПа).

3.7.2 Мероприятия по обеспечению взрывопожаробезопасности

Для снижения взрывопожарной и пожарной опасности производства в проектной документации предусматриваются следующие мероприятия и требования к технологическому оборудованию:

- применение герметичных систем технологических процессов, хранения и отгрузки готовой продукции, герметичных аварийных и дренажных систем для утилизации газа, ГЖ и ЛВЖ;

- для повышения надёжности и герметичности оборудования, работающего при избыточном давлении, в проекте предусмотрены предохранительные клапаны, защищающие аппараты и трубопроводы от превышения давления сверх допустимых величин;

- для перекачки ГЖ применены герметичные насосы и насосы с двойным торцевым уплотнением;

- контроль технологического процесса и применение автоматизированной системы управления технологическим процессом, предупреждающий о возникновении предаварийных и аварийных ситуаций и обеспечивающий минимизацию ошибочных действий обслуживающего персонала;

- контроль состояния воздушной среды в производственных помещениях и на наружных площадках рабочей зоны с установкой стационарных датчиков предельно-допустимых концентраций (ПДК) и стационарных датчиков нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПРП) газов и паров;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6	Лист
							57

– предусмотрены автоматические газоанализаторы для контроля содержания горючих веществ в парах нефтепродуктов, обеспечивающие подачу предупреждающего светового и звукового сигнала;

– технологическая схема разделена на отдельные технологические блоки, выполнена количественная оценка взрывоопасности технологических блоков;

– на границах технологических блоков установлены быстродействующие отсекающие устройства, время срабатывания которых соответствует требованиям для категории взрывоопасности каждого блока;

– при пуске или остановке все блоки и узлы установки продуваются водяным паром и промываются водой;

– технологическое оборудование расположено на наружных установках, снабжено площадками обслуживания с предусмотренными ограждениями, лестницами и проходами, обеспечивающими безопасную эвакуацию производственного персонала;

– предусмотрены ручная и автоматическая системы обнаружения пожара и загазованности, молниезащита и заземление аппаратов, трубопроводов и арматуры;

– применение технологического оборудования во взрывозащищённом исполнении в соответствии с классификацией по ПУЭ;

– применение трубопроводов и деталей к ним с толщиной стенки из материалов, обеспечивающих безопасную эксплуатацию при расчётных давлениях и заданных климатических условиях;

– соблюдение нормативных безопасных разрывов между наружными технологическими установками, зданиями, сооружениями, строениями с учётом принятых категорий зданий и наружных установок по пожарной и взрывопожарной опасности;

– оборудование объектов производственного назначения системами наружного противопожарного водопровода (включая охлаждение и тушение технологических установок);

– наличие дорог, подъездов для пожарной техники с твёрдым покрытием;

– установка оборудуется системами двусторонней громкоговорящей и телефонной связью. Уменьшение промышленного риска объекта достигается внедрением системы ПАЗ.

Система аварийной остановки связана с другими независимыми системами безопасности (предохранительные клапаны и др.) и системами защиты (пожаротушение, эвакуация, системы защиты персонала и т.д.) для уменьшения промышленного риска на объекте.

4 Сведения о расчётной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащённости, перечень всех организуемых постоянных рабочих мест отдельно по каждому зданию, строению и сооружению, а также решения по организации бытового обслуживания персонала

Обслуживание вновь устанавливаемого оборудования предусматривается существующим персоналом. Штатное расписание не изменяется.

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

										Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6				58

5 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства, и решений, направленных на обеспечение соблюдения нормативов допустимых уровней воздействия шума и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах и в общественных зданиях

Данный раздел разработан на основании требований действующей нормативно-технической документации, в том числе следующих законодательных и нормативных документов:

- Трудовой кодекс РФ (с изменениями на 19 декабря 2022 года);
- Федеральный закон № 90-ФЗ «О внесении изменений в Трудовой кодекс Российской Федерации, признании не действующими на территории Российской Федерации некоторых нормативных правовых актов СССР и утратившими силу некоторых законодательных актов (положений законодательных актов) Российской Федерации» от 30.06.2006 г. (с изменениями на 28 июня 2021 г.);
- Федеральный закон от 30.03.1999 № 52-ФЗ О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения (с изменениями на 04 ноября 2022 года);
- СП 131.13330.2021 Строительная климатология СНиП 23-01-99* (с Изменением № 1);
- ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправками);
- ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением № 1);
- ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением № 1);
- ГОСТ Р 12.4.026-2015 ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний (с Поправками, с Изменением №1);
- СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (с изменениями на 19 января 2022 года) № 534;
- Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Глава 7.3. Электроустановки во взрывоопасных зонах (Издание шестое);
- Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15 декабря 2020 года № 903н «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (с изменениями на 29 апреля 2022 года);

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Лист

59

- установка газоанализаторов до взрывоопасных концентраций веществ;
- компоновка оборудования и местных контрольно-измерительных приборов (КИП) с учетом их безопасного обслуживания, удобства ремонта, монтажа и ревизии;
- выбор оборудования, арматуры и трубопроводов в соответствии с требованиями безопасности, прочности, коррозионной стойкости и надежности с учетом условий эксплуатации;
- применение арматуры с затвором класса герметичности «А» по ГОСТ 9544-2015;
- установка технических средств, предотвращающих деформацию трубопроводов;
- освобождение аппаратов и трубопроводов от жидкости в дренажные емкости перед их остановкой на ремонт и при технологической необходимости;
- устройство автоматической пожарной сигнализации о возникновении пожара;
- применение блочного оборудования заводского изготовления, соответствующего требованиям безопасности;
- покрытие подземных емкостей и подземных труб антикоррозионной изоляцией усиленного типа;
- организация рабочего процесса, обеспечивающая максимальное снижение вероятности взрыва, в том числе запрещение применения открытого огня и исключение источников искрообразования.

В производственных помещениях предусмотрено наличие аптечек, укомплектованных медикаментами, для оказания первой помощи.

При выполнении технических операций исключен непосредственный контакт работников с вредными веществами за счет применения совершенного и герметичного оборудования, комплексной механизации и автоматизации технологических процессов и операций, средств индивидуальной защиты.

К работам по обслуживанию сооружений, оборудования, механизмов и выполнению технологических процессов на проектируемом объекте допускаются работники, имеющие соответствующую профессиональную квалификацию и прошедшие обучение по промышленной безопасности и охране труда на предприятии, достигшие 18 лет и не имеющие медицинских противопоказаний.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК).

Виды возможного вредного воздействия на организм человека и мероприятия по их предотвращению представлены в таблице 3.21.

Таблица 3.21 – Опасные производственные факторы на предприятии

Опасные производственные факторы	Виды возможного вредного воздействия	Мероприятия по предотвращению вредного воздействия
Физические	- движущиеся машины и механизмы;	- ограждения и предупреждающие таблички. - теплоизоляция и обогрев.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
-----	--------	------	-------	-------	------

ПИР/РНД 16-23-1 сп-ТР6

Лист

61

Опасные производственные факторы	Виды возможного вредного воздействия	Мероприятия по предотвращению вредного воздействия
	<ul style="list-style-type: none"> - повышенная/пониженная температура поверхностей оборудования, изделий; - повышенная запыленность/загазованность воздуха рабочей зоны; - повышенная/пониженная температура воздуха рабочей зоны; - повышенный уровень шума, вибрации, влажности воздуха на рабочем месте; - затруднение дыхания, сухость слизистых оболочек дыхательных путей; - повышенная/пониженная подвижность воздуха; - повышенное напряжение в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека; - повышенные уровни электромагнитных излучений; - отсутствие или недостаток естественного освещения и т. д. 	<ul style="list-style-type: none"> - вентиляция. - средства индивидуальной защиты. - электроизоляция, заземление оборудования. - автоматизация.
Химические	<ul style="list-style-type: none"> - нефтепродукты, самозно-охлаждающие жидкости; - дезинфицирующие, моющие средства и т. д. 	<ul style="list-style-type: none"> - средства индивидуальной защиты. - автоматизация процессов.
Биологические	- воздействие живых организмов.	- биологические воздействия отсутствуют.
Психофизиологические	- нервно-психические перегрузки, перенапряжение анализаторов, монотонность труда.	- составление нормативных графиков работы, отпусков.

При уровне шума на рабочих местах, превышающих допустимые нормы, обязательно оснащение и применение противошумных наушников.

Для обеспечения нормируемых санитарно-гигиенических параметров воздуха в помещениях предусматривается устройство приточно-вытяжной вентиляции с естественным и механическим побуждением. Воздухообмены определяются из расчета по борьбе с выделениями вредностей, теплоизбытков и по кратностям согласно нормативным документам.

Вентиляция блок-боксов выполнена в объеме комплектно-блочной поставки заводоизготовителей. Блочно-комплектные сооружения должны иметь полный набор разрешительной документации: сертификаты соответствия, декларации о соответствии и т.п.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Лист

62

6 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

6.1 Объекты автоматизации

Проектной документацией предусмотрено:

- монтаж насосной перекачки темных нефтепродуктов 12Б;
- монтаж дренажной емкости Е-004 с полупогружным насосом Н-004;
- монтаж трубопроводов с запорной арматурой от РВС-89...92 к насосной 12Б;
- монтаж стендера налива темных нефтепродуктов на причале №2.

6.2 Объем автоматизации

Объем автоматизации проектируемых объектов отвечает требованиям действующих правил, нормативно-технической документации и обеспечивает заданную точность регулирования технологических параметров, надежность и безопасность проведения технологических процессов. Настоящим проектом выполняется обвязка оборудования и трубопроводов первичными средствами автоматизации, регулирующей и отсечной арматурой.

В соответствии с техническими условиями подключение средств КИПиА выполняется в существующую систему управления.

Для насосной 12Б предусмотрено:

- местный и дистанционный пуск/останов насосов Н-001...003;
- автоматический останов насосов Н-001...002 при максимальной температуре подшипников;
- автоматический останов насосов Н-001...002 при максимальных значениях вибрации;
- автоматический останов насосов Н-001...002 при максимальном давлении и температуре затворной жидкости в бачке;
- автоматический останов насосов Н-001...002 при минимальном или максимальном уровне затворной жидкости в бачке;
- автоматический останов насосов Н-001...002 при отсутствии перекачиваемой среды;
- автоматический останов насосов Н-001...002 при осевом смещении ротора;
- автоматический останов насосов Н-001...002 при открытии кожуха полумуфты;
- автоматическое включение резервного насоса Н-002 при отключении основного насоса Н-001
- местный контроль давления на всасывающем и напорном трубопроводе насосов Н-001...003;
- дистанционный контроль давления на всасывающем и напорном трубопроводе насосов Н-001...003;
- дистанционный контроль частоты оборотов электродвигателей насосов Н-001...002;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Лист

63

- дистанционный контроль и сигнализация максимального перепада давления на фильтрах насосов Н-001...003;
- дистанционный контроль текущего расхода и объема перекачиваемой среды.
- дистанционная сигнализация затопления приемка насосной;
- дистанционный контроль температуры в помещении насосной;
- дистанционный контроль температуры охлаждающей жидкости на подводящей и отводящей линии.

Для помещения насосной предусмотрен контроль загазованности, местная и дистанционная сигнализация 10% НКПР и 45% НКПР по смеси углеводородов. При 45% НКПР предусмотрено автоматическое отключение технологического оборудования. Установка датчиков-газосигнализаторов производится на высоте 0,5 метра от пола насосной.

Для дренажной емкости Е-004 с полупогружным насосом Н-004 предусмотрено:

- дистанционный контроль уровня в дренажной емкости;
- дистанционный контроль температуры в дренажной емкости;
- местный пуск/останов насоса;
- местный и дистанционный контроль давления в напорном трубопроводе полупогружного насоса;
- дистанционная сигнализация уровня затворной жидкости в бачке насоса.

Для трубопроводов между РВС-89...92 и насосной 12Б предусмотрено:

- автоматическое закрытие задвижек при минимальных или максимальных значениях уровня в РВС-89...92.

Для стендера налива темных нефтепродуктов на причале №2 предусмотрено:

- автоматическое закрытие задвижки 16н при срабатывании второго уровня сигнализации гидропанели управления стендером;
- возможность дистанционного выбора маршрута налива отгружаемого продукта путем открытия/закрытия электроприводных задвижек №№ 6н, 7н, 17н;
- дистанционный контроль температуры среды в трубопроводе к стендеру У-2/1;
- дистанционный контроль давления среды в трубопроводе к стендеру У-2/1.

Система автоматизации стендера У-2/1 причала № 2 обеспечивает:

- безопасную работу стендера и остановки налива в случае несанкционированного отхода судна от причала;
- двухуровневую звуковую и световую сигнализацию при аварийном разъединении стендера при отходе судна от причала;
- контроль перемещения стендера и аварийного разъединения стендера с сигнализацией в операторной причала;
- контроль давления продукта в стендере;
- контроль давления масла в гидравлической системе управления.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
-----	--------	------	-------	-------	------

6.3 Функционирование системы

Функционирование системы управления осуществляется следующим образом:

- данные с датчиков поступают в существующую систему АСУТП для отображения технологических параметров на АРМ оператора;
- дистанционное управление отсекающей арматурой осуществляется с АРМ оператора;
- данные с датчиков положения и конечных выключателей отсекающей арматуры поступают в операторную для отображения текущего положения
- дистанционное и управление насосными агрегатом осуществляется с АРМ оператора, автоматическое управление от АСУТП.
- управление стендером осуществляется оператором с помощью переносного пульта управления гидропанели, установленной на причале.
- данные с датчиков оптической системы слежения стендера поступают в операторную для отображения положения стендеров в системе контроля перемещения на АРМ оператора;
- при аварийном разъединении стендера при отходе судна от причала срабатывает местная двухуровневая оптическая и звуковая сигнализация, а также сигнализация в операторной;
- при срабатывании первого уровня сигнализации оператор имеет возможность остановить налив нефтепродукта в «плавном» режиме;
- при аварийном разъединении стендера при отходе судна от причала при срабатывании второго уровня сигнализации закрывается запорная арматура перед стендером

6.4 Приборы и средства автоматизации

В проекте используются серийно выпускаемые средства автоматизации.

Все первичные преобразователи выполнены в исполнении, соответствующем классу взрывоопасной зоны и измеряемой среды. Преимущественно используются приборы с видом взрывозащиты «искробезопасная цепь».

Для измерения температуры используется:

- термосопротивление Элемер ТС-1088Ex (ExiaIICT6);
- датчик температуры с унифицированным выходным сигналом Элемер ТПУ-0304/М2-Н (1ExdIICT6).

Для измерения давления используется:

- манометр РОСМА ТМ-521;
- датчик давления Метран-150TG (ExdIICT6);
- датчик перепада давления Метран-150CD (ExdIICT6).

Для защиты от сухого хода используется термодифференциальный сигнализатор уровня Элемер СТД-31 (1ExdIIAT3).

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

										Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6				65

Для измерения уровня используется:

- сигнализатор уровня вибрационный СВ-11 (ExdIICT6);
- уровнемер радарный Элемер УР-31 (1ExdIICT5).

Для измерения расхода нефтепродуктов используется кориолисовый расходомер ЭМИС-МАСС 260 (1Exdb[ib]IICT6).

Для измерения дозврывоопасных концентрация газов в воздухе используется стационарный газоанализатор ГСМ-05 (1ExdIICT4).

Для управления электроприводной арматурой используются электроприводы АБС ЗЭиМ.

Классическое исполнение приборов УХЛ1 по ГОСТ 15150-69. Степень защиты оболочки IP65.

6.5 Размещение и монтаж средств автоматизации

Сети автоматизации включают в себя:

- монтаж первичных средств автоматизации в соответствии с принятой технологической схемой на технологическом оборудовании и трубопроводах;
- прокладка кабельной линии от объектов автоматизации до шкафа АСУТП.

Монтаж электропроводок выполняется кабелями марок КВВГнг, КВВГЭнг.

По технологическим площадкам кабель прокладывается в защитных трубах и металлических оцинкованных коробах. До аппаратной кабели прокладываются по существующим и проектируемым эстакадам.

Кабели искробезопасных и измерительных цепей прокладываются отдельно от кабелей других цепей и друг от друга. Кабели измерительных и контрольных цепей прокладываются отдельно друг от друга.

Монтаж приборов КИПиА к оборудованию и трубопроводам выполняется через закладные конструкции, принимаемые по типовым альбомам и/или рекомендациям заводов-изготовителей.

Все приборы и средства автоматизации, а также соединительные коробки и средства защиты кабелей (трубы, коробка) подлежат заземлению. Приборы, подключенные к искробезопасной цепи, заземляются по месту медным проводом ПВЗ в желто-зеленой оболочке сечением 6 мм². Приборы и средства автоматизации с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» заземляются свободной жилой кабеля в операторной.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

7 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники (по отдельным цехам, производственным сооружениям)

Сведения о выбросах в атмосферу, их количестве и составе, а также о наличии сбросах в водные объекты приведена в разделе 8 «Мероприятия по охране окружающей среды» часть 2 «Оценка воздействия на окружающую среду» (ПИР/РНД 16-23-1сп-ОВОС).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №					ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6	Лист
							67	
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

9 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности

Характеристика отходов, образующихся при функционировании объекта, приведена в разделе 8 «Мероприятия по охране окружающей среды» часть 2 «Оценка воздействия на окружающую среду» (ПИР/РНД 16-23-1сп-ОВОС).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №					Лист
			ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6				
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

10 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов

Соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов достигается при соблюдении следующих мероприятий:

- модернизация производства с использованием усовершенствованной технологии производства и современного оборудования;
- соблюдение температурного режима в технологических процессах;
- соблюдение оптимального давления в емкостях и трубопроводах;
- обеспечение минимального времени протекания процесса;
- подбор рациональных величин расходных коэффициентов сырья и энергоносителей;
- отработка оптимальных схем ведения процесса;
- контроль, автоматизация и механизация процессов;
- корректировка технологических параметров для уменьшения энергопотребления;
- использование оптимального количества единиц оборудования для ведения процесса;
- применение оборудования с минимальным количеством вспомогательных устройств.

В соответствии с Федеральным законом №384 от 30.12.2009, в проекте учтены требования безопасности зданий и сооружений в процессе проектирования, строительства и эксплуатации:

- механической безопасности;
- пожарной безопасности;
- безопасных для здоровья человека условий пребывания в зданиях и сооружениях;
- безопасности для пользователей зданиями и сооружениями;
- энергетической эффективности зданий и сооружений;
- безопасного уровня воздействия зданий и сооружений на окружающую среду;
- к обеспечению выполнения санитарно-эпидемиологических требований, качества воздуха, качества воды, используемой в качестве питьевой и для хозяйственно-бытовых нужд, освещению, защите от шума, защиты от влаги, защиты от вибрации, от воздействия электромагнитного поля;
- к микроклимату.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Лист

70

Ограждающие конструкции здания выполняются из панелей типа «сэндвич». Панели типа «сэндвич» обладают рядом преимуществ, характеризующихся низким коэффициентом теплопроводности. Благодаря этому свойству панелей внутри зданий будет сохраняться тепло зимой и прохлада летом. Несущий каркас здания запроектирован из стальных металлоконструкций, монтаж которых можно выполнять без технических перерывов, сокращая сроки строительства. Преимущество металла – экологичность. Металлоконструкции имеют на 95% замкнутый жизненный цикл, возможность повторного использования, низкие энергоемкость и углеродный след. По окончании срока службы или износа сооружения в металлических конструкциях его стальные элементы можно переплавить в новые изделия.

Основным достоинством зданий, выполненных из «сэндвич» панелей, является быстрый монтаж здания, что имеет большое значение при сжатых сроках строительства и ввода в эксплуатацию промышленного объекта.

В соответствии с Федеральным законом №384 от 30.12.2009 (с изменениями от 02.07.2023 г.), в проекте учтены требования безопасности зданий и сооружений в процессе проектирования, строительства и эксплуатации:

- механической безопасности;
- пожарной безопасности;
- безопасных для здоровья человека условий пребывания в зданиях и сооружениях;
- безопасности для пользователей зданиями и сооружениями;
- энергетической эффективности зданий и сооружений;
- безопасного уровня воздействия зданий и сооружений на окружающую среду;
- к обеспечению выполнения санитарно-эпидемиологических требований, качества воздуха, качества воды, инсоляции и солнцезащиты, освещению, защите от шума, защиты от влаги, защиты от вибрации, от воздействия электромагнитного поля, защиты от ионизирующего излучения;
- к микроклимату.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №					Лист
			ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6				
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	72	

11 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов

Проект выполнен с учетом действующего на объекте технологического регламента.

Технологический регламент является основным техническим документом по описанию характеристик производственного объекта, исходного сырья, готовой продукции, вспомогательных материалов, технологической схемы и параметров технологического процесса производства, условий безопасной эксплуатации производства, охраны окружающей среды и промышленной санитарии в соответствии с действующими нормативными документами Российской Федерации.

Соблюдение всех требований технологического регламента является обязательным, так как гарантирует качество выпускаемой продукции, рациональное и экономичное ведение технологического процесса, сохранность оборудования, исключение возможности возникновения аварий и загрязнения окружающей среды, безопасность ведения производственного процесса.

Ведение технологического процесса в течение всего времени его функционирования производится в соответствии с нормативно-технической и технологической документацией, согласованной и утвержденной в установленном порядке и направленной на внедрение передовых технологий и обеспечение пожаробезопасности.

С целью обеспечения безопасности запроектированных трубопроводов и оборудования в процессе их эксплуатации приняты основные проектные решения, направленные на соблюдение требований технологических процессов:

- повышение уровня безопасности технологических процессов, в том числе:
 - а) использование герметичного оборудования;
 - б) перед вводом в эксплуатацию все технические устройства проходят испытание и пуско-наладочные работы;
 - в) поддержание регламентируемых параметров температуры и давления среды;
 - г) поддержание температурного режима в оборудовании и технологических трубопроводах. Предусмотрена теплоизоляция и обогрев пароспутниками технологических трубопроводов. В качестве теплоносителя принят водяной пар;
 - д) применение электрооборудования, соответствующее классу пожарной и взрывопожароопасной зоны, категории и группе взрывоопасной смеси;
 - ж) применение быстродействующих средств защитного отключения аппаратов, приводящих к появлению источников зажигания;
 - к) применение оборудования и режимов проведения технологического процесса, исключающих образование статического электричества;
 - л) применение устройств молниезащиты зданий, сооружений, строений и оборудования;
- механизация и автоматизация технологических процессов, в том числе:
 - а) предусмотрены система автоматизации технологических процессов, дистанционного управления арматурой, аварийной сигнализации, обеспечивающая безопасность эксплуатации технических устройств на всех режимах работы и при всех внешних воздействиях, предусмотренных условиями эксплуатации;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Лист

73

– пропускной и внутри объектов режимы, обеспечивающие контроль за входом (выходом) физических лиц, въездом (выездом) транспортных средств, вносом (выносом), ввозом (вывозом) грузов и иных материальных объектов силами охраны объекта;

– мероприятия по защите от актов незаконного вмешательства, включающие в себя ограждение строительной площадки, мест складирования материалов и т.д. Мероприятия, предусмотренные требованиями п.8 постановления Правительства Российской Федерации от 23.01.2016 № 29 в части досмотра, дополнительного досмотра, повторного досмотра, документации в части обеспечения транспортной безопасности в т.ч. с отражением результатов выполненных действий, а также собеседования в целях обеспечения транспортной безопасности могут выполняться исключительно уполномоченными лицами из числа работников подразделений транспортной безопасности, аттестованными в соответствии с законодательством Российской Федерации (Приказ Министерства транспорта РФ № 227 от «23» июля 2015 года «Об утверждении правил проведения досмотра, дополнительного досмотра, повторного досмотра в целях обеспечения транспортной безопасности»).

Исполнение требований норм действующего законодательства в области обеспечения транспортной безопасности по организации на строящихся объектах транспортной инфраструктуры досмотра в целях обеспечения транспортной безопасности предусматривается с учетом привлечения аккредитованного подразделения транспортной безопасности (далее ПТБ) в соответствии с приказом Министерства транспорта РФ от 23.07.2015 № 227 «Об утверждении правил проведения досмотра, дополнительного досмотра, повторного досмотра в целях обеспечения транспортной безопасности». Места проведения досмотра устанавливаются согласно Плана обеспечения транспортной безопасности строящегося объекта транспортной инфраструктуры.

Для функционирования подразделений транспортной безопасности подрядчик обязан обеспечить:

– на территории строительной площадки места для размещения подразделения по обеспечению транспортной безопасности строящегося объекта, мест для размещения оснащения/оборудования ПТБ;

– беспрепятственную работу подразделения по транспортной безопасности строящегося объекта на территории строительства в режиме, предусмотренном Планом обеспечения транспортной безопасности строящегося объекта транспортной инфраструктуры.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Лист

76

13 Перечень сокращений и условных обозначений

- АРМ – автоматизированное рабочее место;
- АСУ ТП РП – автоматизированная система управления технологическим процессом;
- БПУ – блок предохранительных клапанов с переключающими устройствами;
- БРС – быстроразъемное соединение;
- ГВС – газовоздушная смесь;
- ГЖ – горючая жидкость;
- ГП – генеральный план;
- КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;
- КУОиХТП – комплекс установок отгрузки и хранения товарной продукции
- КМХ – контроль метрологических характеристик;
- ЛЖВ – легковоспламеняющаяся жидкость;
- НКПРП – нижний концентрационный предел распространения пламени;
- НТД – нормативно-техническая документация;
- ОПО – опасные производственные объекты;
- ОХТП – отгрузка и хранение товарной продукции;
- ПАЗ – противоаварийная защита;
- ПДК – предельно-допустимые концентрации;
- ПТБ – подразделение транспортной безопасности;
- ПТП – производство товарной продукции;
- ПТХН – производство по транспортировке и хранению нефтепродуктов;
- РВС – резервуар вертикальный стальной;
- СППК – сбросной пружинный предохранительный клапан.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инов. №

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Лист

77

14 Перечень нормативной документации

1 Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (с изменениями на 30 апреля 2021 года) (Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ).

2 Технический регламент о безопасности зданий и сооружений (с изменениями на 2 июля 2013 года) (Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ).

3 Федеральный закон от 18.11.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности».

4 Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

5 Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ» от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ (с изменениями от 13.06.2023 г.).

6 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением». Приказ от 15 декабря 2020 года № 536.

7 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. Приказ от 21 декабря 2021 г. № 444

8 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств (с изменениями на 26 ноября 2015 года), утв. Ростехнадзор 15.12.2020 № 533.

9 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. Ростехнадзором 15.12.2020 № 534 (с изменениями на 31 января 2023 года).

10 Приказ Ростехнадзора от 31.03.2008 № 186 Общие требования по обеспечению антитеррористической защищенности опасных производственных объектов.

11 ГОСТ 12.0.004-90 ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения.

12 ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с изменениями № 1, 2).

13 ГОСТ 30852.10-2002 (МЭК 60079-11:1999) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь i.

14 ГОСТ 31565-2012 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности.

15 ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия.

16 ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах.

17 ГОСТ Р 12.3.047-2012 ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.

18 ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов (с поправкой).

19 ГОСТ 10585-2013 Топливо нефтяное. Мазут. Технически условия.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Лист

78

20 ГОСТ 32510-2013 Топлива судовые. Технические условия.

21 ГОСТ 12.0.004-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Организация обучения безопасности труда. Общие положения (с Поправкой).

22 ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением № 1).

23 ГОСТ 14202-69 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки.

24 ГОСТ Р 12.3.047-2012 Национальный стандарт Российской Федерации Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.

25 ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон.

26 ГОСТ 30852.11-2002 (МЭК 60079-12:1978) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам.

27 ГОСТ 31610.20-1-2020 (ISO/EC 80079-20-1:2017) Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные.

28 ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.

29 ГОСТ 12.2.085-2017 «Арматура трубопроводная. Клапаны предохранительные. Выбор и расчет пропускной способности».

30 ГОСТ 3845-2017 Трубы металлические. Метод испытания внутренним гидростатическим давлением.

31 ГОСТ 25129-2020 Грунтовка ГФ-021. Технические условия.

32 ГОСТ 5631-79 Лак БТ-577 и краска БТ-177. Технические условия.

33 ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250.

34 ГОСТ 21880-2011 Маты из минеральной ваты прошивные теплоизоляционные. Технические условия.

35 ГОСТ 21631-2019 Листы из алюминия и алюминиевых сплавов. Технические условия.

36 ГОСТ 58617-2019 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Емкости и резервуары горизонтальные стальные. Общие технические условия.

37 ГОСТ 34565-2019 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Насосы поршневые и плунжерные. Общие технические условия.

38 ГОСТ 32600-2013 (ISO 21049:2004) Насосы. Уплотнительные системы вала для центробежных и роторных насосов.

39 ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.

40 ТУ 0258-003-7653499-2015 Легкий вакуумный газойль. Технические условия

41 СП 3.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности: утв. МЧС России 25.03.2009 № 173.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6

Лист

79

42 СП 4.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям: утв. МЧС России 24.04.2013 № 288.

43 СП 8.13130.2020 Системы противопожарной защиты. Источники наружного противопожарного водоснабжения. Требования пожарной безопасности.

44 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с изменением № 1): утв. МЧС России 25.03.2009 № 182.

45 СП 131.13330.2012 (СНиП 23-01-99*) Строительная климатология (с изменением № 2): утв. Минрегион России 30.06.2012 № 275.

46 СП 155.13130.2014 Склады нефти и нефтепродуктов требования пожарной безопасности.

47 СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности: утв. МЧС России 17.06.2015 № 302.

48 СП 484.1311500 Система противопожарной защиты. Система пожарной сигнализации и автоматизация систем противопожарной защиты. Нормы и правила проектирования: утв. МЧС России от 31.07.2020 № 582).

49 СП 485.1311500 Системы противопожарной защиты. Установки пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования: утв. МЧС России от 31.08.2020 №628).

50 СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003.

51 ВУПП-88 (Миннефтехимпром СССР) Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности: утв. Миннефтехимпром СССР 01.01.1988

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №					Лист
			ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6				
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	80	

Приложения

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6	

№	<u>18/07-02-7376</u>	Дата	<u>09.10.2023</u>
на №	<u>0332</u>	от	<u>04.09.2023</u>

Генеральному директору
ООО "ВолгаТЭЖинжиниринг"

Зорину В.Д.

Главному инженеру ООО
«РНХП»

Носкову А.Ф.

Начальнику центра
управления проектированием
ООО "ЛИНК"

Быстрову И.Ю.

О предоставлении технических
условий

Уважаемый Владимир Дмитриевич!
Уважаемый Анатолий Федорович!
Уважаемый Игорь Юрьевич!

В рамках разработки документации по объекту: «Реконструкция склада готовой продукции ОПО № А39-00045-0002. Выполнение комплекса мероприятий по отгрузке темных нефтепродуктов на площадке КУОиХТП» в соответствии с Вашим письмом № 0332 от 04.09.2023г. представляем Вам технические условия на подключение к существующим инженерным системам, приведены в приложениях №№1-4.

Приложение №1. Технические условия на освобождение бачков торцевых уплотнений на 1 листе.

Приложение №2. Технические условия на подключение проектируемых трубопроводов (пароспутника) для обогрева трубопроводов к источнику подвода пара на 1 листе.

Приложение №3. Технические условия на подключение к источнику сбора конденсата от паровых спутников обогрева трубопроводов на 1 листе.

Приложение №4. Технические условия на подключение проектируемых трубопроводов от насосной 12б к существующим трубопроводам железнодорожной эстакады на 2 листах.

И.о. Менеджера ООО
"ЛУКОЙЛ-
Волгограднефтеперера
ботка"

 ЛУКОЙЛ	ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 6e52f281ac8accf1669f45e75ee09f0bd6e8bc2b Владелец Волобоев Сергей Николаевич Действителен с 02.08.2023 по 02.08.2024	

С.Н. Волобоев

Пузин Дмитрий Геннадьевич
(088442) 63115, +7 (8442) 963115, 63115

Приложение Б

Технические условия на освобождение бачков торцевых уплотнений

- 1. Наименование объекта:** Реконструкция склада готовой продукции ОПО № А39-00045-0002. Выполнение комплекса мероприятий по отгрузке темных нефтепродуктов на площадке КУОиХТП
- 2. Адрес объекта, собственник:** Территория основной площадки ООО «ЛУКОЙЛ - Волгограднефтепереработка», расположенная по ул. 40 лет ВЛКСМ, д. 55, г. Волгоград
- 3. Способ освобождения:** в передвижную систему. Вакуумная автомашина.
- 4. Точки подключения при закрытой системе освобождения:**
Не требуется.
- 5. Характеристика объектов присоединения:**
 - 4.1 Давление рабочее в точке подключения, МПа.
 - 4.2 Давление расчетное в точке подключения, МПа.
 - 4.3 Температура в точке подключения, °С.
 - 4.4 Труба (стальная, бесшовная, марка стали, диаметр, толщина стенки).
 - 4.5 Прокладка трубопровода (надземная, подземная, при подземной прокладке глубина заложения, при надземной прокладке абсолютную или относительную отметку относительно земли до низа трубы).
 - 4.6 Точка подключения проектируемого трубопровода к существующему (координаты места подключения).
- 6. Условия присоединения:**
 - 6.1 Надземная (или иная).
- 7. Указания к проектированию:**
- 8. Срок действия технических условий:**
Технические условия действительны на нормативный срок проектирования и строительства объекта

Приложение В

Технические условия на подключение проектируемых трубопроводов (пароспутника) для обогрева трубопроводов к источнику подвода пара

- 1. Наименование объекта:** Реконструкция склада готовой продукции ОПО № А39-00045-0002. Выполнение комплекса мероприятий по отгрузке темных нефтепродуктов на площадке КУОиХТП
- 2. Адрес объекта, собственник:** Территория основной площадки ООО «ЛУКОЙЛ - Волгограднефтепереработка», расположенная по ул. 40 лет ВЛКСМ, д. 55, г. Волгоград

3. Точки подключения:

Подключение проектируемого трубопровода (пароспутника) к существующему. Способ подключения – надземный.

