



НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЕ, ПРОЕКТНОЕ
И ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
ПО ПРИРОДООХРАННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

ООО «НЕДРА»

Регистрационный №17 от 30.10.2009 г. в реестре
СРО Союз «РН-Проектирование»

Заказчик: ООО «РИД Ойл-Пермь»

«СТРОИТЕЛЬСТВО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ ПСН «БЕЛЯЕВКА» 3-Я ОЧЕРЕДЬ»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании,
о сетях инженерно-технического обеспечения,
перечень инженерно-технических мероприятий,
содержание технологических решений»

Подраздел 7 «Технологические решения»

21053-ИОС7

Том 5.7

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Пермь, 2022



НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЕ, ПРОЕКТНОЕ
И ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
ПО ПРИРОДООХРАННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

ООО «НЕДРА»

Регистрационный №17 от 30.10.2009 г. в реестре
СРО Союз «РН-Проектирование»

Заказчик: ООО «РИД Ойл-Пермь»

«СТРОИТЕЛЬСТВО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ ПСН «БЕЛЯЕВКА» 3-Я ОЧЕРЕДЬ»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании,
о сетях инженерно-технического обеспечения,
перечень инженерно-технических мероприятий,
содержание технологических решений»

Подраздел 7 «Технологические решения»

21053-ИОС7

Том 5.7

Первый заместитель генерального директора –
главный инженер

А.В. Мерц

Главный инженер проекта

А.В. Пупков

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Пермь, 2022

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

Список исполнителей

Руководитель сектора сбора и транспорта нефти и газа



24.02.22

(подпись, дата)

С.Н. Халикова
(разделы 1-8, 15.1)

Инженер сектора АСУ ТП



24.02.22

(подпись, дата)

М.В. Трофимова
(раздел 11)

Руководитель группы ЭХЗ



24.02.22

(подпись, дата)

И.А. Митрофанова
(раздел 15.1)

Руководитель сектора ООС



24.02.22

(подпись, дата)

Д.В. Ермаков
(разделы 12-14)

Инженер сектора ООС



24.02.22

(подпись, дата)

И.В. Веснина
(разделы 9, 10)

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.
10706-ИОС7

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21053-ИОС7

Лист

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Номер страницы	Приме- чание
21053-ИОС7-С	Содержание тома	3	
21053-ИОС7	Текстовая часть	4	
	Графическая часть	64	
21053-ИОС7-1	Принципиальная технологическая схема ПСН Беляевка	65	
21053-ИОС7-2	Принципиальная технологическая схема скважины № 52	66	
21053-ИОС7-3	План расположения оборудования и трубопроводов	67	
21053-ИОС7-4	Продольный профиль трассы существующего трубопровода. Узел задвижек - скважина № 52.	68	
21053-ИОС7-5	Схема структурная системы автоматизации	69	
21053-ИОС7-6	Схема функциональная системы автоматизации	70	
21053-ИОС7-7	План кабельных трасс	71	

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

10706-ИОС7

21053-ИОС7-С

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разработал		Иванченко Д.В.			24.02.22
Проверил		Гиренко Д.В.			24.02.22
Н.контр.		Халикова С.Н.			24.02.22
ГИП		Пупков А.В.			24.02.22

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА 5.7

Стадия	Лист	Листов
II		1
ООО НИПППД «Недра»		

ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

10706-ИОС7

						21053-ИОС7			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Иванченко Д.В.				24.02.22		П	1	60
Проверил	Гиренко Д.В.				24.02.22				
Н.контр.	Халикова С.Н.				24.02.22				
ГИП	Пупков А.В.				24.02.22				
							ООО НИПППД «Недра»		

Содержание

1	Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом, характеристика отдельных параметров технологического процесса	5
2	Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд	13
2.1	Описание мест расположения приборов учета, используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов	13
3	Описание источников поступления сырья и материалов.....	15
4	Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции	17
5	Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования.....	18
5.1	Характеристика основного технологического оборудования	18
5.2	Технологические трубопроводы	20
5.3	Электрохимическая защита от коррозии.....	25
6	Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования.....	25
7	Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах.....	26
8	Сведения о сертификации и разрешениях применяемого технологического оборудования	29
9	Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности.....	30
10	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства	31
11	Описание автоматизированных систем, в производственном процессе.....	34
12	Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники	37
13	Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду	38

Интв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №			
10706-ИОС7					
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

14	Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов	39
14.1	Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов, если такие требования предусмотрены в задании на проектирование.....	39
14.2	Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов (за исключением зданий, строений, сооружений, на которые требования энергетической эффективности и требования оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов не распространяются).....	39
15	Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов	41
15.1	Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов	43
15.2	Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность	43
15.3	Описание технических средств и обоснование проектных решений, направленных на обнаружение взрывных устройств, оружия, боеприпасов, для зданий, строений, сооружений социально-культурного и коммунально-бытового назначения, нежилых помещений в многоквартирных домах, в которых согласно заданию на проектирование предполагается единовременное нахождение в любом из помещений более 50 человек и при эксплуатации которых не предусматривается установление специального пропускного режима	44
15.4	Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»	44
	ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	45

Инд. № подл.	10706-ИОС7				
Подл. и дата					
Взам. инв. №					

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

Приложение А. Опросный лист для заказа подогревателя нефти ...	46
Приложение Б. Опросный лист для заказа ёмкости V=50 м ³	48
Приложение В. Декларация о соответствии, сертификат насосной установки.....	58

Инв. № подл.	10706-ИОС7
Подл. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21053-ИОС7

Лист

4

1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом, характеристика отдельных параметров технологического процесса

Проект выполнен на основании следующих документов (представлены в томе 1 «Пояснительная записка»):

- задание на проектирование «Строительство технологических объектов ПСН «Беляевка» 3-я очередь»;
- технические условия ООО «РИД Ойл-Пермь».

Существующее положение

Беляевское нефтяное месторождение расположено в границах Оханского муниципального района Пермского края, в 25 км к юго-востоку от города Оханск.

Продукция скважин по промысловым трубопроводам транспортируется на пункт сбора нефти. Функциональным назначением объекта является сбор продукции с существующих кустов скважин №1 и №2 и одиночных скважин №50 и №52 Беляевского месторождения, отделение и утилизация газа, накопление жидкости с дальнейшим вывозом автомобильным транспортом на объекты переработки и транспорта нефти.

В состав пункта сбора нефти входят следующие здания и сооружения:

- ПП-1 – путевой подогреватель ППТ-0,2 Г, предназначен для нагрева нефтегазосодержащей смеси;
- ТФС-1 – трехфазный сепаратор $V=16 \text{ м}^3$, предназначен для проведения первой ступени сепарации;
- С-1, 2 – сепарационно-накопительные емкости каждая $V=50 \text{ м}^3$ – предназначены для проведения второй ступени сепарации;
- ЕН-1, 2 – накопительные емкости каждая $V=200 \text{ м}^3$ – предназначены для накопления нефти и отгрузки в автоцистерны;
- ЕВ-1 – емкость пластовой воды $V=25 \text{ м}^3$ – предназначена для сбора пластовой воды и отгрузки в автоцистерны;
- Н-1/1, 2 – насос налива сепарированной нефти в автоцистерны $Q=27...57 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=13...8 \text{ м}$;
- Н-3 насос внутренней перекачки нефти $Q=27...57 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=13...8 \text{ м}$;
- Н-2 – насос пластовой воды $Q=27...57 \text{ м}^3/\text{час}$, $H=13...8 \text{ м}$;
- Н-4 – насос откачки дренажной емкости (ДЕ) $Q=50 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=50 \text{ м}$;
- СФ-1 – сепаратор факельный, предназначен для отделения капельной влаги из потока газа, поступающего на сжигание;
- ФУ – установка факельная предназначена для сжигания выделившегося попутного нефтяного газа;
- УУН – узел учета нефти, предназначенный для определения количества нефти, отгруженной в автоцистерны;
- УУГ-1 – узел учета газа, предназначен для учета газа, подающегося на дежурную горелку;

Изм.	Кол.уч	Лист
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
10706-ИОС7		

Трехфазный сепаратор ТФС-1 объемом 16 м³ представляют собой стальную горизонтальную цилиндрическую емкость с эллиптическими днищами, люком для внутреннего осмотра. Емкость теплоизолирована.

Сепаратор ТФС-1 оборудован аналоговым датчиком давления РТ 011, показывающим техническим манометром РГ 011, аналоговым датчиком уровня нефти ЛТ 012, аналоговым датчиком раздела фаз нефть-вода ЛТ 011, термометром для измерения температуры ТГ 011, установленным по месту, запорной арматурой.

Давление в сепараторе поддерживается регулятором давления газа РД-2 в диапазоне 0,1–0,15 МПа. Избыточный объем газа сбрасывается через сепаратор факельный СФ-1 на факельную установку ФУ.

Выделившаяся в ТФС-1 пластовая вода поступает в ёмкость пластовой воды ЕВ-1 через задвижку № 59. Уровень раздела фаз «вода-нефть» в ТФС-1 регулируется клапаном ЭМК-3 на линии сброса воды. Сброс воды из сепаратора ТФС-1 производится при достижении уровня 0,6 м, при этом включается сигнализация верхнего уровня и открывается электромагнитный клапан № 62. При достижении уровня 0,2 м включается сигнализация нижнего уровня и электромагнитный клапан № 62 закрывается. Клапан ЭМК-3 отсекается до и после задвижками № 61, 63. На байпасе установлена задвижка № 64.

При достижении уровня нефти в сепараторе ТФС-1 1,5 м включается сигнализация верхнего уровня и открывается электромагнитный клапан ЭМК-1 № 32 и происходит сброс нефти из сепаратора в сепарационно-накопительные емкости С-1, 2. При снижении уровня нефти до 0,5 м включается сигнализация нижнего уровня и электромагнитный клапан № 32 закрывается. Электромагнитный клапан № 32 отсекается задвижками № 31, 33, на байпасе установлена задвижка № 34

Для защиты сепаратора ТФС-1 от избыточного давления применяются предохранительные клапаны СППК 4Р 25-40 в комплекте с переключающими устройствами. Сброс от предохранительных клапанов направляется на факельную установку.

После прохождения первой ступени сепарации через задвижки № 30, 2, 3 жидкость подается на сепарационно-накопительные емкости С-1, 2, где проводится вторая ступень сепарации – отделение остатков растворённого газа при давлении 0,05 МПа.

Сепарационно-накопительные емкости С-1, 2 (рабочая/резервная) объемом 50 м³ каждая представляют собой стальные горизонтальные цилиндрические емкости с эллиптическими днищами, люком для внутреннего осмотра. Емкости теплоизолированы.

Давление на 2-й ступени сепарации поддерживается существующим клапаном «до себя» РД-1, установленным на линии отдува газа на факел. Расход газа на сжигание со 2-й ступени измеряется узлом учёта газа УУГ-2 совместно с газом 1-й ступени.

Для контроля уровня на С-1, 2 установлены уровнемеры ЛТ 201, ЛТ 202 соответственно. На выходе из С-1, 2 установлен электромагнитный клапан ЭМК-2 № 49, который открывается при уровне 1,4 м и закрывается при уровне 0,8 м. Нефть сбрасывается в накопительные емкости ЕН-1, 2. Клапан ЭМК-2 отсекается до и после задвижками № 48,50. На байпасе установлена задвижка № 51.

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.
10706-ИОС7

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21053-ИОС7

Лист

8

Проектом предусмотрено

Определение количества утилизированной воды предусмотрено узлом учёта воды УУВ, расположенного на площадке задвижек.

Для оперативного учета попутного газа в путевом подогревателе предусмотрен комплектный узел учёта газа.

Инов. № подл.	Взам. инв. №
10706-ИОС7	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21053-ИОС7

Лист

14

3 Описание источников поступления сырья и материалов

Сырьем является нефтегазосодержащая жидкость, находящаяся в недрах земли. Нефтегазосодержащая жидкость тульского пласта поступает от фонда скважин Беляевского нефтяного месторождения.

Физико-химическая характеристика пластовой нефти Беляевского нефтяного месторождения представлена в таблице 3.1.

Физико-химические свойства, попутного нефтяного газа, пластовой воды, представлены в таблицах 3.12, 3.3.

Таблица 3.1 – Физико-химические свойства, характеристики нефти

Наименование параметра	Среднее значение
Плотность, кг/м ³	до 909
Вязкость кинематическая, сСт	до 120
Температура нефти, °С	0...+35
Массовая доля воды, %	не более 10
Массовая доля механических примесей, %	не более 0,1
Массовая доля серы, %	не более 4,2
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³	до 5000
Содержание свободного газа, %	отсутствует
Данные о токсической опасности	3 класс токсической опасности
Данные о взрывопожароопасности	Легковоспламеняющаяся жидкость, класс взрывопожароопасности Т-1
Состав:	Фракционный состав нефти (объемный процент):
	до 100 °С - 12 %
	до 150 °С - 27 %
	до 200 °С - 38 %
до 300 °С - 61 %	
Содержание, % массовый	
серы	3,94
смола	37,46
асфальтенов	3,41
парафинов	2,69
мех. примеси	–
Общие данные:	
молекулярный вес, кг/моль	263
температура начала кипения, °С	51
Температура вспышки в закрытом тигле	10 - 35 °С
Температура самовоспламенения	От 240 до 570 °С (зависит от состава нефти)
Пределы взрываемости:	
	объемные (по гексану)
весовые	1–18 %
ПДК в воздухе рабочей зоны	10 мг/м ³
Смертельная концентрация	227 мг/л
Пороговая токсодоза	150 мг/кг живого веса

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.
10706-ИОС7

21053-ИОС7

Лист

15

Изм. Кол.уч Лист №док. Подпись Дата

Таблица 3.2 – Физико-химические свойства и состав попутного нефтяного газа

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
Состав газа		
- метан		21,0
- этан		4,50
- пропан		2,0
- изобутан		0,4
- норм. бутан	% мол	0,65
- изопентан		0,15
- норм. пентан		0,1
- гексан+высшие		0,04
- сероводород		0
- азот		71,14
- углекислота		0,02
Плотность газа при стандартных условиях	кг/м ³	1,129
Теплотворная способность*	кДж/м ³	13364

Таблица 3.2 – Свойства пластовой воды

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
Плотность при 20°C	кг/м ³	1149 ÷ 1183

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
10706-ИОС7

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21053-ИОС7

Лист

16

4 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Требования к параметрам и качественным характеристикам продукции при сливе предусматриваются:

- рабочий диапазон температуры нефти 0...+40 °С;
- максимальное содержание механических примесей в нефти, массовая доля – не более 0,1 %;
- содержание свободного газа не допускается.

Инв. № подл.	10706-ИОС7
Подл. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21053-ИОС7

Лист

17

5 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

5.1 Характеристика основного технологического оборудования

Оборудование, принятое в проекте, выбрано в соответствии с проектными расчётами нагрева и разделения газа, нефти и воды, со свойствами жидкости, прогнозными показателями добычи жидкости, нефти и газа, указанными в задании на проектирование и на основании временных затрат на выполнение периодических операций по отгрузке продукции.

Климатическое исполнение оборудования наружных установок принято У1 в соответствии с климатическими условиями района размещения по ГОСТ 15150-69 (температура наиболее холодной пятидневки минус 36 °С, абсолютная минимальная температура минус 50°С, абсолютная максимальная температура плюс 38 °С).

Состав проектируемого основного технологического оборудования приемосдаточного пункта нефти приведен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Состав проектируемого основного технологического оборудования

Наименование оборудования	Ед. изм.	Количество	Примечание
Путевой подогреватель ПП-2	комплект	1	на открытой бетонированной площадке с бортиком
Ёмкость пластовой воды ЕВ-2	комплект	1	на открытой бетонированной площадке с бортиком
Насос центробежный горизонтальный	комплект	1	на открытой бетонированной площадке

Путевой подогреватель ПП-2

Путевой подогреватель ПП-2 (резервный) предназначен для нагрева газожидкостной смеси с температуры 0...+10 °С до +20...+35 °С. Проектом предусмотрено применение подогревателя марки ППТ-0,2Г с промежуточным теплоносителем тепловой мощностью 120–290 кВт.

Подогреватель оснащён комплектными приборами КИП системой автоматизации и панелью управления, обеспечивающими контроль и регулирование технологических параметров. Горелка оснащена сигнализатором погасания пламени, дежурной горелкой, средствами, отключающими подачу газа при погасании пламени. Топливный газ проходит сепаратор и подогреватель. Предусмотрены блокировки на случай превышения температуры выхода продукта из подогревателя, превышения давления в подогревателе, загазованности.

