



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«ТРАНСЭНЕРГОСТРОЙ»**

**«Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения.  
ТВО-5, расширение БКНС-5»**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру  
линейного объекта.**

**Часть 6 Технологические решения**

**Д013330220000-ИЛО6**

**Том 4.6**



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«ТРАНСЭНЕРГОСТРОЙ»**

**«Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения.  
ТВО-5, расширение БКНС-5»**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру  
линейного объекта.**

**Часть 6 Технологические решения**

**Д013330220000-ИЛО6**

**Том 4.6**

Генеральный директор

И.В. Вьюницкий

Главный инженер

В.А. Клиников

Обозначение	Наименование	Примечание
	Содержание тома	Сквозная нумерация
Д013330220000-ИЛО6.С	Содержание тома	2
Д013330220000-ИЛО6.ТЧ	Текстовая часть	3-42
	Таблица регистрации изменений	
Д013330220000-ИЛО6.ГЧ	Графическая часть	
	Лист 1. Технологическая схема	43
	Лист 2. Ситуационный план. М1:500	44
	Лист 3. План площадки ТВО-5. М1:100.	45

Согласовано		

Взам. инв. №



Подп. и дата

Инв. № подл.

						Д013330220000-ИЛО6.С			
Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата				
Разраб.		Разиньков			04.23	Содержание тома	Стадия	Лист	Листов
							П		1
Н.контр.		Артемьева			04.23	ООО "Трансэнергострой"			

## Содержание

	1 СВЕДЕНИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРОГРАММЕ И НОМЕНКЛАТУРЕ ПРОДУКЦИИ, ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИНЯТОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА В ЦЕЛОМ И ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА, ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА, ДАННЫЕ О ТРУДОЁМКОСТИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПРОДУКЦИИ.....	3
	1.1 Объекты проектирования .....	3
	1.2 Производственная программа и номенклатура продукции.....	3
	1.3 Характеристика принятой технологической схемы производства .....	3
	1.4 Описание технологической схемы.....	4
	1.5 Характеристика отдельных узлов технологического процесса.....	6
	1.5.1 Описание и характеристики основного оборудования.....	6
	1.5.2 Технологические трубопроводы .....	12
	2 ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД .....	18
	3 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ .....	20
	4 ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ .....	21
	5 ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ .....	24
	6 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ .....	25
	7 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫХ К ТЕХНИЧЕСКИМ УСТРОЙСТВАМ, ОБОРУДОВАНИЮ, ЗДАНИЯМ, СТРОЕНИЯМ И СООРУЖЕНИЯМ .....	26
	7.1 Оборудование .....	26
	7.2 Здания, строения и сооружения .....	26
	8 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЁТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ .....	28
	9 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА.....	29
	9.1 Основные мероприятия, обеспечивающие соблюдение требования по охране труда .....	29
	9.2 Мероприятия по технике безопасности .....	29
	9.3 Противопожарные мероприятия .....	30
	9.4 Промсанитария.....	31
	9.5 Мероприятия по обеспечению санитарно-эпидемиологического благополучия населения и работающего персонала.....	32
	9.6 Мероприятия по недопущению вредного воздействия на работающий персонал .....	32
	9.7 Профилактические и ремонтные работы .....	33
	9.8 Контроль за содержанием вредных веществ в воздухе.....	33

Взам. инв. №		Подп. и дата		Д013330220000-ИЛО6.ТЧ														
Инов. № подл.		Изм		Кол.уч		Лист		№ док.		Подпись		Дата						
		Разраб.		Разиньков				03.23		Текстовая часть				Стадия	Лист	Листов		
														П	1	41		
		Н.контр.		Артемова				03.23		ООО "Трансэнергострой"								

9.9 Мероприятия для безопасной работы с химреагентом .....	33
10 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ. ....	34
11 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ .....	35
12 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ .....	36
13 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЁМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ .....	37
14 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ.....	38
15 ОПИСАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА НА ОБЪЕКТ ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И ГРУЗОВ.....	39
16 ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ .....	40
ТАБЛИЦА РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ .....	41

Изм	Кол.уч	Лист	№доку.	Подпись	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист	Д013330220000-ИЛО6.ТЧ	2
											2

**1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоёмкости изготовления продукции**

**1.1 Объекты проектирования**

Согласно техническому заданию проектирование объектов выполняется в три этапа.

Перечень проектируемых производственных площадок и установок:

- трубный водный отделитель ТВО-5 (2 этап строительства);
- блок очистки воды БОВ (2 этап строительства);
- дополнительный блок БКНС-5 (3 этап строительства).

Проектируемые установки предусматриваются в одном ограждении с площадкой БКНС-5 (сущ.).

**1.2 Производственная программа и номенклатура продукции**

Основные технико-экономические показатели объекта, согласно техническому заданию на проектирование:

- производительность по жидкости на входе в ТВО – 15842 м<sup>3</sup>/сут, в том числе по нефти – 1300 т/сут;
- производительность по жидкости на выходе из ТВО – 7142 м<sup>3</sup>/сут, в том числе по нефти – 1300 т/сут;
- сброс воды – 8700 м<sup>3</sup>/сут;
- производительность БКНС-5 после реконструкции – 21700 м<sup>3</sup>/сут;
- максимальное содержание нефтепродуктов в воде до 50 мг/л.

Режим работы проектируемых объектов – непрерывный, круглосуточный, расчетная продолжительность технологического процесса 365 суток.

**1.3 Характеристика принятой технологической схемы производства**

Добытая со скважин жидкость поступает по нефтегазопроводам поступает на трубный водный отделитель (ТВО). На ТВО происходит отделение воды, после чего нефть по трубопроводам поступает на пункт сбора ЦДНГ 1,2 Вятской площади Арланского месторождения (УПН "Вятка").

Отделённая на ТВО пластовая вода поступает на блок очистки воды (БОВ), где она доочищается от нефти и далее при помощи насосов кустовой насосной станции БКНС-5 закачивается в нагнетательные скважины системы ППД.

Изм	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Д013330220000-ИЛО6.ТЧ						Лист
										3
				Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	

Технологическая схема объектов проектирования принята на основании технических условий и обеспечивает выполнение основных требований:

- герметичность процесса;
- однострубный транспорт нефтегазовой смеси.

Проектом также предусмотрено:

- отбор проб продукции на установке ТВО;
- контроль коррозии в трубопроводах газожидкостной смеси.

#### 1.4 Описание технологической схемы

##### Трубный водоотделитель

Продукция скважин с давлением до  $P_p = 4,0$  МПа подаётся в трубный водоотделитель (ТВО), где происходит отстой воды.

Трубный водоотделитель состоит из сваренных в два яруса труб большого диаметра, установленных на опоры с уклоном против движения жидкости. Жидкость подается в верхней ярус труб. За счет большого диаметра труб, из которых состоит ТВО жидкость перемещается с малыми скоростями, в следствие чего происходит разделение фаз жидкости на воду и нефть по мере ее продвижения по ТВО. Вода оседает в нижний ярус, откуда по трубопроводу К13 отводится на площадку фильтров БОВ для дальнейшей доочистки. Частично обезвоженная ГЖС из ТВО поступает в нефтесборные сети.

Для корректной работы ТВО предусмотрено регулирование уровня раздела фаз (нефть/вода). Поддержание уровня раздела фаз осуществляется межфазным регулятором уровня раздела фаз нефть-вода. При снижении уровня раздела фаз в ТВО идет сигнал на прикрытие электромагнитного регулирующего клапана, установленного на выходе из ТВО для сокращения отбора воды с ТВО. При увеличении уровня клапан приоткрывается.

Дренаж из ТВО осуществляется по дренажным трубопроводам в дренажную ёмкость ЕД1. По мере заполнения ёмкости происходит её опорожнение при помощи поршневого бурового насоса НБ. Откачка производится в выходной нефтепровод от ТВО-5. Насос включается автоматически по сигналу от сигнализатора верхнего уровня, а выключается по сигналу от сигнализатора нижнего уровня.

На входном и выходном трубопроводе установлена аварийная задвижка с электроприводом, которая автоматически отключает площадку ТВО-5 при возникновении аварийной ситуации.

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

							Д013330220000-ИЛО6.ТЧ	Лист
								4
Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

Кроме этого, на проектируемой площадке, согласно техническим условиям, предусматривается:

- установка узлов отбора проб на нефтепроводах входа и выхода с ТВО и на водоводах входа выхода с ФП (фильтр потоковый);
- контроль коррозии в трубопроводах выхода из ТВО (потоки К13 и Н1).

#### **Блок очистки воды (БОВ)**

Блок очистки воды предназначен для доочистки от нефти, сбрасываемой из ТВО воды до требуемых норм (не более 50 мг/л).

На входе в БОВ вода поступает с содержанием взвешенных веществ в количестве 24,8 мг/дм<sup>3</sup> и нефтепродуктов в количестве 148,2 мг/дм<sup>3</sup>, а после БОВ вода на БКНС поступает с содержанием взвешенных веществ в количестве 11,0 мг/дм<sup>3</sup> и нефтепродуктов в количестве 50 мг/дм<sup>3</sup>.

Блок состоит из трёх поточных фильтров (2 раб. + 1 рез.), подключённых параллельно. Для равномерного распределения жидкости между фильтрами предусмотрена установка коллектора из большего диаметра труб. Подключение фильтров к коллектору выполнено равными участками Т-образно.

Сведения о содержание взвешенных веществ и нефтепродуктов в пластовой воде указано в приложение Д.

Улавливание нефти в фильтре осуществляется с помощью гидрофобных коалесцентных блоках, установленных внутри потокового фильтра ФП.

Работа фильтров ФП предусмотрена полным сечением.

Для корректной работы ФП предусмотрено регулирование уровня раздела фаз (нефть/вода). Контроль уровня осуществляется межфазным регулятором уровня раздела фаз нефть-вода. При накоплении уловленной нефти до заданного уровня производится открытие задвижки с электроприводом, установленной на выходе нефти из ёмкости (линия Н2) и обратно, после достижения заданного уровня по воде, задвижка закрывается.