4. Характеристика объектов присоединения:

- 4.1 Вид обогреваемой среды (водяной пар).
- 4.2 Температура нагреваемой среды, 180 °С.
- 4.3 Давление нагреваемой среды рабочее, 0,5 МПа.
- 4.5 Давление нагреваемой среды расчетное, 0,5 МПа.
- 4.6 Труба (стальная, бесшовная, Ст 20, Ду 150, толщина стенки 6 мм).
- 4.7 Прокладка трубопровода (надземная).
- 4.8 Точка подключения проектируемого трубопровода (пароспутника) к существующему (район насосной № 12).

5. Условия присоединения:

- 5.1 Надземная.

6. Указания к проектированию:

7. Срок действия технических условий:

Технические условия действительны на нормативный срок проектирования и строительства объекта

Приложение Г

Технические условия на подключение к источнику сбора конденсата от паровых спутников обогрева трубопроводов

1. Наименование объекта: Реконструкция склада готовой продукции ОПО № А39-00045-0002. Выполнение комплекса мероприятий по отгрузке темных нефтепродуктов на площадке КУОиХТП

2. Адрес объекта, собственник: Территория основной площадки ООО «ЛУКОЙЛ - Волгограднефтепереработка», расположенная по ул. 40 лет ВЛКСМ, д. 55, г. Волгоград

3. Точки подключения:

Подключение проектируемого трубопровода отвода конденсата от пароспутника к существующему. Способ подключения – надземный.

4. Характеристика объектов присоединения:

4.1 Вид среды (конденсат пара).

4.2 Температура среды,
90°С.

4.3 Давление рабочее в точке подключения, 0,1 МПа.

4.4 Давление расчетное в точке подключения, 0,1 МПа.

4.5 Труба (стальная, бесшовная, Ст 20, Ду 50, толщина стенки 4,5 мм).

4.6 Прокладка трубопровода (надземная).

4.7 Точка подключения проектируемого трубопровода отвода конденсата к существующему (координаты места подключения район насосной № 12).

5. Условия присоединения:

5.1 Надземная

6. Указания к проектированию:

7. Срок действия технических условий:

Технические условия действительны на нормативный срок проектирования и строительства объекта

Приложение Д

Технические условия

на подключение проектируемых трубопроводов от насосной 12б к существующим трубопроводам железнодорожной эстакады

- 1. Наименование объекта:** Реконструкция склада готовой продукции ОПО № А39-00045-0002. Выполнение комплекса мероприятий по отгрузке темных нефтепродуктов на площадке КУОиХТП
- 2. Адрес объекта, собственник:** Территория основной площадки ООО «ЛУКОЙЛ - Волгограднефтепереработка», расположенная по ул. 40 лет ВЛКСМ, д. 55, г. Волгоград
- 3. Точки подключения:**
 - 3.1 Трубопровод налива нефтепродуктов в железнодорожные вагоны цистерны. Подключение проектируемого трубопровода к существующему. Способ подключения – надземный, подземный.
 - 3.2 Трубопровод слива нефтепродуктов из неисправных железнодорожных вагонов цистерн. Подключение проектируемого трубопровода к существующему. Способ подключения – надземный.
 - 3.3 Трубопровод опорожнения коллектора налива железнодорожных вагонов цистерн. Подключение проектируемого трубопровода к существующему. Способ подключения – (надземный).
- 4. Характеристика объектов присоединения:**
 - 4.1 Трубопровод налива нефтепродуктов в железнодорожные вагоны цистерны.**
 - 4.1.1 Вид наливаемого нефтепродукта (мазут, топливо судовое RMG-180).
 - 4.1.2 Температура наливаемого нефтепродукта, 90 °С макс.
 - 4.1.3 Расход (м³/ч) определить гидравлическим расчетом с учетом технических характеристик насоса и трассы трубопровода от насосной 12б до железнодорожной эстакады.
 - 4.1.4 Давление рабочее в точке подключения (МПа) определить гидравлическим расчетом, с учетом технических характеристик насоса и трассы трубопровода от насосной 12б до железнодорожной эстакады.
 - 4.1.5 Давление расчетное (существующее) в точке подключения, 1,0 МПа.
 - 4.1.6 Труба (существующая) в точке подключения (стальная, бесшовная, Ст20, Ду 350, толщина стенки 8 мм.).
 - 4.1.7 Прокладка существующего трубопровода (надземная).
 - 4.1.8 Точка подключения проектируемого трубопровода к существующему трубопроводу (координаты места подключения трубопроводов, район насосной № 12).
 - 4.2 Трубопровод слива нефтепродуктов из неисправных железнодорожных вагонов цистерн.**
 - 4.2.1 Вид сливаемого нефтепродукта (мазут, топливо судовое RMG-180).
 - 4.2.2 Температура сливаемого нефтепродукта, 90 °С макс.

4.2.3 Расход ($\text{м}^3/\text{ч}$) определить гидравлическим расчетом с учетом технических характеристик насоса и трассы трубопровода от железнодорожной эстакады до насосной 12б.

4.2.4 Давление рабочее в точке подключения (МПа) определить гидравлическим расчетом, с учетом технических характеристик насоса и трассы трубопровода от железнодорожной эстакады до насосной 12б.

4.2.5 Давление расчетное (существующее) в точке подключения, 0,16 МПа.

4.2.6 Труба (существующая) в точке подключения (стальная, бесшовная, Ст20, Ду 150, толщина стенки 6 мм.).

4.2.7 Прокладка существующего трубопровода (надземная).

4.2.8 Точка подключения проектируемого трубопровода к существующему трубопроводу (координаты места подключения трубопроводов, район насосной № 12).

4.3 Трубопровод опорожнения коллектора налива из неисправных железнодорожных вагонов цистерн.

4.3.1 Вид нефтепродукта (мазут, топливо судовое RMG-180).

4.3.2 Температура нефтепродукта, 90 °С макс.

4.3.3 Расход ($\text{м}^3/\text{ч}$) определить гидравлическим расчетом с учетом технических характеристик насоса и трассы трубопровода от железнодорожной эстакады до насосной 12б.

4.3.4 Давление рабочее в точке подключения (МПа) определить гидравлическим расчетом, с учетом технических характеристик насоса и трассы трубопровода от железнодорожной эстакады до насосной 12б.

4.3.5 Давление расчетное (существующее) в точке подключения, 1,0 МПа.

4.3.6 Труба (существующая) в точке подключения (стальная, бесшовная, Ст20, Ду 350, толщина стенки 8 мм.).

4.3.7 Прокладка существующего трубопровода (надземная).

4.3.8 Точка подключения проектируемого трубопровода к существующему трубопроводу (координаты места подключения трубопроводов, район насосной № 12).

5. Условия присоединения:

5.1 Надземная

6. Указания к проектированию:

7. Срок действия технических условий:

Технические условия действительны на нормативный срок проектирования и строительства объекта

Приложение К
Технические условия
на подключение к источнику охлаждающей жидкости при подводе (отводе) к (от)
бачкам для торцовых уплотнений

1. Наименование объекта: Реконструкция склада готовой продукции ОПО № А39-00045-0002. Выполнение комплекса мероприятий по отгрузке темных нефтепродуктов на площадке КУОиХТП

2. Адрес объекта, собственник: Территория основной площадки ООО «ЛУКОЙЛ - Волгограднефтепереработка», расположенная по ул. 40 лет ВЛКСМ, д. 55, г. Волгоград

3. Точки подключения:

Подключение проектируемого трубопровода к существующему. Способ подключения – подземный.

4. Характеристика объектов присоединения:

4.1 Вид охлаждающей жидкости – пожарно-техническая вода.

4.2 Температура охлаждающей жидкости в точке подключения, 40 °С.

4.3 Расход до точки подключения, м³/ч: расход отсутствует, давление поддерживается периодическим включением повысительных насосов.

4.4 Давление рабочее в точке подключения, 0,2 МПа.

4.5 Давление расчетное в точке подключения, 0,6 МПа.

4.6 Труба стальная, бесшовная, Ст 20, Ду 200, толщина стенки 6 мм.

4.7 Прокладка трубопровода подземная, глубина заложения 1,8 м.

4.8 Точки подключения проектируемых трубопроводов подвода и отвода охлаждающей жидкости к существующим трубопроводам:

Подвод: район напротив резервуара № 86; отвод: ПЛК в новой насосной № 12Б.

5. Условия присоединения:

5.1 Подземная.

6. Указания к проектированию:

7. Срок действия технических условий:

Технические условия действительны на нормативный срок проектирования и строительства объекта

Сводная таблица трубопроводов

Приложение Л

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		16	17
													14	15		
Номер линии	Среда / условное обозначение по тех. схеме	Марка стали, НД на трубу	Рабочая максимальная температура, °С	Рабочее максимальное давление ⁴ , МПа (изб.)	Расчетное давление, МПа (изб.)	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы Lст, рассчитанная в СТАРТ	Расчётная толщина стенки трубы S _к , мм ^{прим.1}	Номинальная толщина стенки трубы S, мм ^{прим.2}	Отбраковочная толщина стенки трубы [S] (согласно ГОСТ 32388-2013 п.5.5.3), мм	Расчетный срок службы трубопровода TR (согласно ГОСТ 32388-2013 формула Л8) лет	Группа и категория согласно ГОСТ 32569-2013 Таблица 5.1	Давление испытания трубопровода, МПа (изб.)		Необходимость термообработки, ГОСТ 32569-2013 п.12.2	Контроль сварных стыков, % (но не менее одного) согласно ГОСТ 32569-2013 п. 12.3.5, табл. 12.3
При испытании на прочность, МПа согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.2.1	При дополнительном испытании на герметичность согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.5	Насосная 126. Емкость Е-004. Железнодорожная эстакада № 2. Сети технологические от насосной 126 к РВС №№ 89-92. Сети технологические от насосной 126 до железнодорожной эстакады № 2. Сети технологические от насосной 126 до точки подключения к трубопроводам на причал № 2														
0001	Мазут, топливо судовое/М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	530	6,2	2,85	9	4,2	20 (по расчету 48)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
0002	Мазут, топливо судовое/М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	530	6,2	2,85	9	4,2	20 (по расчету 48)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
0003	Мазут, топливо судовое/М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	530	6,2	2,85	9	4,2	20 (по расчету 48)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
0004	Мазут, топливо судовое/М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	377	5,4	2,05	9	3,5	20 (по расчету 56)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
0005	Мазут, топливо судовое/М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	0,002-0,05	1,6	219	4,1	1,2	6	2,5	20 (по расчету 39)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
0006	Мазут, топливо судовое/М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	0,002-0,05	1,6	219	4,1	1,2	6	2,5	20 (по расчету 39)	Б(в)IV	2,3	-	-	1

Продолжение приложения Л

Номер линии	Среда / условное обозначение по тех. схеме	Марка стали, НД на трубу	Рабочая максимальная температура, °С	Рабочее максимальное давление ⁴ , МПа (изб.)	Расчетное давление, МПа (изб.)	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы Lст, рассчитанная в СТАРТ	Расчётная толщина стенки трубы S _R , мм ^{прим.1}	Номинальная толщина стенки трубы S, мм ^{прим.2}	Отбраковочная толщина стенки трубы [S] (согласно ГОСТ 32388-2013 п.5.5.3), мм	Расчетный срок службы трубопровода TR (согласно ГОСТ 32388-2013 формула Л8) лет	Группа и категория согласно ГОСТ 32569-2013 Таблица 5.1	Давление испытания трубопровода, МПа (изб.)		Необходимость термообработки, ГОСТ 32569-2013 п.12.2	Контроль сварных стыков, % (но не менее одного) согласно ГОСТ 32569-2013 п. 12.3.5, табл. 12.3
													При испытании на прочность, МПа согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.2.1	При дополнительном испытании на герметичность согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.5		
0007	Мазут, топливо судовое/М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	325	5,0	1,8	8	3,0	20 (по расчету 50)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
0008	Мазут, топливо судовое/М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	325	5,0	1,8	8	3,0	20 (по расчету 50)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
0009	Мазут, топливо судовое/М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	0,002-0,05	1,6	159	3,6	0,93	4,5	2,5	20 (по расчету 29)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
0010	Мазут, топливо судовое/М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	0,63	1,6	159	3,6	0,93	4,5	2,5	20 (по расчету 29)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
0011	Мазут, топливо судовое/М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	0,002-0,05	1,6	219	4,1	1,2	6	2,5	20 (по расчету 39)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
0012	Мазут, топливо судовое/М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	0,002-0,08	1,6	377	5,4	2,05	9	3,5	20 (по расчету 56)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
0013	Мазут, топливо	20, ГОСТ	90	1,0	1,6	325	5,0	1,8	8	3,0	20 (по расчету)	Б(в)IV	2,3	-	-	1

Продолжение приложения Л

Номер линии	Среда / условное обозначение по тех. схеме	Марка стали, НД на трубу	Рабочая максимальная температура, °С	Рабочее максимальное давление ⁴ , МПа (изб.)	Расчетное давление, МПа (изб.)	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы Lст, рассчитанная в СТАРТ	Расчётная толщина стенки трубы S _R , мм ^{прим.1}	Номинальная толщина стенки трубы S, мм ^{прим.2}	Отбраковочная толщина стенки трубы [S] (согласно ГОСТ 32388-2013 п.5.5.3), мм	Расчетный срок службы трубопровода TR (согласно ГОСТ 32388-2013 формула Л8) лет	Группа и категория согласно ГОСТ 32569-2013 Таблица 5.1	Давление испытания трубопровода, МПа (изб.)		Необходимость термообработки, ГОСТ 32569-2013 п.12.2	Контроль сварных стыков, % (но не менее одного) согласно ГОСТ 32569-2013 п. 12.3.5, табл. 12.3
													При испытании на прочность, МПа согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.2.1	При дополнительном испытании на герметичность согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.5		
	судовое/М, С/Т	8732-78									50)					
0014	Мазут, топливо судовое/М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	0,002-0,08	1,6	377	5,4	2,05	9	3,5	20 (по расчету 56)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
0015	Мазут, топливо судовое/М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	325	5,0	1,8	8	3,0	20 (по расчету 50)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
0016, 0016.1.1	Масло/ ВМГЗ (сброс от предохранительного клапана на бачке)	20, ГОСТ 8732-78	90	0,3	1,6	89	3,1	0,5	4	2,0	20 (по расчету 29)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
0017, 0017.1.1	Закрытый дренаж/М, С/Т, CD	20, ГОСТ 8732-78	90	Атм.	1,6	89	3,1	0,5	4	2,0	20 (по расчету 29)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
0018, 0018.1.1	Закрытый дренаж (утечки)/ М, С/Т, CD	20, ГОСТ 8732-78	90	0,1	1,6	89	3,1	0,5	4	2,0	20 (по расчету 29)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
0019	Закрытый	20,	90	Атм.	1,6	108	3,2	0,6	4	2,0	20 (по	Б(в)IV	2,3	-	-	1

Продолжение приложения Л

Номер линии	Среда / условное обозначение по тех. схеме	Марка стали, НД на трубу	Рабочая максимальная температура, °С	Рабочее максимальное давление ⁴ , МПа (изб.)	Расчетное давление, МПа (изб.)	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы Lст, рассчитанная в СТАРТ	Расчётная толщина стенки трубы S _R , мм ^{прим.1}	Номинальная толщина стенки трубы S, мм ^{прим.2}	Отраховочная толщина стенки трубы [S] (согласно ГОСТ 32388-2013 п.5.5.3), мм	Расчетный срок службы трубопровода TR (согласно ГОСТ 32388-2013 формула Л8) лет	Группа и категория согласно ГОСТ 32569-2013 Таблица 5.1	Давление испытания трубопровода, МПа (изб.)		Необходимость термообработки, ГОСТ 32569-2013 п.12.2	Контроль сварных стыков, % (но не менее одного) согласно ГОСТ 32569-2013 п. 12.3.5, табл. 12.3
													При испытании на прочность, МПа согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.2.1	При дополнительном испытании на герметичность согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.5		
	дренаж Дренаж/ М,С/Т, СД	ГОСТ 8732-78									расчету 28)					
0020	Вода/ВЗ	20, ГОСТ 8732-78	90	Атм.	1,6	108	3,2	0,6	4	2,0	20 (по расчету 28)	BV	2,3	-	-	Согласно п.12.3.2
0021	Охлаждающая жидкость/ RL	20, ГОСТ 8732-78	20	0,6	1,6	57	2,8	0,35	3	1,5	20 (по расчету 22)	BV	2,3	-	-	Согласно п.12.3.2
0022	Охлаждающая жидкость/ RL	20, ГОСТ 8732-78	50	Атм.	1,6	57	2,8	0,35	3	1,5	20 (по расчету 22)	BV	2,3	-	-	Согласно п.12.3.2
0023	Газовоздушная смесь (ГВС)/ HV/RA	20, ГОСТ 8732-78	90	0,08	1,6	89	3,1	0,5	4	2,0	20 (по расчету 29)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
0024	Пар/WS	20, ГОСТ 8732-78	180	0,5	1,6	89	3,1	0,5	4	2,0	20 (по расчету 29)	BIV	2,3	-	-	1
0025	Вода/ВЗ	20, ГОСТ 8732-78	20	0,6	1,6	57	2,8	0,35	3	1,5	20 (по расчету 22)	BV	2,3	-	-	Согласно п.12.3.2

Продолжение приложения Л

Номер линии	Среда / условное обозначение по тех. схеме	Марка стали, НД на трубу	Рабочая максимальная температура, °С	Рабочее максимальное давление ⁴ , МПа (изб.)	Расчетное давление, МПа (изб.)	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы Lст, рассчитанная в СТАРТ	Расчётная толщина стенки трубы S _R , мм ^{прим.1}	Номинальная толщина стенки трубы S, мм ^{прим.2}	Отбрасовочная толщина стенки трубы [S] (согласно ГОСТ 32388-2013 п.5.5.3), мм	Расчетный срок службы трубопровода TR (согласно ГОСТ 32388-2013 формула Л8) лет	Группа и категория согласно ГОСТ 32569-2013 Таблица 5.1	Давление испытания трубопровода, МПа (изб.)		Необходимость термообработки, ГОСТ 32569-2013 п.12.2	Контроль сварных стыков, % (но не менее одного) согласно ГОСТ 32569-2013 п. 12.3.5, табл. 12.3
													При испытании на прочность, МПа согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.2.1	При дополнительном испытании на герметичность согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.5		
0026	Мазут, топливо судовое/М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	325	5,0	1,8	8	3,0	20 (по расчету 50)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
0027	Мазут, топливо судовое/М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	325	5,0	1,8	8	3,0	20 (по расчету 50)	BIV	2,3	-	-	1
0028	Мазут, топливо судовое/М, С/Т (сброс от СППК)	20, ГОСТ 8732-78	90	0,09	1,6	108	3,2	0,6	4	2,0	20 (по расчету 28)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
0029	Мазут, топливо судовое/М, С/Т (сброс от СППК)	20, ГОСТ 8732-78	90	0,09	1,6	108	3,2	0,6	4	2,0	20 (по расчету 28)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
0030	Пар/WS	20, ГОСТ 8732-78	180	0,5	1,6	89	3,1	0,5	4	2,0	20 (по расчету 29)	BIV	2,3	-	-	1
0031	Пар/WS	20, ГОСТ 8732-78	180	0,5	1,6	89	3,1	0,5	4	2,0	20 (по расчету 29)	BIV	2,3	-	-	1

Продолжение приложения Л

Номер линии	Среда / условное обозначение по тех. схеме	Марка стали, НД на трубу	Рабочая максимальная температура, °С	Рабочее максимальное давление ⁴ , МПа (изб.)	Расчетное давление, МПа (изб.)	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы Lст, рассчитанная в СТАРТ	Расчётная толщина стенки трубы S _R , мм ^{прим.1}	Номинальная толщина стенки трубы S, мм ^{прим.2}	Отбраковочная толщина стенки трубы [S] (согласно ГОСТ 32388-2013 п.5.5.3), мм	Расчетный срок службы трубопровода TR (согласно ГОСТ 32388-2013 формула Л8) лет	Группа и категория согласно ГОСТ 32569-2013 Таблица 5.1	Давление испытания трубопровода, МПа (изб.)		Необходимость термообработки, ГОСТ 32569-2013 п.12.2	Контроль сварных стыков, % (но не менее одного) согласно ГОСТ 32569-2013 п. 12.3.5, табл.12.3
													При испытании на прочность, МПа согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.2.1	При дополнительном испытании на герметичность согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.5		
0032	Пар/WS	20, ГОСТ 8732-78	180	0,5	1,6	89	3,1	0,5	4	2,0	20 (по расчету 29)	BIV	2,3	-	-	1
0033	Конденсат/WSC	20, ГОСТ 8732-78	90	0,1	1,6	25	2,6	0,15	3	1,0	20 (по расчету 24)	BV	-	-	-	Согласно п.12.3.2
0034	Конденсат/WSC	20, ГОСТ 8732-78	90	0,1	1,6	57	2,8	0,35	3	1,5	20 (по расчету 22)	BV	2,3	-	-	Согласно п.12.3.2
0035	Мазут, топливо судовое/M, C/T	20, ГОСТ 8732-78	90	0,09	1,6	219	4,1	1,2	6	2,5	20 (по расчету 39)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
0036	Конденсат/WSC	20, ГОСТ 8732-78	90	0,1	1,6	57	2,8	0,35	3	1,5	20 (по расчету 22)	BV	2,3	-	-	Согласно п.12.3.2
0037	Мазут, топливо судовое/M, C/T	20, ГОСТ 8732-78	90	0,49	1,6	108	3,2	0,6	4	2,0	20 (по расчету 28)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
0038	Мазут, топливо судовое/M, C/T (сброс от ППК)	20, ГОСТ 8732-78	90	0,09	1,6	219	4,1	1,2	6	2,5	20 (по расчету 39)	Б(в)IV	2,3	-	-	1

Продолжение приложения Л

Номер линии	Среда / условное обозначение по тех. схеме	Марка стали, НД на трубу	Рабочая максимальная температура, °С	Рабочее максимальное давление ⁴ , МПа (изб.)	Расчетное давление, МПа (изб.)	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы Lст, рассчитанная в СТАРТ	Расчётная толщина стенки трубы S _R , мм ^{прим.1}	Номинальная толщина стенки трубы S, мм ^{прим.2}	Отраковочная толщина стенки трубы [S] (согласно ГОСТ 32388-2013 п.5.5.3), мм	Расчетный срок службы трубопровода TR (согласно ГОСТ 32388-2013 формула Л8) лет	Группа и категория согласно ГОСТ 32569-2013 Таблица 5.1	Давление испытания трубопровода, МПа (изб.)		Необходимость термообработки, ГОСТ 32569-2013 п.12.2	Контроль сварных стыков, % (но не менее одного) согласно ГОСТ 32569-2013 п. 12.3.5, табл.12.3
													При испытании на прочность, МПа согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.2.1	При дополнительном испытании на герметичность согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.5		
0039	Пары нефтепродукта /HV/RA	Ст20	90	0,09	1,6	108	3,2	0,6	4	2,0	20 (по расчету 28)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
0040, 0040.1.	Пар/WS	Ст20	180	0,5	1,6	25	2,6	0,15	3	1,0	20 (по расчету 24)	BIV	2,3	-	-	1
0041	Пар/WS	Ст20	180	0,5	1,6	57	2,8	0,35	3	1,5	20 (по расчету 22)	BIV	2,3	-	-	1
0042	Пар/WS	Ст20	180	0,5	1,6	45	2,7	0,25	3	1,5	20 (по расчету 23)	BIV	2,3	-	-	1
0043, 0043.1.	Конденсат/WSC	Ст20	90	0,1	1,6	25	2,6	0,15	3	1,0	20 (по расчету 24)	BV	2,3	-	-	Согласно п.12.3.2
0044	Конденсат/WSC	Ст20	90	0,1	1,6	25	2,6	0,15	3	1,0	20 (по расчету 24)	BV	2,3	-	-	Согласно п.12.3.2
0045	Конденсат/WSC	Ст20	90	0,1	1,6	57	2,8	0,35	3	1,5	20 (по расчету 22)	BV	2,3	-	-	Согласно п.12.3.2
0046	Пар/WS	Ст20	90	0,49	1,6	57	2,8	0,35	3	1,5	20 (по расчету 22)	BIV	2,3	-	-	1

Номер линии	Среда / условное обозначение по тех. схеме	Марка стали, НД на трубу	Рабочая максимальная температура, °С	Рабочее максимальное давление ⁴ , МПа (изб.)	Расчетное давление, МПа (изб.)	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы $S_{ст}$, рассчитанная в СТАРТ	Расчётная толщина стенки трубы S_R , мм ^{прим.1}	Номинальная толщина стенки трубы S , мм ^{прим.2}	Отбраковочная толщина стенки трубы [S] (согласно	Расчетный срок службы трубопровода TR (согласно ГОСТ 32388-2013 формула	Группа и категория согласно ГОСТ 32569-2013 Таблица 5.1	Давление испытания трубопровода, МПа (изб.)		Необходимость термообработки, ГОСТ 32569-2013 п.12.2	Контроль сварных стыков, % (но не менее одного) согласно ГОСТ 32569-2013 п. 12.3.5, табл. 12.3
													При испытании на прочность, МПа согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.2.1	При дополнительном испытании на герметичность согласно ГОСТ 32569-2013 п. 13.5		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ПИР/РНД-16-23-1сп – Причал № 2. Узел налива темных нефтепродуктов. (Площадка стендера У-2/1)																
0204	Мазут, судовое топливо РМГ-180	20 ГОСТ 10704-91	80	1	1,6	273	4,4	1,35	7	3	20 (по расчету 46)	Б(в) IV	2,3	1	нет	1
0205	Мазут, судовое топливо РМГ-180, нефть	20 ГОСТ 10704-91	80	1	1,6	273	4,4	1,35	7	3	20 (по расчету 46)	А(б)II	2,3	1	нет	10
0206	Мазут, судовое топливо РМГ-180, нефть	20 ГОСТ 10704-91	80	1	1,6	57	2,8	0,35	3	2	20 (по расчету 22)	А(б)II	2,3	1	нет	10
0208	Нефть	20 ГОСТ 10704-91	35	1	1,6	377	4,9	1,55	9	3.5	20 (по расчету 61)	А(б)II	2,3	1	нет	10
0211	Мазут, судовое топливо РМГ-180, нефть	20 ГОСТ 10704-91	80	1	1,6	57	2,8	0,35	3	2	20 (по расчету 22)	А(б)II	2,3	1	нет	10

Продолжение приложения Л

Номер линии	Среда / условное обозначение по тех. схеме	Марка стали, НД на трубу	Рабочая максимальная температура, °С	Рабочее максимальное давление ⁴ , МПа (изб.)	Расчетное давление, МПа (изб.)	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы L _{ст} , рассчитанная в СТАРТ	Расчётная толщина стенки трубы S _R , мм ^{прим.1}	Номинальная толщина стенки трубы S, мм ^{прим.2}	Отбраковочная толщина стенки трубы [S] (согласно	Расчетный срок службы трубопровода TR (согласно ГОСТ 32388-2013 формула	Группа и категория согласно ГОСТ 32569-2013 Таблица 5.1	Давление испытания трубопровода, МПа (изб.)		Необходимость термообработки, ГОСТ 32569-2013 п.12.2	Контроль сварных стыков, % (но не менее одного) согласно ГОСТ 32569-2013 п. 12.3.5, табл. 12.3
													При испытании на прочность, МПа согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.2.1	При дополнительном испытании на герметичность согласно ГОСТ 32569-2013 п. 13.5		
0212	Мазут, судовое топливо РМГ-180	20 ГОСТ 10704-91	80	1	1,6	325	4,6	1,4	8	3	20 (по расчету 54)	Б(в) IV	2,3	1	нет	1
0213	Мазут, судовое топливо РМГ-180	20 ГОСТ 10704-91	80	1	1,6	325	4,6	1,4	8	3	20 (по расчету 54)	Б(в)IV	2,3	1	нет	1
0214	Мазут, судовое топливо РМГ-180, нефть	20 ГОСТ 10704-91	80	1	1,6	57	2,8	0,35	3	2	20 (по расчету 22)	А(б)II	2,3	1	нет	10
0216	Мазут, судовое топливо РМГ-180, нефть	20 ГОСТ 10704-91	80	1	1,6	89	3	0,4	4	2	20 (по расчету 30)	А(б)II	2,3	1	нет	10
0217	Мазут, судовое топливо РМГ-180, нефть	20 ГОСТ 10704-91	80	1	1,6	57	2,8	0,35	3	2	20 (по расчету 22)	А(б)II	2,3	1	нет	10

Продолжение приложения Л

Номер линии	Среда / условное обозначение по тех. схеме	Марка стали, НД на трубу	Рабочая максимальная температура, °С	Рабочее максимальное давление ⁴ , МПа (изб.)	Расчетное давление, МПа (изб.)	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы L _{ст} , рассчитанная в СТАРТ	Расчётная толщина стенки трубы S _R , мм ^{прим.1}	Номинальная толщина стенки трубы S, мм ^{прим.2}	Отбрасовочная толщина стенки трубы [S] (согласно	Расчетный срок службы трубопровода TR (согласно ГОСТ 32388-2013 формула	Группа и категория согласно ГОСТ 32569-2013 Таблица 5.1	Давление испытания трубопровода, МПа (изб.)		Необходимость термообработки, ГОСТ 32569-2013 п.12.2	Контроль сварных стыков, % (но не менее одного) согласно ГОСТ 32569-2013 п. 12.3.5, табл. 12.3
													При испытании на прочность, МПа согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.2.1	При дополнительном испытании на герметичность согласно ГОСТ 32569-2013 п. 13.5		
0218	Мазут, судовое топливо РМГ-180, нефть	20 ГОСТ 10704-91	80	1	1,6	57	2,8	0,35	3	2	20 (по расчету 22)	A(б)II	2,3	1	нет	10
0219	Мазут, судовое топливо РМГ-180, нефть	20 ГОСТ 10704-91	80	1	1,6	57	2,8	0,35	3	2	20 (по расчету 22)	A(б)II	2,3	1	нет	10
0220	Нефть	20 ГОСТ 10704-91	35	1	1,6	377	4,9	1,55	9	3.5	20 (по расчету 61)	A(б)II	2,3	1	нет	10
0221	Водонефтяная эмульсия	20 ГОСТ 10704-91	35	1	1,6	57	2,8	0,35	3	2	20 (по расчету 22)	A(б)II	2,3	1	нет	10
0222	Мазут, судовое топливо РМГ-180, нефть	20 ГОСТ 10704-91	80	1	1,6	57	2,8	0,35	3	1.5	20 (по расчету 22)	A(б)II	2,3	1	нет	10

Продолжение приложения Л

Номер линии	Среда / условное обозначение по тех. схеме	Марка стали, НД на трубу	Рабочая максимальная температура, °С	Рабочее максимальное давление ⁴ , МПа (изб.)	Расчетное давление, МПа (изб.)	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы $S_{ст}$, рассчитанная в СТАРТ	Расчётная толщина стенки трубы S_R , мм ^{прим.1}	Номинальная толщина стенки трубы S , мм ^{прим.2}	Отбраковочная толщина стенки трубы [S] (согласно	Расчетный срок службы трубопровода TR (согласно ГОСТ 32388-2013 формула	Группа и категория согласно ГОСТ 32569-2013 Таблица 5.1	Давление испытания трубопровода, МПа (изб.)		Необходимость термообработки, ГОСТ 32569-2013 п.12.2	Контроль сварных стыков, % (но не менее одного) согласно ГОСТ 32569-2013 п. 12.3.5, табл. 12.3
													При испытании на прочность, МПа согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.2.1	При дополнительном испытании на герметичность согласно ГОСТ 32569-2013 п. 13.5		
0223	Масло	20 ГОСТ 10704- 91	80	1	1,6	273	4.4	1.35	7	3	20 (по расчету 4б)	Б(в)IV	2,3	1	нет	1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		15	16	17
													При испытании на прочность, МПа согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.2.1	При дополнительном испытании на герметичность согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.5			
Номер линии	Среда / условное обозначение по тех. схеме	Марка стали, НД на трубу	Рабочая максимальная температура, °С	Рабочее максимальное давление ⁴ , МПа (изб.)	Расчетное давление, МПа (изб.)	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы Lст, рассчитанная в СТАРТ	Расчётная толщина стенки трубы S _R , мм ^{прим.1}	Номинальная толщина стенки трубы S, мм ^{прим.2}	Отбраковочная толщина стенки трубы [S] (согласно ГОСТ 32388-2013 п.5.5.3), мм	Расчетный срок службы трубопровода TR (согласно ГОСТ 32388-2013 формула Л8), лет	Группа и категория согласно ГОСТ 32569-2013 Таблица 5.1	Давление испытания трубопровода, МПа (изб.)		Необходимость термообработки, ГОСТ 32569-2013 п.12.2	Контроль сварных стыков, % (но не менее одного) согласно ГОСТ 32569-2013 п. 12.3.5, табл.12.3	
Группа РВС №№ 89-92 (переобвязка резервуаров). Сети технологические от насосной 126 до РВС №№ 89-92																	
0001	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	530	6,2	2,85	9	4,2	20 (по расчету 48)	Б(в)IV	2,3	-	-	1	
0002	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	530	6,2	2,85	9	4,2	20 (по расчету 48)	Б(в)IV	2,3	-	-	1	
2160a	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	273	4,6	1,55	7	3	20 (по расчету 44)	Б(в)IV	2,3	-	-	1	
126/4	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	530	6,2	2,85	9	4,2	20 (по расчету 48)	Б(в)IV	2,3	-	-	1	
126/5	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	377	5,4	2,05	9	3,5	20 (по расчету 56)	Б(в)IV	2,3	-	-	1	
126/6	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	159	3,6	0,93	4,5	2,5	20 (по расчету 29)	Б(в)IV	2,3	-	-	1	
126/7	Мазут,	20,	90	1,0	1,6	325	5	1,8	8	3	20 (по	Б(в)IV	2,3	-	-	1	