Расход попутного газа на подогреватель составляет 20...72 нм³/ч.

Подогреватель оснащён комплектными приборами КИП системой автоматизации и панелью управления, обеспечивающими контроль и регулирование технологических параметров. Горелка оснащена сигнализатором погасания пламени, дежурной горелкой, средствами, отключающими подачу газа при погасании

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.
10706-ИОС7

21053-ИОС7

Лист

18

Изм. Кол.уч Лист №док. Подпись Дата

пламени. Топливный газ проходит сепаратор и подогреватель. Предусмотрены блокировки на случай превышения температуры выхода продукта из подогревателя, превышения давления в подогревателе, загазованности.

Таблица 5.2 – Техническая характеристика путевого подогревателя

Показатель	Значение
Номинальная тепловая мощность, кВт	120 ... 290
КПД, %, не более	80
Объём промежуточного теплоносителя (вода), м ³	2,7
Расчетное давление в продуктовом змеевике, МПа (кгс/см ²)	6,3(63)
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	0,25 (2,5)
Температура промежуточного теплоносителя, не более, °С	+95
продукта на входе, °С	+5
нагрева продукта на выходе, °С	+70
Масса, кг	5000

Ёмкость пластовой воды ЕВ-2

Ёмкость предназначена для приема и накопления пластовой воды, отделённой в трёхфазном сепараторе, и периодической её утилизации через существующую скважину № 52 переведённую под «поглощение». В соответствии с техническими условиями принята ёмкость объёмом 50м³ по ТУ 3615-006-00220322-2004.

Предусмотрен контроль уровня в емкости. Дыхание ёмкости осуществляется в атмосферу. Ёмкость устанавливается надземно на бетонных опорах на бетонной площадке с бордюром.

Для уменьшения теплопотерь, сохранения температуры ёмкость теплоизолируется.

Таблица 5.3 – Техническая характеристика ёмкости пластовой воды

Показатель	Значение
Номинальный объем емкости, м ³	50
Расчетное давление, МПа (кгс/см ²)	0,6 (6,0)
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	Атм.
Температура рабочая, °С	+5 ... +40
Внутренний диаметр, мм	2400
Материальное исполнение емкости	Углеродистая сталь
Масса, кг	4420

Насосная установка для закачки пластовой воды

Насосная установка центробежного горизонтального насоса предназначена для закачки в скважину № 52 пластовой воды из накопительной емкости ЕВ-2. Максимальная производительность установки по жидкости составляет 25 м³/сут. В качестве насоса закачки в проекте применена насосная установка УЦГН 5-25 в комплекте со станцией управления обеспечивающей частотное регулирование. Техническая характеристика насоса представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Техническая характеристика насоса

Показатель	Значение
Установка насосная комплектная	УЦГН 5-25
Типоразмер насоса	ВНН5-25

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.
10706-ИОС7

21053-ИОС7

Лист

19

Изм. Кол.уч Лист №док. Подпись Дата

Тип двигателя	Электродвигатель взрывозащищенного исполнения, асинхронный ВА132М2 1081 380/660В УХЛ1 550 1ЕхdПВТ4-1 11 кВт, 3000 об/мин
Давление на входе, МПа	min 0,05
Подача, м ³ /сут	25
Напор, м	328
Масса, кг, не более	1500

5.2 Технологические трубопроводы

Выбор труб выполнен на основании расчетов на прочность и устойчивость с учетом номенклатуры заводов-изготовителей. Проектной документацией приняты трубы с увеличенными толщинами стенок по сравнению с расчетными.

Расчет диаметров проектируемых технологических трубопроводов выполнен с учетом производительности и рекомендуемых скоростей движения рабочей среды.

Расчет толщины стенки трубопроводов производится в соответствии с п. 9.5 ГОСТ 32569-2013 по ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия». Результаты расчетов приведены в таблице 5.5.

В таблице приведено:

- **D** – наружный диаметр трубопровода;
- **P_{max}** – максимальное рабочее избыточное давление в трубопроводе. В соответствии с техническими условиями заказчика для технологических трубопроводов в проекте принято расчетное давление не менее 1,6 МПа;
- **S_R** – расчетная толщина стенки трубопровода, нагруженного внутренним избыточным давлением определяется по формуле:

$$S_R = \frac{|P| * D}{2 * \varphi_y * [\sigma] + |P|}, \text{ мм} \quad (5.1)$$

где |P| – максимальное избыточное давление, МПа;

D – наружный диаметр, мм;

φ_y – коэффициент прочности сварного соединения, для стыковых сварных соединений при растяжении от давления, при проведении контроля шва радиографическим методом по всей длине шва, принимается равным 1;

[σ] – допустимое напряжение при растяжении, для углеродистых сталей определяется по формуле:

$$[\sigma] = \frac{\sigma_p}{1,5} \quad (5.2)$$

где σ_p – предел текучести, для стали В20 принимается 225 МПа.

S_{min} – минимальная допустимая толщина стенки трубопровода за весь срок эксплуатации трубопровода, принимается равной S_R, если S_R больше указанной в таблице 5.6 ГОСТ 32388-2013, или указанной в этой таблице, если меньше.

C₁ – технологическая прибавка, равная минусовому отклонению толщины стенки для труб равна 10 %.

Инв. № подл.	10706-ИОС7				
Подл. и дата					
Взам. инв. №					

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

C_2 – прибавка на коррозию. Прибавка на коррозию выбирается исходя из условия обеспечения срока службы трубопроводов, равного 20 годам и скорости коррозии. Скорость коррозии для технологических трубопроводов принята 0,1 мм/год.

S – номинальная толщина стенки трубопровода, которая должна удовлетворять условию:

$$S \geq S_R + C_1 + C_2 \quad (5.3)$$

но не менее минимальной толщины стенки при эксплуатации с учетом прибавки на коррозию

$$S \geq S_{\min} + C_2 \quad (5.4)$$

Результаты расчетов приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Результаты расчетов диаметров и толщины стенки трубопроводов

D, мм	$P_{\max.}$, МПа	S_R , мм	$S_{\min.}$, мм	C_1 , мм	C_2 , мм	$S_R + C_1 + C_2$, мм	$S_{\min} + C_2$, мм	S, мм
57	1,6	0,30	1,50	0,5	2	2,80	3,50	5
89		0,47	2,00	0,5	2	2,97	4,00	5
159		1,16	2,50	0,6	2	3,96	4,50	6

Расчетный срок службы трубопроводов без внутреннего покрытия определяется с учетом скорости коррозии.

Расчетный срок службы трубопроводов определен по формуле:

$$n = \frac{\text{толщина стенки} - \text{отбраковочная толщина}}{\text{скорость коррозии}} \quad (5.5)$$

Расчетный срок службы трубопроводов выполнен для трубопроводов без внутреннего покрытия.

Отбраковочные размеры трубопроводов приведены в таблице 5.6. Отбраковочные толщины для задвижек, арматуры и литых деталей приведены в таблице 5.7.

Таблица 5.6 – Отбраковочный размер стенок труб и деталей трубопроводов

Наружный диаметр, мм	≤ 114
Наименьшая допустимая толщина стенки, $S_{отбр}$, мм	2,0

Таблица 5.7 – Отбраковочные толщины для задвижек, арматуры и литых деталей

Номинальный диаметр, мм	≤ 80	100
Наименьшая допустимая толщина стенки, $S_{отбр}$, мм	4,0	5,0

В соответствии с требованиями заказчика фактический срок службы трубопроводов принят 20 лет. Назначенный срок службы трубопровода выбирается как наименьшее значение из расчетного и фактического срока службы. Расчетный и назначенный срок службы трубопроводов приведены в таблице 5.8.

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.
10706-ИОС7

Таблица 5.8 – Срок службы трубопроводов

Диаметр	Расчетный срок службы, лет	Назначенный срок службы, лет
57x5	30,0	20
89x5	30,0	20
159x6	35,0	20

Трубопроводы запроектированы из стальных бесшовных горячедеформированных труб по ГОСТ 8732-78 из стали 20 группы В, технические требования по ГОСТ 8731-74. Принятые трубы обеспечивают высокую надежность на весь период эксплуатации.

Фасонные детали трубопроводов (отводы, тройники, переходы) применяются из материала, аналогичного материалу трубопроводов.

Принятые трубы обеспечивают высокую надежность на весь период эксплуатации. Выбор труб выполнен на основании расчетов на прочность с учетом номенклатуры заводов-изготовителей.

Необходимый уровень конструктивной надежности трубопроводов обеспечивается путем категорирования трубопроводов в зависимости от класса опасности транспортируемого вещества и от рабочих параметров среды.

Характеристика трубопроводов определена в соответствии с ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» и приведена в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Характеристика трубопроводов

Наименование	Категория, группа	$R_{расч.}$, МПа	$R_{исп.проч.}$, МПа	$R_{исп.плотность}$, МПа	$R_{исп.герм.}$, МПа
Трубопровод нефти Н1, Н2, Н3, Н4	II А(б)	0,60	0,86	0,60	0,03
Трубопровод дренажа Д	II А(б)	0,05	0,20	0,05	0,05
Трубопровод газа Г1	II Б(а)	0,60	0,86	0,60	0,20
Трубопровод пластовой воды В5, В6	II А(б)	0,60	0,86	0,60	0,20
Трубопровод слива теплоносителя Дт	VB	0,05	0,20	0,05	-

Трубопроводы запроектированы из стальных бесшовных горячедеформированных труб по ГОСТ 8732-78 из стали 20 группы В, технические требования по ГОСТ 8731-74. Принятые трубы обеспечивают высокую надежность на весь период эксплуатации. Нормативный срок эксплуатации не менее 20 лет.

Фасонные детали трубопроводов (отводы, тройники, переходы) применяются из материала, аналогичного материалу трубопроводов.

Трубопроводы на технологической площадке прокладываются надземно на опорах с уклонами, обеспечивающими возможность их опорожнения при остановке. Установка опор под трубопроводы выполнена на расстоянии не менее 100 мм от сварных швов, не менее 400 мм от фланца арматуры. При монтаже между надземными трубопроводами и хомутовыми опорами прокладываются изолирующие прокладки из паронита по ГОСТ 481-80 толщиной 4 мм. Радиус гибки хомутовых опор выполняется с учетом толщины изолирующих прокладок.

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.
10706-ИОС7

21053-ИОС7

Лист

22

Изм. Кол.уч Лист №док. Подпись Дата

Расстояние между подвижными опорами принято исходя из выполнения условия прочности и жесткости, на основе расчетов в программе «СТАРТ».

Расстояние между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до строительных конструкций принято с учетом возможности сборки, ремонта, осмотра, нанесения теплоизоляции, а также с учетом величины смещения трубопровода при температурных деформациях (на основе расчетов, выполненных в программе «СТАРТ»). Расстояния приняты в соответствии с ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», приложение Е. В местах прохода людей над трубопроводами, расположенными на высоте 0,25 м и выше от поверхности земли, площадки или пола, предусмотрены переходные площадки. Компенсация линейных деформаций обеспечивается самокомпенсацией за счет поворотов трубопроводов.

Для предупреждения и уменьшения теплотерь, сохранения температуры, предотвращения замерзания транспортируемой среды надземные участки трубопроводов в соответствии с технологической схемой теплоизолируются:

- нефть от ПП-2 и далее по схеме врезок в существующие трубопроводы;
- дренажные трубопроводы.

Отдельные участки обогреваются греющим кабелем.

Теплоизоляция трубопроводов производится цилиндрами, изготовленными из минеральной ваты на синтетическом связующем, класс горючести НГ по ГОСТ 30244-94, коэффициент теплопроводности $\lambda = 0,03 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$. Покровный слой теплоизоляции выполняется из тонколистовой оцинкованной стали толщиной 0,5 мм, крепление листов между собой производится винтом самонарезающим. Изоляция арматуры производится съемными металлическими коробами из тонколистовой оцинкованной стали толщиной 0,5 мм с прикрепленными к их внутренней поверхности матами из минеральной ваты в качестве теплоизоляционного слоя.

Для защиты от атмосферной коррозии надземные трубопроводы и арматура покрываются эмалью ХВ-110 ГОСТ 18374-79 (в 2 слоя) с предварительной очисткой по слою грунтовки ГФ-0119 ГОСТ 23343-78 (в 1 слой).

Опознавательная окраска и маркировка выполняется в соответствии с ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки».

Монтаж, сварка и испытание переустраиваемого нефтегазопровода выполняются согласно ГОСТ Р 55990 2014, СНиП 12 04 2002 II часть и Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности (Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101).

В процессе производства монтажных работ выполняется пооперационный контроль качества сварки и сборки трубопровода. Сварка и контроль сварных стыков производятся согласно ВСН 005 88, ВСН 006 89, ГОСТ Р55990–2014, РД 39 132 94 и технических требований на трубы.

Контроль сварных стыков выполняется 100 % радиографическим методом.

Проектом предусмотрено проведение испытания трубопровода на прочность и плотность согласно ГОСТ Р 55990 2014.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.
10706-ИОС7

21053-ИОС7

Лист

23

Переустанавливаемый нефтегазопровод подлежит испытанию на прочность и герметичность в один этап гидравлическим способом.

Первым этапом гидравлическим способом испытываются участки:

Требуемое давление испытания составляет $R_{исп.} = 1,25 R_{раб.} = 5,0 \text{ МПа}$ – испытание на прочность. Продолжительность испытания – 12 ч.

В состав основных работ по гидравлическому испытанию трубопровода входят:

- подготовка к испытанию;
- наполнение трубопровода водой;
- подъем давления до испытательного;
- испытание на прочность.

Проверка на герметичность полностью смонтированного трубопровода производят после испытания на прочность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего ($R_{раб.} = 4,0 \text{ МПа}$) и его выдержки в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч.

Трубопровод считается выдержавшим испытания на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопроводов на прочность они не разрушились, а при проверке на герметичность давление осталось неизменным и не было обнаружено утечек в трубопроводе.

Испытания трубопровода осуществляются в присутствии приемочной комиссии в составе представителей Заказчика, строительной-монтажной и эксплуатирующей организаций. По результатам испытаний составляются акты.

Монтаж, сварку и испытание технологических трубопроводов выполняются согласно СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы», ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах». Соединение стальных труб между собой контактной сваркой встык.

Контроль сварных соединений выполняется радиографическим методом согласно СНиП 3.05.05-84 в процентах к общему числу стыков, сваренных каждым сварщиком (но не менее одного стыка) для трубопроводов II категории – 10 %.

Контроль сварных стыков трубопроводов газа на печь предусмотрен в объеме 100 %.

Порядок контроля качества сварных соединений стальных трубопроводов смотри пункт 10.2 тома 6 «Проект организации строительства».

После окончания монтажных и сварочных работ, контроля качества сварных соединений, после установки и закрепления всех опор, после укладки в траншею трубопроводы подвергаются гидравлическому испытанию на прочность и плотность давлением в соответствии с таблицей 5.11.

Помимо испытаний на прочность и плотность трубопроводы групп А и Б подвергаются дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления. Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление остается неизменным, и не будут обнаружены утечки. В соответствии с

Изм.	Кол.уч	Лист
№ док.	Подпись	Дата
Инд. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №
10706-ИОС7		

п. 13.5.3 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» давление испытания проводится давлением равным рабочему. Давление испытания всех трубопроводов на герметичность представлены в таблице 5.11. Длительность проведения испытания на герметичность не менее 24 часов.

Проектом не предусмотрена подземная прокладка трубопроводов.

5.3 Электрохимическая защита от коррозии

Раздел не разрабатывается так как подземных трубопроводов проектом не предусмотрено.

6 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования

Вспомогательного оборудования не предусмотрено.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
10706-ИОС7

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21053-ИОС7

Лист

25

Таблица 7.1 – Классификация проектируемых наружных установок

Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок	Категория по взрывопожарной и пожарной опасности (ФЗ № 123 ст. 24-27, СП 12.13130.2009)	Класс взрывопожароопасных зон по ФЗ № 123, ст. 18-19 (по ПУЭ))	Степень огнестойкости (согласно ФЗ-123)	Класс конструктивной пожарной опасности (согласно ФЗ-123)	Класс функциональной пожарной опасности (согласно ФЗ-123)
Технологическая площадка	АН	В-Гг	–	–	–
Площадка подогревателя путевого	АН	В-Гг	–	–	–

Размер взрывоопасных зон согласно приложения 5 ФНП «ЛБНГП» составляет:

Зона 0 открытые пространства радиусом 1,5 м вокруг окончания труб, отводящих попутные газы (дыхательные стояки подземных емкостей).

Зона 1:

– открытые пространства радиусом 1,5 м от зоны 0 вокруг окончания труб, отводящих попутные газы (дыхательные стояки подземных емкостей).

