



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«ТРАНСЭНЕРГОСТРОЙ»**

**«Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения.  
Расширение БКНС-4а. ТВО-4а»**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

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

**Часть 6. Технологические решения**

**Д050210150000-3-ИЛО6**

**Том 4.6**

Изм.	№док.	Подп.	Дата
1	13-22		07.22
2	24-22		10.22



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«ТРАНСЭНЕРГОСТРОЙ»**

**«Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения.  
Расширение БКНС-4а. ТВО-4а»**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

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

**Часть 6. Технологические решения**

**Д050210150000-3-ИЛО6**

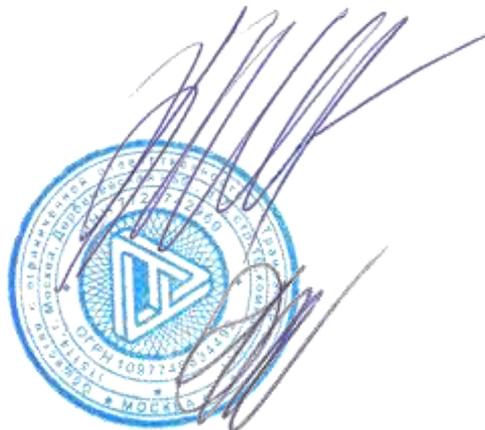
**Том 4.6**

Генеральный директор

И.В. Вьюницкий

Главный инженер

В.А. Клитников



Обозначение	Наименование	Примечание
	Содержание тома	Сквозная нумерация
Д050210150000-3-ИЛО6.С	Содержание тома	2
Д050210150000-3-ИЛО6.ТЧ	Текстовая часть	3-44
Приложение А	Дополнительный блок БКНС-4а. Документация от завода изготовителя.	45-49
Приложение Б	Корпус фильтра-сепаратора. Сборочный чертеж.	50
Приложение В	Трубный водоотделитель. Сборочный чертеж	51
Приложение Г	Теплотехнический расчет времени до начала замерзания воды в надземных участках водоводов	52
Приложение Д	Акт В-1 2022.08.33 анализ воды ТВО-4а БКНС-4а	53
Приложение Е	Письмо АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова № ЗС-07/1094 от 31.10.2022	54
Д050210150000-3-ИЛО6.ГЧ	Графическая часть	
	Лист 1. Площадка ТВО-4а. Технологическая схема	55
	Лист 2. Площадка ТВО-4а. План М1:200	56
	Лист 3. Площадка БОВ. Технологическая схема	57
	Лист 4. Площадка БОВ. План М1:100	58
	Лист 5. Площадка БКНС-4а. Технологическая схема	59
	Лист 6. БКНС-4а. План М1:100	60

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	Д050210150000-3-ИЛО6.С			
Разраб.		Кочетков			09.19	Содержание тома	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Губин			09.19		П		1
Н.контр.		Артемьева			09.19		ООО "Трансэнергострой"		



10 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ. ....	36
11 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ .....	37
12 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ .....	38
13 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЁМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ .....	39
14 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ.....	40
15 ОПИСАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА НА ОБЪЕКТ ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И ГРУЗОВ.....	41
16 ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ .....	42
ТАБЛИЦА РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ .....	43

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











	комплекте с полупогружным насосом	Объем емкости - 63 м <sup>3</sup> Масса емкости - 8,8 т Длина емкости - 9,25 м Диаметр емкости – 3 м Производительность насоса-12,5 м <sup>3</sup> /ч Напор-400 м	
ФП	Фильтр потоковый с блоками БГК объемом 13 м <sup>3</sup>	ФП-40-1400 (2 раб.+1 рез.) Макс. производительность 3600 м <sup>3</sup> /сут Масса фильтра- 12 т Длина фильтра - 8,75 м Диаметр фильтра – 1,42 м	3
БНЗ	Насосный блок с насосом ЦНС 240-1290	Габаритные размеры 9х3х3,9 м Масса блока -20 т Номинальная подача насоса – 240 м <sup>3</sup> /ч Напор при номинальной подаче - 1290 м	1

### Трубный водоотделитель

Трубный водоотделитель (ТВО) предназначен для расслоения газонефтяной смеси на отдельные фазы – газ, нефть и воду, осуществляет очистку и сброс пластовой воды.

ТВО выполнен в двухъярусном исполнении. Ярусы соединены между собой уравнительными штуцерами для перетока нефти и пластовой воды.

ТВО изготавливаются по конструкторским чертежам, разработанных институтом ООО «ЦБПО».

Технические характеристики ТВО приведены в таблице 1.5.2.

Таблица 1.5.2 – Технические характеристики ТВО

Техническая характеристика	ТВО-4а
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	– по жидкости на входе в ТВО – 10000 м <sup>3</sup> /сут, в том числе по нефти –300 т/сут; – по жидкости на выходе из ТВО – 3000 м <sup>3</sup> /сут, в том числе по нефти

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Лист

Д050210150000-3-ИЛО6.ТЧ

8

Изм Кол.уч Лист №док Подпись Дата













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:

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

$P$  – 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.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д050210150000-3-ИЛО6.ТЧ	Лист
							15
Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

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

	Нефтепровод					Трубопровод неочищенной пластовой воды (К13)				
	Условный диаметр DN, мм	400	300	250	200	80	350	300	250	200
Расчётное давление, МПа	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Давление испытания, МПа	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72
Наружный диаметр	426	325	273	219	89	377	325	273	219	159
Категория трубопровода (группа среды/подгруппа) S <sub>R</sub> , мм	I (А/б)	I (А/б)	I (А/б)	I (А/б)	I (А/б)	I (А/б)	I (А/б)	I (А/б)	I (А/б)	I (А/б)
Расчётная толщина стенки S <sub>R</sub> , мм, мм	5,2	3,9	3,3	2,6	1,1	4,5	3,9	3,3	2,6	1,9
Отбраковочная толщина стенки, S <sub>отбр</sub> , мм	6,4	4,9	4,3	3,6	2,0	5,5	4,9	4,3	3,6	2,9
Принятая толщина стенки, S <sub>пр</sub> , мм	10	8	8	8	6	9	8	8	8	8
Расчётный срок эксплуатации, Т, лет	18	15,3	18,5	21,8	20	12,4	15,3	18,5	21,8	25,4

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

	Дренажный трубопровод			
	Условный диаметр DN, мм	200	150	80
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 <sub>R</sub> , мм	-	-	-	-
Отбраковочная толщина стенки, S <sub>отбр</sub> , мм	2,5	2,5	2,0	1,5
Принятая толщина стенки, S <sub>пр</sub> , 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)					Низконапорный водовод (К14)		
	Условный диаметр DN, мм	350	250	200	150	100	300	250
Расчётное давление, МПа	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	4	4	4
Давление испытания, МПа	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	5,72	5,72	5,72
Наружный диаметр	377	273	219	159	114	325	273	219
Категория трубопровода (группа)	I	I	I	I	I	V (B)	V (B)	V (B)

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д050210150000-3-ИЛО6.ТЧ	Лист
							16

среды/ подгруппа)	(В)	(В)	(В)	(В)	(В)			
Расчётная толщина стенки $S_R$ , мм	13,8	10,0	8,0	5,8	4,2	3,9	3,3	2,6
Отбраковочная толщина стенки, $S_{отбр}$ , мм	16,5	12,0	9,5	7,1	5,3	4,9	4,3	3,6
Принятая толщина стенки, $S_{пр}$ , мм	22	16	12	10	9	8	8	8
Расчётный срок эксплуатации, Т, лет	27,3	20	12,5	14,7	18,5	15,3	18,5	21,8

Категория внутривысоточных 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.

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 принята не менее 0,7 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

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

Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	Д050210150000-3-ИЛО6.ТЧ			
						Лист	17		

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.

#### **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.

Технологическое оборудование, трубопроводы и арматура окрашиваются опознавательной краской в соответствии с требованиями стандартов 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:

Изм	Кол.уч	Лист	№доку.	Подпись	Дата	Д050210150000-3-ИЛО6.ТЧ	Лист
							18
Ивн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

– 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 ГОСТ 32569-2013 величина давления испытания на прочность должна составлять не менее (выбирается большее значение):

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

$$\text{или } P_{\text{исп}} = 1,43 \times P_p, \text{ где}$$

$P_p$  – 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.

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

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			Д050210150000-3-ИЛО6.ТЧ						
			Изм	Кол.уч	Лист	№доку	Подпись	Дата	



Конкретные типы и расходы химреагентов, смазочных материалов уточняются в процессе эксплуатации.

Изм	Кол.уч	Лист	№доку.	Подпись	Дата	Изм. инв. №	Подп. и дата	Изм. № подл.	Д050210150000-3-ИЛО6.ТЧ	Лист
										21

### 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 30 мг/дм<sup>3</sup>, массовая концентрация нефти – не более 30 мг/дм<sup>3</sup>.

Реагент (деэмульгатор) подается в нефтепроводы при помощи существующих блоков дозирования реагента, предусмотренных существующей схемой нефтесбора месторождения.

Подача реагента (ингибитора коррозии) в водоводы от БКНС-4а производится при помощи существующего блока дозирования реагента, установленного на площадке БКНС-4а.

Для хранения деэмульгатора, ингибитора коррозии предусмотрены расходные ёмкости в блок-боксах установок дозирования химреагентов V=2,5 м<sup>3</sup>. Предусмотрен прием химреагентов от передвижных средств через заливную горловину либо закачкой из бочек шестеренным насосом, расположенным в блок-боксе.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Д050210150000-3-ИЛО6.ТЧ	Лист
										22

#### 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, м3/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/м3	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, мм2/с при 20 °С	17,50	40,50
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м3	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 приведен в таблице 4.3.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д050210150000-3-ИЛО6.ТЧ
									23

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

D050210150000-3-ИЛО6.ТЧ

Лист

24

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.

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			Д050210150000-3-ИЛО6.ТЧ						25
Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

## 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 на проектируемом нефтегазопроводе (выход из ТВО-4а) и на проектируемом низконапорном водоводе (выход из ТВО-4а) – 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-4а (графическая часть тома лист 1).

Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Д050210150000-3-ИЛО6.ТЧ		Лист
											26

### 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	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист
									27
Д050210150000-3-ИЛО6.ТЧ									

## 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.

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	№докум.	Подпись	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Д050210150000-3-ИЛО6.ТЧ	Лист
										28

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	–	–	–	–
Блок гребенки	ДН	–	–	–	–

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д050210150000-3-ИЛО6.ТЧ	Лист
							29





- максимальная автоматизация технологического процесса добычи, сбора, транспорта нефти;
- установка на территории объектов запрещающих плакатов и знаков о грозящей человеку опасности;
- обслуживание оборудования, обученным квалифицированным персоналом;
- защита обслуживающего персонала от поражения электрическим током путём защитного заземления всех металлических частей электрооборудования, нормально не находящегося под напряжением;
- обустройство устьев скважин площадками для обслуживания и ремонта;
- размещение аппаратуры и оборудования на открытых площадках, для исключения загазованности территории;
- контроль наличия паров углеводородов в воздухе рабочей зоны;
- установка датчиков допустимых взрывобезопасных концентраций (ДВК) паров углеводородов в помещении ГЗУ, срабатывающих при достижении 20 % от нижнего концентрационного предела воспламенения (НКПВ);
- контроль монтажных сварных стыков трубопроводов физическими методами в соответствии с действующими нормами и правилами;
- пропарка устьевых комплектов при замазученности оборудования, либо выкидной линии при отложении в ней парафина;
- сбор загрязнённых стоков при ремонте в инвентарные поддоны и ёмкости, которыми оснащены ремонтные бригады.

Мероприятия по предотвращению взрывов и пожаров в технологическом оборудовании разрабатываются с учетом показателей взрывопожароопасности обращающихся веществ при рабочих параметрах процесса.

Проектом предусмотрено оборудование и материалы, обеспечивающие достаточную надежность их работы в полном соответствии с действующими нормами и правилами.