Уловленная нефть из ФП по линии дренажного трубопровода направляется дренажную ёмкость ЕД1.

Дренаж с фильтров отводится по дренажным трубопроводам в дренажную ёмкость ЕД1.

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

							Д013330220000-ИЛО6.ТЧ	Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата			5



Для контроля расхода воды, поступающей с ТВО-5 на БКНС-5, предусмотрена установка расходомера ДРС.МИ.В-400-25-Р-2,5 на низконапорном водоводе до точки смешения с потоком воды, поступающей от УПСВ «Вятка».

#### Сбор утечек

Для предотвращения утечки нефти все надземное оборудование размещается на обетонированной площадке, с которой сбор возможных утечек и дождевые стоки собираются в производственно-дождевую канализацию. Решения по производственно-дождевой канализации приведены в томе 5.3.

#### Расширение кустовой насосной станции БКНС-5

Закачка воды в пласт осуществляется следующим образом. Очищенная от нефти и мехпримесей вода поступает во всасывающий коллектор БКНС, выполненный из труб DN 300 и далее на приём насосов БКНС-5 (сущ.) и на приём насоса дополнительного блока БКНС. Подключение дополнительного блока БКНС выполнено таким образом, чтобы обеспечить возможность его резервирования существующими насосами БКНС-5.

Насосными агрегатами вода под давлением 12,9 МПа подаётся по высоконапорному водоводу и направляется к существующему и к проектируемому дополнительному блоку напорной гребёнки БГ (шифр Д054610220000), где осуществляется распределение и подача воды к площадкам кустов скважин с целью закачки в систему ППД.

Работа БКНС осуществляется тремя существующими насосами ЦНС 240-1290 (один из которых в резерве) и проектируемым насосом ЦНС 300-1290 проектируемого дополнительного блока БКНС-5.

Обвязкой БКНС предусмотрено использование любого насоса в качестве резервного.

Для учета поступившей на насосы БКНС воды внутри насосного блока на напорном трубопроводе насоса установлен счетчик ДРС.МИ.

Сброс утечек воды и дренажа с насосного блока предусмотрен в существующую дренажную ёмкость ЕД2.

Замена отработанного масла из блока маслосистемы БКНС (перед заменой на основании результатов лабораторного анализа) осуществляется при помощи автоцистерны.

### 1.5 Характеристика отдельных узлов технологического процесса

#### 1.5.1 Описание и характеристики основного оборудования

Перечень основного технологического оборудования приведен в таблице 1.5.1.

Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	Д013330220000-ИЛО6.ТЧ	Лист
							6
Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					



Техническая характеристика	ТВО-5
Тип ТВО	двухъярусный
Наружный диаметр трубы яруса, мм	Верхний ярус - 1420 Нижний ярус - 1420
Уклон (в сторону отделения воды)	0,0025
Расчётное давление, МПа	4,0
Длина, м	35,4
Масса, т	52
Производительность установки	<ul style="list-style-type: none"> <li>– по жидкости на входе в ТВО – 15842 м<sup>3</sup>/сут, в том числе по нефти – 1300 т/сут;</li> <li>– по жидкости на выходе из ТВО – 7142 м<sup>3</sup>/сут, в том числе по нефти – 1300 т/сут;</li> <li>– сброс воды – 8700 м<sup>3</sup>/сут.</li> </ul>

### Ёмкость дренажная

В качестве дренажной ёмкости проектом применена ёмкость подземная ЕП.

Дренажная ёмкость предназначена для сбора промышленных стоков (дренажи с ТВО, БОВ).

Ёмкость устанавливается подземно.

Конструкция ёмкости исключает падающую струю продукта.

Откачка стоков с дренажной емкости осуществляется автоматически на выход из ТВО (по мере заполнения) полупогружным насосом ВНД. Выбор насоса принят на основании необходимого напора для перекачивания жидкости в нефтепровод.

Срок службы ёмкости принят 20 лет.

В качестве наружной антикоррозионной изоляции ёмкости принято полимерно-битумное покрытие, наносимое в заводских условиях.

Ёмкость соединена с атмосферой при помощи дыхательной трубы высотой 3м. Для предотвращения попадания в ёмкость искр и открытого пламени на дыхательном патрубке предусмотрена установка огнепреградителя. В качестве огнепреградителя принят предохранитель огневой ОП-100 ААН климатического исполнения УХЛ1. Пропускная способность клапанов при сопротивлении воздушного потока 118Па составляет 200 м<sup>3</sup>/час.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Д013330220000-ИЛО6.ТЧ

Лист

8

Технические характеристики принятых емкости и бурового насоса сведены в таблицу 1.5.3 и 1.5.4 соответственно.

Таблица 1.5.3 – Технические характеристики дренажной емкости

	Марка ёмкости
	ЕП 63-3000-2-1
Назначение	Дренажная ёмкость
Объём, м <sup>3</sup>	63
Внутренний диаметр, мм	3000
Рабочее давление, МПа	0,04
Масса, кг	7680

Таблица 1.5.4 – Технические характеристики полупогружного насоса

Техническая характеристика	Марка насоса
	ВНД-12.5/400
Тип	Вертикальный полупогружной насос
Максимальная производительность, м <sup>3</sup> /ч	12,5
Напор, МПа	4
Полезная мощность электродвигателя, кВт	32

### Фильтр потоковый

Фильтр потоковый предназначен для доочистки пластовых вод и сброса уловленной нефти.

Расчётный срок службы – 10 лет.

Технические характеристики фильтра сведены в таблицу 1.5.5.

Таблица 1.5.5 – технические характеристики отстойников воды

Техническая характеристика	Марка
	ФП 40-1400
Объём, м <sup>3</sup>	13
Внутренний диаметр, мм	1420
Максимальная производительность по жидкости, м <sup>3</sup> /сут	3600
Минимальная производительность по жидкости, м <sup>3</sup> /сут	2700
Номинальное давление, МПа	4,0
Масса пустого фильтра, т	12

### Кустовая насосная станция БКНС-5

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Ивн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

Д013330220000-ИЛО6.ТЧ

Лист

9

Блочная кустовая насосная станция БКНС предназначена для закачки воды в нефтяной пласт в системе поддержания пластового давления (ППД).

БКНС выполнена в виде отдельных блок-боксов транспортного габарита, монтируемых на месте эксплуатации в единое сооружение. Блоки связываются функционально между собой технологическими линиями.

БКНС оборудована системой контроля и автоматизации работы технологического оборудования, предусматривающей:

- работу станции без постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- ручное местное управление насосами, вентиляторами, электрообогревателями, задвижками;
- автоматический контроль технологических параметров насосов, электродвигателей, системы смазки, водяного тракта (расход, давление, температура, уровень вибрации, величина тока электродвигателя и др.);
- автоматическое срабатывание электрических защит и аварийной сигнализации.

БКНС отапливается электрическим способом.

Степень огнестойкости здания БКНС – IV.

Перечень технологических блоков, проектируемой БКНС, сведен в таблицу 1.5.6

Таблица 1.5.6 – Перечень проектируемых технологических блоков БКНС (расширение)

Название БКНС	Обозначение по схеме	Название технологического блока/здания/сооружения	Кол-во
БКНС-5	БН	Насосный блок с насосом ЦНС (проект.)	1
	БМ	Блок маслосистемы (проект.)	1

Проектируемые блоки выполняются заводом согласно техническим требованиям на проектирование, изготовление, поставку и запуск в эксплуатацию БКНС.

#### **Насосный блок**

В насосном блоке осуществляется подъем давления перекачиваемой воды. Насосный блок включает в себя насос с электродвигателем, фильтр на приеме и счетчик на выкиде.

В качестве насоса принят центробежный насос ЦНС 300-1290;

Технические характеристики насоса ЦНС 300-1290:

- номинальная производительность - 300 м<sup>3</sup>/ч;

Взам. инв. №								
Подп. и дата								
Инв. № подл.								
	Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
							Д013330220000-ИЛО6.ТЧ	Лист
								10

- напор при номинальной производительности- 1290 м.

В БКНС с насосами ЦНС для работы насосного блока необходима установка блока маслосистемы.

Насосы оснащены блокировками, исключающими пуск или прекращающими работу при отсутствии перемещаемой жидкости в корпусе насоса.

Для сбора утечек воды от уплотнений насосов и дренажа предусмотрена емкость с выводом от нее сигнала верхнего уровня на щит оператора.

На всасывающих и напорных трубопроводах насосов предусмотрена установка приборов для измерения давления.

На напорных трубопроводах насосов установлены обратные клапаны и запорно-регулирующую арматуру.

Высоковольтные двигатели насосов ЦНС оснащены устройствами плавного пуска.

#### **Блок маслосистемы**

В блоке маслосистемы размещается маслосистема для насоса и электродвигателя. Установка маслосистемы предназначена для обеспечения циркуляции и охлаждения масла в трубопроводах и охладителях системы смазки, а также подачи охлаждённого, очищенного масла к подшипникам скольжения электродвигателя и насоса. Подача масла осуществляется маслонасосами НМШ 8х25. Охлаждение масла – воздушное.

Маслосистема включает в себя:

- маслостанцию с насосами типа НМШ 8-25 (2раб – 1 для насоса, 1 для электродвигателя. + 2рез.), охлаждение воздушное;
- контрольно-измерительные приборы;
- трубопроводная обвязка;
- запорная и регулирующая арматура.

Работа маслосистемы осуществляется следующим образом: масло из маслобака через приёмный патрубок подаётся на приём шестерёнчатого насоса НМ. Далее масло, через вентили поступает на маслофильтры, где происходит его очистка от механических примесей. От маслофильтров через вентили масло поступает на охладитель. Далее масло поступает на подшипники электродвигателя. С подшипников в маслобаки, масло сливается самотёком. На случай аварийного отключения электроэнергии, на линии подачи масла установлен аварийный маслобак, смонтированный выше насосного агрегата с резервным запасом масла в

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

Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

Д013330220000-ИЛО6.ТЧ

Лист

11

маслосистеме (при прекращении подачи масла маслонасосом, масло под собственным весом стекает в подшипниковую камеру до полной остановки электродвигателей)

### Запорная арматура

В качестве запорной арматуры приняты задвижки клиновые фланцевые.