Зона 2:

– открытые пространства вокруг закрытых технических устройств, оборудования (насосов) на расстоянии 2,5 м;

– открытые пространства радиусом 2 м от зоны 1 вокруг окончания труб, отводящих попутные газы (дыхательные стояки подземных емкостей);

– открытые пространства радиусом 3 м вокруг технических устройств, содержащих нефть, где образование взрывоопасных смесей возможно только в результате аварии или повреждения (фланцевые соединения).

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.
10706-ИОС7

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21053-ИОС7

Лист

28

8 Сведения о сертификации и разрешениях применяемого технологического оборудования

Применяемое в проекте технологическое оборудование и материалы имеют необходимые сертификаты соответствия требованиям промышленной и пожарной безопасности и разрешения Ростехнадзора России на применение на опасном производственном объекте. Оборудование соответствует требованиям технических регламентов Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».

Декларирование соответствия оборудования, должно быть выполнено по схеме 5д либо сертификации по эквивалентной схеме, декларации или сертификата соответственно на основании статьи 9 ТР ТС 010/2011.

Инов. № подл.	Взам. инв. №
10706-ИОС7	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21053-ИОС7

Лист

29

10 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства

Для исключения возможного неблагоприятного воздействия вредных факторов на обслуживающий персонал класс условий труда – допустимый: в зависимости от уровня шума и вибрации рабочих мест, содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны, параметров световой среды производственных участков и помещений (для постоянных рабочих мест); по показателям напряженности трудового процесса по показателям микроклимата для производственных помещений и открытых территорий в теплый и холодный периоды года.

Фактическое состояние условий труда определяется процедурой специальной оценки условий труда согласно Приказа Министерства здравоохранения и социального развития РФ № 426-ФЗ от 28.12.2013 (с изм. № 136-ФЗ от 01.05.2016) «О специальной оценке условий труда», 1 раз в 5 лет проводится оценка условий труда по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести и напряженности трудового процесса.

Специальная оценка условий труда предусматривает:

- выявление на рабочем месте вредных и опасных производственных факторов и причин их возникновения;
- исследование санитарно-гигиенических факторов производственной среды, трудность и напряженность трудового процесса на рабочем месте;
- комплексную оценку факторов производственной среды и характера труда на соответствие их требованиям стандартов, санитарных норм и правил;
- обоснование отнесения рабочего места к соответствующей категории с вредными условиями труда;
- подтверждение (установление) права работников на льготное пенсионное обеспечение, дополнительный отпуск, сокращенный рабочий день, другие льготы;
- и компенсации в зависимости от условий труда;
- проверку правильности применения списков производств, работ, профессий, должностей и показателей, которые дают право на льготное пенсионное обеспечение;
- разрешение споров, которые могут возникнуть между юридическими лицами и работниками относительно условий работы, льгот и компенсаций;
- разработку комплекса мероприятий относительно оптимизации уровня гигиены и безопасности, характера труда и оздоровления трудящихся;
- изучение соответствия условий труда уровню развития техники и технологии, усовершенствование порядка и условий установления и назначения льгот и компенсации.

Периодичность оценки устанавливается самим предприятием в коллективном договоре, но не реже одного раза в 5 лет. Ответственность за своевременное и качественное проведение оценки возлагается на руководителя предприятия. Если при проведении оценки условия труда будут расценены как вредные или опасные, работникам будут установлены доплаты на основании Постановления Государ-

Интв. № подл.	10706-ИОС7				
Подл. и дата					
Взам. интв. №					

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21053-ИОС7

Лист

31

ственного комитета СССР по труду и социальным вопросам № 387/22-78 от 03.10.1986.

Обслуживающий персонал имеет право на льготное пенсионное обеспечение согласно спискам № 1 и 2 «Производств, работ, профессий, должностей и показателей, дающих право на льготное пенсионное обеспечение». После проведения специальной оценки условий труда вопросы, касающиеся льготного пенсионного обеспечения, должны быть уточнены.

Обслуживающий персонал нефтяных месторождений застрахован от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний согласно Федеральному закону № 125-ФЗ от 24.07.1998.

При выполнении работ в холодное время обязательно предусматриваются:

- сотовая связь;
- наличие средств индивидуальной защиты и первой медицинской помощи на случай возможного обморожения открытых частей тела;
- проведение внеочередного инструктажа по ОТ и ТБ на рабочем месте;
- производство работ бригадой (звеньями) не менее 2 человек;
- наличие письменного задания на производство работ с указанием времени связи с начальником смены.

К работам по обслуживанию проектируемых сооружений допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие предварительный медицинский осмотр и не имеющие медицинских противопоказаний, обученные безопасным методам и приемам работ, прошедшие стажировку на рабочем месте, проверку знаний и практических навыков, инструктаж на рабочем месте и имеющие удостоверение, дающее право на выполнение данного вида работ.

Поступающие на работу обязаны пройти предварительный медицинский осмотр с обязательным получением медицинского заключения, в соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации № 197-ФЗ. Данное положение оговорено в законе «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и уставе предприятия. Цель предварительных медицинских осмотров – определение профессиональной пригодности трудящихся по состоянию их здоровья, т. е. медицинский отбор лиц, устойчивых к воздействию неблагоприятных производственных факторов. В задачу данных осмотров входят оценка состояния здоровья, выявление заболеваний, которые могут обостряться при воздействии вредных производственных факторов, способствовать более раннему возникновению профессиональных заболеваний и могут быть противопоказаниями для приема на работу, связанную с воздействием указанных факторов или с риском и опасностью травматизма.

Обслуживающий персонал допускается к работе только по результатам проведения периодических медицинских осмотров в соответствии с требованиями медицинских регламентов, утвержденных Минздравом России. Периодичность медицинских осмотров в лечебно-профилактических учреждениях 1 раз в год. Цель периодических медицинских осмотров – выявление начальных признаков профессиональных заболеваний, своевременное обнаружение ранних форм непрофессиональной патологии, при которой дальнейшая работа в условиях воздействия соответствующих неблагоприятных факторов производственной среды

Интв. № подл.	10706-ИОС7				
Подл. и дата					
Взам. интв. №					

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

противопоказана. Обслуживающий персонал проектируемых объектов, подвергающийся воздействию вредных производственных факторов, обеспечен бесплатной выдачей молока или других равноценных пищевых продуктов на основании приказа Минздрава РФ № 45н от 16.02.2009.

Все производственные объекты с постоянным пребыванием на них дежурного и обслуживающего персонала должны быть оснащены медицинским аптечками на случай оказания доврачебной помощи.

Персонал, подвергающийся загрязнению кожных покровов нефтью, обеспечен защитными, регенерирующими и восстанавливающими кремами, очищающими пастами для рук, на основании Приказа Министерства здравоохранения и социального развития РФ № 1122н от 17 декабря 2010 «Об утверждении типовых норм бесплатной выдачи работникам смывающих и (или) обезвреживающих средств и стандарта безопасности труда “Обеспечение работников смывающими и (или) обезвреживающими средствами”».

Для защиты работающих от опасных и вредных производственных факторов должно быть предусмотрено обеспечение бесплатной специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты в соответствии с Приказом Министерства здравоохранения и социального развития РФ № 970н от 09.12.2009 «Об утверждении типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением».

По применению средства индивидуальной защиты подразделяются на СИЗ постоянного пользования, дежурные, аварийные. Аварийные средства хранят в специально отведенных местах.

Сроки носки СИЗ указаны в типовых отраслевых нормах и исчисляются со дня фактической выдачи их рабочим и служащим.

Для защиты головы от ударов, при возможном падении предметов с высоты необходимо обеспечить работающих касками.

Для защиты органов дыхания, персонал оснащается фильтрующими противогазами или масками (полумасками) со сменными фильтрами (ГОСТ 12.4.121-2015), обеспечивающими фильтрацию органических газов и паров с температурой кипения не более 65 °С.

Средства индивидуальной защиты работников на предприятии должны соответствовать ГОСТ 12.4.011.89 «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация» и храниться на рабочем месте.

Для организации контроля за воздушной средой на объекте обслуживающий персонал снабжен переносными газоанализаторами, например КОЛИОН 1-В, АМ-5, при помощи которых необходимо производить контроль рабочей среды во время обслуживания объектов и при производстве ремонтных работ на них.

Ив. № подл.	10706-ИОС7				
Подл. и дата					
Взам. инв. №					

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21053-ИОС7

Лист

33

11 Описание автоматизированных систем, в производственном процессе

Технические решения по автоматизации соответствуют:

- Приказ от 15.12.2020 № 534. Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- Правила устройства электроустановок (М., 2007 г.);
- № 123-ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности;
- ГОСТ Р 58367-2019. Обустройство месторождений нефти на суше.
- ГОСТ 31565-2012. Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности.

В ходе реконструкции ПСН изменение процесса подготовки и транспорта нефти не предусмотрено.

В рамках модернизации существующей системы АСУТП предусматривается автоматизация следующих объектов:

- накопительная емкость ЕН-3, V=50 м³;
- узел учета воды;
- путевой подогреватель ПП-2;
- скважина поглощающая с насосной установкой УЦГН 5-25-400.

На накопительной емкости ЕН-3 проектом предусматривается контроль следующих параметров:

- нижнего предельного уровня сигнализатором уровня;
- верхнего и непрерывного уровня уровнемером с индикатором.

При достижении нижнего предельного уровня выполняется отключение существующего насоса Н-2. При верхнем предельном уровне закрывается существующий клапан ЭМК-3. При уровне 90 % от максимального верхнего уровня ЭМК—3 открывается.

Для измерения расхода воды на узле учета воды УУВ устанавливается турбинный счетчик. Перед узлом учета воды на трубопроводе смонтирован фильтр Ф-1, предусмотрен визуальный контроль давления до и после фильтра показывающими манометрами.

Путевой подогреватель ПП-2 поставляется в полной заводской готовности комплектно с системой автоматизации. Технологические параметры ПП измеряются и контролируются датчиками с вторичными приборами (котроллерами), входящими в комплект оборудования подогревателя. Шкаф с системой автоматизации ПП установлен на улице рядом с подогревателем. Передача информации о состоянии параметров ПП в систему автоматизации технологической площадки осуществляется по интерфейсу RS-485 (Modbus RTU).

Вблизи путевого подогревателя выполняется измерение уровня загазованности и предусмотрена установка светозвуковой сигнализации, срабатывающей в случае превышения допустимого уровня концентрации взрывоопасных газов. При превышении допустимого уровня концентрации взрывоопасных газов и сигнале «Пожар» должна быть прекращена работа путевого подогревателя.

Ив. № подл.	10706-ИОС7				
Подл. и дата					
Взам. инв. №					

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21053-ИОС7

Лист

34

Для оповещения персонала о внештатных ситуациях и для передачи информационных сообщений на технологической площадке проектом предусматривается система односторонней громкоговорящей связи (далее СГС), выполненная на базе интегрированной системы Орион. Подключение СГС к сети связи общего пользования проектом не предусматривается.

Громкоговорители расположены на здании операторной и на площадке путевых подогревателей. Система громкоговорящей связи не является частью СОУЭ, а применяется в качестве технологической объектовой связи. При необходимости, система СГС может применяться для оповещения персонала о любых внештатных ситуациях, включая оповещения о пожаре, путём передачи соответствующего сигнала с АРМ ОПС в систему ГГС. Системы ОПС и СОУЭ представлены в томе 9 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности».

Инов. № подл.	Взам. инв. №
10706-ИОС7	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21053-ИОС7

Лист

36

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

Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу представлены в томе ООС «Оценка воздействия на окружающую среду».

Сброс в водные источники проектной документацией не предусматривается.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
10706-ИОС7

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21053-ИОС7

Лист

37

13 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду

Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов представлен в томе ООС «Оценка воздействия на окружающую среду».

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
10706-ИОС7

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21053-ИОС7

Лист

38

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

Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов представлены в томе ООС «Оценка воздействия на окружающую среду».

14.1 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов, если такие требования предусмотрены в задании на проектирование

Для предупреждения и уменьшения теплопотерь, сохранения температуры, предотвращения конденсации, образования ледяных, гидратных или иных пробок надземные трубопроводы и арматура теплоизолируются цилиндрами и матами, изготовленными из минеральной ваты (группа горючести НГ по ГОСТ 30244-94), коэффициент теплопроводности 0,03 Вт/м*К, с наружным покрытием из оцинкованной тонколистовой стали ГОСТ 14918-80.

Тепловая изоляция трубопроводов соответствует требованиям нормативно-технической документации. Теплоизоляция обладает высокой огнестойкостью и низкой токсичностью продуктов горения; высокой теплопроводностью и низкой водопроницаемостью, химически устойчива к воздействию промышленной атмосферы, удобна при монтаже, сохраняет все свои технические характеристики в процессе эксплуатации.

Предусмотрен электрообогрев технологических трубопроводов саморегулируемым греющим кабелем с автоматическим контролем температуры и регулированием по температуре окружающей среды.

14.2 Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов (за исключением зданий, строений, сооружений, на которые требования энергетической эффективности и требования оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов не распространяются)

Здания, строения, сооружения соответствуют требованиям энергетической эффективности, установленным уполномоченным федеральным органом

Инд. № подл.	10706-ИОС7				
Подл. и дата					
Взам. инв. №					

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21053-ИОС7

Лист

39

исполнительной власти в соответствии с правилами, утвержденными Правительством Российской Федерации. Правительство Российской Федерации вправе установить в указанных правилах первоочередные требования энергетической эффективности.

Проектирование зданий и сооружений осуществлено с учетом требований к ограждающим конструкциям, в целях обеспечения:

- заданных параметров микроклимата, необходимых для жизнедеятельности людей и работы технологического оборудования;
- тепловой защиты;
- защиты от переувлажнения ограждающих конструкций;
- эффективности расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию;
- необходимой надежности и долговечности конструкций.

Долговечность ограждающих конструкций следует обеспечивать применением материалов, имеющих надлежащую стойкость (морозостойкость, влагостойкость, биостойкость, коррозионную стойкость, стойкость к температурным воздействиям, в том числе циклическим, к другим разрушительным воздействиям окружающей среды), предусматривая в случае необходимости специальную защиту элементов конструкций.

Теплозащитная оболочка здания отвечает следующим требованиям:

- приведенное сопротивление теплопередаче отдельных ограждающих конструкций больше нормируемых значений (поэлементные требования);
- удельная теплозащитная характеристика здания меньше нормируемого значения (комплексное требование);
- температура на внутренних поверхностях ограждающих конструкций не ниже минимально допустимых значений (санитарно-гигиеническое требование).

Сооружения имеют следующие конструктивные элементы:

- силовой металлический каркас, обеспечивающий достаточную жесткость для перегруза и транспортировки блок-контейнера с оборудованием с вертикальными перегрузками до 3 g;
- стеновые сэндвич-панели с двухсторонним оцинкованным листом с полиэфировым покрытием толщиной 50 мм, изготовленные в заводских условиях. Наполнитель – негорючая прессованная базальтовая вата. Прочность стенок обеспечивается ребрами жесткости в оцинковке, монолитностью конструкции сэндвича и их плотным монтажом в каркас;
- крыша с утеплением базальтовой минеральной ватой – каркасной конструкции проклепана с двух сторон оцинкованным профнастилом. Конструкция крыши выполнена без использования горючих материалов (дерево, горючая теплоизоляция);
- основание – прочная сварная рама с днищем из крашеного металлического листа толщиной 2 мм. Пол основания выполнен из рифленого листа толщиной 4 мм, покрытого двойным слоем окраски. Основание изнутри выложено базальтовой минеральной ватой и загерметизировано;
- устройства ввода внешних силовых и контрольных кабелей и технологических трубопроводов.

Интв. № подл.	Взам. инв. №	
10706-ИОС7		
Подл. и дата		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

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

Проектная документация разработана в соответствии с требованиями действующих в настоящее время в Российской Федерации законодательных и нормативно-технических документов в сфере промышленной, пожарной и экологической безопасности, а также требований по охране труда.

К опасным факторам относятся:

1. Наличие легковоспламеняющихся жидкостей. Способность нефтяных паров образовывать вместе с воздухом взрывоопасные смеси.

Большую опасность углеводороды представляют в отношении взрывоопасности. Так, присутствие в атмосфере рабочего помещения 1,0 % бутана или 2,4 % этана, 3,2 % пропана и 5 % метана вызывает образование взрывоопасной концентрации.

Пределы взрываемости в % объемных концентрациях представлены в таблице 15.1 .