### **9.3 Противопожарные мероприятия**

Нефть является горючим и пожароопасным веществом и характеризуется пределами воспламенения, температурой вспышки и температурой самовоспламенения. Температура вспышки паров различных фракций находится в диапазоне температур от плюс 16 до плюс 20°С, предел взрываемости углеводородных паров в смеси с воздухом находится в диапазоне

Взам. инв. №								Лист
Подп. и дата							Д050210150000-3-ИЛО6.ТЧ	32
Инв. № подл.								
		Изм	Кол.уч	Лист	№доку	Подпись	Дата	

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	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	Д050210150000-3-ИЛО6.ТЧ		Лист
											33

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	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист	34

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

### 9.7 Профилактические и ремонтные работы на кусте скважин

На время проведения профилактических и ремонтных работ технологического оборудования наружных установок на открытой территории куста скважин 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 кустовых площадок проектом предусмотрены:

- портативные взрывозащищённые ExdiaICT4 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 1ExiaIBT4 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.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Д050210150000-3-ИЛО6.ТЧ	Лист
										35

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

При работе с реагентами следует пользоваться респираторами типа РУ 60-М-В, спецодеждой и спецобувью, а также защитными очками, защитными щитками, рукавицами, 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.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			Д050210150000-3-ИЛО6.ТЧ						
			Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	





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

Процесс работы куста 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.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 39
			Д050210150000-3-ИЛО6.ТЧ						
Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата				

**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	Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Д050210150000-3-ИЛО6.ТЧ		Лист
											40

**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-1,2 ПАО «Белкамнефть».

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист	41

### 16 Перечень нормативных документов

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

Изм	Кол.уч	Лист	№доку.	Подпись	Дата	Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Д050210150000-3-ИЛО6.ТЧ		Лист
											42



**Блочная кустовая насосная станция  
с насосом ЦНС 240-1290 АО "АК ОЗНА"  
по заказу ЗАО "Электроснабдыт"  
Компновочное решение**

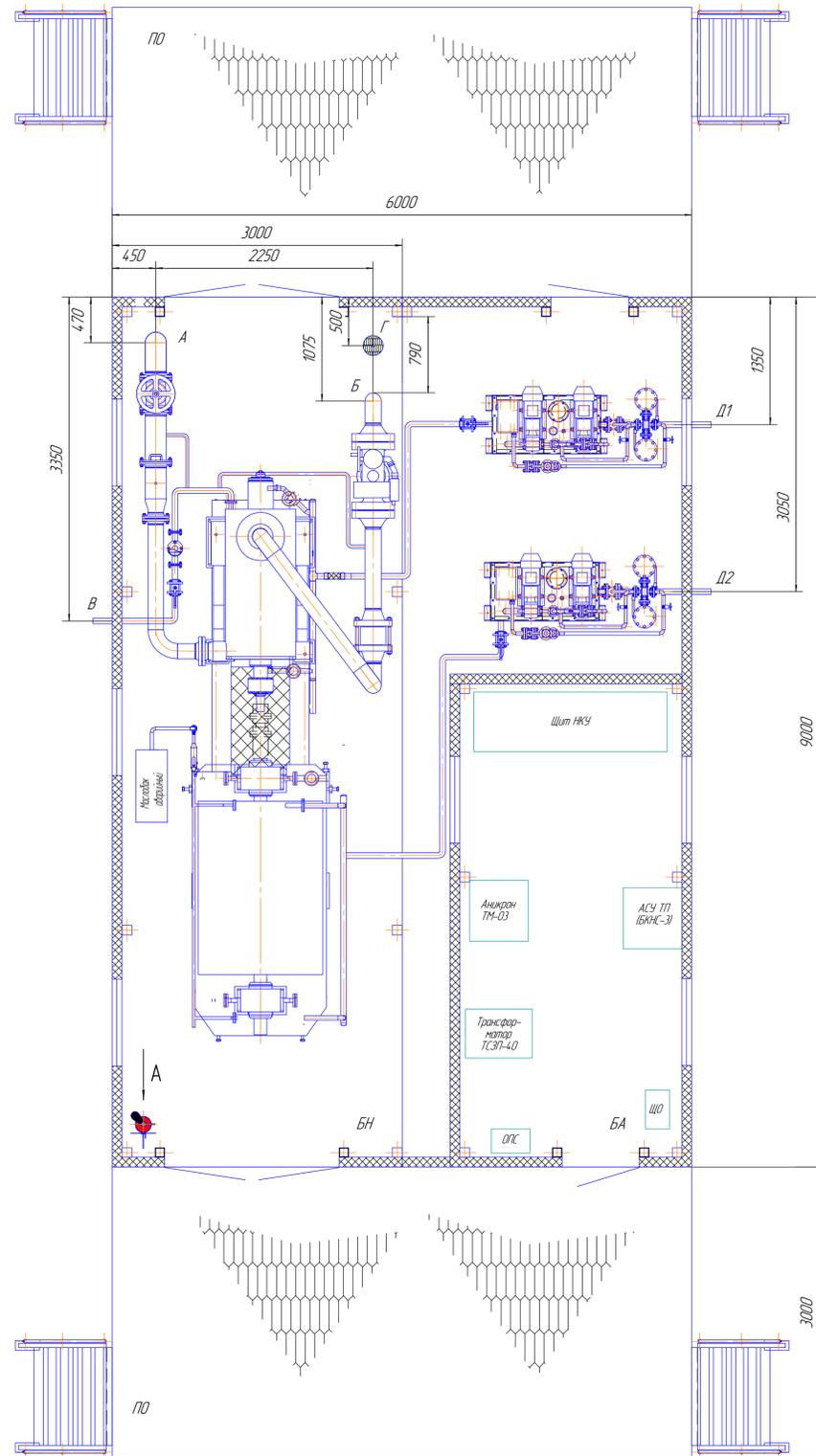


Таблица 1- Комплект поставки

Обозначение	Наименование	Габаритные размеры, мм	Масса, кг	Кол-во
БН	Блок насосный	9000x3000x3900	20000	1
БА	Блок аппаратный	9000x3000x3900	16000	1
БКНС ЭИ	Станция. Запасные части и принадлежности	-	в блоках	1
БКНС КМЧ	Станция. Комплект монтажных частей	-	в блоках	1
ПО	Площадка обслуживания	6000x3000	2000	2

Таблица 2 - Экспликация штуцеров

Обозначение	Наименование	Кол-во	Ду	Рд, МПа
А	Вход воды в БКНС	1	200	4,0
Б	Выход воды из БКНС	1	150	16,0
В	Дренаж	1	50	16
Г	Слив с пола	1	50	-
Д1	Слив масла	1	50	16
Д2	Слив масла	1	50	16

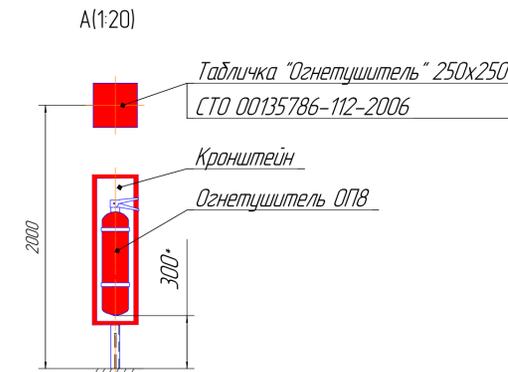
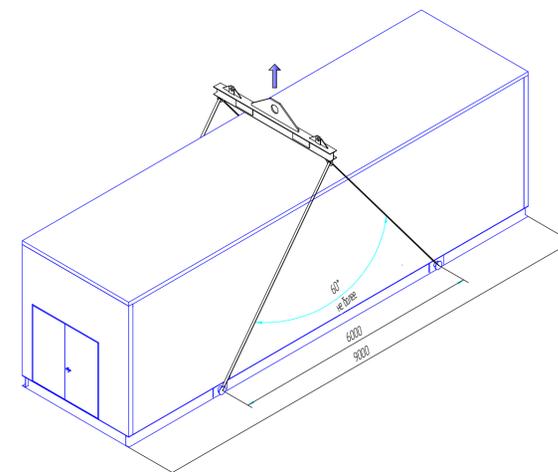


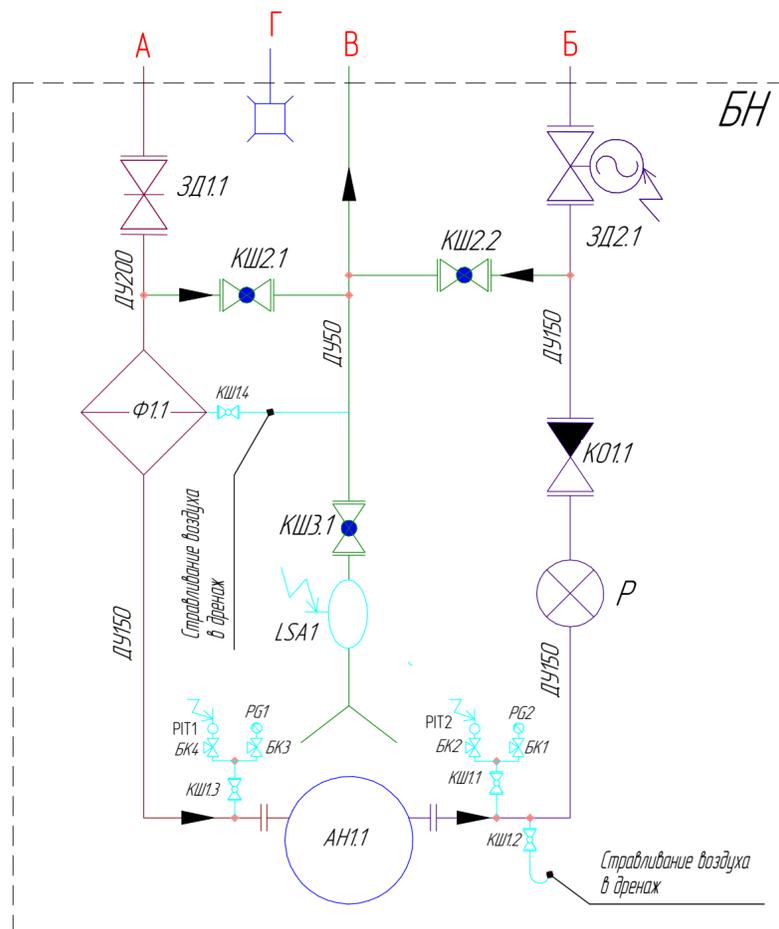
Схема строповки блока



1. Размеры для справок.
2. \* Размер уточняется.
3. В таблице №2 - "Экспликация штуцеров" указано назначение трубопроводов и их характеристики.
4. Группа среды определяется в зависимости от класса опасности перекачиваемой среды по ГОСТ 12.1.007-76. Категория трубопровода определяется в зависимости от группы среды, и расчетных показателей среды по ГОСТ 32569-2013.
5. Контроль качества сварных соединений трубопроводов включает в себя внешний осмотр и измерения, ультразвуковой или радиографический контроль, гидравлические испытания.
6. Внешний осмотр и измерения выполняются в объеме 100%.
7. Объем ультразвукового или радиографического метода контроля берется согласно ГОСТ 32569-2013 в процентах от общего числа сваренных каждым сварщиком (но не менее одного) соединений.
8. Трубопроводы будут испытаны на прочность и плотность гидравлическим методом согласно ГОСТ 32569-2013.
9. Результаты гидравлического испытания оформляются актом и заносятся в паспорт изделия.
10. Предел огнестойкости несущих конструкций R15.
11. Система покрытия:  
-I слой - грунт-эмаль PROCOAT AP 259SC - 45 мкм;  
-II слой - грунт-эмаль PROCOAT AP 259SC - 45 мкм.  
Общая толщина покрытия - 90 мкм. Степень огнестойкости - IV.
12. Цветовое решение согласно с методическими указаниями по применению фирменного стиля при оформлении производственных объектов АО "БЕЛКАМНЕФТЬ" им. А.А. Волкова МУ-40В/01-01.
13. Полы выполнены искробезопасными, с уклоном в зоне сбора и слива с целью сбора жидкости при срывании утечек с полов. Полы исключают проскальзывание (скольжение).
14. По периметру помещения предусмотрены герметичные вартики, пороги пандусы согласно СП 231.1311500.

Разработал Ф.Ф.Гиниятуллин  
Проверил Р.Ф. Луцфулин

**Блочная кустовая насосная станция  
с насосом ЦНС 240-1290 АО "АК ОЗНА"  
по заказу ЗАО "Электроснабсбыт"  
Гидравлическая схема воды**



**Таблица 1 – Экспликация штуцеров**

Обозначение	Наименование	Кол-во	Ду, мм	Р <sub>у</sub> , МПа	Материал труб
А	Вход воды	1	200	4,0	09Г2С
Б	Выход воды	1	150	13,0	
В	Дренаж	1	50	-	
Г	Слив с пола	1	50	-	

**Условные обозначения:**

→ - направление потока жидкости.

**Таблица 2 – Экспликация оборудования**

Поз. Обозначение	Наименование	Кол-во, шт.
АН1.1	Насосный агрегат ЦНС-240-1290/СТДМ-1250	1
ЗД1.1	Задвижка клиновая ручная ЗКЛ Ду200 Р <sub>у</sub> 4,0МПа, 30лс15нж, ВШ, Фл. 2 ГОСТ 12815, ст.20ГЛ, Р-М, Х/Л1, кл. А	1
ЗД2.1	Задвижка ЗКЛ Ду150 Р <sub>у</sub> 16МПа, 31лс945нж, ВШ, Фл. 1 ГОСТ 28919, ст.20ГЛ, Э-П, Х/Л1, кл. А с электроприводом	1
КО1.1	Клапан КОП Ду150 Р <sub>у</sub> 16МПа, фл. ГОСТ 33259, 09Г2С, УХЛ1, кл. А	1
Ф1.1	Фильтр щелевой тройниковый Ду 200 Р <sub>у</sub> 4,0МПа, толщина фильтрации 0,2 мм	1
КШ1.1-КШ1.4	Кран шаровой полнопроходной ручной, штуцерный Ду10, Р <sub>у</sub> 1,6МПа, ст.09Г2С,	4
КШ2.1-КШ2.2	Кран шаровой полнопроходной ручной, штуцерный Ду25, Р <sub>у</sub> 1,6МПа, ст.09Г2С, "А"	2
КШ3.1	Кран шаровой полнопроходной ручной, фланцевый Ду50, Р <sub>у</sub> 1,6МПа, ст.09Г2С, "А"	1
БК1-БК4	Двухвентильный клапанный блок Ду10 Р <sub>у</sub> 1,6МПа	4
PIT1	Датчик давления на выкиде АИР-10Н	1
PIT2	Датчик давления на приеме АИР-10Н	1
РГ1	Манометр электроконтактный на выкиде ДМ2005	1
РГ2	Манометр электроконтактный на приеме ДМ2005	1
P	Расходомер ДРС-500МИ	1
LSA1	Сигнализатор уровня	1

Разработал Ф.Ф.Гиниятуллин  
Проверил Р.Ф. Лутфуллин

Версия 1. 26.04.19 г.