Для аварийного отключения ТВО и БОВ предусмотрена установка дистанционно управляемой электроприводной задвижки на трубопроводе выхода нефти. Остальная запорная арматура - ручная.

Герметичность затворов арматуры соответствует классу А по ГОСТ 9544-2015. Климатическое исполнение УХЛ по ГОСТ 15180-69 (Температура окружающего воздуха при эксплуатации от -60 до +40 °С). Запорная арматура заказывается в комплекте с фланцевыми соединениями. Арматура имеет сертификаты соответствия и разрешения на применение.

### 1.5.2 Технологические трубопроводы

#### *Обоснование принятого материала труб и СДТ*

Для сооружения трубопроводов приняты трубы стальные бесшовные по ГОСТ 8732-78 класса прочности К42 из стали 20 по ГОСТ 8731-74 гр. В.

Проектируемые высоконапорные водоводы (К15), а также низконапорные водоводы (К13) и (К14) предусматривается выполнять из труб и СДТ с внутренним антикоррозийным покрытием. Защита сварных соединений внутренней полости водоводов предусмотрена при помощи втулок внутренней защиты сварных швов.

Данная сталь отвечает заданным условиям эксплуатации (расчётное давление, минимальная отрицательная и максимальная расчётная температуры), состава и характера среды (коррозионная активность, взрывоопасность, токсичность и др.) и влияния температуры окружающего воздуха.

Выбор материалы труб в зависимости от параметра среды принят в соответствии с ГОСТ 32569-2013.

Механические свойства стали:

- класс прочности – К42;
- предел текучести,  $\sigma_t$ , Н/мм<sup>2</sup> – 245;
- временное сопротивление,  $\sigma_b$ , Н/мм<sup>2</sup> – 412;
- относительное удлинение – 21 %;
- ударная вязкость не ниже КСU=30 Дж/см<sup>2</sup>, КСV=20 Дж/см<sup>2</sup> при минимальной расчётной температуре стенки элемента трубопровода.

Взам. инв. №		Подп. и дата		Ив. № подл.		Д013330220000-ИЛО6.ТЧ		Лист
								12
Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

### Выбор труб, деталей трубопроводов и арматуры

При выборе труб учитывались рабочие параметры и свойства транспортируемой среды, свойства материалов и изделий, а также климатические условия района эксплуатации проектируемых трубопроводов. Выбор материала труб и СДТ принят в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013.

Для сооружения трубопроводов приняты трубы стальные бесшовные по ГОСТ 8732-78 класса прочности К42 из стали 20 по ГОСТ 8731-74 гр. В.

Соединительные детали выполняются из сталей, аналогичных по условиям прочности материалу присоединяемых труб в соответствии с требованиями государственных стандартов или ТУ заводов изготовителей.

Значение ударной вязкости для технологических трубопроводов, гарантированное заводами-изготовителями, для климатических условий данного месторождения соответствует требованиям нормативных документов. Значение ударной вязкости должно быть не ниже 30 Дж/см<sup>2</sup> согласно Руководству по безопасности "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов".

В технических условиях на трубы и детали приведены требования к ударной вязкости и прочностные характеристики, гарантированные заводом-изготовителем.

Согласно РД 39-0147103-365-86 «Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений» по степени агрессивного воздействия пластовая вода, а также продукция скважин относится к среднеагрессивной среде со скоростью коррозии менее 0,2 мм/год.

При выборе ТУ завода-изготовителя, гарантируемая заводами-изготовителями скорость общей коррозии должна составлять не более 0,2 мм/год.

Трубы должны быть испытаны на заводе пробным гидравлическим давлением и иметь указание в сертификате о величине пробного давления.

Определение толщин стенок труб и соединительных деталей

Значение толщины стенки трубопроводов определено на основании прочностного расчёта.

Трубопроводы рассчитаны в соответствии с требованиями ГОСТ 32388-2013.

Расчётная толщина стенки определена по формуле:

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

						Д013330220000-ИЛО6.ТЧ	Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата		13



$$S_R = |P| \cdot D_a / (2\phi_y \cdot [\sigma] + |P|), \text{ мм, где}$$

$P$  – расчетное внутреннее избыточное давление, МПа;

$D_a$  – наружный диаметр, мм;

$\phi_y$  – коэффициент прочности продольного сварного шва при растяжении, для бесшовных труб равен 1;

$[\sigma]$  – допускаемые напряжения при расчетной температуре, МПа, вычисляется по формуле:

$$[\sigma] = \min(\sigma_B/2,4; \sigma_P/1,5), \text{ МПа, где}$$

$\sigma_B$  – минимальное значение временного сопротивления (предела прочности) при растяжении, МПа, для стали 20  $\sigma_B = 412$  МПа;

$\sigma_P$  – минимальное значение предела текучести, МПа, для стали 20  $\sigma_P = 245$  МПа.

Номинальная толщина стенки

Исходные данные и результаты расчёта сведены в таблицы 1.5.7 – 1.5.9.

Таблица 1.5.7 – Исходные данные и результаты расчёта толщин стенок трубопроводов по ГОСТ 32388-2013.

	Нефтепровод					Трубопровод пластовой воды (К13, К14)			
	300	250	200	80	350	300	250	200	150
Условный диаметр DN, мм	300	250	200	80	350	300	250	200	150
Расчётное давление, МПа	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Давление испытания, МПа	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Наружный диаметр	325	273	219	89	377	325	273	219	159
Категория трубопровода (группа среды/ подгруппа) $S_R$ , мм	I (A/б)	I (A/б)	I (A/б)	I (A/б)	I (A/б)	I (A/б)	I (A/б)	I (A/б)	I (A/б)
Расчётная толщина стенки $S_R$ , мм, мм	3,9	3,3	2,6	1,1	4,5	3,9	3,3	2,6	1,9
Отбраковочная толщина стенки, $S_{отбр}$ , мм	4,9	4,3	3,6	2,0	5,5	4,9	4,3	3,6	2,9
Принятая толщина стенки, $S_{пр}$ , мм	8	8	8	6	9	8	8	8	8
Расчётный срок эксплуатации, T, лет	15,3	18,5	21,8	20	12,4	15,3	18,5	21,8	25,4

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д013330220000-ИЛО6.ТЧ	Лист
							14

Таблица 1.5.8 – Исходные данные и результаты расчёта толщин стенок трубопроводов по ГОСТ 32388-2013.

	Дренажный трубопровод			
	200	150	80	50
Условный диаметр DN, мм	200	150	80	50
Расчётное давление, МПа	0,07	0,07	0,07	0,07
Давление испытания, МПа	0,2	0,2	0,2	0,2
Наружный диаметр	219	159	89	57
Категория трубопровода (группа среды/подгруппа)	III (А/б)	III (А/б)	III (А/б)	III (А/б)
Расчётная толщина стенки $S_R$ , мм	-	-	-	-
Отбраковочная толщина стенки, $S_{отбр}$ , мм	2,5	2,5	2,0	1,5
Принятая толщина стенки, $S_{пр}$ , мм	8	6	6	5
Расчётный срок эксплуатации, Т, лет	27,5	17,5	20	17,5

Таблица 1.5.9 – Исходные данные и результаты расчёта толщин стенок трубопроводов по ГОСТ 32388-2013.

	Высоконапорный водовод (К15)	
Условный диаметр DN, мм	250	200
Расчётное давление, МПа	15	15
Давление испытания, МПа	18,75	18,75
Наружный диаметр	273	219
Категория трубопровода (группа среды/подгруппа)	I (В)	I (В)
Расчётная толщина стенки $S_R$ , мм	11,6	9,3
Отбраковочная толщина стенки, $S_{отбр}$ , мм	13,5	11
Принятая толщина стенки, $S_{пр}$ , мм	16	14
Расчётный срок эксплуатации, Т, лет	12,3	15

Категория внутриплощадочных технологических трубопроводов приняты в соответствии с ГОСТ 32569-2013.

Расчётный срок эксплуатации проектируемых трубопроводов определён по формуле:

$$S = (S_{пр} - S_{отбр}) / a, \text{ мм, где}$$

$S_{пр}$  – проектная толщина стенки трубопровода, мм;

$S_{отбр}$  – отбраковочная толщина стенки трубопровода, мм;

$a$  – скорость коррозии, при расчёте принята 0,2 мм/год.

Назначенный срок эксплуатации трубопроводов принимается равным расчётному.

#### Требования к прокладке

Прокладка технологических трубопроводов, транспортирующих ЛВЖ по территории ТВО принята надземная на несгораемых конструкциях.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	Д013330220000-ИЛО6.ТЧ		

Подземно проложены водоводы очищенной пластовой воды и дренажные трубопроводы, что допускается согласно ГОСТ Р 58367-2019.

Надземные трубопроводы запроектированы с уклонами, обеспечивающими их опорожнение при остановке.

Уклоны трубопровода приняты согласно ГОСТ 32569-2013 и составляют 0,002 и 0,003 соответственно для легкоподвижных веществ и для газообразных веществ.

Все надземные технологические трубопроводы имеют дренажи для слива воды после гидравлического испытания и воздушники в верхних точках трубопроводов для удаления газа. Для опорожнения трубопроводов от воды после гидравлического испытания в первую очередь используются устройства для технологического дренажа.

Глубина укладки водоводов определена с учётом солёности воды и технических условий и принята не менее 1,0 м до верха трубы в соответствии с п. 9.3.2 СП 284.1325800.2016, что не противоречит требованиям п.10.1.34 ГОСТ 32569-2013.

#### **Сварочные работы**

Соединение трубопроводов и деталей между собой предусматривается ручной электродуговой сваркой при помощи электродов Э-50А по ГОСТ 9467-75\*, также допускается применение импортных сертифицированных аналогов.

Сварные соединения надземных трубопроводов предусмотрено располагать на расстоянии не менее 100 мм от края опоры.

