

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

«Самарская нефтегазовая проектная компания»

**ОБУСТРОЙСТВО ВЕРХ-СЫПАНСКОГО Н.М.  
КУСТ№1 И ПНН**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

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

**Подраздел 7 «Технологические решения»**

**Часть 1 «Технология производства»**

**178П-21-ИОС7-01**

**Том 5.7.1**

**2022**

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«Самарская нефтегазовая проектная компания»

**ОБУСТРОЙСТВО ВЕРХ-СЫПАНСКОГО Н.М.  
КУСТ№1 И ПНН**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

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

**Подраздел 7 «Технологические решения»**

**Часть 1 «Технология производства»**

**178П-21-ИОС7-01**

**Том 5.7.1**

Директор



А.В. Титов

ГИП

A handwritten signature in blue ink, appearing to be "P.A. Sokolovskiy".

П.А. Соколовский

**2022**

### СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

№ тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	178П-21-ПЗ	Раздел 1 «Пояснительная записка»	
2	178П-21-ПЗУ	Раздел 2 «Схема планировочной организации земельного участка»	
3	178П-21-АР	Раздел 3 «Архитектурные решения»	Не разрабатывается
4	178П-21-КР	Раздел 4 «Конструктивные и объемно-планировочные решения»	
		Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений»	
5.1	178П-21-ИОС1	Подраздел 1. Система электроснабжения	
5.2	178П-21-ИОС2	Подраздел 2. Система водоснабжения	
5.3	178П-21-ИОС3	Подраздел 3. Система водоотведения	
5.4	178П-21-ИОС4	Подраздел 4. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети	
5.5	178П-21-ИОС5	Подраздел 5. Сети связи и сигнализации	
5.6	178П-21-ИОС6	Подраздел 6. Система газоснабжения	Не разрабатывается
5.7.1	178П-21-ИОС7-01	Подраздел 7. Технологические решения Часть 1 "Технология производства"	
5.7.2	178П-21-ИОС7-02	Подраздел 7. Технологические решения Часть 2 " Автоматизация комплексная "	
6	178П-21-ПОС	Раздел 6 «Проект организации строительства»	
7	178П-21-ПОД	Раздел 7 «Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства»	Не разрабатывается

8	178П-21-ООС	Раздел 8 «Оценка воздействия на окружающую среду. Перечень мероприятий по охране окружающей среды»	
9	178П-21-ПБ	Раздел 9 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»	
10	178П-21-ОДИ	Раздел 10 «Мероприятия по обеспечению доступа инвалидов»	Не разрабатывается
11	178П-21-СМ	Раздел 11 «Смета на строительство объектов капитального строительства»	Не разрабатывается
		Раздел 12 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами»	
12.1	178П-21-ГОЧС	Подраздел 1 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера производственных объектов»	

Принятые технические решения соответствуют требованиям действующих законодательных актов, норм и правил России по взрывопожарной и экологической безопасности, по охране труда, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объектов и сооружений при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

Главный инженер проекта



Соколовский П.А.

## Содержание

1 Сбор и транспорт нефти и газа .....	8
1.1 Исходные данные .....	8
1.2 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта .....	8
1.2.1 Климатическая характеристика района .....	9
1.2.2 Геологическое строение района работ .....	9
1.3 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта (сейсмичность, мерзлые грунты, опасные геологические процессы и др.) .....	10
1.3.1 Инженерно-геологическая характеристика района работ .....	11
1.4 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта .....	12
1.5 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта .....	12
1.6 Сведения о категории и классе линейного объекта .....	13
1.7 Существующее положение .....	14
1.8 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте, интенсивности движения и др.) линейного объекта .....	14
1.9 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта .....	14
1.9.1 Гидравлический расчет системы сбора нефти .....	14
1.9.2 Анализ результатов гидравлического расчета трубопроводов .....	16
1.10 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства, в целом, и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции .....	16
1.10.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции .....	16
1.10.2 Физико-химические свойства сырья и готовой продукции .....	17
1.10.3 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом .....	19
1.10.4 Характеристика отдельных составляющих технологической схемы .....	19
1.10.4.1 Обустройство устьев одиночных скважин .....	19
1.10.4.2 Обустройство площадок АГЗУ и УДЭ .....	21
1.10.4.3 Площадка дренажной емкости ЕД-1 на кусте №1 .....	22
1.10.4.4 Нефтегазосборный трубопровод .....	22
1.10.4.5 Переходы нефтегазосборного трубопровода через автодороги .....	23
1.10.4.6 Переходы нефтегазосборного трубопровода через линии ВЛ, водные преграды и коммуникации .....	23
1.10.4.9 Расстановка отключающей арматуры по трассе проектируемых трубопроводов .....	24
1.10.4.10 Пункт сбора и налива нефти. Описание технологической схемы .....	24
1.10.4.12 Технологические трубопроводы пункта налива нефти .....	27
1.10.4.13 Арматура технологических площадок пункта налива нефти .....	29
1.10.4.14 Испытания трубопроводов и контроль сварных швов .....	30
1.10.5 Характеристика объектов и сооружений по взрывопожарной опасности .....	32

1.10.6 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд .....	35
1.11 Требования к организации производства .....	35
1.12 Описание источников поступления сырья и материалов .....	40
1.13 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции.....	40
1.14 Обоснование показателей и характеристик (на основе сравнительного анализа), принятых технологических процессов и оборудования.....	40
1.15 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов.....	41
1.16 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям, и сооружениям на опасных производственных объектах .....	41
1.17 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого на подземных горных работах технологического оборудования и технических устройств (при необходимости).....	42
1.18 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности.....	43
1.19 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства .....	44
1.20 Мероприятия, направленные на предотвращение несанкционированного доступа на объекты физических лиц. транспортных средств и грузов .....	45
1.21 Описание автоматизированных систем, используемых в .....	45
1.22 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу.....	47
1.23 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду .....	48
1.24 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологического регламента.....	49
2. Расчет трубопроводов на прочность и выбор труб .....	51
2.1 Выбор материального исполнения труб. Расчет толщины стенки выкидных и нефтегазосборных трубопроводов .....	51
2.2 Выбор материального исполнения труб. Расчет толщины стенки технологических трубопроводов .....	53
2.3 Монтаж и сварка трубопроводов. Контроль сварных швов .....	55
2.4 Защита оборудования и трубопроводов от коррозии .....	55
2.5 Защита оборудования и трубопроводов от теплопотерь.....	56
Приложение А. Список использованных источников .....	58
Приложение Б. Ведомость оборудования по марке ТХ .....	60
Приложение В. Расчет предохранительных клапанов.....	65
Приложение Г. Расчет путевого подогревателя нефти .....	67
Приложение Д. Технические условия на проектирование .....	68

## **1 Сбор и транспорт нефти и газа**

### **1.1 Исходные данные**

Настоящий раздел проекта по обустройству системы сбора и пункта налива нефти Верх-Сыпанского нефтяного месторождения разработан на основании и с использованием следующих документов:

- Задания на проектирование объекта «Обустройство Верх-Сыпанского н.м. Куст №1 и ПНН.», утвержденного Заместителем генерального директора-главным инженером ООО «УДС нефть» А.М.Перминовым. в 2021 году;

- Материалов инженерных изысканий, выполненных ООО НПО «Нефтепромсервис» в 2021 г.;

- Исходных геологических данных по добыче по объекту: 1 куст Верх-Сыпанское месторождение, подписанных Главным геологом ООО «УДС нефть» А.Н.Звонаревым.

- Протокола заседания Татарстанской нефтегазовой секции от 01.03.2022 №841 «Проект пробной эксплуатации Верх-Сыпанского нефтяного месторождения Пермского края ООО «УДС нефть»), г. Казань.

Проектные технические решения раздела разработаны с учетом положений и требований законодательных актов РФ и основных нормативных документов, представленных в приложении А.

### **1.2 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта**

В административном отношении проектируемые объекты Верх-Сыпанского нефтяного месторождения расположены в Чердынском городском округе Пермского края Российской Федерации.

Чердынский район находится в крайней северной части Пермского края. Граничит на севере с Республикой Коми, на юго-востоке с Красновишерским, на юге с Соликамским городскими округами, на западе с Косинским и Гайнским муниципальными округами.

Рельеф юга, запада и северо-запада района представлен низменностями и плоскими равнинами, часто сильно заболоченными. По мере продвижения на восток и северо-восток рельеф становится холмисто-увалистым, постепенно приобретая форму горного.

Большая часть района лежит в бассейне реки Колвы, имеющей многочисленные притоки (наиболее крупные — Березовая и Вишерка). По юго-западу протекает река Кама. Имеется большое количество озер и болот (верховых, смешанных, низинных).

Дорожная сеть района работ представлена автодорогой межрегионального значения, а также подъездными асфальтированными межпоселковыми дорогами и сетью проселочных дорог.



### 1.2.1 Климатическая характеристика района

Климат Чердынского городского округа умеренно-континентальный. Зима продолжительная, холодная; лето умеренное, короткое, с обилием солнечного света, в весенне-летний период возможны возвраты холодов, связанные с вторжением холодного арктического воздуха, нередко похолодания сопровождаются обильным выпадением снега.

Климатические характеристики для района изысканий приняты по данным многолетних наблюдений климатических параметров на метеорологической станции М «Чердынь».

Абсолютный максимум температуры воздуха 35,7 °С (июнь) – по данным м-ст Чердынь.

Абсолютный минимум температуры воздуха составил минус 52 °С (согласно СП 131.13330.2020).

Согласно данным СП 131.13330.2020, температура воздуха наиболее холодных суток составляет – минус 46 °С (обеспеченность 0,98) и – минус 42 °С (обеспеченность 0,92). Температура наиболее холодной пятидневки составляет –минус 40 °С (обеспеченность 0,98) и – минус 37 °С (обеспеченность 0,92). Температура воздуха, обеспеченностью 0,94 составляет – минус 22 °С.

Среднемесячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца составляет 84%.

Среднегодовое количество осадков составляет 760 мм, с ноября по март осадков меньше 274 мм, с апреля по октябрь – 486 мм. Максимальное количество осадков выпадет в июле – 86 мм, наименьшее в феврале-марте - 38 мм. Преобладающее количество осадков выпадает в виде слабых и незначительных по величине дождей или снегопадов.

Максимальная высота снежного покрова составляет 132 мм.

Скорость ветра составляет в среднем за год 3,1 м/с.

Максимальная скорость ветра за 50 лет равна 31 м/с.

Согласно СП 20.13330.2016 [4] исследуемая территория по весу снегового покрова относится к VI району  $S_g = 3,0$  кПа, по давлению ветра относится к I району  $\omega_0 = 0,23$  кПа, по толщине стенки гололеда к III району  $b = 10$  мм.

Согласно СП 131.13330.2020 [7] по климатическому районированию для строительства территория относится к IV.

### 1.2.2 Геологическое строение района работ

В геологическом строении участка в пределах прилагаемой карты выделяются отложения четвертичной системы. Глубина изучения разреза в соответствии с целями проекта ограничивается зоной активного водообмена.

Четвертичная система (Q)

В районе исследований имеет довольно широкое распространение. По условиям залегания и фаціальным признакам выделяются следующие генетические типы четвертичных отложений: делювиальные и аллювиальные.

Делювиальные отложения представлены в основном суглинками, реже песками глинистыми мощностью от 1-2 до 10-11 м. Пространственно делювиальные отложения приурочены к склонам водоразделов.

Аллювиальные четвертичные отложения слагают поймы и террасы р. Кама В пределах рассматриваемого района выделяются

верхнеоплейстоценовые (aQ<sub>III</sub>) и голоценовые (aQ<sub>IV</sub>) аллювиальные отложения.

Верхнеоплейстоценовые аллювиальные отложения слагают надпойменные террасы рек. В разрезе террас выделяются осадки пойменной фации - суглинки, супеси мощностью до 3-8 м и русловой фации - пески, гравийно-галечные отложения с линзовидными прослоями глин и суглинков. Общая мощность русловой фации до 26 м.

Голоценовые отложения слагают высокую и низкую поймы рек. Основанием пойменных террас являются гравийно-галечные отложения. Выше залегают пески. Верхняя часть разреза пойм сложена супесями и суглинками. Суммарная мощность голоцена не превышает 15 м.

В геологическом строении участка изысканий до глубины инженерно-геологических исследований (8,0 м) принимают участие отложения четвертичной системы, представленные делювиальными отложениями (dQ) суглиноками тугопластичными, тегучепластичными, песками мелкозернистыми. С поверхности отложения перекрыты почвенно-растительным слоем (eQ<sub>IV</sub>) мощностью 0,3-0,6 м.

### **1.3 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта (сейсмичность, мерзлые грунты, опасные геологические процессы и др.)**

Проведенным рекогносцировочным обследованием участка проявления карстового процесса по объектам проектирования и в прилегающей полосе не выявлены. При проведении инженерно-геологического бурения на глубину до 8,0 м провалы бурового инструмента, резкий уход вскрытых грунтовых вод не отмечались.

Карстопоявлений (провалов, воронок, локальных оседаний), в разрезе (полостей, крупных каверн, ослабленных зон) не обнаружено. Случаев образования карстовых провалов и деформаций существующих зданий в рассматриваемом районе за последние 20-30 лет также не отмечалось. На участке изысканий карстовых воронок обнаружено не было.

Согласно табл. 5.1 СП 11-105-97 Часть II, территория отнесена к VI категории устойчивости относительно интенсивности образования карстовых провалов (интенсивность провалообразования невозможно из-за отсутствия растворимых горных пород).

Согласно СП 14.13330.2011 «Строительство в сейсмических районах» рассматриваемая местность расположена в пределах зон, характеризующихся сейсмической интенсивностью менее 6 баллов. Категория грунтов по сейсмическим свойствам II.

Согласно табл.4.1 СП 14.13330.2018 грунты ИГЭ-1 (суглинок тугопластичный) относятся ко II категории грунтов по сейсмическим свойствам, ИГЭ-2 (суглинок текучепластичный), ИГЭ-3 (песок мелкозернистый водонасыщенный) относятся ко III категории грунтов по сейсмическим свойствам.

По совокупности указанных в приложении Б СП 11-105-97 [17] ч.1 факторов инженерно-геологических условий установлено, что данный объект относится к II (средней) категории сложности инженерно-геологических условий. Со-

гласно СП 22.13330.2016, табл.4.1, геотехническая категория сооружения – 2 (средняя).

Глубина сезонного промерзания в районе работ для глинистых грунтов – 1,63 м, для песков мелкозернистых – 1,98 м

Согласно СП 22.13330.2016 [22] по степени морозной пучинистости:

- суглинок тугопластичный (ИГЭ-1) – среднепучинистые с  $R_{fx102}=0,35$  ( $\epsilon_{fn}=5,5$ ),
- суглинок текучепластичный (ИГЭ-2) – среднепучинистые с  $R_{fx102}=0,30$  ( $\epsilon_{fn}=4,7$ ),
- песок (ИГЭ-3) – слабопучинистые с  $D=1,5$ .

### 1.3.1 Инженерно-геологическая характеристика района работ

В геологическом строении участка изысканий до глубины инженерно-геологических исследований (8,0 м) принимают участие отложения четвертичной системы, представленные делювиальными отложениями (dQ) суглинками тугопластичными, текучепластичными, песками мелкозернистыми. С поверхности отложения перекрыты почвенно-растительным слоем (eQIV) мощностью 0,3-0,6 м.

ИГЭ-1 Суглинок коричневый, тугопластичный dQ.  
Вскрытая мощность 3,90-6,40 м.

ИГЭ-2 Суглинок коричневый, текучепластичный, dQ.  
Вскрытая мощность 1,20-2,80 м.

ИГЭ-3 Песок мелкозернистый, коричневый, средней плотности, водонасыщенный, с включением дресвы и гравия dQ.  
Вскрытая мощность 0,60-0,90 м.

Почвенно-растительный слой (eQ), мощностью 0,3 – 0,6 м, вскрыт повсеместно на всей территории. Так как почвенно-растительный слой не будет являться основанием для проектируемых сооружений, его свойства не изучались, в процессе строительства подлежит срезке с последующей рекультивацией.

Подземные воды на участке изысканий до глубины 8,0 м скважинами вскрыты на глубине 4,10-6,30 м., установившийся уровень зафиксирован на глубине 2,40-4,80 м (по данным на октябрь 2021г).

Согласно приложению И СП 11-105-97, часть II площадка относится к подтопляемым, тип подтопления – I-A-1(подтопленный в естественных условиях). На участке изысканий возможно образование верховодки за счет снеготаяния и инфильтрации атмосферных осадков в осенне-весенние периоды. На участках изысканий в скважинах возможен подъем уровня грунтовых вод в период половодья на 1,0-1,5 м

Грунты незасоленные, непросадочные, ненабухающие.

#### 1.4 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта

Естественным основанием проектируемых сооружений будут служить вышеописанные грунты, объединенные в инженерно-геологический элемент ИГЭ-1, ИГЭ-2.

Почвенно-растительный слой основанием проектируемых сооружений являться не будет, поэтому его физико-механические свойства не изучались.

Нормативные и расчетные значения показателей физико-механических свойств грунтов приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Нормативные и расчетные характеристики физических свойств грунтов

Номер инженерно-геологического элемента	Природная влажность $W_0$ , %	Плотность, г/см <sup>3</sup>			Плотность, г/см <sup>3</sup> , при доверительной вероятности		Коэффициент пористости $e$	Коэффициент водонасыщения $S_r$	Влажность, %		Число пластичности $I_p$ , %	Показатель текучести $I_L$
		грунта $\rho$	сухого грунта $\rho_d$	частиц грунта $\rho_s$	0,85	0,95			на границе текучести $W_L$	на границе раската $W_p$		
1	22,8	2,02	1,64	2,73	2,01	2,00	0,658	0,95	33,46	17,81	15,65	0,32
2	23,0	1,92	1,56	2,72	1,91	1,91	0,740	0,84	23,96	13,13	10,83	0,91
3	19,7 6	1,84	1,54	2,66	1,83	1,82	0,728	0,72	-	-	-	-

#### 1.5 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта

Подземные воды на участке изысканий до глубины 8,0 м скважинами вскрыты на глубине 3,8-4,4 м., установившийся уровень зафиксирован на глубине 2,00-2,40 м (по данным на июль 2021г).

Согласно приложению И СП 11-105-97, часть II площадка относится к подтопляемым, тип подтопления – I-A-1(подтопленный в естественных условиях). На участке изысканий возможно образование верховодки за счет снеготаяния и инфильтрации атмосферных осадков в осенне-весенние периоды. На участках изысканий в скважинах возможен подъем уровня грунтовых вод в период половодья на 1,0-1,5 м.

Подземная вода по химическому составу сульфатно-гидрокарбонатная, кальциево-магниевая-натриевая.

По степени жесткости их можно классифицировать как средней жесткости (жесткость постоянная) (общая жесткость 8,48-8,80).

По минерализации подземные воды слабосоленоватые (M=906-1096мг/дм<sup>3</sup>).

По водородному показателю подземные воды – слабощелочные (рН 7,2).

Степень агрессивного воздействия подземных вод в соответствии с СП 28.13330.2017, табл. В.3 по содержанию бикарбонатной щелочи показателю рН (7,5) к бетонам марок по водопроницаемости W-4 – W-8 неагрессивная.

Согласно СП 28.13330.2017 [23] подземные воды по степени агрессивного воздействия жидких сульфатных сред (227-300 мг/л), содержащих бикарбонаты:

- к портландцементу: на бетоны марок W4 – W20 – неагрессивны;
- к шлакопортландцементу : на бетоны марок W4– W20 – неагрессивны
- сульфатостойким цементам – : на бетоны марок W4 – W20 – неагрессивны.

Степень агрессивного воздействия воды по содержанию хлоридов (54-71 мг/л) на арматуру железобетонных конструкции при постоянном погружении и периодическом смачивании - неагрессивны.

Грунты незасоленные, непросадочные, ненабухающие.

Согласно СП 28.13330.2017 [23], грунты по содержанию сульфатов (155-288мг/кг абсолютно сухого грунта) к бетонным конструкциям:

- из портландцемента марок W4 слабоагрессивны;
- из шлакопортландцемента марок W4 неагрессивны;
- из сульфатостойких цементов марок W4 неагрессивны.

По содержанию хлоридов (106-177 мг/кг абсолютно сухого грунта) грунты к железобетонным конструкциям марок W4-W6 изменяется от неагрессивных до слабоагрессивных, W-8 марок более W10 неагрессивны.

Величина удельного электрического сопротивления грунтов изменяется в пределах 15,0 -19,2 Ом·м. Согласно ГОСТ 9.602-2016 [1] коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали изменяется от средней до высокой.

Согласно СП 28.13330.2017 [23], грунты по содержанию сульфатов (217-341мг/кг абсолютно сухого грунта) к бетонным конструкциям:

- из портландцемента марок W4 слабоагрессивны;
- из шлакопортландцемента марок W4 неагрессивны;
- из сульфатостойких цементов марок W4 неагрессивны.

По содержанию хлоридов (28-78 мг/кг абсолютно сухого грунта) грунты к железобетонным конструкциям марок W4-W6 изменяется от неагрессивных до слабоагрессивных, W-8 марок более W10 неагрессивны.

Величина удельного электрического сопротивления грунтов изменяется в пределах 15,6 -33,0 Ом·м. Согласно ГОСТ 9.602-2016 [1] коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали изменяется от средней до высокой.

Глубина сезонного промерзания в районе работ для глинистых грунтов – 1,63 м, для песков мелкозернистых – 1,98 м.

## 1.6 Сведения о категории и классе линейного объекта

Линейным объектом является нефтегазосборный трубопровод от запорной арматуры с электроприводом, расположенной на выходе с куста №1 до арматуры с электроприводом Эз-1, расположенной на пункте налива нефти (ПНН). В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 он имеет III класс, категорию С, категория продукта 4.

Длина нефтегазосборного трубопровода составляет 140,5 м. Категория С обусловлена подходом к границе ПНН и отходом от куста №1.

### **1.7 Существующее положение**

Верх-Сыпанское нефтяное месторождение подлежит обустройству в данном проекте. По состоянию на 01.01.2022 г. на месторождении пробурено четыре разведочные скважины, три из которых ликвидированы, одна находится в консервации. Существующей на месторождении является скважина №52, которая законсервирована. Другие технологические объекты на месторождении отсутствуют.

Инфраструктура на месторождении также отсутствует.

### **1.8 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте, интенсивности движения и др.) линейного объекта**

Пропускная способность нефтегазосборного трубопровода от куста №1 до ПНН, который является единственным линейным объектом в данном проекте, составляет 30,88 м<sup>3</sup>/ч (3220 кг/ч).

Режим работы непрерывный, круглосуточный.

Срок эксплуатации – 20 лет.

### **1.9 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта**

#### **1.9.1 Гидравлический расчет системы сбора нефти**

В настоящем разделе представлен гидравлический расчет системы сбора и материальный баланс куста №1 и пункта налива нефти Верх-Сыпанского нефтяного месторождения.

Расчет выполнен на объемы добычи, указанные в Задании на проектирование объекта «Обустройство Верх-Сыпанского н.м. Куст №1 и ПНН.»

Расчет систем нефтесбора выполнен с использованием лицензионного программного комплекса «HYSYS» v. 7.3 фирмы «AspenTech».

Компьютерное моделирование включает в себя расчеты и выводы результатов расчетов таких важных переменных, как давление, температура, плотность и других параметров нефти по мере движения ее по трассе.

Продукция скважин поступает на поверхность с пласта Фм (отложений фаменского яруса верхнего карбона). Эта залежь является единственной продуктивной на данном месторождении.

Для выполнения гидравлического расчета нефтесборных коллекторов использовались следующие исходные данные:

- температура грунта на глубине прокладки трубопроводов принята минус 5°С (в зимний период при промерзании грунта с поверхности, в период отсутствия снежного покрова);
- максимальное рабочее давление в системе нефтегазосбора не более 4,0 МПа (изб);
- коэффициент абсолютной шероховатости трубопровода 0,2 мм;
- давление на приеме ПНН не более 0,55 МПа (изб);

Результаты гидравлического расчета выкидных трубопроводов на кусте №1 и нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ до ПНН приведены в таблице 2. Результаты расчета материального баланса трубопроводов ПНН приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Результаты гидравлического расчета выкидных трубопроводов на кусте №1 и нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ до ПНН

Наименование	Диаметр, м	Длина, м	Давление, МПа		Температура, °С		Режим течения	Скорость, м/с	Расход, кг/ч	Расход м³/ч
Скв.52 - АГЗУ	80	30	0,56 3	0,56 2	18,0	15,4	расслоенный	0,31	536,6	5,25
Скв. 5000 - АГЗУ	80	30	0,56 3	0,56 2	18,0	15,4	расслоенный	0,31	536,6	5,25
Скв. 5001 - АГЗУ	80	30	0,56 3	0,56 2	18,0	15,4	расслоенный	0,31	536,6	5,25
Скв. 5002 - АГЗУ	80	30	0,56 3	0,56 2	18,0	15,4	расслоенный	0,31	536,6	5,25
Скв. 5003 - АГЗУ	80	30	0,56 3	0,56 2	18,0	15,4	расслоенный	0,31	536,6	5,25
Скв. 5004 - АГЗУ	80	30	0,56 3	0,56 2	18,0	15,4	расслоенный	0,31	536,6	5,25
АГЗУ – Пункт сбора нефти	100	140,5	0,56 2	0,55 0	15,4	15,2	пробковый	1,05	3220	30,88

Таблица 3 – Результаты расчета материального баланса трубопроводов ПНН

Наименование	Вход на пункт сбора нефти	Выход нефти с НГС-1	Выход газа с НГС-1	Вход нефти на печь	Выход нефти из печи	Выход газа с БЕ-1	Выход с БЕ-1 на насос	Выход газ с ГС-1 на ФУ после регулятора	Газ на ФУ	Газ на дежурную горелку	Выход с насоса. Н-1
Объемный расход, м³/ч	30,88	3,327	30,27	4,585	65,705	61,77	49,48	132,8	218,7	2,79	49,5
Массовый расход, кг/ч	3220	2967	204,6	2967	2967	114,2	43000	187,8	302,2	16,7	43000
Давление, МПа (изб.)	0,55	0,55	0,55	0,307	0,007	0,005	0,1	0,05	0,005	0,15	0,31
Температура, °С	15,2	15,2	15,2	14,9	40,0	39,9	39,9	10,9	22,6	11,9	39,9
Диаметр, м	80	50	50	50	80	80	50	50	50	25	50

### **1.9.2 Анализ результатов гидравлического расчета трубопроводов**

Основными критериями определения оптимального диаметра выкидных и нефтегазосборных трубопроводов являются заданные производительности и давления.

Давления на устьях скважин не превышают максимально допустимое рабочее давление (МДРД) в трубопроводе 40 кгс/см<sup>2</sup> (изб.)

Учитывая результаты расчетов из таблиц 3 и 4, скорости потоков и перепады давлений на выкидных линиях, рассчитанные диаметры выкидных и нефтегазосборного трубопроводов системы сбора позволяют перекачать требуемые объемы.

На основании гидравлического расчета диаметр выкидных трубопроводов принят равным Ду80, а нефтегазосборного трубопровода – Ду100.

Режим движения потоков нефтегазовой смеси в выкидных трубопроводах расслоенный. Режим движения в нефтегазосборном трубопроводе – пробковый.

Скорости потоков лежат в диапазоне 0,31-1,05 м/с. В связи с малыми скоростями движения в трубопроводах в нижних точках трассы может наблюдаться явление локальной коррозии.

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

#### **1.10.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции**

Производственная программа обустройства Верх-Сыпанского нефтяного месторождения нефти обуславливает проектирование системы сбора продукции добывающих скважин и пункта налива нефти (ПНН).

При обустройстве месторождения производится расконсервация существующей скважины №52 и бурение еще пяти добывающих скважин №5000, 5001, 5002, 5003, 5004.

Система сбора и транспорта нефти включает:

- а) обустройство куста №1, включающего 6 добывающих скважин;
- б) автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ);
- в) установку дозирочную электронасосную для дозирования химреагентов (УДЭ);
- г) нефтегазосборный трубопровод от куста №1 до ПНН.