**Блочная кустовая насосная станция  
с насосом ЦНС 240-1290 АО "АК ОЗНА"  
по заказу ЗАО "Электроснабсбыт"  
Гидравлическая схема масла**

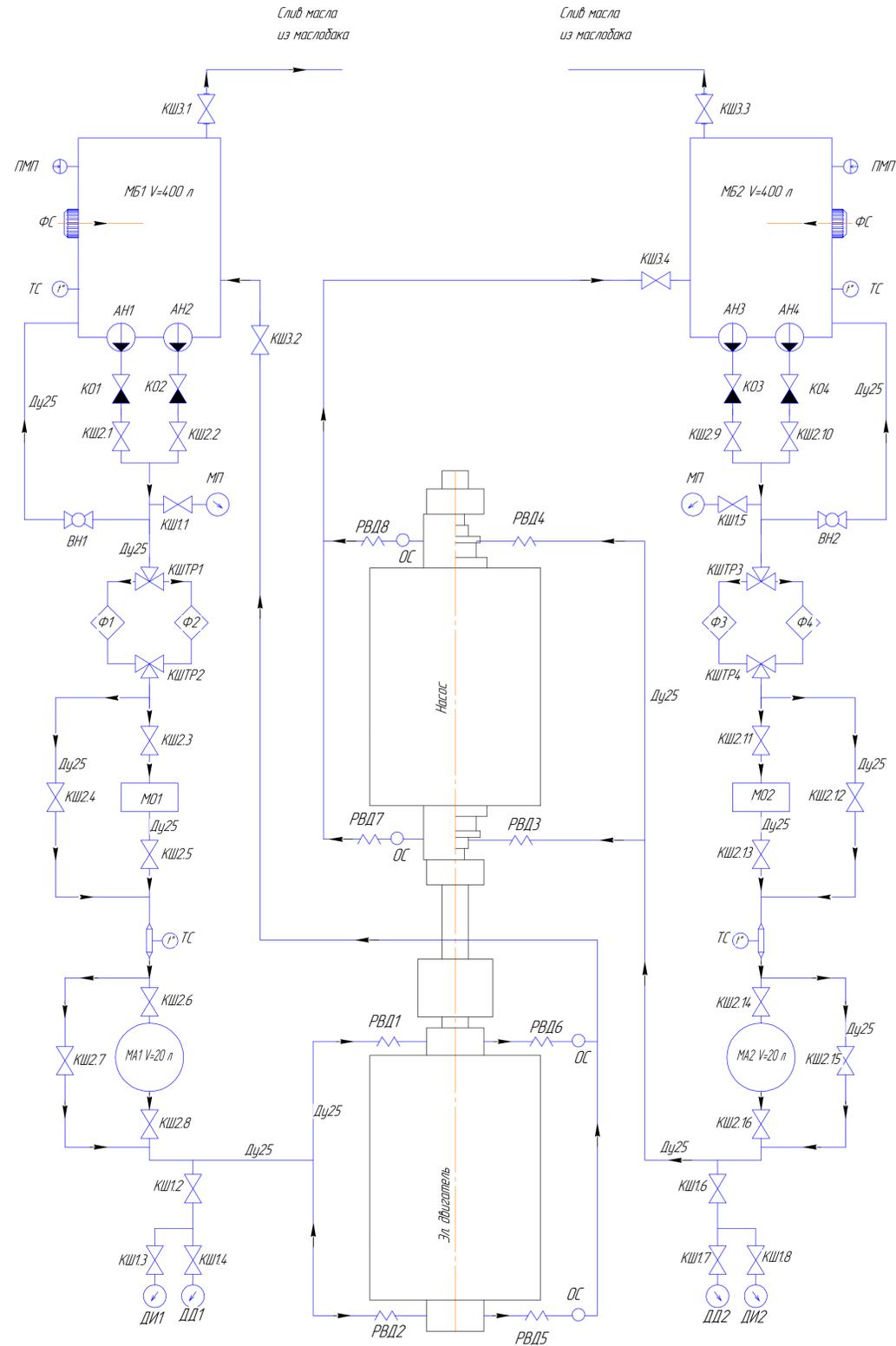


Таблица 5. Экспликация оборудования.

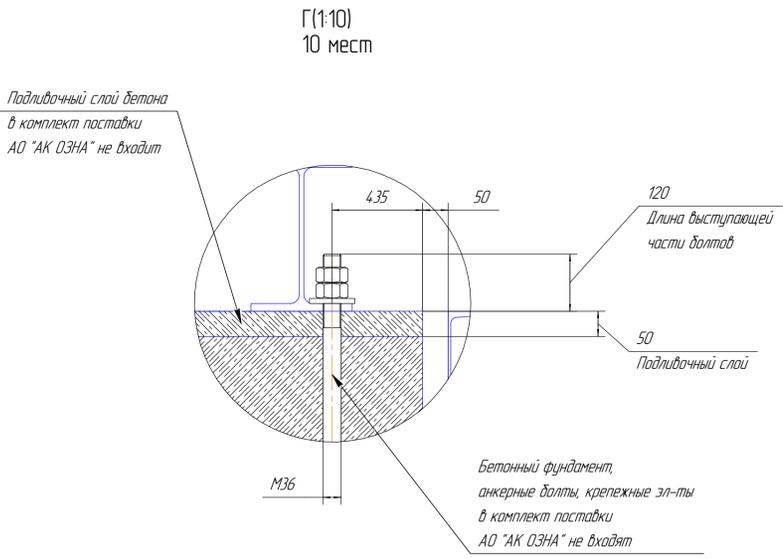
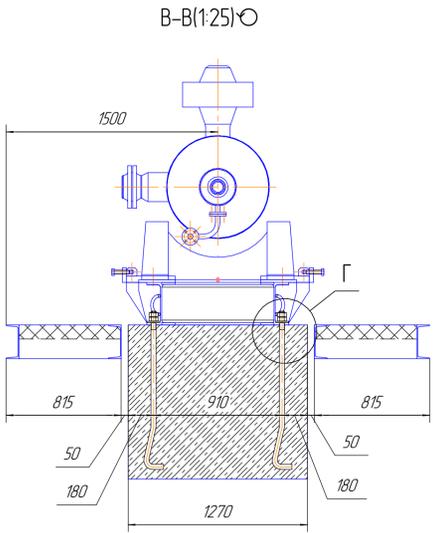
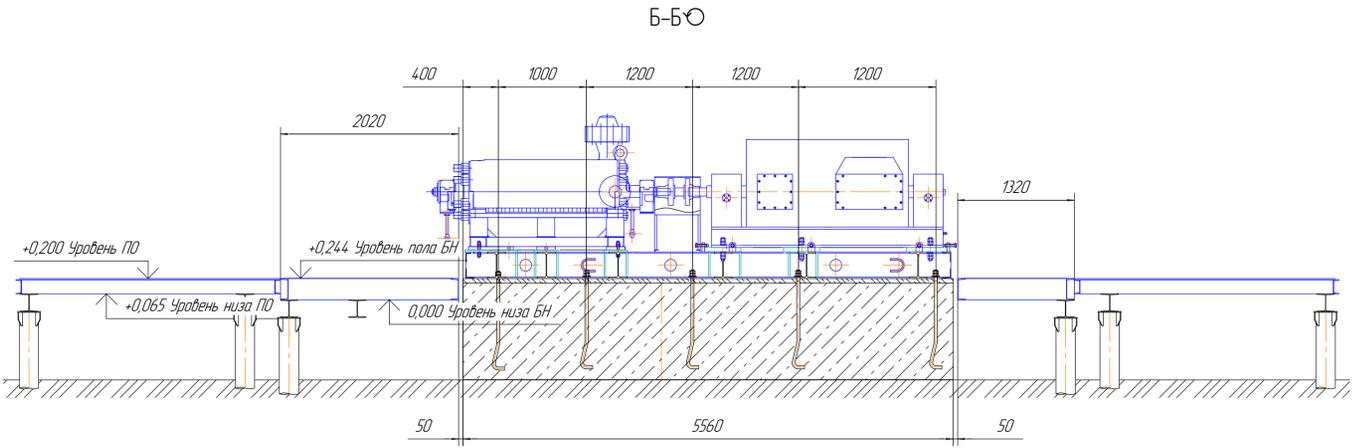
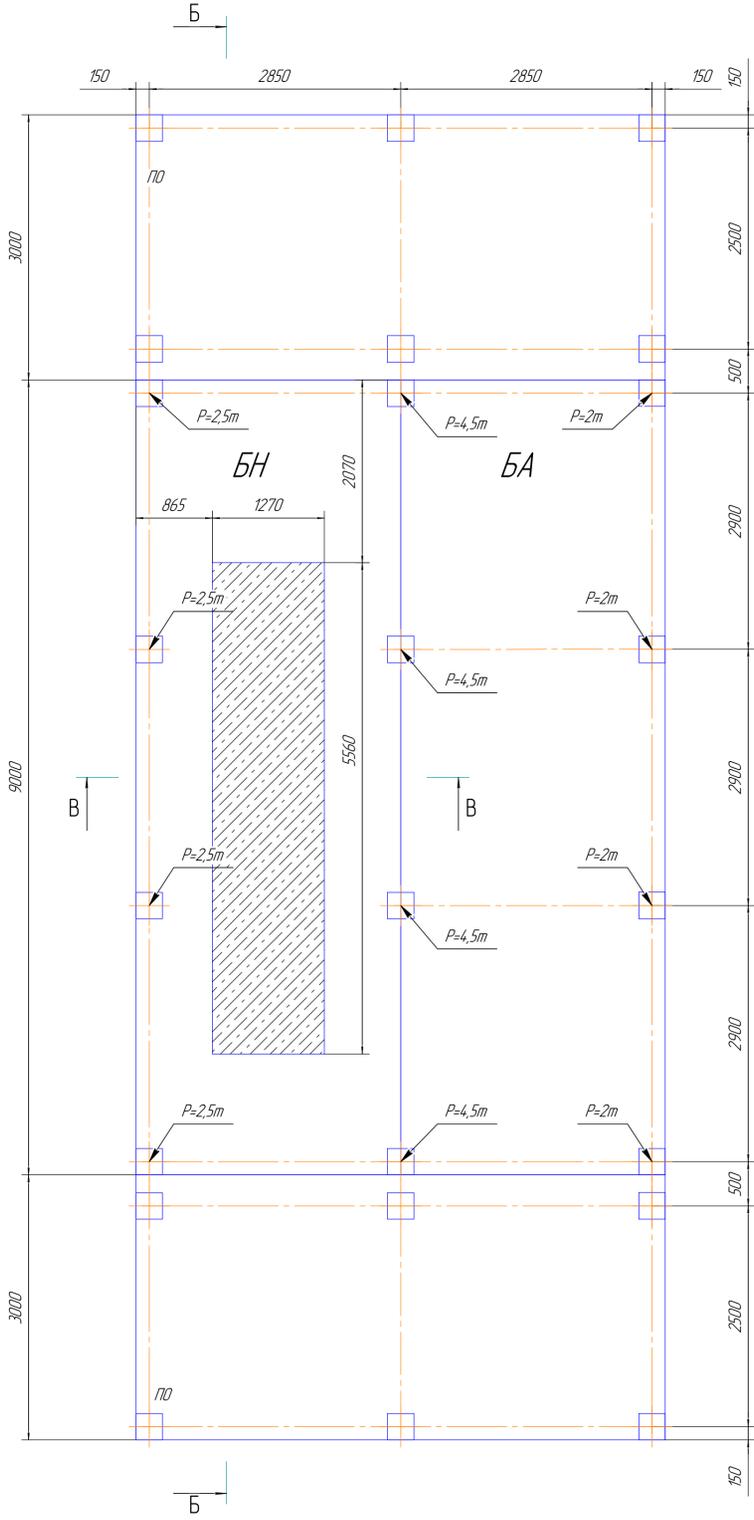
Поз. обозначение	Наименование	Количество
АН1-АН4	Агрегат электронасосный НМШ-5-25-4,0/4	4
МО	Маслоохладитель воздушный	2
МА1-МА2	Бак аварийный V=20 л	2
МБ1-МБ2	Бак масляный V=400 л	2
КШ1.1-КШ1.8	Кран шаровый, ШН DN 10, PN16, X/11, кл.герм А	8
КШ2.1-КШ2.16	Кран шаровый, фланцевый DN 25, PN16, X/11, кл.герм А	16
КШ3.1-КШ3.4	Кран шаровый, фланцевый DN 50, PN16, X/11, кл.герм А	4
ВН1-ВН2	Вентиль регулировочный DN 25, PN16	2
КО1-КО4	Затвор обратный (захлопка) DN 25, PN40	4
Ф1-Ф4	Фильтр масляный	4
ДУ	Датчик уровня ПМП-062	2
ДД1-ДД2	Преобразователь давления АИР-10Н	2
ДИ1-ДИ2	Датчик избыточного давления DM2005	2
МП1-МП2	Манометр 233.50.100, 0..0,6 МПа	2
ТС	Термометр биметаллический ТБ-2Р (0+120)	2
РВД1-РВД4	Рукав ВД DN 25, PN25	4
РВД5-РВД8	Рукав ВД DN 50, PN25	4
ОС	Окно смотровое	4

Условные обозначения:

→ - направление потока жидкости.