#### **Теплоизоляционные работы**

Во избежание замерзания продукта все надземные участки трубопроводов - дренажа, водоводов, нефтегазопроводов прокладываются в тепловой изоляции.

Для сохранения температуры транспортируемого продукта, уменьшения тепловых потерь и образования гидратных пробок надземные участки трубопроводов теплоизолируются матами «URSA-GEO M-25», толщиной 50 мм, производства ООО «УРСА Евразия», по ТУ 5763-001-71451657-2004. Для защиты тепловой изоляции от атмосферных осадков и механических повреждений применяется сталь тонколистовая, оцинкованная, толщиной 0,5 мм по ГОСТ 14918-80.

Теплоизоляция арматуры предусмотрена с помощью быстросъемных теплоизоляционных термочехлов K-FLEX JACKET по ТУ 5768-001-75218277-13.

Термочехлы позволяют проводить периодический осмотр, техническое обслуживание, ремонт или замену трубной арматуры и прочего оборудования.

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

						Д013330220000-ИЛО6.ТЧ	Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата		16

### Мероприятия по защите от коррозии

Для защиты оборудования и трубопроводов от внутренней, атмосферной и почвенной коррозии предусмотрены следующие мероприятия:

- защита подземных трубопроводов от наружной коррозии обеспечивается применением труб с заводским наружным двухслойным защитным покрытием на основе экструдированного полиэтилена по ТУ 1390-004-32256008-03
- защита надземных участков трубопроводов и арматуры от атмосферной коррозии осуществляется лакокрасочными покрытиями: грунтовка ГФ-021 по ГОСТ 25129-2020 один слой, эмаль ПФ-115 по ГОСТ 6465-76 в 2 слоя.

Трубопроводы и арматура окрашиваются опознавательной краской в соответствии с требованиями Методических указаний МУ-УОВ-01-01 АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова и требованиями ГОСТ 14202-69.

Изоляция сварных стыков подземного трубопровода предусмотрена изоляционными материалами по ТУ 5774-007-94274904-2012:

- для труб комплектом изоляционных материалов ПИК с применением термоусаживающей муфты ИЗТМ-Р;
- для фасонных изделий (отводы, тройники и т.д.) комплектом изоляционных материалов ПИК с применением полимерной оберточной ленты с липким слоем ПВХ.

### Очистка полости и испытание

Согласно ФНП «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» величина давления испытания на прочность должна составлять не менее:

$$P_{\text{исп}} = 1,25 \times P_p \times [\sigma]_{20} / [\sigma]_t, \text{ но не менее } 0,2 \text{ МПа, где}$$

$P_p$  – расчётное давление трубопровода, МПа;

$[\sigma]_{20}$  – допускаемое напряжение для материалов трубопроводов при 20°C;

$[\sigma]_t$  – допускаемое напряжение для материалов трубопроводов при максимальной положительной расчетной температуре.

Испытательные давления проектируемых трубопроводов приведены в таблицах 1.5.7-1.5.9.

Испытания проводятся водой с температурой не ниже плюс 5 °С и не выше плюс 40 °С при температуре окружающего воздуха не ниже 0 °С.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Д013330220000-ИЛО6.ТЧ

Лист

17

Для опорожнения надземных трубопроводов от воды при гидроиспытаниях в низших точках трубопроводов предусмотрены дренажные устройства – вентили (задвижки).

В рабочем режиме спускники должны быть закрыты, заглушены и тщательно затеплоизолированы.

Трубопроводы транспортирующие среды группы А и Б помимо гидравлического испытания должны быть подвергнуты дополнительному пневматическому испытанию на герметичность рабочим давлением.

Параметры и продолжительность испытаний приведены в томе 6.1.

### **Промывка и продувка трубопроводов**

Все работы по очистке полости технологических трубопроводов выполняются в соответствии с ГОСТ 3269-2013. Очистка полости трубопроводов предусмотрена промывкой водой со скоростью 1-1,5 м/с.

После промывки трубопровод должен быть полностью опорожнен и продут воздухом или инертным газом. Продувка осуществляется под давлением равным рабочему давлению в трубопроводе, но не более 4 МПа. Продувка дренажных трубопроводов и трубопровода сброса масла производится под давлением не более 0,1 МПа.

### **Контроль качества сварных соединений и изоляционных покрытий**

Объём контроля сварных стыков трубопроводов назначен в соответствии с таблицей 12.3 ГОСТ 32569-2013. Монтажные стыки высоконапорных водоводов подлежат 100% контролю ультразвуковым или радиографическим методами.

Монтажные стыки трубопроводов подлежат контролю ультразвуковым или радиографическим методом для I (группы А/б) категории в объёме 20 % от общего числа сваренных каждым сварщиком (но не менее одного) соединений, для II категории 10 %, для III категории 2 %.

Для стыков трубопроводов V категории предусмотрен пооперационный контроль согласно п.12.3.2 ГОСТ 32569-2013.

### **2 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд**

Для работы проектируемых сооружений требуется электроэнергия. Сведения по электроснабжению объекта представлены в томе 5.1.1.

Физико-химические свойства пластовой воды, нефти и газа приведены в таблицах 4.1-4.4.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			Д013330220000-ИЛО6.ТЧ						
			Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	

Для системы смазки подшипников электродвигателей и насосов кустовых насосных станций применяются смазочные материалы (масло промышленное МИ-20А, масло турбинное ТП-22).

Конкретные типы и расходы смазочных материалов уточняются в процессе эксплуатации.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Д013330220000-ИЛО6.ТЧ		Лист
											19

### 3 Описание источников поступления сырья и материалов

Источником поступления сырья для установок месторождения являются добывающие скважины.

Источником поступления пластовой воды для системы ППД является отсепарированная из добытой жидкости на ТВО вода.

Вода для закачки в пласт должна удовлетворять требования ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству»: содержание мех. примесей должно быть не более 30мг/дм<sup>3</sup>, массовая концентрация нефти – не более 50 мг/дм<sup>3</sup>.

Внутри кустовых насосных станций предусмотрены масляные баки, заправка которых осуществляется от передвижных средств.

Изм	Кол.уч	Лист	№доку.	Подпись	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Д013330220000-ИЛО6.ТЧ		Лист
											20

#### 4 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Продукция скважин представляет собой нефтегазовую эмульсию, основные свойства пластовой нефти, воды и газа представлены в таблицах 4.1, 4.2, 4.3, 4.4.

Таблица 4.1– Свойства пластовой нефти

Параметр	Объект разработки	
	Каширо-подольские отложения	Терригенная толща нижнего карбона
Давление насыщения нефти газом, МПа	1,53	8,2
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	13,1	16,4
Начальная пластовая температура, °С	21,2	26
Начальное пластовое давление, МПа	8,4	11,9
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	12,74	24,16
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0,863	0,882

Физико-химические свойства разгазированной нефти представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Физико-химические свойства разгазированной нефти

Наименование	Объект разработки	
	Каширо-подольские отложения	Терригенная толща нижнего карбона
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с при 20 °С	17,50	40,50
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0,874	0,891
Обводненность, %	45,70	93,60
Содержание смол силикагелевых, %	17,24	19,82
Содержание асфальтенов, %	4,33	5,06
Содержание серы в нефти, %	2,37	2,53
Содержание парафина в нефти, %	2,80	3,44
Температура плавления парафина, °С	49-58	46-54
Выход легких фракций при нагревании нефти до 300 °С, %	39,4	18,7

Компонентный состав нефтяного газа приведён в таблице 4.3.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист 21
			Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	

Д013330220000-ИЛО6.ТЧ



Таблица 4.3 - Компонентный состав нефтяного газа

Параметр	Каширо-подольские отложения	Терригенная толща нижнего карбона
	выделившийся газ при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях, %	
	Значение	Значение
Азот	46,08	9,08
Сероводород	-	-
Метан	7,89	5,0
Этан	12,60	24,81
Пропан	17,78	34,2
н-бутан	-	10,57
н-Пентан	-	2,03
и-бутан	9,79	6,17
и-Пентан	2,79	4,0
Гексан	1,15	0,97
Гептан (и высшие)	-	0,15
Углекислый газ	1,76	-
Плотность абсолютная, кг/м <sup>3</sup>	1,46	1,79

По своему составу растворенный в нефти газ является углеводородно-азотным.

Таблица 4.4 - Свойства и состав пластовых вод

Наименование параметра	Каширо-подольские отложения	Терригенная толща нижнего карбона
	Средние значения	
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,181	1,169
Вязкость в условиях пласта, мПа*с	1,6	1,7
Общая минерализация, г/л	271,8	227,4
Водородный показатель, рН	6,95	6
Жесткость общая, (мг-экв/л)	-	-
Химический состав вод, (мг/л)		
- Na <sup>++</sup> К <sup>+</sup>	89,08	67,55
- Са <sup>+2</sup>	10,99	12,66
- Mg <sup>+2</sup>	3,27	4,8
- Cl <sup>-</sup>	166,2	143,5
- HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,14	0,13
- CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	-	-
- SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	0,76	0,95
- NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	-	156,9
- Br <sup>-</sup>	274	385,3
- J <sup>-</sup>	-	11,2

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Д013330220000-ИЛО6.ТЧ

Лист

22

Наименование параметра	Каширо-подольские отложения	Терригенная толща нижнего карбона
	Средние значения	
- B+3	-	12
- Li+	3,1	4,4
- Sr+2	250	246,9
- Rb+	-	-
- Cs+	-	-
Химический тип воды, преимущественный (по В.А.Сулину)	Хлоркальциевый	
Количество исследованных проб	235	22

В гидрохимическом отношении пластовые воды месторождения являются рассолами хлоркальциевого типа с плотностью 1,163-1,181 г/см<sup>3</sup>. Средняя минерализация продуктивных горизонтов 238,4 и 263 г/л. По содержанию микрокомпонентов попутно добываемая вода типична для водоносных комплексов, вмещающих продуктивные пласты, изученные в Удмуртской Республике.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Ивн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Д013330220000-ИЛО6.ТЧ	Лист
										23

## 5 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

На проектируемых площадках принят минимальный объем оборудования, требуемый для обеспечения процесса добычи нефти и закачки воды в систему ППД.