Таблица 15.1 – Пределы взрываемости

Наименование вещества	Предел взрываемости, % об.	
	нижний	верхний
Нефтяные пары	3	15
Нефть	0,9	2,1

2. Способность действовать отравляюще на организм человека.

В воздушной среде на территории объекта могут появиться предельные углеводороды.

Предельные углеводороды являются основными составными частями нефти. Эти газы не ядовиты, однако обладают наркотическим действием, которое возрастает с увеличением числа атомов углерода. При постоянном воздействии углеводородов на организм нарушается работа нервной системы, что проявляется в виде бессонницы, брадикардии, повышенной утомляемости и функциональных неврозов.

3. Наличие электричества высокого напряжения.

4. Наличие мест возможного накопления вредных газов.

5. Возможность падения с высоты при обслуживании оборудования.

Основные причины, которые могут привести к аварии:

- эксплуатация неисправного оборудования;
- несвоевременная ревизия и ремонт оборудования, арматуры, трубопроводов и КИПиА;
- производство огневых работ на территории объекта с нарушением правил безопасности;
- несоблюдение противопожарного режима на объекте;
- отсутствие контроля и нетребовательность к выполнению действующих правил безопасности от работников сторонних организаций, производящих работы на объекте;

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.
10706-ИОС7

21053-ИОС7

Лист

41

Изм. Кол.уч Лист №док. Подпись Дата

ские устройства (технологическое оборудование, приборы, механизмы и др.), предназначенные для применения на установке, имеют сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности и иметь разрешительную документацию в соответствии со ст.7 Федерального закона № 116-ФЗ (с изм.). Средства измерений, входящие в комплект технического устройства, имеют сертификаты об утверждении типа средств измерений.

Проектом предусмотрено использование отечественного оборудования, средств контроля, имеющих сертификаты качества.

До начала применения технические устройства проходят приемочные испытания. Приемочные испытания проводятся приемочной комиссией.

Технические устройства в течение всего срока их использования подлежат техническому обслуживанию. Объем и сроки проведения профилактических работ для поддержания технического устройства в исправном состоянии определяются в технической документации на данное устройство.

К эксплуатации и обслуживанию технических устройств, предназначенных для применения на опасных производственных объектах, допускаются лица, прошедшие соответствующее обучение.

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

Охрану объекта осуществляет подразделение вневедомственной охраны г. Оса для оперативного реагирования на внештатные ситуации.

Силами охранного предприятия на опасных производственных объектах осуществляется пропускной и внутриобъектовый режим. Ежемесячно составляется и согласовывается с Обществом график охраны секторов и участков патрулирования.

15.2 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

Своевременный ремонт и профилактика оборудования, трубопроводов осуществление технического обслуживания, планирование и проведение ремонтных работ и осуществление их с минимальными затратами выполняется эксплуатирующей организацией ООО «РИД Ойл-Пермь» по соответствующим нормативным документам.

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.
10706-ИОС7

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21053-ИОС7

Лист

43

15.3 Описание технических средств и обоснование проектных решений, направленных на обнаружение взрывных устройств, оружия, боеприпасов, для зданий, строений, сооружений социально-культурного и коммунально-бытового назначения, нежилых помещений в многоквартирных домах, в которых согласно заданию на проектирование предполагается единовременное нахождение в любом из помещений более 50 человек и при эксплуатации которых не предусматривается установление специального пропускного режима

Данный раздел не разрабатывается.

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

– Объекты транспортной инфраструктуры, указанные в статье 1 Федерального закона № 16-ФЗ от 9 февраля 2007 «О транспортной безопасности» данным проектом не разрабатываются.

Инов. № подл.	Взам. инв. №
10706-ИОС7	
Подл. и дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21053-ИОС7

Лист

44

ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
10706-ИОС7		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21053-ИОС7

**Приложение А.
Опросный лист для заказа подогревателя нефти**

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
10706-ИОС7		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21053-ИОС7

Опросный лист для заказа подогревателя путевого

Заказчик: ООО «РИД Ойл-Пермь»	Дата: 31.03.2022
Адрес заказчика:	
С кем связываться: Иванченко Дмитрий Владимирович, Главный специалист технологического отдела ООО НИПППД "Недра" тел.: 8 (342) 249-10-22, тел.вн. 1380 mailto: ivanchenko@nedra.perm.ru	
Наименование и местоположение объекта: Пермский край, «Строительство технологических объектов ПСН «Беляевка». 3-я очередь»	
Телефон: Факс: Срок, к которому требуется оборудование: «инвестиционная программа 2022–2023 годы»	

Вопросы	Ответы
1. ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ	
Режим работы подогревателя	непрерывный
Производительность по жидкости (пределы), м ³ /час	13
Давление нефти на входе (максимальное), МПа	1,6
Допустимый перепад давления в продуктовой змеевике, МПа	0,03
Температура нефти, °С	
На входе	0
На выходе	+40
2. ХАРАКТЕРИСТИКА НАГРЕВАЕМОЙ НЕФТИ	
Содержание воды % (масс.)	до 10
Газовый фактор м ³ / т	11,7
Парафин % (масс.)	приложение 1
Смолы % (масс.)	
Асфальтены % (масс.)	
Кокс % (масс.)	
Сера % (масс.)	
Мех. примеси % (масс.)	
Плотность при температуре 20°С, кг/ м ³	
Вязкость кинематическая при температуре 20°С, сСт	
3. ХАРАКТЕРИСТИКА ТОПЛИВА	
Вид топлива	Попутный газ приложение 2
Давление на входе МПа	0,05
Температура °С	5
Розжиг запальной горелки (топливо или баллонный газ)	Попутный газ
4. ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ АВТОМАТИЗАЦИИ	
Аварийные сигналы (кроме тех, что обслуживаются в серийной печи)	-
Дополнительные параметры (температура нефти, газа на входе, расход нефти газа и др.)	-
Размещение блоков СА (операторная , БМА)	Шкаф управления ПП предусмотреть в уличном исполнении (обогреваемый)
Рабочее место оператора: ЖК-панель с кнопками управления на шкафу контроллера, монитор компьютера (SCADA-интерфейс)	На шкафу управления ПП предусмотреть ЖК-панель с кнопками управления
Выход на верхний уровень-протокол интерфейс	RS-485 (Modbus RTU)
Резервирование (количество каналов) %	20
Дополнительные требования	В комплекте поставки предусмотреть клеммные коробки, устанавливаемые на технологическом блоке.

Комментарии / Особые требования:

**Приложение Б.
Опросный лист для заказа ёмкости V=50 м³**

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
10706-ИОС7		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21053-ИОС7

Лист

48

№	Технические и технологические показатели	Значения
1	2	3
1. Общие сведения		
1.1	Размещение оборудования: - в помещении - на улице	На улице
1.2	Габаритные размеры, м: - длина: - ширина: - высота:	См. эскиз лист 6
1.3	Назначение оборудования (в т.ч. с указанием категории: замена старого или новый объект)	Ёмкость пластиковой воды Поз. ЕВ-2 по схеме
1.4	Место установки оборудования (на открытой площадке, в отапливаемых помещениях, не отапливаемые помещения)	На открытой площадке
1.5	Климатические исполнения и категория размещения по ГОСТ 15150-69	У1
1.6	Допустимая сейсмостойкость в баллах	5-6
1.7	Район по давлению ветра по СНИП 2.01.07-85	III
1.8	Район по весу снегового покрова по СНИП 2.01.07-85	V
1.9	Температура окружающего воздуха, °С: - абсолютная максимальная температура - абсолютная минимальная температура - температура наиболее холодной пятидневки	+38 -50 -36
1.10	Класс взрывоопасности помещения по ПУЭ	В-1г
1.11	Требования к антикоррозийной защите оборудования	Оборудование должно быть покрашено в соответствии с п.2.10. Подготовку поверхности под окрашивание выполнить абразивно-струйной очисткой.
1.12	Комплектность оборудования	Ёмкость в соответствии с эскизом на л. 6. Штуцеры с ответными деталями согласно экспликация штуцеров, уплотнительными элементами, крепежом, лист 6. Накладки под стойки площадки обслуживания, лист 7. Подкладной лист под подвижную опору. Клеммы заземления (не менее 2-х). Успокоительная камера (перфорированная) для установки датчика уровня.
1.13	Требования к разрешительной и сопроводительной информации	- Соответствие техническому регламенту Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования»; - Сертификат соответствия; - Сборочные чертежи оборудования; - Спецификация оборудования; - Ведомость эксплуатационных документов; - Паспорт изделия; - Инструкция по эксплуатации; - Инструкция по монтажу; - Упаковочные листы с оборудованием; - Комплектующая ведомость с оборудованием
1.14	Необходимость пуско-наладочных работ и приемочных испытаний на стенде в заводских условиях (в т.ч. при необходимости с участием представителя заказчика)	Нет

Инд. № подл.	Взам. инв. №
10706-1-ТХ-009	
Подп. и дата	

Инд. №10706-1-ТХ-009

21053-1-ТХ.ОЛ1

Изм.	№ уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Лист

52

№	Технические и технологические показатели	Значения
1	2	3
1.15	Необходимость проведения заводом-изготовителем: - шеф-монтажных работ - пуско-наладочных работ	Нет Нет
1.16	Требования к гарантийному сроку и сроку эксплуатации	не менее 3-х лет с даты подписания актов проведения пусконаладочных работ Нормативный срок эксплуатации не менее 20 лет
1.17	Дополнительные требования к комплектации	Нет
1.18	Требования в части заземления, в соответствии с ПУЭ и Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности	Предусмотреть узлы крепления заземляющего устройства (не менее двух, с торцевых сторон емкости) через болтовое соединение, обозначенные символом «заземление». Места расположения узлов заземления должны быть видимы для обслуживания. Предусмотреть меры против ослабления контакта (ПУЭ п. 1.7.139)
2. Необходимые требования, параметры		
2.1	Условное обозначение ёмкости	Ёмкость пластовой воды $V = 50 \text{ м}^3$ ЕВ-2
2.2	Назначение ёмкости	Накопление пластовой воды
2.3	Рабочие параметры:	
	Давление рабочее, МПа (кгс/см ²)	Атм.
	Давление расчетное, МПа (кгс/см ²)	1,6
	Температура рабочая, °С	0 ... +50 (+120 пропарка)
2.4	Характеристика среды:	
	Наименование среды	Пластовая вода
	Плотность при 20°С	1070,0
	Класс опасности	3
2.5	Взрывопожароопасность	Категория ПА по ГОСТ 30852.11-2002 Группа Т3 по ГОСТ 30852.5-2002
2.6	Материал основных поверхностей	Ст3сп5
2.7	Наличие обогревающего устройства и место его установки (внутри, снаружи)	нет
2.8	Тип уплотнительной поверхности фланцев штуцеров и люка (в соответствии с ГОСТ 33259-2015 для штуцеров)	по ГОСТ 33259-2015 тип 11 исп. F по ГОСТ 28759.2-90 исп.1
2.9	Краткое обоснование принятых отличий по конструкции емкости и обозначение чертежа (эскиза)	Расположение штуцеров и накладок под стойки площадки обслуживания смотри эскиз ёмкости, листы 6, 7. Присоединительные размеры для крепления к фундаментам смотри лист 6

Взам. инв. №	
Подл. и дата	
Инв. № подл.	10706-1-ТХ-009

Инв. №10706-1-ТХ-009

21053-1-ТХ.ОЛ1

Изм.	№ уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Лист

53

2.10	Дополнительные требования	<p>- Выполнить наружное покрытие ёмкости: Masscopoxy 1264 (двухупаковочная эпоксидная грунт-эмаль)– 2 слоя, Masscopur 14 (двухупаковочная полиуретановая грунт-эмаль)– 1 слой . Суммарная толщина покрытия не менее 200 мкм. Гарантийный срок покрытия не менее 6 лет.</p> <p>-Выполнить внутреннее покрытие: Masscotank 11 (двухупаковочная эпоксидная грунт-эмаль) – 3 слоя толщиной 150 мкм каждый. Суммарная толщина покрытия не менее 350 мкм. Гарантийный срок покрытия не менее 10 лет.</p> <p>- Предусмотреть пластики для крепления площадки обслуживания (смотри лист 7). Сварные швы пластиков должны быть обварены по контуру сплошным швом без щелей и зазоров.</p> <p>- Крепеж штуцеров, люка в антикоррозионном исполнении.</p> <p>- предусмотреть детали для крепления теплоизоляции</p>
2.11	Количество циклов нагружения за весь срок эксплуатации	-
2.12	Концы под приварку ответных фланцев должны соответствовать	ГОСТ 33259-2015 ряд 1
2.13	Материальное исполнение крепежа фланцевых соединений в соответствии с	ГОСТ 33259-2015
2.14	Материал и исполнение ответных фланцев	Сталь 20, тип 11 исп. Е
2.15	Максимальная температура острого пара во время пропарки, °С	+180
2.16	Наличие внутренних устройств	нет
2.17	Поверхность теплообмена, м ²	-
2.18	Наличие теплоизоляции	да
2.19	Необходимость приварки полос (пластин) для площадок и лестниц	да
2.20	Особые требования: - лестницу для спуска в емкость запроектировать рядом с люком; - поставку емкости осуществить в собранном виде; - крепёж выполнить в антикоррозионном исполнении; - в случае отсутствия данных Заказчика значения должны соответствовать расчетным данным изготовителя и ТУ 3615-101-55048264-2007; - степень подготовки поверхности под АКЗ по ИСО 8501 Sa 2,5 (ГОСТ 9.402-2004); - опоры должны быть приварены к емкости	
3.	Комплект оборудования должен обеспечивать возможность проведения технического освидетельствования, очистки, промывки, полного опорожнения, ремонта, эксплуатационного контроля металла и соединений аппарата.	
4.	При применении устройств, препятствующих внутреннему осмотру аппарата, должна быть предусмотрена возможность их удаления для проведения внутреннего осмотра и последующей установки на место. Порядок съема и установки этих устройств должен быть указан в руководстве по эксплуатации (комплекте конструкторской документации).	

Инва. № подл.	Взам. инв. №				
10706-1-ТХ-009					
Подп. и дата					
Изм.	№ уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Инва. №10706-1-ТХ-009

21053-1-ТХ.ОЛ1

Лист

54

ТАБЛИЦА ШТУЦЕРОВ ЁМКОСТИ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ ЕВ-2

Обозначение	Наименование	Количество	Проход Ду условный, мм	Давление Ду условное, МПа	Вылет штуцера, мм	Примечание
А	Люк-лаз	1	450	1,6	550	С крышкой, с подъемно-поворотным устройством
Б	Вход продукта	1	100	1,6	200	С ответным фланцем и крепежом
В	Выход продукта	1	100	1,6	200	С ответным фланцем и крепежом
Г	Люк замерной	1	100	1,6	550	С установкой ЛЗ-150 УХЛ1 ТУ 3689-002-10524112-2006
Д	Дренаж	1	100	1,6	200	С ответным фланцем и крепежом
Е	Воздушник	1	100	1,6	550	С ответным фланцем и крепежом
Ж	Для уровнемера	1	150	1,6	550	С ответным фланцевой заглушкой и крепежом
И	Для манометра	2	100	1,6	550	С ответным фланцевой заглушкой и крепежом
К	Пропарка	1	80	1,6	200	С ответным фланцем и крепежом

Инов. № подл.	10706-1-ТХ-009
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Инов. №10706-1-ТХ-009