Разработал Ф.Ф.Гиниятуллин  
Проверил Р.Ф. Лутфуллин

*Блочная кустовая насосная станция  
с насосом ЦНС 240-1290 АО "АК ОЗНА"  
по заказу ЗАО "Электроснабсбыт"  
Строительная схема*



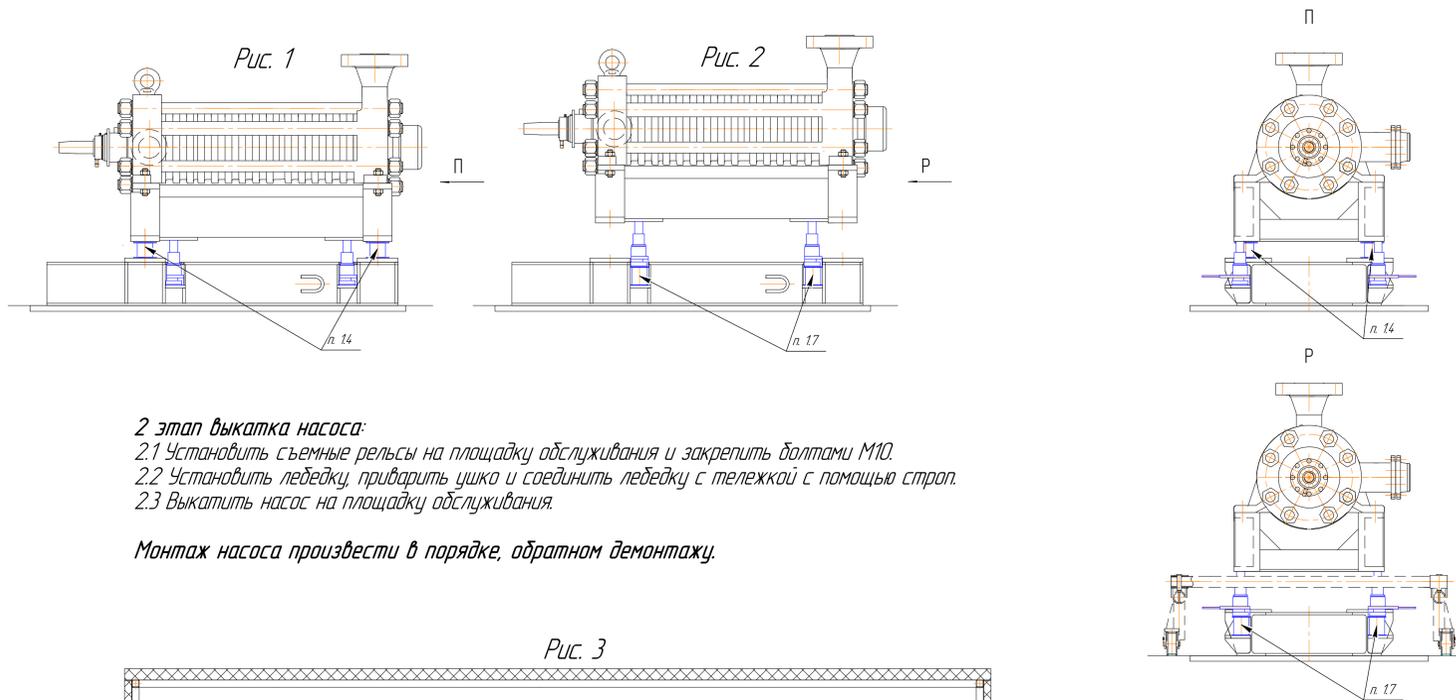
Разработал Ф.Ф. Гиниятуллин  
Проверил Р.Ф. Лутифуллин

Версия 1.26.04.19 з.

### Схема выката насоса

#### 1 этап подъем насоса:

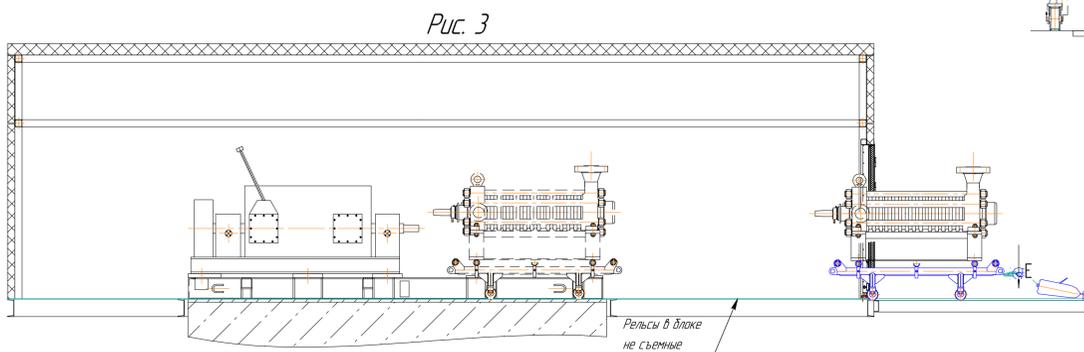
- 1.1 Отсоединить трубопроводы нагнетания, всасывания, дренажный, маслохозяйства, демонтировать муфты и отключить оборудование от электросети.
- 1.2 Установить дамкраты на кронштейны рамы насосного агрегата.
- 1.3 Поднять насос на четырех дамкратах на максимальную высоту хода штоков дамкратов.
- 1.4 Установить четыре подставки под раму насоса (Рис.1).
- 1.5 Опустить дамкратами насос на подставки.
- 1.6 Демонтировать дамкраты установить подставки на кронштейны рамы насосного агрегата.
- 1.7 Установить дамкраты на подставки кронштейнов.
- 1.8 Поднять насос на четырех дамкратах на максимальную высоту для того, чтобы собрать тележку под насосом (Рис.2).
- 1.9 Опустить насос на тележку и демонтировать дамкраты и подставки Рис.3.



#### 2 этап выкатка насоса:

- 2.1 Установить съемные рельсы на площадку обслуживания и закрепить болтами М10.
- 2.2 Установить лебедку, приварить ушко и соединить лебедку с тележкой с помощью строп.
- 2.3 Выкатить насос на площадку обслуживания.

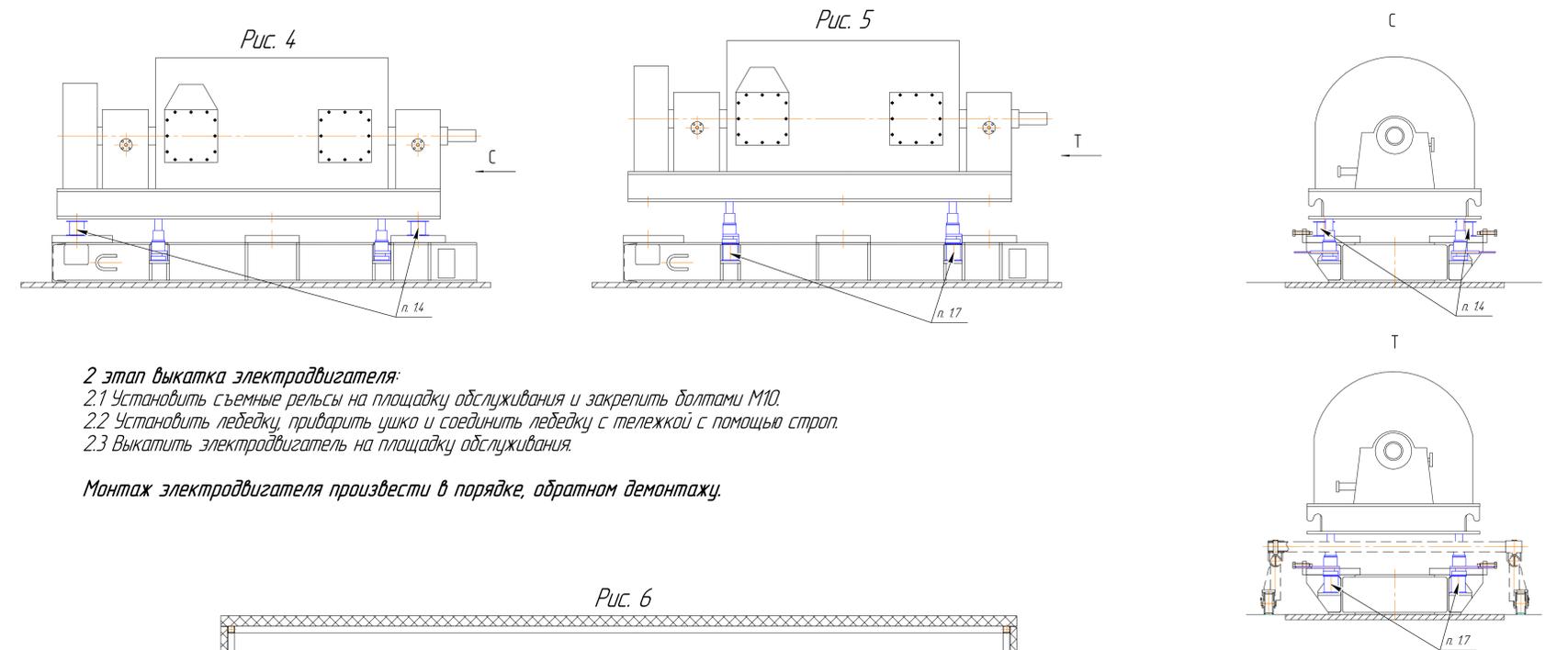
Монтаж насоса произвести в порядке, обратном демонтажу.



### Схема выкатки электродвигателя

#### 1 этап подъем электродвигателя:

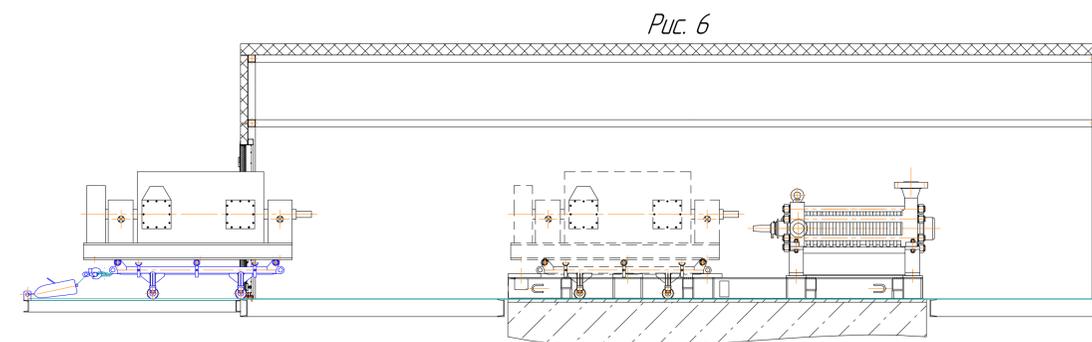
- 1.1 Отключить оборудование от электросети, демонтировать кабели подключения.
- 1.2 Установить дамкраты на кронштейны рамы насосного агрегата.
- 1.3 Поднять электродвигатель на четырех дамкратах на максимальную высоту хода штоков дамкратов.
- 1.4 Установить четыре подставки под раму электродвигателя (Рис.4).
- 1.5 Опустить дамкратами электродвигатель на подставки.
- 1.6 Демонтировать дамкраты установить подставки на кронштейны рамы насосного агрегата.
- 1.7 Установить дамкраты на подставки кронштейнов.
- 1.8 Поднять электродвигатель на четырех дамкратах на максимальную высоту для того, чтобы собрать тележку (Рис.5).
- 1.9 Опустить электродвигатель на тележку и демонтировать дамкраты и подставки (Рис.6).



#### 2 этап выкатка электродвигателя:

- 2.1 Установить съемные рельсы на площадку обслуживания и закрепить болтами М10.
- 2.2 Установить лебедку, приварить ушко и соединить лебедку с тележкой с помощью строп.
- 2.3 Выкатить электродвигатель на площадку обслуживания.

Монтаж электродвигателя произвести в порядке, обратном демонтажу.



УТВЕРЖДАЮ  
 Главный инженер  
 АО "Белкамнефть" им. А.А. Волкова  
 Ш.Р. Габидуллин



Опросный лист

Фильтр-сепаратор (Ф -40-1400) (ВПФТ.443199.001ТУ, патент №2618857)

Наименование организации:		" "	
Наименование объекта: (месторождение, установка)		-4 . -4	
№	Показатели	Значения, возможные отклонения	
1	2	3	
<b>Основные показатели</b>			
1	<b>Производительность, м<sup>3</sup>/сут:</b>		
	- минимум	2700	
	- максимум	3600	
	<b>Давление, МПа:</b>		
	- на входе на установку	min = ; max = 4,0	
	- на выходе с установки (требуемое)	min = ; max = 3,9	
	<b>Температура, °С:</b>	31	
<b>Свойства и требования к подготавливаемой воде</b>			
2	Источник поступления воды		Попутно добываемая пластовая вода с
	Потребитель подготовленной воды		Система заводнения
	Содержание в воде (на входе в ФП-К), мг/дм <sup>3</sup> :		
	- нефтепродуктов		
	- твердых взвешенных частиц		
	Содержание в воде газа, дм <sup>3</sup> /дм <sup>3</sup> :		
	- свободного		
	- растворенного		
	Требования к качеству очищенной воды (после ФП-К) по остаточному содержанию, мг/дм <sup>3</sup> :		
	- нефтепродуктов		До 30
- твердых взвешенных частиц		До 30	

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

050210150000-3- 6

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Опросный лист. Фильтр-	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Печенкин					Р	1	4
Пров.		Стерхова							
Нач. отд.		Пономарев							
Н. контр.		Шкляев							
ГИП		Головизнин							



9	Требования к наружному/внутреннему антикоррозионному покрытию	<p>Антикоррозионное внутреннее покрытие выполнить эпоксидным ремонтным покрытием INTERSEAL 670HS в 2 слоя по 200 мкм, наружное покрытие – эпоксидно-полиуретановое ремонтное покрытие INTERSEAL 670HS в 2 слоя по 100мкм, Interthane 990 – третий, покрывной слой – 50 мкм, производства подразделения «International Protective Coatings» концерна «AKZO NOBEL» (Нидерланды).</p> <p>Окраску фильтра выполнить в соответствии с «Методическими указаниями по применению фирменного стиля при оформлении производственных объектов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова» МУ-УОВ/01-01, нанести утвержденные логотипы АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова</p>	
10	Дополнительные услуги	ШМР	
		ПНР	
		Транспортировка (место назначения)	УР, Сарапульский район,
11	Дополнительные требования Заказчика	<p>Фильтры сепараторы всего 3 штуки, для надземной установки на открытой площадке. Все патрубки оснастить ответными фланцами, прокладками, шпильками и гайками, кроме патрубков для пропарки и продувки, их оснастить ответными фланцевыми заглушками, прокладками, шпильками и гайками. Патрубок под датчик уровня оснастить фланцевой заглушкой, прокладкой, шпильками и гайками. Выполнить площадки обслуживания согласно нормативных документов для данного оборудования. Размеры площадки обслуживания показаны условно могут незначительно отличаться. Габаритный чертеж фильтра с площадкой обслуживания см. приложение 1 (на 1 листе)</p>	
12	Особые условия		

Информацию подготовил:

Фамилия, Имя, Отчество: Пономарев Николай Евгеньевич

Должность: начальник технологического отдела

Почтовый адрес: 426053 УР, г.Ижевск, Салотовская 71

Телефон: 462217

Факс: \_\_\_\_\_

М.П. \_\_\_\_\_ Подпись руководителя предприятия (отдела)

\_\_\_\_\_ Расшифровка подписи

*Нач. отдела*  
  
 от Директ.  
 22.11.2018.