Продолжение приложения Л

Номер линии	Среда / условное обозначение по тех. схеме	Марка стали, НД на трубу	Рабочая максимальная температура, °С	Рабочее максимальное давление ⁴ , МПа (изб.)	Расчетное давление, МПа (изб.)	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы Lст, рассчитанная в СТАРТ	Расчётная толщина стенки трубы S _R , мм ^{прим.1}	Номинальная толщина стенки трубы S, мм ^{прим.2}	Отбраковочная толщина стенки трубы [S] (согласно ГОСТ 32388-2013 п.5.5.3), мм	Расчетный срок службы трубопровода TR (согласно ГОСТ 32388-2013 формула Л8), лет	Группа и категория согласно ГОСТ 32569-2013 Таблица 5.1	Давление испытания трубопровода, МПа (изб.)		Необходимость термообработки, ГОСТ 32569-2013 п.12.2	Контроль сварных стыков, % (но не менее одного) согласно ГОСТ 32569-2013 п. 12.3.5, табл. 12.3
													При испытании на прочность, МПа согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.2.1	При дополнительном испытании на герметичность согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.5		
	топливо судовое М, С/Т	ГОСТ 8732-78									расчету 50)					
126/8	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	377	5,4	2,05	9	3,5	20 (по расчету 56)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
126/9	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	377	5,4	2,05	9	3,5	20 (по расчету 56)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
126/10	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	273	4,6	1,55	7	3	20 (по расчету 44)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
126/11	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	273	4,6	1,55	7	3	20 (по расчету 44)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
126/12	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	530	6,2	2,85	9	4,2	20 (по расчету 48)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
126/13	Мазут, топливо судовое М,	20, ГОСТ	90	1,0	1,6	377	5,4	2,05	9	3,5	20 (по расчету 56)	Б(в)IV	2,3	-	-	1

Продолжение приложения Л

Номер линии	Среда / условное обозначение по тех. схеме	Марка стали, НД на трубу	Рабочая максимальная температура, °С	Рабочее максимальное давление ⁴ , МПа (изб.)	Расчетное давление, МПа (изб.)	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы Lст, рассчитанная в СТАРТ	Расчётная толщина стенки трубы S _R , мм ^{прим.1}	Номинальная толщина стенки трубы S, мм ^{прим.2}	Отбраковочная толщина стенки трубы [S] (согласно ГОСТ 32388-2013 п.5.5.3), мм	Расчетный срок службы трубопровода TR (согласно ГОСТ 32388-2013 формула Л8), лет	Группа и категория согласно ГОСТ 32569-2013 Таблица 5.1	Давление испытания трубопровода, МПа (изб.)		Необходимость термообработки, ГОСТ 32569-2013 п.12.2	Контроль сварных стыков, % (но не менее одного) согласно ГОСТ 32569-2013 п. 12.3.5, табл. 12.3
													При испытании на прочность, МПа согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.2.1	При дополнительном испытании на герметичность согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.5		
	С/Г	8732-78														
126/14	Мазут, топливо судовое М, С/Г	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	219	4,1	1,2	6	2,5	20 (по расчету 39)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
126/15	Мазут, топливо судовое М, С/Г	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	530	6,2	2,85	9	4,2	20 (по расчету 48)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
126/16	Мазут, топливо судовое М, С/Г	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	377	5,4	2,05	9	3,5	20 (по расчету 56)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
126/17	Мазут, топливо судовое М, С/Г	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	377	5,4	2,05	9	3,5	20 (по расчету 56)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
126/18	Мазут, топливо судовое М, С/Г	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	159	3,6	0,93	4,5	2,5	20 (по расчету 29)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
126/19	Мазут, топливо судовое М, С/Г	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	273	4,6	1,55	7	3	20 (по расчету 44)	Б(в)IV	2,3	-	-	1

Продолжение приложения Л

Номер линии	Среда / условное обозначение по тех. схеме	Марка стали, НД на трубу	Рабочая максимальная температура, °С	Рабочее максимальное давление ⁴ , МПа (изб.)	Расчетное давление, МПа (изб.)	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы Lст, рассчитанная в СТАРТ	Расчётная толщина стенки трубы S _R , мм ^{прим.1}	Номинальная толщина стенки трубы S, мм ^{прим.2}	Отбраковочная толщина стенки трубы [S] (согласно ГОСТ 32388-2013 п.5.5.3), мм	Расчетный срок службы трубопровода TR (согласно ГОСТ 32388-2013 формула Л8), лет	Группа и категория согласно ГОСТ 32569-2013 Таблица 5.1	Давление испытания трубопровода, МПа (изб.)		Необходимость термообработки, ГОСТ 32569-2013 п.12.2	Контроль сварных стыков, % (но не менее одного) согласно ГОСТ 32569-2013 п. 12.3.5, табл. 12.3
													При испытании на прочность, МПа согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.2.1	При дополнительном испытании на герметичность согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.5		
126/20	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	530	6,2	2,85	9	4,2	20 (по расчету 48)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
126/21	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	377	5,4	2,05	9	3,5	20 (по расчету 56)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
126/22	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	159	3,6	0,93	4,5	2,5	20 (по расчету 29)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
126/23	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	377	5,4	2,05	9	3,5	20 (по расчету 56)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
126/24	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	530	6,2	2,85	9	4,2	20 (по расчету 48)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
126/25	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	377	5,4	2,05	9	3,5	20 (по расчету 56)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
126/26	Мазут, топливо	20, ГОСТ	90	1,0	1,6	219	4,1	1,2	6	2,5	20 (по расчету)	Б(в)IV	2,3	-	-	1

Продолжение приложения Л

Номер линии	Среда / условное обозначение по тех. схеме	Марка стали, НД на трубу	Рабочая максимальная температура, °С	Рабочее максимальное давление ⁴ , МПа (изб.)	Расчетное давление, МПа (изб.)	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы Lст, рассчитанная в СТАРТ	Расчётная толщина стенки трубы S _R , мм ^{прим.1}	Номинальная толщина стенки трубы S, мм ^{прим.2}	Отбраковочная толщина стенки трубы [S] (согласно ГОСТ 32388-2013 п.5.5.3), мм	Расчетный срок службы трубопровода TR (согласно ГОСТ 32388-2013 формула Л8), лет	Группа и категория согласно ГОСТ 32569-2013 Таблица 5.1	Давление испытания трубопровода, МПа (изб.)		Необходимость термообработки, ГОСТ 32569-2013 п.12.2	Контроль сварных стыков, % (но не менее одного) согласно ГОСТ 32569-2013 п. 12.3.5, табл. 12.3
													При испытании на прочность, МПа согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.2.1	При дополнительном испытании на герметичность согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.5		
	судовое М, С/Т	8732-78									39)					
126/27	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	273	4,6	1,55	7	3	20 (по расчету 44)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
126/29	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	377	5,4	2,05	9	3,5	20 (по расчету 56)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
126/30	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	530	6,2	2,85	9	4,2	20 (по расчету 48)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
126/31	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	377	5,4	2,05	9	3,5	20 (по расчету 56)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
126/32	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	530	6,2	2,85	9	4,2	20 (по расчету 48)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
126/33	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	377	5,4	2,05	9	3,5	20 (по расчету 56)	Б(в)IV	2,3	-	-	1

Продолжение приложения Л

Номер линии	Среда / условное обозначение по тех. схеме	Марка стали, НД на трубу	Рабочая максимальная температура, °С	Рабочее максимальное давление ⁴ , МПа (изб.)	Расчетное давление, МПа (изб.)	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы Lст, рассчитанная в СТАРТ	Расчётная толщина стенки трубы S _R , мм ^{прим.1}	Номинальная толщина стенки трубы S, мм ^{прим.2}	Отбраковочная толщина стенки трубы [S] (согласно ГОСТ 32388-2013 п.5.5.3), мм	Расчетный срок службы трубопровода TR (согласно ГОСТ 32388-2013 формула Л8), лет	Группа и категория согласно ГОСТ 32569-2013 Таблица 5.1	Давление испытания трубопровода, МПа (изб.)		Необходимость термообработки, ГОСТ 32569-2013 п.12.2	Контроль сварных стыков, % (но не менее одного) согласно ГОСТ 32569-2013 п. 12.3.5, табл. 12.3
													При испытании на прочность, МПа согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.2.1	При дополнительном испытании на герметичность согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.5		
126/34	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	159	3,6	0,93	4,5	2,5	20 (по расчету 29)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
126/35	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	273	4,6	1,55	7	3	20 (по расчету 44)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
126/36	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	273	4,6	1,55	7	3	20 (по расчету 44)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
126/37	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	273	4,6	1,55	7	3	20 (по расчету 44)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
126/38	Мазут, топливо судовое М, С/Т	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	273	4,6	1,55	7	3	20 (по расчету 44)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
1000	Пар/WS	20, ГОСТ 8732-78	180	0,5	1,6	89	3,1	0,5	4	2	20 (по расчету 29)	BIV	2,3	-	-	1
1008	Пар/WS	20, ГОСТ	180	0,5	1,6	89	3,1	0,5	4	2	20 (по расчету	BIV	2,3	-	-	1

Продолжение приложения Л

Номер линии	Среда / условное обозначение по тех. схеме	Марка стали, НД на трубу	Рабочая максимальная температура, °С	Рабочее максимальное давление ⁴ , МПа (изб.)	Расчетное давление, МПа (изб.)	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы Lст, рассчитанная в СТАРТ	Расчётная толщина стенки трубы S _R , мм ^{прим.1}	Номинальная толщина стенки трубы S, мм ^{прим.2}	Отбраковочная толщина стенки трубы [S] (согласно ГОСТ 32388-2013 п.5.5.3), мм	Расчетный срок службы трубопровода TR (согласно ГОСТ 32388-2013 формула Л8), лет	Группа и категория согласно ГОСТ 32569-2013 Таблица 5.1	Давление испытания трубопровода, МПа (изб.)		Необходимость термообработки, ГОСТ 32569-2013 п.12.2	Контроль сварных стыков, % (но не менее одного) согласно ГОСТ 32569-2013 п. 12.3.5, табл. 12.3
													При испытании на прочность, МПа согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.2.1	При дополнительном испытании на герметичность согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.5		
		8732-78									29)					
1001-1007	Пар/WS	20, ГОСТ 8732-78	180	0,5	1,6	45	2,7	0,25	3	1,5	20 (по расчету 23)	BIV	2,3	-	-	1
1009-1016	Пар/WS	20, ГОСТ 8732-78	180	0,5	1,6	45	2,7	0,25	3	1,5	20 (по расчету 23)	BIV	2,3	-	-	1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		15	16	17
													При испытании на прочность, МПа согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.2.1	При дополнительном испытании на герметичность согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.5			
Номер линии	Среда / условное обозначение по тех. схеме	Марка стали, НД на трубу	Рабочая максимальная температура, °С	Рабочее максимальное давление ⁴ , МПа (изб.)	Расчетное давление, МПа (изб.)	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы Lст, рассчитанная в СТАРТ	Расчётная толщина стенки трубы S _к , мм ^{прим.1}	Номинальная толщина стенки трубы S, мм ^{прим.2}	Отбраковочная толщина стенки трубы [S] (согласно	Расчетный срок службы трубопровода TR (согласно ГОСТ 32388-2013 формула	Группа и категория согласно ГОСТ 32569-2013 Таблица 5.1	Давление испытания трубопровода, МПа (изб.)		Необходимость термообработки, ГОСТ 32569-2013 п.12.2	Контроль сварных стыков, % (но не менее одного) согласно ГОСТ 32569-2013 п. 12.3.5, табл. 12.3	
Группа РВС №№ 87-88 (переобвязка резервуаров). Сети технологические от точки врезки до РВС №№ 87-88																	
9599/2	Топливо нефтяное, ВГЛ	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	159	3,5	0,83	4,5	2,5	20 (по расчету 30)	Б(в)IV	2,3	-	-	1	
9599/3	Топливо нефтяное АВТ	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	219	3,9	1,0	6	2,5	20 (по расчету 41)	Б(в)IV	2,3	-	-	1	
9605/5	Топливо нефтяное, ВГЛ	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	377	4,8	1,45	9	3,5	20 (по расчету 62)	Б(в)IV	2,3	-	-	1	
9600/5	Топливо нефтяное, ВГЛ	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	377	4,8	1,45	9	3,5	20 (по расчету 62)	Б(в)IV	2,3	-	-	1	
9598/2	Топливо нефтяное АВТ	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	219	3,9	1,0	6	2,5	20 (по расчету 41)	Б(в)IV	2,3	-	-	1	
9598/3	Топливо нефтяное, ВГЛ	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	159	3,5	0,83	4,5	2,5	20 (по расчету 30)	Б(в)IV	2,3	-	-	1	

Табл. 12.3
трубопр

Продолжение приложения Л

Номер линии	Среда / условное обозначение по тех. схеме	Марка стали, НД на трубу	Рабочая максимальная температура, °С	Рабочее максимальное давление ⁴ , МПа (изб.)	Расчетное давление, МПа (изб.)	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы Lст, рассчитанная в СТАРТ	Расчётная толщина стенки трубы S _к , мм ^{прим.1}	Номинальная толщина стенки трубы S, мм ^{прим.2}	Отбраковочная толщина стенки трубы [S] (согласно	Расчетный срок службы трубопровода TR (согласно ГОСТ 32388-2013 формула	Группа и категория согласно ГОСТ 32569-2013 Таблица 5.1	Давление испытания трубопровода, МПа (изб.)		Необходимость термообработки, ГОСТ 32569-2013 п.12.2	Контроль сварных стыков, % (но не менее одного) согласно ГОСТ 32569-2013 п. 12.3.5, табл. 12.3
													При испытании на прочность, МПа согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.2.1	При дополнительном испытании на герметичность согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.5		
9605/6	Топливо нефтяное, ВГЛ	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	377	4,8	1,45	9	3,5	20 (по расчету 62)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
9602/5	Топливо нефтяное, ВГЛ	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	377	4,8	1,45	9	3,5	20 (по расчету 62)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
9602/6	Топливо нефтяное, ВГЛ	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	377	4,8	1,45	9	3,5	20 (по расчету 62)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
9600/6	Топливо нефтяное, ВГЛ	20, ГОСТ 8732-78	90	1,0	1,6	377	4,8	1,45	9	3,5	20 (по расчету 62)	Б(в)IV	2,3	-	-	1
2000	Пар/WS	20, ГОСТ 8732-78	180	0,5	1,6	89	3,1	0,5	4	2	20 (по расчету 29)	BIV	2,3	-	-	1
2001-2008	Пар/WS	20, ГОСТ 8732-78	180	0,5	1,6	45	2,7	0,25	3	1,5	20 (по расчету 23)	BIV	2,3	-	-	1

Продолжение приложения Л

Номер линии	Среда / условное обозначение по тех. схеме	Марка стали, НД на трубу	Рабочая максимальная температура, °С	Рабочее максимальное давление ⁴ , МПа (изб.)	Расчетное давление, МПа (изб.)	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы Lст, рассчитанная в СТАРТ	Расчётная толщина стенки трубы S _R , мм ^{прим.1}	Номинальная толщина стенки трубы S, мм ^{прим.2}	Отбраковочная толщина стенки трубы [S] (согласно	Расчетный срок службы трубопровода TR (согласно ГОСТ 32388-2013 формула	Группа и категория согласно ГОСТ 32569-2013 Таблица 5.1	Давление испытания трубопровода, МПа (изб.)		Необходимость термообработки, ГОСТ 32569-2013 п.12.2	Контроль сварных стыков, % (но не менее одного) согласно ГОСТ 32569-2013 п. 12.3.5, табл. 12.3
													При испытании на прочность, МПа согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.2.1	При дополнительном испытании на герметичность согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.5		

Примечания:

1. Величина S_R= толщина стенки трубы Lст, рассчитанная в программе СТАРТ Prof версия 04.76 R1 лицензия №1280 в соответствии с ГОСТ 32388-2013 «минус» C₁ и C₂.
2. Согласно ГОСТ 32388-2013 формула п.5.5.2 допускается округление в сторону меньшей толщины стенки, если разность между расчетным и ближайшим по сортаменту значениями не превышает 3 %.
3. * - унифицированная величина
4. Скорость коррозии принята 0,1 мм/год.
5. Отбраковочная толщина выбрана согласно таблице 14.1 ГОСТ 32569-2013.

Приложение М – Таблица блокировок

N п/п	Наименование параметра	Наименование е оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Насосная 12б										
Арматура вне помещения насосной 12б										
1	Отсечная арматура. Состояние электроприводной арматуры SDV-1...SDV-8 (вне помещения насосной 12б в узлах задвижек на всасывающих и нагнетательных трубопроводах)	Вне помещения насосной 12б Трубопрово- ды: 0010-150- 159х4,5-16- Ст20-М, С/Т- НН-ST, 0011-200- 219х6-16- Ст20-М, С/Т- НН-ST	HS1...HS-8, HS1a...HS-8a ZS1...ZSA8, ZA1a...ZA8a	закр уть	откр ыть	закр ыть	-	закр ыть	откр ыть сб ой	Управление: дистанционно из операторной, автоматически, по месту. Сигнализация визуальная и звуковая, сообщение в операторной. Блокировка 1, 2, 3, 4, 5, 6, 25, 30. Дистанционно из операторной, автоматически, по месту. С выдержкой времени 60 с: - сигнализация визуальная и звуковая, сообщение срабатывании защиты в операторной; - отключение поршневого насосного агрегата Н- 003. Закрытие задвижек при пожаре, загазованности, затопляемости помещения. Закрытие задвижек SDV-1...SDV-2 при макс. уровне в РВС 89-92.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливае- мого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	Положение арматуры SDV-1...SDV-8	Вне помещения насосной 12б Трубопрово- ды: 0010-150- 159х4,5-16- Ст20-М, С/Т- НН-СТ, 0011-200- 219х6-16- Ст20-М, С/Т- НН-СТ	ZI 1... ZI 8	0	100	-	-	-	-	Положение арматуры дистанционно в операторной (max 100, min 0). Текущее (оставить в текущем положении).
3	Потеря сигнала управления приводной арматуры, потеря сигнала питания	SDV-1...SDV- 8	-	FC	-	-	-	-	-	Состояние FC (нормально закрытая).

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	Отсечная арматура. Состояние электроприводной арматуры SDV-9...SDV-22 (вне помещения насосной 126 в узлах задвижек на всасывающих и нагнетательных трубопроводах)	Вне помещения насосной 126 Трубопрово- ды: 0012-350- 377x9-16- Ст20-М,С/Т- НН-СТ, 0013-300- 325x8-16- Ст20-М,С/Т- НН-СТ, 0014-350- 377x9-16- Ст20-М,С/Т- НН-СТ, 0015-300- 325x8-16- Ст20-М, С/Т- НН-СТ	HS9 ... HS-22, HS9a...HS22a ZS9...ZS22, ZA9a...ZA22a	закр уть	откр ыть	закр ыть	-	закр ыть	откр ыть сб ой	Управление: дистанционно из операторной, автоматически, по месту. Визуальная и звуковая сигнализация в операторной. Блокировка 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7-24, 26- 34. Дистанционно из операторной, автоматически, по месту. С выдержкой времени 60 с: - визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной о срабатывании защиты; - отключение насоса Н-001 (Н-002 резерв.) по программе управляемой остановки для насосных агрегатов с ЧРП. Закрытие задвижек при пожаре, загазованности, затопляемости помещения. Закрытие задвижек SDV-9, SDV-10, SDV-16, SDV-17 при мин. уровне в РВС №№ 89-92 и SDV-11...SDV-15, SDV-18...SDV- 22, SDV-24...SDV-27, при макс. уровне в РВС №№ 89-92.

N п/п	Наименование параметра	Наименование е оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливае- мого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5	Положение арматуры SDV-9...SDV-22	Вне помещения насосной 12б Трубопрово- ды: 0012-350- 377x9-16- Ст20-М,С/Т- НН-СТ, 0013-300- 325x8-16- Ст20-М,С/Т- НН-СТ, 0014-350- 377x9-16- Ст20-М,С/Т- НН-СТ, 0015-300- 325x8-16- Ст20-М, С/Т- НН-СТ	ZI 9... ZI 22	0	100	-	-	-	-	Положение арматуры дистанционно в операторной (max 100, min 0). Текущее (оставить в текущем положении).

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливае- мого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
6	Потеря сигнала управления приводной арматуры, потеря сигнала питания	SDV-9...SDV- 22	-	FC	-	-	-	-	-	Состояние FC (нормально закрытая).
7	<i>Оборудование и арматура в помещении насосной 12б</i>									
8	Температура воздуха, °C	Насосная 12б (помещение насосной)	ТТ 1, TIR 1	+10	+35	+10	+37 (НН)	+10	+37 (НН)	Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной. Предаврийная (НН). Блокировка 5. Включение вытяжной и приточной вентиляции.
9	Перепад давления на фильтре, кПа	Насосная 12б - фильтр жидкостной Ф-001, Ф-002	PG 1.1, PDIT 1.1, PDIA 1.1 - фильтр Ф-001; PG 2.1, PDIT 2.1, PDIA 2.1 - фильтр Ф-002)	0	50	-	50 (НН)	10	50 (НН)	Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной, по месту. Предаврийная (НН). Блокировка 7. Дистанционно с операторной, по месту, автоматически. Остановка насоса на линии засорившегося фильтра по программе управляемой остановки для насосного агрегата Н-001 (Н-002 резерв.) с ЧРП, переключение на резервный насос.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10	Температура подшипников электродвигателя, °С (переднего 1 шт. и заднего 1 шт.)	Насосная 126 (помещение) – насосы Н-001, Н-002	ТЕ 1.1, TIRSA 1.1, ТЕ 1.2, TIRSA 1.2 (TIRSA 2.1, TIRSA 2.2, ТЕ 2.1, ТЕ 2.2 – резерв. насос) (Прибор контроля в комплекте поставки насосного агрегата)		90 °С – (уточня ется постав щиком оборудо вания по паспорт у на насосны й агрегат)	-	85 (на 5 °С меньше макс. температ уры, установл енной поставщи ком) (НН)	-	75 °С (на 15 °С меньше макс. темпера туры, установ ленной постав щиком) (Н) 85 °С (НН)	Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной, по месту. Предупредительная (Н). Предаварийная (НН). Блокировка 12 (автоматическая защита - аварийная максимальная температура). Автоматически. С выдержкой времени 1 с: визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной о срабатывании защиты; отключение насосного агрегата Н-001 (Н-002 резерв.) по программе управляемой остановки для НА с ЧРП; переключение на резервный насос.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
11	Температура обмоток статора электродвигателя, °С	Насосная 126 (помещение) – насосы Н-001, Н-002	TIRSA 1.3, TIRSA 1.4; TE 1.3, TE 1.4 (TIRSA 2.3, TIRSA 2.4, TE 2.3, TE 2.4 – резерв. насос) (Прибор контроля в комплекте поставки насосного агрегата)	-	125 °С (уточня ется постав щиком оборудо вания по паспорт у на насосны й агрегат)	-	120 °С (на 5 °С меньше максимал ьной температ уры, установл енной поставщи ком) (НН)	-	110°С (на 15 °С меньше макс. темпера туры, установ ленной постав щиком) (Н) 120 °С (НН)	Визуальная и звуковая сигнализация в операторной, по месту. Предупредительная (Н). Предаварийная (НН) Блокировка 13 (автоматическая защита - аварийная максимальная температура). Автоматически. С выдержкой времени 1 с: визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной о срабатывании защиты; остановка насосного агрегата Н-001 (Н-002 резерв.) по программе неуправляемой остановки для НА с ЧРП; переключение на резервный насос.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
12	Температура подшипников насоса, °С (переднего 1 шт. и заднего 1 шт.)	Насосная 126 (помещение) – насосы Н-001, Н-002	ТЕ 1.5, ТЕ 1.6, TIRSA 1.5, TIRSA 1.6; (TIRSA 2.5, TIRSA 2.6, ТЕ 2.5, ТЕ 2.6 – резервный насос) (Прибор контроля в комплексе поставки насосного агрегата)	-	90 °С (уточня ется постав щиком оборудо вания по паспорт у на насосны й агрегат)	-	85 °С (на 5 °С меньше максимал ьной температ уры, установл енной поставщи ком) (НН)	-	75 °С (на 15 °С меньше макс. темпера туры, установ ленной постав щиком) (Н) 85 °С (НН)	Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной, по месту. Предупредительная (Н). Предаварийная (НН). Блокировка 14 (автоматическая защита). Автоматически. С выдержкой времени 1 с: визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной о срабатывании защиты; отключение насосного агрегата Н-001 (Н-002 резерв.) по программе управляемой остановки для НА с ЧРП. Переключение на резервный насос.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
13	Вибрация подшипников НА (ЭД, насос)	Насосная 126 (помещение) – насосы Н-001, Н-002	VE 1.1, VE 1.2, VE 1.3, VE 1.4, VIRA 1.1, VIRA 1.2, VIRA 1.3, VIRA 1.4 (VE 2.1, VE 2.2, VE 2.3, VE 2.4, VIRA 2.1, VIRA 2.2 VIRA 2.3, VIRA 2.4 – резерв. насос) (Прибор контроля в комплекте поставки насосного агрегата)	-	8,9 мм/с (уточня ется постав щиком оборудо вания по паспорт у на насосны й агрегат)	-	11,2 мм/с (уточняет ся поставщи ком оборудов ания по паспорту на насосный агрегат) (НН)	-	8,9 мм/с (Н), 11,2 мм/с (НН)	Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной, по месту. Предупредительная (Н). Предаварийная (НН). Блокировка 16 (автоматическая защита). Автоматически. Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной о срабатывании защиты; отключение насосного агрегата Н-001 (Н-002 резерв.) по программе управляемой остановки для НА с ЧРП.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
14	Осевое смещение ротора насоса	Насосная 126 (помещение) – насосы Н- 001, Н-002	ISA 1.1, IT 1.1 (ISA 2.1, IT 2.1 – резерв. насос) (Прибор контроля в комплекте поставки насосного агрегата)	0,5 мм (уточня ется поставщ иком оборудо вания по паспорту на насосны й агрегат)	1,0 мм (уточня ется постав щиком оборудо вания по паспорт у на насосны й агрегат)	-	1,0 мм (НН)	-	0,5 (Н) 1,0 (НН)	Визуальная и звуковая сигнализация в операторной, по месту. Предупредительная (Н). Предаварийная (НН). Блокировка 19 (автоматическая защита). Автоматически. С выдержкой времени 1 с: - визуальная и звуковая сигнализация, сообщение о срабатывании защиты в операторной; - отключение насосного агрегата Н-001 (Н-002 резерв.) по программе управляемой остановки для НА с ЧРП; - закрытие задвижек на входе и выходе НА в помещении насосной и вне насосной.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
15	Пуск и остановка НА с помощью кнопки пуск/стоп	Насосная 126 (помещение) – насосы Н-001, Н-002	НС 1.5 (НС 2.5.- резерв. насос) (Кнопки в комплекте поставки насосного агрегата)	выкл.	вкл., выкл.	-	-	-	не включ.	Управление: по месту, дистанционно в операторной. Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной, по месту. Отключение насосного агрегата Н-001 (Н-002 резерв.) по программе управляемой остановки для НА с ЧРП.
16	Состояние насосов	Насосная 126 (помещение) – насосы Н-001, Н-002	УА 1.1, (УА 2.1 – резерв. насос) (Прибор контроля в комплекте поставки насосного агрегата)	Выкл.	Вкл.	-	-	Выкл.	Вкл.	Управление: по месту, в операторной. Предупредительная. Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной, по месту.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
17	Отсечная арматура. Состояние электроприводной арматуры SDV-28...SDV-39	Насосная 12б (помещение) – насосы Н-001, Н-002 (дренажные трубопроводы DN 50)	HS 28...HS39 ZA 28... ZA 39 ZS 28... ZS 39	закр уть	откр ыть	закр ыть	Задвижка закр ывае тся на запус кае мом или включ енн ом НА. При работ е НА задв ижки дол жны быть закр ыты.	закр ыть	откр ыть сб ой	Управление по месту, дистанционно в операторной, автоматически. Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной, по месту. Блокировка 1, 2, 3, 4, 5, 6 (автоматическая защита). Автоматически. С выдержкой времени 60 с: - визуальная и звуковая сигнализация, сообщение о срабатывании защиты в операторной; - отключение насосного агрегата Н-001 (Н-002 резерв.) по программе управляемой остановки для НА с ЧРП.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
18	Положение арматуры SDV-28...SDV-39	Насосная 126 (помещение) – насосы Н-001, Н-002 (дренажные трубопроводы DN 50)	ZI 1.1... ZI 1.4 (ZI 2.1... ZI 2.4 – резерв. насос)	0	100	-	-	-	-	Положение арматуры дистанционно в операторной (max 100, min 0). Текущее (оставить в текущем положении).
19	Потеря сигнала управления приводной арматуры, потеря сигнала питания	Насосная 126 (помещение) SDV- 28...SDV-39	-	FC	-	-	-	-	-	Состояние FC (нормально закрытая).
20	Отсечная арматура. Состояние электроприводной арматуры №№ 1, 3, 7, 9	Насосная 126 (помещение) – насосы Н-001, Н-002	-	закр уть	откр ыть	-	-	-	-	Управление по месту, в операторной.
21	Запорно-регулирующий клапан PCV-1, PCV-2	Насосная 126 (помещение) – насосы Н-001, Н-002	-	закр ыть	откр ыть	-	-	-	-	Управление по месту, в операторной.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаемого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
22	Контроль открытия кожуха полумуфты (сигнализатор положения кожуха муфты)	Насосная 126 (помещение) – насосы Н-001, Н-002	ZS 1.1, SA 1.1 (ZS 2.1, SA 2.1) (Прибор контроля в комплекте поставки насосного агрегата)	-	-	-	снято	-	снято	Визуальная и световая сигнализация, сообщение в операторной, по месту. Блокировка 18. Дистанционно с операторной, автоматически, по месту. Блокировка и защита, запрещающие пуск и работу насоса при снятом ограждении муфты.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
23	Температура корпуса насоса и электродвигателя	Насосная 126 (помещение) – насосы Н-001, Н-002	ТЕ 1.7, ТЕ 1.8 TIRSA 1.7, TIRSA 1.8 (ТЕ 2.7, ТЕ 2.8, TIRSA 2.7, TIRSA 2.8 – резерв. насос) (Прибор контроля в комплекте поставки насосного агрегата)	0	50 °С (уточня ется постав щиком оборудо вания по паспорт у на насосны й агрегат)	-	60 (НН)	-	50 (Н), 60 (НН)	Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной, по месту. Предупредительная (Н). Предаварийная (НН). Блокировка 15 (автоматическая защита – аварийная максимальная температура). Автоматически. С выдержкой времени 1 с: - визуальная и звуковая сигнализация, сообщение о срабатывании защиты в операторной; - отключение насосного агрегата Н-001 (Н-002 резерв.) по программе управляемой остановки для НА с ЧРП.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
24	Аварийные утечки мазута М-100 (топлива судового RMG-180) через торцовое уплотнение насоса (двойное торцовое уплотнение)	Насосная 126 (помещение) – насосы Н-001, Н-002	LS 1.1, LSA 1.1 (LS 2.1, LSA 2.1-резерв.насос) (Прибор контроля в комплекте поставки насосного агрегата)	-	0,3 дм ³ /ч (внешняя утечка через одно торцовое уплотнение вала насоса, уточняется поставщиком оборудования по паспорту на насосный агрегат)	-	0,3 дм ³ /ч (внешняя утечка через одно торцовое уплотнение вала насоса, уточняется поставщиком оборудования по паспорту на насосный агрегат) (НН)	-	По результатам автоматического непрерывного контроля исправности линии (НН)	Визуальная и звуковая сигнализация (обрыв, короткое замыкание линии сигнализатора утечек нефтепродуктов через двойное торцовое уплотнение насоса), сообщение в операторной, по месту. Блокировка 11 (автоматическая защита). Автоматически. С выдержкой времени 1 с: - визуальная и звуковая сигнализация, сообщение о срабатывании защиты в операторной; отключение насосного агрегата Н-001 (Н-002 резерв.) по программе неуправляемой остановки для НА с ЧРП; - закрытие задвижек на входе и выходе НА в помещение насосной и вне помещения насосной); - переключение на резервный насос.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
25	Наличие перекачиваемой среды в трубопроводе (защита от сухого хода насоса)	Насосная 12б (помещение) – насосы Н-001, Н-002	LS 1.2, LSA 1.2 (LS 2.2, LSA 2.2 - резерв. насос)	0	100	0 – нет залива	-	0 – нет залива	-	Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной, по месту. Предварийная (LL). Блокировка 10. Дистанционно с операторной, автоматически, по месту. Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение о срабатывании защиты в операторной; остановка насоса насосного агрегата Н-001 (Н-002 резерв.) на линии без перекачиваемой среды; переключение на резервный насос.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
26	Частота работы эл. двигателя, об/мин	Насосная 126 (помещение) – насосы Н-001, Н-002	SE 1.1, SIRA 1.1, SE 2.1, SIRA 2.1-резерв. насос) (Прибор контроля в комплекте поставки насосного агрегата)	-	Н (устана вливает ся по постав щиком по паспорт у на насосны й агрегат)	-	НН (устанавл ивается по поставщи ком по паспорту на насосный агрегат)	Н	НН	Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной, по месту. Предупредительная (Н). Предаварийная (НН). Блокировка 17. Дистанционно с операторной, автоматически, по месту. Отключение насосного агрегата Н-001 (Н-002 резерв.) по программе остановки для НА с ЧРП при нарушении работы электродвигателя.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаемого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
27	Давление на входе НА, МПа (изб.)	Насосная 126 (помещение) – насосы Н-001, Н-002	PG 1.2, РТ 1.1, PIRSA1.1 (PG 2.1, РТ 2.1, PIRSA-2.1 -резерв. насос)	0,002 МПа	-	0,0018 (L), 0,0017 (LL)	-	0,0018 (L), 0,0017 (LL)	-	<p>Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной, по месту. Предупредительная (L). Предаварийная (LL).</p> <p>Блокировка 8. Автоматически. (L). Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной. С выдержкой времени до 20 с: - визуальная и звуковая сигнализация, сообщение о срабатывании защиты в операторной; - отключение работающего насосного агрегата Н-001 (Н-002 резерв.) по программе управляемой остановки для НА с ЧРП.</p> <p>Блокировка 8а. Автоматически. (LL). Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной. С выдержкой времени до 25 с: - визуальная и звуковая сигнализация, сообщение о срабатывании защиты</p>