Основные показатели и характеристики оборудования приведены в п. 1.5.

Для контроля скорости коррозии на проектируемых трубопроводах предусмотрена установка узлов контроля коррозии. В качестве узлов контроля коррозии предусмотрен узел контроля коррозии производства ООО НПП «Сонар» в составе:

- зонд гравиметрический ОСК (РАСТ.040000.402-03-040);
- устройство ввода с краном (РАСТ.298070.000).

Технические характеристики зонда гравиметрического ОСК:

- номинальное давление – 4,0 МПа;
- диаметр трубопровода – от 89 мм;
- температура рабочей среды – до 200 0С;
- класс герметичности – А по ГОСТ 9544-2015;
- маркировка взрывозащиты - II Ga с ПС ТХ.

Места установки узлов контроля коррозии приведены на технологической схеме площадки ТВО-5 (графическая часть тома лист 1).

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		Д013330220000-ИЛО6.ТЧ	Лист
							24
Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

### 6 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования

На месторождении по технологии отсутствует необходимость в механизации трудоёмких процессов.

При проведении профилактических и ремонтных работ на наружной технологической площадке должен быть задействован кран подъемный передвижной.

В проектируемых насосных предусмотрена таль ручная во взрывобезопасном исполнении с монорельсами двутавровыми для подъема элементов трубопроводной обвязки и арматуры, ремонта насоса или электродвигателя.

Блочные насосные поставляются в комплекте с таями.

Изм	Кол.уч	Лист	№доку.	Подпись	Дата	Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист	
									25	
Д013330220000-ИЛО6.ТЧ									Лист	
									25	

## 7 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям

### 7.1 Оборудование

Основные требования к технологическому оборудованию представлены в опросных листах, приложенных к тому 5.7.1.1. В документации указаны только расчётные параметры, требования к техническим устройствам необходимых для выполнения технологических процессов.

Технологическое оборудование, находящиеся в эксплуатации, подлежат периодическому обследованию, диагностике, позволяющей определить необходимость и вид ремонта, а также остаточный срок службы. Исправность запорной арматуры подлежит периодической проверке в соответствии с утвержденным графиком.

Периодическое обслуживание осуществляется текущим техническим персоналом ЦДНГ-2 и техническим персоналом ЦППД.

Принятое оборудование полностью соответствует требованиям промышленной безопасности, прочности, надежности с учетом условий эксплуатации и имеет все необходимые разрешительные документы.

Обязательным условием применения оборудования является наличие сертификата соответствия, разрешения Ростехнадзора на применение на опасных производственных объектах.

### 7.2 Здания, строения и сооружения

Классификация проектируемых объектов по категориям и классам взрывопожарной и пожарной опасности приведена в таблице 7.1.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Д013330220000-ИЛО6.ТЧ	Лист
										26

Таблица 7.1 – Классификация проектируемых объектов по категориям и классам взрывопожарной и пожарной опасности.

Сооружения	Категория производства по взрыво- и пожаро-опасности и по СП 12.13130.2009	Класс взрыво-пожарной опасности (по ПУЭ)	Категория и группа взрыво-пожарной смеси (по ПУЭ)	Класс взрыво-опасных зон по ГОСТ Р 51330.9-99	Категория взрывоопасности технологических блоков*
Трубный водоотделитель	АН	В-1г	ПА-ТЗ	2	III
Ёмкость дренажная	АН	В-1г	ПА-ТЗ	2	III
Фильтр потоковый	АН	В-1г	ПА-ТЗ	2	III
Насосный блок	В4	–	–	–	–
Блок маслосистемы	В1	–	–	–	–

\*Категория взрывоопасности технологических блоков принята на основании расчета энергетических потенциалов.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист	27

### 8 Сведения о расчётной численности, профессионально-квалификационном составе работников

Эксплуатация проектируемых объектов полностью автоматизирована и не требует постоянного обслуживания. Периодическое обслуживание осуществляется текущим техническим персоналом ЦДНГ-2 и техническим персоналом ЦППД.

Доставка персонала на рабочее место осуществлена служебным автомобильным транспортом. Дополнительный набор персонала не требуется.

Все работники, занятые на обслуживании опасных производственных объектах, к самостоятельной работе допускаются после прохождения инструктажей по безопасному ведению работ и проверке знаний по охране труда.

Проверка знаний работников, обслуживающих опасный производственный объект, на знание правил, инструкций и обязанностей, умение применять их на практике, проводится квалификационной комиссией ежегодно для рабочих и один раз в три года для ИТР в присутствии инспекторов Ростехнадзора.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			Д013330220000-ИЛО6.ТЧ						
Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата				

## 9 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда

### 9.1 Основные мероприятия, обеспечивающие соблюдение требования по охране труда

Основными мероприятиями, обеспечивающими соблюдение требований по охране труда, являются:

- организация обучения, проверка знаний и аттестация работающих по правилам безопасности труда;
- обеспечение безопасной эксплуатации производственного оборудования (своевременным проведением соответствующими службами испытаний и технического освидетельствования аппаратов, работающих под давлением, грузоподъемных машин, контрольных приборов, подлежащих периодическим испытаниям и освидетельствованию, контроль за состоянием предохранительных приспособлений, блокирующих устройств и других технических средств безопасности);
- обеспечение безопасности производственных процессов;
- обеспечение безопасности производственных зданий и сооружений;
- обеспечение и нормализация санитарно-бытовых условий;
- обеспечение работающих средствами индивидуальной защиты;
- обеспечение оптимальных условий труда и отдыха;
- лечебно-профилактическое обслуживание работающих;
- пропаганда охраны труда.

### 9.2 Мероприятия по технике безопасности

Нефть и попутный газ являются взрывопожароопасными веществами. По токсикологическим свойствам нефть относится к умеренно опасным веществам 3-го класса опасности. Пары нефти имеют температуру вспышки ниже 28 °С.

Источником выделения взрывоопасных паров и газа могут служить утечки через неплотности при нарушении герметичности оборудования, технологических узлов и коммуникаций.

С целью снижения опасности и вредности проектируемого объекта предусмотрены следующие мероприятия:

- герметизированная система сбора, транспорта нефти и газа;
- подбор оборудования, арматуры и трубопроводов в соответствии с рабочим давлением, температурой и коррозионностью среды;

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

							Д013330220000-ИЛО6.ТЧ	Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата			29





от 1,9 до 15,0 %. По этим характеристикам нефть и нефтепродукты относят к легковоспламеняющимся веществам.

В связи с этим, необходимо строгое соблюдение мер пожарной безопасности.

Для снижения взрывопожарной опасности предусмотрены следующие мероприятия:

- размещение кустовой площадки на генеральном плане со строгим соблюдением норм противопожарных разрывов;
- герметизированный сбор, транспорт нефти и газа от устьев добывающих скважин до узла врезки в существующую герметизированную систему сбора;
- инструктаж обслуживающего персонала по технике безопасности и пожарной опасности с оформлением на объекте предупреждающих плакатов, знаков и информационных досок с инструкциями основных правил техники безопасности и пожарной безопасности при производстве работ;
- размещение первичных средств пожаротушения на кустовой площадке;
- пожаротушение данного объекта передвижной техникой.

#### 9.4 Промсанитария

Поступающая нефть характеризуется сложным составом и разнообразием химических свойств, что определяет ее различное действие на человека. Нефть является природным жидким токсичным продуктом. Нефть представляет собой смесь органических соединений углеводородов, которые могут проникать в организм человека через органы дыхания, кожу, слизистые оболочки, вызывая острые или хронические отравления.

Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей, бородавок на открытых частях тела.

Острые отравления парами нефти вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния. Нефть содержит легкоиспаряющиеся вещества, опасные для здоровья и жизни человека и для окружающей среды. Предельно допустимые концентрации нефтяных паров и опасных веществ нефти в воздухе рабочей зоны установлены в ГН 2.2.5.1313-03 и ГОСТ 12.1.005-88. Класс опасности нефти определяется по ГОСТ 12.1.007-76.

При перекачке и отборе проб нефть относят к 3-му классу опасности (предельно допустимая концентрация аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны - не более 10 мг/м<sup>3</sup>).

Работающий с нефтью персонал должен знать правила безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004-90.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Д013330220000-ИЛО6.ТЧ	Лист
										31

При отборе проб нефти, проведении испытаний и других производственных операций, необходимо соблюдать общие правила техники безопасности, инструкции по безопасности труда в зависимости от вида работ.

Нефть относят к легковоспламеняющимся жидкостям 3-го класса по ГОСТ 19433-88. Удельная суммарная активность радионуклидов нефти менее 70 кБк/кг (2 нКи/г), что позволяет не относить ее к опасным грузам класса 7.

В целях снижения опасности воздействия вредных веществ на организм человека в проекте предусмотрено:

- размещение оборудования на открытой площадке с целью снижения концентрации углеводородов в воздухе рабочей зоны;
- герметизация оборудования;
- применение индивидуальных средств защиты - шланговых противогазов типа ПШ-1, ПШ-2 и шланговых изолирующих противогазов типа ИП-5 при работе с высокими концентрациями паров и газов;
- применение индивидуальных средств защиты при работах с водонефтяной эмульсией согласно типовым отраслевым нормам, утвержденным в установленном порядке.

#### **9.5 Мероприятия по обеспечению санитарно-эпидемиологического благополучия населения и работающего персонала**

Основными вредными производственными факторами, воздействующими на работников являются: производственный шум, вибрация, электромагнитное излучение, радиация, движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования, статическое электричество, напряжение в электрической цепи, химические факторы (нефть, попутный газ, пластовая вода), пониженная в зимний и повышенная в летний периоды температура воздуха, атмосферные осадки, патогенные микроорганизмы (вирусы – возбудители энцефалита, лаймборрелиоза, простейшие – возбудители геморрагической лихорадки).