050210150000-3-6

Лист

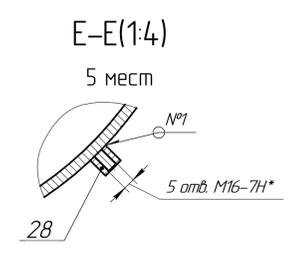
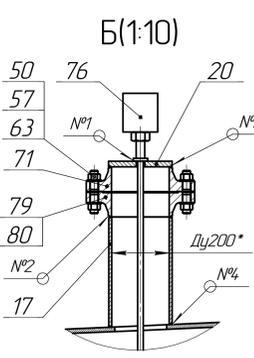
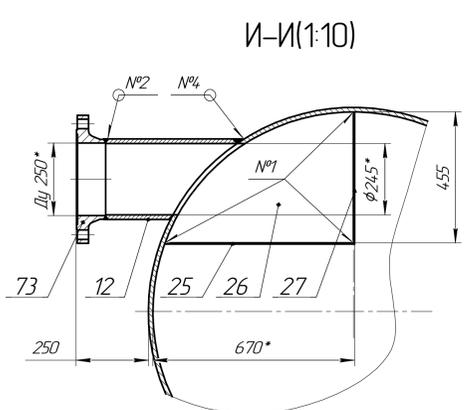
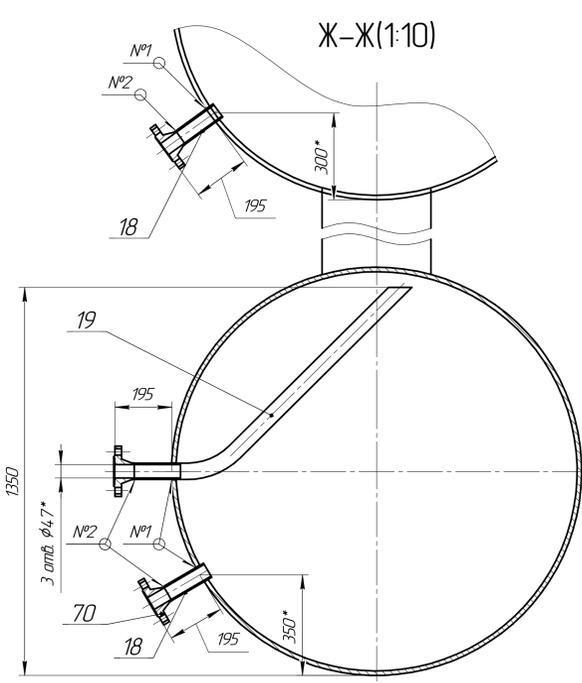
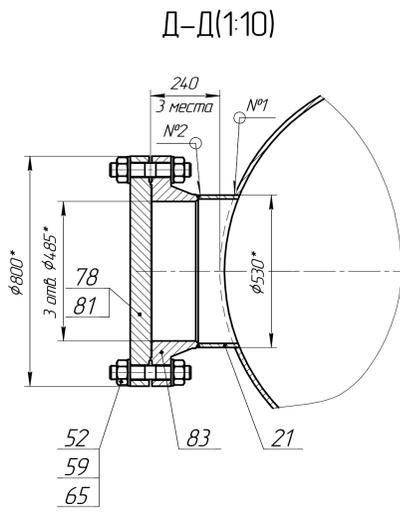
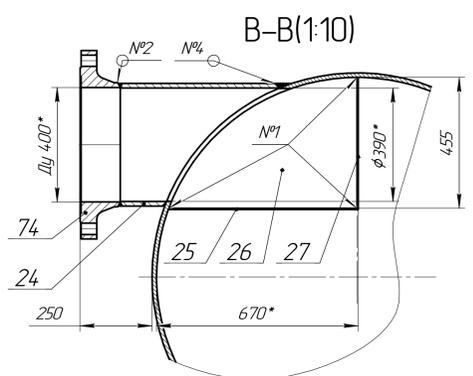
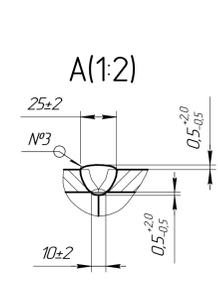
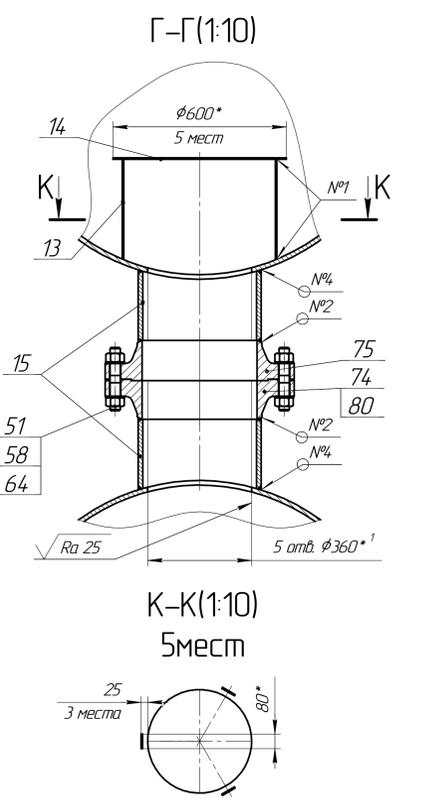
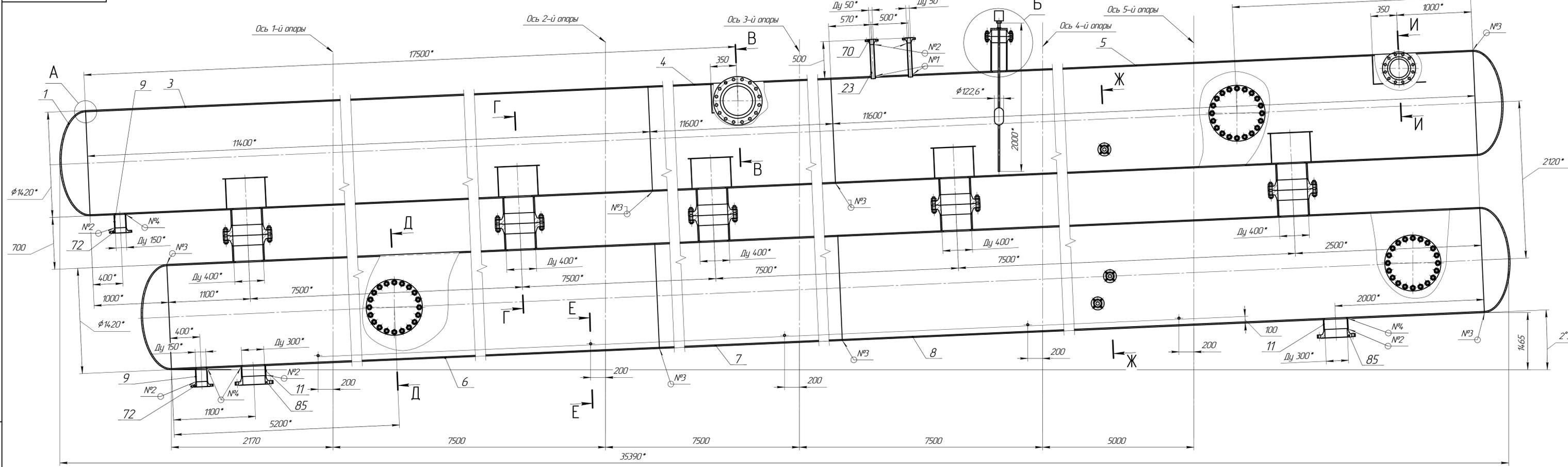
3

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата







№ шва	Кол-во швов	Буквенно-цифровое обозначение шва	Катет шва	Обозначение стандарта на типы швов
1	31	T1	3	ГОСТ 16037-80
2	29	C17	-	
3	8	-	-	
4	19	У19	-	

1. \* Размеры для справок.
2. Смещение кромок по внутреннему диаметру смежных корпусов водоотделителя не более 2мм.
3. Допуск прямолинейности сварного корпуса из труб поз. 3, 4, 5 и сваренного корпуса из труб поз. 6, 7, 8 - 20мм.
4. \* Отверстия  $\phi 360$ мм обработать после совместной сварки трех труб верхнего яруса, трех труб нижнего яруса и совместной сварки ярусов с пятью сварными и собранными патрубками на шпильках в патрубках.
5. После окончательной сварки сварных швов произвести рентгеновский контроль качества сварных швов. Трещины, непоры, поры и шлаковые включения более 2,5мм не допускаются.
6. Сварные швы промазать керосином и мелом. Негерметичность не допускается.
7. Водоотделитель подвергнуть испытания на прочность водой давлением  $5 \cdot 10^6$  МПа в течении 10 мин. Наличие воздуха во внутренних полостях при испытании не допускается.
8. Покрытие внутренних поверхностей и внутренних деталей антикоррозионное покрытие "Текпас" толщиной не менее 300 мкм. Методика нанесения согласно инструкции.
9. Покрытие наружных поверхностей в соответствии со стандартом предприятия "Маркировка, разметка, сигнальные цвета и отличительная окраска технических устройств, оборудования и сооружений АО "Белкарифт" им. А.А. Волкова.

				15-18-TX.00.000006		
Изм.	Лист	№ докум.	Год	Листы	Лист	Масса
				Глубины водоотделитель ТВО на пл. ТВО-4А		
				Ватской пл. Арханского н.к. (10000 м3/сут)		52000
				Сборочный чертеж		120
					Лист	Листов 1
					ООО "ИЖПРОЕКТ"	
					Формат	A2x3

## Приложение Г. Теплотехнический расчет времени до начала замерзания воды в надземных участках водовода при его остановке.

1/1

### PAROC Calculus

Расчетная программа по подбору технической изоляции

#### Расчет 1 : Труба

##### Объект (цель)

Материал	Сталь
Толщина	8 mm
Длина	1 m
Наружный диаметр	273.0 mm

##### Изоляция

PAROC Pro Wired Mat (WR) 80	50 mm	-47.3 °C
-----------------------------	-------	----------

##### Покрытие

Без покровного слоя	Коэффициент излучения: 0.9
---------------------	----------------------------

##### Носитель

Тип	Вода
Температура	10.0 °C
Конечная температура	-15.0 °C

##### Окружающий воздух

Температура окружающего воздуха	-48 °C
Скорость окружающего воздуха	5.1 m/s
Относительная влажность окружающего воздуха	83 %

#### Результаты

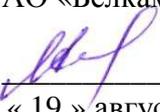
Тепловые потери	39.0 W/m
Теплопотери без изоляции	2280 W/m
Температура поверхности	-47.3 °C
Температура поверхности без изоляции	9.6 °C
Точка росы	-49.6 °C
Номинальный вес изоляции	4.1 kg/m
Время достижения конечной температуры	55.9 h

Данная программа рассчитывает показатели для изоляционных решений с применением технической теплоизоляции PAROC в соответствии со стандартом ISO 12241. Paroc Group не несет ответственности за случайный или косвенный ущерб, причиненный данной программой. Программное обеспечение. Актуальные версии всегда на официальном сайте Парок, Версия приложения: 3.0.4, Версия базы данных: 2022-06-30

**Вывод:** Данным расчетом установлено, что время до начала замерзания воды в надземных участках водоводов, при остановке подачи воды в пласт, составит 55,9 часа, За это время обслуживающий персонал успеет устранить причину остановки трубопровода.

**Акционерное общество «Белкамнефть» им. А.А.Волкова**  
**Управление научно-исследовательских и производственных работ**  
**Цех техники и технологии добычи нефти**  
**Лаборатория техники, технологии добычи нефти**  
**и защиты от коррозии по НГДУ-1**

**УТВЕРЖДАЮ**  
 Начальник ЦТТДН УНИПР  
 АО «Белкамнефть» им. А.А.Волкова

  
 М.А. Широбоков  
 « 19 » августа 2022 г.

**АКТ № В-1/2022.08.33**  
**лабораторных исследований жидкости**

Сотрудниками лаборатории ТТДН и ЗК-1 ЦТТДН УНИПР ПБ «Вятка» были проведены лабораторные исследования на коррозионно-активные вещества на ТВО-4а (сброс воды), БКНС-4а, Арланского месторождения.

Результаты анализа представлены в таблице.

Таблица.

Дата отбора	Место отбора	Содержание КВЧ, мг/дм <sup>3</sup>	Содержание сероводорода, мг/дм <sup>3</sup>	Содержание СО <sub>2</sub> , мг/дм <sup>3</sup>	Среднее содержание нефтепродуктов за июль 2022г. мг/дм <sup>3</sup>
		Норма: менее 30 мг/дм <sup>3</sup>	Норма: менее 1,0 мг/дм <sup>3</sup>	Норма: менее 20 мг/дм <sup>3</sup>	Норма: менее 30 мг/дм <sup>3</sup>
19.08.2022	ТВО-4а сброс воды	24,8	Не обн.	Не обн.	148,2
18.08.2022	БКНС-4а	11,0	Не обн.	Не обн.	29,8

Заведующий лабораторией ТТДНиЗК  
 (Должность)

  
 (Подпись)

Г.Н. Коновалов  
 (И.О. Фамилия)



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
**БелкамНефть**

ИМЕНИ А.А. ВОЛКОВА



**Нефтиса**  
Нефтяная компания

Исх. № ЗС-04/1094 от 31.10.2022 г.

Генеральному директору  
ООО «Трансэнергострой»  
Вьюницкому И.В.  
[info@transenergostroy.ru](mailto:info@transenergostroy.ru)

## О предоставлении информации

Уважаемый Иван Викторович!

В рамках ответов на замечания негосударственной экспертизы проектной документации по объекту «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение БКНС-4а. ТВО-4а» сообщаем Вам, что при проектировании установок ТВО-4а, БОВ, БКНС-4а, а также при выполнении гидравлических расчетов промысловых и технологических трубопроводов системы заводнения, предусматривать дополнительный резерв производительности по воде не требуется.