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаемого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
28										в операторной; - отключение работающего Н-001 (Н-002 резерв.) по программе управляемой остановки для НА с ЧРП. Закрытие задвижек на входе и выходе НА (в помещении насосной и вне помещения насосной в узлах задвижек).
29	Давление на выходе НА, МПа (изб.)	Насосная 126 (помещение) – насосы Н-001, Н-002	PG 1.3, РТ 1.2, PIRSA 1.2 (PG 2.3, РТ 2.2, PIRSA 2.2 – резерв. насос)	-	1,0	-	1,05 (Н) 1,09 (НН)	-	1,05 (Н) 1,09 (НН)	Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной, по месту. Предупредительная (Н). Предаварийная (НН). Блокировка 9. Автоматически. (Н). Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной. Отключение работающего насосного агрегата Н-001 (Н-002 резерв.) по программе управляемой остановки для НА с ЧРП.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаемого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
30										Блокировка 9а. Автоматически. (НН). Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной. Отключение насосного агрегата Н-001 (Н-002 резерв.) по программе неуправляемой остановки для НА с ЧРП. Закрытие задвижек на входе и выходе НА (в помещении насосной и в вне помещения насосной в узлах задвижек).
31	Расход, м ³ /ч	Насосная 126 (помещение) – насосы Н-001, Н-002	FIT 1.1, FISA 1.1 (FIT 2.1, FISA 2.1 резерв. насос)	650	1100	600 (LL)	1200 (НН)	650 (L) 600 (LL)	1100 (H) 1200 (НН)	Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной, по месту. Предупредительная (L), (H). Предавварийная (LL), (НН). Блокировка 20. Дистанционно в операторной, автоматически, по месту. Остановка насосного агрегата Н-001 (Н-002 резерв.) при превышении максимально допустимого расхода и понижении минимального расхода по программе остановки НА с ЧРП.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
32	Давление в бачке буферной жидкости, МПа	Насосная 12б (помещение) – бачки 1.1, 1, 2, 2.1, 2.2 для насосов Н-001, Н-002	РТ 1.3, PIRSA 1.3, РТ 1.4, PIRSA 1.4 - для бачков 1.1, 1.2 (РТ 2.3, PIRSA 2.3, РТ 2.4, PIRSA 2.4 - для бачков 2.1, 2.2 резерв.) (Прибор контроля в комплекте поставки насоса)	-	0,2 (уточня ется постав щиком оборудо вания по паспорт у на насосны й агрегат)	-	0,3 (НН) (уточняет ся поставщи ком оборудов ания по паспорту на насосный агрегат)	-	0,2 (Н) 0,3 (НН)	Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной, по месту. Предупредительная (Н). Предаварийная (НН). Блокировка 23. Дистанционно с операторной, автоматически, по месту. Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной. Отключение насосного агрегата Н-001 (Н-002 резерв.) по программе остановки НА с ЧРП. Закрытие задвижек на входе и выходе НА (в помещении насосной и вне помещения в узлах задвижек). Переключение на резервный насос.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
33	Температура буферной жидкости на входе в бачок (на выходе из торцевого уплотнения)	Насосная 126 (помещение) – бачки 1.1, 1, 2, 2.1, 2.2 для насосов Н-001, Н-002	TG1.1, TE1.9, TIRSA 1.9, TG1.2, TE1.10, TIRSA 1.10 - для бачков 1.1, 1.2 (TG2.1, TE2.9, TIRSA 2.9, TG 2.2, TE2.10, TIRSA 2.10 для бачков 2.1, 2.2 – резерв.) (Прибор контроля в комплекте поставки насоса)	60	100	-	100 (НН)	-	90 (Н) 100 (НН)	Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной, по месту. Предупредительная (Н). Предаварийная (НН). Блокировка 22. Дистанционно в операторной, автоматически, по месту. Отключение насосного агрегата Н-001 (Н-002 резерв.) по программе остановки НА с ЧРП. Закрытие задвижек на входе и выходе НА (в помещении насосной и вне помещения в узлах задвижек). Переключение на резервный насос.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливае- мого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
34	Уровень буферной жидкости в бачке (для торцового уплотнения)	Насосная 126 (помещение) – бачки 1.1, 1. 2, 2.1, 2.2 для насосов Н-001, Н-002	LS 1.4, LS 1.6, LSA 1.4, LSA 1.6 - для бачков 1.1, 1.2 (LS 2.4, LS 2.6, LSA 2.4, LSA 2.6 - для бачков 2.1, 2.2 резерв.) (Прибор контроля в комплекте поставки насоса)	460	-	460 (LL)	-	500 (L) 460 (LL)	-	Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной, по месту. Предупредительная (Н). Предаварийная (НН). Блокировка 24. Дистанционно с операторной, автоматически, по месту. Отключение насосного агрегата Н-001 (Н-002) по программе остановки НА с ЧРП и запрет пуска. Закрытие задвижек на входе и выходе НА (в помещении насосной и вне помещения в узлах задвижек). Переключение на резервный насос.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливае- мого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
35	Уровень буферной жидкости в бачке (для торцового уплотнения)	Насосная 126 (помещение) – бачки 1.1, 1, 2, 2.1, 2.2 для насосов Н-001, Н-002	LS 1.3, LS 1.5, LSA 1.3, LSA 1.5 - для бачков 1.1, 1.2 (LS 2.3, LS 2.5, LSA 2.3, LSA 2.5 - для бачков 2.1, 2.2 резерв.) (Прибор контроля в комплекте поставки насоса)	-	665	-	665 (НН)	-	610 (Н) 665 (НН)	Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной, по месту. Предупредительная (Н). Предаварийная (НН). Блокировка 21. Дистанционно с операторной, автоматически, по месту. Отключение насосного агрегата Н-001 (Н-002 резерв.) по программе останова НА с ЧРП и запрет пуска. Закрытие задвижек на входе и выходе НА (в помещении насосной и вне помещения в узлах задвижек). Переключение на резервный насос.
36	Температура охлаждающей жидкости (воды) на входе в бачок	Трубопровод 0052-50-57x3- 16-Ст20-W- НН-ST (в помещении насосной)	TS1.1, TISA1.1 (TS2.1, TISA2.1)	20	40	-	-	20	40	Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной, по месту. Остановка насосного агрегата Н-001 (Н-002 резерв).

N п/п	Наименование параметра	Наименование е оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
37	Температура охлаждающей жидкости (воды) на выходе из бачка	Трубопровод 0053-50-57x3- 16-Ст20-W- НН-ST (в помещении насосной)	TS1.2, TISA1.2 (TS2.2, TISA2.2)	-	55	-	-	-	55	Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной, по месту. Остановка насосного агрегата Н-001 (Н-002 резерв).
38	Перепад давления на фильтре, кПа	Насосная 126 – фильтр Ф-003	PDIT 3.1, PDIA 3.1	0	50	-	50 (НН)	10	50 (НН)	Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной, по месту. Предаварийная (НН). Остановка насосного агрегата Н-003.
39	Давление на входе НА, МПа (изб.)	Насосная 126 – насос Н-003	PG 3.1, PT 3.1, PIRSA 3.1	0,002	-	-	-	0,0018 (LL)	-	Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной, по месту. Предаварийная (LL). Остановка насосного агрегата Н-003.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаемого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
40	Давление на выходе НА, МПа (изб.)	Насосная 126 – насос Н-003	PG 3.2, РТ 3.2, PIRSA 3.2	-	0,63	-	0,68 (НН)	-	0,66 (Н) 0,68 (НН)	Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной, по месту. Предупредительная (Н). Предаварийная (НН). Блокировка 25. Дистанционно с операторной, автоматически, по месту. Отключение насосного агрегата Н-003. Отключение задвижек на входе и выходе НА (в помещении насосной и вне помещения в узлах задвижек).

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаемого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
41	Пуск и остановка НА с помощью кнопки пуск/стоп	Насосная 126 – насос Н-003	НС 3.1 (Кнопки в комплекте поставки насоса)	выкл.	вкл.	-	-	-	-	Управление: по месту, в операторной. Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной, по месту. Отключение насосного агрегата Н-003, закрытие задвижек на входе и выходе насосного агрегата Н-003 (в помещении насосной и вне помещения в узлах задвижек).
42	Состояние насоса	Насосная 126 – насос Н-003	УА 3.1 (Прибор в комплекте поставки насоса)	выкл.	вкл.	-	-	выкл.	вкл.	Управление: по месту, в операторной, автоматически. Предупредительная. Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной, по месту.
43	Отсечная арматура. Состояние электроприводной арматуры №№ 13, 15 (в помещении насосной)	Трубопровод 0010, 0011	-	закрыть	открыть	-	-	-	-	Управление: по месту, в операторной.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
44	<i>Трубопроводы</i>									
45	Отсечная арматура. Состояние электроприводной арматуры SDV-24... SDV- 27	Трубопрово- ды: 0026-300- 325x8-16- Ст20-М,С/Т- НН-ST, 0027-300- 325x8-16- Ст20-М,С/Т- НН-ST	HS 24... HS27, HS 24a... HS27a, ZA 24...ZA 27, ZS 24... ZS 27	закр ыть	откр ыть	закр ыть	-	закр ыть	откр ыть сб ой	Управление: дистанционно из операторной, автоматически, по месту. Сигнализация визуальная и звуковая в операторной. Блокировка 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7-24. Дистанционно из операторной, автоматически, по месту. С выдержкой времени 60 с: - сигнализация визуальная и звуковая, сообщение о срабатывании защиты в операторной; - отключение насосного агрегата Н-001 (Н-002 резерв.) по программе управляемой остановки для насосных агрегатов с ЧРП. Закрытие задвижек при макс. и мин. уровнях в РВС №№ 89-92.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливае- мого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
46	Положение арматуры SDV-24... SDV-27	Трубопроводы: 0026-300-325x8-16-Ст20-М,С/Т-НН-ST, 0027-300-325x8-16-Ст20-М,С/Т-НН-ST	ZI-24... ZI-27	0	100	-	-	-	-	Положение арматуры дистанционно в операторной (max 100, min 0). Текущее (оставить в текущем положении).
47	Потеря сигнала управления приводной арматуры, потеря сигнала питания	SDV-24... SDV-27	-	FC	-	-	-	-	-	Состояние FC (нормально закрытая).
48	Отсечная арматура. Состояние электроприводной арматуры ESD-1, ESD-2	Трубопроводы: 0007-300-325x8-16-Ст20-М,С/Т-НН-ST, 0008-300-325x8-16-Ст20-М,С/Т-НН-ST	HZ 1, HZ2, ZA1, ZA 2	закрыть	открыть	закрыть	-	закрыть	открыть сбой	Управление: дистанционно из операторной, автоматически, по месту. Сигнализация визуальная и звуковая в операторной. Блокировка 1, 2, 3, 4, 5, 6. Дистанционно из операторной, автоматически, по месту. Закрытие задвижек, при пожаре, загазованности, затопляемости.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаемого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
49	Положение арматуры ESD-1, ESD-2	Трубопроводы: 0007-300- 325x8-16- Ст20-М,С/Т- НН-ST, 0008- 300-325x8-16- Ст20-М,С/Т- НН-ST	ZI-2... ZI-2	0	100	-	-	-	-	Положение арматуры дистанционно в операторной (max 100, min 0). Текущее (оставить в текущем положении).
50	Потеря сигнала управления приводной арматуры, потеря сигнала питания	ESD-1, ESD-2	-	FC	-	-	-	-	-	Состояние FC (нормально закрытая).
51	<i>Аварийная ситуация</i>									

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
52	Пожар в помещении насосной 126 и вне помещения у входа в насосную 126 (площадка)	Насосная 126: оборудова ние, трубопрово ды. Трубопровод ы вне помещения насосной 126	BLA 1, BAZ 1- в помещении; BLA 2, BAZ 2 - на площадке	-	+	-	+	-	+	Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной, по месту. Блокировка 2. Блокировка 4. Дистанционно из операторной, автоматически, по месту. Передача сигнала о пожаре на пожарный пост. Визуальная и звуковая сигнализация оповещения внутри и снаружи насосной. Отключение насосных агрегатов Н-001 (Н-002 резерв), Н-003 в насосной. Отключение вытяжных и приточных вентиляторов в помещении насосной. Отключение насоса Н-004 из емкости Е-004 (дренажной). Закрытие задвижек в помещении насосной и вне помещения насосной. Отключение всех источников электропитания.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
53	Загазованность в помещении насосной 126 и вне помещения у входа в насосную 126 (площадка), % НКПП	Насосная 126	QLA 1, QZA 1 -в помещении; QLA 2, QZA2 -на площадке	10 % (в помещен ии); 20% (на площадк е)	50 % (45 % по требова нию заказчи ка)	-	50% (НН) (45% по требован ию заказчика)	10% (Н) (в помеще нии); 20 % (Н) (на площад ке)	50 % (НН) (45% по требова нию заказчи ка)	<p>Визуальная и звуковая сигнализация в операторной, по месту. Включение световых и звуковых сигналов оповещения внутри и снаружи насосной; включение аварийного вытяжного и приточного вентилятора.</p> <p>Предельная загазованность (Н). Предаварийная загазованность (НН).</p> <p>Блокировка 1. Блокировка 3. Дистанционно из операторной, автоматически, по месту. С вдержкой времени 10 с: - отключение насосных агрегатов Н-001 (Н-002) по программе управляемой остановки для насосных агрегатов с ЧРП и Н-003; - включение аварийных вытяжных и приточных вентиляторов помещения насосной, находящихся в режиме «основной»; - отключение насоса Н-004 дренажной емкости Е-004;</p>

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаемого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
54										<ul style="list-style-type: none"> - закрытие всех задвижек на входе и выходе насосных агрегатов в насосной 12б в помещении и вне помещения; - закрытие всех задвижек на ж. д. эстакаде, на перемычке между трубопроводами причала и трубопроводами от резервуарного парка, задвижек на границе нефтебазы с причалом.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаемого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
55	Затопление насосного зала насосной 126	Насосная 126	LI 1, LSIA 1	-	-	-	200 мм выше дна приямка насосно го зала (НН)	-	150 мм выше дна приямка насосно го зала (Н) 200 мм (НН)	Визуальная и звуковая сигнализация в операторной, по месту. Предупредительный (Н). Предаврийный уровень (НН). Блокировка 6. Дистанционно в операторной, автоматически, по месту. С выдержкой времени 3 с: - визуальная и звуковая сигнализация, сообщение о срабатывании защиты в операторной; - отключение насосного агрегата Н-001 (Н-002 резерв.), работающего по программе управляемой остановки для НА с ЧРП; - отключение НА Н-003; - отключение насоса Н-004 из емкости дренажной Е-004; - закрытие задвижек на входе и выходе НА в помещении и вне помещения насосной; - закрытие всех задвижек на трубопроводах вне помещения насосной, на ж. д. эстакаде, на перемычка между трубопроводами причала и трубопроводами от резервуарного парка.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
56	<i>Железнодорожная эстакада № 2</i>									
57	Отсечная арматура SDV-23. Состояние электроприводной арматуры	Трубопрово- ды: 0005-200- 219х6-16- Ст20-М, С/Т- НН-ST	HS 23, HS23а, ZA23, ZS23	закр уть	откр ыть	закр ыть	-	закр ыть	откр ыть сб ой	Управление: дистанционно из операторной, автоматически, по месту. Сигнализация визуальная и звуковая в операторной. Блокировка 1, 2, 3, 4, 5, 6, 25. Дистанционно из операторной, автоматически, по месту. С выдержкой времени 60 с: - сигнализация визуальная и звуковая, сообщение о срабатывании защиты в операторной; - отключение поршневого насоса Н-003. Закрытие задвижки при пожаре, загазованности, затопляемости помещения. Закрытие задвижки при макс. уровне в РВС 89-92.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
58	Положение арматуры SDV-23	Трубопровод 0005-200- 219x6-16- Ст20-М, С/Т- НН-ST	ZI 23	0	100	-	-	-	-	Положение арматуры дистанционно в операторной (max 100, min 0). Текущее (оставить в текущем положении).
59	Потеря сигнала управления приводной арматуры, потеря сигнала питания	SDV-23	-	FC	-	-	-	-	-	Состояние FC (нормально закрытая).

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаемого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
60	Отсечная арматура 82-сущ. Состояние электроприводной арматуры	Трубопровод существующий DN 350	HS 82, HS82a, ZA 82, ZS 82	закрывать	открывать	закрывать	-	закрывать	открывать сбой	Управление: дистанционно из операторной, автоматически, по месту. Сигнализация визуальная и звуковая, сообщение в операторной. Блокировка 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7-24. Дистанционно из операторной, автоматически, по месту. С выдержкой времени 60 с: -сигнализация визуальная и звуковая, сообщение срабатывании защиты в операторной; - отключение поршневого насосного агрегата Н- 003; - отключение насосного агрегата Н-001 (Н-002 резерв.) по программе управляемой остановки для насосных агрегатов с ЧРП.
61	Положение арматуры 82-сущ.	Трубопровод существующий DN 350	ZI 82	0	100	-	-	-	-	Положение арматуры дистанционно в операторной (max 100, min 0). Текущее (оставить в текущем положении).

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливае- мого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
62	Потеря сигнала управления приводной арматуры, потеря сигнала питания	82-сущ.	-	FC	-	-	-	-	-	Состояние FC (нормально закрытая).
63	Емкость E-004									
64	Температура, °C	Емкость E- 004 (внутренний змеевиковый подогреватель)	TI 4.1, TIT 4.1	+40	+90	+55 (LL)	+85 (HH)	+60 (L)	+80 (H)	Визуальная и звуковая сигнализация в операторной, по месту. Предупредительная (L), (H). Предаварийная (LL), (HH). Блокировка 31. По месту, в операторной, автоматически. Отключение насоса H-004 на емкости дренажной E-004. Закрытие задвижек SDV-40, SDV- 41.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаемого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
65	<p>Уровень в емкости, мм</p> <p>Прим. Параметр зависит от минимального уровня жидкости для насоса в соответствие с паспортом насоса.</p>	Емкость Е-004	LS 4,1, LSA 4.1	450 мм (от дна емкости)	1900 мм (от дна емкости)	400 мм (от дна емкости) (LL)	2150 мм (от дна емкости) (НН)	450 мм (L); 400 мм (LL)	1900 мм (Н); 2150 мм (НН)	<p>Визуальная и звуковая сигнализация в операторной, по месту.</p> <p>Предупредительная (L), (H).</p> <p>Предаварийная (LL), (НН).</p> <p>Сигнализация (пределный максимальный уровень (H)). Включение насоса Н-004 на емкости Е-004.</p> <p>Сигнализация (пределный минимальный уровень (L)).</p> <p>Отключение насоса Н-004 на емкости Е-004.</p> <p>Блокировка 30. Автоматически. С выдержкой времени 3 с: отключение насоса Н-004 на емкости Е-004; - закрытие задвижек SDV-40, SDV-41.</p>

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаемого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
66										Блокировка 30а. По месту, в операторной, автоматически. С выдержкой времени 3 с: - отключение насосов Н-001 (Н-002 резерв.), работающих по программе управляемой остановки для НА с ЧРП; - отключение насоса Н-003; - отключение насоса Н-004 из емкости Е-004 при аварийном максимальном уровне; - закрытие задвижек на входе и выходе НА (в помещении и вне помещения в узлах задвижек); - закрытие задвижек SDV-40, SDV-41.
67	Контроль цепи заземления а/ц. Запрет налива при отсутствии заземления.	а/ц	-	Отсутствие заземления	Наличие заземления	Отсутствие заземления	-	Отсутствие заземления	-	Визуальная сигнализация по месту. Отключение насоса Н-004 вручную на емкости согласно регламенту работ

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаемого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
68	Пожар на площадке емкости	Емкость Е-004	ВЛА 4.1, ВАЗ 4.1	-	+	-	+	-	+	<p>Визуальная и звуковая сигнализация в операторной, по месту.</p> <p>Блокировка 33. По месту, в операторной, автоматически.</p> <p>Передача сигнала на пожарный пост и в систему пожарной сигнализации объекта.</p> <p>Визуальная и звуковая сигнализация оперативного оповещения.</p> <p>Отключение всех источников электропитания,</p> <p>Отключение насоса Н-004 на емкости Е-004. Отключение насосов Н-001 (Н-002 резерв.) с ЧРП и Н-003 в насосной 126.</p> <p>Закрытие задвижек в помещении насосной и вне помещения насосной.</p>

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливае- мого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
69	Загазованность на площадке, НКПР (%) (пары нефти)	Емкость Е- 004	QT 4.1 QLA 4.1, QZA 4.1	20 %	50 % (45 % по требова нию заказчи ка)	-	50 % (45 % по требован ию заказчика) (НН)	20% НКПРП (Н)	50 % (45 % по требова нию заказчи ка) (НН)	Визуальная и звуковая сигнализация в операторной, по месту. Предупредительная (Н). Предаварийная (НН). Блокировка 32. По месту. В операторной, автоматически. Отключение всех источников электропитания. Отключение: насоса Н-004 на емкости; насосов Н-001 (Н-002 резерв.) с ЧРП и Н- 003 в насосной 12б; закрытие задвижек на входе и выходе в помещении насосной и вне помещения насосной.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
70	Давление на выходе насоса, МПа (изб.)	Напорный трубопровод 0037-100- 108x4-16- Ст20-М, С/Т- НН-ST	PG 4.1, РТ 4.1, PISA 4.1	0	0,49 (уточня ется постав щиком оборудо вания)	0,35 (LL) (уточня ется постав щиком оборудо вания)	0,63 (НН) (уточняет ся поставщи ком оборудов ания)	0,39 (L) (уточня ется поставщ иком оборудо вания)	0,53 (НН) (уточня ется постав щиком оборудо вания)	Визуальная и звуковая сигнализация в операторной, по месту. Предупредительная (Н). Предаварийная (НН). Блокировка 34. По месту, в операторной, автоматически. Отключение насоса Н-004 на емкости Е-004.
71	Работа насоса (кнопочный пост)	Насос Н-004 на емкости Е- 004	HS 4.1, YA 4.1 (Прибор контроля в комплекте поставки насоса)	Выкл.	Вкл.	-	-	-	Вкл., Выкл.	Управление по месту, в операторной. Визуальная и звуковая сигнализация в операторной.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
72	Температура подшипника двигателя, °С	Насос Н-004 на емкости Е- 004	ТЕ 4.1, TISA 4.1 (Прибор контроля в комплекте поставки насоса)	-	80 (уточня ется постав щиком оборудо вания)	-	100 (НН) (уточняет ся поставщи ком оборудов ания)	-	80 (Н), 100 (НН)	Визуальная и звуковая сигнализация в операторной, по месту. Предупредительная (Н). Предаварийная (НН). Блокировка 28. По месту, в операторной, автоматически. Отключение насоса Н-004 на емкости Е-004.
73	Уровень затворной жидкости для торцевого уплотнения, мм	Насос Н-004 на емкости Е- 004	LS 4.1, LSA 4.1 (Прибор контроля в комплекте поставки насоса)	-	Н (по паспорт у)	LL (уточня ется по получен ному оборудо ванию)	-	LL (уточня ется по получен ному оборудо ванию)	-	Контроль. Визуальная и звуковая сигнализация в операторной, по месту. Предаварийная (НН). Блокировка 27. По месту, в операторной, автоматически. Отключение насоса Н-004 на емкости Е-004.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
74	Токовая перегрузка электродвигателя	Насос Н-004 на емкости Е- 004	IT 4.1, ISA 4.1 (прибор в комплекте поставки насоса)	■	N (по паспорт у)		(НН) (уточняет ся поставщи ком оборудов ания)	■	(НН) (уточня ется постав щиком оборудо вания)	Визуальная и звуковая сигнализация в операторной, по месту. Предварийная (НН). Блокировка 26. По месту, в операторной. Отключение насоса Н-004 на емкости Е-004.
75	<i>Группа РВС-89...92</i>									

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
76	Отсечная арматура. Состояние электроприводной арматуры SDV 89/1, 89/2, 89/3, 89/4 на приемных и напорных трубопроводах PBC-89 за обвалованием группы PBC-89...92	SDV 89/1 линия 126/4, SDV 89/2 линия 126/9, SDV 89/3 линия 126/10, SDV 89/4 линия 126/35	HS 89/1, HS 89/2, HS 89/3, HS 89/4, ZS 89/1...89/4, ZSA 89/1...89/4	закрывать	открывать	закрывать	-	закрывать	открывать сбой	Управление: дистанционно из операторной, автоматически, по месту. Сигнализация визуальная и звуковая в операторной. Блокировка 1-3. Дистанционно из операторной, автоматически, по месту. С выдержкой времени 3 с: - отключение насосов Н-001 (Н-002 резерв.) с ЧРП и Н-003; - закрытие задвижек при пожаре, загазованности, затопляемости помещения; - закрытие задвижек SDV 89/1, 89/2, 89/3 при макс. уровне Н=10000 мм, при мин. уровне L=1300 мм.
77	Положение арматуры SDV 89/1, 89/2, 89/3, 89/4	SDV 89/1 линия 126/4, SDV 89/2 линия 126/9, SDV 89/3 линия 126/10, SDV 89/4 линия 126/35	ZI 89/1...89/4	0	100	-	-	-	-	Положение арматуры дистанционно в операторной (max 100, min 0). Текущее (оставить в текущем положении).

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливае- мого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
78	Потеря сигнала управления приводной арматуры, потеря сигнала питания	-	-	FC	-	-	-	-	-	Состояние FC (нормально закрытая).
79	Отсечная арматура. Состояние электроприводной арматуры SDV 90/1, 90/2, 90/3, 90/4 на приемных и напорных трубопроводах PBC-90 за обвалованием группы PBC-89...92	SDV 90/1 линия 126/20, SDV 90/2 линия 126/24, SDV 90/3 линия 126/19, SDV 90/4 линия 126/36	HS 90/1, HS 90/2, HS 90/3, HS 90/4, ZS 90/1...90/4, ZSA 90/1...90/4	закрывать	открывать	закрывать	-	закрывать	открывать сбой	Управление: дистанционно из операторной, автоматически, по месту. Сигнализация визуальная и звуковая в операторной. Блокировка 4-6. Дистанционно из операторной, автоматически, по месту. С выдержкой времени 3 с: - отключение насосов Н-001 (Н-002 резерв.) с ЧРП и Н-003; - закрытие задвижек при пожаре, загазованности, затопляемости помещения; - закрытие задвижек SDV 90/1, 90/2, 90/3 при макс. уровне Н=9960 мм, при мин. уровне L=1300 мм.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаемого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
80	Положение арматуры SDV 90/1, 90 /2, 90/3, 90/4	SDV 90/1 линия 126/20, SDV 90/2 линия 126/24, SDV 90/3 линия 126/19, SDV 90/4 линия 126/36	ZI 90/1...90/4	0	100	-	-	-	-	Положение арматуры дистанционно в операторной (max 100, min 0). Текущее (оставить в текущем положении).
81	Потеря сигнала управления приводной арматуры, потеря сигнала питания	-	-	FC	-	-	-	-	-	Состояние FC (нормально закрытая).

N п/п	Наименование параметра	Наименование е оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
82	Отсечная арматура. Состояние электроприводной арматуры SDV 91/1, 91/2, 91/3, 91/4 на приемных и напорных трубопроводах PBC-91 за обвалованием группы PBC-89...92	SDV 91/1 линия 126/15, SDV 91/2 линия 126/13, SDV 91/3 линия 126/11, SDV 91/4 линия 126/37	HS 91/1, HS 91/2, HS 91/3, HS 91/4, ZS 91/1...91/4, ZSA 91/1...91/4	закрывать	открывать	закрывать	-	закрывать	открывать сбой	Управление: дистанционно из операторной, автоматически, по месту. Сигнализация визуальная и звуковая в операторной. Блокировка 7-9. Дистанционно из операторной, автоматически, по месту. С выдержкой времени 3 с: - отключение насосов Н-001 (Н-002 резерв.) с ЧРП и Н-003; - закрытие задвижек при пожаре, загазованности, затопляемости помещения; - закрытие задвижек SDV 91/1, 91/2, 91/3 при макс. уровне Н=15200 мм, при мин. уровне L=1300 мм.
83	Положение арматуры SDV 91/1, 91 /2, 91/3, 91/4	SDV 91/1 линия 126/15, SDV 91/2 линия 126/13, SDV 91/3 линия 126/11, SDV 91/4 линия 126/37	ZI 91/1...91/4	0	100	-	-	-	-	Положение арматуры дистанционно в операторной (max 100, min 0). Текущее (оставить в текущем положении).

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливае- мого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
84	Потеря сигнала управления приводной арматуры, потеря сигнала питания	-	-	FC	-	-	-	-	-	Состояние FC (нормально закрытая).
85	Отсечная арматура. Состояние электроприводной арматуры SDV 92/1, 92/2, 92/3, 93/4 на приемных и напорных трубопроводах PBC-92 за обвалованием группы PBC-89...92	SDV 92/1 линия 126/32, SDV 92/2 линия 126/30, SDV 92/3 линия 126/27, SDV 92/4 линия 126/38	HS 92/1, HS 92/2, HS 92/3, HS 92/4, ZS 92/1...92/4, ZSA 92/1...92/4	закрывать	открывать	закрывать	-	закрывать	открывать сбой	Управление: дистанционно из операторной, автоматически, по месту. Сигнализация визуальная и звуковая в операторной. Блокировка 10-12. Дистанционно из операторной, автоматически, по месту. С выдержкой времени 3 с: - отключение насосов Н-001 (Н-002 резерв.) с ЧРП и Н-003; - закрытие задвижек при пожаре, загазованности, затопляемости помещения; - закрытие задвижек SDV 92/1, 92/2, 92/3 при макс. уровне Н=10030 мм, при мин. уровне L=1300 мм.

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
86	Положение арматуры SDV 92/1, 92 /2, 92/3, 92/4	SDV 92/1 линия 126/32, SDV 92/2 линия 126/30, SDV 92/3 линия 126/27, SDV 92/4 линия 126/38	ZI 92/1...92/4	0	100	-	-	-	-	Положение арматуры дистанционно в операторной (max 100, min 0). Текущее (оставить в текущем положении).
87	Потеря сигнала управления приводной арматуры, потеря сигнала питания	-	-	FC	-	-	-	-	-	Состояние FC (нормально закрытая).
88	Группа PBC-87/88									
89	Отсечная арматура. Состояние электроприводной арматуры SDV 87/1, 87/2, 87/3, 87/4, 87/5 на приемных и напорных трубопроводах PBC-87 за обвалованием группы PBC-87/88	SDV 87/1 линия 9599/2 SDV 87/2 линия 9599/3 SDV 87/3 линия 9602/5 SDV 87/4 линия 9605/5 SDV 87/5 линия 9600/5	HS 87/1, HS 87/2, HS 87/3, HS 87/4, HS 87/5 ZS 87/1...87/5, ZSA 87/1...87/5	закреть	открыть	закреть	-	закреть	открыть сбой	Управление: дистанционно из операторной, автоматически, по месту. Сигнализация визуальная и звуковая в операторной. Блокировка 1-4. Дистанционно из операторной, автоматически, по месту. С выдержкой времени 3 с: - отключение насосов насосной 11 и 12; - закрытие задвижек при пожаре, загазованности, затопляемости помещения; -

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаемого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
										закрытие задвижек SDV 87/1, 87/2, 87/3, 87/4 при макс. уровне H=10000 мм, при мин. уровне L=1300 мм.
90	Положение арматуры SDV 87/1, 87/2, 87/3, 87/4, 87/5	SDV 87/1 линия 9599/2 SDV 87/2 линия 9599/3 SDV 87/3 линия 9602/5 SDV 87/4 линия 9605/5 SDV 87/5 линия 9600/5	ZI 87/1...87/5	0	100	-	-	-	-	Положение арматуры дистанционно в операторной (max 100, min 0). Текущее (оставить в текущем положении).
91	Потеря сигнала управления приводной арматуры, потеря сигнала питания	-	-	FC	-	-	-	-	-	Состояние FC (нормально закрытая).