Пункт налива нефти включает следующие технологические сооружения:

- а) нефтегазовый сепаратор С-1;



- б) газосепаратор СЩВ;
- в) емкость накопительную Е-1;
- г) автоматизированная система налива (АСН);
- д) емкость подземная дренажная (аварийная) (ЕД-1);
- е) насос погружной НП-1 для дренажной емкости ЕД-1;
- ж) емкость подземная дренажная (для трубного расширителя) (ЕД-2);
- з) насосы погружные НП-2, 3 для дренажной емкости ЕД-2;
- и) насос для перекачки нефти на АСН – Н-1;
- к) фильтр жидкостной для нефтенасоса – ФЖ;
- л) факельная вертикальная установка в комплекте с блоком регулирования газа и шкафом управления – ФВУ;
- м) трубный расширитель – ТР;
- н) путевой подогреватель нефти – ПП;
- о) газораспределительный пункт для путевого подогревателя нефти – ГРП;
- п) узел учета нефти – УУН;
- р) узел учета газа (УУГ-1,2,3) – 3 шт;
- с) свеча рассеивания для автоматизированной системы налива.

Режим работы проектируемых сооружений – непрерывный, круглосуточный, 365 дней в году.

Налив нефти в автоцистерны производится в светлое время суток.

### 1.10.2 Физико-химические свойства сырья и готовой продукции

Сырьем на проектируемых сооружениях является пластовая нефть Верх-Сыпанского нефтяного месторождения.

Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти, а также растворенного газа приняты по документу «Исходные геологические данные по добыче по объекту: 1 куст Верх-Сыпанское месторождение», подписанные Главным геологом ООО «УДС нефть» А.Н.Звонаревым и представлены в таблицах 4 – 5.

Таблица 4 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование	Величина
Начальное пластовое давление, МПа	14,27
Плотность, г/см <sup>3</sup>	
- при 20 °С	0,874
- в пластовых условиях	0,838
Кинематическая вязкость, мПа·с	
- при 20 °С	15,86
- при 50 °С	6,69
Вязкость в пластовых условиях	0,73
Температура начала кипения, °С	60
Газонасыщенность пластовой нефти, м <sup>3</sup> /т	110
Содержание светлых фракций, выделившихся при температуре, °С	

+100	8,5
+150	17,5
+200	27,0
+300	46,0
Массовое содержание, %	
- асфальтенов	2,9
- смол силикагелевых	11,85
- парафина	3,11
- серы	1,59

Таблица 5 – Физико-химические свойства растворенного газа Верх-Сыпанского месторождения

Наименование	Величина
Газовый фактор среднегодовой, м <sup>3</sup> /сут	118
Удельный вес по воздуху, г/л	1,152
Теплота сгорания низшая, ккал/м <sup>3</sup>	13852
Компонентный состав, % масс.	
H <sub>2</sub> S	отсутствует
CO <sub>2</sub> -	2,17
Азот	11,93
Метан	35,76
Этан	15,51
Пропан	19,38
Изобутан	4,55
Н. бутан	6,55
Пентан+высшие	1,24

Физико-химические свойства реагента «ДИН-1А», который используется в качестве деэмульгатора и ингибитора коррозии приняты согласно ТУ 2226-005-10488057-94. Физико-химические свойства реагента представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Физико-химические свойства реагента «ДИН-1А»

Наименование показателя	Значение
Внешний вид	Однородная жидкость от светло-желтого до коричневого цвета, без мех. примесей
Массовая доля активного вещества, % масс.	55±5
Вязкость кинематическая при температуре 25 °С, мм <sup>2</sup> /с, в пределах	20-50
Температура застывания, °С, не выше	минус 50
Растворимость	Растворяются в воде, низших спиртах и ароматических растворителях.

### **1.10.3 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом**

#### **1.10.3.1 Система сбора и транспорта нефти**

В проекте принята напорная герметизированная система сбора и транспорта нефти, в соответствии с [1].

Принципиальные технологические решения по сбору и транспорту продукции скважин обеспечивают выполнение следующих требований:

- измерение продукции по каждой скважине;
- однострунный транспорт нефтегазовой смеси от одиночных скважин до АГЗУ, а затем далее – до пункта налива нефти;
- герметизированный налив нефти в автоцистерны;
- полную герметизацию процессов;
- надежность эксплуатации промыслового трубопровода;
- максимальное использование природных ресурсов;
- охрану окружающей природной среды;
- максимальную централизацию объектов обустройства на месторождении.

Продукция скважин под давлением, развиваемым УЭЦН, которыми оборудованы добывающие скважины, подается на поверхность, где по выкидным трубопроводам поступает на АГЗУ. После замера нефтяная эмульсия по нефтегазосборному трубопроводу поступает на технологические сооружения ПНН.

Для предотвращения коррозии в нефтегазосборном трубопроводе, на выходе из АГЗУ в него предусмотрена подача реагента - ингибитора коррозии от УДЭ. Подача реагента осуществляется по гибкому шлангу.

На ПНН в нефтегазосепараторе С-1 водонефтегазовая эмульсия разделяется на жидкость и газ. При этом жидкость поступает для окончательного разгазирования в емкость накопительную Е-1, из которой затем посредством нефтенасоса Н-1 перекачивается на автоматизированную систему налива, где производится ее налив в автоцистерны.

Проектом предусматривается также возможность подачи реагента деэмульгатора во входной трубопровод ПНН за счет специально предназначенного для этого штуцера с быстроразъемным соединением.

Газ, отделившийся от скважинной продукции, направляется на утилизацию на факельную вертикальную установку, а также в качестве топлива на пучковой подогреватель нефти.

### **1.10.4 Характеристика отдельных составляющих технологической схемы**

#### **1.10.4.1 Обустройство устьев одиночных скважин**

Согласно требованиям [3], при обустройстве устьев проектируемых нефтяных скважин проектом предусмотрено строительство следующих сооружений:

- площадка под передвижной ремонтный агрегат;
- станция управления УЭЦН;
- гребенка;
- площадка АГЗУ;
- площадка УДЭ;
- площадка дренажной емкости ЕП-1.

В проекте предусматривается обустройство 6 добывающих скважин №52, 5000, 5001, 5002, 5003, 5004 на кусте №1.

Эксплуатация скважин осуществляется механизированным способом с использованием погружных скважинных насосов УЭЦН. Управление работой УЭЦН осуществляется с помощью станции управления, обеспечивающей отключение установки по критическим параметрам (высокое давление на выкиде насоса, низкое напряжение питания).

Устье скважины оборудуется фонтанной арматурой (не входит в объем проектирования). Обвязка устья скважины позволяет производить отключение скважины с использованием запорной арматуры с ручным приводом, замер устьевого давления и температуры.

Все скважины имеют контроль по повышению и понижению давления на устье с передачей данных в операторную, которая находится на ПНН. При повышении давления на устье скважины до 3,9 МПа или понижении до 0,3 МПа происходит автоматическое отключение электродвигателя УЭЦН.

На устье каждой скважины предусмотрен штуцер для пропарки выкидных трубопроводов и арматуры при необходимости, а также пробоотборник.

Для предотвращения коррозии выкидных трубопроводов предусматривается применение прибавки к толщине стенки на коррозию.

Для подключения передвижной замерной установки (до установки стационарной АГЗУ, предусматриваемой в отдельном этапе) на каждом выкидном трубопроводе от скважин предусматривается вентиль угловой специальный в количестве 2 штук.

Вместе с вводом в эксплуатацию 4-ой скважины вводится в работу и АГЗУ, к которой добывающие скважины подключаются по лучевой схеме.

Расчетное давление выкидных трубопроводов принято равным 4,0 МПа. Выкидные трубопроводы прокладываются подземно на средней глубине 0,8 - 1,2 м до верхней образующей трубы.

Выкидные трубопроводы проектируются из труб стальных бесшовных горячедеформированных нефтегазопроводных повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из стали 20С по ТУ 14-161-148-94 с пределом прочности не менее 502 МПа (51,2 кгс/мм<sup>2</sup>) и пределом текучести не менее 338 МПа (34,5 кгс/мм<sup>2</sup>).

Для защиты выкидных трубопроводов от почвенной коррозии применяется заводское наружное трехслойное антикоррозионное полиэтиленовое покрытие усиленного типа по ТУ 1390-001-86695843-08. Для защиты сварных стыков выкидных трубопроводов используются термоусаживающиеся манжеты «Терма-СТМП» по ТУ 2293-004-44271562-2004.

Для защиты от атмосферной коррозии надземных трубопроводов применяются лакокрасочные покрытия на основе цинконаполненных композиций следующей конструкции:

– грунтовка ЦИНОТАН по ТУ 2312-017-12288779-2003 – 1 слой толщиной 80 мкм;

– композиция ФЕРРОТАН по ТУ 2312-036-12288779-2003 – 1 слой толщиной 100 мкм.

Общая толщина покрытия составляет 180 мкм.

Сварные стыки всех трубопроводов подлежат термообработке. По окончании строительно-монтажных работ технологические трубопроводы подлежат промывке и гидравлическому испытанию.

Порядок контроля сварных соединений трубопроводов и гидравлических испытаний приведены в п. 1.10.4.12.

Обоснование выбора материального исполнения труб, подбор толщины стенки, а также расчет диаметров выкидных трубопроводов приведены в разделе 2.

#### **1.10.4.2 Обустройство площадок АГЗУ и УДЭ**

Замер продукции скважин осуществляется в блоке АГЗУ, который предусматривается на 6 подключений.

Подключение выкидных трубопроводов Ду80 к АГЗУ осуществляется по лучевой схеме через обратные клапана, установленные на входе АГЗУ (снаружи блока). Направление каждой скважины на замер осуществляется за счет работы переключателя скважин многоходового (ПСМ).

Замер продукции производится путем сепарации продукции каждой скважины в замерном сепараторе, установленном внутри блока АГЗУ. После замера продукция скважин направляется общий нефтегазосборный коллектор Ду100 и далее на ПСН.

Дренаж технологической обвязки АГЗУ предусмотрен в подземную дренажную емкость ЕД-1 объемом 5,0 м<sup>3</sup>, расположенную также на территории куста №1.

Внутри блока АГЗУ предусмотрен контроль загазованности, а также автоматическая пожарная сигнализация.

Для подачи ингибитора коррозии в нефтегазосборный трубопровод на выходе АГЗУ, предусмотрена узел ввода реагента, а также гибкий шланг, проложенный от блока УДЭ.

Блок УДЭ представляет собой блок полной заводской готовности, в котором размещаются 2 дозирочных насоса (1 рабочий + 1 резервный), а также технологическая емкость для хранения реагента. Объем емкости составляет 400 л, подача дозирочных насосов – 1...30 л/ч, а давление нагнетания до 4,0 МПа.

Внутри блока УДЭ предусмотрен контроль загазованности, а также автоматическая пожарная сигнализация.

Автоматическое отключение дозирочных насосов осуществляется при пожаре внутри блока, а также при пожаре в АГЗУ, при автоматическом отключении погружных скважинных насосов УЭЦН, а также при автоматическом закрытии запорной арматуры Эз-1а, установленной на выходе с куста №1.

Сварные стыки всех трубопроводов подлежат термообработке. По окончании строительно-монтажных работ технологические трубопроводы подлежат промывке и гидравлическому испытанию.

Климатическое исполнение оборудования – УХЛ1.

Порядок контроля сварных соединений трубопроводов и гидравлических испытаний приведены в п. 1.10.4.12.

#### **1.10.4.3 Площадка дренажной емкости ЕД-1 на кусте №1**

На площадке куста №1 размещается подземная дренажная емкость ЕД-1 объемом 5,0 м<sup>3</sup>.

Дренажная емкость ЕД-1 объемом 5,0 м<sup>3</sup> предназначена для приема дренажей от технологической обвязки АГЗУ, а также дренирования технологической емкости объемом 400 л, установленной в УДЭ и обвязки дозирующих насосов УДЭ.

В емкости предусмотрен контроль минимального и аварийного максимального уровней и температуры жидкости по месту.

Откачка жидкости из дренажной емкости ЕД-1 производится через специальный штуцер, оснащенный быстроразъемным соединением, в передвижную технику.

Также для пропарки емкости предусмотрен специальный штуцер Ду100, оснащенный быстроразъемным соединением для присоединения пропарочного агрегата.

Для осмотра внутренней полости емкости и ее зачистки предусмотрен люк-лаз.

Для отвода газозооной смеси из ЕД-1 предусматривается воздушник высотой 5,0 м с огнепреградителем.

Емкость ЕД-1 устанавливается на глубине 0,8 м от планировочных отметок площадки до верхней образующей емкости.

Климатическое исполнение оборудования – УХЛ1.

#### **1.10.4.4 Нефтегазосборный трубопровод**

Нефтегазосборный трубопровод от куста №1 до пункта налива нефти (ПНН) запроектирован в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014. Он имеет III класс, категорию С, категория продукта 4.

Длина нефтегазосборного трубопровода составляет 140,5 м. Категория С обусловлена подходом к ПНН и отходом от куста №1. Расчетное давление трубопровода составляет 4,0 МПа.

В начале и конце трубопровода устанавливается арматура с электроприводом для экстренного вывода трубопровода из эксплуатации в случае превышения в нем давления, пожаре на кусте №1 или ПНН, а также при его разгерметизации.

Нефтегазосборный трубопровод прокладывается подземно, на средней глубине 0,8 – 1,2 м до верхней образующей трубы.

Нефтегазосборный трубопровод проектируется из труб стальных бесшовных горячедеформированных нефтегазопроводных повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из стали 20С по ТУ 14-161-148-94 с пределом прочности не менее 502МПа (51,2кгс/мм<sup>2</sup>) и пределом текучести не менее 338 МПа (34,5кгс/мм<sup>2</sup>).

Горизонтальные и вертикальные углы поворота трубопровода выполняются при помощи отводов с радиусом изгиба 1,5Ду. Углы поворота трубопрово-

да в горизонтальной и вертикальной плоскостях величиной до  $3^0$  выполняются упругим изгибом.

Материальное исполнение деталей трубопровода и фланцев должно соответствовать материалному исполнению труб, на которых они установлены. Для трубопровода из стали 20С рекомендуется применять соединительные детали из стали 20С по ГОСТ17375...17379-2001, по каталогам заводов изготовителей. Фланцы применяются по ГОСТ 12821-80\*.

Для защиты нефтегазосборного трубопровода от почвенной коррозии применяется заводское наружное трехслойное антикоррозионное полиэтиленовое покрытие усиленного типа по ТУ 1390-001-86695843-08. Для защиты сварных стыков трубопровода используются термоусаживающиеся манжеты «Терма-СТМП» по ТУ 2293-004-44271562-2004.

Охранная зона нефтегазосборного трубопровода составляет по 25 м в каждую сторону от оси трубопровода.

Сварные стыки нефтегазосборного трубопровода подлежат термообработке. По окончании строительно-монтажных работ трубопровод подлежит промывке и гидравлическому испытанию.

Порядок контроля сварных соединений трубопровода и гидравлических испытаний приведены в п. 1.10.4.12.

#### **1.10.4.5 Переходы нефтегазосборного трубопровода через автодороги**

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод пересекает проектируемую подъездную автодорогу к факельной вертикальной установке (ФВУ). Пересечение выполнено под углом  $90^0$ . Переходы выполняется открытым способом с пропуском трубы в защитном футляре.

Концы защитного футляра выводятся на 2,5 м от бровки земляного полотна дороги, но не менее 5,0 м от подошвы насыпи автодороги. Глубина заложения участков трубопровода, прокладываемых под автодорогами, составляет не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках не менее 0,5 м.

Для центрирования трубопровода в защитном футляре применяются специальные устройства – спейсеры. Герметизация концов футляра осуществляется за счет специальных герметизирующих манжет.

Для нефтегазосборного трубопровода Ду100 диаметр защитного футляра составляет 325 мм.

#### **1.10.4.6 Переходы нефтегазосборного трубопровода через линии ВЛ, водные преграды и коммуникации**

Переходы нефтегазосборного трубопровода через линии ВЛ, водные преграды и существующие подземные и надземные коммуникации отсутствуют.

#### **1.10.4.9 Расстановка отключающей арматуры по трассе проектируемых трубопроводов**

В соответствии с требованиями [9] и [10], по трассе проектируемого нефтегазосборного трубопровода предусматривается установка узлов линейной отключающей арматуры:

- на выходе с куста №1;
- на входе в ПНН.

Эта запорная арматура Эз-1а и Эз-1, устанавливаемая на выходе с куста №1 и на входе в ПНН, соответственно, оборудуется устройствами, обеспечивающими дистанционное управление.

Конструкция запорной арматуры обеспечивает герметичность, соответствующую классу А, согласно требованиям [12]. Задвижки изготавливаются из стали 20С и комплектуются электроприводом. Время автоматического закрытия электроприводной запорной арматуры во избежание возникновения гидравлического удара составляет не менее 120 с.

Арматура, устанавливаемая на трубопроводах системы сбора – фланцевая. Поставляется в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом.

Все узлы отключающей арматуры размещаются на поверхности - на открытых не канализуемых площадках.

Проектом предусматривается автоматическое закрытие электроприводной арматуры Эз-1а, Эз-1 в случае:

- пожара на ПНН;
- пожара на кусте №1;
- падении давления до 0,3 МПа;
- превышении давления более 1,0 МПа на входе ПНН.

#### **1.10.4.10 Пункт сбора и налива нефти. Описание технологической схемы**

Продукция от 6 скважин куста поступает во входной сепаратор С-1, рабочее давление в котором составляет до 0,55 МПа и поддерживается клапаном РСВ-1, установленном на линии выхода газа из сепараторов С-1 и СЩВ. Объем сепаратора С-1 составляет 6,3 м<sup>3</sup>.

Жидкость, которая отделяется в сепараторе С-1, отводится на 1 этапе в емкость Е-1, которая является второй ступенью сепарации. На 7 этапе жидкость поступает на подогрев в путевой подогреватель нефти ПП (по типу ПП-0,63). Отвод жидкости из С-1 производится по значению предельного уровня. При его достижении происходит автоматическое открытие клапана регулирующего LCV-1 и жидкость отводится из С-1.

Для защиты от превышения давления на сепараторе С-1 установлен узел предохранительных клапанов (СППК), 1 рабочий и 1 резервный. В качестве предохранительных клапанов используются СППК4 50-16 лс по ТУ 3742-004-07533604-2008. Давление начала открытия СППК составляет 1,05 МПа, давление полного открытия составляет 1,07 МПа (см. Приложение В).

При превышении давления в нефтегазосепараторе С-1, сброс газа из С-1 производится в факельный коллектор.

Газ из сепаратора С-1 поступает на вход газосепаратора щелевого СЩВ, имеющего диаметр 200 мм и расчетное давление 1,0 МПа.



Сепаратор СЩВ предназначен для отделения капельной жидкости от газа, уносимого из сепаратора С-1 вместе с газом. Жидкость отделяется под действием центробежных сил и отводится из нижней части сепаратора СЩВ в дренажную емкость ЕД-1. Сброс жидкости производится по верхнему предельному уровню, когда клапан-отсекатель КО-1, установленный на сбросной линии, открывается и жидкость самотеком отводится в дренажную емкость. После СЩВ газ направляется на факел и на дежурную горелку факела (на 1 этапе). На втором этапе производится утилизация газа в качестве газового топлива для путевого подогревателя нефти типа ПП-0,63 или аналогичного. На всех потоках газа установлены узлы учета, для замера количества сжигаемого газа.

Проектом предусмотрен нагрев нефти до  $+40^{\circ}\text{C}$  в путевом подогревателе нефти с промежуточным теплоносителем. При аварийном погасании горелок печи, либо при повышении загазованности на площадке до 20% НКПР, а также при пожаре на ПНН или отключении электроэнергии происходит автоматическое закрытие задвижек на трубопроводах входа и выхода продукта из печи Эз-4, Эз-5, а также задвижки Эз-6 на трубопроводе подачи топливного газа в подогреватель. Кроме того, предусмотрено автоматическое отключение подогревателя нефти при прекращении циркуляции продукта в системах змеевиков. Для контроля циркуляции продукта, на выходном трубопроводе из подогревателя предусмотрено реле потока.

Проектом предусмотрена подача нефти на нагрев как после сепаратора С-1, так и до него. Для этого на входе ПНН предусмотрен узел переключения продукции на путевой подогреватель нефти, который вводится на 7 этапе.

После сепаратора С-1 на 1 этапе или после путевого подогревателя ПП (на 7 этапе) жидкость поступает в емкость Е-1, где происходит окончательное разгазирование продукции при давлении и подача его на прием нефтенасоса Н-1. Давление начала открытия СППК на емкости Е-1 составляет 0,3 МПа.

Жидкость из Е-1 отводится через фильтр жидкостной ФЖ на прием нефтенасоса Н-1 марки КМ 80-65-160Е. Фильтр имеет перепад давления не более 0,05 МПа, и предназначен для улавливания механических примесей для предотвращения попадания их на прием насоса Н-1.

Максимальный рабочий расход насоса составляет до  $50 \text{ м}^3/\text{ч}$ , напор насоса до 32 м.ст.ж.

Перекачка жидкости насосом Н-1 производится на автоматизированную систему налива АСН, посредством которой производится ее налив в автоцистерну. Отвод паров из зоны налива производится на свечу рассеивания Ду50, высотой 5,0 м, оснащенную огнепреградителем.

Проектом предусмотрено автоматическое отключение нефтенасоса Н-1 при отсутствии заземления автоцистерны, при достижении максимального уровня в автоцистерне, а также при загазованности на площадке налива более 50% НКПР.

Для предотвращения подсоса газовой смеси на прием нефтенасоса Н-1, его автоматическое отключение предусмотрено также при падении уровня в емкости Е-1 до предельного нижнего значения.

В аварийной ситуации газ из емкостей С-1 и Е-1 отводится на факел. Высота вертикального факела составляет 10 м.

Для дополнительного отделения жидкости перед факельным стволом предусматривается трубный расширитель ТР. Жидкость из него непрерывно отводится в дренажную емкость ЕД-2 объемом  $12,5 \text{ м}^3$ . Для откачки жидкости во входной трубопровод ПНН используются полупогружные насосы НП-2 и НП-

3 (1 рабочий и 1 резервный), автоматическое включение которых производится по верхнему предельному уровню жидкости в ЕД-2.

Для регулирования количества газа, поступающего на дежурную горелку факельной вертикальной установки (ФВУ), предусмотрен ручной регулирующий клапан Кл-3.

Для опорожнения всего емкостного оборудования на ПНН предусмотрена подземная дренажная емкость ЕД-1 объемом 63 м<sup>3</sup>. В нее производится прием жидкости в случае аварии, ремонта или профилактического осмотра от емкостного оборудования ПНН. Откачка жидкости из ЕД-1 производится во входной трубопровод ПНН.

Для откачки продукта из ЕД-1 используется насос полупогружной НП-1 типа ВНД 25/50 с подачей 25 м<sup>3</sup> и напором 50м.

Все оборудование ПНН, кроме сепаратора СЦВ и дренажных емкостей ЕД-1 и ЕД-2 с полупогружными насосами, относится к блочной поставке ПКИОС и поставляется на пункт налива нефти в полной заводской готовности. Между собой блок входного сепаратора С-1, блок ФВУ, блок накопительной емкости Е-1 и блок верхнего налива жидкости в автоцистерны на раме соединяются посредством межплощадочных трубопроводов на фланцах, Межплощадочные трубопроводы также входят в комплект поставки ПКИОС.

Трубопроводы, прокладываемые на ПНН, относятся к технологическим и проектируются в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013.

Все проектируемые трубопроводы, за исключением дренажных, прокладываются надземно, на отдельных стойках. Для закрепления надземных трубопроводов на траверсах используются корпусные хомутовые опоры по ОСТ 36-146-88.

Дренажные трубопроводы до подземной дренажной емкости прокладываются подземно, на глубине не менее 0,8-1,5 м до верхней образующей трубы.

Дренажные трубопроводы прокладываются с уклоном 0,002 в сторону дренажной емкости. Трубопроводы сброса газа на ФВУ прокладываются с уклоном 0,003 в сторону горелки. Все надземные участки технологических трубопроводов, оборудуются электрообогревом саморегулируемыми нагревательными кабелями.

В верхних точках надземных технологических трубопроводов предусматриваются воздушники, а в нижних – спускники. На ПНН предусмотрена возможность пропарки и продувки азотом всех проектируемых трубопроводов.

При подземной прокладке технологических трубопроводов и взаимном их пересечении расстояние в свету между образующими трубопроводов составляет не менее 0,35 м.

Проектом предусматривается прокладка трубопровода от узла предохранительных клапанов, установленных на С-1 и на Е-1 до врезки в общий факельный коллектор ФВУ. Проектируемый трубопровод от СППК прокладывается с уклоном в сторону ФВУ не менее 0,003, надземно, в теплоизоляции толщиной 50 мм и с электрообогревом. Врезка всех проектируемых трубопроводов в факельный коллектор производится сверху.

Все проектируемые трубопроводы должны обладать ударной вязкостью КСУ при температуре минус 60 °С не менее 34,3 Дж/см<sup>2</sup> (3,4 кгсм/см<sup>2</sup>).

В качестве отводов применяются отводы с радиусом изгиба 1,5Ду. Материальное исполнение деталей трубопроводов и фланцев должно соответствовать материалу исполнению труб, на которых они установлены.

Для защиты технологических трубопроводов от почвенной коррозии применяется заводское наружное трехслойное антикоррозионное полиэтиленовое покрытие усиленного типа по ТУ 1390-001-86695843-08. Также может быть использовано полиэтиленовое защитное покрытие усиленного типа, наносимое в трассовых условиях.

Для защиты сварных стыков подземных технологических трубопроводов используются термоусаживающиеся манжеты «Терма-СТМП» по ТУ 2293-004-44271562-2004.

Для защиты от атмосферной коррозии надземных трубопроводов применяются лакокрасочные покрытия на основе цинконаполненных композиций следующей конструкции:

- грунтовка ЦИНОТАН по ТУ 2312-017-12288779-2003 – 1 слой толщиной 80 мкм;
- композиция ФЕРРОТАН по ТУ 2312-036-12288779-2003 – 1 слой толщиной 100 мкм.

Общая толщина покрытия 180 мкм.

Для предотвращения застывания продукта, защиты от теплопотерь, в том числе и при работе электрообогрева, выполненного саморегулируемыми нагревательными кабелями, наружная поверхность трубопроводов покрывается изоляцией в соответствии с требованиями. В качестве теплоизоляции используются маты минеральные прошивные по ГОСТ 21880-94, категории горючести НГ. Толщина изоляции составляет для трубопроводов Ду25 40 мм, Ду50, Ду65 – 60 мм, Ду150 – 100 мм. Поверх теплоизоляции устанавливается защитное покрытие из оцинкованного листа толщиной 0,5 мм по ГОСТ 14918-80.

В зоне перехода надземного участка трубопровода в подземный, теплоизоляция устанавливается с заглублением в грунт на 0,5 м и покрывается гидроизоляцией следующего состава:

- грунтовка «Праймер П-НК-50» по ТУ 5775-001-01297859-95 – один слой;
- лента полиэтиленовая «Полилен» по ТУ 2245-003-01297859-99 толщиной 0,63мм – два слоя;
- наружная обертка – лента «Полилен-ОБ» по ТУ 2245-004-01297859-99 толщиной 0,63мм - один слой.

По окончании строительно-монтажных работ технологические трубопроводы подлежат промывке и гидравлическому испытанию.

Порядок контроля сварных соединений трубопроводов и гидравлических испытаний должен соответствовать требованиям ГОСТ 32569-2013.

Климатическое исполнение всего оборудования – УХЛ1.

#### **1.10.4.12 Технологические трубопроводы пункта налива нефти**

Трубопроводы, прокладываемые на ПНН, относятся к технологическим и проектируются в соответствии с требованиями [5] и [6].

Расчетное давление всех технологических трубопроводов на входе ПНН, а также всех трубопроводов обвязки технологических емкостей, а также трубопровода сброса газа на факел и подачи газа на дежурные горелки факела принято равным не более 1,0 МПа.

По территории ПНН в пределах технологических площадок трубопроводы прокладываются надземно на рамных строительных конструкциях.

Для закрепления надземных трубопроводов на траверсах используются корпусные хомутовые опоры по ОСТ 36-146-88. Между площадками технологические трубопроводы прокладываются надземно, а дренажные трубопроводы – подземно, на глубине 0,8 м от планировочных отметок площадки до верхней образующей трубопровода.