#### **9.6 Мероприятия по недопущению вредного воздействия на работающий персонал**

- обеспечение средствами коллективной и индивидуальной защиты, в том числе сертифицированной спецодеждой, спецобувью и предохранительными приспособлениями в соответствии с приказом МЗ и СР РФ от 01.06.2009 г. №290н;
- допуск к работе по результатам проведения предварительных и периодических медицинских осмотров согласно приказа МЗ и СР РФ от 12.04.2011 г. №302н;

Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	Д013330220000-ИЛО6.ТЧ	Лист
							32
Ивн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

- проведение профилактических мер и прививок по предотвращению заражения природно-очаговыми инфекциями;
- аптечки первой помощи в бытовых помещениях

### 9.7 Профилактические и ремонтные работы

На время проведения профилактических и ремонтных работ технологического оборудования наружных установок на открытой территории в качестве местных укрытий от осадков, ветра, снежных и песчаных заносов, инсоляции используют комфортабельные передвижные вахтовые вагоны-дома «Кедр», изготовленные по ТУ 4525-004-05786028-2006.

### 9.8 Контроль за содержанием вредных веществ в воздухе

Для осуществления контроля за содержанием вредных веществ в воздухе на территории площадки ТВО проектом предусмотрены:

- портативные взрывозащищённые ExdiaПСТ4 газоанализаторы CasAlertMicro 5 для периодического определения ДВК горючих газов и паров;
- для периодического определения предельно допустимых концентраций (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны предусмотрены переносные взрывозащищённые 1ExiaПВТ4 газоанализаторы БИНОМ-2В, определяемый газ и пар – метанол;
- стационарные датчики ДВК, установленные заводом-изготовителем для постоянного контроля ДВК в помещении ГЗУ.

### 9.9 Мероприятия для безопасной работы с химреагентом

Применение реагента должно осуществляться при соблюдении общих санитарно-гигиенических требований по ГОСТ 12.1.005-88, общих требований безопасности и промсанитарии по ГОСТ 12.1.007.76, Федеральных норм и правил Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

С целью исключения возможности попадания реагента в воздух рабочей зоны следует обеспечить механизацию работ при применении реагента, полную герметичность емкостей, оборудования, коммуникаций и средств отбора проб.

К работе с реагентами следует допускать лиц не моложе 18 лет, прошедших обучение согласно «Положению о порядке обучения рабочих и инженерно-технических работников безопасным методам работы на предприятиях и организациях НИЛ», требованиям инструкции по применению реагентов и ознакомленных с вредным воздействием их на организм.

Беременные женщины, кормящие матери и лица, имеющие заболевания печени, почек, кожи к работе с химреагентами не допускаются.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	Д013330220000-ИЛО6.ТЧ		Лист
											33

При работе с реагентами следует пользоваться респираторами типа РУ 60-М-В, спецодеждой и спецобувью, а также защитными очками, защитными щитками, перчатками, согласно приказа МЗ и СР РФ от 01.06.2009 г. №290н.

Дегазация загрязненности реагентом спецодежды производится кипячением в растворе соды с массовой долей 5% в течение 1-2 часов или замачивании в течение суток в том же растворе.

Обслуживающий персонал, имеющий контакт с реагентами должен проходить периодический медицинский осмотр.

Все производственные бригады и места работ должны быть обеспечены аптечками.

Во избежание вдыхания паров во время проведения рабочих операций (замер, отбор проб и др.) необходимо становиться с наветренной стороны или пользоваться шланговым респиратором.

Необходимо максимальное ограничение возможности прямого контакта композиции с кожей и слизистыми оболочками.

При появлении признаков отравления (головной боли, головокружения, тошноты, рвоты, потери аппетита, сна) следует обратиться к врачу и сообщить руководителю работ.

Запрещается переливать реагент вблизи источников нагревания, искрения, открытого огня. Оборудование и трубопроводы должны быть заземлены, все рабочие места должны быть обеспечены средствами пожаротушения.

При загорании деэмульгатора в качестве средств пожаротушения использовать песок, пенные и углекислотные огнетушители, инертный газ, асбестовое полотно.

При необходимости проведения ремонтных работ трубопроводы должны быть освобождены от реагента.

#### **10 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе.**

Пункты управления проектируемыми технологическими установками (верхний уровень АСУ ТП) – существующий и не реконструируется по данному титулу работ.

Основные решения по контролю и автоматизации приведены в томе 5.7.4.

Изм	Кол.уч	Лист	№доку	Подпись	Дата	Изм. инв. №	Подп. и дата	Изм. № подл.	Д013330220000-ИЛО6.ТЧ	Лист
										34

### 11 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники

Источниками выделения и выбросов ЗВ в период эксплуатации объекта являются: дренажная ёмкость и свеча рассеивания.

Значения максимально-разовых и суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от загрязняющих веществ на период эксплуатации определены в томе 8.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д013330220000-ИЛО6.ТЧ	

## **12 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду**

Сокращение вредных выбросов в окружающую среду достигается комплексом мероприятий и технико-технологических решений:

- обеспечением герметичности оборудования и трубопроводов;
- применение арматуры класса герметичности «А» по ГОСТ 9544-2015;
- применением автоматизированной системы управления технологическим процессом;
- применением герметичной системы дренажа оборудования и трубопроводов.

Технологическое оборудование и трубопроводы соответствуют требованиям безопасности, прочности, коррозионной стойкости и надежности в соответствии с требованиями ГОСТ 2.114, ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 25.504, ГОСТ 9.101, ГОСТ 27.001, с учетом условий эксплуатации, установленных технологическим регламентом ТР ТС 010/2011.

Стационарные стальные трубопроводы соответствуют требованиям ГОСТ 32569-2013.

Технологическое оборудование и трубопроводы приняты преимущественно цельносварной конструкции с минимальным количеством соединяемых элементов.

Фланцевые соединения технологического оборудования, подвергающиеся по условиям технологического процесса периодической разборке и сборке, соответствуют нормативным документам Ростехнадзора России, определяющим срок эксплуатации, порядок контроля за состоянием и периодичность замены всех элементов, обеспечивающих нормированные прочностные характеристики крепежных деталей и герметичность соединений.

Качество изготовления технологического оборудования и трубопроводов должно соответствовать требованиям нормативных документов, паспортным данным и сертификатам завода-изготовителя.

В паспортах оборудования, трубопроводной арматуры, средств защиты и приборной техники указываются показатели надежности, предусмотренные государственными стандартами РФ.

Взам. инв. №																						
Подп. и дата																						
Инв. № подл.																						
Изм	Кол.уч	Лист	№докум.	Подпись	Дата	Д013330220000-ИЛО6.ТЧ															Лист	
																					36	

### 13 Сведения о виде, составе и планируемом объёме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов

Процесс работы ТБО непосредственно связан с появлением производственных отходов:

- от очистки дренажных ёмкостей образуется шлам. Утилизация шлама предусмотрена в шламовый амбар месторождения.

- лом черных металлов несортированный образуется при обслуживании, проведении текущего ремонта. Накопление осуществляется на специально отведенных площадках, расположенных на территории УПН "Вятка". С площадки для хранения лом реализуется специализированным организациям.

- обтирочный материал, загрязненный маслами (содержание масел менее 15%), образуется при обслуживании оборудования. Накопление осуществляется в металлическом контейнере ( $V=1 \text{ м}^3$ ), по мере накопления вывозится на полигон ТБО.

- резиноасбестовые отходы (в том числе изделия отработанные и брак) – прокладочный материал паронит, образуется при замене прокладочного материала на задвижках. Накопление осуществляется в контейнере ТБО, расположенном на кусте, по мере накопления вывозится на полигон ТБО.

- лом и отходы черных металлов с примесями или загрязненные опасными веществами (тара железная, загрязненная засохшими лакокрасочными материалами, не содержащая растворители и тяжелые металлы) образуется при покраске оборудования. Накопление осуществляется на площадке около контейнера ТБО. По мере образования вместе с мусором ТБО вывозится на полигон ТБО.

- от уборки территории образуется смет с территорий. Накопление осуществляется в металлическом контейнере вместе с ТБО, вывоз осуществляется на полигон ТБО.

- при замене люминесцентных ламп, исчерпавших ресурс времени работы, образуются люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак. Накопление осуществляется на территории УПН «Вятка» в отдельном помещении в таре завода-изготовителя. Люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак передаются на демеркуризацию.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Д013330220000-ИЛО6.ТЧ

Лист

37



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

Ведение технологического процесса добычи нефти и закачки воды в систему ППД должно осуществляться строго в соответствии с технологическим регламентом работы месторождения.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Д013330220000-ИЛО6.ТЧ	Лист
										38

**15 Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов**

Для предотвращения терактов на проектируемых площадках следует соблюдать следующие мероприятия:

- проведение регулярных выездов, ночных проверок специализированным охранным предприятием, для проведения надежности охраны потенциально опасного объекта;
- проведения с персоналом периодических занятий по действиям при обнаружении подозрительных предметов;
- периодическое освещение на информационном уголке правил поведения при угрозе и проведении терактов;
- организация системы связи для оповещения в случаях угрозы проведения терактов;
- разработка планов действий и проведение обучения персонала в случае атаки террористов.

Проектными решениями предусмотрена сигнализация несанкционированного доступа в помещения БКНС, к контроллеру телемеханики, к комплектной трансформаторной подстанции КТП с передачей сигнала на автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора в центральную инженерно-техническую службу ЦИТС нефтегазодобывающего управления НГДУ-1 АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова.