N п/п	Наименование параметра	Наименование е оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаем ого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
92	Отсечная арматура. Состояние электроприводной арматуры SDV 88/1, 88/2, 88/3, 88/4, 88/5 на приемных и напорных трубопроводах РВС-88 за обвалованием группы РВС-87/88	SDV 88/1 линия 9598/3 SDV 88/2 линия 9598/2 SDV 88/3 линия 9602/6 SDV 88/4 линия 9605/6 SDV 88/5 линия 9600/6	HS 88/1, HS 88/2, HS 88/3, HS 88/4, HS 88/5 ZS 88/1...88/5, ZSA 88/1...88/5	закреть	открыть	закреть	-	закреть	открыть сбой	Управление: дистанционно из операторной, автоматически, по месту. Сигнализация визуальная и звуковая в операторной. Блокировка 5-8. Дистанционно из операторной, автоматически, по месту. С выдержкой времени 3 с: - отключение насосов насосной 11 и 12; - закрытие задвижек при пожаре, загазованности, затопляемости помещения; - закрытие задвижек SDV 88/1, 88/2, 88/3, 88/4 при макс. уровне H=10000 мм, при мин. уровне L=1300 мм.
93	Положение арматуры SDV 88/1, 88/2, 88/3, 88/4, 88/5	SDV 88/1 линия 9598/3 SDV 88/2 линия 9598/2 SDV 88/3 линия 9602/6 SDV 88/4 линия 9605/6 SDV 88/5	ZI 88/1...88/5	0	100	-	-	-	-	Положение арматуры дистанционно в операторной (max 100, min 0). Текущее (оставить в текущем положении).

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаемого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		линия 9600/6								
94	Потеря сигнала управления приводной арматуры, потеря сигнала питания	-	-	FC	-	-	-	-	-	Состояние FC (нормально закрытая).
95	Нефтеналивной причал №2									
96	Площадка стендера У-2/1									
97	Общее состояние работы стендера У-2	У-2	-	-	закрыть	-	закрыть	открыть сбой	закрыть	В случае общего отказа работы стендера У-2 Визуальная и звуковая сигнализация в операторной, по месту. Предупредительная (Н). Предаварийная (НН). Блокировка 5. По месту, в операторной, автоматически. Закрытие задвижек 15 и 17н. Отключение подающих насосов.
98	Общее состояние работы стендера У-2/1	У-2/1	-	-	закрыть	-	закрыть	открыть сбой	закрыть	В случае общего отказа работы стендера У-2/1 Визуальная и звуковая сигнализация в операторной, по месту. Предупредительная (Н).

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливае- мого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
										<p>Предаварийная (НН).</p> <p>Блокировка 3. По месту, в операторной, автоматически. Закрытие задвижки 16н. Закрытие задвижек ESD 201/202 Отключение центробежных насосов Н-001 и Н-002.</p>
99	Наличие перекачиваемой среды в трубопроводе (защита от сухого хода насоса)	НД-5	LS 5.1, LSA 5.1	0	100	0 – нет залива	-	0 – нет залива	-	<p>Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение в операторной, по месту. Предаварийная (LL).</p> <p>Блокировка 4. Дистанционно с операторной, автоматически, по месту. Визуальная и звуковая сигнализация, сообщение о срабатывании защиты в операторной; остановка насоса НД-5 на линии без перекачиваемой среды;</p>

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Позиция прибора на схеме	Величина устанавливаемого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				мин	макс	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
100	<i>Аварийная ситуация</i>									
101	Пожар на площадке емкости	Площадка нефтеналивного причала №2, трубопроводы вне площадки	ВЛА 204, ВАЗ 204	-	+	-	+	-	+	<p>Визуальная и звуковая сигнализация в операторной, по месту.</p> <p>Блокировка 2. По месту, в операторной, автоматически.</p> <p>Передача сигнала на пожарный пост и в систему пожарной сигнализации объекта.</p> <p>Визуальная и звуковая сигнализация оперативного оповещения.</p> <p>Отключение всех источников электропитания,</p> <p>Отключение насосов Н-001 (Н-002 резерв.) с ЧРП и Н-003 в насосной 126.</p> <p>Закрытие задвижек ESD-201/202</p> <p>Закрытие задвижки 16н,15,17н,12</p>

Гидравлический расчет трубопроводов №1,2 от РВС-89/92 на налив железнодорожной эстакады №2

Нормы скоростей приняты согласно ГОСТ Р 58367-2019 п.6.2.1.9

Таблица 1 - Скорость движения технологических потоков компонентов нефтегазовой смеси и реагентов в трубопроводах

Наименование потока	Скорость, м/с
Нефть, мазуты, масло смазочное, реагенты:	
- на всасывании насоса,	Не более 1,0
- на нагнетании насоса,	Не более 3,0
- под давлением (между аппаратами)	Не более 1,0
- самотеком (между аппаратами)	0,2-0,5
Жидкость большой вязкости	0,5-0,8
Газ на всасывании и нагнетании поршневого компрессора	Не более 10,0
Газ на всасывании центробежного компрессора	Не более 15,0
Газ на нагнетании центробежного компрессора	Не более 10,0
Углеводородный конденсат, отводный самотеком	0,15-0,3
Углеводородный конденсат, отводный самотеком (между аппаратами)	0,2-0,5
Сжиженный воздух и инертные газы	Не более 30
Топливный газ к печи	Не более 30,0
Пар насыщенный водной	Не более 30,0
Газ углеводородный в трубопроводах	5-20
Углеводороды в трубопроводах	Не более 3,0
Масла смазочные	0,2-0,8
Средстводорожной газ	Не более 10,0
Вода на всасывании насоса для Ду до 250 мм	0,6-1,0
Вода на всасывании насоса для Ду св. 250 до 800 мм	0,8-1,5
Вода на нагнетании насоса для Ду до 250 мм	1,2-2,0
Вода на нагнетании насоса для Ду св. 250 до 800 мм	0,8-2,0
Вода на нагнетании насоса для Ду до 250 мм	1,0-3,0
Вода на нагнетании насоса для Ду св. 800 мм	1,5-4,0

Существующий_коллектор
 Вход. Температура . 89,3 [C]
 Вход. Давление. 823,95 [kPa(g)]
 Выход. Температура. 89,2 [C]
 Выход. Давление. 693,06 [kPa(g)]
 Общая длина. 284,50 [m]
 Внешний диаметр. *37,700 [cm]
 Внутренний диаметр. 36,700 [cm]
 Скорость на входе. 3,15 [m/s]
 Скорость на выходе. 3,15 [m/s]
 Потери давления. 130,88 [kPa]
 Толщина. *5,000 [mm]
 Массовый расход. 1186814,36 [kg/h]
 Объемный расход. 1199,377 [m3/h]
 Стандартный объемный расход *0,00004500 [m]

Трубопровод_№4
 Вход. Температура . 89,4 [C]
 Вход. Давление. 1000,01 [kPa(g)]
 Выход. Температура. 89,3 [C]
 Выход. Давление. 823,95 [kPa(g)]
 Общая длина. 292,70455 [m]
 Внешний диаметр. *37,700 [cm]
 Внутренний диаметр. 35,900 [cm]
 Скорость на входе. 3,29 [m/s]
 Скорость на выходе. 3,29 [m/s]
 Потери давления. 176,06 [kPa]
 Толщина. *9,000 [mm]
 Массовый расход. 1186814,36 [kg/h]
 Объемный расход. 1199,305 [m3/h]
 Стандартный объемный расход 67766,324 [Sm3/h]

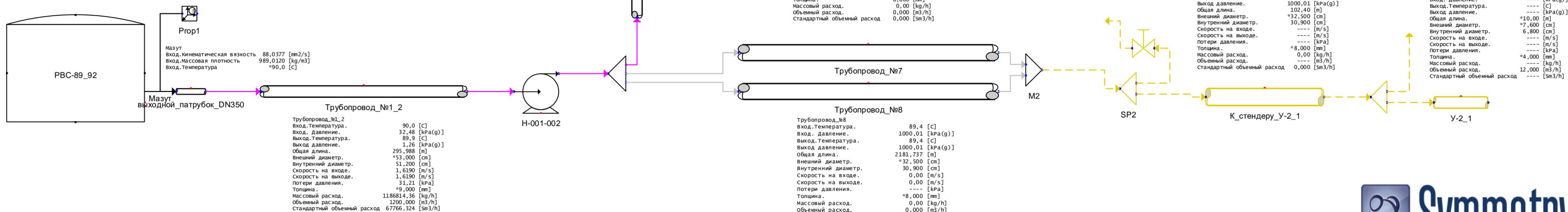
Трубопровод_№7
 Вход. Температура . 89,4 [C]
 Вход. Давление. 1000,01 [kPa(g)]
 Выход. Температура. 89,4 [C]
 Выход. Давление. 1000,01 [kPa(g)]
 Общая длина. 2195,703 [m]
 Внешний диаметр. *32,500 [cm]
 Внутренний диаметр. 30,900 [cm]
 Скорость на входе. 0,00 [m/s]
 Скорость на выходе. 0,00 [m/s]
 Потери давления. ---- [kPa]
 Толщина. *8,000 [mm]
 Массовый расход. 0,00 [kg/h]
 Объемный расход. 0,000 [m3/h]
 Стандартный объемный расход 0,000 [Sm3/h]

К_стендери_Y-2_1
 Вход. Температура . ---- [C]
 Вход. Давление. 1000,01 [kPa(g)]
 Выход. Температура. ---- [C]
 Выход. Давление. 1000,01 [kPa(g)]
 Общая длина. 102,40 [m]
 Внешний диаметр. *32,500 [cm]
 Внутренний диаметр. 30,900 [cm]
 Скорость на входе. ---- [m/s]
 Скорость на выходе. ---- [m/s]
 Потери давления. ---- [kPa]
 Толщина. *8,000 [mm]
 Массовый расход. 0,00 [kg/h]
 Объемный расход. ---- [m3/h]
 Стандартный объемный расход 0,000 [Sm3/h]

у-2_1
 Вход. Температура . ---- [C]
 Вход. Давление. ---- [kPa(g)]
 Выход. Температура. ---- [C]
 Выход. Давление. ---- [kPa(g)]
 Общая длина. ---- [m]
 Внешний диаметр. *10,00 [cm]
 Внутренний диаметр. *7,600 [cm]
 Скорость на входе. ---- [m/s]
 Скорость на выходе. ---- [m/s]
 Потери давления. ---- [kPa]
 Толщина. *4,000 [mm]
 Массовый расход. ---- [kg/h]
 Объемный расход. 12,000 [m3/h]
 Стандартный объемный расход ---- [Sm3/h]

Сводная таблица расчета

№ п/п	Наименование участка	Расчет								
		L, м	Dвн, мм	S, мм (Прим.1)	Расход, м³/ч	Расход, т/ч, кг/ч	Скорость смеси, м/с	Уд. потери давления, кПа	Давление в начале, МПа (изб.)	Давление в конце, МПа (изб.)
Режим работы налива железнодорожной эстакады										
1	Трубопровод №1,2 от РВС-89/92	296	530	9	1200	1186	1,6	31	0,03	0
2	Трубопровод №4 на ЖД эстакаду №2	67,6	377	9	1200	1186	3,2	176	1	0,82
3	Существующий коллектор эстакады ЖД №2	143,2	377	9	1200	1186	3,1	131	0,82	0,69

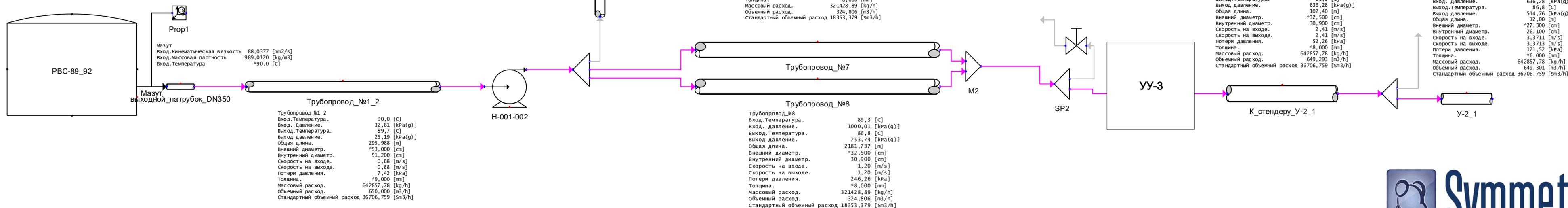


Гидравлический расчет трубопроводов от РВС-89/92 до нефтеналивного причала №2

Нормы скоростей приняты согласно ГОСТ Р 58367-2019 п.6.2.1.9

Таблица 1 - Скорости движения технологических потоков компонентов нефтегазовой смеси и расчеты в трубопроводах

Наименование потока	Скорость, м/с
Нефть, мазуты, масло, смазки, реагенты:	
- на всасывании насоса:	Не более 1,0
- на нагнетании насоса:	Не более 3,0
- под давлением (между аппаратами):	Не более 1,0
- самотеком (между аппаратами):	0,2-0,5
Жидкость большой вязкости:	0,5-0,8
Газ на всасывании и нагнетании поршневого компрессора:	Не более 10,0
Газ на всасывании центробежного компрессора:	Не более 15,0
Газ на нагнетании центробежного компрессора:	Не более 18,0
Углеводородный конденсат, отпадный самотеком:	0,15-0,3
Углеводородный конденсат, отпадный самотеком (между аппаратами):	0,2-0,5
Сжиженный воздух и инертные газы:	Не более 30
Топливный газ и пары:	Не более 30,0
Пар насыщенный водной:	Не более 30,0
Газ углеводородный в трубопроводах:	5-20
Инигибиторы в трубопроводах:	Не более 3,0
Масла смазочные:	0,2-0,8
Сервогидроприводный газ:	Не более 10,0
Вода на всасывании насоса для Ду до 250 мм:	0,6-1,0
Вода на всасывании насоса для Ду св. 250 до 800 мм:	0,6-1,5
Вода на нагнетании насоса для Ду св. 800 мм:	1,2-2,0
Вода на нагнетании насоса для Ду до 250 мм:	0,8-2,0
Вода на нагнетании насоса для Ду св. 250 до 800 мм:	1,0-3,0
Вода на нагнетании насоса для Ду св. 800 мм:	1,5-4,0



Приложение П

Таблица предохранительных клапанов

п/п	Место установки клапана (индекс защищаемого оборудования)	Наименование на технологической схеме	Расчетное давление защищаемого аппарата (трубопровода), МПа	Оперативное (технологическое) давление в аппарате, МПа	Тип клапана, диаметр условный, давление условное	Тип клапана по программе Предклапан	Давление настройки предохранительного клапана (в условиях эксплуатации), МПа	Необходимая пропускная способность клапана, кг/ч	Направление сброса предохранительного клапана	Количество
1	От врезки в трубопровод 0003-500-530х9-16-Ст20-М,С/Т-НН-ST в районе насосной 126 – периодический сброс от теплового расширения в трубопроводе	PCV1	1,6	-	Блок предохранительных клапанов с ПУ на входе ПУ 50-16-07 (23с16нж1), на выходе ПУ 80-6 (23с18 нж)	БПУ с клапанами СППК4С (17с7нж1) (с сильфоном)	1,449	1019,2	В емкость Е-004 (подземная дренажная емкость ЕПП)	1
2	От врезки в трубопровод 0002-500-530х9-16-Ст20-М,С/Т-НН-ST в районе насосной 126 – периодический сброс от теплового расширения в трубопроводе	PCV2	1,6	-	Блок предохранительных клапанов с ПУ на входе ПУ 50-16-01 (23с16нж1), на выходе ПУ 80-6 (23с18 нж)	БПУ с клапанами СППК4С (17с7нж1) (с сильфоном)	1,449	1019,2	В емкость Е-004 (подземная дренажная емкость ЕПП)	1

п/п	Место установки клапана (индекс защищаемого оборудования)	Наименование на технологической схеме	Расчетное давление защищаемого аппарата (трубопровода), МПа	Оперативное (технологическое) давление в аппарате, МПа	Тип клапана, диаметр условный, давление условное	Тип клапана по программе Предклапан	Давление настройки предохранительного клапана (в условиях эксплуатации), МПа	Необходимая пропускная способность клапана, кг/ч	Направление сброса предохранительного клапана	Количество
3	От врезки в трубопровод 0001-500-530х9-16-Ст20-М,С/Т-НН-СТ в районе насосной 12б – периодический сброс от теплового расширения в трубопроводе	PCV3	1,6	-	Блок предохранительных клапанов с ПУ на входе ПУ 50-16-01 (23с16нж1), на выходе ПУ 80-6 (23с18 нж)	БПУ с клапанами СППК4С (17с7нж1) (с сильфоном)	1,449	1019,2	В емкость Е-004 (подземная дренажная емкость ЕПП)	1
4	От врезки в трубопровод 0007-500-530х9-16-Ст20-М,С/Т-НН-СТ в районе насосной 11 (граница проектирования нефтебазы и причала) – периодический сброс от теплового расширения в трубопроводе	PCV4	1,6	-	Блок предохранительных клапанов с ПУ на входе ПУ 50-16-01 (23с16нж1), на выходе ПУ 80-6 (23с18 нж)	БПУ с клапанами СППК4С (17с7нж1) (с сильфоном)	1,449	410,0	В емкость Е-003 (подземная дренажная существующая)	1

п/п	Место установки клапана (индекс защищаемого оборудования)	Наименование на технологической схеме	Расчетное давление защищаемого аппарата (трубопровода), МПа	Оперативное (технологическое) давление в аппарате, МПа	Тип клапана, диаметр условный, давление условное	Тип клапана по программе Предклапан	Давление настройки предохранительного клапана (в условиях эксплуатации), МПа	Необходимая пропускная способность клапана, кг/ч	Направление сброса предохранительного клапана	Количество
5	От врезки в трубопровод 0008-500-530х9-16-Ст20-М,С/Т-НН-СТ в районе насосной 11 (граница проектирования нефтебазы и причала) – периодический сброс от теплового расширения в трубопроводе	PCV5	1,6	-	Блок предохранительных клапанов с ПУ на входе ПУ 50-16-01 (23с16нж1), на выходе ПУ 80-6 (23с18 нж)	БПУ с клапанами СППК4С (17с7нж1) (с сильфоном)	1,449	410,0	В емкость Е-003 (подземная дренажная существующая)	1
6	От врезки в трубопровод 0007-500-530х9-16-Ст20-М,С/Т-НН-СТ в районе насосной 11 (граница проектирования нефтебазы и причала) до причала №2 периодический	PCV6	1.6	-	Блок предохранительных клапанов с ПУ на входе ПУ 50-16-01 (23с16нж1), на выходе ПУ 80-6 (23с18 нж)	БПУ с клапанами СППК4С (17с7нж1) (с сильфоном)	1,449	2437,8	В емкость Е-003 (подземная дренажная существующая)	1

п/п	Место установки клапана (индекс защищаемого оборудования)	Наименование на технологической схеме	Расчетное давление защищаемого аппарата (трубопровода), МПа	Оперативное (технологическое) давление в аппарате, МПа	Тип клапана, диаметр условный, давление условное	Тип клапана по программе Предклапан	Давление настройки предохранительного клапана (в условиях эксплуатации), МПа	Необходимая пропускная способность клапана, кг/ч	Направление сброса предохранительного клапана	Количество
	сброс от теплового расширения в трубопроводе									
7	От врезки в трубопровод 0008-500-530х9-16-Ст20-М,С/Т-НН-ST в районе насосной 11 (граница проектирования нефтебазы и причала) до причала №2 периодический сброс от теплового расширения в трубопроводе	PCV7	1.6	-	Блок предохранительных клапанов с ПУ на входе ПУ 50-16-01 (23с16нж1), на выходе ПУ 80-6 (23с18 нж)	БПУ с клапанами СППК4С (17с7нж1) (с сильфоном)	1,449	2437,8	В емкость Е-003 (подземная дренажная существующая)	1

1. Графическая часть

Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №		Инв. № дубл.		Подп. и дата	
						ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ		
Изм		Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		
Разраб		Знаешев			<i>[Подпись]</i>	10.23	Стадия	Лист
Провер		Власьев			<i>[Подпись]</i>	10.23	П	1
							Листов	
Н. контр.		Власьев			<i>[Подпись]</i>	10.23	1	
ГИП		Морозов			<i>[Подпись]</i>	10.23	ООО «ВолгаТЭКинжиниринг»	
Графическая часть								

Ведомость графической части

Лист	Обозначение	Наименование	Примечание
1	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.01	Ведомость графической части	
2	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.02	Общая принципиальная схема	
3	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.03	Группа РВС-89...92. Технологическая схема, совмещенная со схемой автоматизации	
4	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.04	Группа РВС-87,88. Технологическая схема, совмещенная со схемой автоматизации	
5	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.05	Насосная 126. Емкость Е-004. Железнодорожная эстакада № 2. Технологическая схема, совмещенная со схемой автоматизации	
6	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.06	Причал № 2. Узел налива темных нефтепродуктов. Технологическая схема, совмещенная со схемой автоматизации	
7	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.07	Схема потоков. Склад готовой продукции (нефтебаза)	
8	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.08	Насосная 126. План расположения насосной 126. Масштаб 1:100	
9	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.09	Насосная 126. План оборудования насосной 126. Масштаб 1:100	
10	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.10	Емкость Е-004. План расположения Е-004. Масштаб 1:50. План приямка	
11	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.11	План технологических сетей нефтебазы в осях 1-27. Стойки 9а, 16а, 17а (начало)	
12	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.12	План технологических сетей нефтебазы в осях 69-73. Стойки 73а-73в (продолжение)	

Подп. и дата	
Изн. № дубл.	
Взам. инв. №	

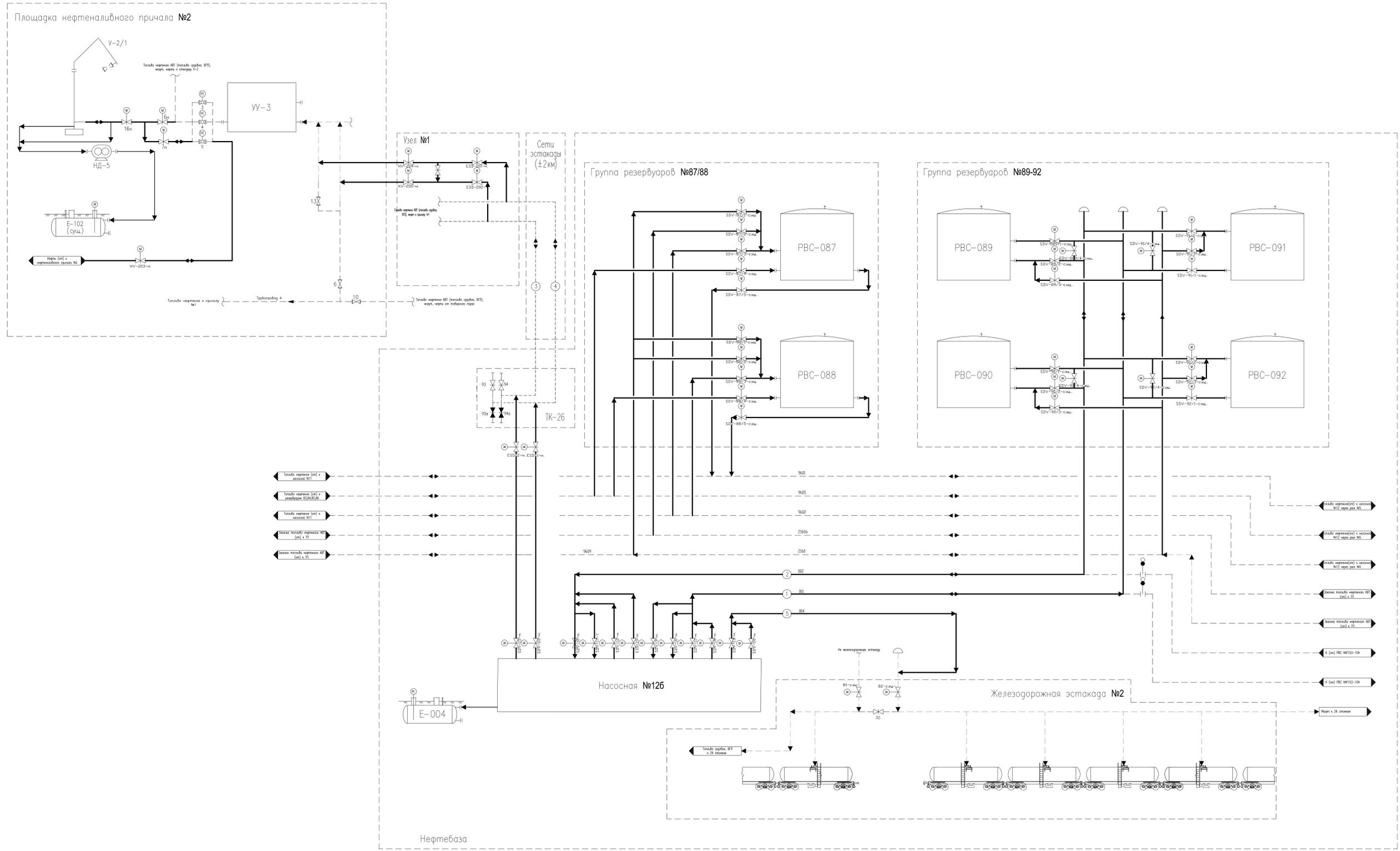
Подп. и дата	
Изн. № подл.	

						ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.01			
						ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»			
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				
Разраб		Знаешев			10.23	Реконструкция склада готовой продукции ОПО № А39-00045-0002. Выполнение комплекса мероприятий по отгрузке темных нефтепродуктов на площадке КУОиХТП	Стадия	Лист	Листов
Провер		Власьев			10.23		П	1	2
Н. контр.		Власьев			10.23	Ведомость графической части	ООО «ВолгаТЭКинжиниринг»		
ГИП		Морозов			10.23				

13	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.13	План технологических сетей нефтебазы в осях 28-68. Сечение 6-6. Узел 1, 2 (продолжение)	
14	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.14	План технологических сетей нефтебазы в осях 74-101. Сечение 9-9. Узел 1 (окончание)	
15	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.15	Сечения 1-1...5-5, 4а-4а...4в-4в	
16	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.16	Сечения 7-7...8а-8а	
17	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.17	Причал № 2. Узел налива темных нефтепродуктов. Схема потоков	
18	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.18	Причал № 2. План технологических сетей узла налива темных нефтепродуктов в осях стоек 5-26. Сечения 1-1, 2-2, 3-3. Узлы 1, 2, 3.	
19	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.19	Причал № 2. Узел налива темных нефтепродуктов. Расположение оборудования: стендера У-2/1, насоса НД-05, гидропанели У-2/1. План на отм. 0,000	
20	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.20	Схема грузопотоков	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.01		Лист
													2

Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика
И-001	Посл. центробежный на производительность Q=1000 м³/ч,	2	Усть. от 1 МПа
И-002	с частотой вращения 1450 об/мин, с электродвигателем 60 кВт, производительность 10 м³/ч	1	Усть. от 1.6 МПа
И-003	Посл. центробежный на производительность Q=100 м³/ч, с электродвигателем 60 кВт, производительность 10 м³/ч	1	Усть. от 0.8 МПа
Ф-001	Фильтр сетчатый диаметром DN 250, PN 1.6 МПа, пор. фильтры	2	(1 ред+1 зап.)
Ф-002	Фильтр сетчатый диаметром DN 250, PN 1.6 МПа, пор. фильтры	1	
Ф-003	Фильтр сетчатый диаметром DN 250, PN 1.6 МПа, пор. фильтры	1	
Е-004	Емкость хранения пропановых газов с параболем (ПРГ), объем 20 м³	1	Усть. от 0.07 МПа
И-004	Насосная установка полуавтоматическая с электродвигателем на производительность Q=10 м³/ч, с электродвигателем 60 кВт, производительность 10 м³/ч	1	Усть. от 1.6 МПа
И-005	Насос центробежный на производительность Q=10 м³/ч, с электродвигателем 60 кВт, производительность 10 м³/ч	1	Усть. от 0.8 МПа
У-2/1	Нормализованный спонсор для налива горюч.	1	Усть. от 1.6 МПа
			Q=800 м³/ч

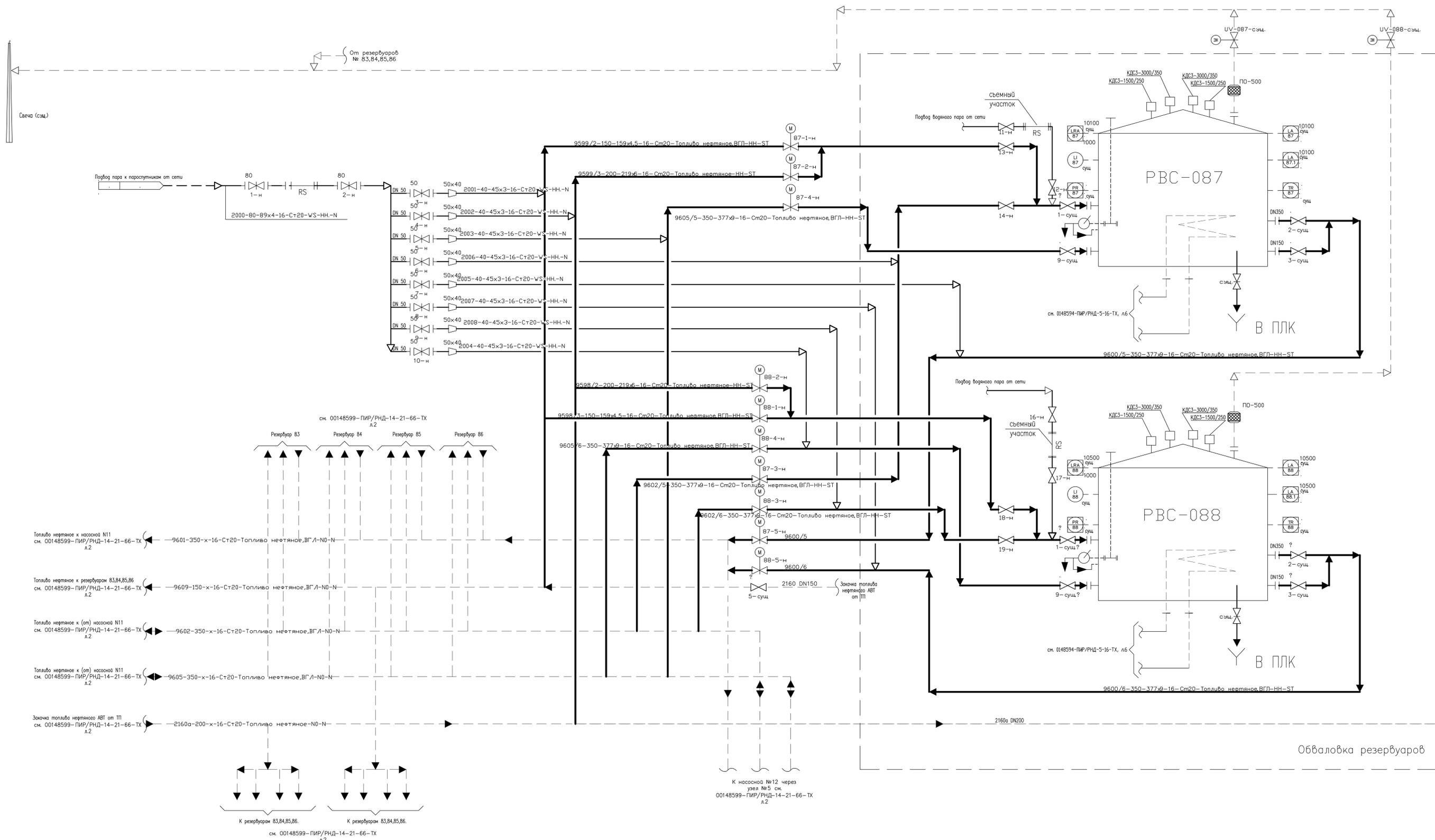


Параметры технологического процесса

Параметр	1	2	3	4	5
Номер колонны	1	2	3	4	5
Длина, М (м)	0.06/1	0.06/1	1	1	1
Температура, °С	+ 80/1 90	+ 80/1 90	+ 80/1 90	+ 80/1 90	+ 80/1 90
Произв. раб. м³/год (м³/сут)	600 / 1000	650 / 1000	325	325	1000
Произв. пач. м³/сут	-	-	-	-	-
Скорость потока, м/с	0.8/1.6	0.8/1.6	1.2	1.2	3

ПИР/ИД: 16-23-1сн-1Р6-1С02

Имя	Дата	Статус	Действ.
Иванов	10.03	Сделано	Иванов
Петров	10.03	Сделано	Петров
Сидоров	10.03	Сделано	Сидоров
Смирнов	10.03	Сделано	Смирнов
Иванов	10.03	Сделано	Иванов
Петров	10.03	Сделано	Петров
Сидоров	10.03	Сделано	Сидоров
Смирнов	10.03	Сделано	Смирнов



Условные обозначения:

- - - существующие трубопроводы и арматура
- новые трубопроводы и арматура
- — — вспомогательные трубопроводы и арматура
- направление потока жидкости
- направление потока газа

Система нумерации линий

Номер линии

0001 - 500 - 530a - 16 - Ст20 - М/С/Л - НН-СТ

Тип обозначения

Сфера/назначение

Материал

Условное обозначение, мм/см²

Наружный диаметр (мм) x Толщина стенки (мм) Условный диаметр

В случае отсутствия изоляции или подогрева в обозначении линии указывается буква "И".