Дренажные трубопроводы прокладываются с уклоном 0,003 в сторону дренажных емкостей. Трубопроводы сброса газа на факел прокладываются надземно с уклоном 0,002 в сторону факельного сепаратора. Все надземные участки дренажных трубопроводов, газопроводов и трубопроводов откачки продукта из дренажных емкостей, оборудуются электрообогревом саморегулирующимися нагревательными кабелями.

В верхних точках надземных технологических трубопроводов предусматриваются воздушники, а в нижних – спускники. На ПНН предусмотрена возможность пропарки и продувки азотом всех проектируемых трубопроводов.

При подземной прокладке технологических трубопроводов и взаимном их пересечении, расстояние в свету между образующими трубопроводов составляет не менее 0,35 м.

Технологические трубопроводы проектируются из труб стальных бесшовных горячедеформированных нефтегазопроводных повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из стали 20С по ТУ 14-161-148-94 с пределом прочности не менее 502 МПа (51,2 кгс/мм<sup>2</sup>) и пределом текучести не менее 338 МПа (34,5 кгс/мм<sup>2</sup>).

В качестве отводов применяются отводы с радиусом изгиба 1,5Ду. Материальное исполнение деталей трубопроводов и фланцев должно соответствовать материальному исполнению труб, на которых они установлены. Для трубопроводов из стали 20С рекомендуется применять соединительные детали из стали 20С по ГОСТ17375...17379-2001, по каталогам заводов изготовителей. Фланцы применяются по ГОСТ 12821-80\*.

Для защиты технологических трубопроводов от почвенной коррозии применяется заводское наружное трехслойное антикоррозионное полиэтиленовое покрытие усиленного типа по ТУ 1390-001-86695843-08. Для защиты сварных стыков подземных технологических трубопроводов используются термоусаживающиеся манжеты «Терма-СТМП» по ТУ 2293-004-44271562-2004.

Для защиты от атмосферной коррозии надземных трубопроводов применяются лакокрасочные покрытия на основе цинконаполненных композиций следующей конструкции:

- грунтовка ЦИНОТАН по ТУ 2312-017-12288779-2003 – 1 слой толщиной 80 мкм;
- композиция ФЕРРОТАН по ТУ 2312-036-12288779-2003 – 1 слой толщиной 100 мкм.

Общая толщина покрытия 180 мкм.

Для защиты от теплопотерь наружная поверхность трубопроводов покрывается изоляцией в соответствии требованиями [7] и [8] .

В качестве теплоизоляции используются маты минеральные прошивные по ГОСТ 21880-94. Толщина изоляции составляет для трубопроводов Ду50, Ду80 – 60 мм, Ду100, Ду150 – 100 мм. Поверх теплоизоляции устанавливается защитное покрытие из оцинкованного листа толщиной 0,5 мм по ГОСТ 14918-80.

В зоне перехода надземного участка трубопровода в подземный, теплоизоляция устанавливается с заглублением в грунт на 0,5 м и покрывается гидроизоляцией следующего состава:

- грунтовка «Праймер П-НК-50» по ТУ 5775-001-01297859-95 – один слой;
- лента полиэтиленовая «Полилен» по ТУ 2245-003-01297859-99 толщиной 0,63 мм – два слоя;
- наружная обертка – лента «Полилен-ОБ» по ТУ 2245-004-01297859-99 толщиной 0,63 мм - один слой.

По окончании строительно-монтажных работ технологические трубопроводы подлежат промывке и гидравлическому испытанию.

Порядок контроля сварных соединений трубопроводов и гидравлических испытаний приведены в п. 1.10.4.13.

Обоснование выбора материального исполнения труб, подбор толщины стенки, а также расчет диаметров технологических трубопроводов площадки ПНН приведены в разделе 2.

#### **1.10.4.13 Арматура технологических площадок пункта налива нефти**

Запорная арматура и предохранительные клапана, устанавливаемые на площадках ПНН, отвечает требованиям [5] и [6]. В проекте предусмотрено использование запорной арматуры с ручным и электроприводом.

В качестве электропривода используется привод типа «AUMA» (или аналогичным) во взрывозащищенном исполнении с блоком обогрева.

Конструкция запорной арматуры обеспечивает герметичность, соответствующую классу А, согласно требованиям [12]. В качестве запорной арматуры предусматриваются задвижки клиновые Благовещенского арматурного завода (Республика Башкортостан, г. Благовещенск). Задвижки изготавливаются из стали 20С и комплектуются электроприводом. Время автоматического закрытия электроприводной запорной арматуры во избежание возникновения гидравлического удара составляет не менее 120 с.

Предохранительные клапана, устанавливаемые на трубопроводах и аппаратах ПНН, предусматриваются также поставки с Благовещенского арматурного завода (Республика Башкортостан, г. Благовещенск).

Арматура, устанавливаемая на технологических трубопроводах площадок ПНН фланцевая, имеет разделку кромок, выполненную в заводских условиях. Вся арматура поставляется в комплекте с ответными фланцами, спирально-навитыми прокладками и крепежом.

Все узлы отключающей арматуры размещаются на поверхности - на открытых площадках, рядом с емкостями и аппаратами.

Для обогрева арматуры и предохранительных клапанов используется электрообогрев саморегулирующими нагревательными кабелями.

Вся арматура на трубопроводах теплоизолируется. В качестве теплоизоляции используются маты минеральные прошивные по ГОСТ 21880-94. Толщина изоляции составляет для арматуры Ду50, Ду80 – 60 мм, Ду100, Ду150 – 100 мм. Поверх теплоизоляции устанавливается защитное покрытие из оцинкованного листа толщиной 0,5 мм по ГОСТ 14918-80.

#### **1.10.4.14 Испытания трубопроводов и контроль сварных швов**

Трубопроводы, до ввода их в эксплуатацию, подвергаются очистке полости, испытанию на прочность и проверке на герметичность. Очистку трубопровода и испытания осуществляют по специальной инструкции, отражающей местные условия работ. Специальная инструкция составляется Заказчиком совместно со строительно-монтажной организацией и согласовывается с проектной организацией.

Категория трубопроводов, а также контроль сварных швов и порядок испытаний технологических трубопроводов куста скважин №1 и технологических трубопроводов ПНН производятся, в соответствии с требованиями [5] и [6]. Давление, продолжительность испытаний на прочность и объем контроля сварных соединений для технологических трубопроводов приведены в таблице 7.

Результаты гидравлического испытания на прочность и плотность признаются удовлетворительными, если во время испытания не произошло разрывов, видимых деформаций, падения давления по манометру, а в основном металле, сварных швах, корпусах арматуры, разъемных соединениях и во всех врезках не обнаружено течи и запотевания.

Категория трубопроводов, а также контроль сварных швов и порядок испытаний промыслового нефтегазосборного трубопровода производятся, в соответствии с требованиями [9], [10], [20]. Давление, продолжительность испытаний на прочность и объем контроля сварных соединений для промысловых трубопроводов приведены в таблице 8.

Для контроля качества сварных соединений промысловых и технологических трубопроводов системы сбора могут применяться радиографический или ультразвуковой методы, в соответствии с требованиями [21].

Трубопроводы системы сбора должны быть подвергнуты предпусковой внутритрубной диагностике, согласно требований [14]. Для этого могут быть использованы диагностические снаряды и передвижные камеры запуска и приема СОД специальной конструкции, не требующие применения отводов с радиусом изгиба 1,5Ду, (производства, например, ОАО «Димитровградхиммаш»).

Очистку полости трубопроводов производят продувкой сжатым воздухом.

Испытания трубопроводов на прочность и проверку на герметичность проводят после полной готовности участка или всего трубопровода (термообработки сварных швов, контроля качества сварных соединений физическим методом, закрепления трубопровода на опорах, очистки полости, установки арматуры и приборов).

Испытания трубопроводов на прочность, плотность проводят гидравлическим способом. Дополнительные испытания на герметичность – пневматическим способом.

При гидравлическом испытании и температуре окружающей среды ниже 0 °С необходимо принять меры против замерзания воды и обеспечить опорожнение трубопроводов после испытания. Для проведения гидравлических испытаний вода доставляется автобойлерами из водопроводной сети г. Пермь.

Технологические узлы (узлы задвижек) подвергаются предварительному гидравлическому испытанию.

Проверку на герметичность участка и трубопровода, в целом, необходимо проводить после испытания на прочность, путем снижения

испытательного давления до максимального рабочего 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 трубопровода на прочность он не разрушился, а при проверке на герметичность давление осталось неизменным, и не было обнаружено утечек.

Таблица 7 – Давление испытания, продолжительность испытания на прочность и объем контроля сварных соединений для технологических трубопроводов

Наименование участка трубопровода	Класс, категория	Расчетное давление трубопровода, МПа	Параметры испытания, МПа		Объем контроля сварных соединений, %
			на прочность	на плотность и герметичность.	
Нефтегазосборный трубопровод по территории ПНН до узла подключения	Аб, I	4,0	$1,25P_{расч}=5,0$	4,0	100
Трубопроводы технологических площадок ПНН	Аб, II	1,0	$1,25P_{расч}=1,25$	0,2	10
Дренажные трубопроводы на ПНН	Аб, II	1,0	$1,25P_{расч}=1,25$	0,2	10
Трубопроводы сброса газа на факел	Аб, I	1,0	$1,25P_{расч}=1,25$	1,0	100
Наименование участка трубопровода	Класс, категория	Расчетное давление трубопровода, МПа	Параметры испытания, МПа		Объем контроля сварных соединений, %
			на прочность	на плотность и герметичность.	
Выкидные трубопроводы от скважин до АГЗУ	Аб, I	4,0	$1,25P_{расч}=5,0$	4,0	100
Нагнетательный трубопровод от нефтенасоса до АСН	Аб, II	0,3	$1,25P_{расч}=0,375$	0,3	10

Примечания: 1. Продолжительность испытаний осуществить в соответствии с п. 8.2.7. [5]. При испытании на прочность испытательное давление в трубопроводе выдерживают в течение 10 минут, после чего его снижают до рабочего, при котором производят тщательный осмотр сварных швов (испытание на плотность). По окончании осмотра давление вновь повышают до испытательного и выдерживают еще 5 минут, после чего снова снижают до рабочего и вторично тщательно осматривают трубопровод. Продолжительность испытания на плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

2. Испытание на герметичность проводить пневматическим способом. Величина испытательного давления на герметичность должна соответствовать рабочему давлению трубопровода. Продолжительность дополнительных испытаний должна составлять не менее 24 часов.

Таблица 8 – Давление испытания, продолжительность испытания на прочность и объем контроля сварных соединений промысловых трубопроводов

Наименование участка трубопровода	Класс, категория	Расчетное давление трубопровода, МПа	Этапы испытания	Параметры испытания, МПа			Объем контроля сварных соединений, %
				на прочность		на плотность и герметичность	
				В верхней точке	В нижней точке		
Нефтегазосборный трубопровод от куста №1 до ПНН	С	4,0	I – после укладки, но до засыпки II - одновременно с прилегающими участками трубопровода	1,25P <sub>расч</sub> = =5,0 МПа  1,1P <sub>расч</sub> = 4,4 МПа	P <sub>зав</sub>	4,0	100

Проверку на герметичность участка или трубопровода в целом производят после испытания на прочность и путем снижения испытательного давления до максимального рабочего (в данном случае за максимальное рабочее давление всех трубопроводов системы сбора принимается расчетное давление, равное 4,0 МПа) и его выдержки в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч.

#### 1.10.5 Характеристика объектов и сооружений по взрывопожарной опасности

Характеристика объектов по взрывопожарной и пожарной опасности, группа производственных процессов по санитарной характеристике приведены в таблице 9.



Таблица 9 – Характеристика объектов и сооружений по взрывопожарной опасности

Наименование объекта	Рабочая среда	Категория помещений зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности СП 12.13130-2009	Класс взрывоопасных зон ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995)	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ Р 51330.5-99, ГОСТ 51330.11-99	Группа производственных процессов по санитарной характеристике
<b>Куст скважин №1</b>					
Площадки скважин	нефтяная эмульсия, попутный газ	Ан	(В-1г) Зона 0,1,2	IIA-T3	16
Площадка АГЗУ	нефтяная эмульсия, попутный газ	Ан – для блока А – для оборудования внутри блока	(В-1г) – для блока (В-1а) – для оборудования внутри блока Зона 1,2	IIA-T3	16
Площадка УДЭ	нефтяная эмульсия, попутный газ	Ан – для блока А – для оборудования внутри блока	(В-1г) – для блока (В-1а) – для оборудования внутри блока Зона 1,2	IIA-T3	16
<b>Пункт налива нефти (ПНН)</b>					
Площадка технологических емкостей (С-1, Е-1, СЦВ)	нефтяная эмульсия, попутный газ, пластовая вода	Ан	(В-1г) Зона 2	IIA-T3	16
Площадка нефтенасоса Н-1 с фильтром жидкостным	нефтяная эмульсия, попутный газ, пластовая вода	Ан	(В-1г) Зона 1,2	IIA-T3	16

Наименование объекта	Рабочая среда	Категория помещений зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности СП 12.13130-2009	Класс взрывоопасных зон ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995)	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ Р 51330.5-99, ГОСТ 51330.11-99	Группа производственных процессов по санитарной характеристике
	вода				
Площадка дренажной емкости ЕД-1	нефтяная эмульсия, попутный газ	Ан	(В-1г) Зона 0,1,2	IIA-T3	16
Площадка налива нефти	нефтяная эмульсия, попутный газ	Ан	(В-1г) Зона 0,1,2	IIA-T3	16
Площадка дренажной емкости ЕД-2	попутный газ	Ан	(В-1г) Зона 0,1,2	IIA-T1	16
Площадка блока запально-регулирующего и блока запально-сигнализирующего	попутный газ	Ан	(В-1г) – для блока (В-1а) – для оборудования внутри блока Зона 1,2	IIA-T1	16
Площадка трубного расширителя	попутный газ	Ан	(В-1г) – для блока (В-1а) – для оборудования внутри блока Зона 2	IIA-T1	16
Площадка факела	попутный газ	Ан	(В-1г) Зона 0,1,2	IIA-T1	16

### 1.10.6 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Потребность в топливе, воде, тепловой и электрической энергии, вспомогательных материалах и реагентах для куста №1 и оборудования ПНН представлена в таблице 10.

Таблица 10 - Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Объект	Потребность			Реагент, г/т (жидкости)
	Количество баллонов, шт	Пар		
		На 1 пропарку, кг	т/год	
Азот для продувки трубопроводов	14,0	-	-	Ингибитор коррозии – 30*
Пар для пропарки	-	1600	1,6	
Реагент, ингибитор коррозии	-	16,0	0,755	

\* Примечание: количество ингибитора коррозии уточняется по результатам опытно-промышленной эксплуатации месторождения.

Кроме того, на ПНН предусматриваются 14 баллонов (объем 40 л) с азотом для резервной подачи продувочного инертного газа в начало факельного коллектора.

### 1.11 Требования к организации производства

Рациональная организация производства является обязательным условием эффективной эксплуатации Верх-Сыпанского нефтяного месторождения, поскольку создает благоприятные возможности для высокопроизводительной работы трудового коллектива, выпуска продукции хорошего качества, полного использования всех ресурсов предприятия, всестороннего развития личности в процессе труда. Организация производства - это вид деятельности, осуществляемый на всех уровнях иерархии управления - в отрасли в регионе, на предприятии.

Организацией производства является комплекс мероприятий по эффективному сочетанию трудовых процессов с материальными элементами производства, осуществляемый в конкретных социально-экономических условиях в целях производства продукции с установленными качественными показателями при рациональном использовании ресурсов.

Ее основная задача - обеспечить наиболее рациональное соединение и использование во времени (производственная структура предприятия), с одной стороны, живого труда (рабочей силы), с другой - орудий и предметов труда.

На каждом предприятии организация производства зависит от особенностей отрасли, вида выпускаемых изделий, степени общественного разделения труда и состоит из следующих основных направлений:

- создание рациональной производственной структуры внутри предприятия и организация основных производственных процессов (состав и номенклатура цехов, служб и подразделений, степень

- их специализации), а также вопросы, связанные непосредственно с регламентом работы цехов и участков и обеспечения бесперебойного хода производственного процесса;
- техническое обслуживание производства - квалифицированное обслуживание основного производства, обеспечивающее ритмичный выпуск высококачественной продукции;
- управление производством.

В целях рациональной организации основных производственных процессов на Верх-Сыпанском нефтяном месторождении запроектированы следующие производственные подразделения. Для обслуживания нефтепромысла запроектированы службы по добыче нефти и газа, энергоснабжения и АСУ.

Автоматизированная система управления технологическими процессами добычи и подготовки нефти на Верх-Сыпанском нефтяном месторождении основывается на принципах построения автоматизированных систем, обеспечивающих выполнение централизованного контроля и управления, высокую надежность, стабильность технологического процесса, защиту окружающей среды, а также безопасность эксплуатации.

Проектом предусмотрена двухуровневая иерархическая система управления, обеспечивающая контроль и управление объектами автоматизации.

Проектируемая система добычи и подготовки нефти входит в состав ООО «УДС нефть».

Руководители ООО «УДС нефть», его отделений и служб обеспечивают защиту коммерческой, технологической тайн и иных данных, составляющих интеллектуальную собственность ООО «УДС нефть».

ООО «УДС нефть» выполняет оперативное управление, диспетчеризацию и контроль за системой добычи и подготовки нефти; контролирует режимы работы ПНН; организует и контролирует выполнение мероприятий по сокращению количества аварийных остановок, а также организует расследование и выяснение их причин, принятие мер по их предупреждению.

Общее руководство работой по охране труда осуществляет руководитель предприятия ООО «УДС нефть».

Координацию деятельности по охране труда структурных подразделений осуществляет служба охраны труда. Численность работников службы охраны труда устанавливается в соответствии с требованиями «Межотраслевых нормативов численности работников службы охраны труда в организациях». (Постановление Министерства труда и социального развития РФ от 22.01.01 №10).

Общественный контроль за соблюдением прав и законных интересов работников организации в области охраны труда осуществляется в соответствии с Трудовым Кодексом РФ и действующим законодательством.

Контроль за состоянием охраны труда на рабочих местах осуществляется руководителями по видам работ.

В организации в рамках созданной системы управления промышленной безопасностью осуществляется производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности и охраны труда в соответствии с Положением о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте с учетом профиля объекта и в соответствии [22], [23].

Права работника на охрану труда обеспечиваются в соответствии с требованиями, установленными ст. 219 ТК РФ. Дополнительные гарантии охраны

труда отдельным категориям работников устанавливаются в соответствии со ст.224 ТК РФ.

На работодателя возлагаются обязанности по обеспечению безопасных условий и охраны труда в объеме, установленном ст.212 ТК. Работники выполняют обязанности в области охраны труда, установленные ст.214 ТК РФ.

В основу разработки численности по обслуживанию системы добычи и подготовки нефти на Верх-Сыпанском нефтяном месторождении положены анализ проектируемых количества и состава технологических сооружений, а также нормативы определения численности обслуживающего персонала на промыслах с учетом автоматизации производственного процесса.

Формирование штатной численности системы добычи и подготовки нефти на Верх-Сыпанском нефтяном месторождении обуславливается набором сооружений, оборудования и организационной структурой.

Численность работников, задействованных в системе добычи и подготовки нефти на Верх-Сыпанском нефтяном месторождении, составлена исходя из условий организации работы в две смены в сутки на непрерывном производстве.

Продолжительность смены определяется руководством промысла, исходя из правил внутреннего распорядка предприятия и коллективного договора с работниками.

Общая численность персонала системы добычи и подготовки нефти на Верх-Сыпанском нефтяном месторождении, согласно проекту составит 8 человек.

Наибольшей сменой по количеству персонала является первая смена.

Источниками квалифицированных кадров для комплектования персонала объектов системы добычи и подготовки нефти могут быть высшие и средние специальные заведения, а также функционирующие предприятия отрасли, на которых проводятся (или ранее проведены) сокращения кадров.

Оснащение рабочих мест осуществляется с учетом их назначения по квалификации и профессиям, механизации и автоматизации работ.

Предусмотренная в проекте система обслуживания рабочих мест должна обеспечить сокращение потерь рабочего времени и рост производительности труда.

Доставка рабочих смен к месту работы от мест проживания предусмотрена ведомственным транспортом.

Нормальная продолжительность рабочего времени работников предприятия не может превышать 40 часов в неделю. На участках и видах работ с непрерывным производством устанавливается режим работы в соответствии с графиком сменности равной продолжительности. В графиках сменности оговаривается порядок предоставления времени на отдых в целях рационального чередования труда и отдыха. Продолжительность смены при суммированном учете рабочего времени допустима не более 12 часов.

Предприятие работает непрерывно (365 дней в год) в 2 смены. Административно- управленческий персонал работает в первую смену. На вторую смену остается дежурный обслуживающий персонал.

Дежурный обслуживающий персонал работает посменно, в том числе и в ночное время с 22 часов до 6 часов. Продолжительность работы в ночное время уравнивается продолжительностью в дневное время, так как это необходимо по условиям производства. Доплата за работу в ночное время предусматривается согласно статьи 154 Трудового Кодекса РФ.

Доплата работникам за возможные вредные условия труда устанавливается на основании «Типового положения об оценке условий труда на рабочих местах и порядка применения отраслевых перечней работ, на которые могут устанавливаться доплаты рабочим за условия труда», утвержденного постановлением Гос. Комитета СССР по труду и соц. вопросам и секретариата ВЦСПС от 3 октября 1986 г. « 287/22-78».

Работники, занятые на объектах системы добычи и подготовки нефти, должны обеспечиваться бесплатной спецодеждой, спецобувью, перчатками, касками, подшлемниками, перчатками, очками для защиты органов зрения. В качестве спецодежды используются: летом - костюм х/б, зимой - брюки с утепляющей прокладкой и костюм зимний. В качестве спецобуви используются ботинки кожаные, сапоги кирзовые, сапоги резиновые, в зимнее время - валенки.

Обслуживающий персонал обеспечивается индивидуальными фильтрующими промышленными противогазами с необходимым количеством шланговых противогазов в соответствии с существующими нормами.

Потребность в спецодежде определена в проекте на основании «Норм бесплатной выдачи одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты».

Одновременно с применением специальной одежды необходима разработка регламентации продолжительности работы в неблагоприятной среде, а также общего режима, утвержденного в установленном порядке.

В области охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды ООО «УДС нефть» выполняет следующие функции:

- осуществление контроля за соблюдением в обществе законодательства, нормативно-технических документов, правил, норм, стандартов Компании по охране труда промышленной безопасности, охране окружающей среды, указаний и предписаний органов государственного надзора и контроля;

- осуществление надзора за безопасным ведением работ, эксплуатацией технологического оборудования, электрооборудования, состоянием санитарно-гигиенических условий, исправностью и правильным применением предохранительных приспособлений и устройств;

- осуществление контроля за правильной эксплуатацией и своевременным испытанием паровых и водогрейных котлов, сосудов, работающих под давлением, грузоподъемных кранов и устройств, такелажных и грузозахватных приспособлений, защитных средств и вентиляционных установок;

- участие в разработке и внедрении в производство более современных технических средств безопасности, ограждающих и предохранительных устройств, предложений и разработок научно-исследовательских институтов и передовых предприятий и фирм, а также во внедрении технологических процессов, отвечающих требованиям правил охраны труда и промышленной безопасности;

- проведение вводного инструктажа по охране труда и пожарной безопасности рабочих и инженерно-технических работников, а также осуществление контроля за своевременностью и качеством инструктажа, обучением работников безопасным методам работы непосредственно на рабочем месте

- организация комиссий по проверке знаний у инженерно-технических работников правил, инструкций и регламентов по охране труда, промышленной безопасности и участие в их работе;

- организация разработки новых и пересмотр действующих инструкций, регламентов по охране труда и безопасности труда, составляемых производственными управлениями и техническими службами;
- пропаганда безопасных методов труда путем проведения в установленном порядке смотров и конкурсов по охране труда, докладов, лекций, бесед, показ фильмов и распространение предупредительных плакатов, надписей, знаков безопасности и другой печатной продукции;
- организация кабинетов (уголков) охраны труда, оснащенных наглядными пособиями и техническими средствами обучения, проведения инструктажа рабочих, служащих и инженерно-технических работников;
- участие в расследовании аварий, инцидентов и несчастных случаев на производстве, в разработке мероприятий по устранению и предупреждению причин их возникновения и осуществление контроля за своевременным выполнением этих мероприятий;
- ежемесячный анализ эффективности проводимых мероприятий по улучшению условий труда и предупреждению несчастных случаев и выдача своих предложений руководству общества;
- организация учета несчастных случаев на производстве и проведение анализа причин их возникновения, составление отчетов о пострадавших при несчастных случаях на производстве, а также об освоении средств на мероприятия по охране труда на основе данных бухгалтерского учета;
- подготовка проектов приказов по вопросам охраны труда и промышленной безопасности и других предложений по улучшению условий труда и снижению уровня производственного травматизма и профзаболеваний;
- осуществление контроля за обеспечением работающих в обществе сертифицированной спецодеждой, спецобувью, и средствами индивидуальной защиты, за организацией их хранения, чистки, стирки и ремонта;
- осуществление контроля за правильным ведением на рабочих местах технической документации, предусмотренной правилами, нормами, инструкциями и другими нормативными актами.

Безопасность производства и состояние условий труда, выработка рекомендаций и предложений в этой области обеспечивается постоянно действующими комиссиями по контролю за состоянием условий труда.

Все проектные решения направлены на обеспечение безопасности производства.

Принцип управления промышленной безопасностью и охраной труда должен предусматривать наличие системы производственного контроля. Проверки, ревизии и инспекции являются наиболее важными аспектами работы управления. При этом главное внимание должно уделяться профилактике нарушений производственной и технологической дисциплины.

Для обеспечения максимальных условий безопасности обслуживающего персонала все проектные решения приняты с учетом санитарно - гигиенических и противопожарных требований.

Все помещения обеспечены соответствующими системами отопления, освещения, вентиляции, водоснабжения и канализации.

Планировочные решения генерального плана для объектов строительства приняты с учетом расположения производственных и вспомогательных сооружений, соответствующего технологической схемы производства, зонирования территории, с учетом розы ветров и выделения производственных вредно-

стей, блокировки зданий и сооружений, рельефа местности и подхода инженерных сетей, а также требований очередей строительства.

Объемно-планировочные и конструктивные решения разрабатывались на основе действующих нормативных документов, утвержденных Госстроем России.

Для оповещения персонала на проектируемых объектах существует система громкоговорящей связи.

К работе на объектах нефтяного комплекса допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью.

При поступлении на работу весь персонал проходит медицинский осмотр для установления уровня состояния здоровья персонала. Периодически проводится медицинский осмотр персонала, непосредственно связанного с работой в условиях возможного выделения вредных веществ.

Состав и площади вспомогательных и бытовых помещений рассчитаны на полный списочный состав работающих.

### **1.12 Описание источников поступления сырья и материалов**

Источники сырья и материалов:

- в систему сбора и транспорта поступает продукция скважин Верх-Сыпанского нефтяного месторождения;
- источниками энергоснабжения являются существующие линии ВЛ. Подробно сведения о потребности электроэнергии представлены в Разделе 5 Книга 1 «Система электроснабжения»;
- для антикоррозионной защиты, трубопроводов и оборудования ПНН в нефтегазосборный трубопровод (на выходе из АГЗУ) поступает реагент «ДИН-1А». Доставка реагентов производится из г. Пермь;
- масло индустриальное марки И-20 или И-50 для дозировочных насосов НД-1,0/40 К13 В, а также для нефтенасоса Н-1 поступает на куст №1 также из г. Пермь.

### **1.13 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции**

В систему сбора Верх-Сыпанского нефтяного месторождения поступает водонефтегазовая смесь из скважин №52, 5000, 5001, 5002, 5003, 5004.

Расчетное давление системы сбора куста №1 составляет

4,0 МПа (изб.)

Давление на входе ПНН составляет

0,55 МПа (изб.)

Температура на входе ПНН составляет

+15,2 °С;

### **1.14 Обоснование показателей и характеристик (на основе сравнительного анализа), принятых технологических процессов и оборудования**

Характеристики технологического процесса, конфигурация оборудования и другие решения приняты на основании гидравлического расчета системы сбора продукции скважин, приведенного в п.1.9, а также на основании «Задания



на проектирование объекта «Обустройство Верх-Сыпанского н.м. Куст №1 и ПНН.», утвержденного Заместителем генерального директора – главного инженера ООО «УДС нефть», требований нормативных и законодательных документов, действующих на территории Российской Федерации.