Дополнительно направляем в Ваш адрес технические характеристики проектируемых нефтегазопроводов и водоводов.

Приложение:

1. Технические характеристики на 1 л. в 1экз.

Заместитель генерального директора  
по капитальному строительству

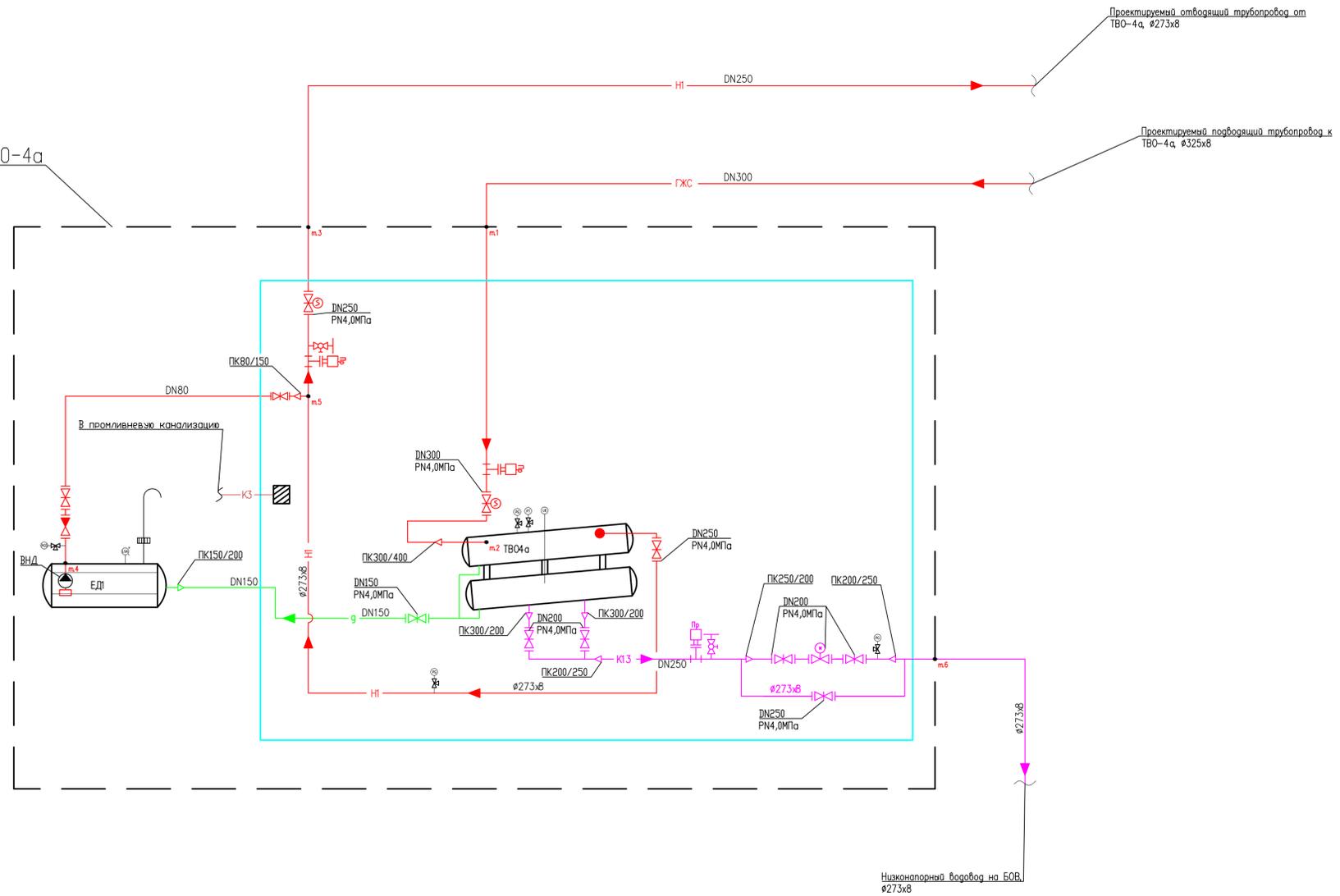
К.М. Рязанов

Никонов Максим Сергеевич  
(3412) 917-844 [nikonovms@belkam.com](mailto:nikonovms@belkam.com)

Технические характеристики проектируемых нефтегазопроводов и водоводов

№ трассы	Наименование трассы	Расчетный расход, м <sup>3</sup> /сут	Расчетное давление, Рр, МПа
1	Подводящий трубопровод от узла задвижек к ТВО-4а	10000	4,0
2	Отводящий трубопровод от ТВО-4а до узла задвижек	3000	4,0
3	"Коллектор выкидной \$6" (нефтепровод от АГЗУ-23 до узла задвижек в районе КНС-4)	4820	4,0
4	"Коллектор выкидной \$8" (нефтепровод от куста 31 до узла задвижек в районе КНС-4)	5180	4,0
5	"Коллектор выкидной \$10" (нефтепровод от проектируемого узла задвижек в районе КНС-4 до т.вр. в "Нефтепровод от т.вр коллектор выкидной 13 до ТВО-4")	10000	4,0
6	Выносимый участок нефтепровода от т.вр. в нефтесбор с кустов 22,33,74 до узла задвижек в районе ТВО-4а	-	4,0
7	Нефтепровод от т.вр. в нефтесбор от куста 26 до т.вр. в "Коллектор выкидной \$8"	2650	4,0
8	Нефтепровод от т.вр. АГЗУ 32 до т.вр. в "Коллектор выкидной \$8"	845	4,0
9	Нефтепровод от т.вр. АГЗУ 27 до т.вр. в "Коллектор выкидной \$8"	1680	4,0
10	Высоконапорный водовод от узла задвижек БКНС-4а до узла задвижек куста 20	2200	12,9
11	Высоконапорный водовод от узла задвижек БКНС-4а до узла задвижек куста 27	2400	12,9
12	Высоконапорный водовод от узла задвижек БКНС-4а до т.вр. в подводящий водовод "КНС-4 до скв. 6729 к.74"	1200	12,9
13	Высоконапорный водовод от узла задвижек БКНС-4а до узла задвижек куста 30	1200	12,9
14	Низконапорный водовод от ТВО-4а до БОВ	7000	4,0
15	Выносимый участок водовода от КНС-4 до БГ-20	-	12,9
16	Выносимый участок водовода от КНС-4 до куста 74	1200	12,9

Площадка ТВО-4а



Результаты гидравлического расчета

№ трассы	участок	внутренний диаметр, с. мм	длина участка, L, м	расход, м³/сут	скорость, м/с	давление в начале участка, P <sub>к</sub> , МПа	давление в конце участка, P <sub>к</sub> , МПа
-	т.1-т.2	309	30	10000	1,56	0,78	0,776
-	т.2-т.3	257	14	3000	0,68	0,776	0,776
-	т.4-т.5	77	14,5	300	0,75	4,00	3,998
-	т.2-т.6	257	47	7000	1,56	0,776	0,761

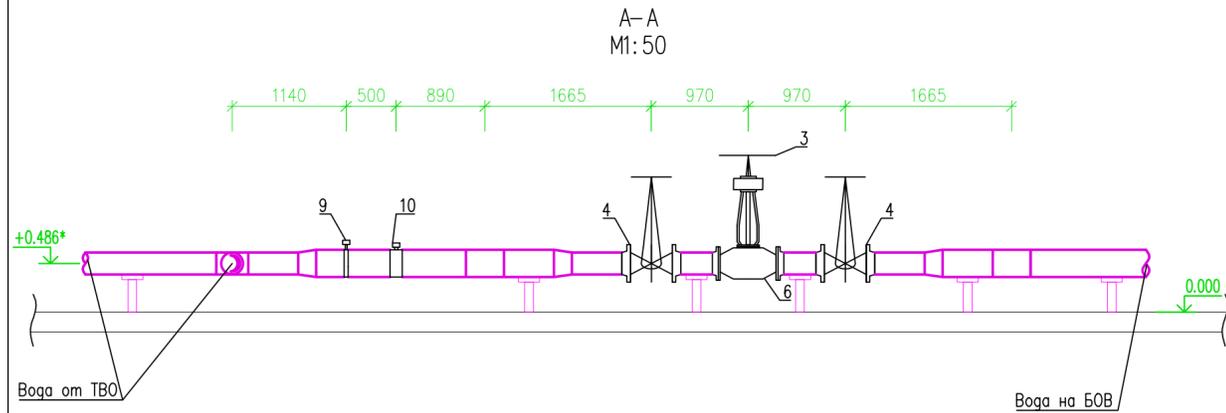
- Условные обозначения
- К13 Трубопровод неочищенной пластовой воды
  - ГЖС Трубопровод газожидкостной смеси
  - HI Трубопровод частично обезвоженной нефти
  - g Трубопровод дренажа
  - КЗ Канализация производственно-дождевая
  - ⊕ Датчик давления
  - ⊕ Электроконтактный манометр
  - ⊕ Манометр показывающий
  - ⊕<sup>н</sup> Сигнализатор уровня
  - ⊕ Датчик уровня
  - ⊕<sup>н</sup> Межфазный регулятор уровня
  - ⊕<sup>н</sup> Вентиль узловой
  - ⊕ Клапан регулирующий
  - ⊕ задвижка фланцевая
  - ⊕<sup>н</sup> задвижка электроприводная фланцевая
  - △ Переход
  - ⊕<sup>н</sup> Пробоотборник
  - ⊕<sup>н</sup> Дождеприемный колодец
  - ⊕<sup>н</sup> Осенепреградитель
  - ⊕<sup>н</sup> Насос полупогружной
  - ⊕<sup>н</sup> Узел контроля коррозии

Экспликация оборудования

Обознач.	Наименование	Кол-во	Примечание
ТВО4а	Трубный водоотделитель DN1400/1400, PN 4,0 МПа	1	ТВО (Проектируемый)
ЕДП	Емкость подземная дренажная объемом 6,3 м³, PN 0,07 МПа	1	ЕДП-6,3 (Проектируемый)
ВНД	Вертикальный полупогружной насос с максимальной подачей 12,5 м³/час, с максимальным давлением на выходе 4 МПа	1	ВНД-12,5/400 (Проектируемый)

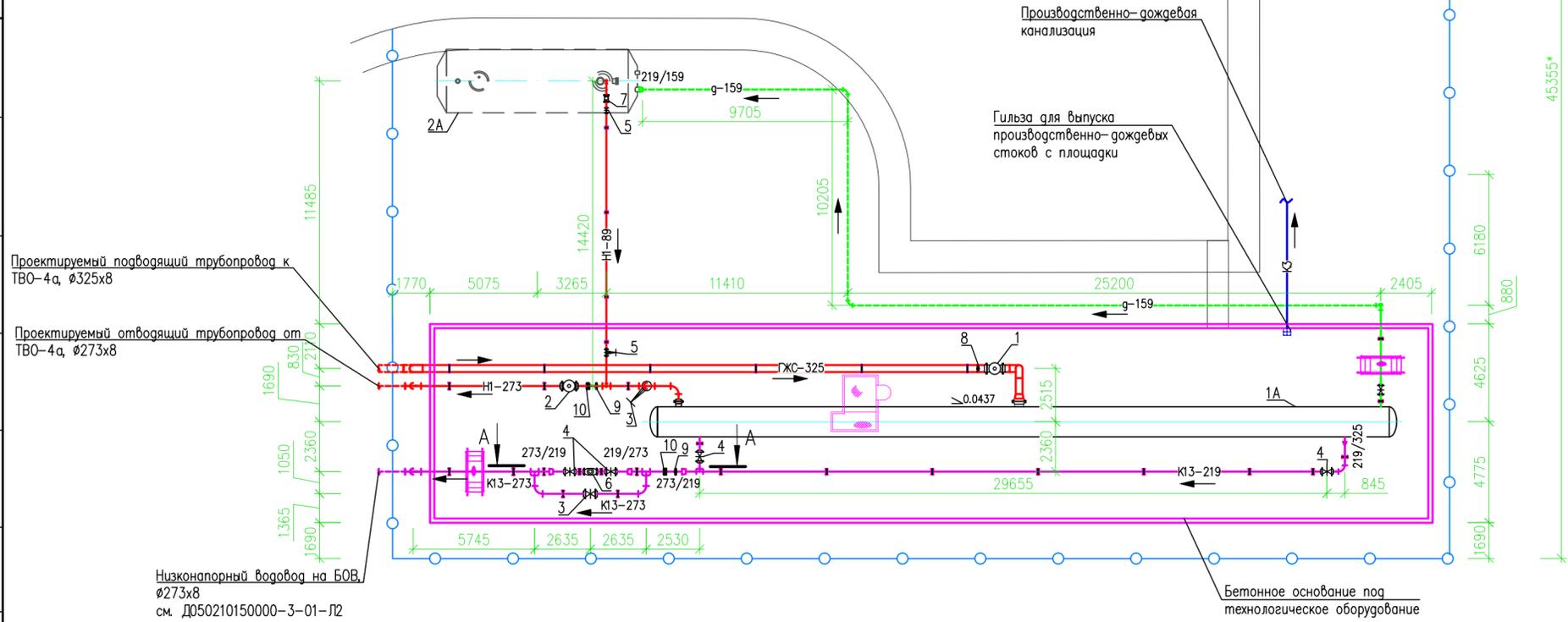
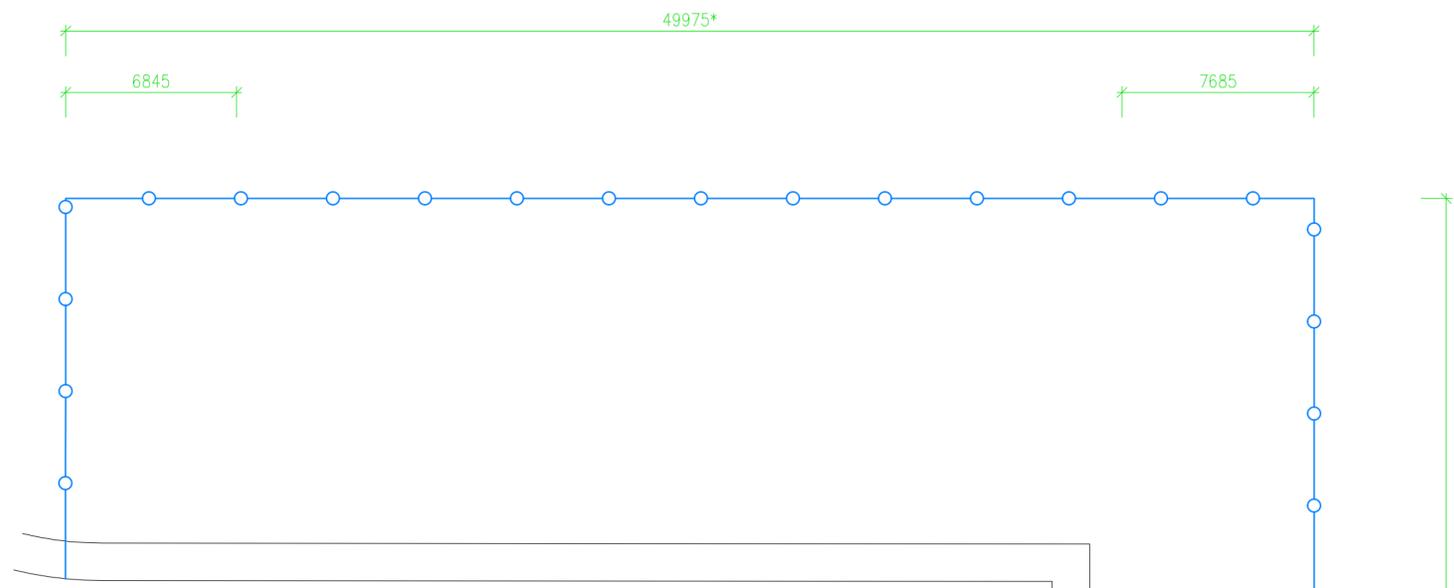
ДО50210150000-3- ИЛО6.ГЧ					
Обустройство Вятской площадки Арланского нефтяного месторождения. Расширение БКНС-4а ТВО-4а					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал	Губин				10.19
Проверил	Разиньков				10.19
Площадка ТВО-4а				Стадия	Лист
				П	1
				Листов	6
Технологическая схема					
000 "Транснефтестрой"					