НН - Теплоизоляция (цифровой код и т.п.) Тип обозначения

ИИ - Тип и толщина теплоизоляции определяется спецификацией теплопотребителем

Сфера

СД - Закрытый дренаж

ВЗ - Вода производственная

НН - Пары углеводородов

РА - Сброс в атмосферу

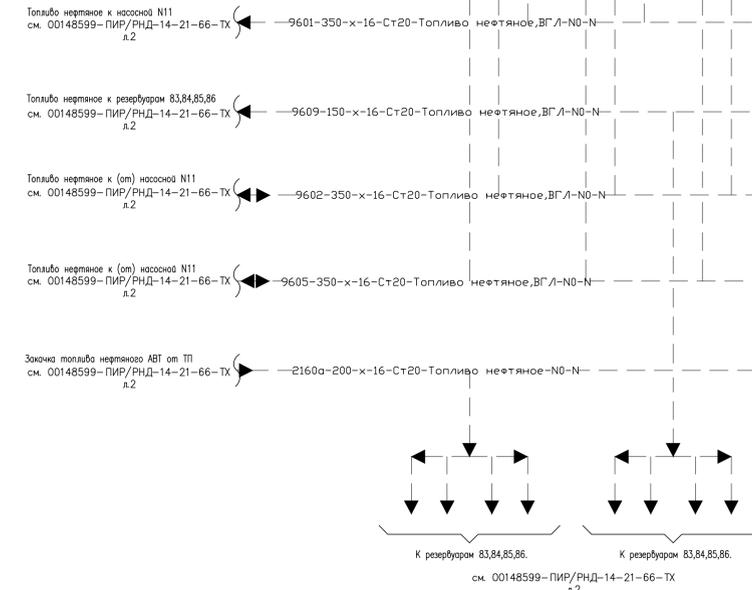
RL - Охлаждающая жидкость

WS - Пар бойлерной

WSC - Конденсат бойлерной пара

М/С/Л - Мазут, сырой топливно

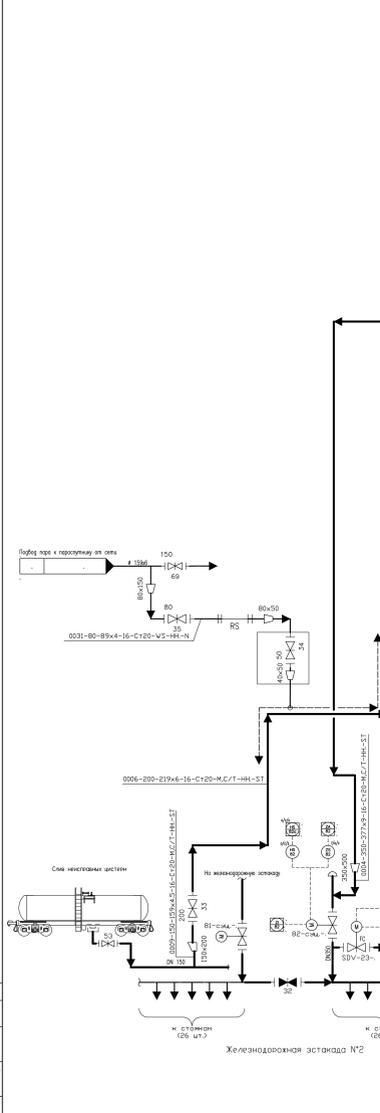
ВМЗ - Масло (буферная жидкость)



Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Дата	Содержание	Сфера	Лист	Листов
Резерв	Клиничук	10.23			Реконструкция системы отопления здания 010 Н АЗС-1000-0000. Внесение изменений в проект по отпариванию теплообменников на площадке КММПП.	Сфера	1	1
Нач. отп.	Зорина	10.23			Группа PBC-87,88. Технологическая схема, согласованная со схемой автоматизации.	000 "ВолгаТЭКинжиниринг"		
Н. контр.	Морозов	10.23						
ГИП	Морозов	10.23						

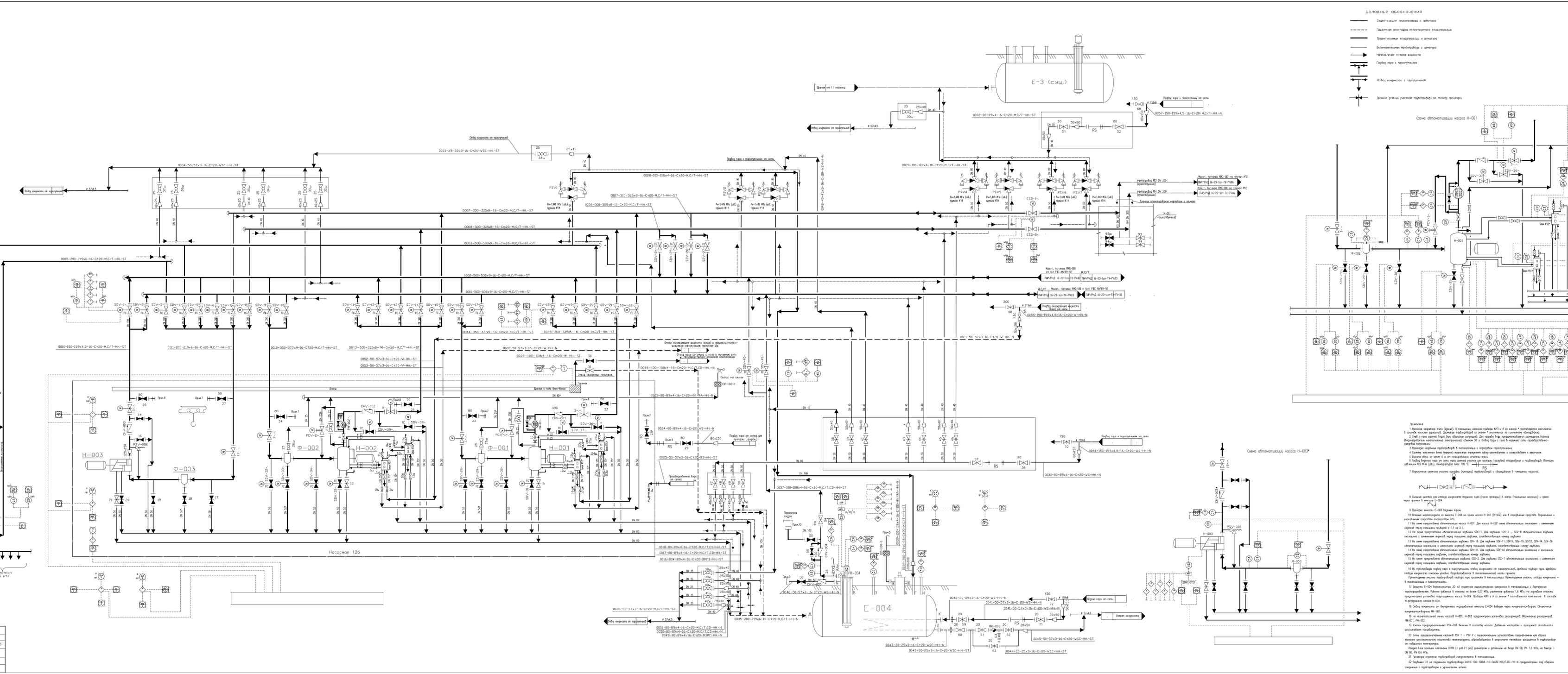
Поз.	Наименование	Кол.	Применение
И-001	Пазы: центральные на трубопроводе Ø=1000 мм	2	1) рд.1-1 (м.)
И-002	Пазы: рд. 1-1 МПа, с частыми режущими кромками	1	2) рд.1-1 (м.)
И-003	Пазы: крайние на трубопроводе Ø=1000 мм, рд.1-1 МПа, с частыми режущими кромками	1	3) рд.1-1 (м.)
И-004	Пазы: крайние на трубопроводе Ø=1000 мм, рд.1-1 МПа, с частыми режущими кромками	1	4) рд.1-1 (м.)
И-005	Пазы: крайние на трубопроводе Ø=1000 мм, рд.1-1 МПа, с частыми режущими кромками	1	5) рд.1-1 (м.)
И-006	Пазы: крайние на трубопроводе Ø=1000 мм, рд.1-1 МПа, с частыми режущими кромками	1	6) рд.1-1 (м.)
И-007	Пазы: крайние на трубопроводе Ø=1000 мм, рд.1-1 МПа, с частыми режущими кромками	1	7) рд.1-1 (м.)
И-008	Пазы: крайние на трубопроводе Ø=1000 мм, рд.1-1 МПа, с частыми режущими кромками	1	8) рд.1-1 (м.)
И-009	Пазы: крайние на трубопроводе Ø=1000 мм, рд.1-1 МПа, с частыми режущими кромками	1	9) рд.1-1 (м.)
И-010	Пазы: крайние на трубопроводе Ø=1000 мм, рд.1-1 МПа, с частыми режущими кромками	1	10) рд.1-1 (м.)

Исходные обозначения:
 --- Существующие тепломагистраль и аналог
 --- Пунктирная тепломагистраль
 --- Полноточечная тепломагистраль и аналог
 --- Полноточечная тепломагистраль и аналог
 --- Направление потока пара
 --- Труба пара и паропровод
 --- Обход конденсата с паропроводом
 --- Граница раздела разных трубопроводов по способу прокладки



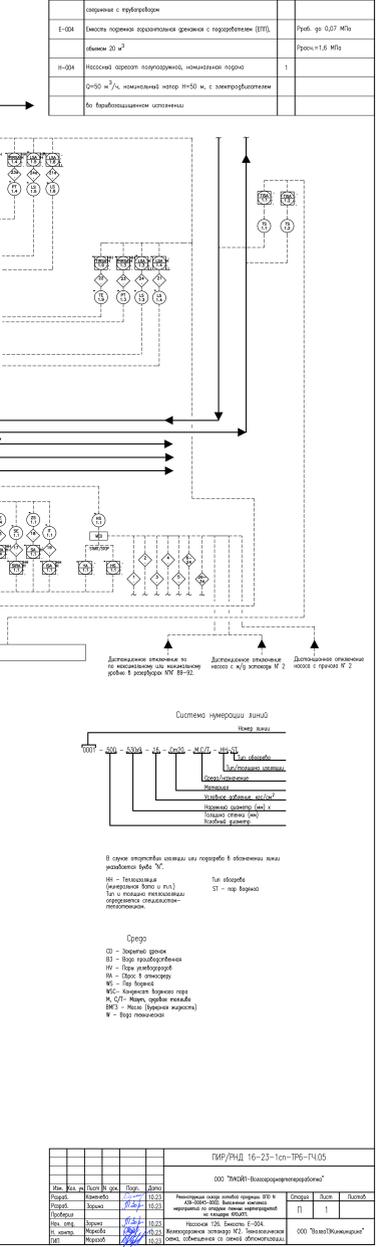
Параметры технологического процесса

Параметр	0001	0002	0003	0004	0005	0007	0008
Температура, МПа (а/к)	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,007	0,008
Давление, МПа (а/к)	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,007	0,008
Температура, °С	60/70	60/70	60/70	60/70	60/70	60/70	60/70
Рабочий расход, м³/ч (а/к)	100	100	100	100	100	100	100
Рабочий расход, м³/сут	-	-	-	-	-	-	-
Скорость потока, м/с	0,8/1,4	0,8/1,4	0,8	1	1	0,8	0,8



Спецификация проточного оборудования

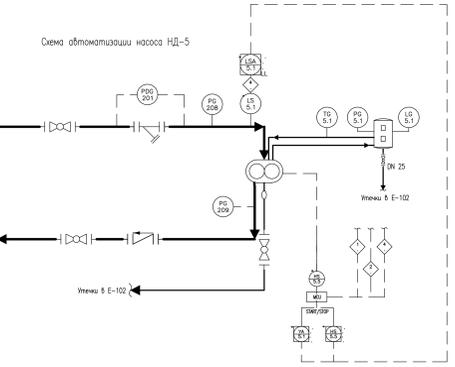
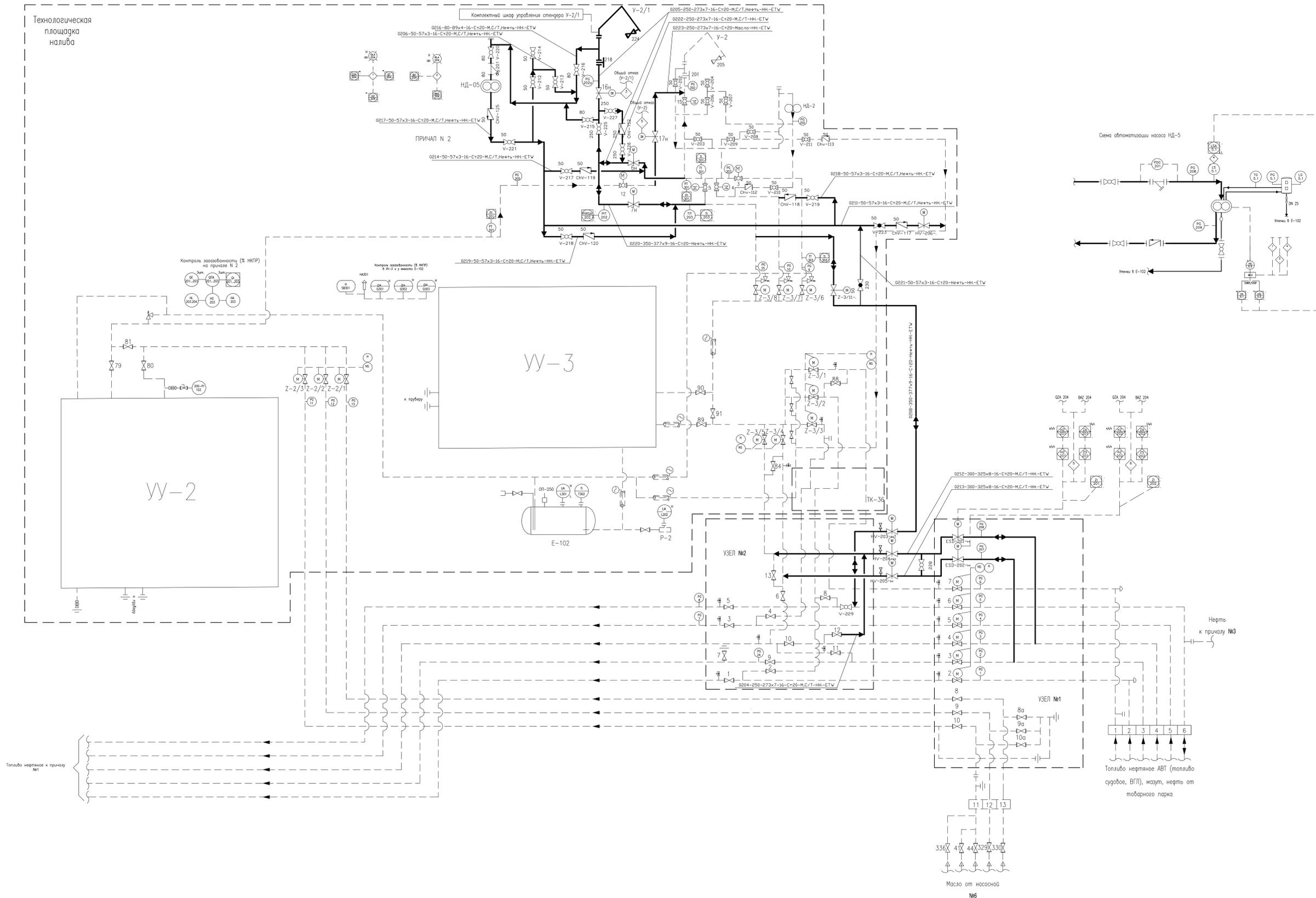
Поз.	Наименование	Кол.	Применение
И-001	Пазы: центральные на трубопроводе Ø=1000 мм	2	1) рд.1-1 (м.)
И-002	Пазы: рд. 1-1 МПа, с частыми режущими кромками	1	2) рд.1-1 (м.)
И-003	Пазы: крайние на трубопроводе Ø=1000 мм, рд.1-1 МПа, с частыми режущими кромками	1	3) рд.1-1 (м.)
И-004	Пазы: крайние на трубопроводе Ø=1000 мм, рд.1-1 МПа, с частыми режущими кромками	1	4) рд.1-1 (м.)
И-005	Пазы: крайние на трубопроводе Ø=1000 мм, рд.1-1 МПа, с частыми режущими кромками	1	5) рд.1-1 (м.)
И-006	Пазы: крайние на трубопроводе Ø=1000 мм, рд.1-1 МПа, с частыми режущими кромками	1	6) рд.1-1 (м.)
И-007	Пазы: крайние на трубопроводе Ø=1000 мм, рд.1-1 МПа, с частыми режущими кромками	1	7) рд.1-1 (м.)
И-008	Пазы: крайние на трубопроводе Ø=1000 мм, рд.1-1 МПа, с частыми режущими кромками	1	8) рд.1-1 (м.)
И-009	Пазы: крайние на трубопроводе Ø=1000 мм, рд.1-1 МПа, с частыми режущими кромками	1	9) рд.1-1 (м.)
И-010	Пазы: крайние на трубопроводе Ø=1000 мм, рд.1-1 МПа, с частыми режущими кромками	1	10) рд.1-1 (м.)



Параметры технологического процесса

Параметр	0001	0002	0003	0004	0005	0007	0008
Температура, МПа (а/к)	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,007	0,008
Давление, МПа (а/к)	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,007	0,008
Температура, °С	60/70	60/70	60/70	60/70	60/70	60/70	60/70
Рабочий расход, м³/ч (а/к)	100	100	100	100	100	100	100
Рабочий расход, м³/сут	-	-	-	-	-	-	-
Скорость потока, м/с	0,8/1,4	0,8/1,4	0,8	1	1	0,8	0,8

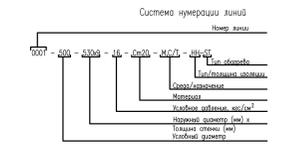
Технологическая площадка налива



Спецификация проектируемого оборудования

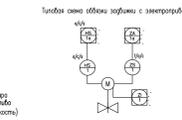
Поз.	Наименование	Кол.	Применение
HD-5	Насос шестеренный на производительность Q=10 м³/ч с электродвигателем по Вращающимся	1	Раб. до 0,8 МПа
Y-2/1	Нефтегазовая станция для налива суров	1	Раб. до 1,6 МПа Q=800 м³/ч

- Условные обозначения:
- существующие трубопровода и арматура
 - новые трубопровода и арматура
 - - - - - вспомогательные трубопровода и арматура
 - направление потока жидкости
 - направление потока газа



В случае отсутствия ссылки или порядка в обозначении линии указывается буква "X".

HT - теплоизоляция (маркировка HT и т.д.)
 ТП и ТПМ - теплоизоляция (маркировка ТП и ТПМ)

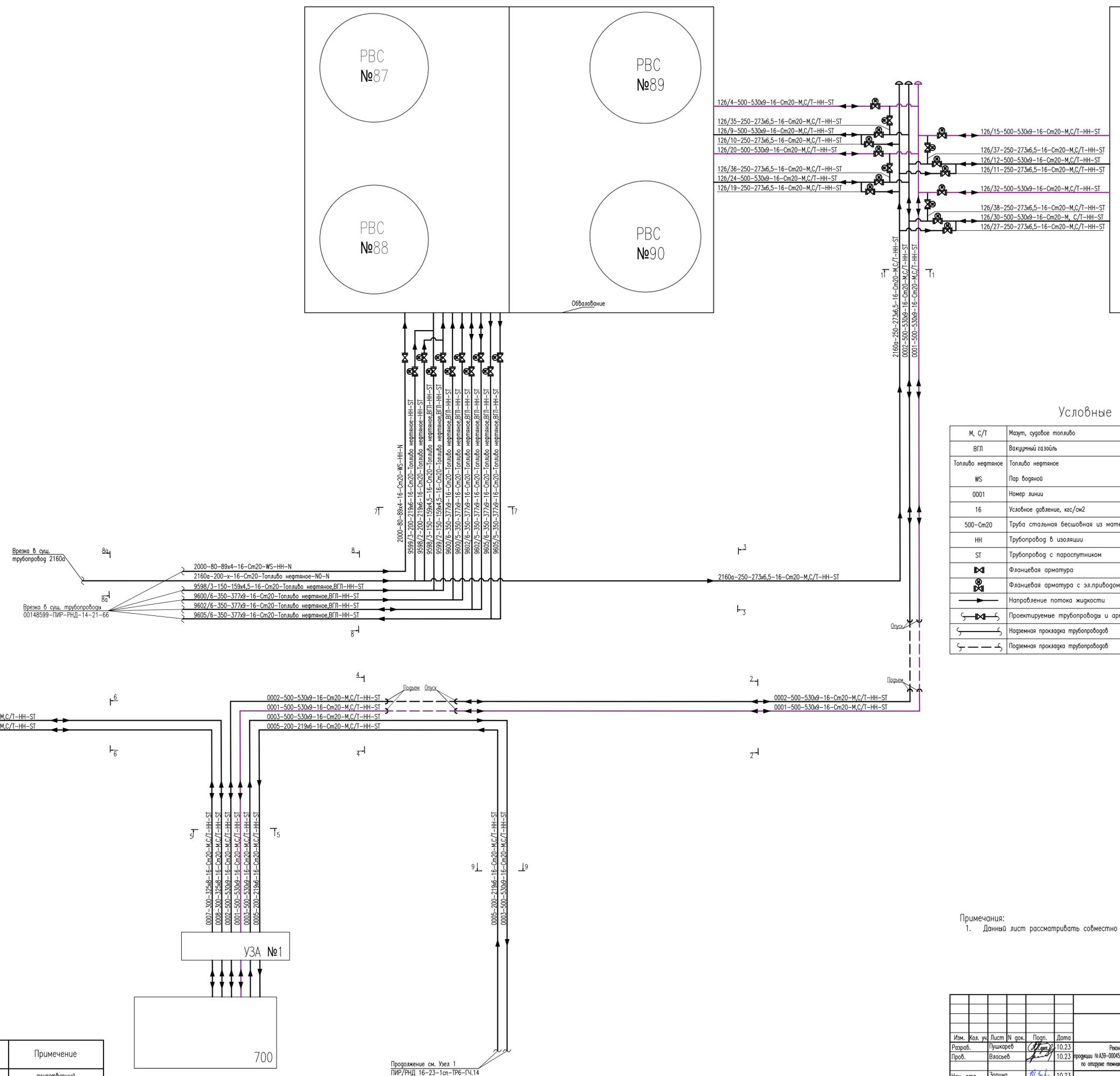
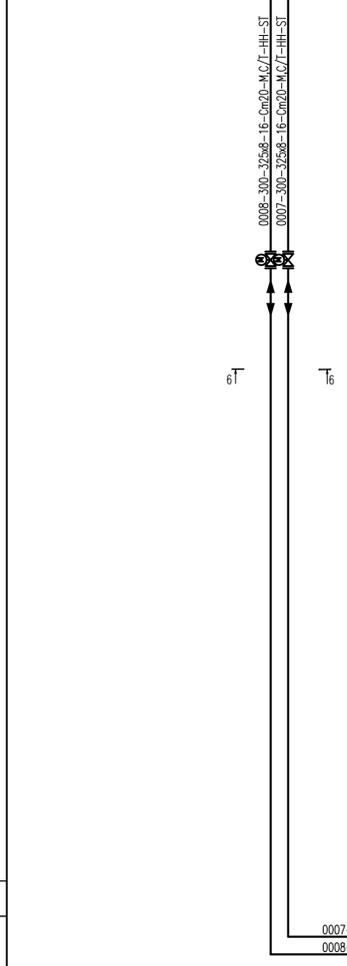


П/Р/НД-16-23-1 см-ТР6-ГЧ.06

ООО "Газпром Нефтепродукты"

Изм.	Кол. изм.	Исполн.	Дата	Содержание
1	1	И.И.И.	15.12.23	Исходные данные
2	1	И.И.И.	15.12.23	Исходные данные
3	1	И.И.И.	15.12.23	Исходные данные
4	1	И.И.И.	15.12.23	Исходные данные
5	1	И.И.И.	15.12.23	Исходные данные
6	1	И.И.И.	15.12.23	Исходные данные

Существующие трубопроводы
DN350 №№ 3, 4
Врезка в существующие
трубопроводы №№ 3, 4



Условные обозначения

М, С/Т	Мазут, судовое топливо
ВГЛ	Вакуумный газоль
Топливо нефтяное	Топливо нефтяное
WS	Пар водной
0001	Номер линии
16	Условное давление, кгс/см2
500-Cm20	Труба стальная бесшовная из материала Сталь 20 и номинальным диаметром 500
НН	Трубопровод в изоляции
ST	Трубопровод с парослутником
	Фланцевая арматура
	Фланцевая арматура с эл.прибором
	Направление потока жидкости
	Проектируемые трубопроводы и арматура
	Надземная прокладка трубопроводов
	Подземная прокладка трубопроводов

Примечания:
1. Данный лист рассматривать совместно с л. 11-16.

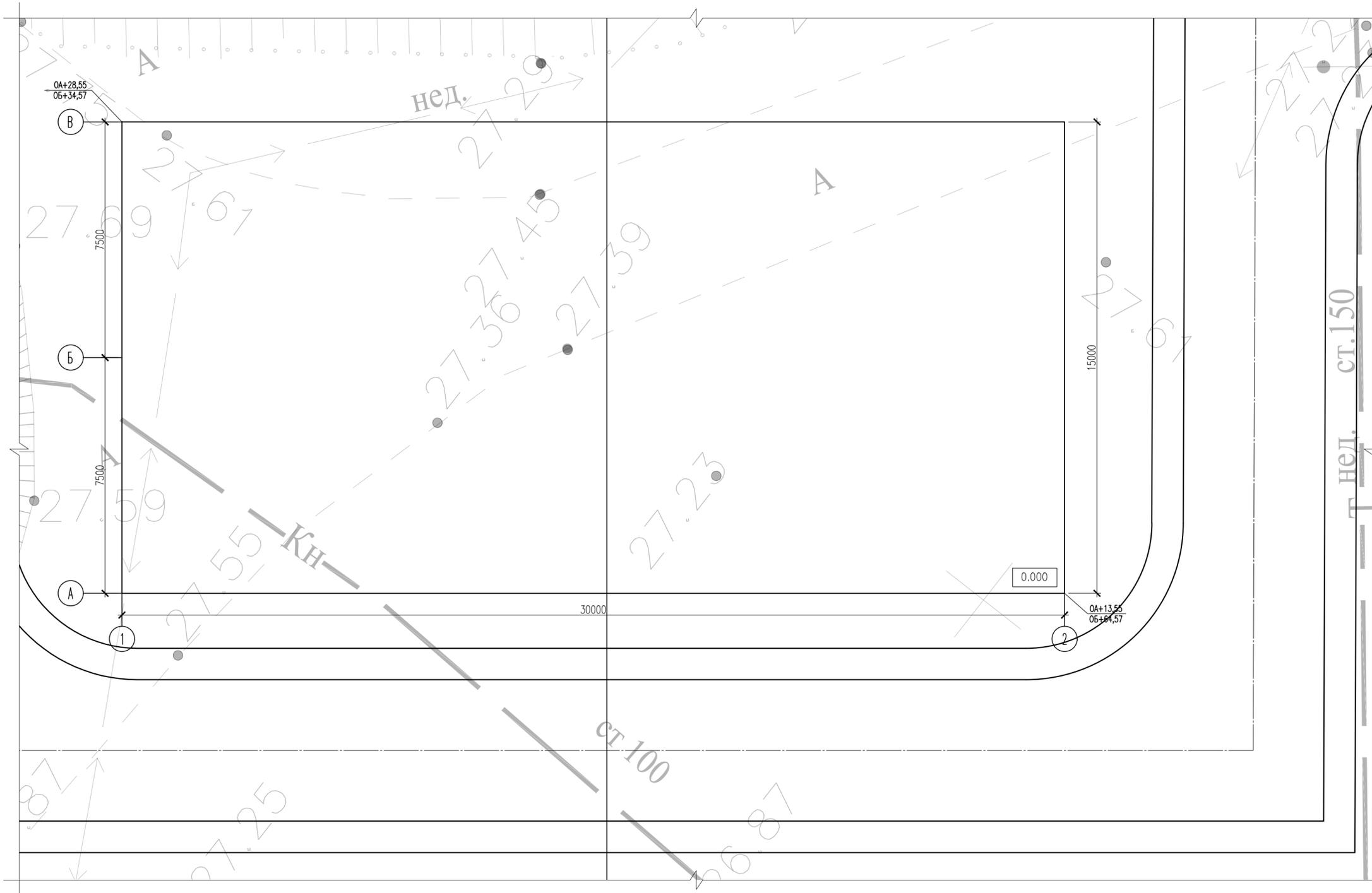
Экспликация зданий и сооружений

Поз.	Наименование	Примечание
-	Резервуар вертикальный стальной PBC-87...92	существующий
700	Насосная 126	проектируемая

ПИР/РНД 16-23-1сн-ТР6-ГЧ.07				ООО "ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка"		
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Попр.	Дата	Статус
Разроб.	Пушкарев	10	23	10.23	10.23	Лист
Проб.	Власев	10	23	10.23	10.23	1
Нач. отд.	Зарина	10	23	10.23	10.23	Лист
Н. контр.	Власев	10	23	10.23	10.23	1
ГИП	Морозов	10	23	10.23	10.23	Лист
Реконструкция склада готовой продукции по открытию темных нефтепродуктов на площадке ЮКОМ				Схема потоков. Склад готовой продукции (нефтебаза)		
ООО "ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка"				ООО "ВолгаЭксплуатация"		

План расположения насосной 126 (1:100)

Номер	Наименование	Координаты
700	Насосная 126	



Примечания:

1. За относительную отметку 0,000 принята отметка верха пола насосной 126.
2. Уровень ответственности – повышенный.

Составлено

Изм.	№	погр.	Подпись и дата	Взам. инб.	№

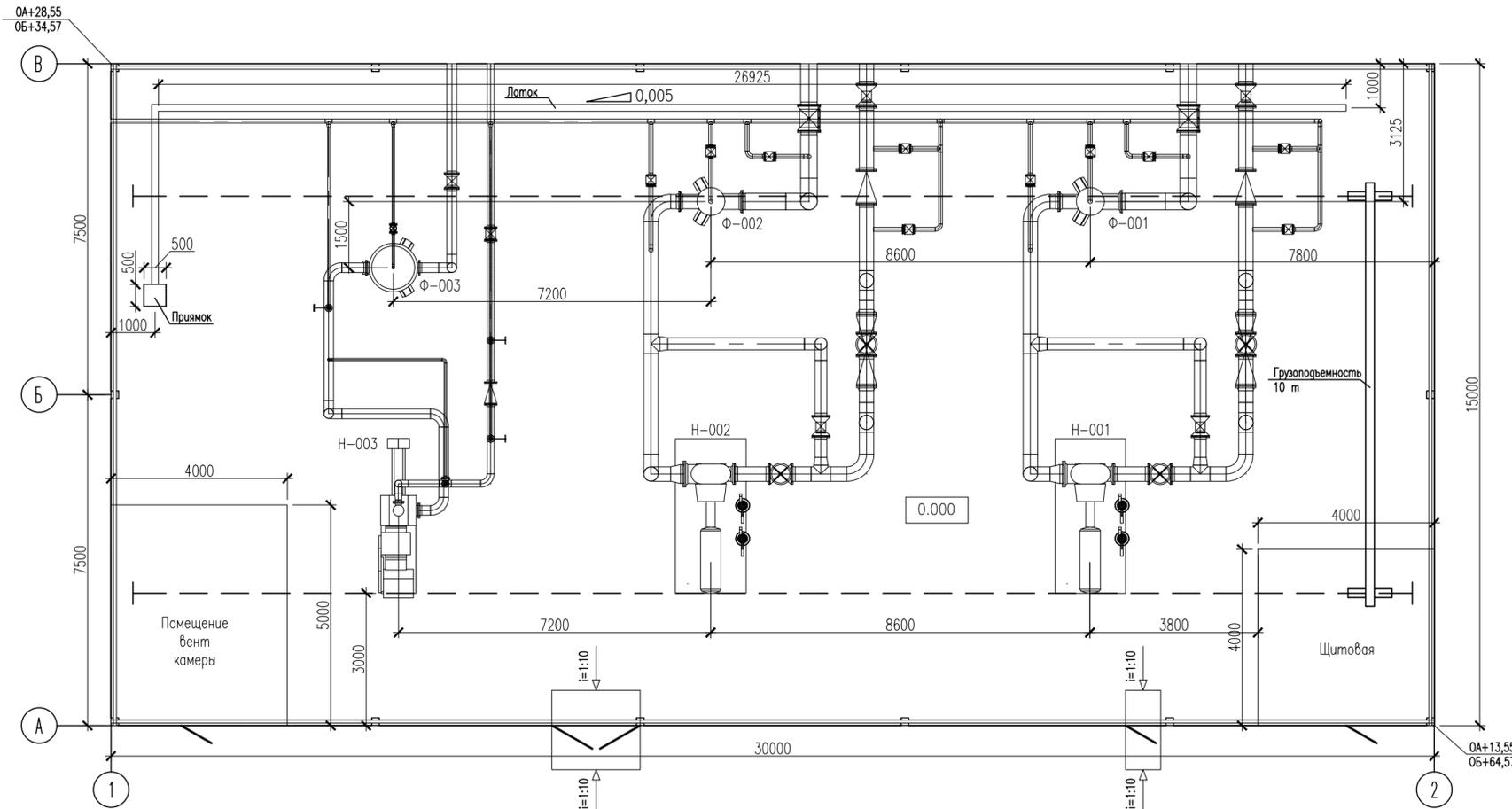
ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.08					
ООО "Лукойл-Волгограднефтепереработка"					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Знаешев	09.23			
Проб.	Власьев	09.23			
Нач. отг.	Зорина	09.23			
Н. контр.	Власьев	09.23			
ГИП	Морозов	09.23			
Реконструкция склада готовой продукции ОПО № А39-00045-0002. Выполнение комплекса мероприятий по отгрузке темных нефтепродуктов на площадке КУОХПП.			Стадия	Лист	Листов
Насосная 126. План расположения насосной 126. Масштаб 1:100			П	1	
ООО "ВолгаТЭКинжиниринг"					

Спецификация оборудования

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол	Масса ед, кг	Примечание
-	Н-001, Н-002	Насос центробежный на производительность Q=1000 м³/ч, Рраб. до 1,0 МПа, с частотно регулируемым приводом, с электродвигателем во взрывозащищенном исполнении	2	6290*	(1 раб.+1 рез.)
-	Н-003	Насос поршневой на производительность Q=100 м³/ч, Рраб.=0,63 МПа, с электродвигателем во взрывозащищенном исполнении	1	2500*	
-	Ф-001, Ф-002	Фильтр сетчатый дренажный DN 350, PN 1,6 МПа, под фланцевое соединение с трубопроводом	2	900*	(1 раб.+1 рез.)
-	Ф-003	Фильтр сетчатый дренажный DN 200, PN 1,6 МПа, под фланцевое соединение с трубопроводом	1	440*	

*Масса уточняется по полученному оборудованию.