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

### 16 Перечень нормативных документов

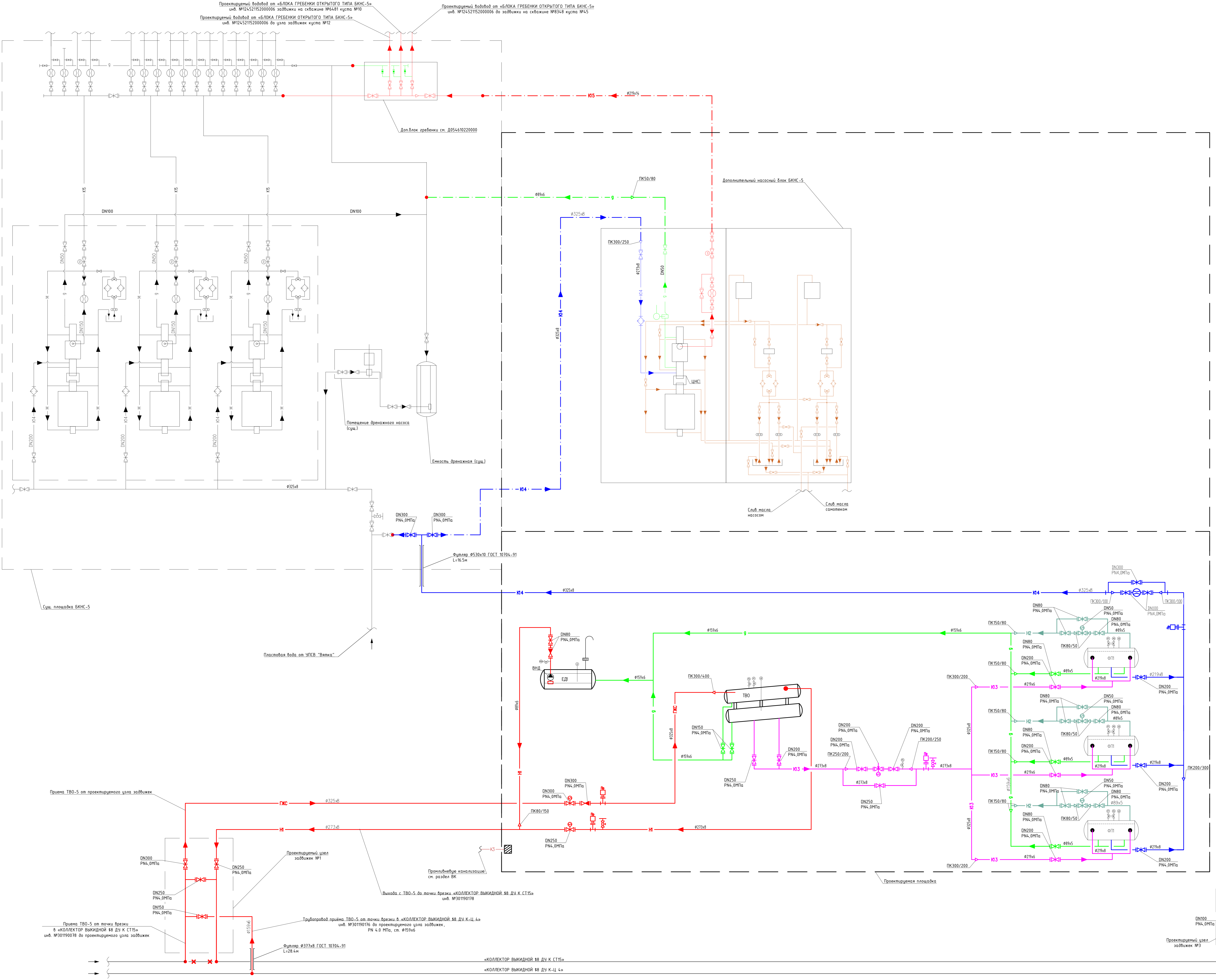
1. ГОСТ Р 58367-2019 Национальный стандарт Российской Федерации. Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование;
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;
4. ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки
5. ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах
6. ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия
7. ОСТ 39-225-88 Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству
8. Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 О противопожарном режиме
9. Свод правил СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности
10. Правила устройства электроустановок ПУЭ издание 7.

Изм	Кол.уч	Лист	№доку.	Подпись	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Д013330220000-ИЛО6.ТЧ		Лист
											40

### Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений								
Изм.	Номер листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	Измененных	Замененных	Новых	Аннулированных				

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д013330220000-ИЛО6.ТЧ	Лист
							41

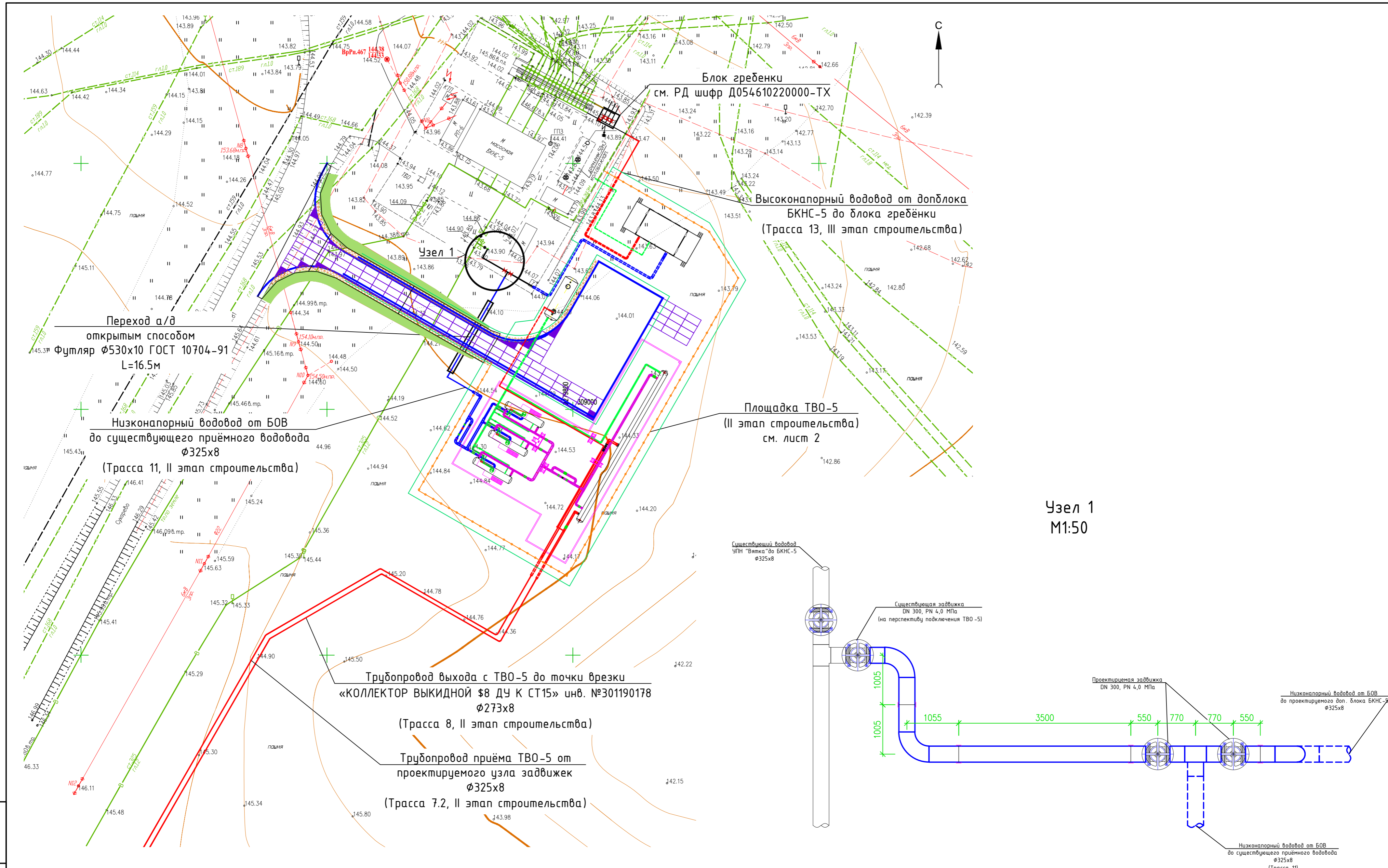


Экспликация проектируемого оборудования

Обознач.	Наименование	Кол-во	Примечание
ТВО	Трубный водоотвешель DN1400/1400, PN 4,0 МПа	1	ТВО (I этап)
ЕД1	Емкость плавящая фрезанная объемом 63 м3, PN 0,07 МПа	1	ЕД1-63 (I этап)
ВВД	Вертикальный полупогружной насос с максимальной подачей 12,5 м3/час, с максимальным давлением на выходе 4 МПа	1	ВВД-12,5/400 (I этап)
ФП1.3	Фильтр потоковый PN 4,0 МПа	3	ФП1-14-1400 (I этап)
ЦНС	Насос центробежный для пластовой воды с расходом 300м³/ч и напором 1290м	1	ЦНС 300-1290 (III этап)

- Условные обозначения
- K3 Трубопровод неочищенной пластовой воды
  - K4 Трубопровод очищенной и дегазированной пластовой воды
  - K5 Высоконапорный трубопровод очищенной пластовой воды
  - K6 Трубопровод газожидкостной смеси
  - K7 Трубопровод частично обезжелезеной нефти
  - K8 Трубопровод уловленной нефти
  - K9 Трубопровод дренажа
  - K10 Канализация производственно-бытовая
  - K11 Датчик давления
  - K12 Электромеханический манометр
  - K13 Датчик уровня
  - K14 Межфазный регулятор уровня
  - K15 Вентиль узловой
  - K16 Клапан регулирующий
  - K17 задвижка фланцевая
  - K18 Клапан обратный фланцевый
  - K19 задвижка электроприводная фланцевая
  - K20 Регулятор уровня
  - K21 Переход
  - K22 Проходной фланец
  - K23 Двухфазный колодезь
  - K24 Очиститель
  - K25 Насос погружной
  - K26 Узел контроля коррозии
  - K27 Социализатор уровня ультразвуковой
  - K28 Расходомер
  - K29 Фильтр сетчатый (фланцевый)
  - K30 Проектируемый трубопровод в корпусе
  - K31 проектируемый трубопровод в II этапе строительства
  - K32 проектируемый трубопровод в III этапе строительства

Д013330220000-И/006.Г/4				
Обустройство Витской площадки Арланского нефтяного месторождения ТВО-5, расширение БКНС-5				
Изм.	№	Лист	Дата	Подпись
Разработчик	Кочетков	16	04.23	
Проверщик	Разышков	17	04.23	
Исполнитель	Артемьева	18	04.23	
Технологические решения				Стр. №
Технологическая схема				Лист №
000 "Транснефтегазстрой"				Лист №