### **1.15 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов**

При обустройстве Верх-Сыпанского нефтяного месторождения используется оборудование блочного исполнения: установка дозирования химреагента (УДЭ), дренажные емкости, арматура и трубопроводы, материальное исполнение которых рассчитано на использование в климатических условиях месторождения и при установленных давлениях.

Весь комплекс оборудования, примененный в проекте, выбран из условий наиболее рациональной обвязки блоков, объемов дренажных емкостей, позволяющих осуществлять полный комплекс работ по эксплуатации месторождения, с соблюдением действующих норм и правил при наименьших затратах.

Для технического обслуживания и ремонта технологического оборудования на приустьевых площадках скважин предусмотрены места для размещения ремонтных агрегатов.

Для технического обслуживания и ремонта технологического оборудования, размещаемого на технологических площадках ПНН, используются передвижные грузоподъемные устройства.

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

В соответствии с п.1 приложения 1 к [25], проектируемые сооружения по добыче и сбору продукции скважин месторождения являются опасными производственными объектами, так как в технологическом процессе обращается ЛВЖ- нефть.

Характеристика основных технологических объектов обустройства месторождения по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности приведена в таблице 23.

Для снижения опасности производства на объектах и сооружениях обустройства месторождения в проекте предусмотрены следующие технологические решения:

- обеспечение надежности и герметичности оборудования и трубопроводов;
- предусмотрено автоматическое отключение двигателей станков-качалок при отклонениях давления в выкидных трубопроводах:
  - а) максимального значения – 4,0 МПа (изб);
  - б) минимального значения - 0,3 МПа (изб);
- контроль по повышению и понижению давления от рабочего с передачей информации на диспетчерский пункт ПНН;

- применение электрооборудования во взрывозащищенном исполнении в соответствии с требованиями нормативных документов, приведенных в Приложении А;
- применение в системе сбора запорной арматуры класса герметичности А;
- контроль технологического процесса и применение автоматизированной системы управления технологическим процессом, предупреждающей возникновение аварийных ситуаций и обеспечивающей минимизацию ошибочных действий обслуживающего персонала;
- сбор дренажа от оборудования и трубопроводов в дренажные емкости;
- контроль состояния воздушной среды с установкой датчиков ДВК в блоках и на технологических площадках;
- ручная система обнаружения пожара и загазованности;
- снабжение оборудования запорной, предохранительной арматурой и контрольно-измерительными приборами;
- применение электродвигателей;
- заземление трубопроводов, арматуры, надземных емкостей;
- защита от атмосферной коррозии надземных трубопроводов цинконаполненными лакокрасочными композициями;
- защита от коррозии наружной поверхности подземных трубопроводов и дренажных емкостей полиэтиленовыми покрытиями усиленного типа;
- молниезащита и защита от статического электричества путем присоединения металлических конструкций технологических трубопроводов и аппаратов к заземляющему устройству;
- электрохимическая защита выкидных и нефтегазосборного трубопровода;
- применение труб с толщиной стенки из материалов, обеспечивающих безопасную эксплуатацию при расчетных давлениях и в климатических условиях.

#### **1.17 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого на подземных горных работах технологического оборудования и технических устройств (при необходимости)**

Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение технологического оборудования и технических устройств будут приведены в рабочей документации после определения заводов-изготовителей в результате тендера. Все необходимые сертификаты входят в комплект поставки оборудования. Наличие сертификатов проверяется Заказчиком при получении оборудования.

Технологическое оборудование и технические устройства, применяемые в проекте, не используются на подземных горных работах.

### 1.18 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности

В основу разработки численности по обслуживанию месторождения положен анализ количества и состава проектируемых сооружений промысла, а также нормативы определения численности обслуживающего персонала в нефтяной и газовой промышленности с учетом автоматизации производственного процесса.

Персонал, обслуживающий сооружения куста №1 и сооружения ПНН, расположен в операторной ПНН. Контроль параметров и управление работы оборудования ПНН и добывающих скважин осуществляется с помощью АРМ оператора. Другой необходимый обслуживающий персонал, а также мастер ДНГ и начальник цеха ДНГ находятся на базе цеха ДНГ Высоковского нефтяного месторождения.

Формирование штатной численности обуславливается набором объектов и сооружений технологического назначения, производственной и социальной инфраструктур.

Организационная структура месторождения определяет состав и подчиненность производственных служб, участков, звеньев хозяйственных групп, их связь и взаимодействие в общей системе управления.

Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников ПНН с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности приведены в таблице 11.

Таблица 11 - Профессионально-квалификационный состав работников пункта налива нефти

Должность	Режим работы	График	Количество шт. ед. единовременно	Количество, шт. ед. всего
<b>Куст №1 и ПНН</b>				
Оператор технологической установки 6-го разряда	Сменный	1/12, 2/12, В, В	1	4
Оператор 6-го разряда (сливщик-разливщик)	Сменный	1/12, 2/12, В, В	1	4
ИТОГО:			2	8

Оснащение рабочих мест осуществляется с учетом их назначения по квалификации и профессиям, механизации и автоматизации работ.

Оснастка рабочих мест обеспечивает:

- удобный доступ к рабочему месту;
- соответствие функциональному назначению;
- соблюдение требований нормативных, правовых актов по охране труда.

Оборудование рабочих мест, условия производственной деятельности, организация безопасной работы оборудования производится в соответствии с требованиями [15], [16], [17].

Уровень автоматизации в проекте принят с учетом требований безопасности для взрывопожароопасных производств и обеспечивает:

- работу проектируемых объектов в автоматическом режиме без постоянного присутствия обслуживающего персонала непосредственно около производственного оборудования;
- дистанционный контроль и управление технологическим процессом из операторной;
- централизованный сбор, обработка, хранение и отображение информации о ходе технологического процесса из операторной;
- автоматическую блокировку и защиту оборудования при аварийных ситуациях, аварийную и технологическую сигнализацию.

Принятые решения по системам контроля и регулирования технологического процесса, автоматического управления, противоаварийной автоматической защите и сигнализации аварийных ситуаций, обеспечивают необходимое быстроедействие и точность поддержания технологических процессов.

Подробно система автоматизации приведена в Разделе 5 Подразделе 7, Части 2 «Автоматизация комплексная».

### **1.19 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства**

Все проектные решения на месторождении направлены на обеспечение безопасности производства.

Безопасность производственного оборудования обеспечивается оснащением оборудования всеми предусмотренными средствами и системами безопасности (аварийной вентиляцией, предупредительной сигнализацией, системами пожаротушения, герметичностью оборудования и т.д.).

Обеспечение безопасности производственных процессов достигается приведением технологических и других производственных процессов в соответствии с требованиями технологических регламентов, стандартов безопасности труда, норм, правил и другой нормативной документации по охране труда, проверки соблюдения этих требований и внесения рекомендаций по совершенствованию работы в этой области, а также внедрением новых безопасных технологических процессов, средств механизации и автоматизации.

Для обслуживающего персонала предусмотрено специальное помещение.

В соответствии с действующими нормами и правилами проектом предусмотрены решения по обеспечению санитарно-гигиенических условий на рабочих местах персонала (в том числе качество воздуха, температура, относительная влажность, скорость перемещения, уровень шума и вибрации, освещенность).

### **1.20 Мероприятия, направленные на предотвращение несанкционированного доступа на объекты физических лиц, транспортных средств и грузов**

Для предотвращения на проектируемый пункт налива нефти несанкционированного доступа физических лиц, транспортных средств и грузов по периметру пункта сбора (вокруг всех проектируемых сооружений) предусматривается защитное ограждение высотой 2,5 м. Поверх ограждения устанавливается колючая проволока.

Проезд и проход внутрь ограждения осуществляются через ворота, которые открываются только во время смены обслуживающего персонала, проезда строительной техники и ремонтных бригад на месторождение.

Проход на территорию ПНН посторонних лиц возможен только по письменному разрешению представителей организации-владельца объекта (ООО «УДС нефть») и с обязательным уведомлением представителей охраны объекта. Как было указано в таблице 25, в каждой смене предусматривается один охранник объекта.

### **1.21 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе**

Технико-экономическими целями создания АСУ являются:

- реализация автоматизированной системы для объектов и сооружений Верх-Сыпанского нефтяного месторождения на современных программно-технических средствах, обеспечивающих повышение оперативности и обоснованности принимаемых решений посредством получения необходимого и достоверного объема информации, представляемой в установленный срок в удобной для пользователя форме;

- обеспечение непрерывного контроля работы основного технологического оборудования и систем жизнеобеспечения, своевременного оповещения о выходе контролируемых параметров за установленные пределы;

- уменьшения риска возникновения аварийных ситуаций при принятии решений оперативным и эксплуатационным персоналом;

- уменьшение эксплуатационных затрат по причине снижения времени аварийного простоя, своевременного выявления неисправностей;

- создание архива режимов работы и состояния оборудования быстрым доступом к данным, их автоматизированной обработкой;

- сокращение объемов, массы, энергопотребления аппаратуры оперативного управления;

- повышение общей культуры эксплуатации и обслуживания основного и вспомогательного оборудования;

- повышение технико-экономических показателей работы за счет расширения состава и качества выполнения функций с применением современных технических средств;

- снижение трудозатрат на техническое обслуживание и ремонт;

- увеличение интервала между техническим обслуживанием, а также ремонтом оборудования.

Все технические решения по автоматизированному контролю и управлению технологическими процессами обеспечивают:

- повышение оперативности и обоснованности принимаемых решений посредством получения большого и достоверного объема информации, представляемой в кратчайший срок в удобной для пользователя форме,
- обеспечение непрерывного контроля работы основного технологического оборудования и систем инженерного обеспечения, своевременного оповещения о выходе контролируемых параметров за пределы уставок,
- автоматическую защиту технологического оборудования по аварийным и предельным значениям контролируемых параметров,
- дистанционное управление проектируемыми объектами,
- обнаружение отказов оборудования при его работе и при переключениях по результатам контроля выполнения команд,
- отображение и регистрацию основных контролируемых технологических параметров, характеризующих состояние оборудования в процессе эксплуатации и в условиях проведения ремонтных и пусконаладочных работ.
- уменьшение эксплуатационных затрат по причине снижения времени аварийного простоя, своевременного выявления неисправностей,
- повышение общей культуры эксплуатации и обслуживания основного и вспомогательного оборудования,
- снижение трудозатрат на техническое обслуживание и ремонт,
- увеличение интервала между техническим обслуживанием и ремонтом оборудования,

Контроль и управление ходом технологических процессов осуществляется путём сбора технологических параметров с оборудования и датчиков, вычисления и анализа технологических параметров, выдачи управляющих воздействий на исполнительные механизмы согласно заданному алгоритму.

Обеспечение функций блокировок и защит осуществляется путём сбора и анализа значений критичных технологических параметров. В случае достижения критичным параметром аварийного значения выдается управляющее воздействие на исполнительные механизмы, в соответствии с заданным алгоритмом перевода технологического процесса и оборудования в безопасное состояние.

Объектами контроля и управления проектируемой системы управления промышленными сооружениями являются:

- добывающие скважины оборудованные УЭЦН со станциями управления.
- площадка АГЗУ с оборудованием взрывозащищенного исполнения;
- площадка УДЭ на кусте №1 с технологическим оборудованием взрывозащищенного исполнения;

Для добывающих скважин, эксплуатируемых с использованием УЭЦН, предусматривается:

- автоматическое защитное отключение электродвигателя погружного скважинного насоса при возникновении аварийных состояний,
- местный контроль параметров УЭЦН,
- дистанционное управление УЭЦН,
- измерение давления в выкидном трубопроводе скважины.

Для АГЗУ предусматривается:

- сигнализация отсутствия потока жидкости в замерном коллекторе;

- сигнализация низкой температуры воздуха в помещении технологического блока;
- сигнализация несанкционированного доступа в замерную установку,
- автоматический контроль загазованности в технологическом блоке и автоматическое включение аварийно-вытяжной вентсистемы и свето-звуковой сигнализации над входом в блок при достижении 10 % НКПР углеводородных газов,
- автоматическая сигнализация возникновения пожара в технологическом блоке,
- автоматическое включение свето-звуковой сигнализации над входом в блок и отключение аварийно-вытяжной вентсистемы при возникновении пожара;
- контроль верхнего и нижнего уровня в замерном сепараторе.

Все приборы и средства автоматизации, примененные в проекте, должны иметь сертификаты Госстандарта РФ и разрешение на применение Госгортехнадзора.

Датчики, устанавливаемые во взрывоопасных зонах, предусматриваются во взрывозащищенном исполнении с уровнем взрывозащиты, отвечающим требованиям ПУЭ.

При этом для датчиков со стандартным электрическим выходным сигналом используется вид взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» (Exia), для датчиков с дискретным выходом типа «сухой» контакт-вид взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка (Exd).

Все датчики, приборы, исполнительные механизмы, монтируемые непосредственно на технологических площадках имеют соответствующее исполнение У1 по условиям окружающей среды.

Для дистанционного измерения температуры применяются платиновые термопреобразователи сопротивления с литыми термокарманами из нержавеющей стали в комплекте с датчиками температуры.

Для местного измерения и индикации температуры применяются настраиваемые биметаллические термометры.

Для контроля наличия опасных концентраций углеводородных газов в воздухе на открытых площадках, в производственных помещениях применяются оптические датчики контроля загазованности.

В качестве пожарных извещателей используются сертифицированные пожарные детекторы. Для управления отсечной арматурой используются интеллектуальные электроприводы типа «АУМА» (или аналогичные).

Подробно система автоматизации приведена в Разделе 5 Подразделе 7, Части 2 «Автоматизация комплексная».

## **1.22 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу**

Источниками выбросов при эксплуатации ПНН являются утечки через неплотности оборудования, фланцевых соединений, воздушников емкостного оборудования, свеча рассеивания газа. Загрязняющими веществами являются: предельные углеводороды, ароматические углеводороды.

Количественные и качественные характеристики выбросов на рассматриваемых объектах определены, в соответствии с Разделом 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

С целью предупреждения аварий и максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу необходимо точное соблюдение требований ведения технологического процесса.

На период неблагоприятных для рассеивания вредных веществ метеорологических условий (туман, дымка, температурная инверсия) регулирование выбросов осуществляется с учетом прогноза на основе предупреждения органами Росгидромета о возможном опасном росте концентраций примесей в воздухе с целью его предотвращения.

Для снижения вредных выбросов в период НМУ предлагаются мероприятия организационно-технического характера в соответствии с РД 52.04.52-85:

- усилить контроль за содержанием загрязняющих веществ в выхлопных газах и за техническим состоянием строительной и монтажной техники;
- усилить контроль за соблюдением правил техники безопасности и противопожарной безопасности;
- не производить профилактические и ремонтные работы, усилить контроль за герметичностью оборудования.

Порядок контроля воздушной среды на предприятиях устанавливается распоряжением руководителя и проводится по графику, но не реже одного раза в смену. К графику прилагается схема объекта, на которую нанесены точки, где требуется контролировать воздушную среду. Каждой точке присваивается номер. График должен переутверждаться один раз в год.

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

Сокращение вредных выбросов в окружающую среду во время эксплуатации проектируемых объектов достигается комплексом мероприятий и технико-технологических решений.

К ним относятся:

- полная герметизация технологических процессов;
- высокий уровень автоматизации производственного процесса, обеспечивающий сигнализацию об отклонениях технологических параметров от допустимых значений при возможных аварийных ситуациях;
- дистанционный контроль и управление технологическими процессами, исключая постоянное пребывание обслуживающего персонала непосредственно у аппаратов и оборудования;
- установка в наиболее опасных местах автоматических сигнализаторов состояния воздушной среды;
- изготовление, монтаж и эксплуатация оборудования, арматуры и трубопроводов осуществляется с учетом химических свойств и технологических параметров транспортируемых нефтепродуктов, а также требований действующих нормативно-технических документов;
- применяется запорная арматура с ручным и дистанционным управлением и обратные клапаны, предохранительные устройства от превышения давления.



- применяются насосы с торцевыми уплотнениями;
- предусмотрена закрытая система дренирования, исключая поступление в окружающую среду нефтепродукта. Дренаж оборудования и трубопроводов предусмотрен в специальные емкости с возвратом продукта в технологический процесс;
- соединения трубопроводов для транспортирования продуктов выполняются на сварке;
- используется минимально необходимое количество фланцевых соединений;
- выполняется контроль сварных соединений неразрушающими методами контроля в объемах, предусмотренных нормативной документацией;
- предусмотрена проверка на прочность и герметичность трубопроводов после монтажа;
- предусмотрена защита от атмосферной коррозии наружной поверхности надземных трубопроводов, арматуры, и металлоконструкций красками на основе цинконаполненных композиций;
- предусмотрена молниезащита и защита от статического электричества и защитные меры электробезопасности.

Основными источниками образования отходов в период эксплуатации является производственное технологическое оборудование.

При эксплуатации технологического оборудования проектируемых объектов будут формироваться отходы, состоящие из шламов зачистки емкостей и из отработанных промышленных масел И-20 и И50А, образующихся при замене масла в маслосистемах насосных агрегатов НД-1,2,3 блока УДЭ и нефтенасоса Н-1, установленного на ПНН. Смена смазки осуществляется через 1500 часов работы и составляет 0,005 т/год. Количество отработанного масла составляет 0,002 т/год.

Сведения о количестве отходов, образующихся в процессе строительства и эксплуатации проектируемых сооружений приведены в Разделе 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

#### **1.24 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологического регламента**

Все технические решения при обустройстве Верх-Сыпанского нефтяного месторождения приняты в соответствии с действительными характеристиками, условиями работы и нормативными документами, приведенными в Приложении А.

Технические устройства, применяемые на проектируемых объектах, оборудование, трубопроводы, материалы и изделия, должны иметь документы, подтверждающие их соответствие обязательным требованиям, установленным законодательством РФ в ст.7 Федерального закона от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», в ст. 20, 23 Федерального закона от 27.12.2002 №184-ФЗ «О техническом регулировании», в том числе требованиям ст. 6 Технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011), р. VI Технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС

032/2013), а также соответствовать требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» (ч.1 ст.7 от 21.07.1997 №116) с предоставлением подтверждающей документации.

В случае, если техническим регламентом не установлена форма оценки соответствия технического устройства, то указанное техническое устройство подлежит экспертизе промышленной безопасности до начала применения на ОПО (ч.2, ст.7 ФЗ от 21.07.1997 №116).

## 2. Расчет трубопроводов на прочность и выбор труб

### 2.1 Выбор материального исполнения труб. Расчет толщины стенки выкидных и нефтегазосборных трубопроводов

Выбор материального исполнения труб для проектируемых трубопроводов выполнен в соответствии со следующими критериями:

- климатические условия района строительства;
- коррозионные свойства рабочей среды (наличие агрессивных компонентов);
- рабочие параметры процесса (рабочее давление, рабочая температура);
- сортамент труб заводов изготовителей.

Район строительства характеризуется температурами наиболее холодной пятидневки не ниже минус 60°C, поэтому трубы выбраны из стали с гарантированной ударной вязкостью при температуре минус 60°C.

Все проектируемые трубопроводы должны обладать ударной вязкостью КСЧ при температуре минус 60 °С не менее 34,3 Дж/см<sup>2</sup> (3,4 кгс/см<sup>2</sup>).

Материальное исполнение принимается согласно рекомендациям п.6.7. [14]. По проектируемым трубопроводам транспортируются продукты, содержащие невысокое количество коррозионно-опасных компонентов. Поэтому в качестве материального исполнения трубопроводов с расчетным давлением 1,6 МПа выбраны бесшовные горячедеформированные трубы из стали 20С по ТУ 14-161-148-94.

Характеристики трубопроводов системы сбора Верх-Сыпанского нефтяного месторождения приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристики трубопроводов системы сбора

Диаметр наружный, мм	Максимальное давление, МПа	Марка стали	Рабочая среда
89 (выкидные трубопроводы от одиночных скважин)	4,0	20С	нефтяная эмульсия, попутный газ
114 (нефтегазосборный трубопровод от СКЖ по границ площадки ПНН)	4,0	20С	нефтяная эмульсия, попутный газ

Диаметры трубопроводов приняты по результатам гидравлических расчетов, приведенных в пункте 1.9 настоящего раздела.

Максимальное рабочее давление принято по расчетам гидравлических потерь, с учетом требований ГОСТ 356-80.

Расчет толщины стенки проектируемых трубопроводов выполнен согласно [25].

Расчетная толщина стенки трубопровода определяется по формуле:

$$t_R = \frac{PD}{2\phi[\sigma] + P} \quad (2.1)$$

где P – расчетное давление, МПа;  
D – наружный диаметр трубы, мм;  
φ – коэффициент прочности сварных швов равен 0,7 для всех видов электросварки при контроле шва не менее 10% его длины;  
σ – расчетное напряжение от внутреннего давления, МПа

Расчетное напряжение σ определяется по формуле:

$$\sigma = \min \left[ \frac{R_b}{n_b}, \frac{R_y}{n_y} \right] \quad (2.2)$$

где R<sub>b</sub> – временное сопротивление (по ГОСТ, ТУ на трубы), МПа;  
R<sub>y</sub> – условный предел текучести (по ГОСТ, ТУ на трубы), МПа;  
n<sub>b</sub> – коэффициент запаса прочности по временному сопротивлению равен 2,4;  
n<sub>y</sub> – коэффициент запаса прочности по пределу текучести равен 1,5.

Номинальная толщина стенки трубопровода определяется по формуле:

$$t \geq t_R + C \quad (2.3)$$

где C – прибавка к толщине стенки, мм

Прибавка C определяется по формуле:

$$C = C_1 + C_2 \quad (2.4)$$

где: C<sub>1</sub> – технологическая прибавка, принимаемая равной минусовому отклонению толщины стенки по стандартам и техническим условиям, мм;

C<sub>2</sub> – прибавка на коррозию и износ, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам с учетом расчетного срока эксплуатации, мм.

Толщины стенок проектируемых трубопроводов принимались с учетом требований [25].

Результаты расчета и выбора толщин стенок проектируемых трубопроводов приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчета толщины стенки трубопроводов системы сбора

D, мм	P, МПа	Толщина стенки, мм						
		Марка стали	σ, МПа	Расчетная t <sub>R</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub> *	Номинальная	Принятая**
89	4,0	20С	209,2	1,20	0,75	3	4,50	6
114	4,0	20С	209,2	2,14	0,75	3	4,89	6

\* - срок службы трубопроводов принимаем не более 30 лет, скорость коррозии, учитывая среднеагрессивные свойства среды, составит 0,1÷0,5 мм/год.

\*\* - толщина стенки принята согласно требованиям заказчика проекта.

## 2.2 Выбор материального исполнения труб. Расчет толщины стенки технологических трубопроводов

Выбор материального исполнения труб для проектируемых трубопроводов выполнен в соответствии со следующими критериями:

- климатические условия района строительства;
- коррозионные свойства рабочей среды (наличие агрессивных компонентов);
- рабочие параметры процесса (рабочее давление, рабочая температура);
- сортамент труб заводов изготовителей.

Район строительства характеризуется температурами наиболее холодной пятидневки не ниже минус 36°С, поэтому трубы выбраны из стали с гарантированной ударной вязкостью при температуре минус 40°С.

Материальное исполнение принимается согласно рекомендациям п.6.7. [14]. По проектируемым трубопроводам транспортируются продукты, содержащие невысокое количество коррозионно-опасных компонентов. Поэтому в качестве материального исполнения трубопроводов с расчетным давлением 1,6 МПа выбраны бесшовные горячедеформированные трубы из стали В20 по ГОСТ 8731-74\*, ГОСТ 8732-78\* с пределом прочности 412 МПа (42 кгс/мм<sup>2</sup>) и пределом текучести 245 МПа (25 кгс/мм<sup>2</sup>); с расчетным давлением 4,0 МПа выбраны трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из стали 20С по ТУ 14-161-148-94 с пределом прочности не менее 502 МПа (51,2кгс/мм<sup>2</sup>) и пределом текучести не менее 338 МПа (34,5 кгс/мм<sup>2</sup>).

В соответствии с п.2.2.2. [5] все проектируемые трубопроводы должны обладать ударной вязкостью КСУ при температуре минус 40°С не менее 30 Дж/см<sup>2</sup> (3,0 кгс/см<sup>2</sup>).

Расчет толщины стенки проектируемых трубопроводов выполнен согласно [25].

Исходные данные для расчета толщин стенок проектируемых трубопроводов приведены в таблице 14.

Таблица 14 - Исходные данные для расчета толщин стенок проектируемых трубопроводов

Диаметр наружный, мм	Максимальное давление, МПа	Марка стали	Рабочая среда
57	1,6	В20	нефтяная эмульсия, попутный газ
89	1,6	В20	нефтяная эмульсия, попутный газ
114	1,6	В20	нефтяная эмульсия, попутный газ
159	1,6	В20	нефтяная эмульсия, попутный газ

Расчетная толщина стенки трубопровода определяется по формуле (2.1):

$$t_R = \frac{PD}{2\varphi[\sigma] + P}$$

где  $P$  – расчетное давление, МПа;  
 $D$  – наружный диаметр трубы, мм;  
 $\phi$  – коэффициент прочности сварных швов равен 0,7 для всех видов электросварки при контроле шва не менее 10% его длины;  
 $\sigma$  – расчетное напряжение от внутреннего давления, МПа

Расчетное напряжение  $\sigma$  определяется по формуле (2.2):

$$\sigma = \min \left[ \frac{R_b}{n_b}, \frac{R_y}{n_y} \right]$$

где  $R_b$  – временное сопротивление (по ГОСТ, ТУ на трубы), МПа;  
 $R_y$  – условный предел текучести (по ГОСТ, ТУ на трубы), МПа;  
 $n_b$  – коэффициент запаса прочности по временному сопротивлению равен 2,4;  
 $n_y$  – коэффициент запаса прочности по пределу текучести равен 1,5.

Номинальная толщина стенки трубопровода определяются по формуле (2.3)

$$t \geq t_R + C$$

где:

$C$  – прибавка к толщине стенки, мм.

Прибавка  $C$  определяется по формуле (2.4):

$$C = C_1 + C_2$$

где  $C_1$  – технологическая прибавка, принимаемая равной минусовому отклонению толщины стенки по стандартам и техническим условиям, мм;

$C_2$  – прибавка на коррозию и износ, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам с учетом расчетного срока эксплуатации, мм.

Толщины стенок проектируемых трубопроводов принимались с учетом требований [25].

Результаты расчета и выбора толщин стенок проектируемых технологических трубопроводов приведены в таблице 15.

Таблица 15 - Результаты расчета и выбора толщин стенок проектируемых трубопроводов

D, мм	P, МПа	Толщина стенки, мм						
		Марка стали	$\sigma$ , МПа	Расчетная $t_R$	$C_1$	$C_2^*$	Номинальная	Принятая**
57	1,6	B20	163,3	0,40	0,5	3	3,90	4
89	1,6	B20	163,3	0,62	0,75	3	4,37	6
114	1,6	B20	163,3	0,75	0,75	3	4,5	6
159	1,6	B20	163,3	1,10	0,75	3	4,86	6

\* - срок службы трубопроводов принимаем не более 30 лет, скорость коррозии, учитывая среднеагрессивные свойства среды (п1.10 ПБ 03-585-03), 0,1±0,5мм/год.

\*\* - толщина стенки принята согласно требований заказчика проекта.

### 2.3 Монтаж и сварка трубопроводов. Контроль сварных швов

Сварка труб и контроль сварных соединений будут выполняться в соответствии с разработанными техническими требованиями на сварку и должны соответствовать требованиям следующих нормативных документов: [5], [9], [27].

Сварка труб должна производиться с использованием как внутренних, так и наружных центраторов. Непосредственное соединение на трассе разнотолщинных труб одного и того же диаметра или труб с деталями трубопроводов или арматурой при разнотолщинности до 1,5 толщины допускается при специальной разделке кромок более толстой трубы, выполненной в заводских условиях. Во всех случаях, когда разделка кромок выполнена не в заводских условиях или толщина свариваемых кромок превышает 1,5 толщины стыкуемых труб, соединение следует выполнять с использованием переходного кольца. Длина переходного кольца, должна быть не менее 250 мм. Согласно требованиям [9], косина реза торцов труб должна быть не более 1,6 мм.