Инд. N подг. Логн. и дата Взам. инв. N



СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Примечание
1	30с915нжФ	Задвижка клиновья фланцевая с электроприводом ОАО "АБС ЗЭиМ Автоматизация" DN 300, PN 4,0 МПа в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом (шпильки и гайки)	1	505	
2	30с915нжФ	Задвижка клиновья фланцевая с электроприводом ОАО "АБС ЗЭиМ Автоматизация" DN 250, PN 4,0 МПа в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом (шпильки и гайки)	1	335	
3	30с515нжФ	Задвижка клиновья фланцевая с ручным управлением (редуктор) DN 250, PN 4,0 МПа в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом (шпильки и гайки)	2	402	
4	30с515нжФ	Задвижка клиновья фланцевая с ручным управлением (маховик) DN 200, PN 4,0 МПа в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом (шпильки и гайки)	4	236	
5	30с515нжФ	Задвижка клиновья фланцевая с ручным управлением (маховик) DN 80, PN 4,0 МПа в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом (шпильки и гайки)	2	100	
6	КМР-Э ЛГ 301 С200 250 Л У	Клапан регулирующий DN 200, PN 4,0 МПа с ответными фланцами крепежом (шпильки, гайки) с электроприводом ОАО "АБС ЗЭиМ Автоматизация"	1	236	
7	КОП 80-40 (19с53нж	Затвор обратный (клапан обратный поворотный) DN 80 PN 4,0 МПа в комплекте с ответными фланцами и крепежом (шпильки, гайки)	1	50	
8	ВП-15х14-01(К2)	Вентиль-пробоотборник для отбора проб из трубопровода DN 300	1	-	
9	ВП-15х14-01(К2)	Вентиль-пробоотборник для отбора проб из трубопровода DN 250	2	-	
10	РАСТ.040000.402-03-040 РАСТ.298070.000	Узел контроля коррозии на трубопроводе DN250 в составе: - Зонд гравиметрический ОСК; - Устройство ввода с краном исполнения КШ.М.025.040-00.	2	-	



Экспликация оборудования

Обознач.	Наименование	Кол-во	Примечание
1А	Трубный водоотделитель в сварном исполнении DN1400/1400	1	ТВО
2А	Емкость подземная дренажная объемом 63 м <sup>3</sup> , PN 0,07 МПа	1	ЕП-63

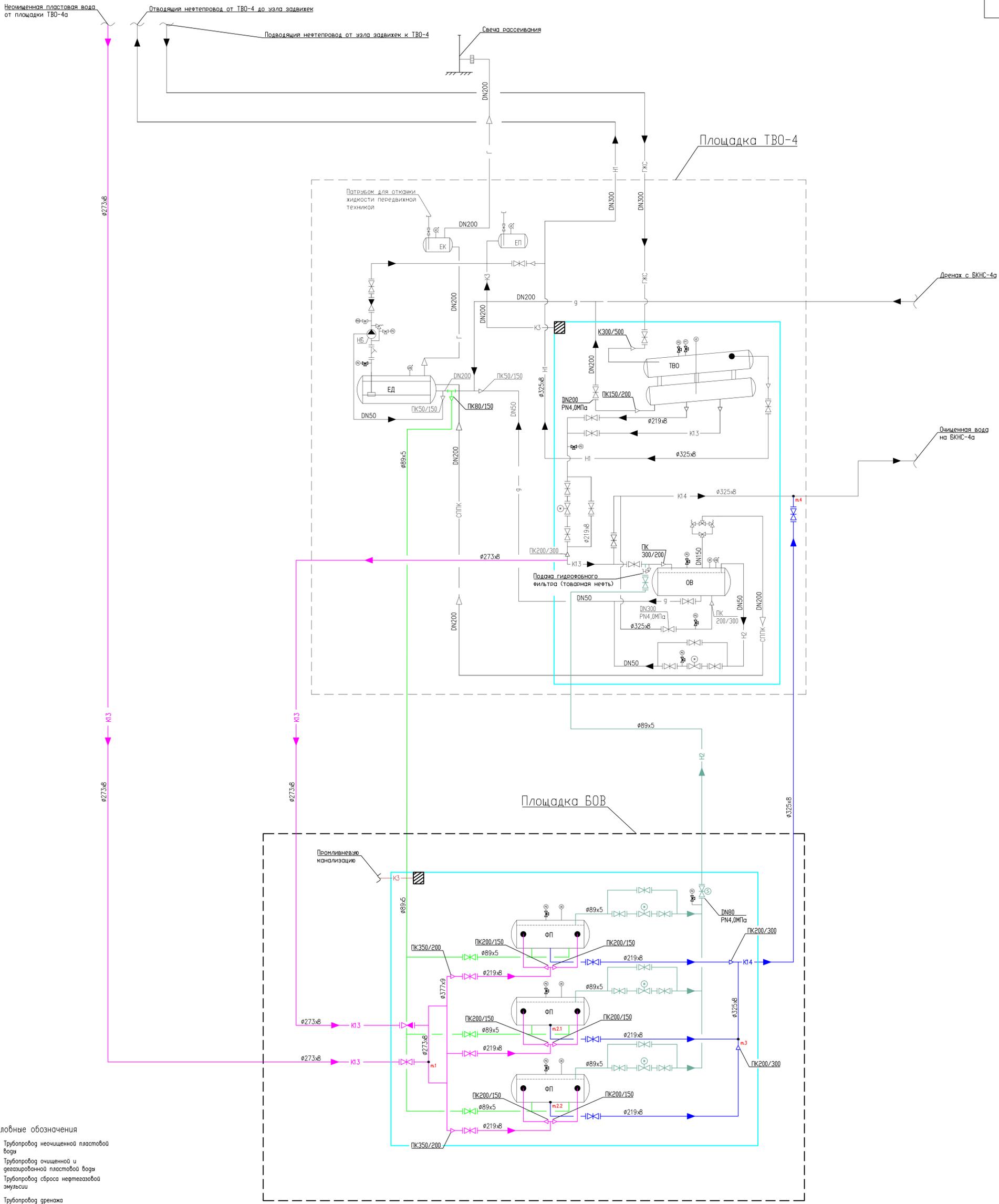
Условные обозначения

— К13 —	Трубопровод неочищенной пластовой воды
— ГЖС —	Трубопровод газожидкостной смеси
— НИ —	Трубопровод частично обезвоженной нефти
— G —	Трубопровод дренажа
— КЗ —	Канализация производственно-дождевая

- \* - размеры уточнить при монтаже
- Строительная часть показана условно.
- За относительную отметку 0,000 принята планировочная абсолютная отметка 170,95.

ДО50210150000-3-ИЛО6.ГЧ				
Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение БКНС-4а. ТВО-4а				
Изм.	Кол.уч.	Лист	Нгод	Подпись
Разработал	Кочетков	10.19		
Проверил	Разиньков	10.19		
Н.контр.	Артемьева	10.19		
ГИП	Бобин	10.19		
Площадка ТВО-4а			Стадия	Лист
			П	2
План М1:200			000 "Трансэнергострой"	

Инд. N подл. Погр. и дата. Взам. инв. N



Условные обозначения

- K3 Трубопровод неочищенной пластовой воды
- K14 Трубопровод очищенной и дегазированной пластовой воды
- H2 Трубопровод сброса нефтегазовой эмульсии
- g Трубопровод дренажа
- K3 Канализация производственно-дождевая

- Датчик давления
- Электроконтактный манометр
- Манометр показывающий
- Сигнализатор уровня
- Датчик уровня
- Межфазный регулятор уровня
- Вентиль узловой
- Клапан регулирующий
- зафланцевая
- Зафланцевка электроприводная
- Клапан обратный фланцевый
- Переход
- Дождеприемный колодец
- Огнестойкий материал
- Узел контроля коррозии

Экспликация оборудования

Обознач.	Наименование	Кол-во	Примечание
ТВО	Трубный водоотделитель DN1000/1400, PN 4,0 МПа	1	ТВО (Существующий)
ОБ	Отстойник горизонтальный воды гидрообъемом 200 м <sup>3</sup> , PN 1,0 МПа	1	ОБ-200 (Существующий)
ЕД	Емкость резервная дренажная объемом 56 м <sup>3</sup> , PN 0,07 МПа	1	ЕП-56 (Существующий)
ЕК	Конденсатосборник ЕП-8, Рраб. 0,07 МПа	1	ЕП-8 (Существующий)
НБ	Насос поршневого буровой с максимальной подачей 30,6 м <sup>3</sup> /час, с максимальным давлением на выходе 4 МПа	1	НБ-32.01 (Существующий)
ФП	Фильтр потоковый PN 4,0 МПа	3	ФП-40-1400 (Проектируемый)

Результаты гидравлического расчета

№ трассы	участок	внутренний диаметр, д, мм	длина участка, L, м	расход, куб/сут	скорость, м/с	давление в начале участка, P <sub>к</sub> , МПа	давление в конце участка, P <sub>к</sub> , МПа
-	1.1-1.2.1	203	7	3500	1,25	0,19	0,189
-	1.1-1.2.2	203	7	3500	1,25	0,19	0,189
-	1.2.1-1.3	203	12	3500	1,25	0,189	0,188
-	1.2.2-1.3	203	6	3500	1,25	0,189	0,188
-	1.3-1.4	309	30,5	7000	1,08	0,188	0,186

Д050210150000-3- ИЛОБ.ГЧ

Обустройство Вятской площадки Арланского нефтяного месторождения  
Расширение БКНС-4а. ТВО-4а

Изм.	Кол-во	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал	Губин				10.19
Проверил	Разиньков				10.19
Н.контр.	Артемьева				10.19
ГИП	Бобин				10.19