Блок гребенки  
см. РД шифр Д054610220000-ТХ

Высоконапорный водовод от допблока  
БКНС-5 до блока гребенки  
(Трасса 13, III этап строительства)

Переход а/д  
открытым способом  
Футляр  $\Phi 530 \times 10$  ГОСТ 10704-91  
L=16.5м

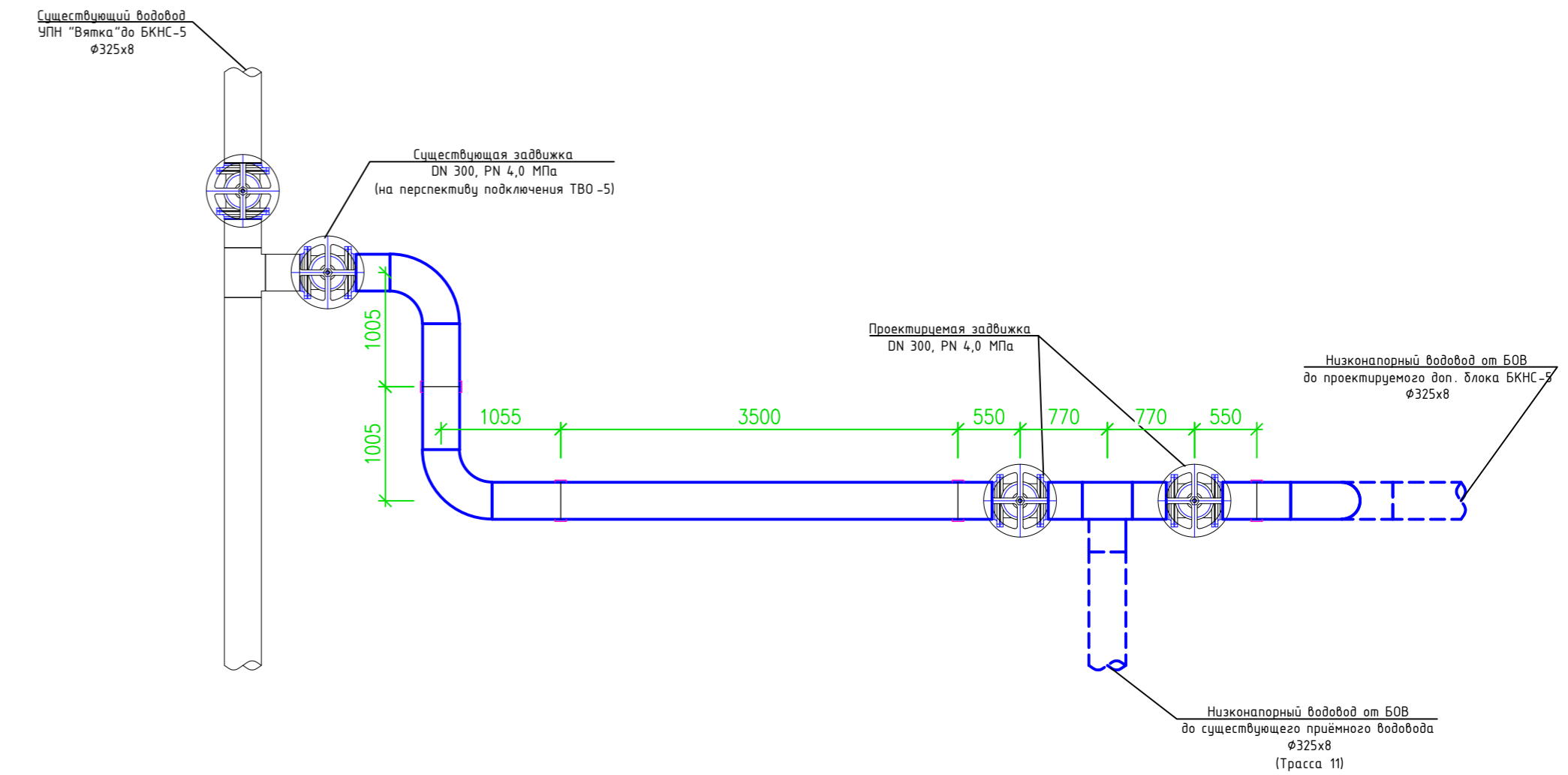
Низконапорный водовод от БОВ  
до существующего приемного водовода  
 $\Phi 325 \times 8$   
(Трасса 11, II этап строительства)

Площадка ТВО-5  
(II этап строительства)  
см. лист 2

Узел 1  
М1:50

Трубопровод выхода с ТВО-5 до точки врезки  
«КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ  $\Phi 8$  ДУ К СТ15» инв. №301190178  
 $\Phi 273 \times 8$   
(Трасса 8, II этап строительства)

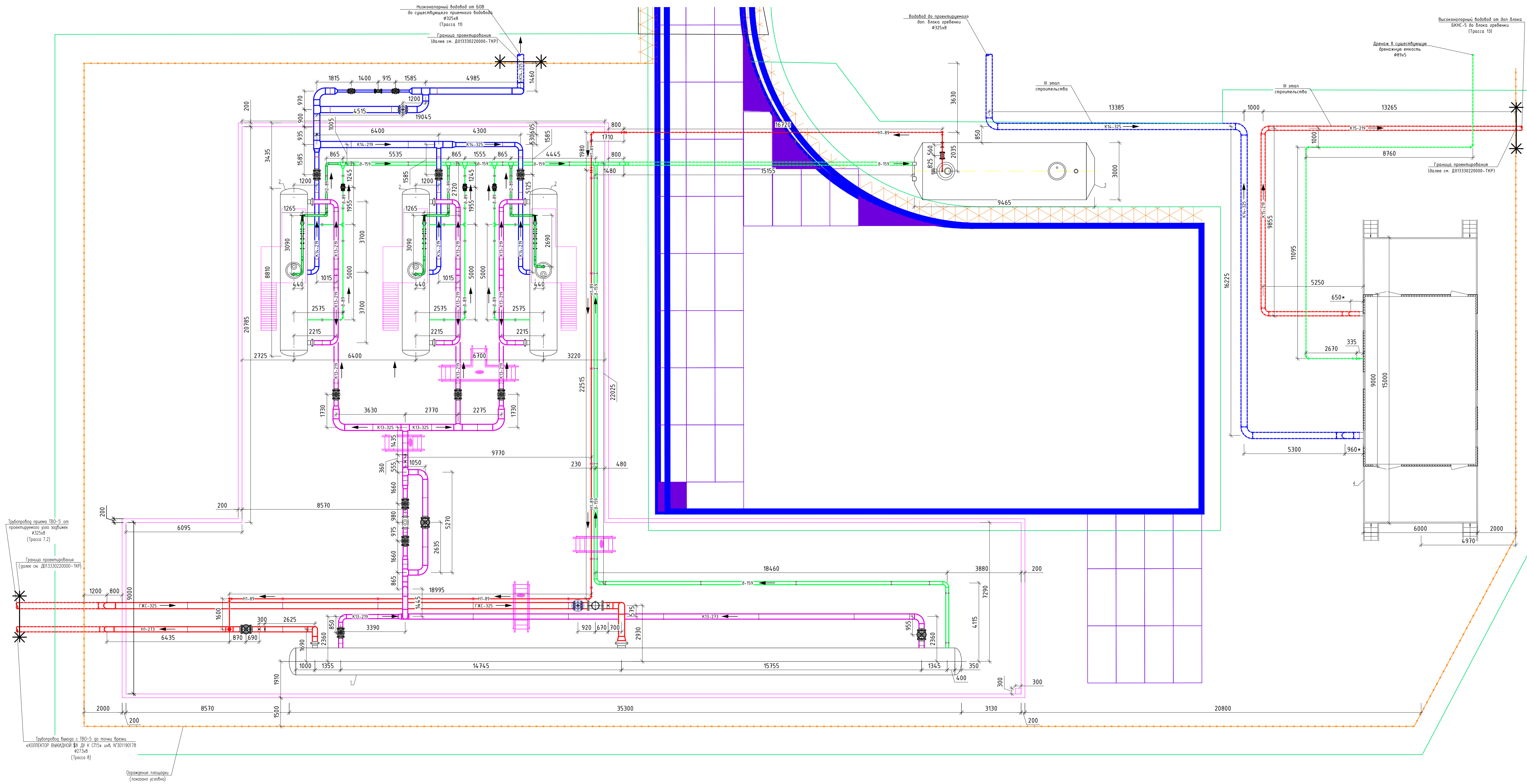
Трубопровод приёма ТВО-5 от  
проектируемого узла задвижек  
 $\Phi 325 \times 8$   
(Трасса 7.2, II этап строительства)



Взам. инв. N  
Подпись и дата  
Инф. N подл.

Д013330220000-ИЛО6.ГЧ					
Обустройство Вятской площадки Арланского нефтяного месторождения. ТВО-5, расширение БКНС-5					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал	Кочетков				04.23
Проверил	Разиньков				04.23
Технологические решения				Стадия	Лист
				П	2
Н.контр. Артемьева				Дата	04.23
Ситуационный план. М1:500.				ООО "Трансэнергострой"	

План М1:100



Экспликация зданий и сооружений			
№	Наименование	Кол-во	Примечание
1	ТВО	1	II Этап стр.
2	БОВ (фильтры потоковые-3шт)	1	II Этап стр.
3	Дренажная емкость	1	II Этап стр.
4	Дополнительный блок БКНС	1	III Этап стр.

- Примечание:  
 1. Строительная часть показана условно.  
 2. Смотреть совместно с листом 2.

Д013330220000-ИЛО6.ГЧ						
Обустройство Вятской площадки Арланского нефтяного месторождения. ТВО-5, расширение БКНС-5						
Изм.	Кол-во	Лист № док	Подпись	Дата		
Разработал	Кочетков	04.23			Технологические решения	
Проверил	Разинков	04.23				
Н.контр.	Артемьева	04.23			План площадки ТВО-5. М1:100.	
				Статус	Лист	Листов
				П	3	
				000 "Транснефтегазстрой"		