21053-1-ТХ.ОЛ1

Изм.	№ уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Лист

55

Ёмкость пластовой воды

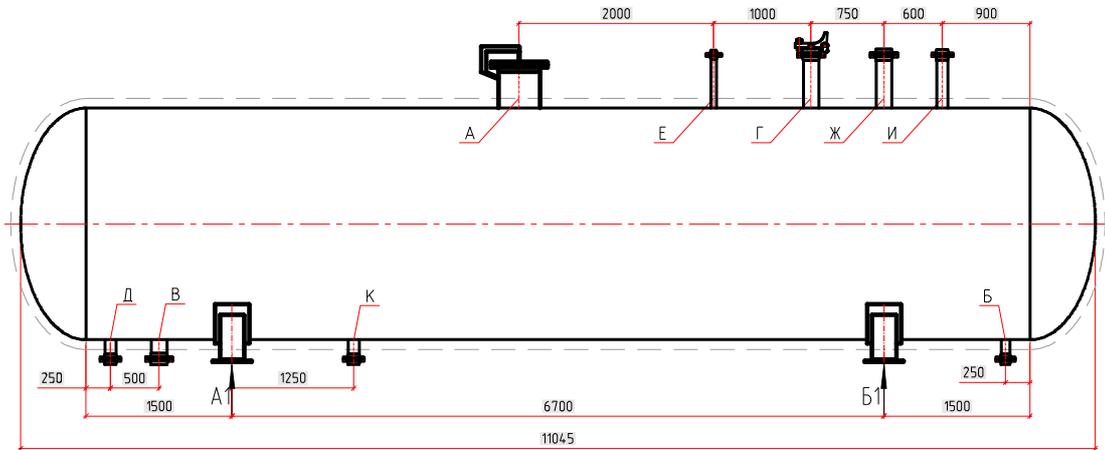
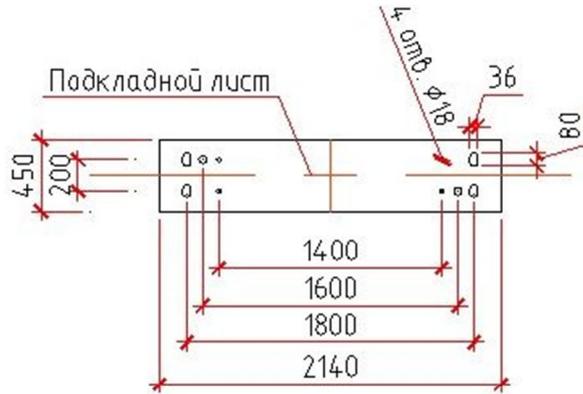
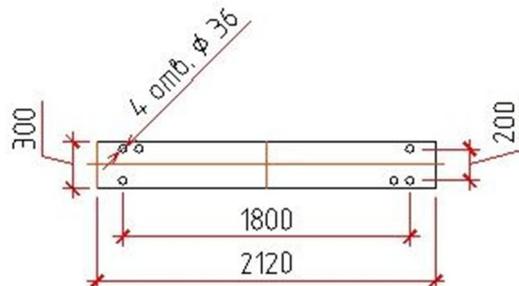


Схема расположения отверстий в опорах

А1



Б1



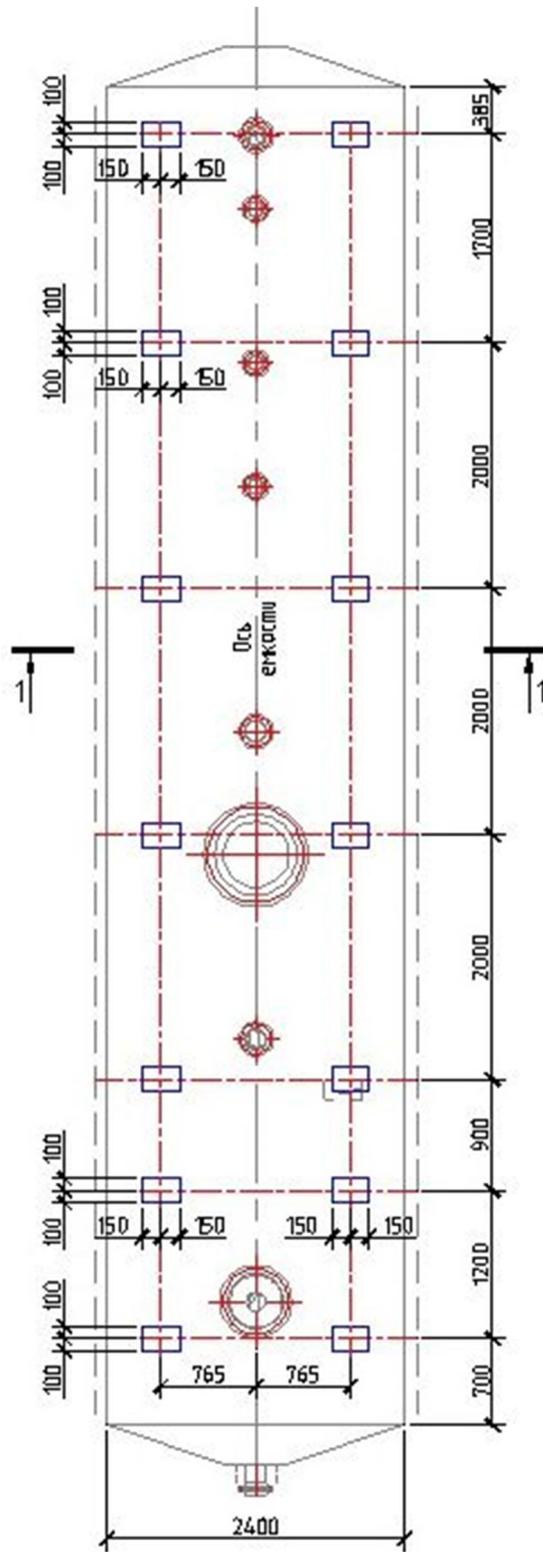
Инв. №10706-1-ТХ-009

21053-1-ТХ.ОЛ1

Инв. № подл.	10706-1-ТХ-009
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	№ уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Схема расположения накладок под стойки
площадки обслуживания емкости

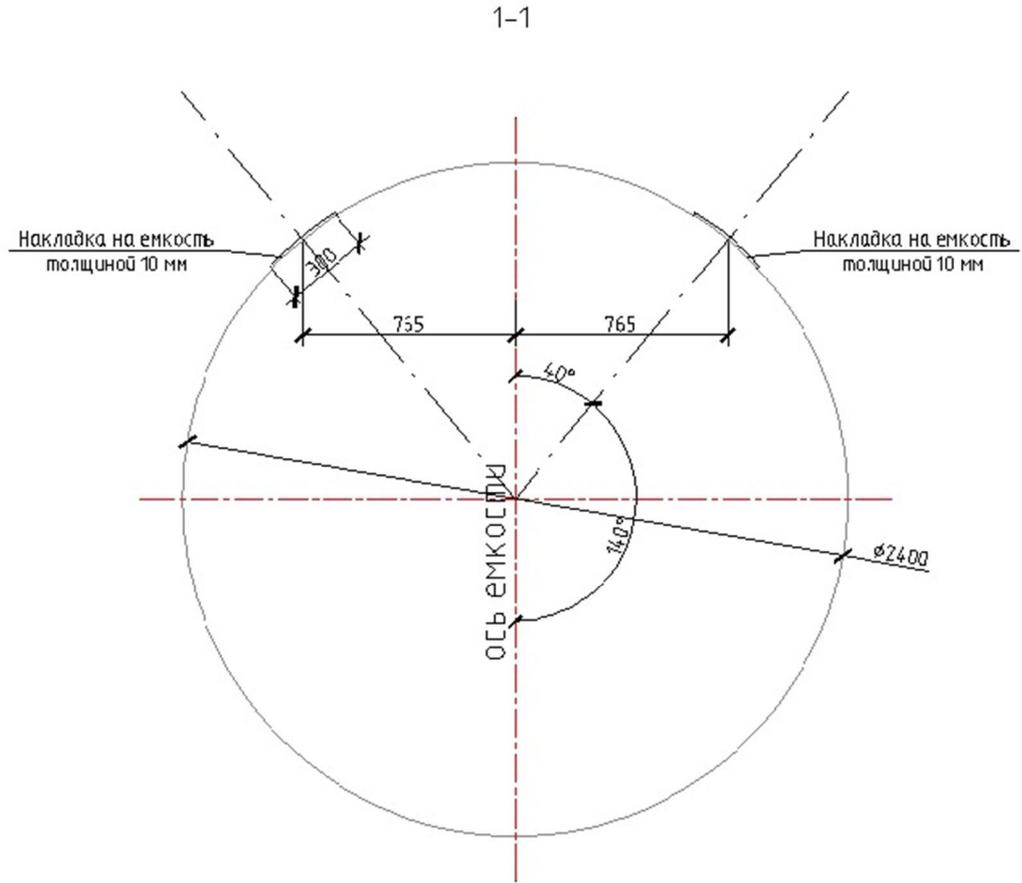


Инв. № подл.	10706-1-ТХ-009
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

ИНВ. №10706-1-ТХ-009

21053-1-ТХ.ОЛ1

Изм.	№ уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата



Инв. № подл.	10706-1-ТХ-009
Подл. и дата	
Взам. инв. №	

ИНВ. №10706-1-ТХ-009

21053-1-ТХ.ОЛ1

Изм.	№ уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Лист

58

**Приложение В.
Декларация о соответствии, сертификат насосной установки**

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
10706-ИОС7		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21053-ИОС7



**ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ
ДЕКЛАРАЦИЯ О СООТВЕТСТВИИ**

Заявитель: Акционерное общество «Новомет-Пермь».

Основной государственный регистрационный номер: 1025901207970.
Место нахождения: 614065, Российская Федерация, Пермский край, город Пермь, шоссе Космонавтов, дом 395
Телефон: 33423462756, адрес электронной почты: ros@novomet.ru

в лице Генерального директора Перельмана Уадисама Олеговича

заявляет, что

Насосы для добычи нефти и нагнетания воды в пласт, модели ВНН, ВННП, ВННД, ЭЦН, ЭЦНП, ЭЦНД, ЦОН, ЭЦНО,

ВННО

Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 3665-015-12058177-20-4 «Насосы для добычи нефти и нагнетания воды в пласт производства «Новомет»

изготовитель: Акционерное общество «Новомет-Пермь».

Место нахождения: 614065, Российская Федерация, Пермский край, город Пермь, шоссе Космонавтов, дом 395

код ТН ВЭД ЕАЭС 8413 70 200 0

Серийный выпуск

соответствует требованиям

Технического регламента Евразийского экономического союза ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования"

Декларация о соответствии принята на основании

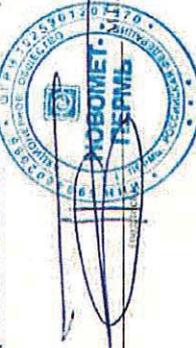
сертификата на тип № ЕАЭС RU.CT.RU.AM03.B.00607 от 18.01.2019 года, выданного Обществом с ограниченной ответственностью «ЦЕНТР-СТАНДАРТ» (аттестат аккредитации № RA.RU.11.AM03; протокола испытаний № 5655-2019 от 15.01.2019 года, выданного испытательной лабораторией Общества с ограниченной ответственностью «СДС-СЕРТ», аттестат аккредитации регистрационный № RA.RU.21.A2349; протокола заводских испытаний № 1-2018К от 14.06.2018 года; обоснования безопасности № ВНН.00106; руководстве по эксплуатации ВНН.001РЭ; паспорта ВНН 5-125-2200/14-003313-211С

Схема декларирования: 51

Дополнительная информация

Условия хранения продукции в соответствии с требованиями ГОСТ 15150-69. Срок хранения (службы, годности) указан в приложении к продукции эксплуатационной документации. Стандарт, обеспечивающий соблюдение требований Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования": ГОСТ 21839-2012 (EN 509:1998) "Насосы и агрегаты насосные для переноски жидкостей. Общие требования безопасности". Разделы 5 - 8

Декларация о соответствии действительна с даты регистрации по 06.02.2024 включительно.



Перельман Максим Олегович

(ФИО заявителя)

Регистрационный номер декларации о соответствии: ЕАЭС N RU.DU.AM03.B.00141/19

Дата регистрации декларации о соответствии: 07.02.2019

КОПИЯ ВЕРНА

М.П.

Контролер ОТК *Пантина Н.Е.* / Пантина Н.Е. /

Должность

ФИО

Дата 18.12.20 20 20 г.

Подлинник документа находится в АО "Новомет-Пермь"

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ
СЕРТИФИКАТ НА ТИП ПРОДУКЦИИ

отечественных требований технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011)

№ ЕАЭС RU.CT.RU.AM03.B.00007

ЗАЯВИТЕЛЬ Акционерное общество «Новомет-Пермь».

Основной государственный регистрационный номер: 1025901207970.

Место нахождения: 614065, Российская Федерация, Пермский край, город Пермь, шоссе Коммунаров, дом 395

Телефон: 83422962756, адрес электронной почты: razn@novomet.ru

ИЗГОТОВИТЕЛЬ Акционерное общество «Новомет-Пермь».

Место нахождения: 614065, Российская Федерация, Пермский край, город Пермь, шоссе Коммунаров, дом 395

ТИПОВОЙ ОБРАЗЕЦ ПРОДУКЦИИ Насос для добычи нефти и нагнетания воды в гласет, модели ВНН 5-125-2200/14-005313 2, заводской номер: 18040102375
Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 3665-015-1205877-2014 «Насосы для добычи нефти и нагнетания воды в пласт предприятия «Новомет»»

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования".

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ протокола испытаний № 5655-2019 от 15.01.2019 года, выданного испытательной лабораторией Общества с ограниченной ответственностью «СДС-СЕРТ», аттестат аккредитации регистрационный № RA.RU.21A349, протокола заводских испытаний №1-2018К от 14.06.2018 года; обоснования безопасности № ВНН.0010ЮБ, руководства по эксплуатации ВПН.001РЭ; паспорта ВНН 5-125-2200/14-005313-2 ПС

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ Общество с ограниченной ответственностью «ЦЕНТР-СТАНДАРТ». Место нахождения: 119119, Российская Федерация, город Москва, проспект Ленинский, дом 42, корпус 1-2-3, этаж 1, помещение 1, комната 43. Адрес места осуществления деятельности: 117405, Российская Федерация, город Москва, улица Карпинские Выезды, дом 2, корпус 1, этаж 3, комната 11. Телефон: + 7 495 6642398. Адрес электронной почты: info@standart-sert.ru. Регистрационный номер аттестата аккредитации: № RA.RU.11AM03. Дата регистрации аттестата аккредитации: 11.05.2018 года

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Стандарт, обеспечивающий соблюдение требований Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования": ГОСТ 31839-2012 (ИХ 809:1998) "Насосы и агрегаты насосные для перекачки жидкостей. Общие требования безопасности" разделы 5 - 8

ИЗДАНЫ 18.01.2019 года



Игорь Курдюков Богословов

(подпись) (инициалы, фамилия)

Виталий Игоревич Богучарский

(подпись) (инициалы, фамилия)

КОПИЯ ВЕРНА

М.П. Контролер ОТК *А.С.Савельев* Пантина Н.Е. /

Подпись ФИО

Дата 18.01.2019 г.

Подлинник документа находится в АО «Новомет-Пермь»

ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Взам. инв. №	
--------------	--

Подп. и дата	
--------------	--

Инв. № подл.	10706-ИОС7
--------------	------------

						21053-ИОС7		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ООО НИПППД «Недра»		
Разработал		Иванченко Д.В.			24.02.22			
Проверил		Гиренко Д.В.			24.02.22			
Н.контр.		Халикова С.Н.			24.02.22			
ГИП		Пупков А.В.			24.02.22	Стадия	Лист	Листов
						П	1	8

ЭКСПЛИКАЦИЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

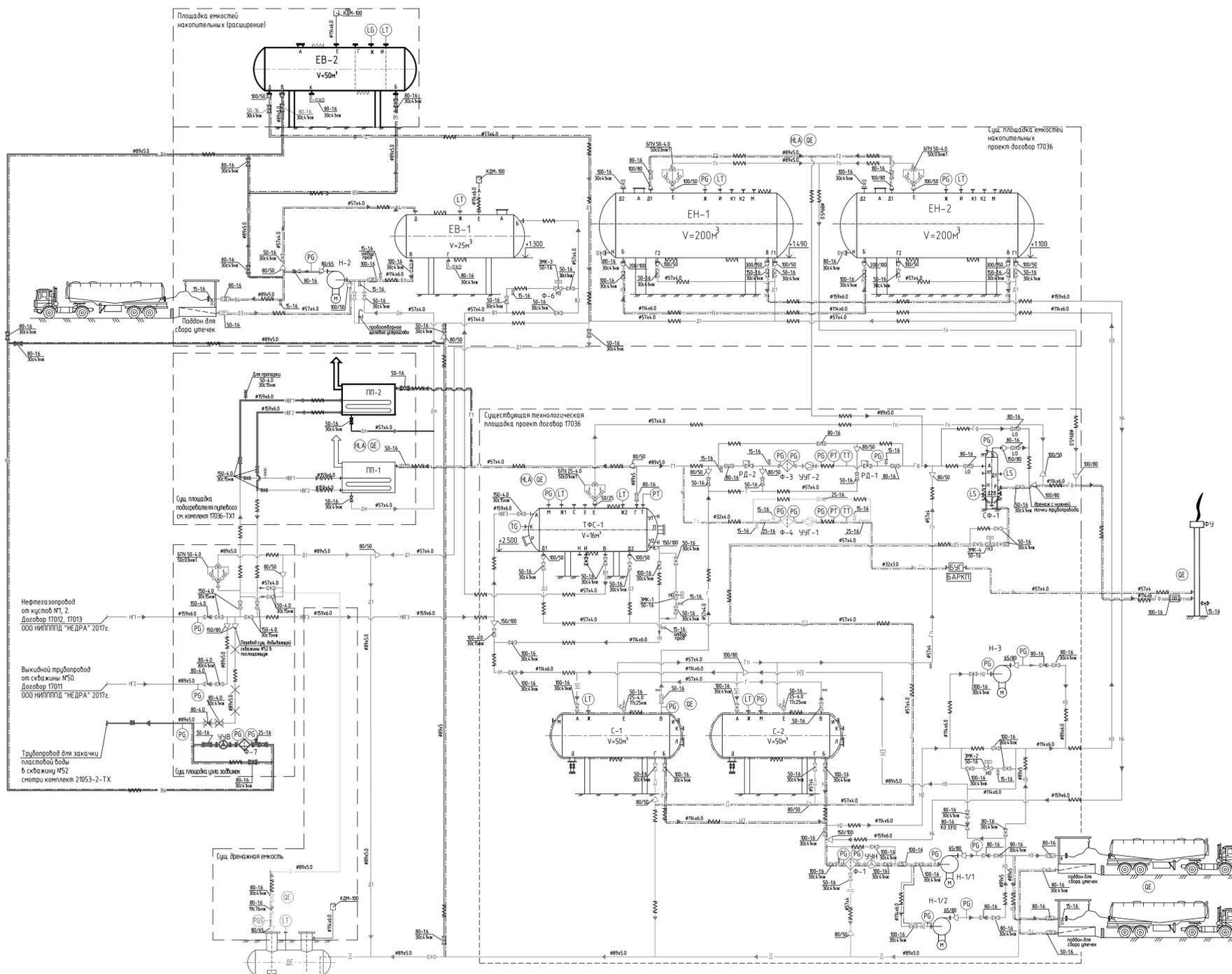
Код	Наименование трубопровода	Параметры			Примечание
		Ди. мм	Рраб. МПа	Траб. °С	
Технологические трубопроводы					
НБГ-1	Трубопровод нефтегазозабой смеси (от брезки трубопровода от ПП-1 до ПП-2)	159	0,5-0,3	0-50	теплоизоляция, электрообогрев
НБГ-2	Трубопровод нефтегазозабой смеси (от ПП-2 до брезки в трубопровод в ПП-1)	159	0,5-0,3	0-50	теплоизоляция, электрообогрев
В5	Трубопровод пластовой воды (от Н-2 до ВБ-2)	89	0,020	5-50	теплоизоляция, электрообогрев
В6	Трубопровод пластовой воды (от ВБ-2) для закачки в скважину №52	89	0,040	5-50	теплоизоляция, электрообогрев
Г1	Трубопровод газа 1-й ступени сепарации (от точки брезки с ТФС-1 до ПП-2)	57	0,5-0,2	0-40	теплоизоляция, электрообогрев
Д1	Трубопровод дренажный (от ВБ-2 до брезки в сущ. трубопровод)	57	0,040	5-50	теплоизоляция
Дм	Трубопровод слива теплоносителя	57	0,040	5-90	теплоизоляция
А	Трубопровод дышания ВБ-2	114	атм	0-40	теплоизоляция

ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
Существующее оборудование				
С-1,2	Сепарационно-накопительная емкость	2	на взвешенная горизонтальная V=50 м³, РН=1,0 МПа	
Н-1/1	Насос для налива нефти УОДН	1	Q=27,54 м³/ч, Н=13,8 м	перенос
ДЕ-1	Дренажная емкость нефти	1	подземная горизонтальная V=16 м³, РН=0,07 МПа	
Ф-1	Фильтр сетчатый Y-образного типа	1		
Ф-2	Фильтр сетчатый Y-образного типа	1	DN=50 мм	демонтаж
ФУ	Установка факельной сжигания газа в составе оголовок факельный	1	УФСКА-B-50/10 ХЛ	комплект
	Стол факельный	1	Н=10 м, DN=150 мм	шт.
БАРКП	Блок автоматического розжига и контроля пламени	1		шт.
БУГ	Блок управления газом	1		шт.
ТР	Трубный расширитель	1	DN=200 мм	демонтаж
РД	Регулятор давления газа	1		демонтаж
УЗГ	Узел учета газа на факел	1		демонтаж
УЗН-1	Узел учета нефти	1		
ПП-1	Подогреватель трубевой	1	по типу ППТ-02Г	
ТФС-1	Сепаратор трехфазный	1	V=16 м³	
СФ-1	Сепаратор факельный	1	DN=600 мм по типу ГС1-2,5-600-1	
ЕН-1/2	Емкость накопительная	2	V=200 м³	
Н-1/2	Насос для налива нефти в атмосферную	1	УОДН Q=27,54 м³/ч, Н=13,8 м	1-резервный
ВБ-1	Емкость пластовой воды	1	горизонтальная V=25 м³, РН=0,07 МПа	
Н-2	Насос пластовой воды	1	УОДН Q=27,54 м³/ч, Н=13,8 м	
Н-3	Насос внутренней перекачки нефти	1	УОДН Q=27,54 м³/ч, Н=13,8 м	
Ф-3,4	Фильтр сетчатый Y-образного типа	2	DN=80, 25 мм	
Ф-5,6	Фильтр сетчатый Y-образного типа	2	DN=50 мм	
УЗГ-1	Узел учета запального газа	1		
УЗГ-2	Узел учета газа	1		
РД-1	Регулятор давления газа	1		
РД-2	Регулятор давления газа	1		
ЭМК-1	Регулятор уровня нефти	1		
ЭМК-2	Регулятор уровня нефти	1		
ЭМК-3	Регулятор уровня воды	1		
ЭМК-4	Регулятор уровня конденсата в СФ-1	1		
Н-4	Полупогружной насос НВ-Д-М 12,5/50 (3,0)	1	Q=12,5 м³/ч, Н=50 м	
Проектируемое оборудование				
ВБ-2	Емкость пластовой воды	1	V=50 м³	
ПП-2	Подогреватель трубевой	1	по типу ППТ-02Г	
Ф-7	Фильтр сетчатый Y-образного типа	1	DN=50 мм	
УЗВ	Узел учета воды	1		

УСЛОВНЫЕ ГРАФИЧЕСКИЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И ИЗОБРАЖЕНИЯ

Наименование	Обозначение
Трубопровод существующий	—
Трубопровод проектируемый	—
Нефтегазопровод, выходящий трубопровод (пробы слобой)	— НГ
Трубопровод нефтегазозабой смеси	— НБГ
Трубопровод нефти	— Н
Трубопровод пластовой воды	— В
Трубопровод дренажный	— Д
Трубопровод газа	— Г
Трубопровод газа с предохранительных клапанов	— Гп
Трубопровод газа на дежурные горелки	— Гз
Трубопровод слива теплоносителя	— Дт
Трубопровод откачки	— О
Задвижка фланцевая с ручным управлением	— ЗФ
Кран шаровый муфтовый с ручным управлением	— КШ
Кран шаровый фланцевый с ручным управлением	— КШФ
Арматура опломбированная в открытом состоянии	— ОЛ
Затвор поворотный фланцевый с ручным управлением	— ЗП
Клапан обратный фланцевый	— КФ
Клапан электромагнитный фланцевый	— КФЭ
Клапан дыхательный	— КД
Клапан предохранительный	— КП
Демпфергазитель	— ДГ
Быстрозъёмное соединение	— С
Переход (изменение диаметра трубопровода)	—
Трубопровод с электрообогревом	—
Трубопровод в теплоизоляции	—
Направление движения среды	—
Преобразователь расхода газа	—
Преобразователь расхода жидкости	—
Регулятор давления газа "на себя"	—
Манометр показывающий	⊙
Датчик давления	⊙
Датчик уровня	⊙
Сигнализатор уровня	⊙
Термометр показывающий	⊙
Датчик температуры	⊙
Газоанализатор	⊙
Пост светозвуковой сигнализации	⊙



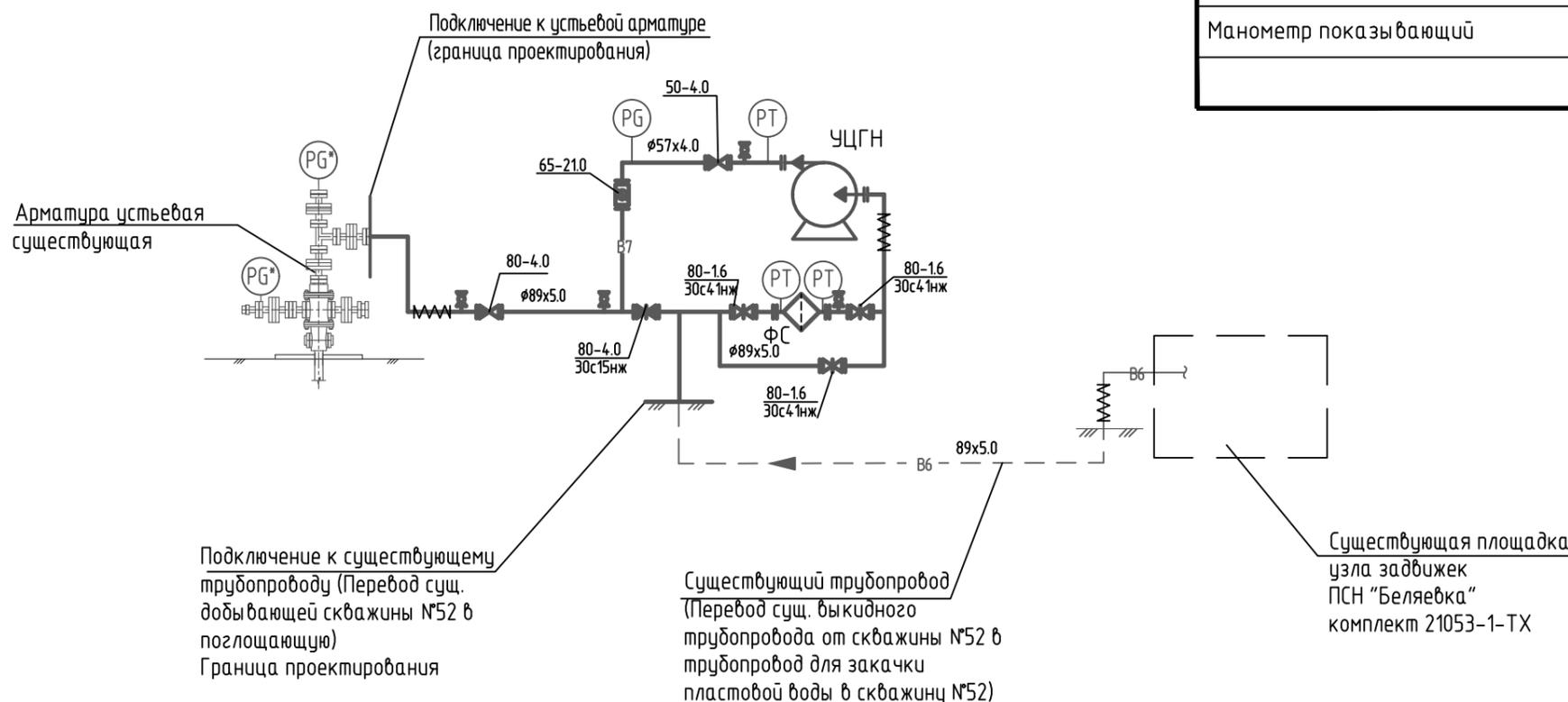
21053-ИОС7					
Строительство технологических объектов ПСН "Бельевка" 3-я очередь					
Изм.	Кол.	Лист	В.И.	Дата	
Разработано	Иванченко В.В.	10.02.22			
Рис. сектора	Каликова С.И.	10.02.22			
Нач. отдела	Гуренов Д.В.	10.02.22			
Н. контроль	Каликова С.И.	10.02.22			
Технологические решения			Лист	1	
Принципиальная технологическая схема ПСН Бельевка			ООО НИИПППД "Недра"		

ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
	Проектируемое оборудование			
УЦГН	Насос пластовой воды УЦГН	1	Q=18-35 м ³ /сут, H=328м	
ФС	Фильтр сетчатый Y-образного типа	1	DN=80мм	

УСЛОВНЫЕ ГРАФИЧЕСКИЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И ИЗОБРАЖЕНИЯ

Наименование	Обозначение
Трубопровод пластовой воды для закачки в скважину №52	— В —
Трубопровод в изоляции	— W —
Трубопровод надземный	— — —
Трубопровод подземный	- - - - -
Задвижка	— —
Кран шаровой	— —
Задвижка дисковая штуцерная	— —
Клапан обратный	— —
Манометр показывающий	PG



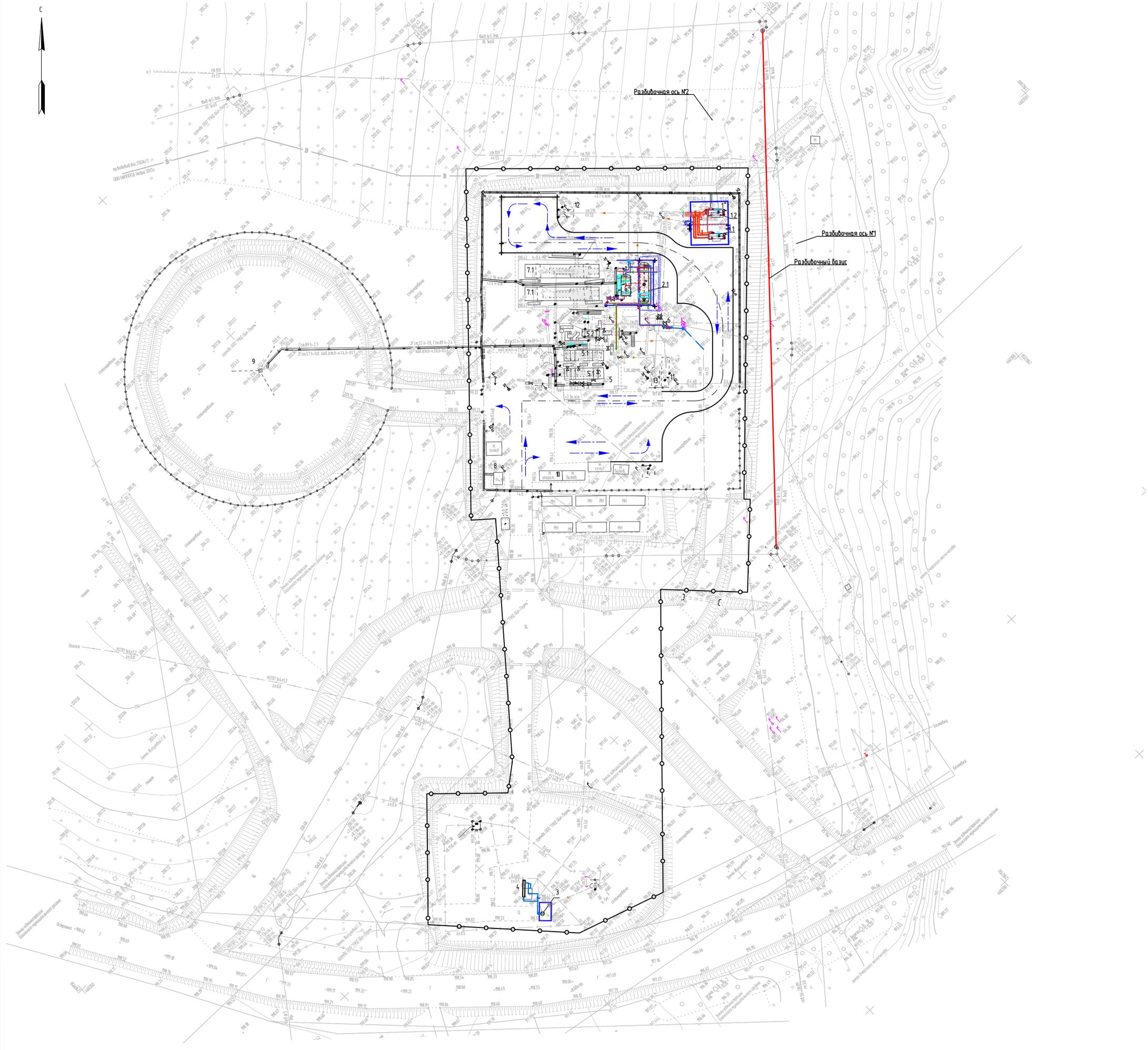
ЭКСПЛИКАЦИЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Обозначение	Наименование трубопровода	Параметры			Примечание
		Дн, мм	Рраб, МПа	tраб, °C	
<u>Технологические трубопроводы</u>					
В6	Трубопровод пластовой воды для закачки в скважину №52	89	0,01-0,05	5-50	теплоизоляция
В7	Трубопровод пластовой воды для закачки в скважину №52 после насоса	57 89	0,20-3,28	5-50	теплоизоляция