Типы сварочных швов должны соответствовать:

- для сварки труб – требованиям [30];
- для сварки металлоконструкций – требованиям [31].

Исходя из механических свойств материалов труб, характеристики транспортируемых сред в проекте рекомендованы к применению:

- для ручной электродуговой сварки труб и металлоконструкций класса прочности К 48, К 50 электроды с покрытием УОНИ-13/55 тип Э50А по ГОСТ 9467-75\*;

- для автоматической сварки в среде углекислого газа сварочная проволока Св-10ГА, Св-08Г2С, Св-08Г2СЦ, по ГОСТ 2246-70\*; ПП-АН8; ПП-АН3 (Св-07ГС1) согласно требованиям [32].

Оценка качества сварных соединений и объём контроля на промышленных трубопроводах проводится согласно требованиям [9], а на технологических – согласно требований [5].

### 2.4 Защита оборудования и трубопроводов от коррозии

Для защиты подземных трубопроводов от почвенной коррозии применяется заводское наружное трехслойное антикоррозионное полиэтиленовое покрытие усиленного типа по ТУ 1390-001-86695843-08. Для защиты сварных стыков выкидных трубопроводов используются термоусаживающиеся манжеты «Терма-СТМП» по ТУ 2293-004-44271562-2004.

Для защиты от атмосферной коррозии надземных трубопроводов применяются лакокрасочные покрытия на основе цинконаполненных композиций следующей конструкции:

- грунтовка ЦИНОТАН по ТУ 2312-017-12288779-2003 – 1 слой толщиной 80 мкм;
- композиция ФЕРРОТАН по ТУ 2312-036-12288779-2003 – 1 слой толщиной 100 мкм.

Общая толщина покрытия 180 мкм.

Наружная поверхность подземных дренажных емкостей покрывается наружным трехслойным антикоррозионным полиэтиленовым покрытием усиленного типа по ТУ 1390-001-86695843-08. Внутреннюю поверхность дренажных емкостей покрыть лакокрасочными материалами в соответствии со СНиП 2.03.11-85 "Защита строительных конструкций от коррозии", группа материалов покрытия – IV. Толщина покрытия не менее 130 мкм.

Ингибирование нефтегазосборного трубопровода на входе ПНН посредством применения ингибитора коррозии «ДИН – 1А» (или аналогичных) позволяет снизить опасность коррозии также и в технологических трубопроводах ПНН и оборудования. Для контроля за уровнем коррозии, в выкидных трубопроводах - на устьях одиночных скважин предусматриваются узлы учета коррозии.

Кроме того, согласно п. 6.7.9. [14], контроль за коррозионным состоянием оборудования помимо визуального осмотра будет осуществляться ультразвуковой и магнитной толщинометрией.

## 2.5 Защита оборудования и трубопроводов от теплопотерь

Для защиты от теплопотерь наружная поверхность трубопроводов покрывается изоляцией в соответствии требованиями [7] и [8].

В качестве теплоизоляции используются маты минеральные прошивные по ГОСТ 21880-94. Толщина изоляции составляет для трубопроводов Ду50, Ду80 – 60 мм, Ду100, Ду150 – 100 мм. Поверх теплоизоляции устанавливается защитное покрытие из оцинкованного листа толщиной 0,5 мм по ГОСТ 14918-80.

В зоне перехода надземного участка трубопровода в подземный, теплоизоляция устанавливается с заглублением в грунт на 0,5 м и покрывается гидроизоляцией следующего состава:

- грунтовка «Праймер П-НК-50» по ТУ 5775-001-01297859-95 – один слой;
- лента полиэтиленовая «Полилен» по ТУ 2245-003-01297859-99 толщиной 0,63мм – два слоя;
- наружная обертка – лента «Полилен-ОБ» по ТУ 2245-004-01297859-99 толщиной 0,63мм - один слой.

В зоне перехода надземного участка трубопровода в подземный, теплоизоляцию выполнить с заглублением в грунт на 0,5м и покрыть гидроизоляцией следующего состава:

- грунтовка «Праймер П-НК-50» по ТУ 5775-001-01297859-95 – один слой;
- лента полиэтиленовая «Полилен» по ТУ 2245-003-01297859-99 толщиной 0,63мм – два слоя;
- наружная обертка – лента «Полилен-ОБ» по ТУ 2245-004-01297859-99 толщиной 0,63мм - один слой.

Данной частью проекта предусмотрен электрообогрев всех надземных трубопроводов запорной и предохранительной арматуры технологических площадок ПНН.



Электрообогрев осуществляется системой кабельного обогрева, позволяющей автоматически регулировать тепловыделение в ответ на изменение температуры воздуха и трубопровода или аппарата.

Система кабельного обогрева служит для поддержания температуры трубы, аппарата +5°C с минимально возможными энергозатратами независимо от изменения температуры окружающего воздуха, система обеспечивает компенсацию теплотерь и оптимизацию мощности обогрева за счет создания характеристики саморегулирования системы.

Температура включения системы в рабочий режим +5°C. Минимальная температура включения системы в рабочий режим составляет минус 1°C.

Для всего емкостного оборудования предусмотрены штуцеры для пропарки.

## Приложение А. Список использованных источников

1. РД 39-0148311-605-86. «Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа, воды нефтедобывающих районов».
2. Приказ от 17 июня 2015 г. N 302 Об утверждении свода правил «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. требования пожарной безопасности».
3. ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождения нефти на суше. Технологическое проектирование.
4. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная версия СНиП 23-01-99\*.
5. ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах.
6. СНиП 3.05.05. Технологическое оборудование и технологические трубопроводы.
7. СП 61.13330.2012 Свод правил «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов». Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003.
8. СП РК 4.02-102-2003. Своды правил по проектированию и строительству. Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов.
9. ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.
10. ВСН 51-3-85 Проектирование промысловых стальных трубопроводов.
11. Правила охраны магистральных трубопроводов.
12. ГОСТ 9544-2005 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов».
13. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание 7-е, переработанное и дополненное, с изменениями.
14. Приказ №534 от 15.12.2020 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
15. ГОСТ 12.3.002-75 ССБТ «Процессы производственные. Общие требования безопасности»
16. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. «Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам»
17. СП 2.2.2.1327-03 «Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту».
18. ГОСТ Р 8.615-2005. Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования
19. «Сборник методик по расчету объемов образования отходов» МРО-7-99 г. Санкт-Петербург, 2004 г.

20. ВСН 011-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание.

21. ГОСТ 7512-82. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод.

22. Постановление Правительства Российской Федерации от 10.03.99 N 263 «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте».

23. СП 1.1.1058-01 «Организация и проведение производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий».

24. Федеральный закон N116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

25. РТМ 38.001-94. Указания по расчету на прочность и вибрацию технологических трубопроводов.

26. ВСН 005-88 Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация.

27. ВСН 006-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка.

28. ВСН 012-88, часть 1 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ.

29. ВСН 009-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты.

30. ГОСТ 16037-80\* Соединения сварные стальных трубопроводов.

31. ГОСТ 5264-80\* Ручная дуговая сварка. Соединения сварные.

32. ВСН 433-82. Инструкция по полуавтоматической сварке порошковой проволокой монтажных соединений стальных конструкций производственных зданий и сооружений.

33. СНиП 2.01.07-85\* Нагрузки и воздействия.

**Приложение Б. Ведомость оборудования  
по марке ТХ**

Наименование оборудования	Этапность строительства	Обозначение на технологической схеме	Технические характеристики	Количество, шт
<b>Куст №1</b>				
Автоматизированная групповая замерная установка	Этап 4	АГЗУ	Q=400 т/сут P <sub>расч</sub> =4,0 МПа N <sub>покл</sub> =6 шт	1
Установка дозирочная электронасосная	Этап 4	УДЭ	Q <sub>доз.нас</sub> =1...30 л/ч; P <sub>наг</sub> =4,0 МПа V <sub>техн.емк</sub> =400 л	1
Емкость подземная дренажная ЕД-1	Этап 4	ЕД-1	V=5,0 м <sup>3</sup> ; P <sub>расч</sub> =0,07 МПа	1
<b>Пункт налива нефти</b>				
Нефтегазовый сепаратор	Этап 1	С-1	V=6,3 м <sup>3</sup> ; P <sub>расч</sub> =1,0 МПа	1
Газосепаратор щелевой	Этап 1	СЩВ	D=200 мм; P <sub>расч</sub> =1,0 МПа	1
Емкость накопительная	Этап 1	Е-1	V=50 м <sup>3</sup> ; P <sub>расч</sub> =0,3 МПа	1
Автоматизированная система налива	Этап 1	АСН	Q=50 м <sup>3</sup> /ч; H=65 м.ст.ж.	1
Емкость подземная дренажная (аварийная)	Этап 1	ЕД-1	V=63 м <sup>3</sup> ; P <sub>расч</sub> =0,07 МПа	1
Насос погружной типа НВ-Д-1М 100/50	Этап 1	НП-1	Q=100 м <sup>3</sup> /ч; P <sub>наг</sub> =0,8 МПа	1
Емкость подземная дренажная (факель-	Этап 1	ЕД-2	V=12,5 м <sup>3</sup> ; P <sub>расч</sub> =0,07	1

ная)			МПа	
Насос погружной типа НВ-Д-1М 6,3/50	Этап 1	НП-2, 3	Q=6,3 м <sup>3</sup> /ч; P <sub>наг</sub> =0,8 МПа	2
Насос для перекачки нефти на АСН КМ 80-65-160Е	Этап 1	Н-1	Q=50 м <sup>3</sup> /ч; H=32 м.ст.ж.	1
Фильтр жидкостной	Этап 1	ФЖ	Q=50 м <sup>3</sup> /ч; P <sub>расч</sub> =1,0 МПа	1
Факельная вертикаль- ная установка в ком- плекте с:	Этап 1	ФВУ	H=10 м	1
блоком регулирования газа	Этап 1	БРГ	Q=0...15 м <sup>3</sup> /ч; P <sub>раб</sub> =0,15 МПа	1
шкафом управления	Этап 1	ШУ		1
Трубный расширитель	Этап 1	ТР	D=500 мм P <sub>расч</sub> =1,6 МПа	1
Свеча рассеивания	Этап 1	С	H=5 м	1
Путевой подогрева- тель нефти с проме- жуточным теплоноси- телем	Этап 7	ПП	Q=66,4 кВт; P <sub>расч</sub> =1,0 МПа	1
Газораспределитель- ный пункт для путево- го подогревателя нефти	Этап 7	ГРП	G=5,4 кг/ч; P <sub>расч</sub> =1,0 МПа	1
Узел учета нефти	Этап 1	УУН	Q=50 м <sup>3</sup> /ч; P <sub>расч</sub> =1,0 МПа	1
Узел учета газа	Этап 1	УУГ-1,2	P <sub>расч</sub> =1,0 МПа	2
Узел учета газа для путевого подогрева- теля нефти	Этап 7	УУГ-3	P <sub>расч</sub> =1,0 МПа	1

Наименование оборудования	Этапность строительства	Обозначение на технологической схеме	Технические характеристики	Количество, шт
<b>Выкидные линии со скважин и нефтесборный трубопровод</b>				
Нефтегазосборный трубопровод	Этап 1	От куста №1 до блока сепарационного С-1	L=140.5 м 114x6	1
Выкидной трубопровод куст №1 от скважины №52	Этап 1	От скважины №52 до гребенки	L= 28.7м 89x6	1
Выкидной трубопровод куст №1 от скважины №5000	Этап 2	От скважины №5000 до гребенки	L= 44.2м 89x6	1
Выкидной трубопровод куст №1 от скважины №5001	Этап 3	От скважины №5001 до гребенки	L= 60.1 м 89x6	1
Выкидной трубопровод куст №1 от скважины №5002	Этап 4	От скважины №5002 до АГЗУ	L= 83.2 м 89x6	1
Выкидной трубопровод куст №1 от скважины №5003	Этап 5	От скважины №5003 до АГЗУ	L= 100.0 м 89x6	1
Выкидной трубопровод куст №1 от скважины №5004	Этап 6	От скважины №5004 до АГЗУ	L= 116.8 м 89x6	1
<b>Технологические трубопроводы ПНН</b>				
Дренаж	Этап 1	От площадки факельной установки ФВУ до площадки др. емк. ЕД-2	L=95.3 м 57x4	1

Дренаж	Этап 1	От площадки блока верхнего налива АСН до площадки др. емк. ЕД-1	L= 12.6м 89x6	1
Дренаж	Этап 1	От площадки путевого подогревателя нефтиППТ до площадки др. емк. ЕД-1	L= 62.1м 89x6	1
Дренаж	Этап 1	От площадки сепарационного блока С-1 до т.в. в дренажный тр.	L= 16м 89x6	1
Нефть	Этап 1	От площадки др. емк. ЕД-1 до т.в. входного тр. сепарационного блока	L= 5.9м 114x6	1
Нефть	Этап 1	От площадки др. емк. ЕД-2 до площадки сепарационного блока С-1	L= 36.4м 114x6	1
Нефть	Этап 1	От нефтесборного коллектора до т.в. трубопровода печи	L= 15.1м 89x6	1
Дренаж	Этап 4	От площадки АГЗУ до пло-	L= 30.4м 57x4	1

Технологические решения

---

		щадки др. емк. ЕП-1		
--	--	------------------------	--	--



**Приложение В. Расчет предохранительных клапанов**

**Расчет предохранительных клапанов  
РД 51-0220570-2-93 Клапана предохранительные  
Расчет СППК на нефтегазовом сепараторе С-1**

Исходные данные и расчетные формулы	Размерность	Значения
Наименование продукта		Попутный нефтяной газ
Агрегатное состояние	Газ/жидкость	газ
$P_{нач.отк}=1,05P_{расч}$ $P_{п.отк}=1,15P_{наст}$	МПа (изб.)	$P_{расч}=1,0$ $P_{настр}=0,93$ $P_{нач.отк}=1,05*1,0=1,05$ $P_{п.отк}=1,15*0,93=1,07$
Температура перед предохранительным клапаном, t	°С	15,21
Расчетное давление аппарата, $P_{расч}$	МПа (изб.)	1,0
Плотность газа при параметрах $P_{п.откр.}$ и t	кг/м <sup>3</sup>	13,49
Необходимая площадь сечения для предохранительного клапана (для газа) $F = \frac{G}{3,16 \cdot B_3 \cdot \alpha_1 \cdot \sqrt{(P_{п.откр.} + 0,1) \cdot \rho}}$	мм <sup>2</sup>	$F = \frac{238,8}{3,16 \cdot 0,728 \cdot 0,8 \cdot \sqrt{(1,07 + 0,1) \cdot 13,49}} = 33$
Количество паров (газов), сбрасываемых через предохранительный клапан	кг/ч	$G_r=238,8$
Коэффициент расхода существующего клапана, $\alpha$		0,8
Коэффициент, учитывающий физико-химические свойства газов при рабочих условиях $B_3 = 1,59 \cdot \sqrt{\frac{k}{k+1} \left( \frac{2}{k+1} \right)^{\frac{1}{k-1}}}$		$k=1,204$ $B_3 = 1,59 \cdot \sqrt{\frac{1,204}{1,204+1} \cdot \left( \frac{2}{1,204+1} \right)^{\frac{1}{1,204-1}}} = 0,728$
Максимальное избыточное давление за клапаном	МПа (изб.)	0,6
Характеристики предохранительного клапана $P_{нач.отк}=1,05P_{расч}$ $P_{п.отк}=1,15P_{наст}$		Количество рабочих клапанов $\frac{33}{855} = 0,04$

<p>Характеристика выбранного блока предохранительных клапанов</p>		<p>Блок предохранительных клапанов с устройствами переключающими БПУ 50-160 лс Состав блока СППК4 50-16 лс ТУ 3742-004-07533604-2008 Вход DN50 мм Выход DN80 мм Fс= 855мм<sup>2</sup> Требуемый предел регулирования пружины 0,93 - 1,07 МПа Количество клапанов 1раб+1рез. Пружина №10 ПУ 50-16-07 ХЛ1 ПУ 80-6-03 ХЛ1</p>
---	--	--

## Приложение Г. Расчет путевого подогревателя нефти

### Исходные данные для расчета

Рабочие условия:

- Тип печи – с промежуточным теплоносителем;
- КПД печи – 85%;
- температура до печи плюс 14,99°C;
- температура после печи 40 °С;
- расход продукта 4,585 м<sup>3</sup>/час;
- мощность 66,4 кВт;
- массовый расход продукта 2967 кг/час;
- массовая теплоемкость 1,708 кДж/кг С (по HYSYS)

### Расчет.

1. Определяем полезную нагрузку на печь:

$$Q = \frac{G \cdot c \cdot \Delta t}{3600}$$

Где G-массовый расход продукта, кг/час; c-массовая теплоемкость, кДж/кг С;  
 $\Delta t$  -разность температур С:

$$\Delta t = t_k - t_n$$

$$\Delta t = 40 - 14,99 = 25,01 \text{ С}$$

2. Полезная нагрузка:

$$Q = \frac{2967 \cdot 1,708 \cdot 25,0}{3600} = 35,2 \text{ кВт}$$

(по HYSYS Q=66,4 кВт)

3. Расход газа на печь:

$$Q = \frac{Q}{Q_p^n \cdot КПД} = \frac{66,4 \cdot 3600}{51980 \cdot 0,85} = 5,4 \text{ кг/ч}$$

## Приложение Д. Технические условия на проектирование

Приложение 1

УТВЕРЖДАЮ  
Заместитель генерального  
директора – главный инженер  
ООО «УДК «Нефть»  
Зиганшин Ф.Х.  
А.М. Перминов  
« 16 » 07 2021г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**  
объект: "Обустройство Верх- Сыпанского н. м. Куст №1 и ПНН "

1. Выполнить обустройство добывающих скважин. Дебит скважин предусмотреть согласно данным, представленным геологической службой.
2. Колонную обвязку и устьевую арматуру на скважинах предусмотреть согласно Приложения 8.
3. В обвязке устья предусмотреть возможность подключения передвижной замерной установки.
4. Способ эксплуатации - УЭЦН.

Скважина	Тип
xxx	ЭЦН-160-1750 с ПЭД 100 кВт

5. Прокладку выкидных линий запроектировать подземно.
6. Способ замера дебита скважин – АГЗУ.
7. Приустьевой дренаж не проектировать. Использовать инвентарные лотки.
8. Предусмотреть герметизированный сбор нефти и газа по схеме: скважина – выкидной трубопровод – АГЗУ – ПНН.
9. Режим работы – непрерывный.
10. На выкидную линию установить ЭКМ.
11. Предусмотреть ОК перед секущей задвижкой на каждой скважине.
12. Предусмотреть задвижку на перспективное подключение скважин на ПНН.
13. УДХ – требуется. Подача в линию от первой скважины поглотитель сероводорода.
14. Предусмотреть площадку под СУ и ТМПН УЭЦН, площадку под АПРС.
15. Предусмотреть заземление нефтепромыслового оборудования согласно требованиям ПУЭ
16. В обустройстве максимально использовать существующее оборудование.
17. Требования к проектируемым трубопроводам
  - a. Выкидной трубопровод от скважины до ПНН запроектировать на максимальное рабочее давление 4,0 МПа, Ду-80 мм.
  - b. Высота манифольда 0,97 м от уровня земли
  - c. Переходы через овраги, ручьи, реки, болота выполнить согласно ВСН, РД, на основании согласованных технико-экономических расчетов.
  - d. Переходы трубопровода через автомобильные дороги выполнить согласно ВСН, РД в защитном футляре, метод перехода определить проектом. Переходы трубопровода через автомобильные дороги с твердым покрытием выполнить без вскрытия дорожного полотна.
  - e. Глубину заложения трубопроводов определить проектом, но не менее 1,0 м до верхней образующей. Переходы через естественные и искусственные преграды выполнить согласно существующим нормам и правилам.
  - f. Тип наружной изоляции трубопроводов– полимерное покрытие, выполненное в заводских условиях, класс изоляции принять по ГОСТ Р 51164-98.

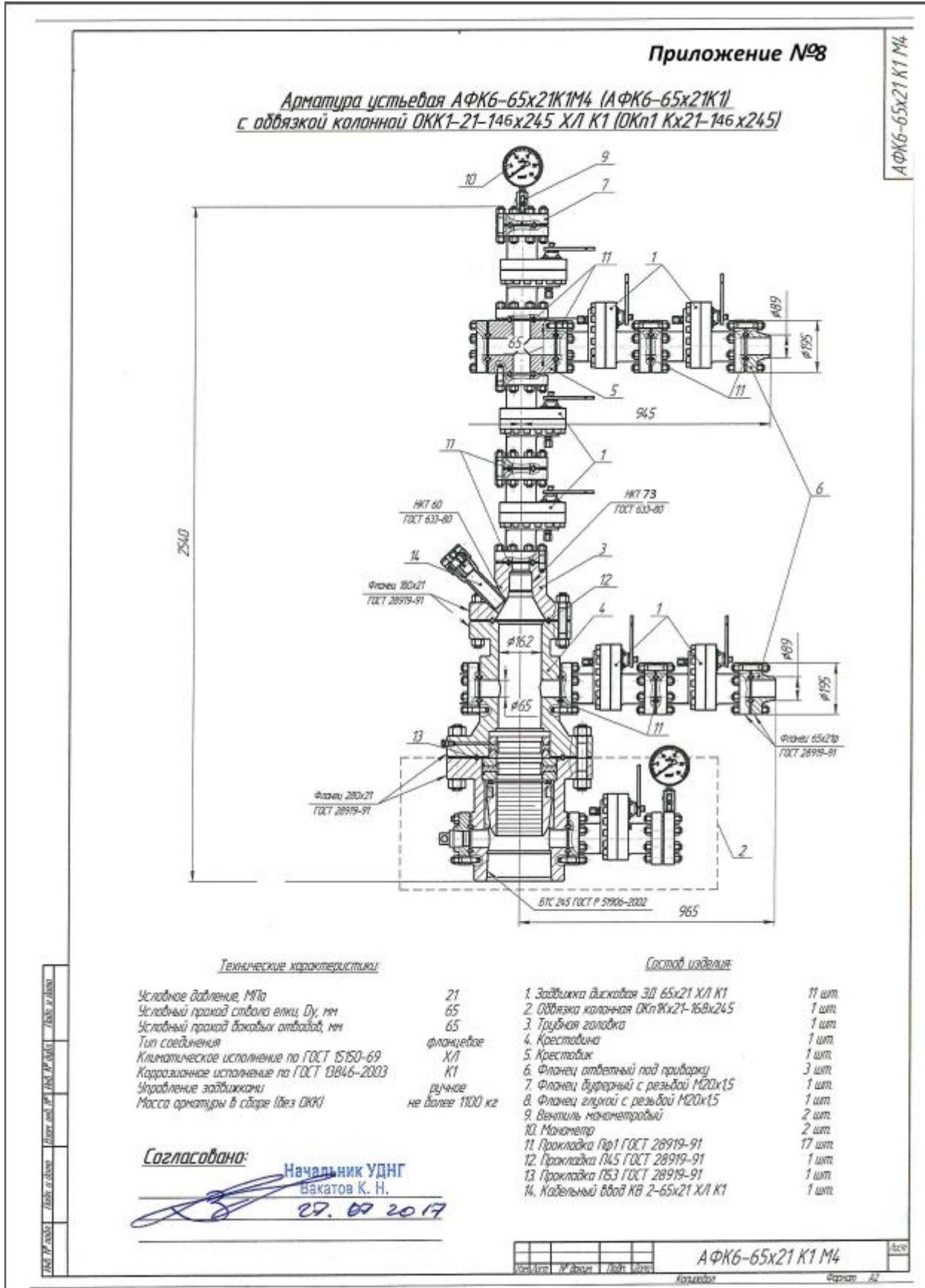
1

- г. Антикоррозионную защиту наружной поверхности сварных стыков деталей трубопроводов и наземных узлов трубопроводов на кустовых площадках выполнить промышленным изоляционным комплектом.
  - h. Диаметры и толщины трубопроводов обосновать расчетом.
18. Срок действия требований – 2 года.

Начальник УДНГ



К.Н. Вакатов



Приложение 2

УТВЕРЖДАЮ  
Заместитель Главного  
Главный инженер  
ООО «УДС нефть»  
« 10 / 04 »  
А.М. Перминов  
Элтандин Ф.Х.  
2021 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

по объекту «Обустройство Верх – Сыпанского н.м. Куст №1 и ПНН».

1. Разработать систему сбора (дегазации, стабилизации) и отгрузки нефти скважинной продукции. Предусмотреть основные технологические площадки, обеспечивающие сбор и отгрузку нефти в автоцистерны.
2. Рассмотреть возможность применения МБСНУ (модульная блочная сепарационная наливная установка) либо предложить аналог.
3. Оборудование, узлы, трубопроводы предусмотреть максимальной заводской готовности.
4. В составе системы сбора и отгрузки нефти предусмотреть:
  - систему трубопроводов для сбора продукции от скважины до пункта налива нефти, определить проектом.
  - систему замера дебита скважинной продукции (жидкость, нефть, обводненность)
  - предусмотреть возможность подключения дополнительных скважин
  - рассчитать необходимое количество ступеней сепарации
  - площадку буферных емкостей, сепараторов, объем и количество определить проектом.
  - предусмотреть систему утилизации попутно добываемого нефтяного газа
  - конденсатосборник и факельную установку аварийного сжигания попутного нефтяного газа.
  - систему подготовки и утилизации подтоварной воды - на развитие.
  - систему полезного использования попутно добываемого газа – на развитие
  - площадку автоматизированного налива нефти.
  - точки подключения установок, дозирующих реагенты
  - узлы учета газа
5. Электроснабжение и автоматизацию выполнить по ТУ службы главного энергетика и службы главного метролога.
6. Запроектировать систему ливневых и технологических стоков, обеспечивающую сбор жидкости с МБСНУ.
7. Запроектировать систему сбора попутного нефтяного газа с буферных емкостей до факельной установки.
8. Предусмотреть место размещения вагон-дома обслуживающего персонала, и охраны.
9. В составе проекта предусмотреть программы комплексного опробования и пусконаладочных работ.
10. Разработать технологический регламент на ОПО.

Начальник УПНГ

Лошкарев П.Л.