План оборудования насосной 126 (1:100)



Примечания:

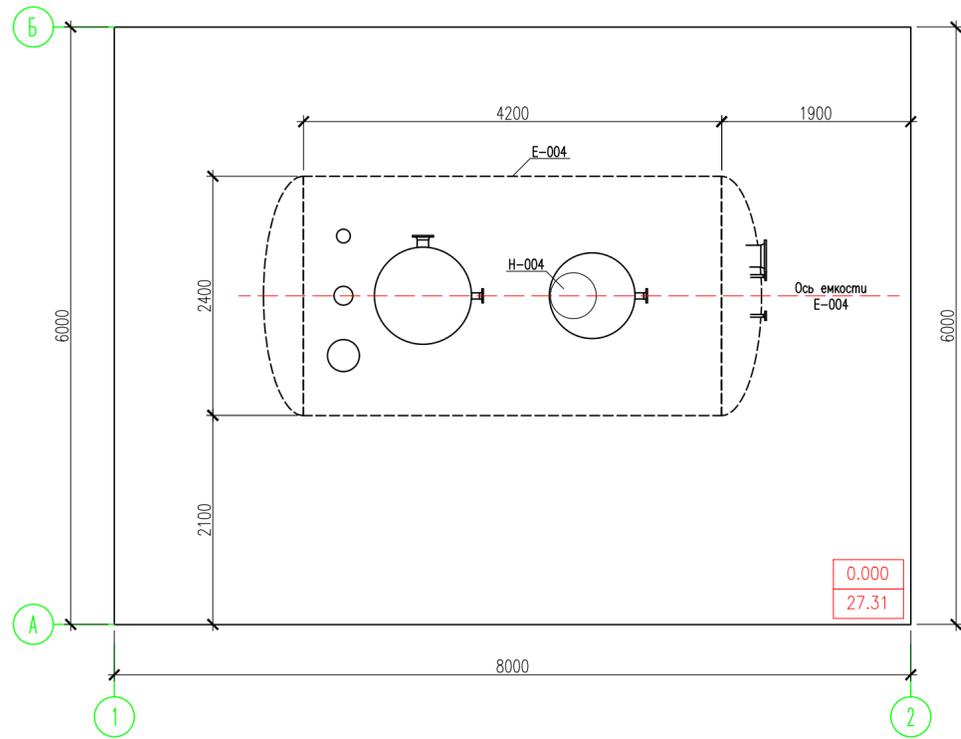
1. За относительную отметку 0,000 принята отметка верха пола насосной 126.
2. Уровень ответственности – повышенный.

Согласовано

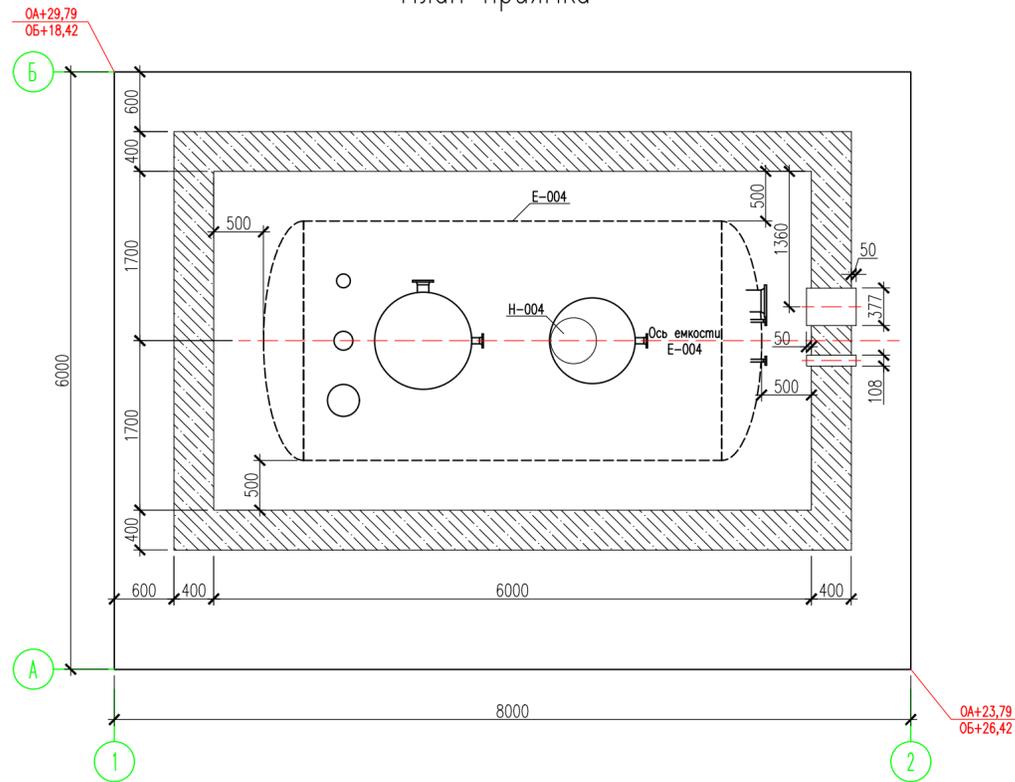
Изм.	№	погр.	Подпись и дата	Взам. инб.	№

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.09					
ООО "Лукойл-Волгограднефтепереработка"					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Знаешев	09.23			
Проб.	Власьев	09.23			
Нач. отг.	Зорина	09.23			
Н. контр.	Власьев	09.23			
ГИП	Морозов	09.23			
Реконструкция склада готовой продукции ОПО № АЗ9-00045-0002. Выполнение комплекса мероприятий по открытке темных нефтепродуктов на площадке КУОхНП.				Стадия	Лист
Насосная 126. План оборудования насосной 126. Масштаб 1:100				П	1
				ООО "ВолгаТЭКинжиниринг"	

План расположения Е-004 на отм. 0,000 (1:50)



План приямка



Спецификация оборудования

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол	Масса ед, кг	Примечание
-	Е-004	Емкость подземная горизонтальная дренажная с подогревателем (ЕПП), объемом 20 м³	1	3650*	Рраб. до 0,07 МПа, Ррасч.=1,6 МПа
-	Н-004	Насосный агрегат полупогружной, номинальная подача Q=50 м³/ч, номинальный напор Н=50 м, с электродвигателем во взрывозащищенном исполнении	1	692*	
*Масса уточняется по полученному оборудованию.					

Примечания:

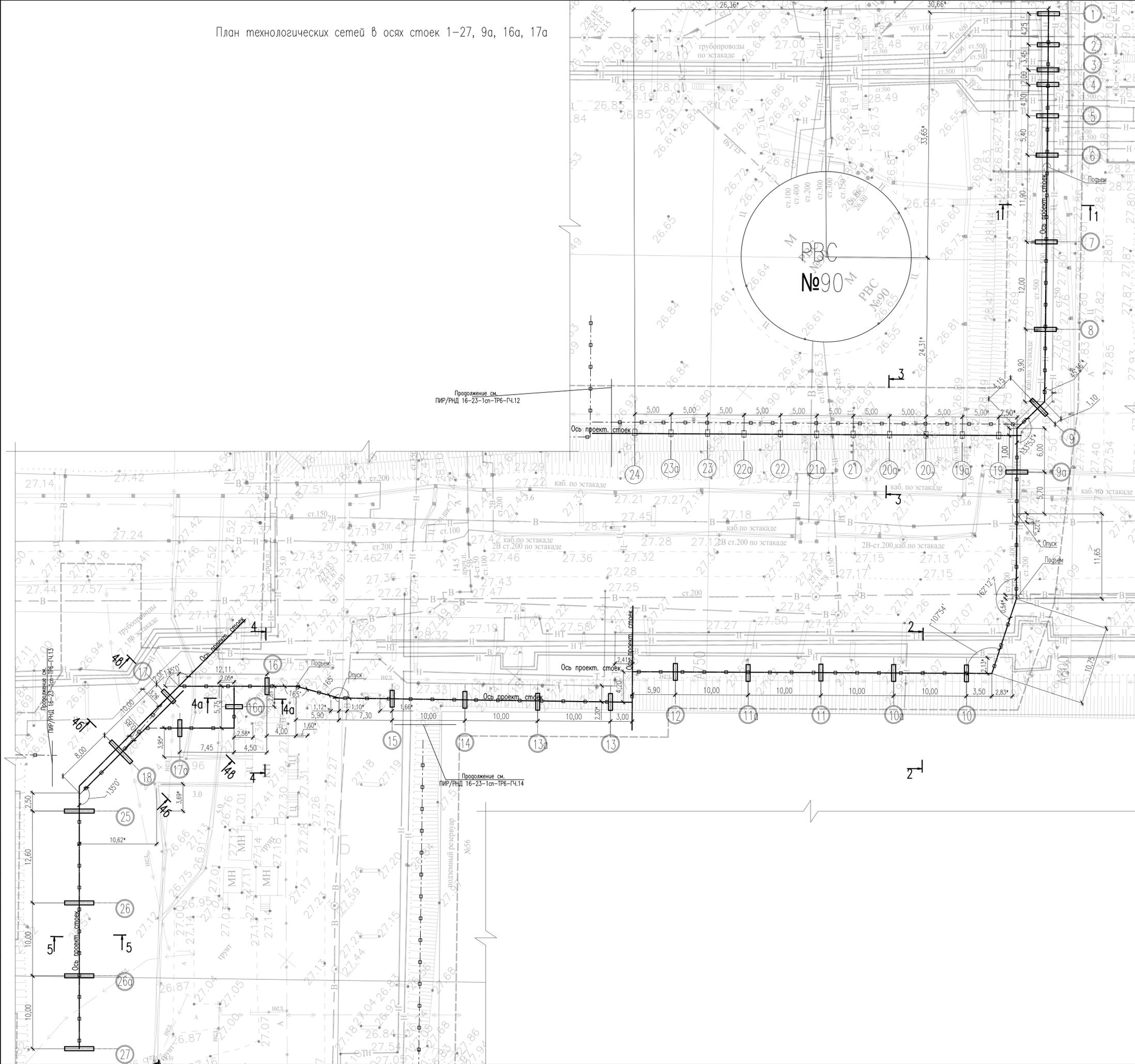
1. За относительную отметку 0,000 принята отметка верха площадки.
2. Уровень ответственности – повышенный.
3. Общая масса полупогружного насоса Н-004 и емкости Е-004 (заполненной емкости) – 24447 кг.

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.10							
ООО "Лукойл-Волгограднефтепереработка"							
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Знашев			09.23		
Проб.		Власьев			09.23		
Нач. отг.		Зорина			09.23		
Н. контр.		Власьев			09.23		
ГИП		Морозов			09.23		
Реконструкция склада готовой продукции ОПО № А39-00045-0002. Выполнение комплекса мероприятий по отгрузке темных нефтепродуктов на площадке КУОиХП.					Стадия	Лист	Листов
Емкость Е-004. План расположения Е-004 на отм. 0,000. Масштаб 1:50. План приямка					П	1	
					ООО "ВолгаТЭКинжиниринг"		

План технологических сетей в осях стоек 1-27, 9а, 16а, 17а

Экспликация зданий и сооружений

Поз.	Наименование	Координаты
90	Резервуар вертикальный стальной	



- Примечания:
1. Уровень ответственности (согласно ТЗ) – повышенный.
 2. Размеры со "*" уточняются на стадии РД.
 3. Данный лист рассматривать совместно с л. 15.

		ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.11		
		ООО "ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка"		
Изм.	Кол. уч.	Лист N док.	Подп.	Дата
Разраб.	Пушкарев			
Проб.	Власев			
Нач. отд.	Зорина			
Н. контр.	Власев			
ГИП	Морозов			
		Реконструкция скважины эстакады № А39-00045-0002.	Стация	Лист
		Выполнение комплекса мероприятий по отработке пенных нефтепродуктов на площадке ЮУМПП	П	1
		План технологических сетей нефтебазы в осях 1-27. Стойки 9а, 16а, 17а (начало)		

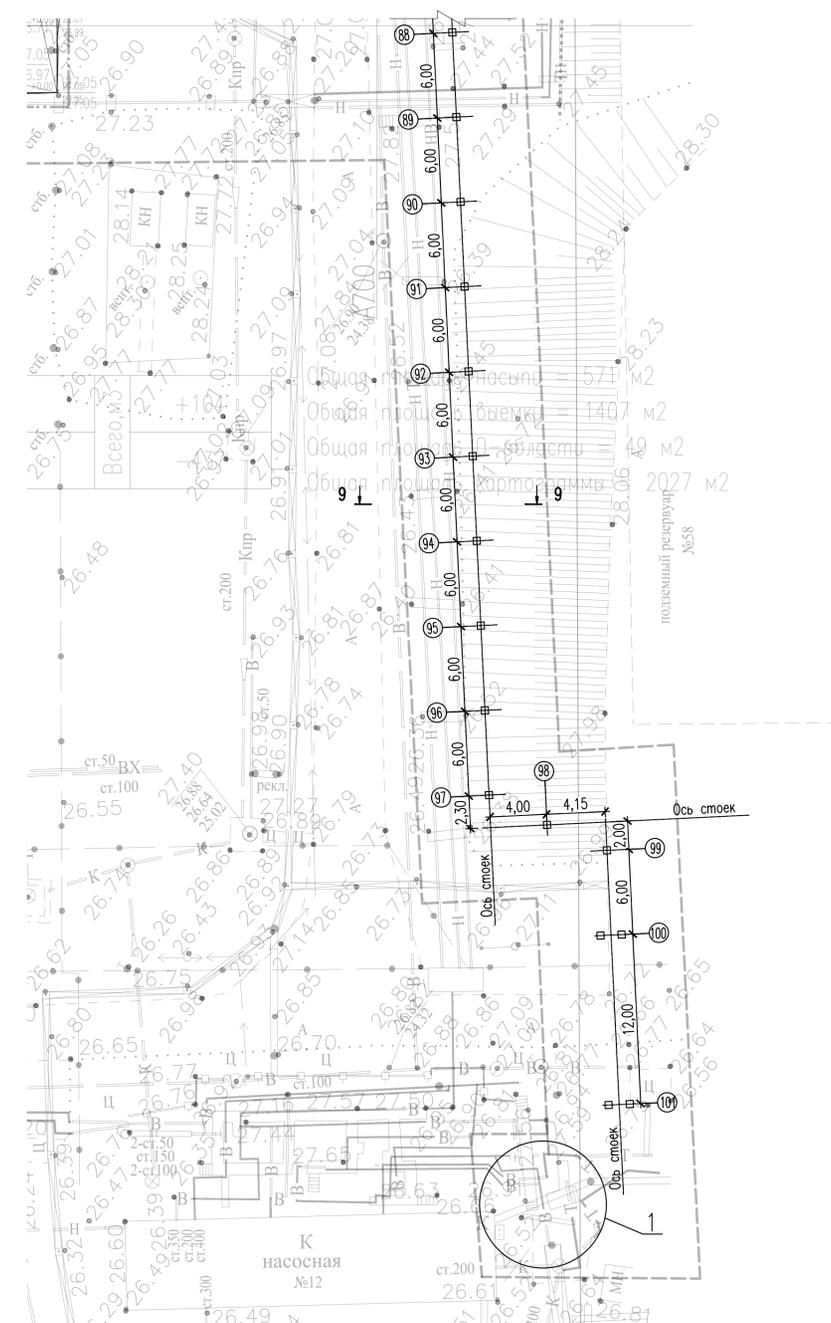
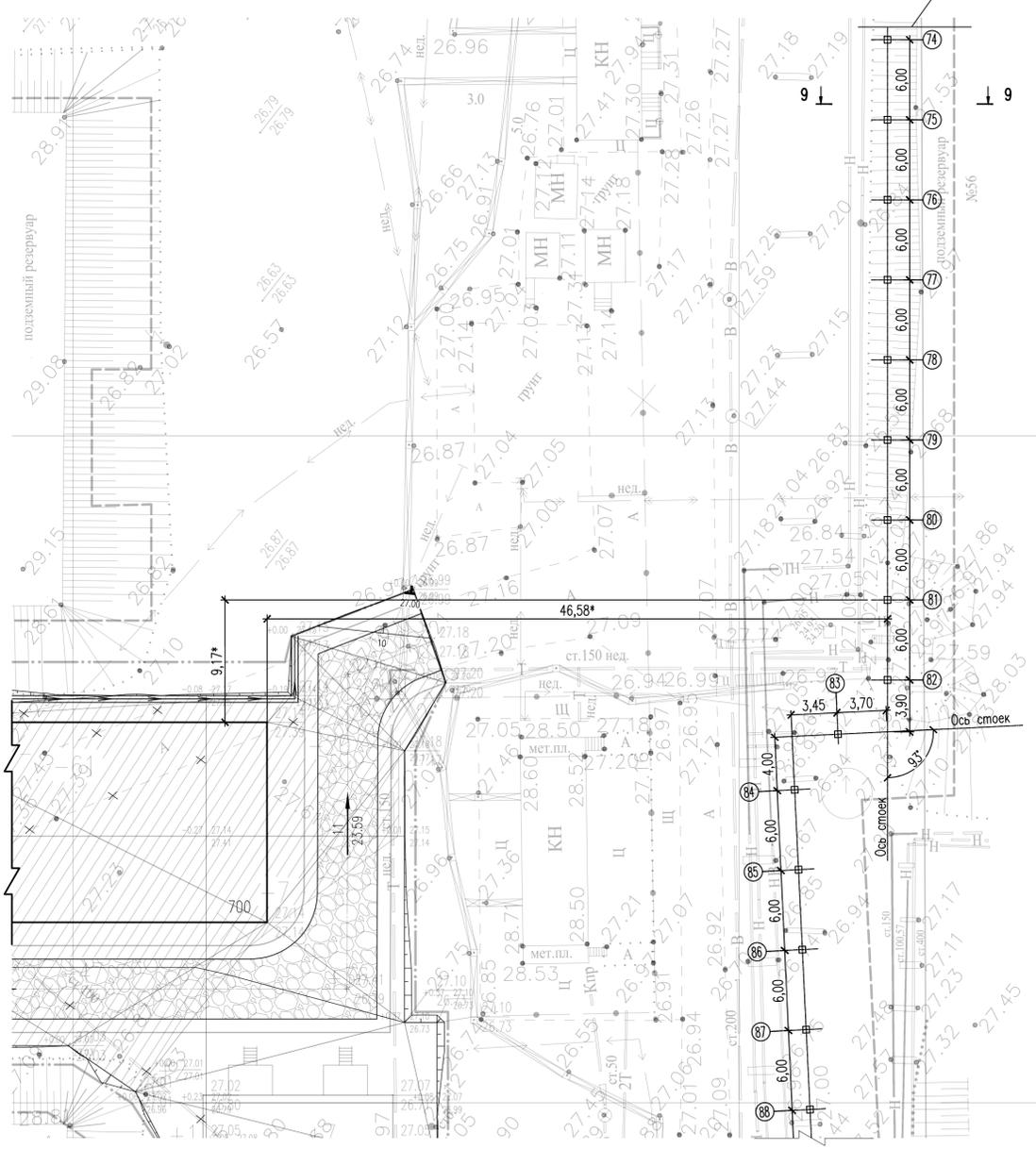
Создано
 Имя, N подг.
 Подпись и дата
 Власт. инст. N

План технологических сетей в осях стоек 74-88

Продолжение см.
ПИР/РЧД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.11

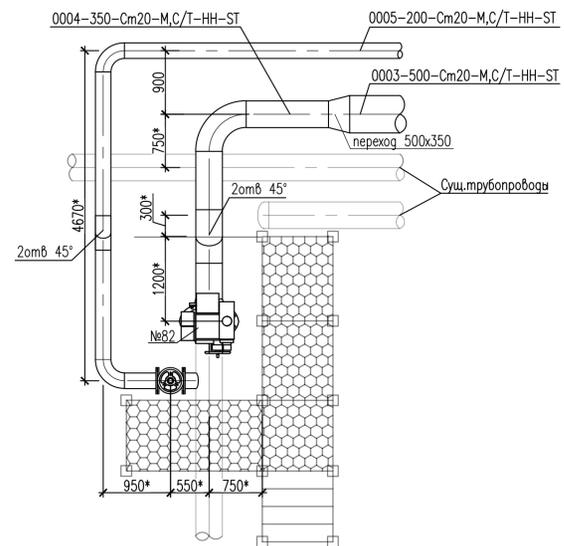
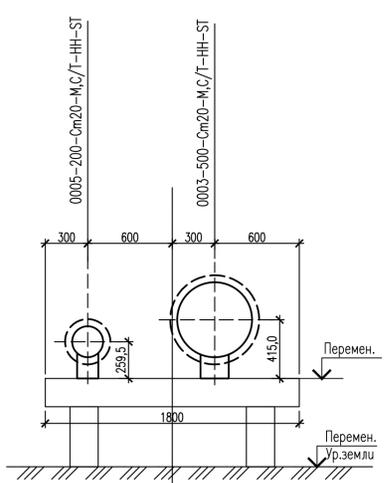
План технологических сетей в осях стоек 89-101

Поз.	Наименование	Координаты
700	Насосная 126	проектируемая
12	Насосная 12	существующая



Сечение 9-9
74-101

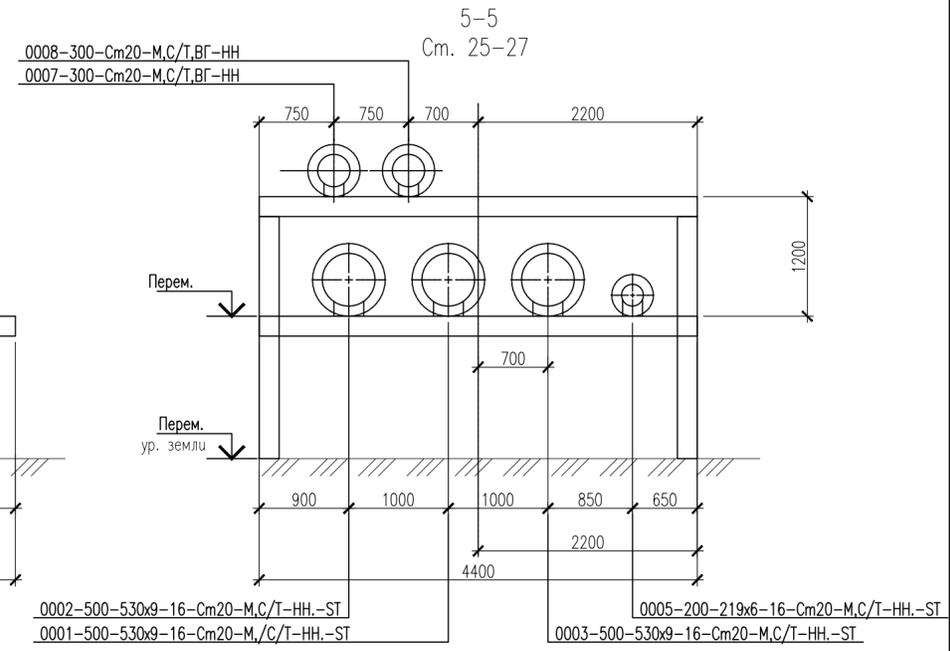
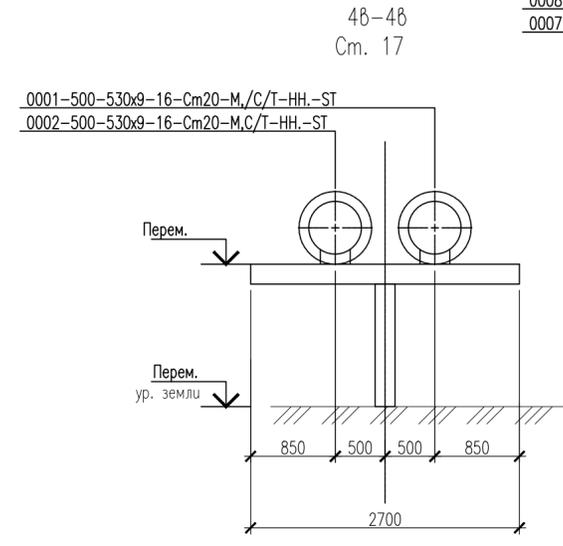
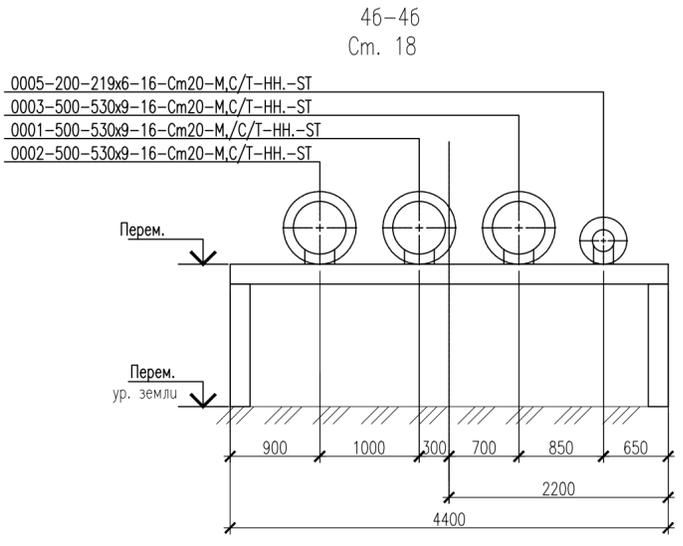
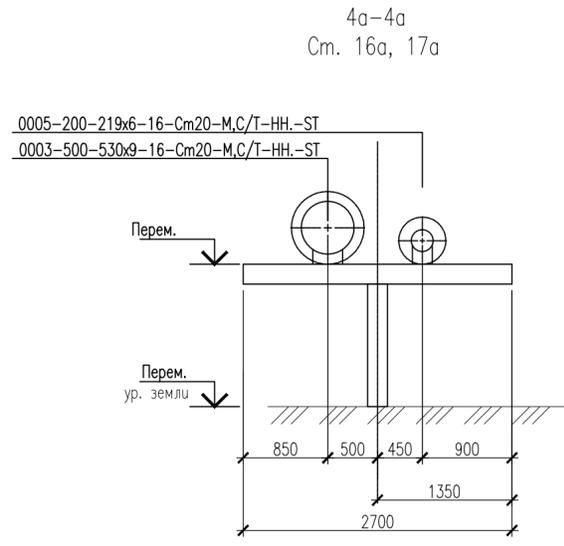
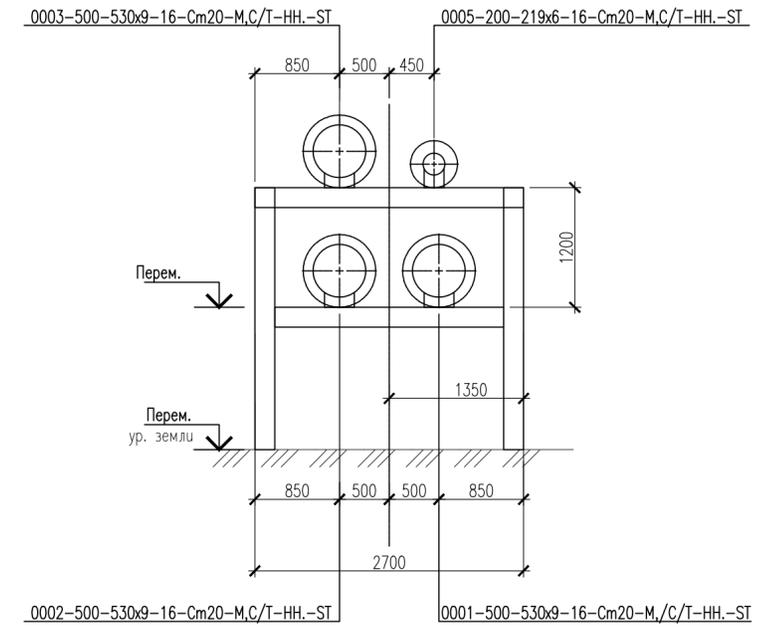
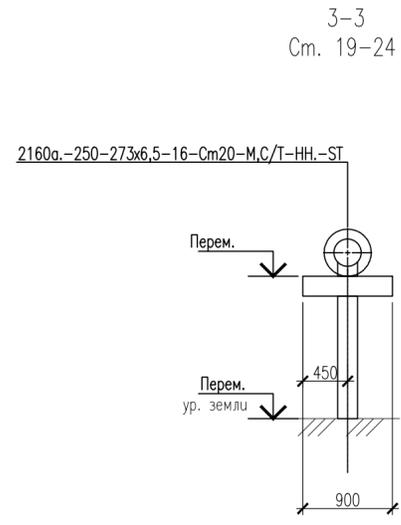
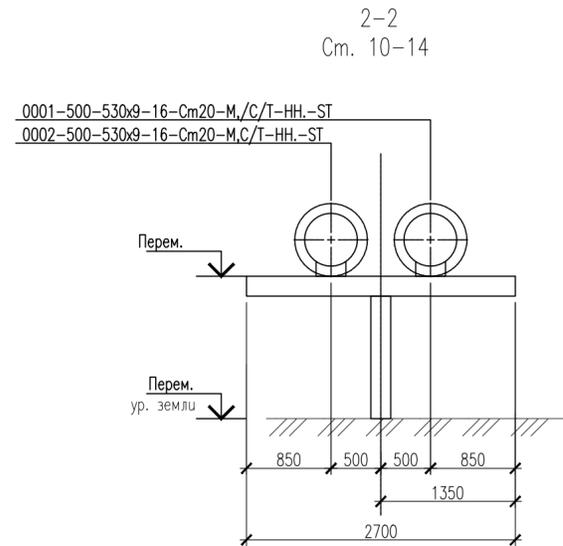
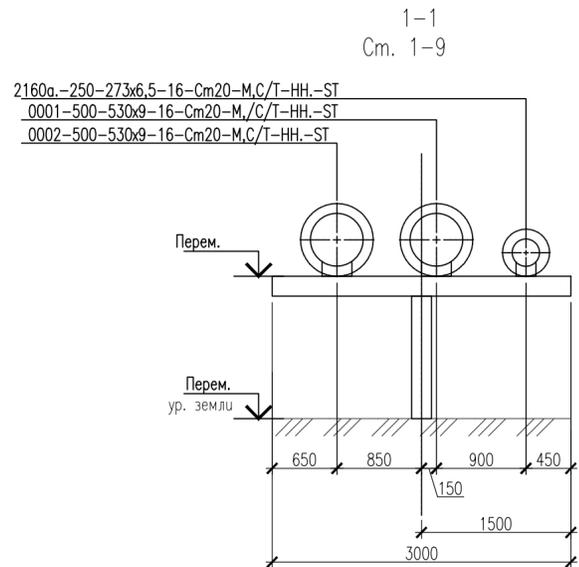
Узел 1



- Примечания:
1. Уровень ответственности (согласно ТЗ) – повышенный.
 2. Размеры со "*" уточняются на стадию РД.
 3. Строительная часть показана условно.