21053-ИОС7					
Строительство технологических объектов ПСН "Беляевка". 3-я очередь					
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подпись	Дата
Разработал	Иванченко Д.В.			<i>[Signature]</i>	11.04.22
Рук.сектора	Халикова С.Н.			<i>[Signature]</i>	11.04.22
Нач.отдела	Гиренко Д.В.			<i>[Signature]</i>	11.04.22
Н. контроль	Халикова С.Н.			<i>[Signature]</i>	11.04.22
Технологические решения			Стадия	Лист	Листов
			П	2	
Принципиальная технологическая схема скважины №52			ООО НИПППД "Недра"		

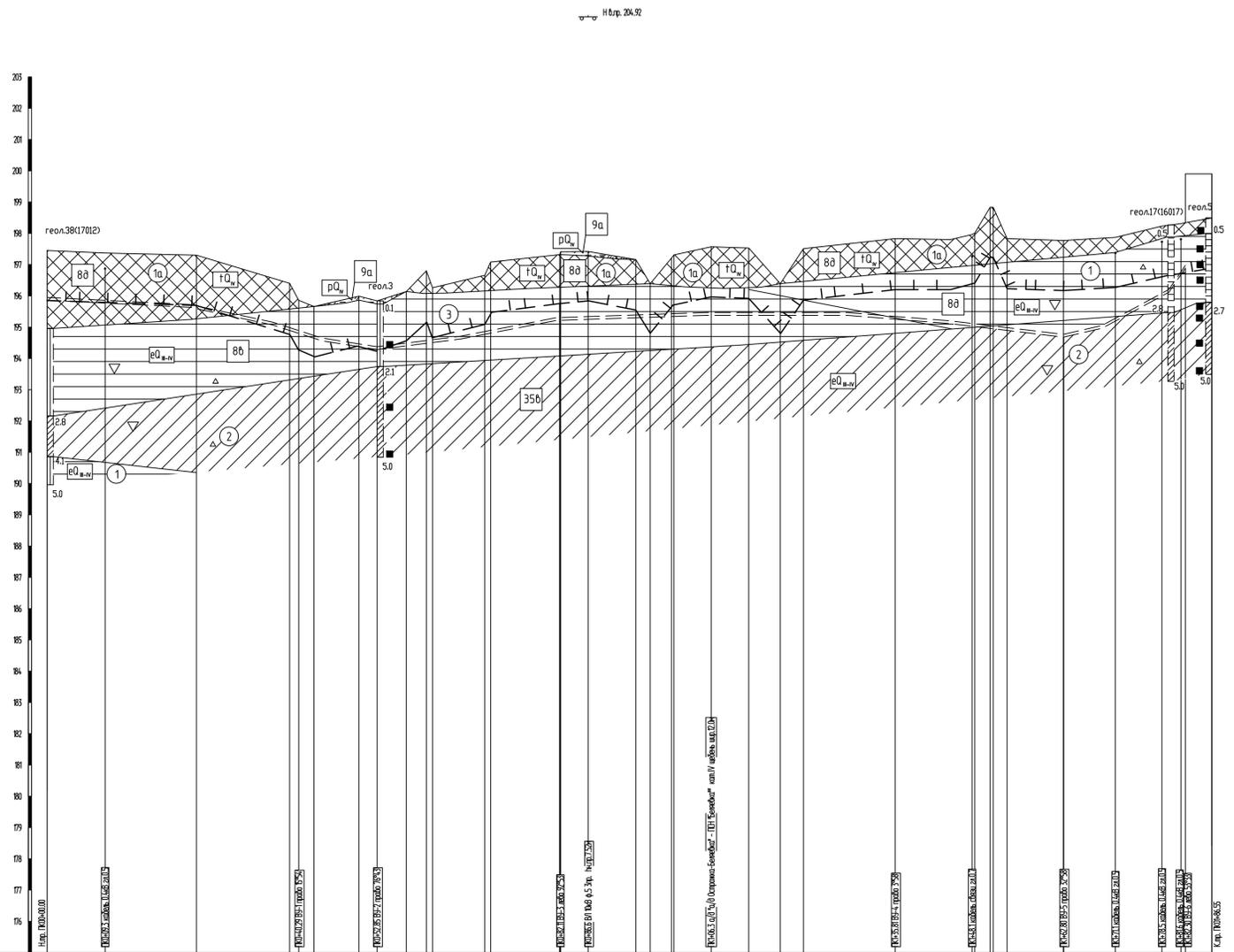
Инв.№ подл. 10706-ИОС7
 Подпись и дата
 Взам. инв.№

Номер на плане	Наименование	Кол.	Примечание
Проектируемые:			
1	Площадка подогревателя путевого (расширение):	1	
11	Путевой подогреватель	1	
2	Площадка ёмкостей накопительных (расширение):	1	
2.1	Ёмкость пластовой воды V = 50 м³	1	
3	Чстье поглощающей скважины	1	
4	Насос горизонтальный УЦГН-25-400	1	
Существующие:			
12	Путевой подогреватель	1	
5	Технологическая площадка:	1	
5.1	Сепарационно-накопительная ёмкость V = 50 м³	2	
5.2	Сепаратор трехфазный V = 16 м³	1	
6	Площадка узла задвижек	1	
7.1	Накопительная ёмкость V = 200 м³	2	
7.2	Ёмкость пластовой воды V = 25 м³	1	
8	Трансформаторная подстанция КТП 10/0,4	1	
9	Факел сжигания газа	1	
10	Операторная, КПП	1	
11	Дренажная ёмкость для технологического оборудования V = 16 м³	1	
12	Ёмкость для сбора производственно-дождевых сточных вод V = 25 м³	1	
13	Ёмкость для сбора производственно-дождевых сточных вод V = 16 м³	1	



21053-ИОС7					
Строительство технологических объектов ПСН "Беляевка"					
3-я очередь					
Им.	Колуч.	Лист	И. док.	Подпись	Дата
Разработал	Иванченко Д.В.				11.04.22
Рук. сектора	Халикова С.Н.				11.04.22
Нач. отдела	Гиренко Д.В.				11.04.22
Н. контроль	Халикова С.Н.				11.04.22
Технологические решения				Страница	Лист
План расположения оборудования и технологических трубопроводов				П	3
				000 НИПППД "Недра"	

Лист № 001
10544-ИОС7

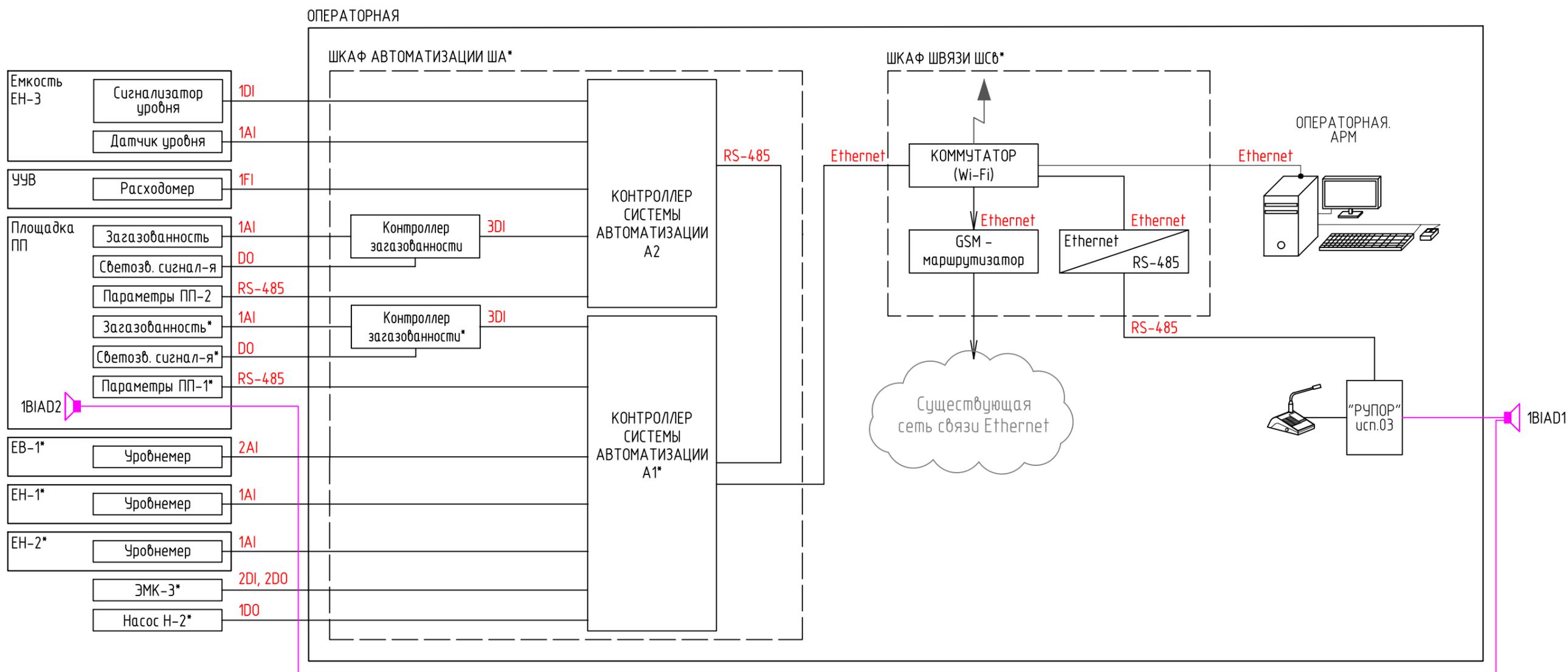


МАСШТАБ:
Горизонтальный 1:500
Вертикальный 1:100
Геологический 1:100

Инженерно-геологическая характеристика		Условия		канд		лп													
Категория участка трубопровода		стационар																	
Глубина фнс, мм																			
Защита изоляции от механических повреждений																			
Тип противокоррозийной изоляции																			
Коррозионная агрессивность грунтов																			
Защитный кожух	Дпр. х 5, мм																		
Укладка трубопровода																			
Балластировка трубопровода																			
Берегоукрепительные работы																			
Откосы																			
Ширина дна, м																			
Разработка																			
Засыпка																			
Глубина, м																			
Уклон трубопровода																			
Расстояние, м																			
Отметки низа трубы, м																			
Отметка земли, м																			
Расстояние, м																			
Пикеты																			
План линии																			
Климат																			

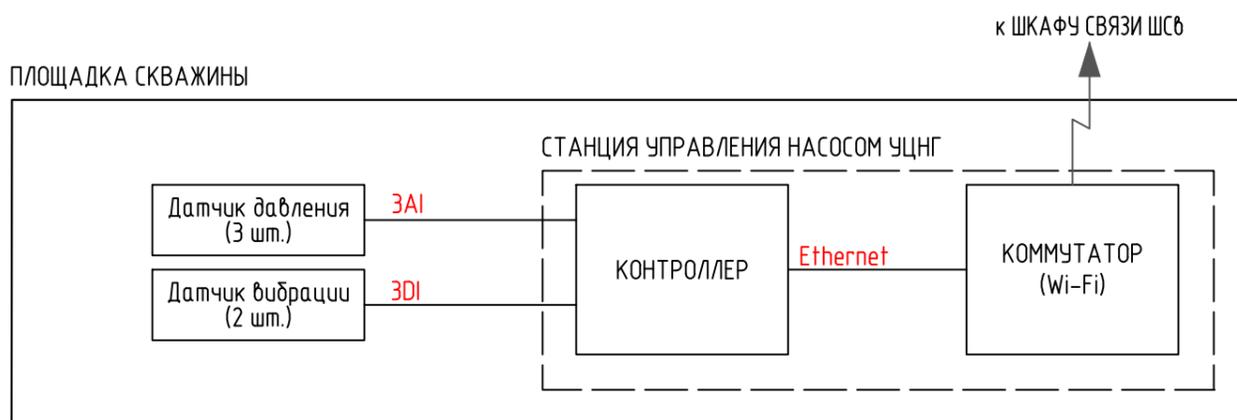
1. Система высот Балтийская 1977 года
2. Изыскания выполнены в декабре 2021 года
3. План площадки М 1:500 чертёж лист 3

21053-ИОС7					
Строительство технологических объектов ПСН "Беляевка"					
3-я очередь					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал	Иванова Д.В.				11.04.22
Рук. сектора	Халикова С.Н.				11.04.22
Нач. отдела	Гиренко Д.В.				11.04.22
Н. контроль	Халикова С.Н.				11.04.22
Технологические решения				Стандия	Лист
Продольный профиль трассы существующего трубопровода. Узел задвижек - скважина №52.				П	4
ООО НИПППД "Недра"					



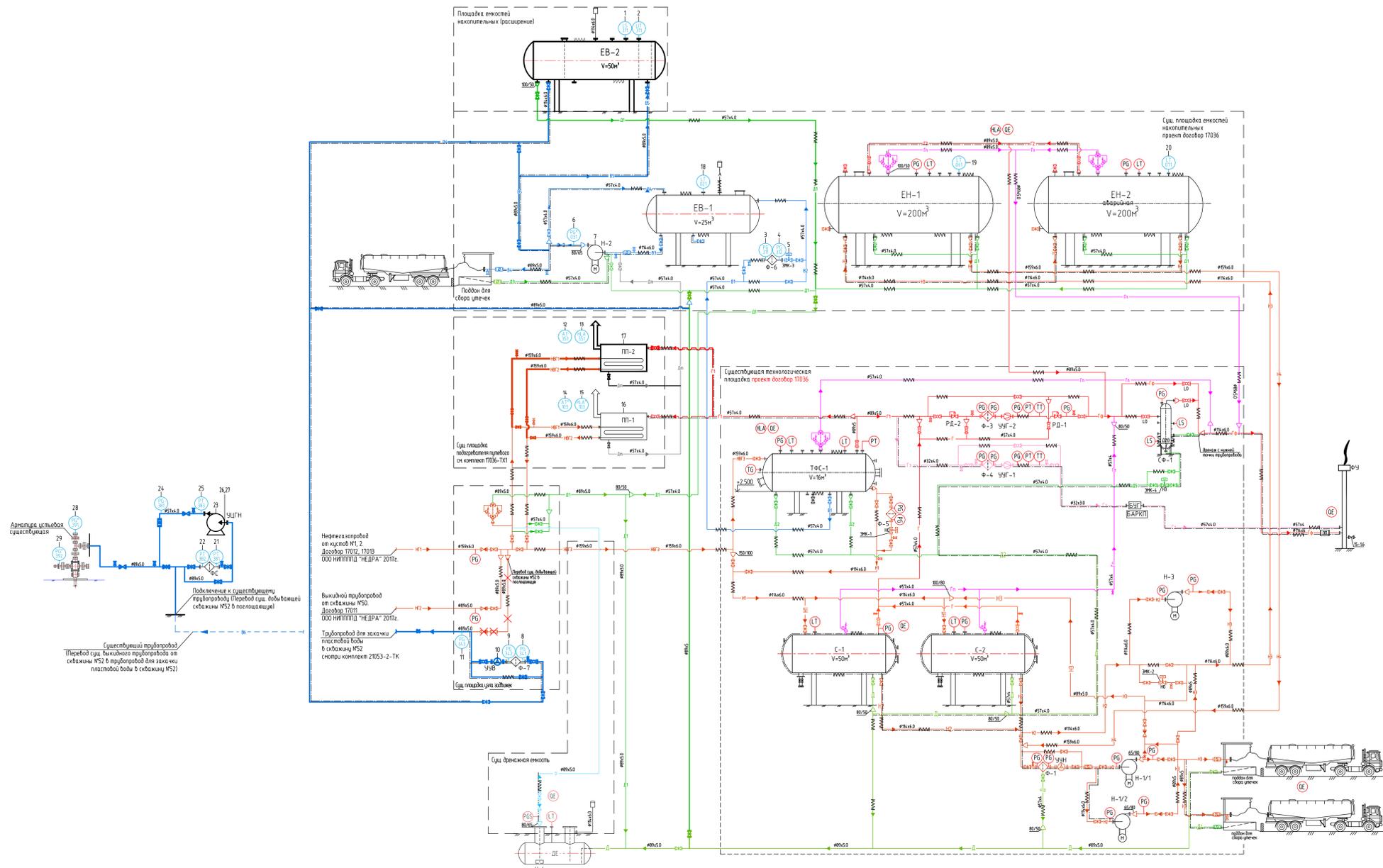
ПРИМЕЧАНИЯ

- * - существующее оборудование.
- AI - аналоговый входной сигнал;
AO - аналоговый выходной сигнал;
DI - дискретный входной сигнал;
DO - дискретный выходной сигнал.