### Экспликация оборудования

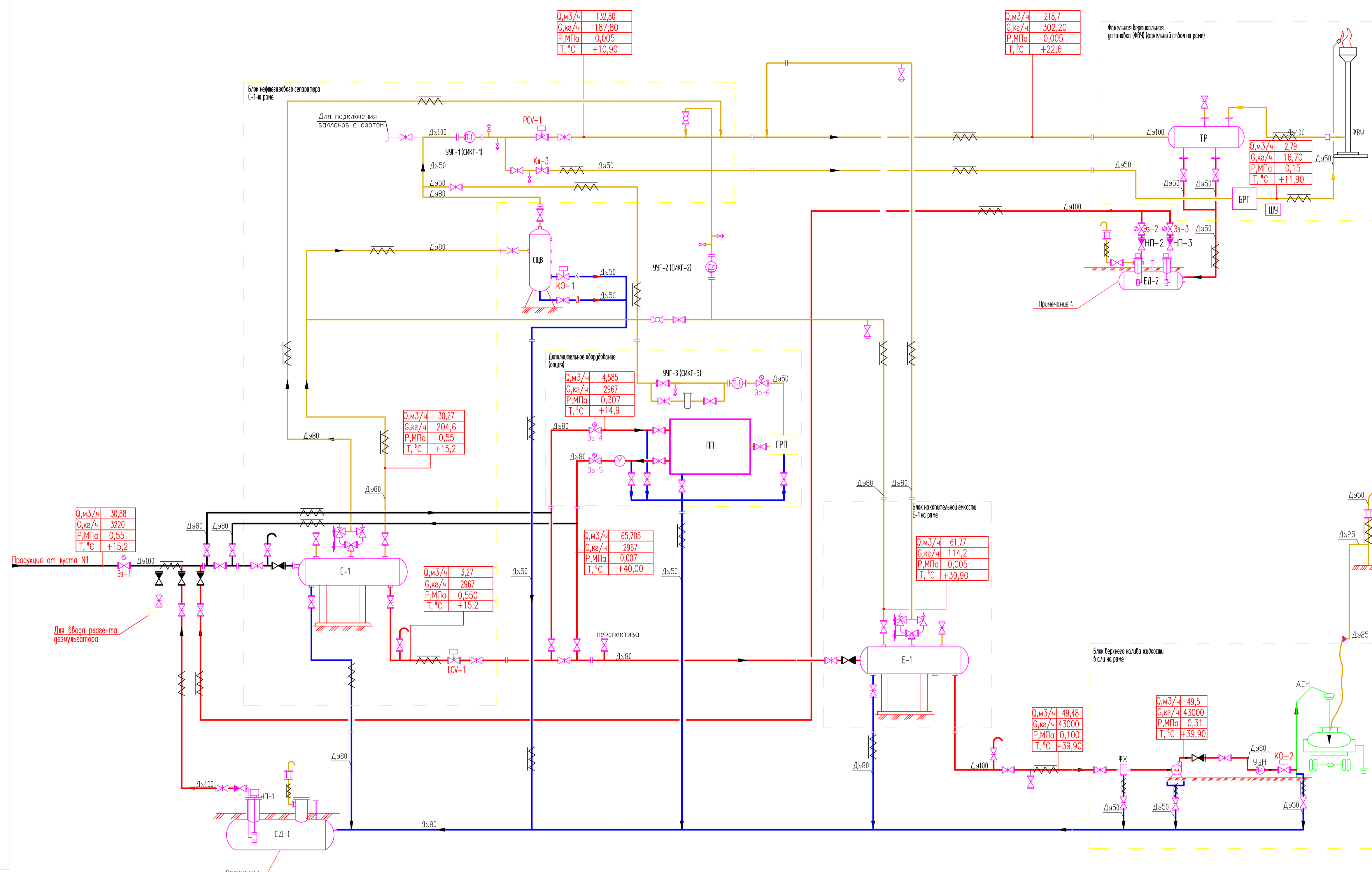
Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
С-1	Нефтегазовый сепаратор	1	V=6,3 м <sup>3</sup> , P <sub>расч</sub> =1,0 МПа	1 этап
ЩВ	Газосепаратор щелевой	1	D=200 мм, P <sub>расч</sub> =1,0 МПа	1 этап
Е-1	Емкость накопительная	1	V=50 м <sup>3</sup> , P <sub>расч</sub> =0,3 МПа	1 этап
АСН	Автоматизированная система налива	1	Подача 50 м <sup>3</sup> /ч, напор 65 м.ст.ж	1 этап
ЕД-1	Емкость подземная аренажная (аварийная)	1	V=63м <sup>3</sup> , P <sub>расч</sub> =0,07МПа	1 этап
НП-2,3	Насос погружной типа НВ-Д-1М 6,3/50	2	Подача 6,3 м <sup>3</sup> /ч, напор 50 м	1 этап
НП-1	Насос погружной типа ВНД 25/50	1	Подача 25 м <sup>3</sup> /ч, напор 50 м	1 этап
Н-1	Насос перекачки нефти на АСН КМ 80-65-160Е	1	Подача 50 м <sup>3</sup> /ч, напор 32 м.ст.ж	1 этап
УЗГ-1,2	Узел учета газа	2		1 этап
УЧН	Узел учета нефти	1	Расход до 50 м <sup>3</sup> /ч, P <sub>расч</sub> =1,0 МПа	1 этап
ФЖ	Фильтр жидкостной	3	Расход до 50 м <sup>3</sup> /ч, P <sub>расч</sub> =1,0 МПа	1 этап
ФВУ	Факельная вертикальная установка	1	H=10 м	1 этап
ТР	Трубный расширитель	1	DN500, P <sub>расч</sub> =1,6 МПа	1 этап
ЕД-2	Емкость аренажная	1	V=12,5м <sup>3</sup> , P <sub>расч</sub> =0,07МПа	1 этап
БРГ	Блок регулирования газа	1		1 этап
ШУ	Щкаф управления	1		1 этап
С	Свеча рассеивания	1	H=5,0 м	1 этап
ПП	Путевой подогреватель нефти с промежуточным теплоносителем	1	Q=66,4 кВт, P <sub>расч</sub> =1,0 МПа	2 этап
ГРП	Газораспределительный пункт для путевого подогревателя нефти	1	P <sub>расч</sub> =1,0 МПа, G=5,4 кг/ч	2 этап
УЗГ-3	Узел учета газа для подогревателя	1		2 этап

### Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Водонефтегазовая эмульсия
	Нефть
	Дренаж
	Газ
	Пластиковая вода
	Задвижка с электроприводом
	Задвижка с ручным приводом
	Обратный клапан
	Огнетеплообменник
	Трехходовой переключатель
	Клапан-СППК
	Расходомер
	Вентиль (входит в комплект поставки стояка налива нефти)
	Клапан регулирующий
	Клапан отсечной с электроприводом
	Реле потока
	БЗР Блок запально-регулирующий
	БЗС Блок запально-сигнализирующий
	Границы блочной поставки оборудования
	Фланец для соединения блочного оборудования и межблочных трубопроводов
	Теплоизоляция и электрообогрев трубопровода

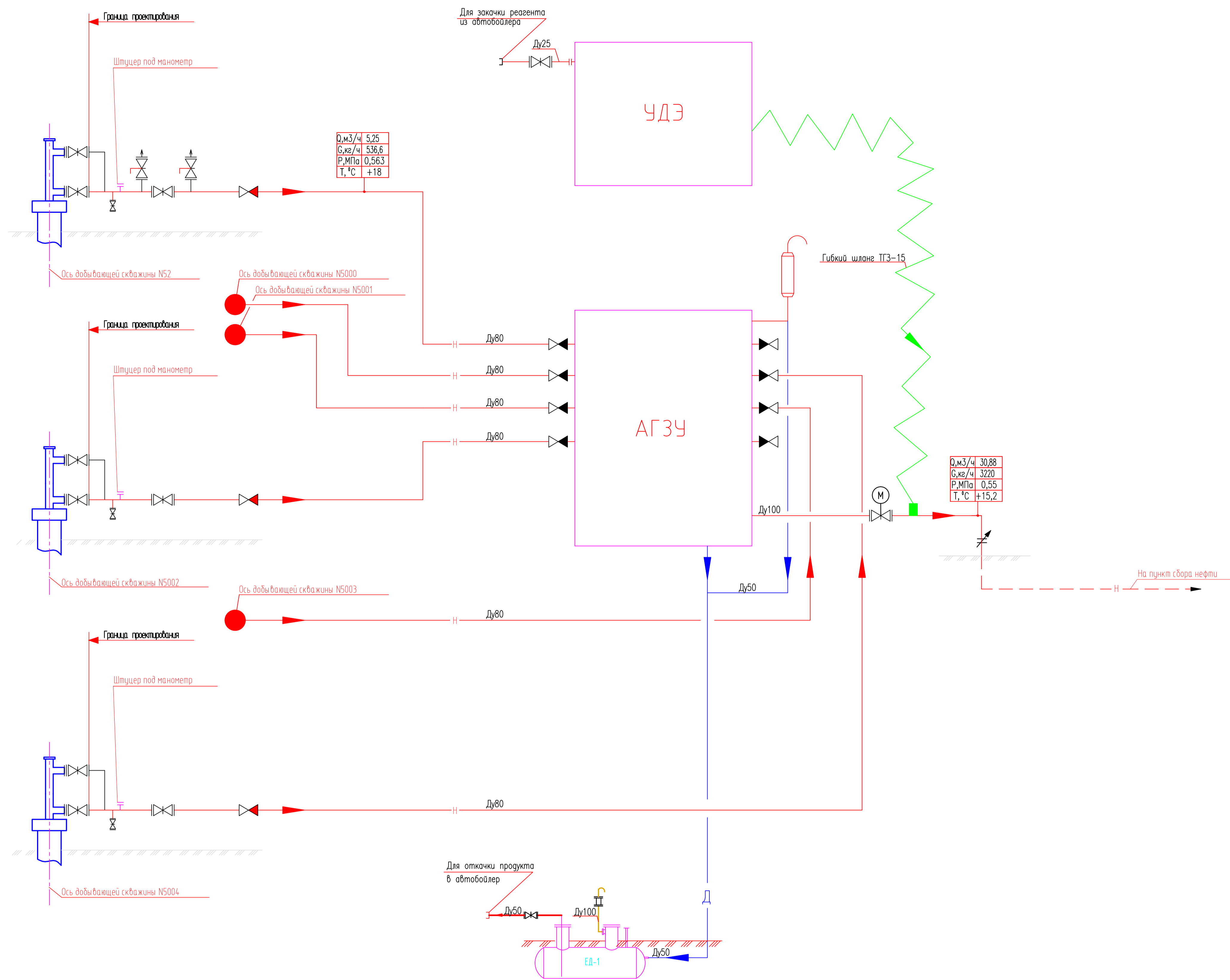
- Все надземные участки трубопроводов предусматриваются с теплоизоляцией и электрообогревом.
- Все надземные аппараты предусматриваются с пропаркой от передвизной техники через специальный штуцер

					178П-21-ИОС7-01				
					Обустройство Верх-Сапанского н.м. Куст N1 и ПНН				
Изм.	Колуч	Лист	Маж	Попр.	Дата	Технологические решения	Старая	Лист	Листов
Разраб.	Сидорова				04.22		П	1	
Провер.	Попов				04.22				
Н.контр.	Зыков				04.22	Схема технологическая принципиальная пункта сбора нефти	000 "СНПК"		
ГИП	Соколовский				04.22		Формат А1		



Согласовано  
 Проект и смета  
 Инж. М. Гайдар





Условные обозначения

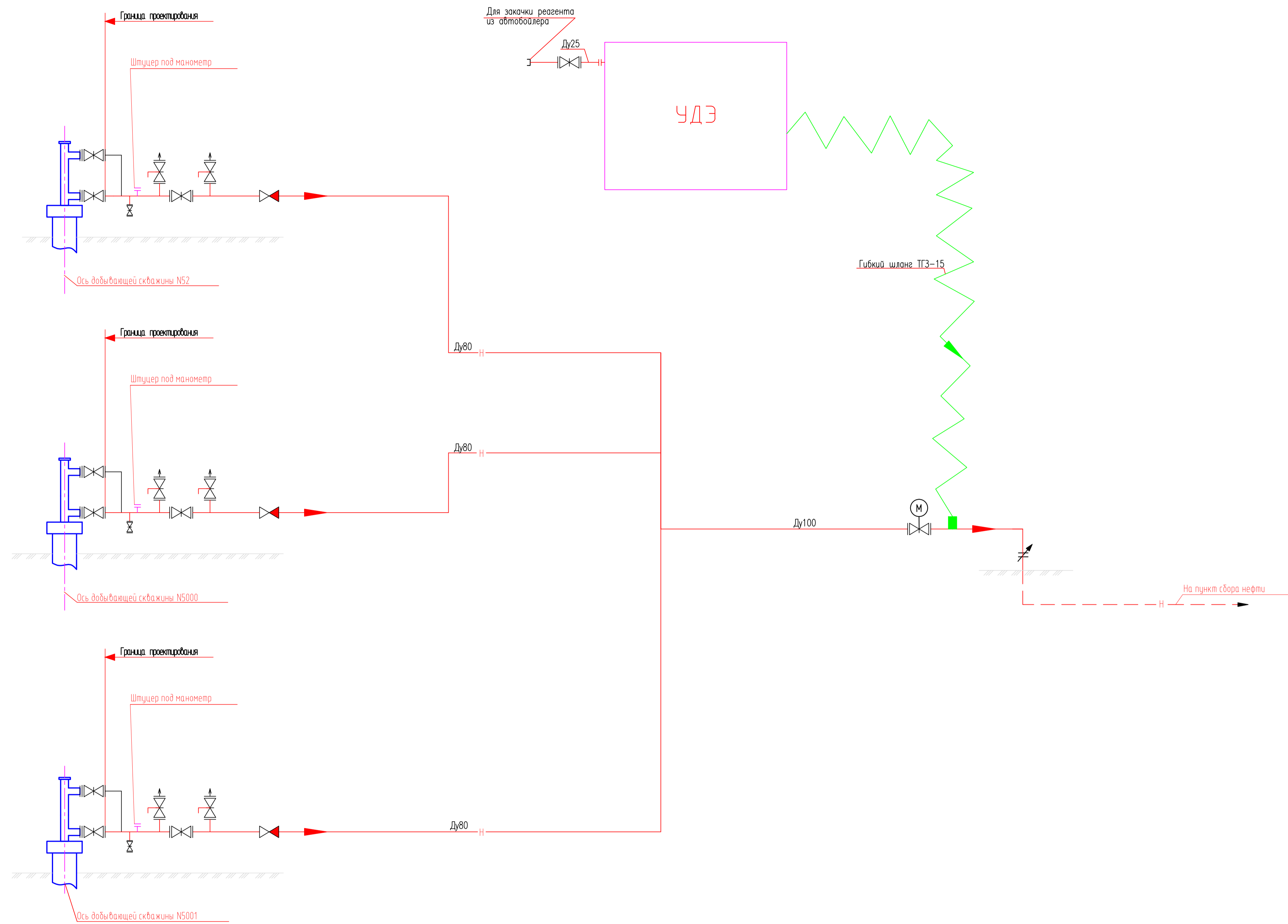
Обозначение	Наименование
— Н —	Выкидной трубопровод от скважины
— — —	Наземный трубопровод
— Д —	Дренажный трубопровод
— — —	Подземный трубопровод
— — —	Реагентопровод
⊗	Задвижка с ручным приводом
⊗	Задвижка с электроприводом
⊗	Обратный клапан
⊗	Быстроразъемное соединение
⊗	Пробоотборник
⊗	Изолирующее фланцевое соединение
⊗	Нефтегазоотделитель
⊗	Огнетепреградитель
⊗	Гибкий шланг ТГЗ-15 для закачки реагента от УДЗ в нефтегазосборный трубопровод
⊗	Устройство ввода реагента в трубопровод
⊗	Вентиль угловой специальный

Экспликация оборудования

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
АГЗУ	Автокаталитическая групповая эжекторная установка	1	Q=400 т/сут Pрасч=4,0 МПа	
УДЗ	Установка дозирующая электронасосная	1	Q=1,30 л/ч Pнас=4,0 МПа	
ВУС	Вентиль угловой специальный	3	DN50, PN40	Для скважин N52, 5000, 5001

- Расходы продукции, а также рабочие давления и температуры приняты равными для всех скважин.
- Все скважины эксплуатируются механизированным способом.

						178П-21-ИОС7-01			
						Обустройство Верх-Саянского н.м. Куст N1 и ПНН			
Изм.	Колун	Лист	Маж	Попр.	Дата	Технологические решения	Стария	Лист	Листов
Разраб.	Сидорова				04.22		П	2	
Провер	Папов				04.22				
Н.контр.	Зыков				04.22	Схема принципиальная технологическая обвязки куста скважин N1 для 4..6 этапов			000 "СНПК"
ГИП	Соколовский				04.22	Формат А1			



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
— Н —	Выкидной трубопровод от скважины
—	Наземный трубопровод
— Д —	Дренажный трубопровод
—	Подземный трубопровод
—	Реагентопровод
⊗	Задвижка с ручным приводом
⊗	Задвижка с электроприводом
⊗	Обратный клапан
⊗	Быстроразъемное соединение
⊗	Пробоотборник
⊗	Изолирующее фланцевое соединение
⊗	Нефтегазоотделитель
⊗	Огнетепреградитель
⊗	Гибкий шланг ТГЗ-15 для заправки реагента от УДЗ в нефтегазосборный трубопровод
⊗	Устройство ввода реагента в трубопровод
⊗	Вентиль угловой специальный

Экспликация оборудования

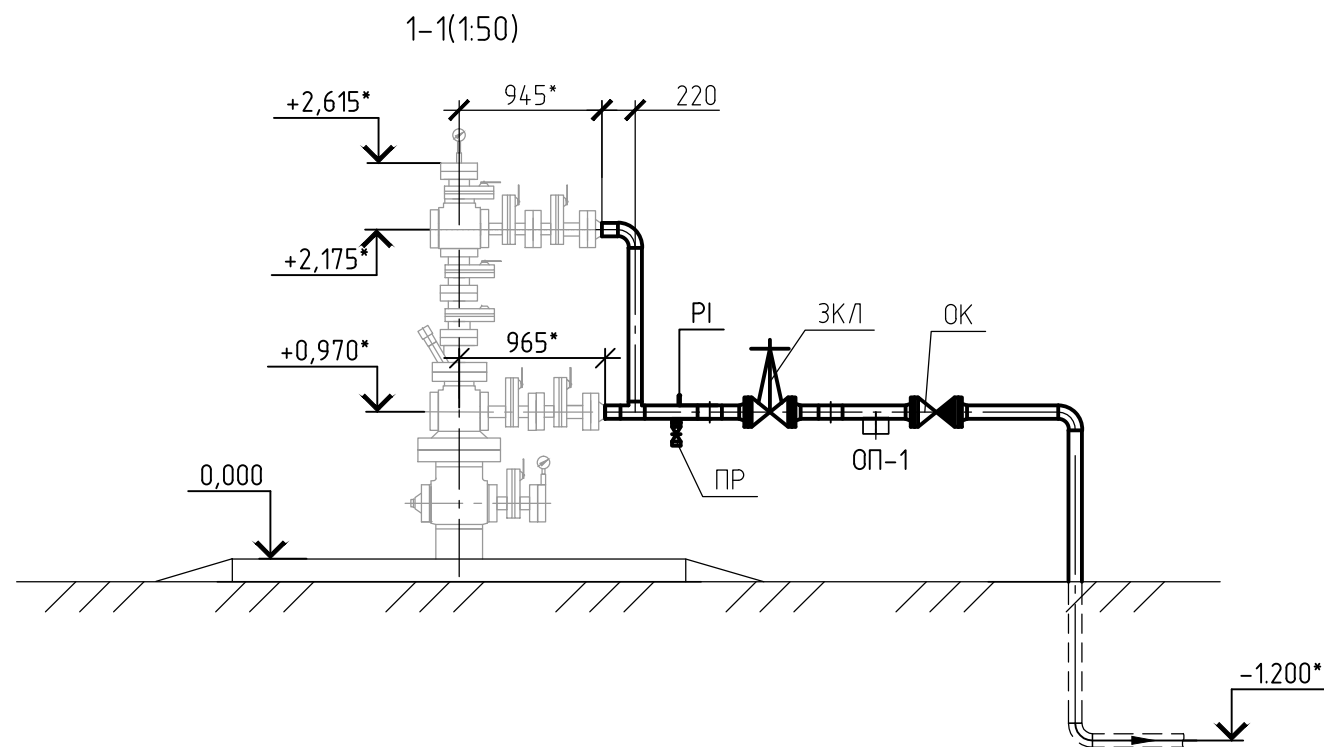
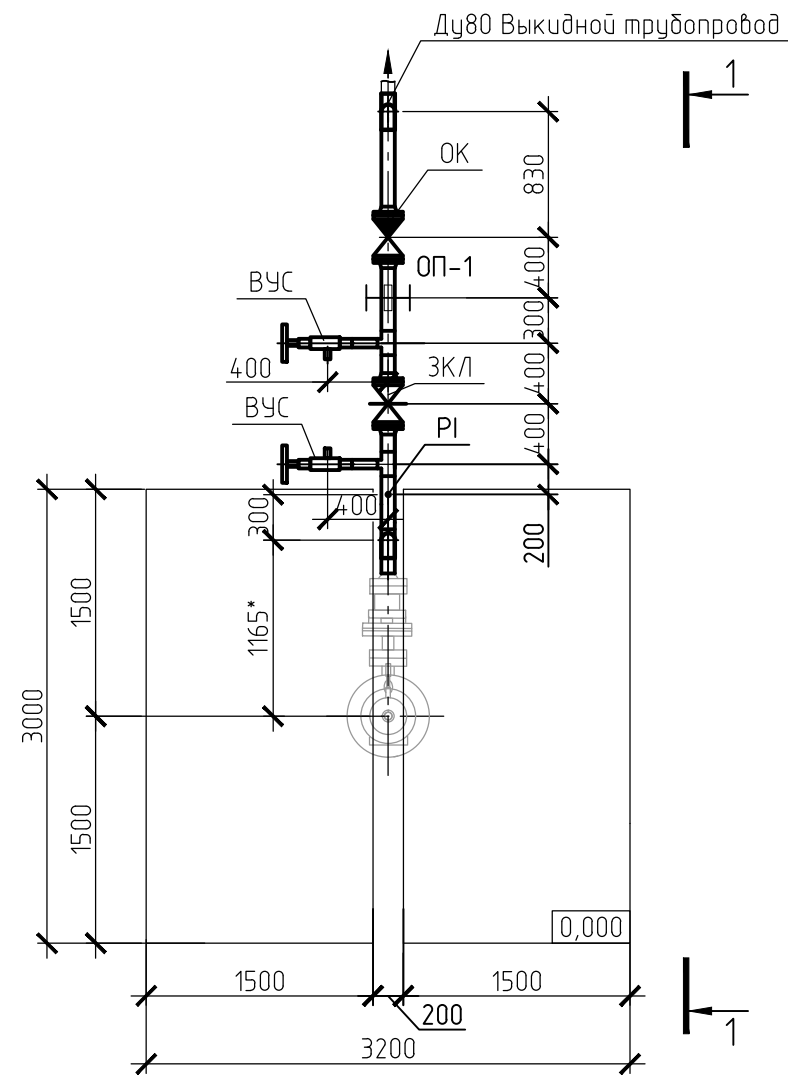
Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
УДЗ	Установка дозировочная электронная	1	Q=1,30 л/ч, Pmax=4,0 МПа	
ВУС	Вентиль угловой специальный	3	DN50, PN40	Для обжим N52, 5000, 5001

1. Все скважины эксплуатируются механизированным способом.

Согласовано	
Проект и план	Взам. инв. N
Инв. N	

178П-21-ИОС7-01					
Обустройство Верх-Сипанского н.м. Куст N1 и ПНН					
Изм.	Колуч	Лист	Маж	Попр.	Дата
Разраб.	Сидорова				04.22
Провер.	Попов				04.22
Технологические решения					Стария
					Лист
					Листов
					П
					2.1
Схема принципиальная технологическая обвязки куста скважин N1 для 1...3 этапов					000 "СНПК"
Н.контр.	Зыков				04.22
ГИП	Соколовский				04.22
Формат А1					

План площадки на отм. 0.000. Масштаб 1:50



Условные обозначения

Обозначение	Наименование	Примечания
ОП-1	Опора технологическая	
PI	Манометр	
ЗКЛ-Х.1	Задвижка клиновья ручная, фланцевая	
ВУС	Вентиль угловой специальный	
ПР	Пробоотборник	
←	Направление потока	

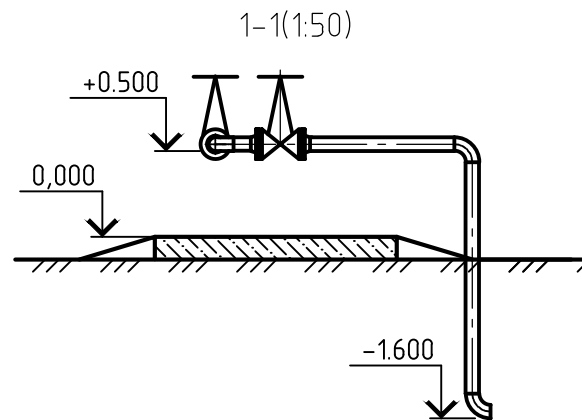
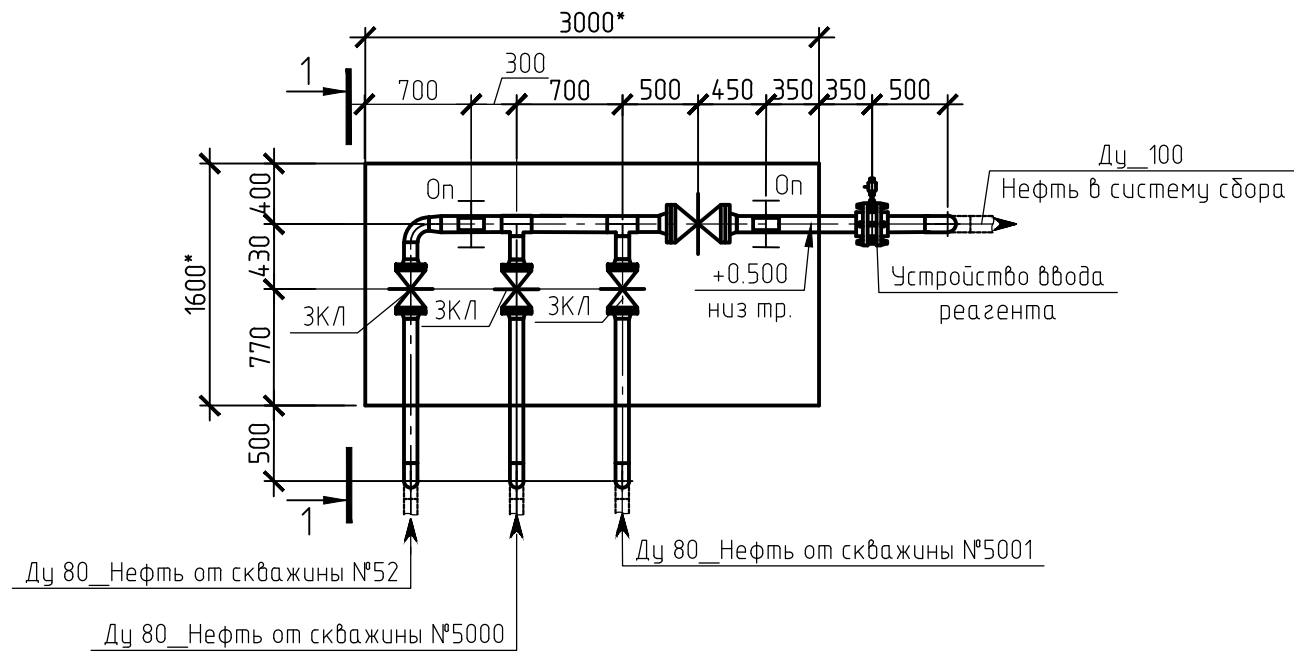
Таблица соответствий

Скв. №	Скв. №1	Скв. №2	Скв. №3	Скв. №4	Скв. №5	Скв. №6
ЗКЛ-Х.1	3-1.1	3-2.1	3-3.1	3-4.1	3-5.1	3-6.1
ЗКЛ-Х.2	3-1.2	3-2.3	3-3.2	3-4.2	3-5.2	3-6.2
ЗКЛ-Х.3	3-1.3	3-2.3	3-3.3	3-4.3	3-5.3	3-6.3
номер площадки по ГП	2,1	3,1	4,1	5,1	6,1	7,1

1. За условную отметку 0.000 принята отметка верха площадки, соответствующая абсолютной отметке, см. раздел ГП.
2. Основание площадки и конструкцию стоек см. раздел АС.
3. Средства контроля и автоматизации см. раздел АК.
4. \*-размер уточнить при монтаже.