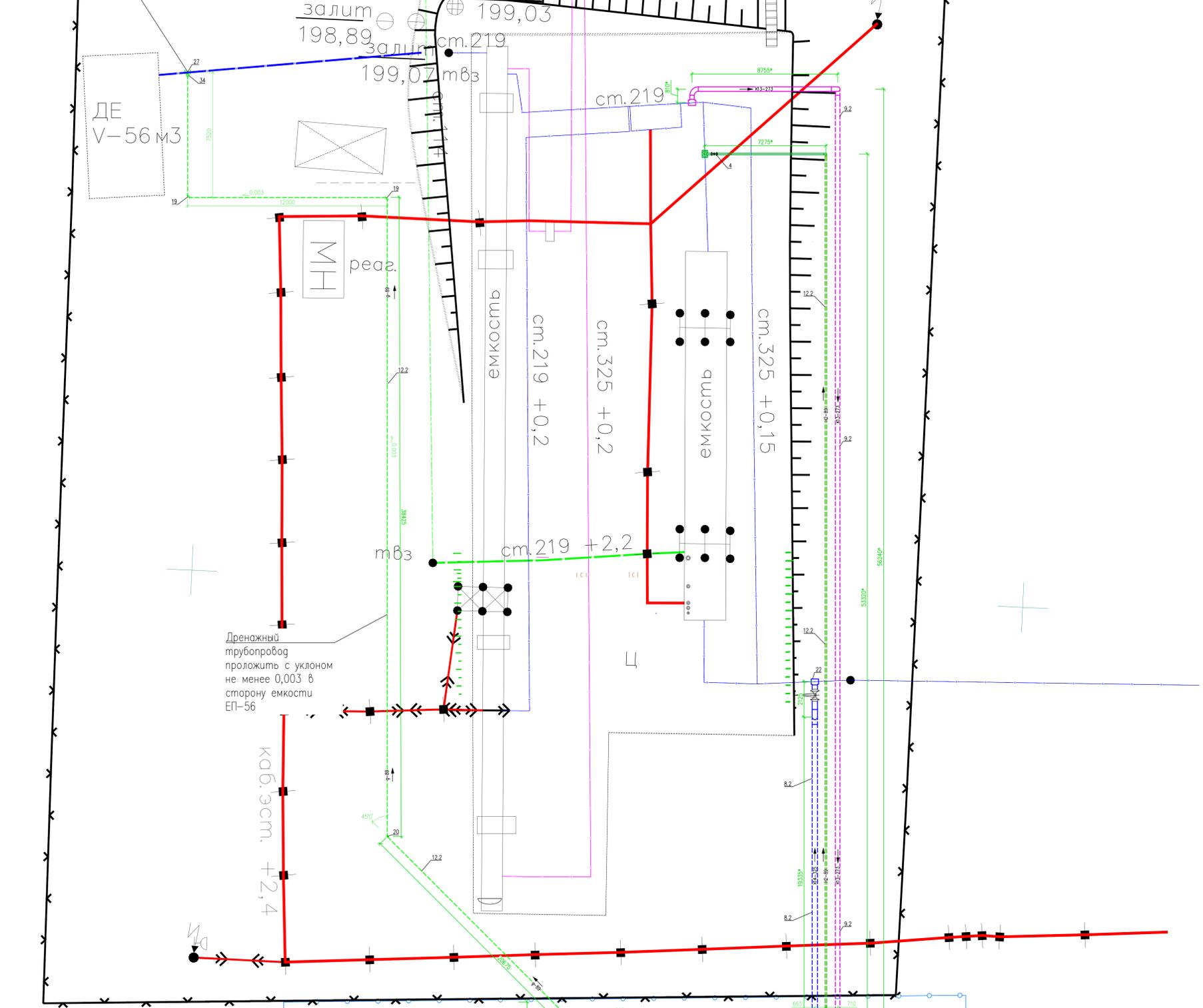
Площадка БОВ

Технологическая схема

Страница 3

ООО "Трансэнергострой"

Врезка в дренажный трубопровод до емкости ЕП-56 DN200



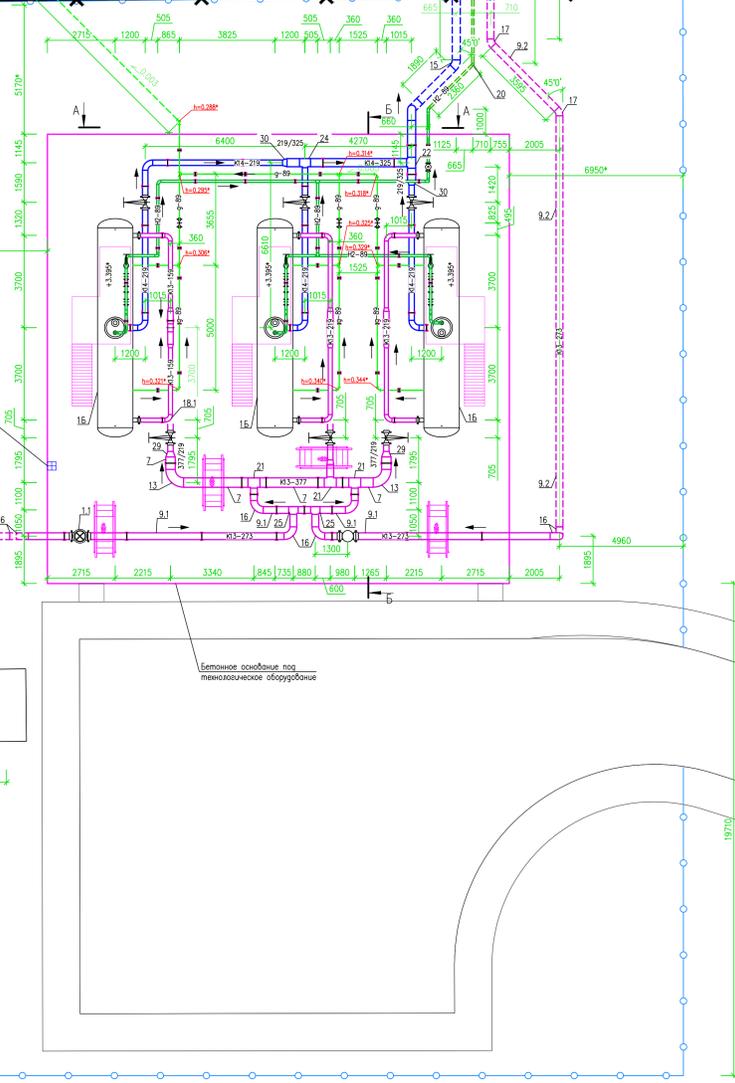
Дренажный трубопровод проложить с уклоном не менее 0,003 в сторону емкости ЕП-56

каб. эсм. +2,4

Трубопровод неочищенной гравитационной воды с площадкой ТВО-4а, #273В

Гидро-разделитель производственно-ремонтных стоков с площадкой

Бетонное основание под технологическое оборудование



Условные обозначения

К1.4	Трубопровод очищенной и обезжелезеной гравитационной воды
К1.3	Трубопровод неочищенной гравитационной воды
9	Трубопровод дренажа
12	Трубопровод сброса нефтезащитной эмульсии
К3	Канализация производственно-ремонтная

1. \* - размеры уточнить при монтаже, высотные отметки дренажного трубопровода привязаны по оси трубы
2. Стропильная часть показана условно

ДЭС0210150000-3-ИП06.ГЧ			
Обустройство Ватской площадки Арканского нефтяного месторождения. Расширение ВКНС-4а ТВО-4а			
Исполн.	Коллеж	Лист	Наряд
Разработчик	Кочетков	Дата	10.19
Проверил	Разинкин	10.19	
И.контр.	Артемьева	10.19	
Г.ИП	Бобыль	10.19	
Площадка БОВ		Стр.	Лист
		п	4
План М:100		ООО "Транснефтестрой"	

Имя, № докум. и дата

Дренажный трубопровод в дренажную емкость ЕП, объемом 56 м<sup>3</sup> на площадке ТВО-4 Ø89,6

Низконапорная водовод с площадки ТВО-4 Ø325x8

Низконапорная водовод на КНС-4 Рраб.=0,54 МПа

Пластовая вода (высоконапорный трубопровод) на блок греенок КНС-4 Рраб.=12,9 МПа

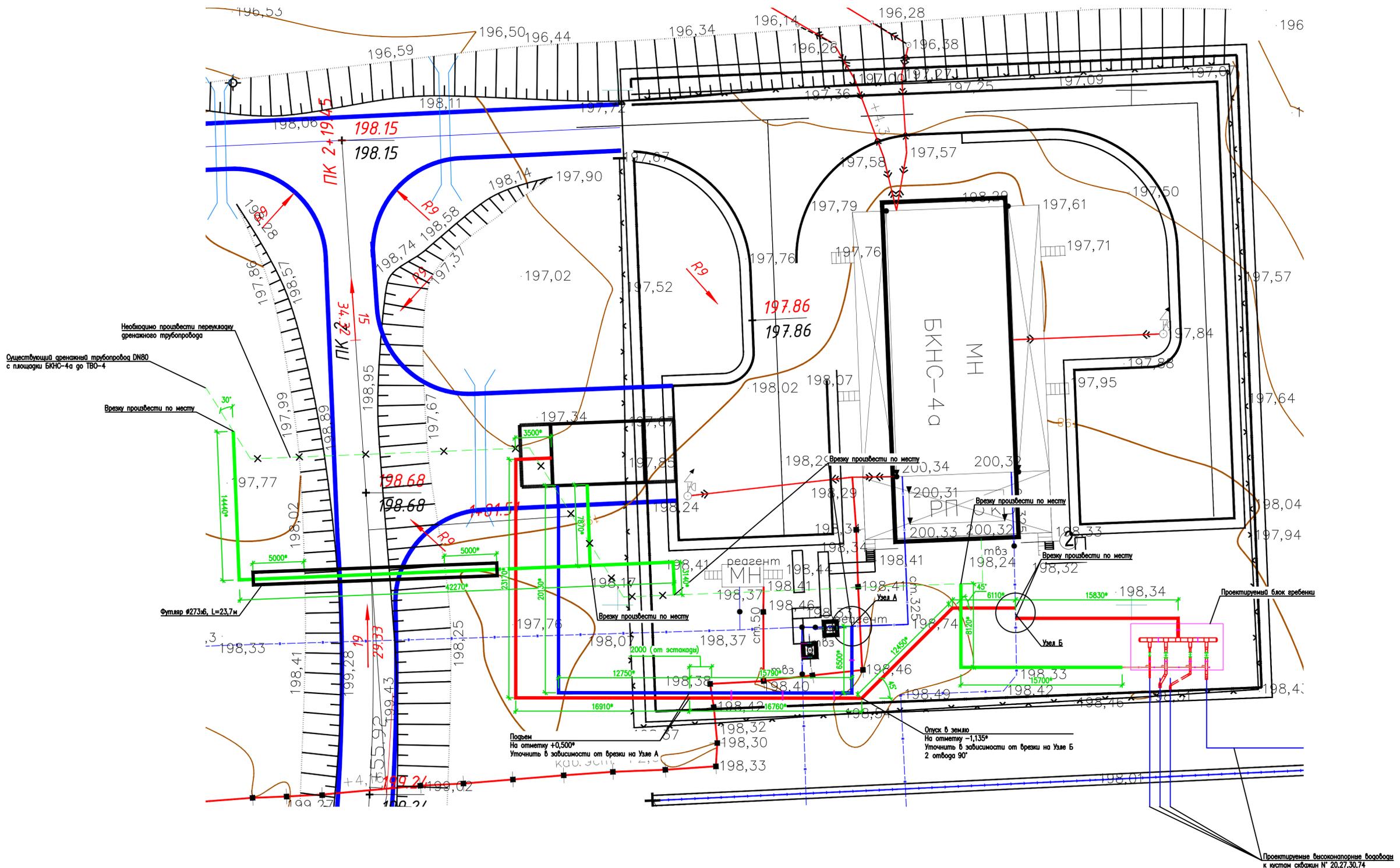
Экспликация оборудования

Обознач.	Наименование	Кол-во	Примечание
БДР	Блок дозирования реагента (ингибитора коррозии)	1	БДР-2.5 (Существующий)
БН1, БН2	Блок насоса ЦНС	2	(Существующий)
БМ	Блок маслосистемы	1	(Существующий)
ЦНС1,2	Насос центробежный для пластовой воды с расходом 240м <sup>3</sup> /ч и напором 1290 м	2	ЦНС 240-1290 (Существующий)
БМ1, БМ2	Бак масляный аварийный	2	(Существующий)
БМ3, БМ4	Бак масляный	2	(Существующий)
ФМ1, ФМ2	Фильтр двойной масляный	2	(Существующий)
НМ1, НМ2, НМ3, НМ4	Насос масляный	4	НМШ 8-25 (Существующий)
АТ1, АТ2	Аппарат воздушного охлаждения	2	(Существующий)
БН3	Блок насоса ЦНС	1	(Проектируемый)
БМ1	Блок маслосистемы	1	(Проектируемый)
ЦНС3	Насос центробежный для пластовой воды с расходом 240м <sup>3</sup> /ч и напором 1290 м	1	ЦНС 240-1290 (Проектируемый)
БМ5, БМ6	Бак масляный аварийный	2	(Проектируемый)
БМ7, БМ8	Бак масляный	2	(Проектируемый)
ФМ3, ФМ4	Фильтр двойной масляный	2	(Проектируемый)
НМ5, НМ6, НМ7, НМ8	Насос масляный	4	НМШ 8-25 (Проектируемый)
АТ3, АТ4	Аппарат воздушного охлаждения	2	(Проектируемый)

Условные обозначения

- К15 — Высоконапорный трубопровод очищенной пластовой воды
- К14 — Трубопровод очищенной и дегазированной пластовой воды
- 9 — Трубопровод дренажа
- — Трубопровод масла
-  Клапан обратный фланцевый
-  задвижка фланцевая
-  Фильтр сетчатый (фланцевый)
-  Пережок
-  Сигнализатор уровня ультразвуковой
-  Узел контроля коррозии
-  Расходомер

ДО50210150000-3- ИЛОБ.ГЧ				
Обустройство Вятской площадки Арланского нефтяного месторождения Расширение БКНС-4а ТВО-4а				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись
Разработал	Кочетков			10.19
Проверил	Разиньков			10.19
Площадка БКНС-4а			Стадия	Лист
			П	5
Технологическая схема			000 "Транснефтестрой"	
Н.контр.	Артемьева			10.19
ГИП	Бобин			10.19



- Условные обозначения
- K14 Трубопровод очищенной и дегазированной пластовой воды
  - g Трубопровод дренажа
  - K15 Высоконапорный трубопровод очищенной пластовой воды

Необходимо произвести переукладку дренажного трубопровода

Существующий дренажный трубопровод DN80 с площадки БКНС-4а до ТВО-4

Врезку произвести по месту

Футляр #27316, L=23,7м

Повсем  
На отметку +0,500\*  
Уточнить в зависимости от брезки на Узле А

Опуск в землю  
На отметку -1,135\*  
Уточнить в зависимости от брезки на Узле Б  
2 отбора 90°

Проектируемые высоконапорные водоводы к узлам сброса № 20,27,30,74

Инд. N поэта. Погр. и дата. Взам. инв. N

Д050210150000-3-ИЛОБ.ГЧ					
Обустройство Вятской площадки Арланского нефтяного месторождения. Расширение БКНС-4а ТВО-4а					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№зак	Подпись	Дата
Разработал	Кочетков				10.19
Проверил	Разиньков				10.19
Пл. № 20,27,30,74				Стация	Лист
				п	6
Н.контр. ГИП				Артемьева Бобин	10.19
План. М:100				ООО "Транснефтестрой"	