ПИР/РЧД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.14					
ООО "ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка"					
Изм.	Кв. уч.	Лист N док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Шульгин		10.23	
Проб.		Власьев		10.23	
Реконструкция сквора 40704 проекти № АЭ-00145-002. Выполнение комплекса мероприятий по оптимизации технологических сетей нефтебазы на площадке КХУФПП				Стадия	Лист
				П	1
Нач. отс.		Зарина		10.23	
Н. контр.		Власьев		10.23	
ГИП		Морозов		10.23	
План технологических сетей нефтебазы в осях стоек 74-101				Сечение 9-9. Узел 1 (окончание)	
				ООО "ВолгаТЭКинжиниринг"	

Связано
Взам. инв. N
Логосис и дата
Инв. N подл.



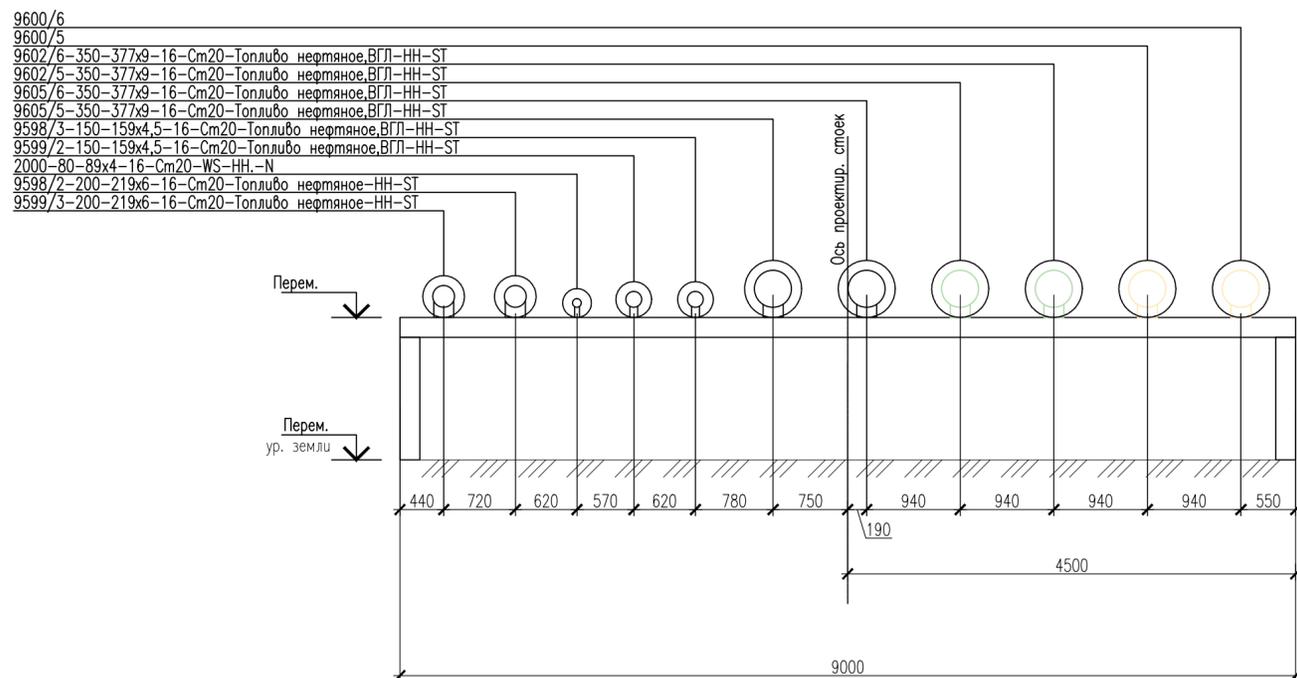
- Примечания:
1. Уровень ответственности (согласно ТЗ)- повышенный.
 2. Размеры со * уточняются на стадии РД.
 3. Данный лист рассматривать совместно с л. 11.
 4. ** - высотные отметки уточняются на стадии РД.

ПИР/РНД 16-23-1сн-ТР6-ГЧ.15				
ООО "ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка"				
Изм.	Кол. уч.	Лист N док.	Подп.	Дата
Разраб.		Пушкарев	<i>Пушкарев</i>	10.23
Проб.		Власьев	<i>Власьев</i>	10.23
Нач. отд.		Зорина	<i>Зорина</i>	10.23
Н. контр.		Власьев	<i>Власьев</i>	10.23
ГИП		Морозов	<i>Морозов</i>	10.23
Реконструкция склада готовой продукции № А39-00045-0002. Выполнение комплекса мероприятий по открытию темных нефтепродуктов на площадке КЮХПП				
Статус	Лист	Листов		
П	1			
Сечения 1-1...5-5, 4а-4а...4б-4б				
000 "ВолгаТЭКинжиниринг"				

1:50

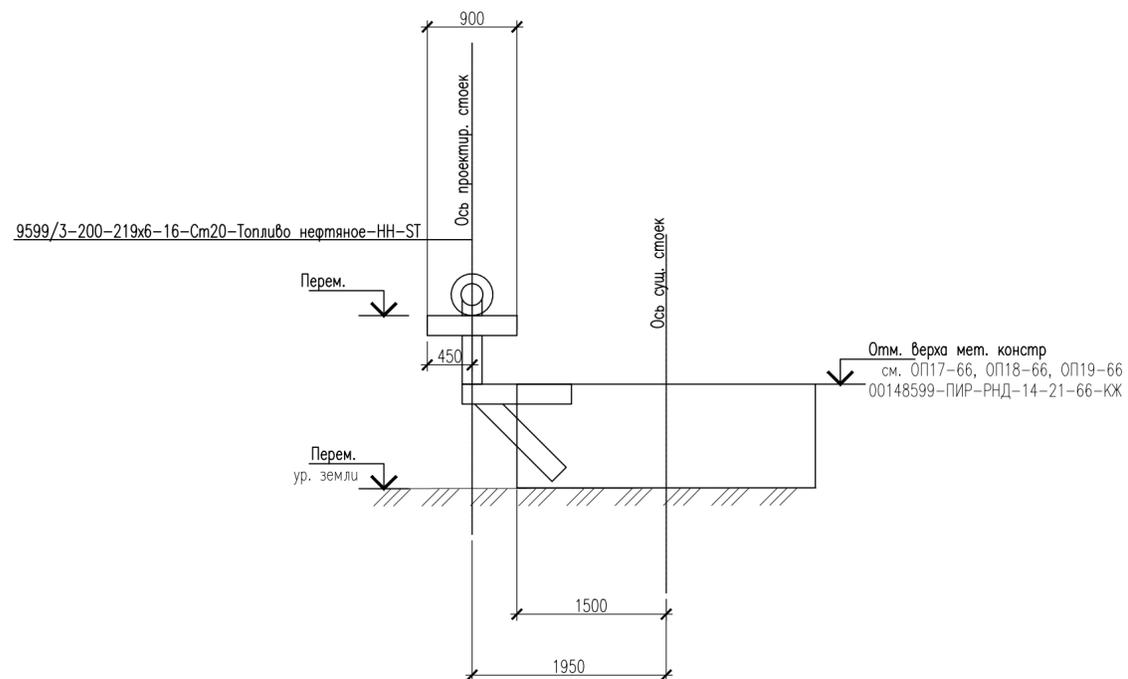
Согласовано
Имя, N подл.
Подпись и дата
Взам. инб. N

7-7
См. 73

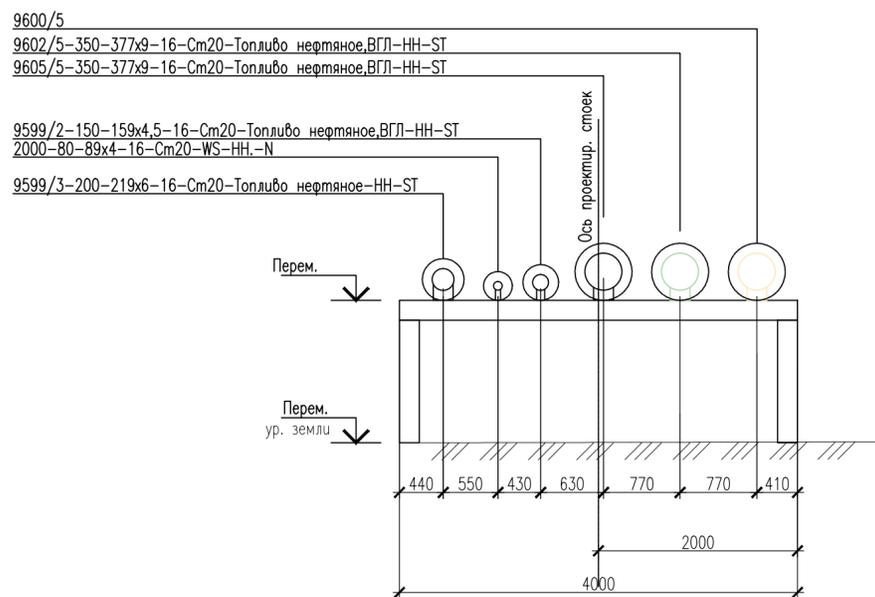


- 9600/6
- 9600/5
- 9602/6-350-377x9-16-См20-Топливо нефтяное,ВГЛ-НН-ST
- 9602/5-350-377x9-16-См20-Топливо нефтяное,ВГЛ-НН-ST
- 9605/6-350-377x9-16-См20-Топливо нефтяное,ВГЛ-НН-ST
- 9605/5-350-377x9-16-См20-Топливо нефтяное,ВГЛ-НН-ST
- 9598/3-150-159x4,5-16-См20-Топливо нефтяное,ВГЛ-НН-ST
- 9599/2-150-159x4,5-16-См20-Топливо нефтяное,ВГЛ-НН-ST
- 2000-80-89x4-16-См20-WS-НН.-N
- 9598/2-200-219x6-16-См20-Топливо нефтяное-НН-ST
- 9599/3-200-219x6-16-См20-Топливо нефтяное-НН-ST

8а-8а
См. 73а, 73б, 73в



8-8
См. 69-72



- 9600/5
- 9602/5-350-377x9-16-См20-Топливо нефтяное,ВГЛ-НН-ST
- 9605/5-350-377x9-16-См20-Топливо нефтяное,ВГЛ-НН-ST
- 9599/2-150-159x4,5-16-См20-Топливо нефтяное,ВГЛ-НН-ST
- 2000-80-89x4-16-См20-WS-НН.-N
- 9599/3-200-219x6-16-См20-Топливо нефтяное-НН-ST

- Примечания:
1. Уровень ответственности (согласно ТЗ)- повышенный.
 2. Размеры со * уточняются на стадии РД.
 3. Данный лист рассматривать совместно с л. 12.
 4. ** - высотные отметки уточняются на стадии РД.

1:50

				ПИР/РНД 16-23-1сн-ТР6-ГЧ.16				
				ООО"ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка"				
Изм.	Кол. уч.	Лист N док.	Подп.	Дата	Реконструкция склада готовой продукции № А39-00045-0002. Выполнение комплекса мероприятий по открытию темных нефтепродуктов на площадке КЮХПП	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Пушкарев	<i>Пушкарев</i>	10.23		П	1	
Проб.		Власьев	<i>Власьев</i>	10.23				
Нач. отд.		Зорина	<i>Зорина</i>	10.23	Сечения 7-7..8а-8а	 ООО "ВолгаТЭКИнжиниринг"		
Н. контр.		Власьев	<i>Власьев</i>	10.23				
ГИП		Морозов	<i>Морозов</i>	10.23				

Согласовано

Взам. инб. N

Подпись и дата

Инб. N подл.

Спецификация проектируемого оборудования

Поз.	Наименование	Кол	Примечание
У-2/1	Нефтеналивной стендер для налива судов	1	Ррасч.=1,6 МПа
			Q=800 м3/ч,

Условные обозначения

М	Мазут
С/Т	Судовое топливо
ВГ	Вакуумный газойль
Нефть	Нефть
Масло	Масло
0204	Номер линии
300-Ст20	Труба стальная бесшовная из материала Сталь20 и номинальным диаметром 300
НН	Трубопровод в изоляции
ЕТВ	Трубопровод с электрообогревом
	Переход с большего диаметра на меньший
	Фланцевая арматура
	Фланцевая арматура с эл.приводом
	Направление потока жидкости
	Проектируемые трубопроводы и арматура
	Существующие трубопроводы и арматура
	Надземная прокладка трубопроводов
	Подземная прокладка трубопроводов

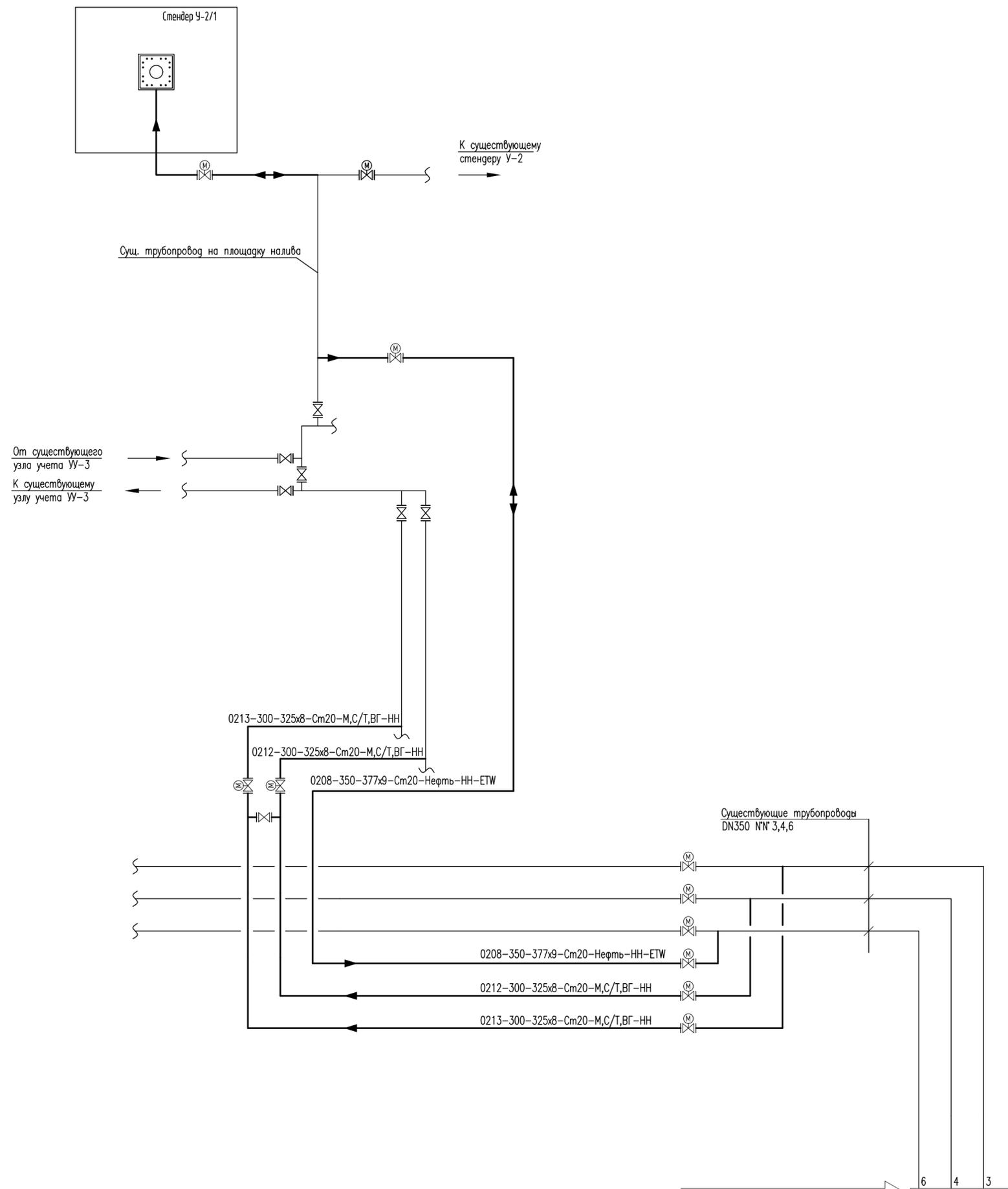
Примечания:

- Смотреть совместно с технологическими схемами.
- Уровень ответственности (согласно ТЗ)– повышенный.

ПИР/РНД 16-23-1сн-ТР6-ГЧ.17					
ООО "ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка"					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Шульгин				10.23
Проб.	Власьев				10.23
Нач. отд.	Зорина				10.23
Н. контр.	Власьев				10.23
ГИП	Морозов				10.23

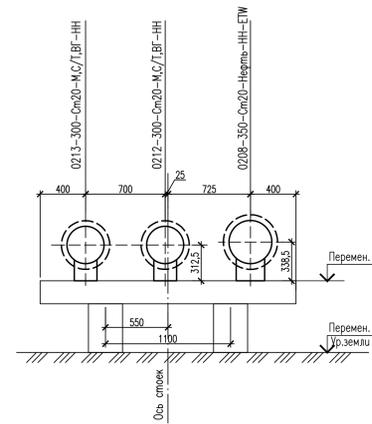
Реконструкция склада готовой продукции № А39-00045-0002. Выполнение комплекса мероприятий по отгрузке темных нефтепродуктов на площадке КУОХПП		
Стадия	Лист	Листов
П	1	

Причал №2. Узел налива темных нефтепродуктов. Схема потоков	
ООО "ВолгаТЭКинжиниринг"	

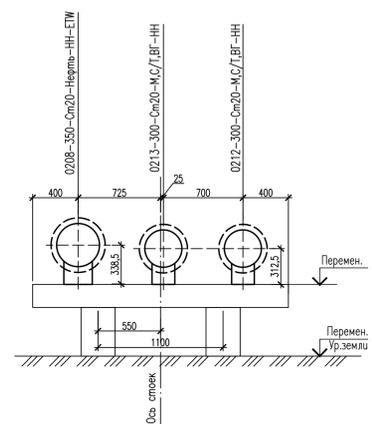


Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Шульгин				10.23
Проб.	Власьев				10.23
Нач. отд.	Зорина				10.23
Н. контр.	Власьев				10.23
ГИП	Морозов				10.23

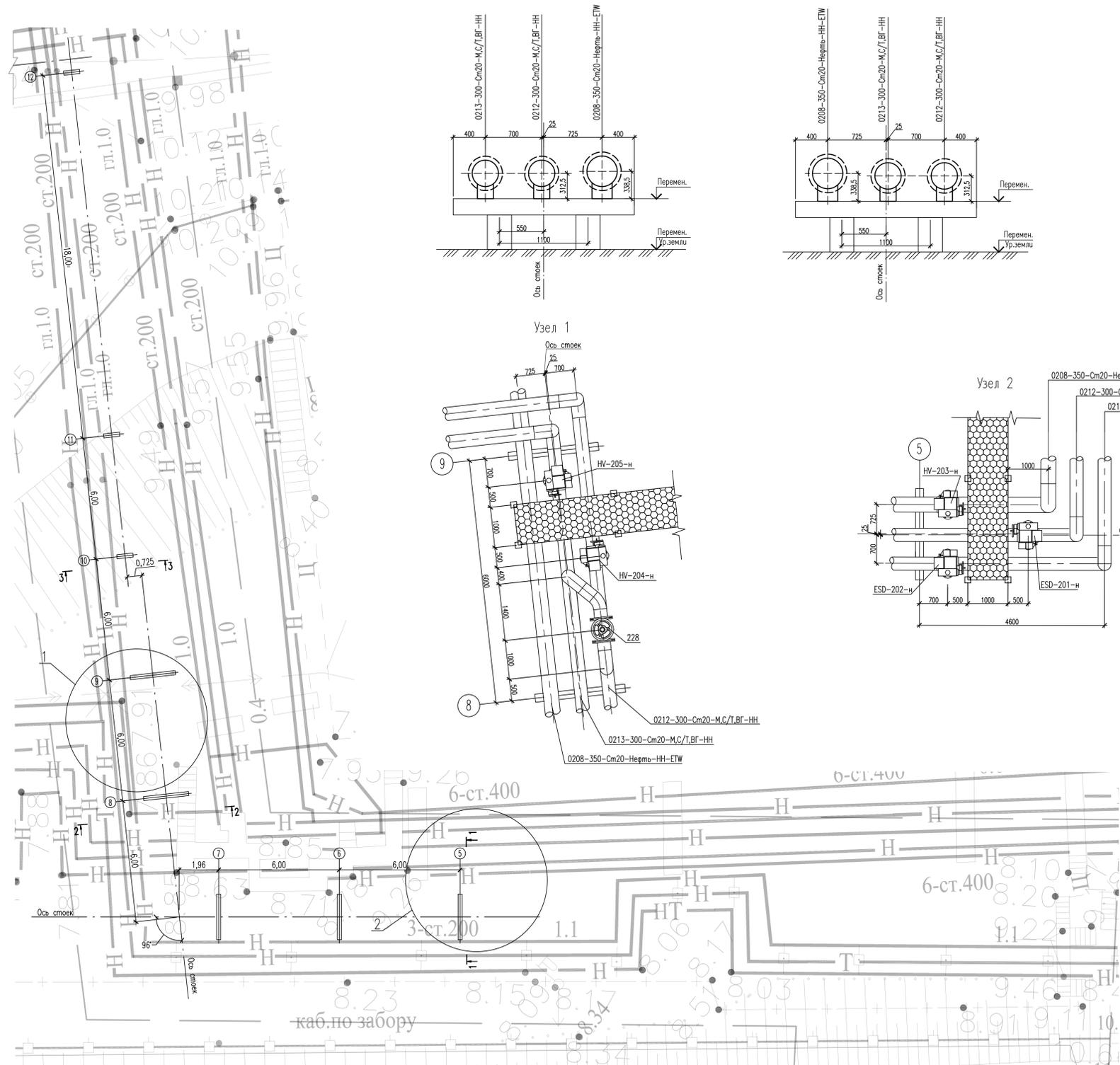
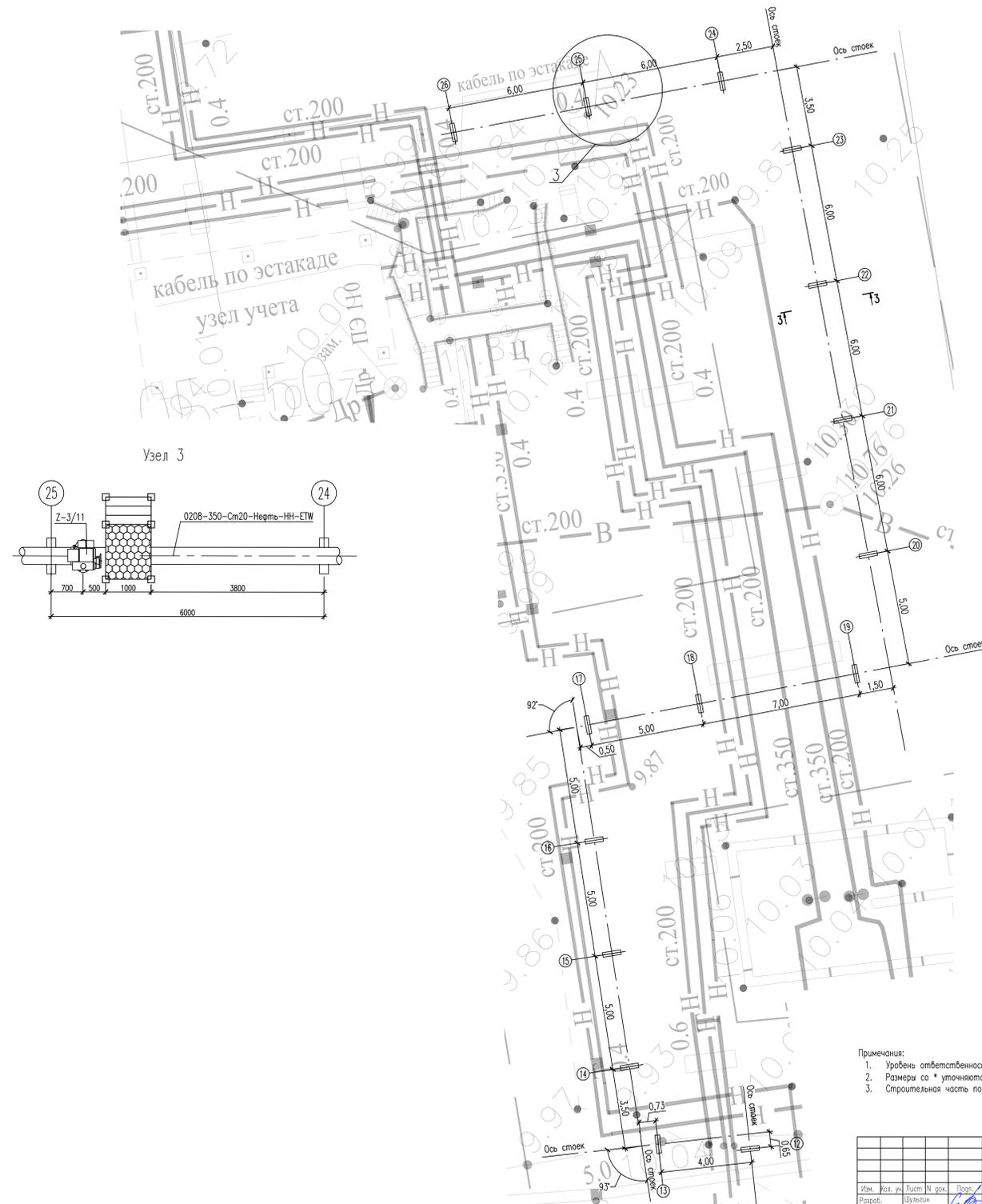
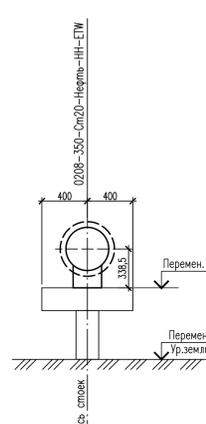
Сечение 1-1
5-7



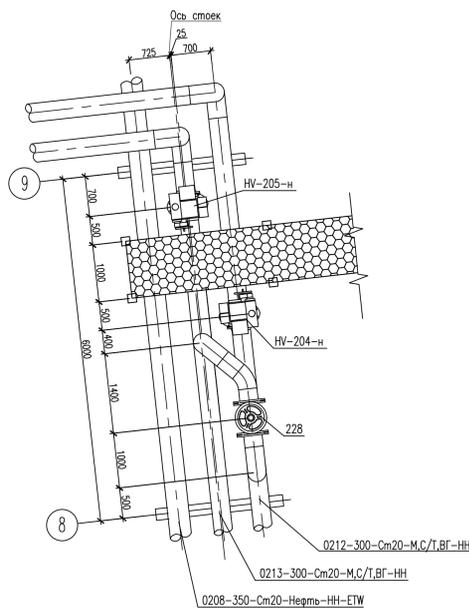
Сечение 2-2
8-9



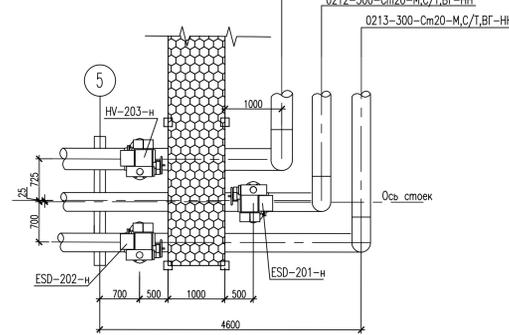
Сечение 3-3
10-26



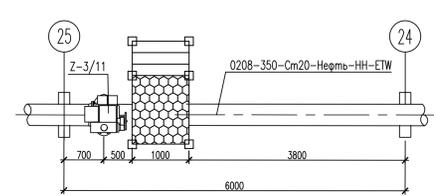
Узел 1



Узел 2



Узел 3



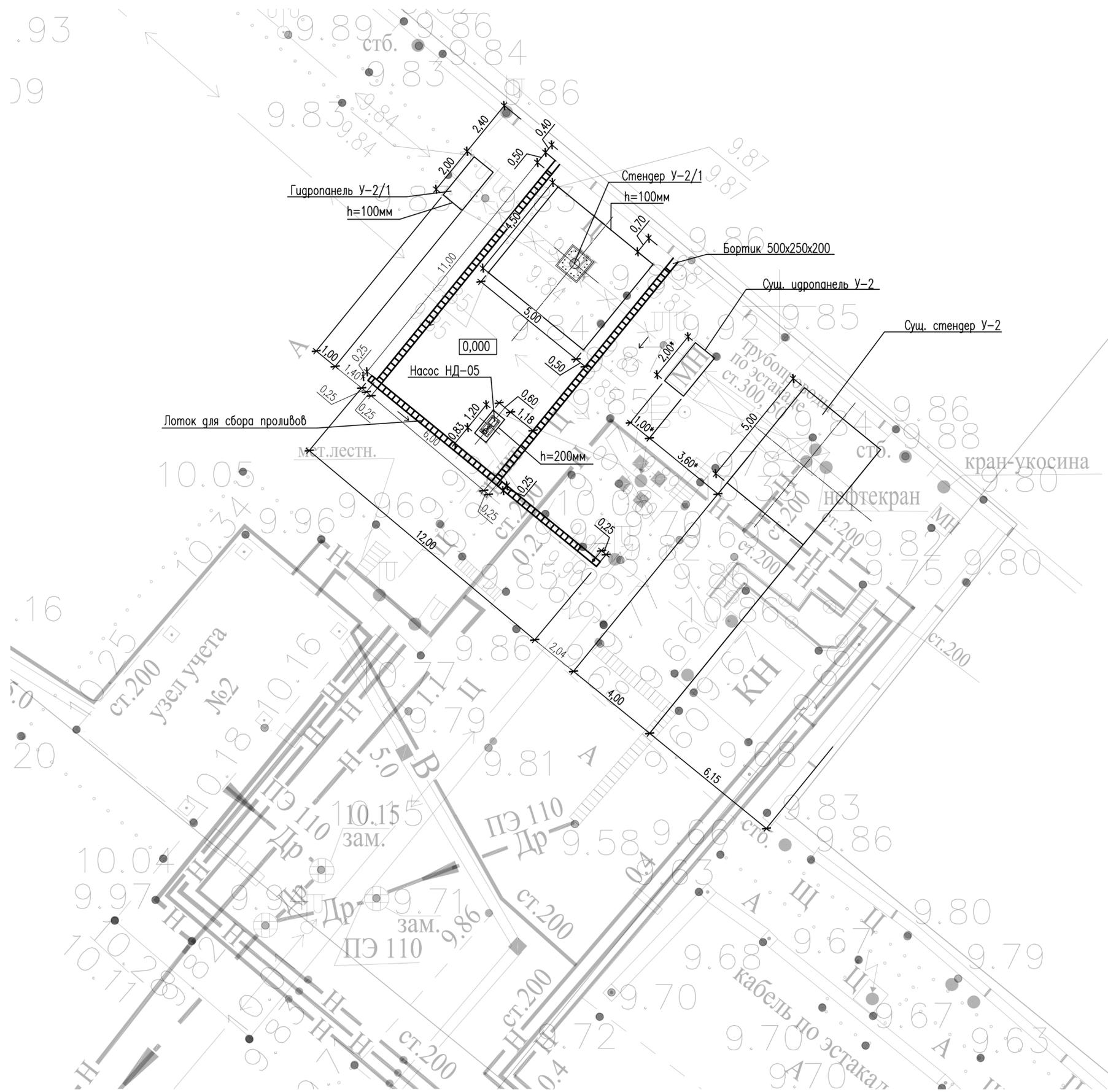
- Применения:
1. Уровень ответственности (согласно ТЗ) – повышенный.
 2. Размеры со * уточняются на стадии РД.
 3. Строительная часть показана условно.

ПИР/РД 16-23-1сн-ТР6-Г4.18				
ООО "ВолгаТЭКинжиниринг"				
Изм.	Код. изм.	Лист	№ док.	Дата
Разработ.	Шульгин			10.23
Проб.	Власов			10.23
Нач. отд.	Зорина			10.23
Н. катип.	Власов			10.23
ГМТ	Морозов			10.23

ПИР/РД 16-23-1сн-ТР6-Г4.18		
ООО "ВолгаТЭКинжиниринг"		
Станция	Лист	Листов
П	1	

Поз.	Наименование	Кол	Примечание
НД-5	Насос шестеренный на производительность Q=10 м3/ч	1	Рраб. до 0,8 МПа
	с электродвигателем во взрывозащищенном исполнении		Ррасч.=1,6 МПа
У-2/1	Нефтеналивной стендер для налива судов	1	Ррасч.=1,6 МПа
			Q=800 м3/ч,
У-2/1	Гидропанель	1	

План на отм. 0,000



Примечания:
1. Уровень ответственности (согласно ТЗ) – повышенный.

ПИР/РНД 16-23-1сп-ТР6-ГЧ.19					
ООО "ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка"					
Изм.	Кол. уч.	Лист N док.	Погр.	Дата	
Разраб.	Шульгин			10.23	Реконструкция склада готовой продукции № А39-00045-0002. Выполнение комплекса мероприятий по отгрузке темных нефтепродуктов на площадке КУОХПП
Проб.	Власьев			10.23	
Нач. отд.	Зорина			10.23	Причал № 2. Узел налива темных нефтепродуктов. Расположение оборудования: стендера У-2/1, насоса НД-05, гидропанели У-2/1. План на отм. 0,000
Н. контр.	Власьев			10.23	
ГИП	Морозов			10.23	
					Стадия
					Лист
					Листов
					П
					1
					000 "ВолгаТЭКинжиниринг"

Согласовано
Изм. N погр.
Погр. и дата
Взам. инв. N