178П-21-ИОС7-01.ГЧ							
Обустройство Верх-Сыпанского н.м. Куст №1 и ПНН							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Сидорова		<i>[Signature]</i>	04.22		
Провер.		Попов		<i>[Signature]</i>	04.22		
Н.контр.		Зыков		<i>[Signature]</i>	04.22		
ГИП		Соколовский		<i>[Signature]</i>	04.22		
				Подраздел 7 "Технологические решения". Часть 1 "Технология производства".	Стадия	Лист	Листов
				Площадка приустьевая нефтяной скважины План площадки на отм. 0.000.Разрез 1-1.	П	3	
					ООО "СНГПК"		

План площадки на отм.0.000. Масштаб 1:50



Условные обозначения

Обозначение	Наименование	Примечание
БРС	Быстроразъемное соединение	
З-1	Задвижка с ручным приводом фланцевая	
РГ	Места установки манометров	
←	Направление потока	

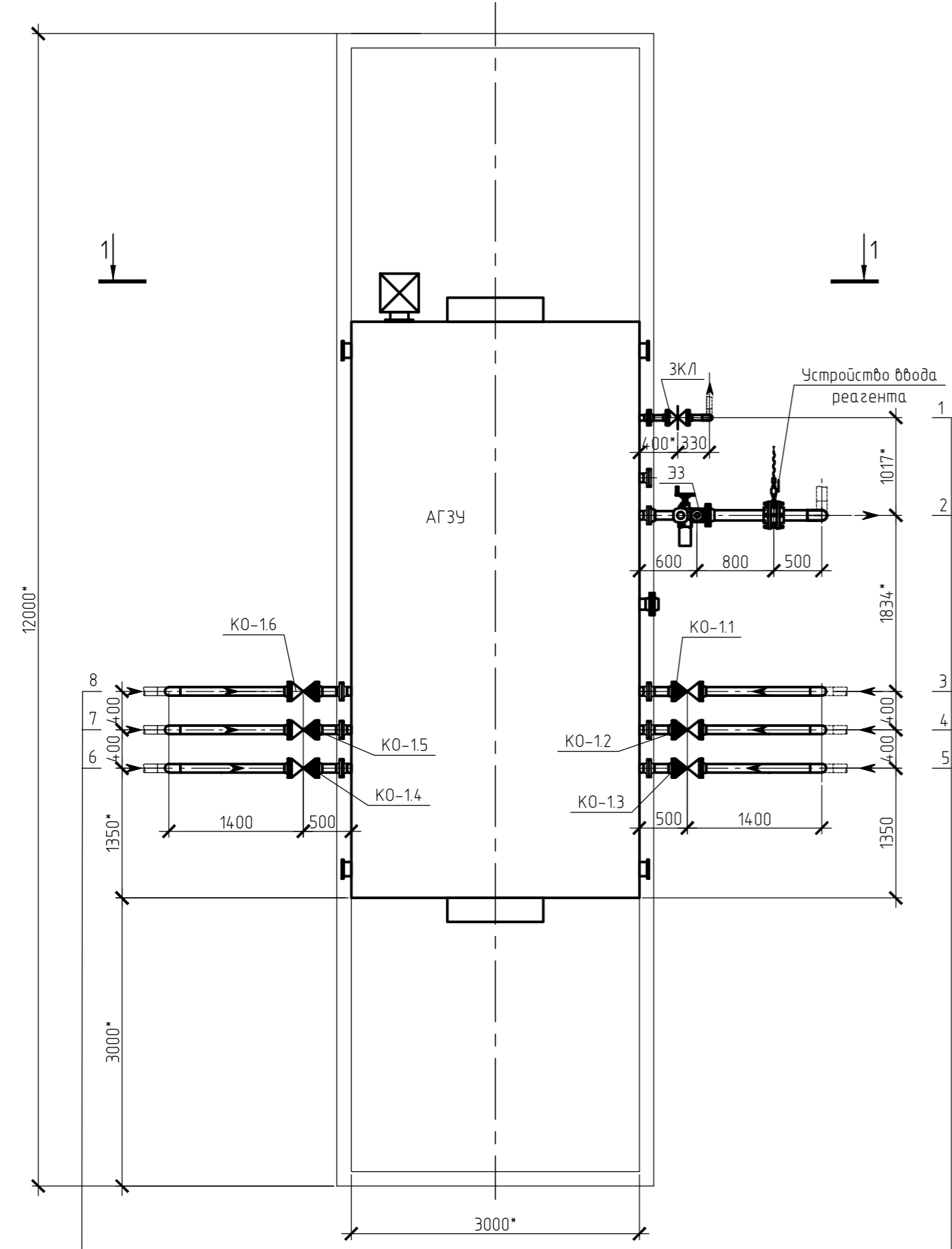
1. За относительную отметку 0.000 принята отметка верха площадки, соответствующая абсолютной отметке, см. марку ГП.
2. Основание площадки, фундамент и конструкции стоек показаны условно, см. марку АС.
3. Средства контроля и автоматизации см. марку АК.
4. Класс, категория, группа по взрывопожарной и пожарной опасности: АН  $\frac{2(B-1g)}{IIA-T3}$  1в.
5. \* - размеры для справок
- 6 .г.п. - граница проектирования.

Согласовано

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

178П-21-ИОС7-01.ГЧ					
Обустройство Верх-Сыпанского н.м. Куст №1 и ПНН					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Сидорова		<i>[Signature]</i>	04.22
Провер.		Попов		<i>[Signature]</i>	04.22
Подраздел 7 "Технологические решения". Стадия Лист Листов					
Часть 1 "Технология производства". П 4					
Гребенка.					
Н.контр.		Зыков		<i>[Signature]</i>	04.22
ГИП		Соколовский		<i>[Signature]</i>	04.22
План площадки на отм. 0.000. Разрез 1-1.					000 "Терра"

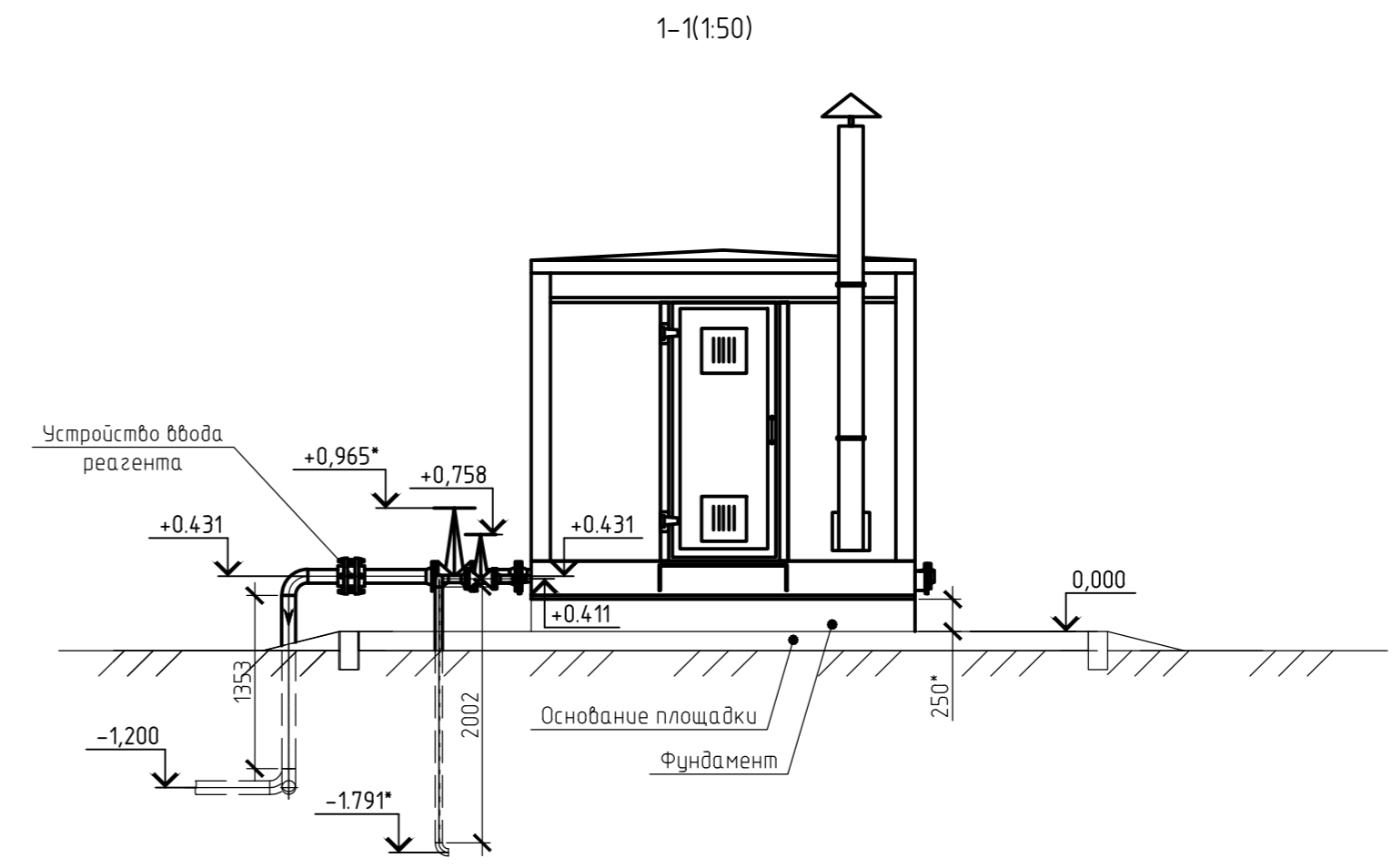
План площадки на отм. 0.000. Масштаб 1:50



- 1 Ду 50 Выход дренажа
- 2 Ду 100 Нефть в сборный коллектор
- 3 Ду 80 Нефть от скв. 1
- 4 Ду 80 Нефть от скв. 2
- 5 Ду 80 Нефть от скв. 3
- 6 Ду 80 Нефть от скв. 4
- 7 Ду 80 Нефть от скв. 5
- 8 Ду 80 Нефть от скв. 6

Условные обозначения

Обозначение	Наименование	Примечание
З-1	Задвижка клиновья фланцевая с ручным приводом	
КО-1	Клапан обратный фланцевого исполнения	
АГЗУ	Установка измерительная	
ИФС	Изолирующее фланцевое соединение	
←	Направление потока	

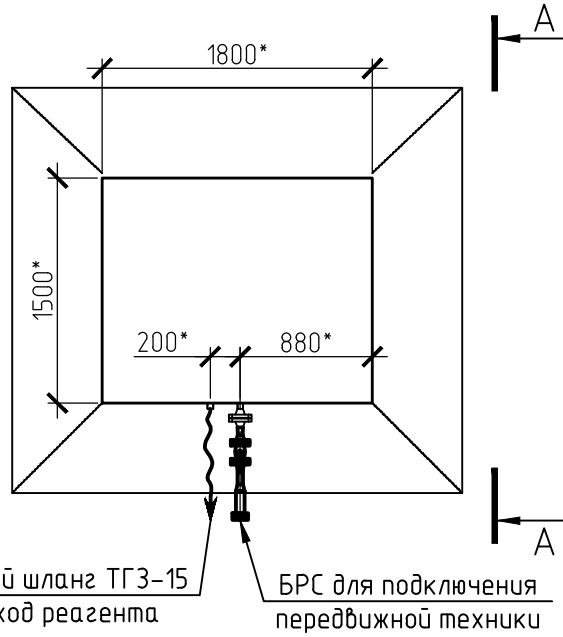


- 1. \* - Размеры для справок.
- 2. Основание площадки, фундамент и опорные конструкции под технологические опоры показаны условно, см. раздел АС.
- 3. За относительную отметку 0.000 принята отметка верха площадки, соответствующая абсолютной отметке см. раздел ГП.
- 4. Класс, категория, группа по взрывопожарной и пожарной опасности: АН<sub>2</sub>(В-1<sub>г</sub>)<sub>п</sub>, ПД-ТЭ<sub>1</sub>в.

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

78П-21-ИОС7-01.ГЧ				Обустройство Верх-Сыганского н.м. Куст №1 и ПНН				
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Подраздел 7 "Технологические решения". Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Сидорова			04.22	Часть 1 "Технология производства".	п	5
Провер.		Попов			04.22			
Н.контр.		Зыков			04.22	Автоматизированная групповая установка АГЗУ	ООО "СНГПК"	
ГИП		Соколовский			04.22	План площадки на отм. 0.000. Разрез 1-1.		

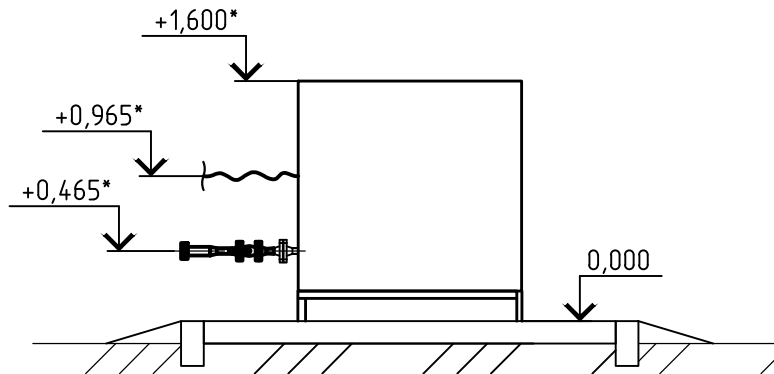
План площадки на отм. 0.000. Масштаб 1:50



Гибкий шланг ТГЗ-15  
Выход реагента

БРС для подключения  
передвижной техники

1-1(1:50)



1. За условную отметку 0.000 принята отметка верха площадки, соответствующая абсолютной отметке, см. раздел ГП.
2. Основание площадки и конструкцию стоек см. раздел АС.
3. Средства контроля и автоматизации см. раздел АК.
4. \* -размер уточнить при монтаже.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

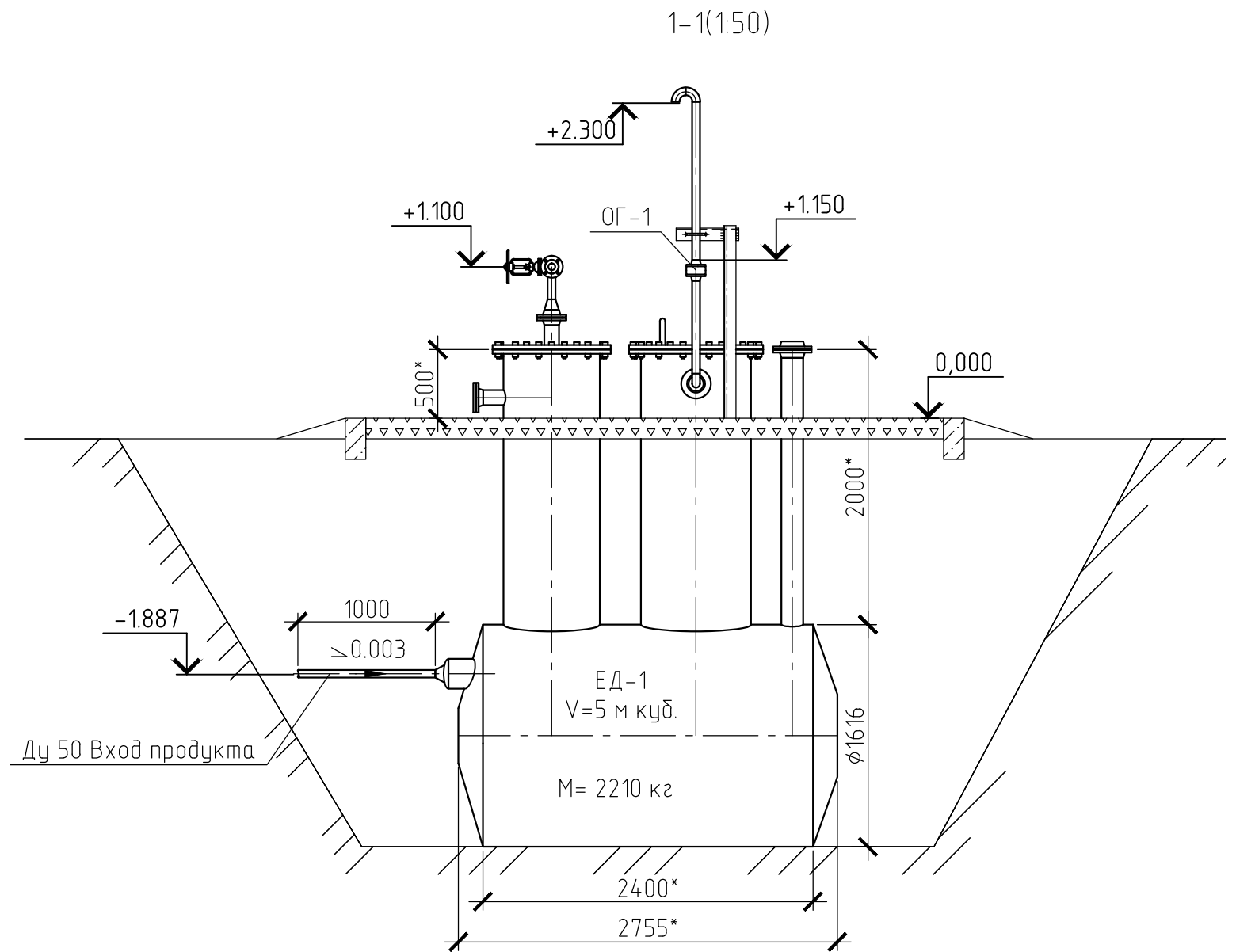
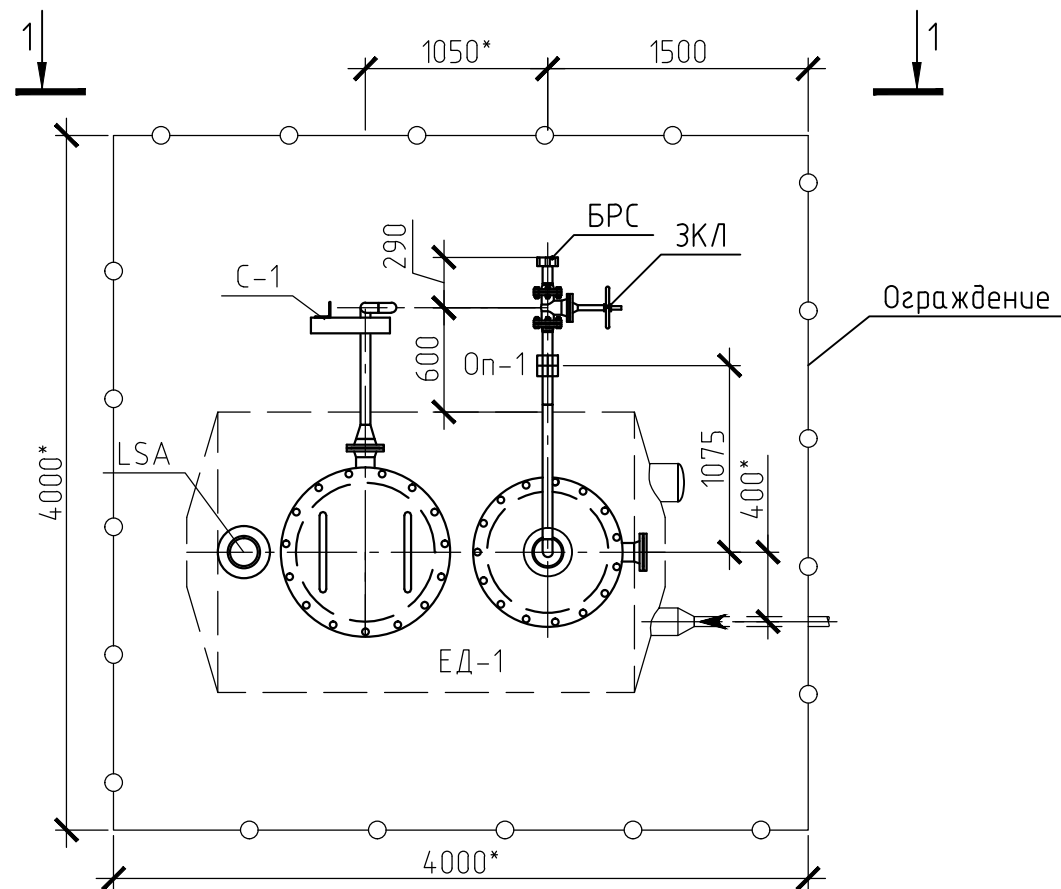
178П-21-ИОС7-01.ГЧ

Обустройство Верх-Сыпанского н.м.  
Куст №1 и ПНН

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Сидорова		<i>[Signature]</i>	04.22
Провер.		Попов		<i>[Signature]</i>	04.22
Н.контр.		Зыков		<i>[Signature]</i>	04.22
ГИП		Соколовский		<i>[Signature]</i>	04.22

178П-21-ИОС7-01.ГЧ		
Обустройство Верх-Сыпанского н.м. Куст №1 и ПНН		
Изм.	Кол. уч.	Лист
Разраб.		Сидорова
Провер.		Попов
Н.контр.		Зыков
ГИП		Соколовский
Стадия	Лист	Листов
П	6	
Площадка УДЭ		ООО "СНГПК"
План площадки на отм. 0.000. Масштаб 1:500		

План площадки на отм. 0.000. Масштаб 1:50



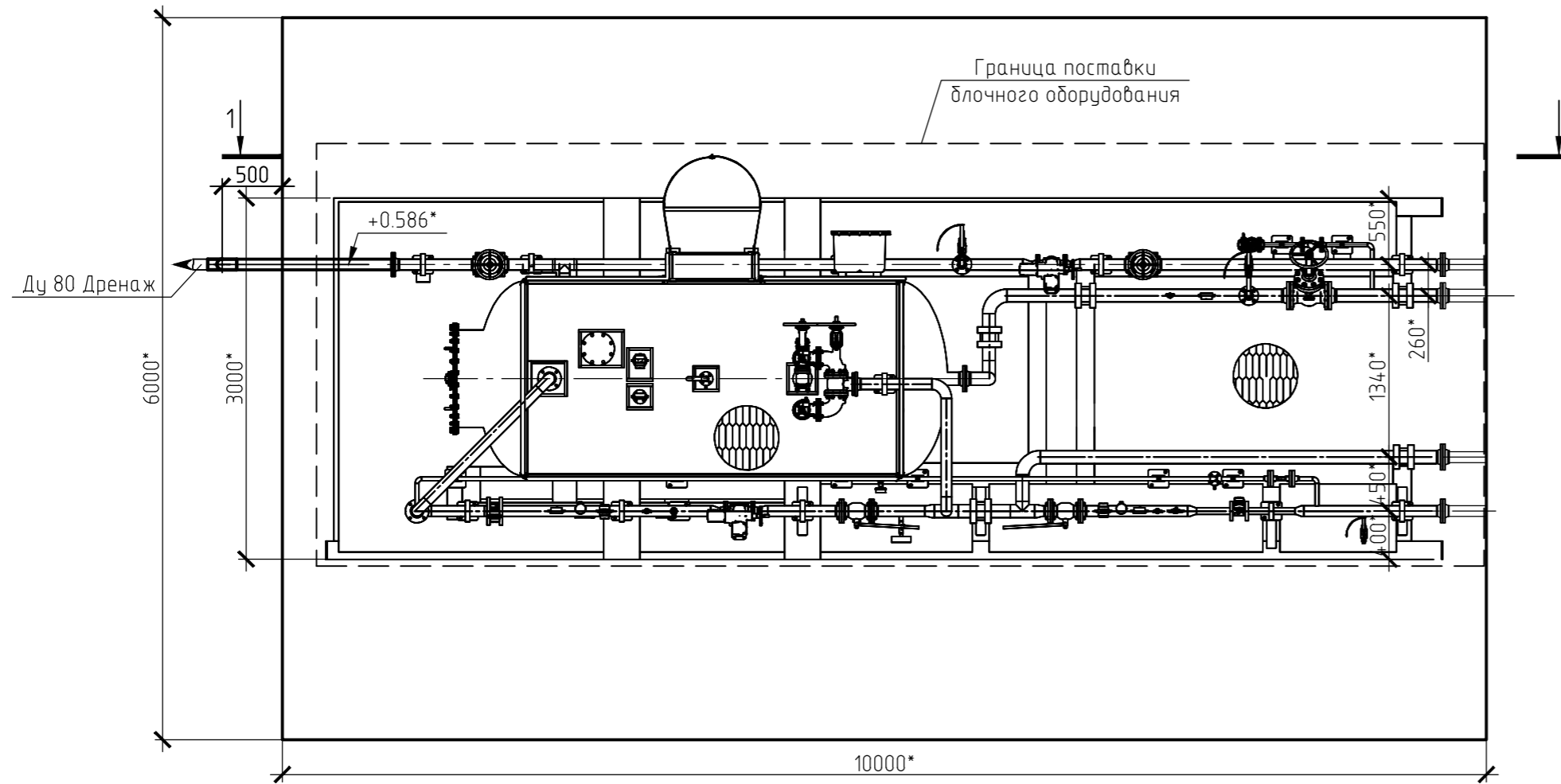
- \* - размеры для справок.
- За относительную отметку 0.000 принята отметка верха площадки соответствующая абсолютной отметке см.ГП.
- Класс, категория, группа по взрывопожарной и пожарной опасности: Ан <sup>2(B-1z)</sup> IIА-ТЗ 1б.
- Дренажный трубопровод проложить с уклоном 0.003 в сторону дренажной емкости.
- Основание площадки и крепление воздушника показано условно, см. АС.
- Опорные конструкции под технологические опоры не показаны, см.АС.