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

21053-ИОС7					
СТРОИТЕЛЬСТВО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ ПСН "БЕЛЯЕВКА". 3-Я ОЧЕРЕДЬ					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал	Трофимова М.В.			<i>Трофимова</i>	10.03.22
Проверил	Гильмияров Р.Т.			<i>Гильмияров</i>	10.03.22
Гл. спец.	Торхов О.Б.			<i>Торхов</i>	10.03.22
Н.контроль	Торхов О.Б.			<i>Торхов</i>	10.03.22
ГИП	Пулков А.В.			<i>Пулков</i>	10.03.22
Технологические решения					Стадия
Схема структурная системы автоматизации					Лист
ООО НИПППД «НЕДРА»					Листов
П					5



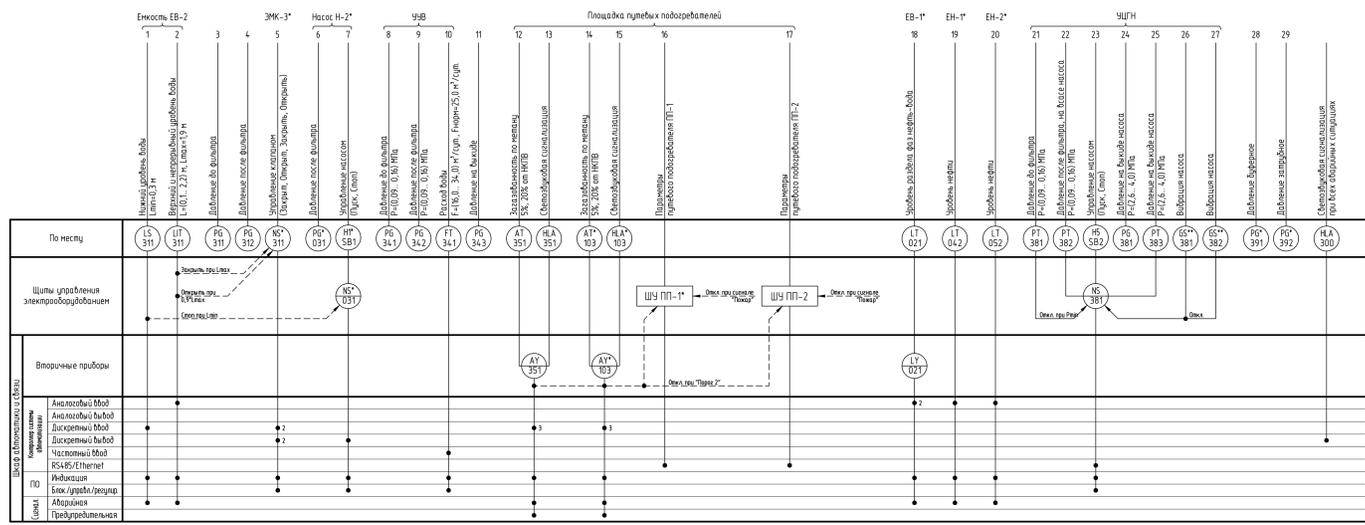
Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
Существующее оборудование				
C-1,2	Сепарационно-накопительная емкость	2	горизонтальная V=50 м³, РН=0,07 МПа	
H-1/1	Насос для налива нефти УОДН	1	Q=27,5 м³/ч, H=13,8 м	резерв
ДЕ-1	Дренажная емкость нефти	1	горизонтальная V=50 м³, РН=0,07 МПа	
Ф-1	Фильтр сетчатый Y-образного типа	1		демонтаж
Ф-2	Фильтр сетчатый Y-образного типа	1	DN=50мм	демонтаж
Ф9	Уплотнительная фланцевая скважина газа в составе	1	УФСКА-В-50/10 ХЛ	комплект
	Остаток фланцевый	1		шт
	Стол фланцевый	1	H=10м, DN=150мм	шт
БАРКП	Блок автоматического разжига	1		шт
БЭГ	Блок управления газом	1		шт
ТР	Трубы расширитель	1	DN=200мм	демонтаж
РД	Регулятор давления газа	1		демонтаж
УЗГ	Узел учета газа на факел	1		демонтаж
УЗН-1	Узел учета нефти	1		
ПП-1	Подогреватель пудовой	1	по типу ППТ-007	
ТЭС-1	Сепаратор трехфазный	1	V=16 м³	
СФ-1	Сепаратор факельный	1	DN=600мм по типу ГС1-2,5-600-1	
ЕН-1/2	Емкость накопительная	2	V=200 м³	
H-1/2	Насос для налива нефти в абсорбции	1	УОДН Q=27,5 м³/ч, H=13,8 м	1-резервный
ЕВ-1	Емкость пластовой воды	1	горизонтальная V=25 м³, РН=0,07 МПа	
H-2	Насос пластовой воды	1	УОДН Q=27,5 м³/ч, H=13,8 м	
H-3	Насос вытравленной перекачки нефти	1	УОДН Q=27,5 м³/ч, H=13,8 м	
Ф-3,4	Фильтр сетчатый Y-образного типа	2	DN=80, 25мм	
Ф-5,6	Фильтр сетчатый Y-образного типа	2	DN=50мм	
УЗГ-1	Узел учета запального газа	1		
УЗГ-2	Узел учета газа	1		
РД-1	Регулятор давления газа	1		
РД-2	Регулятор давления газа	1		
ЭМК-1	Регулятор уровня нефти	1		
ЭМК-2	Регулятор уровня нефти	1		
ЭМК-3	Регулятор уровня воды	1		
ЭМК-4	Регулятор уровня конденсата в СФ-1	1		
H-4	Полупроводниковый насос НВ-Д-1М 12,5/50 (3,0)	1	Q=12,5 м³/ч, H=50 м	
Проектируемое оборудование				
ЕВ-2	Емкость пластовой воды	1	V=50 м³	
ПП-2	Подогреватель пудовой	1	по типу ППТ-007	
Ф-7	Фильтр сетчатый Y-образного типа	1	DN=40мм	
УЗН	Насос пластовой воды УЗН	1	Q=18,35 м³/ч, H=32м	
Ф-8	Фильтр сетчатый Y-образного типа	1	DN=80мм	

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИБОРОВ КИПиА (на чало)

Поз. обознач.	Наименование	Кол.	Примечание
РБ31, РБ32	Манометр показывающий МК-9	6	
РБ34, РБ42			
РБ33, РБ81			
РБ03*	Манометр показывающий МК-9	3	Существующий
РБ39*, РБ39*			
РТ381, РТ382	Датчик избыточного давления Метран-75	3	
РТ383			
LS311	Сенсоризатор уровня вибрационный Vivotouch	1	
LT311	Уровнемер нивелиционный Levelfatch с индикацией	1	
LT021	Датчик уровня ультразвуковой полновысотный D992M	1	
LY021	Контроллер ГАММА-ВМА	1	
LT042, LT052	Уровнемер нивелиционный Levelfatch	2	
FT341	Счетчик холодной воды ВСН8-20 с импульсным выходом	1	
АТ351	Датчик загазованности по метану ДГС ЭРИС-210	1	
АТ10*	Датчик загазованности по метану ДГС ЭРИС-210	1	Существующий
АУ351	Контроллер загазованности СМ-110	1	
АУ10*	Контроллер загазованности СМ-110	1	Существующий
НА300	Оповещатель светозвуковой комбинационный МАРК-24-К	1	
НА301	Пост свето-звучной сигнализации ПАВ-П	1	
НА303*	Пост свето-звучной сигнализации ПАВ-П	1	Существующий

ПРИМЕЧАНИЯ

- * - существующее оборудование.
- ** - приборы, поставляемые в комплекте с технологическим оборудованием.



По месту	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	
По месту	LS 311	LT 311	PG 311	PG 312	NS 311	PG 031	HT 031	PG 341	PG 342	FT 341	PG 343	AT 351	HA 351	AT 103	HA 103			LT 021	LT 042	LT 052	PT 381	PT 382	SB 382	PT 381	PT 383	PT 381	PT 382	HA 391	HA 392	HA 300
Щиты управления электрооборудованием																		УЗН-1	УЗН-2		УЗН									
Вспомогательные приборы																														
Аналоговый выход																														
Цифровой выход																														
Числовой выход																														
RS485/Ethernet																														
Индикация																														
Блок управления резервуарами																														
Предупреждение																														

21053-ИОС7
 СТРОИТЕЛЬСТВО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ ПСН "БЕЛЛЕВКА". 3-Я ОЧЕРЕДЬ

Исполн.	Лист	№	Дата
Разработчик	Генеральный	№	Дата
Проверен	Инженер	№	Дата
г. спец.	Тех. отдел	№	Дата
Исполнитель	Тех. отдел	№	Дата
Р.П.	Тех. отдел	№	Дата

Технологические решения

Страниц	Лист	Листов
6	6	6

Схема функциональная системы автоматизации

ООО НИПППД «НЕДРА»

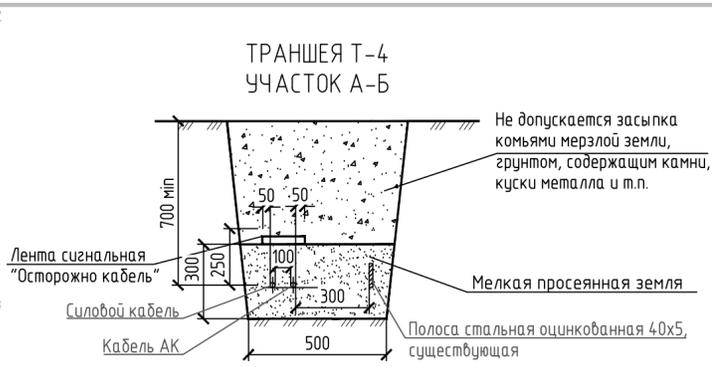
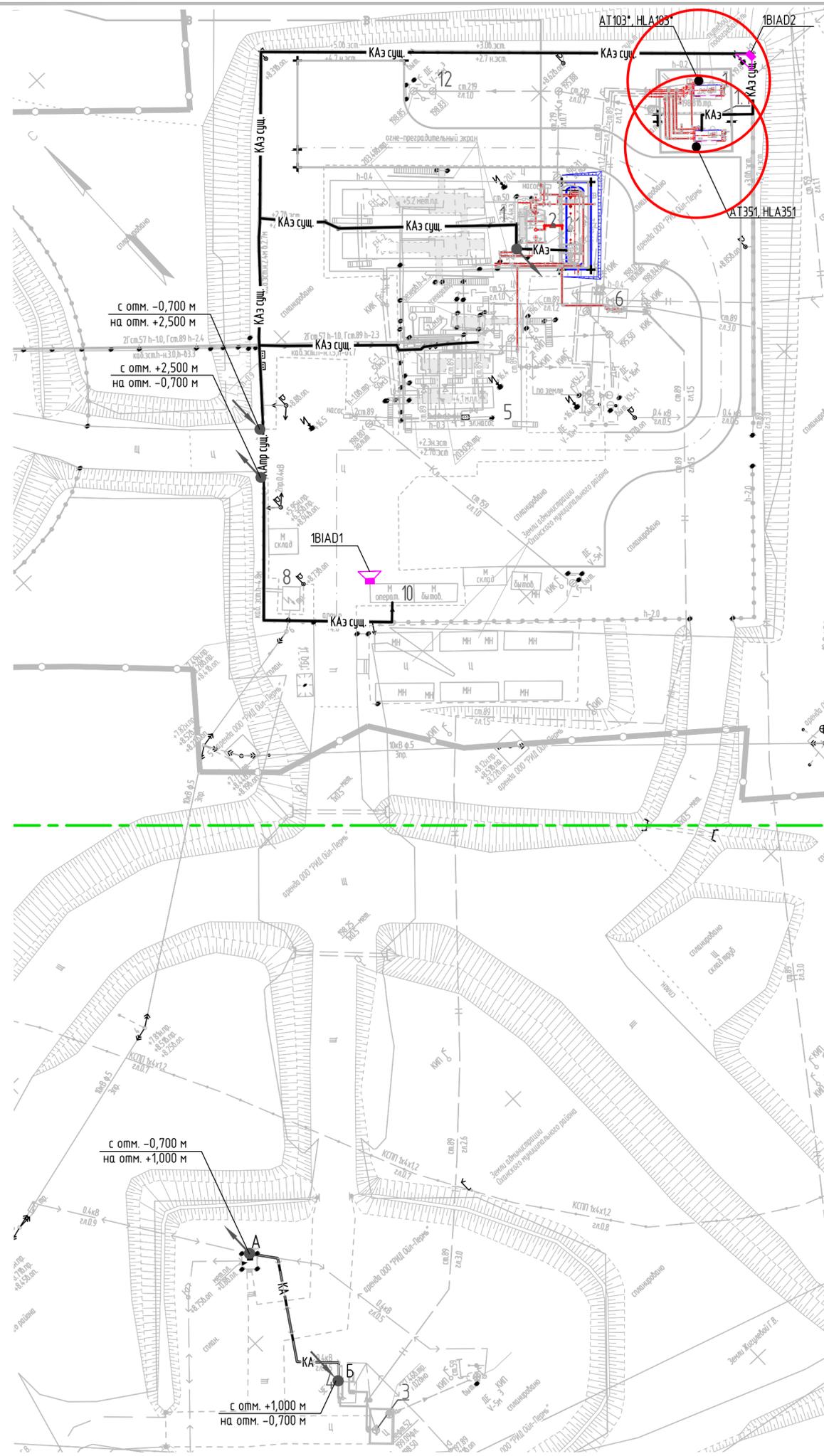
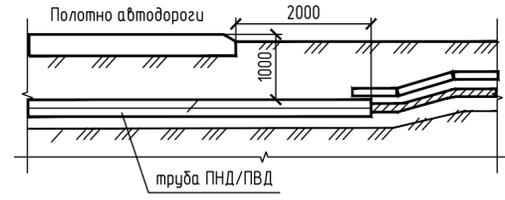


Рис.1. ПРОКЛАДКА КАБЕЛЯ ПОД ДОРОГОЙ



ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Номер на плане	Наименование	Кол.	Примечание
Проектируемые:			
1	Площадка подогревателя путевого (расширение):	1	
1.1	Путевой подогреватель	1	
2	Технологическая площадка (расширение):	1	
2.1	Накопительная ёмкость V = 50 м³	1	
3	Устье поглощающей скважины	1	
4	Насос горизонтальный УЦГН-25-400	1	
Существующие:			
5	Площадка ёмкостей накопительных	1	
6	Площадка узла задвижек	1	
7	Сепаратор трехфазный V = 16 м³	1	
8	Трансформаторная подстанция КТП 10/0,4	1	
9	Факел сжигания газа	1	
10	Операторная	1	
11	Дренажная ёмкость для технологического оборудования V = 16 м³	1	
12	Ёмкость для сбора производственно-дождевых сточных вод V = 25 м³	1	

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Условные обозначения и изображения	Наименование обозначения и изображения
— КАЭ —	Кабель контрольный, прокладываемый по проектируемой эстакаде
— КАЭ сущ. —	Кабель контрольный, прокладываемый по существующей эстакаде
— КА —	Кабель контрольный, прокладываемый в проектируемой траншее
— КАтр сущ. —	Кабель контрольный, прокладываемый в существующей траншее в трубе
●	Спуск/подъем кабеля

ПРИМЕЧАНИЯ

1. Подъем и опуск кабеля защитить стальной водогазопроводной трубой на высоту не менее 2 м.
2. Расстояние между силовыми и контрольными кабелями в траншее должно быть не менее 100 мм.
3. Для идентификации кабелей КИПиА в траншею укладывается сигнальная лента согласно разрезам.

21053-ИОС7				СТРОИТЕЛЬСТВО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ ПСН "БЕЛЯЕВКА" 3-Я ОЧЕРЕДЬ		
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Технологические решения
Разработал	Трофимова			<i>Трофимова</i>	10.03.22	
Рук.сектора	Зубов А.И.			<i>Зубов</i>	10.03.22	
Гл.специалист	Торхов О.Б.			<i>Торхов</i>	10.03.22	План кабельных трасс
Н.контроль	Торхов О.Б.			<i>Торхов</i>	10.03.22	
ГИП	Пулков А.В.			<i>Пулков</i>	10.03.22	

Инд.№ подл. 21053-ИОС1
Подпись и дата.
Взам. инб.Н