Условные обозначения

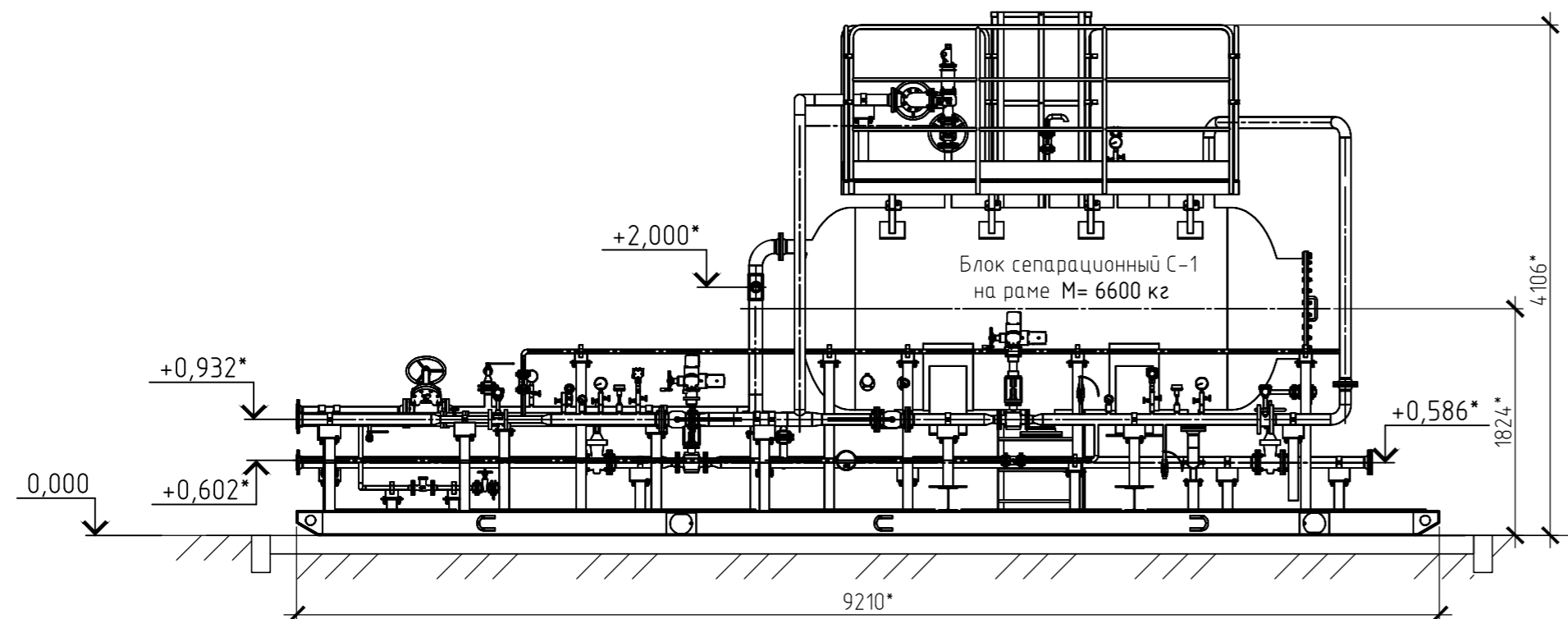
Обозначение	Наименование	Примечание
Оп-1	Технологическая опора	
С-1	Стойка для крепления воздушника	
ЕД-1	Емкость подземная дренажная	
ЗКЛ	Задвижка клиновья фланцевая с ручным приводом	
ОГ-1	Огнепреградитель	
БРС	Быстроразъемное соединение	
LSA	Сигнализатор уровня	
←	Направление потока	

178П-21-ИОС7-01.ГЧ					
Обустройство Верх-Сыпанского н.м. Куст №1 и ПНН					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Сидорова			<i>[Signature]</i>	04.22
Проверил	Попов			<i>[Signature]</i>	04.22
Подраздел 7 "Технологические решения"					
Часть 1 "Технология производства".					
Емкость подземная ЕД-1.					
План площадки на отм. 0.000.Масштаб 1:50					
Н.контр.	Зыков			<i>[Signature]</i>	04.22
ГИП	Соколовский			<i>[Signature]</i>	04.22
				Стадия	Лист
				П	7
				ООО "СНГПК"	

План площадки на отм. 0.000  
Масштаб 1:50



1-1(1:50)



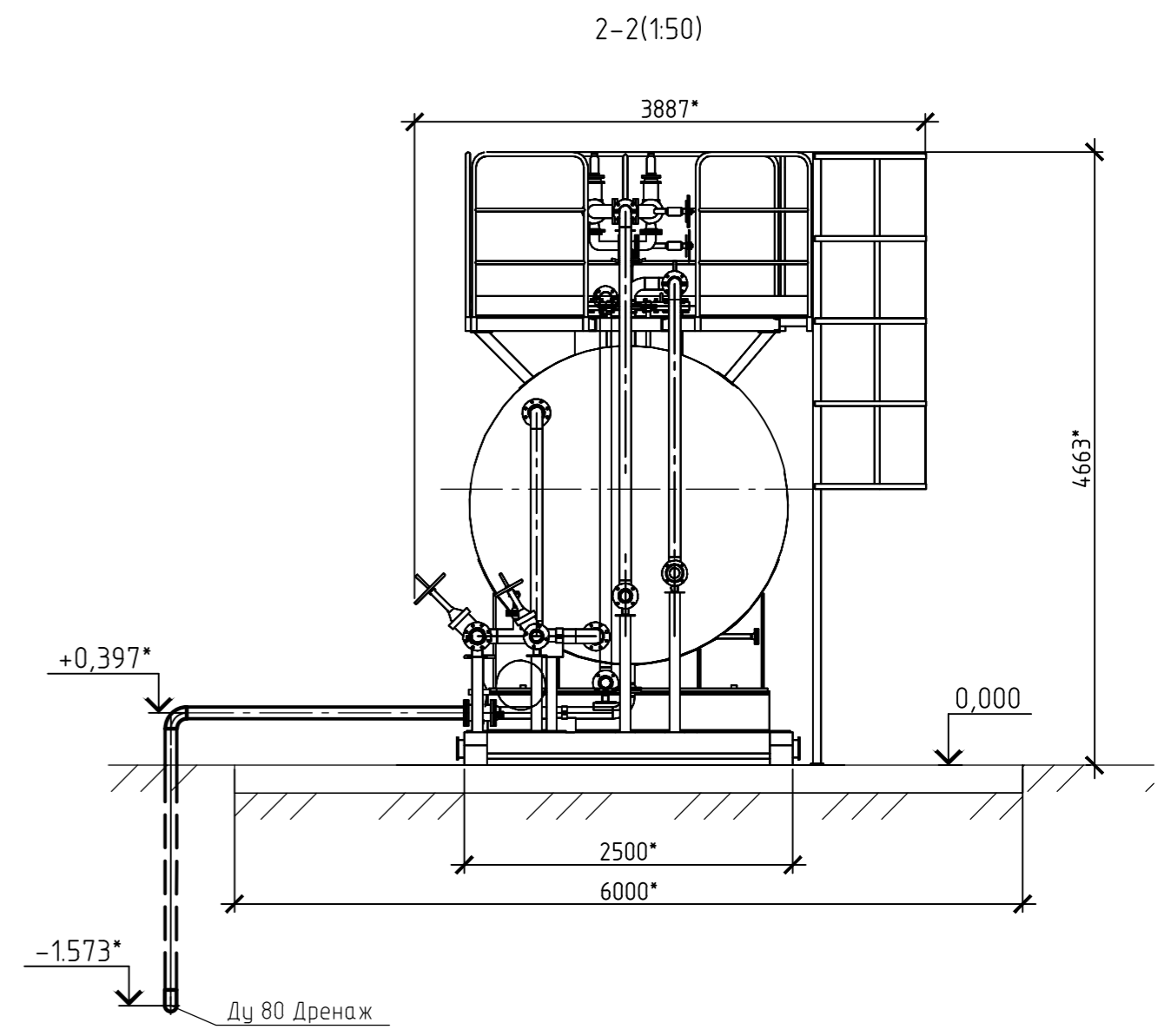
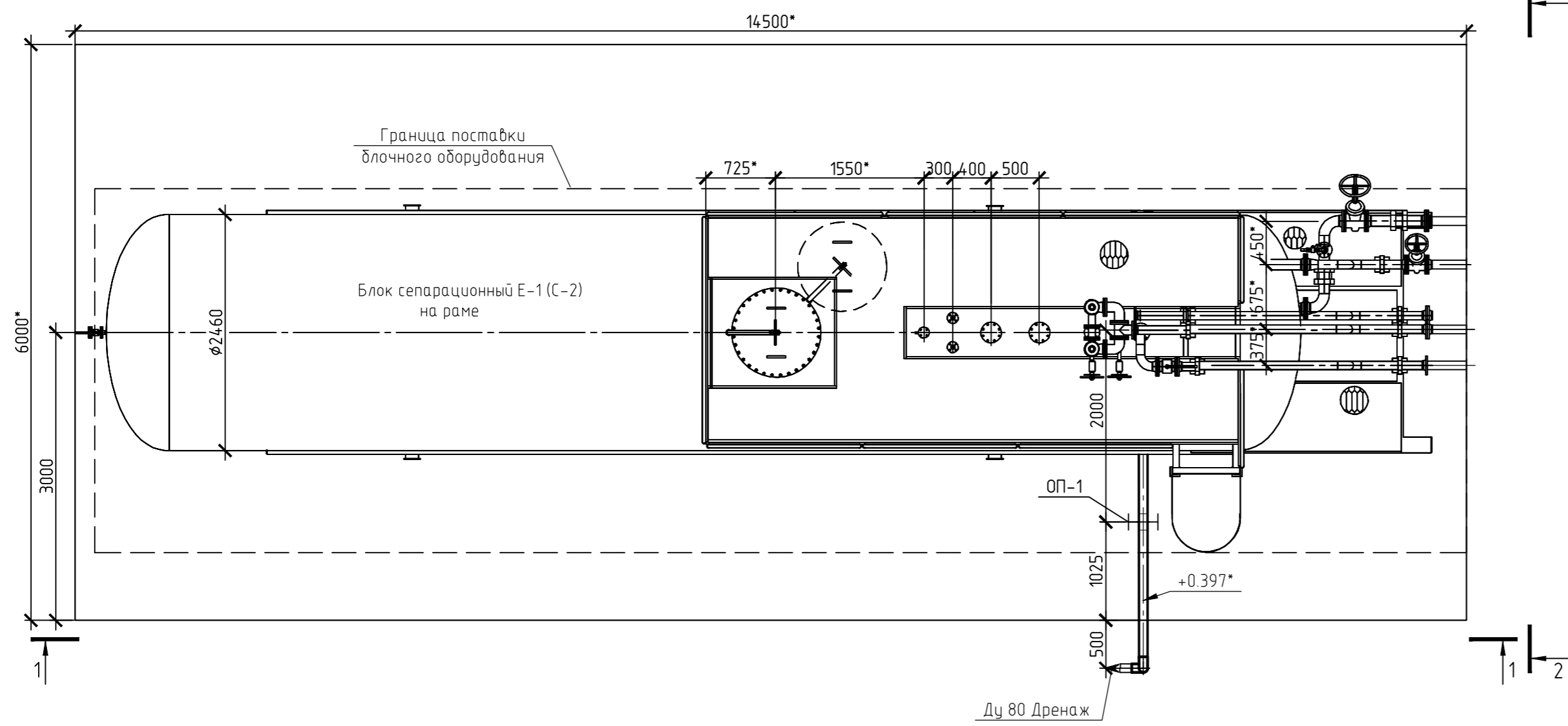
1. \* - Размеры для справок.
2. За относительную отметку 0.000 принята отметка верха площадки соответствующая абсолютной отметке см. марку ПЗУ.
3. Класс, категория, группа по взрывопожарной и пожарной опасности: Ан IIА-ТЗ<sup>2</sup> 1б.
4. Оборудования с трубной обвязкой, опорными конструкциями и площадками обслуживания поставляются комплектно по опросным листам.

					178П-21-ИОС7-01.ГЧ				
					Обустройство Верх-Сыпанского н.м. Куст №1 и ПНН				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Подраздел 7 "Технологические решения". Часть 1 "Технология производства".	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Сидорова			04.22		П	8	
Проверил		Попов			04.22				
Н.контр.		Зыков			04.22	Блок сепарационный С-1 на раме.	ООО "СНГПК"		
ГИП		Соколовский			04.22	План площадки на отм. 0.000. Масштаб 1:50			

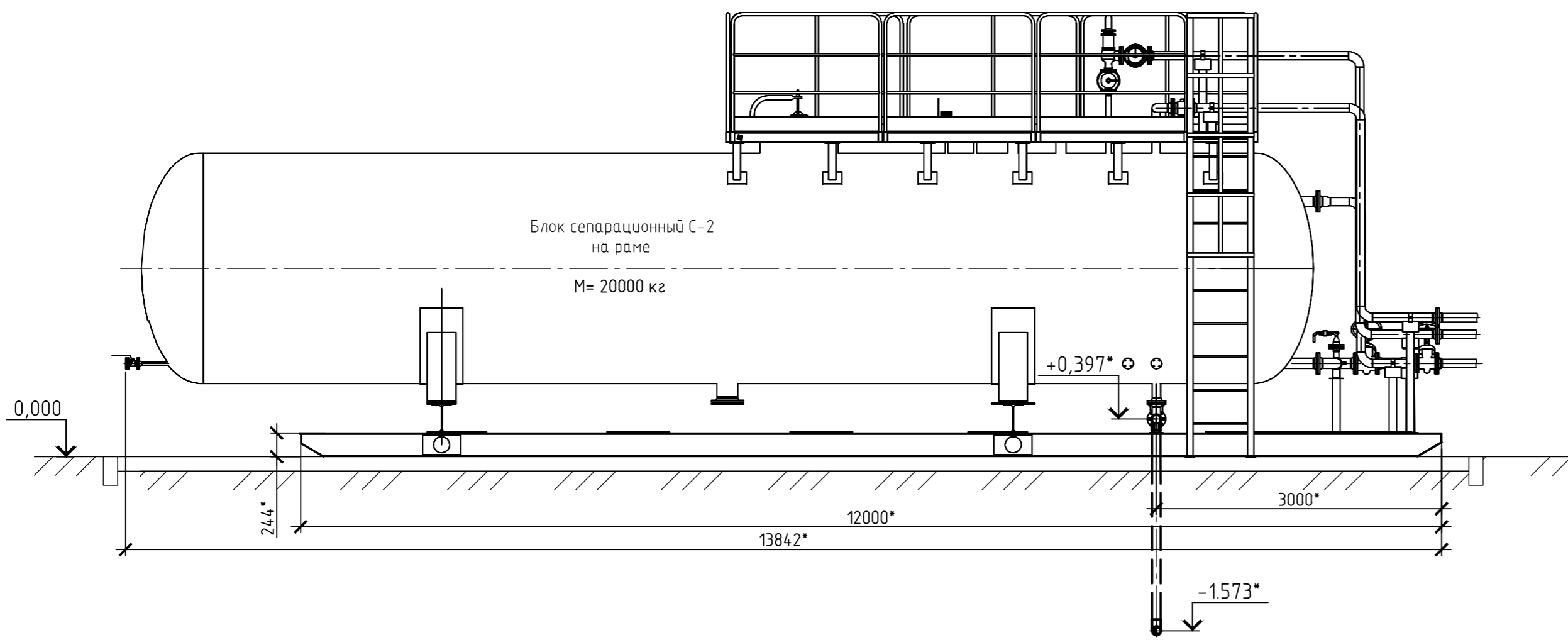
Согласовано  
 Взам. инв. №  
 Подп. и дата  
 Инв. № подл.



План площадки на отм. 0.000  
Масштаб 1:50



1-1(1:50)



- \* - Размеры для справок.
- За относительную отметку 0.000 принята отметка верха площадки соответствующая абсолютной отметке см. марку ПЗУ.
- Класс, категория, группа по взрывопожарной и пожарной опасности: А<sub>н</sub> 2(В-1z) ПД-ТЭ 1б.
- Оборудования с трубной обвязкой, опорными конструкциями и площадками обслуживания поставляются комплектно по опросным листам.

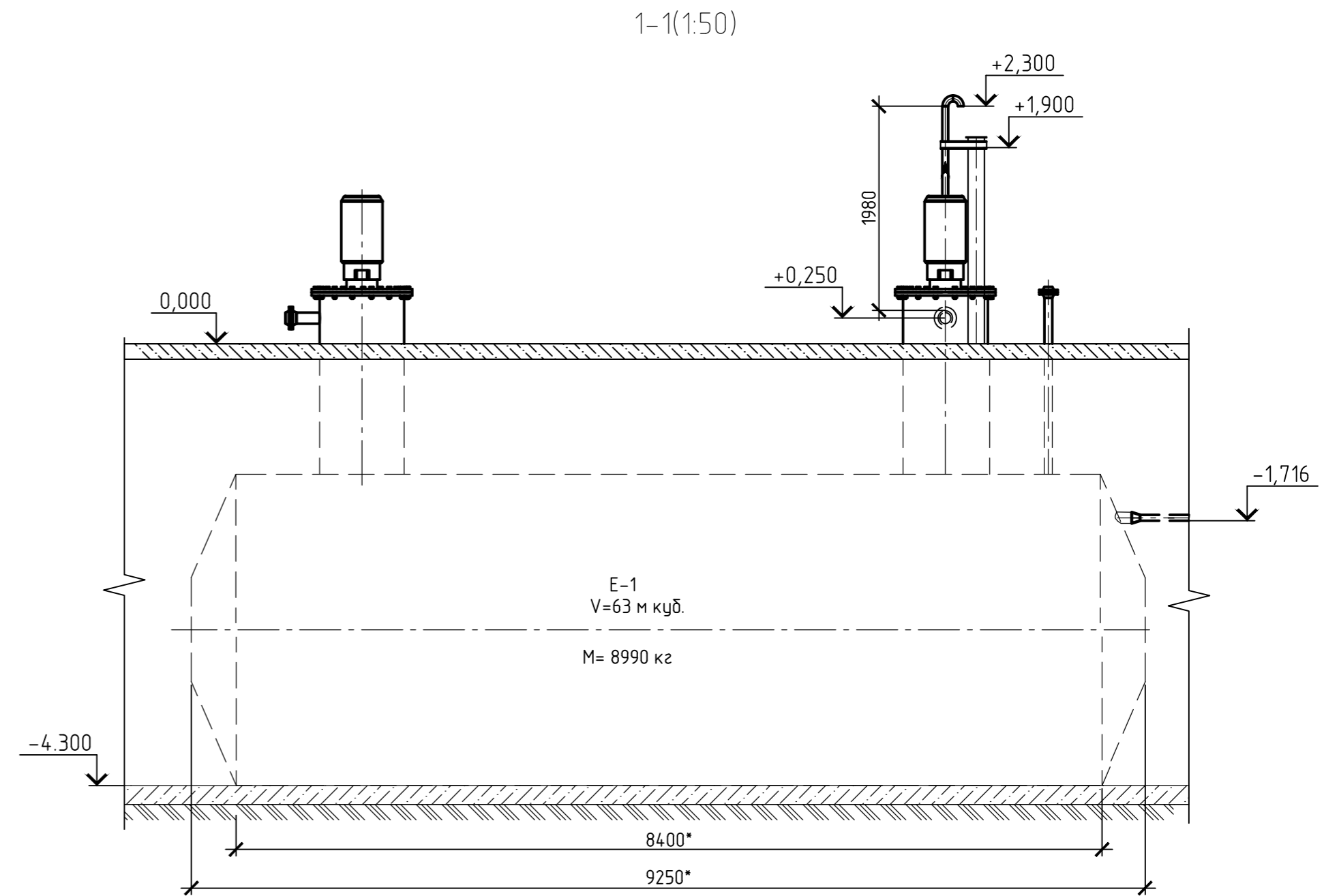
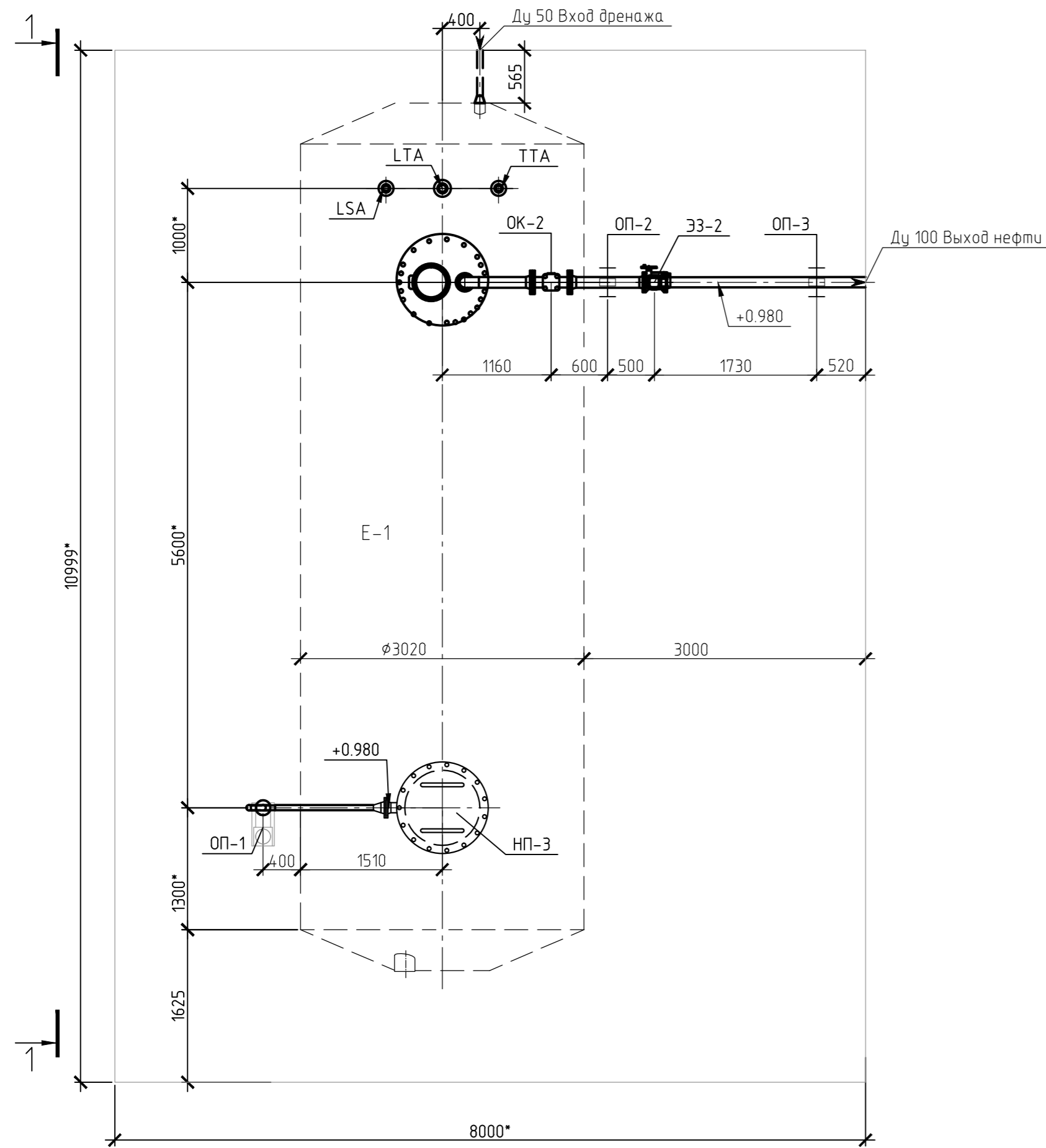
Согласовано  
 Подп. и дата  
 Взам. инв. №  
 Инв. № подл.

Условные обозначения

Обозначение	Наименование	Примечание
ОП-1	Технологическая опора	
С-2	Блок сепарационный С-2 на раме	
←	Направление потока	

178П-21-ИОС7-01.ГЧ									
Обустройство Верх-Сыганского н.м. Куст №1 и ПНН									
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Подраздел 7 "Технологические решения". Часть 1 "Технология производства".	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Сидорова	04.22			04.22		П	9	
Проверил	Попов								
Н.контр.	Зыков	04.22			04.22	Блок сепарационный Е-1(С-2) на раме. План площадки на отм. 0.000. Масштаб 1:50	ООО "СНГПК"		
ГИП	Соколовский	04.22			04.22				

План площадки на отм. 0.000. Масштаб 1:50



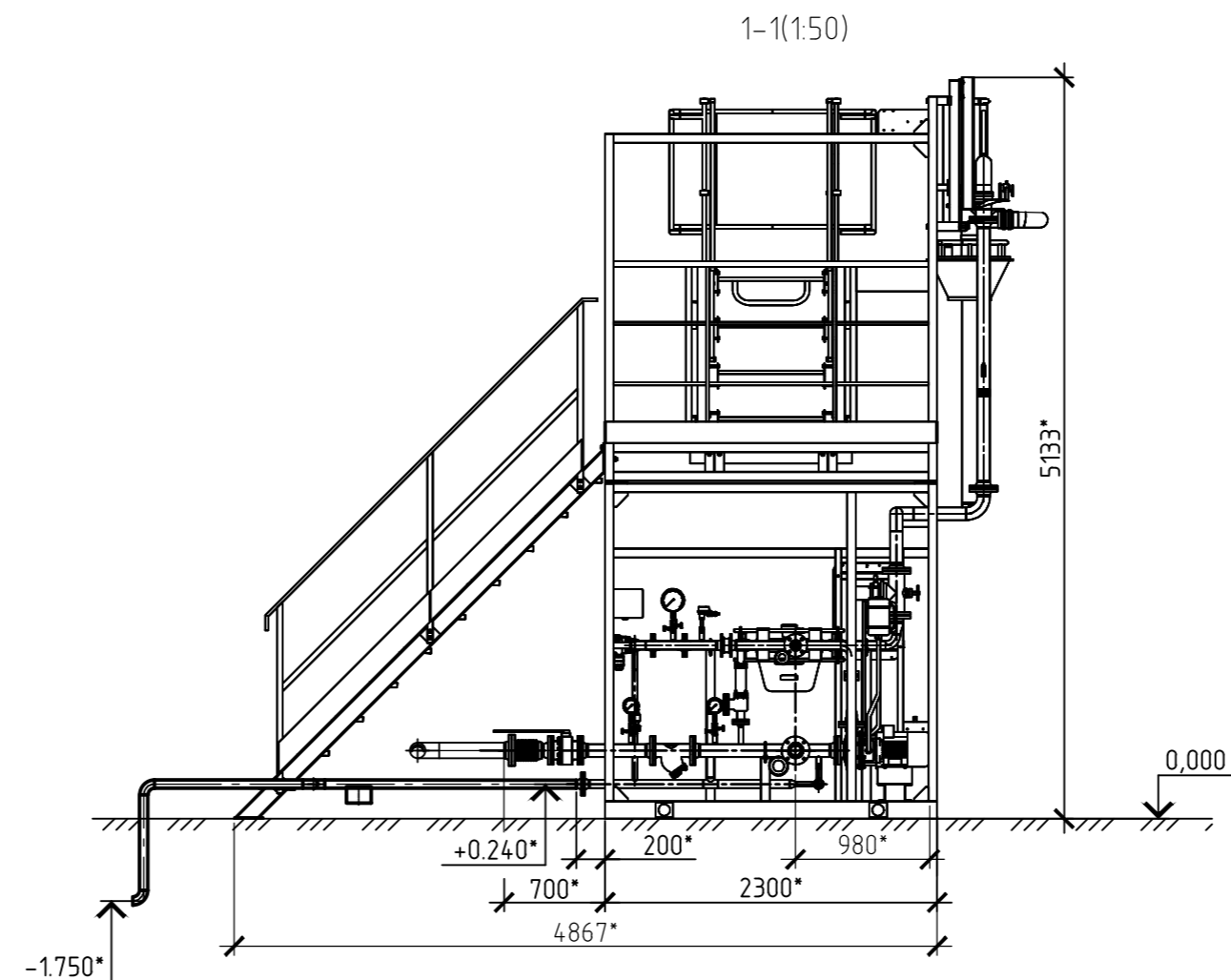
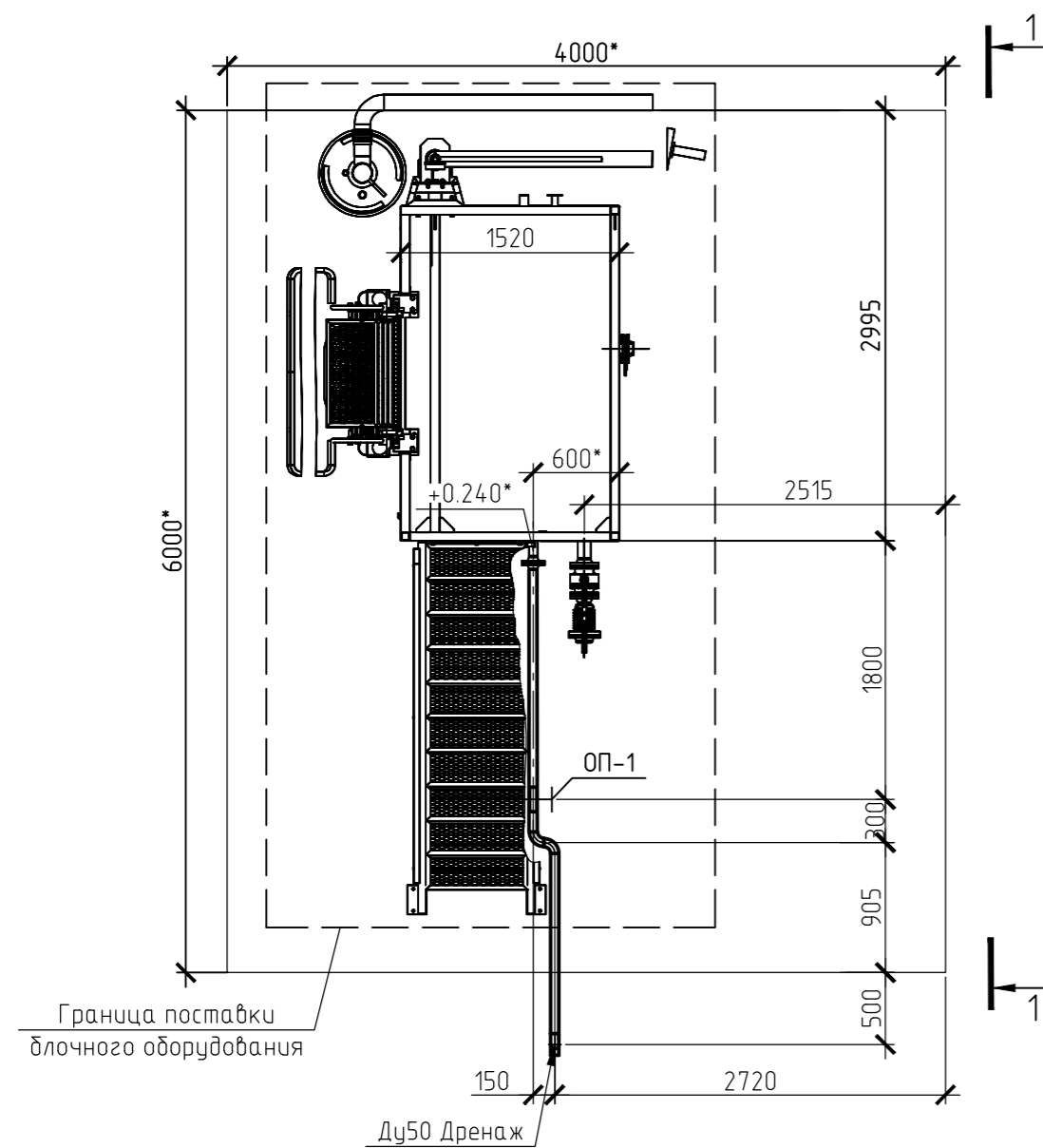
1. За относительную отметку 0.000 принята отметка верха площадки, соответствующая абсолютной отметке, см. марку ГП.
2. Основание площадки, фундамент и конструкции стоек показаны условно, см. марку АС.
3. Средства контроля и автоматизации см. марку АК.
4. Класс, категория, группа по взрывопожарной и пожарной опасности:  $2(B-1g)$  АН ПА-ТЗ 1б.
5. \* - размеры для справок
6. г.п. - граница проектирования.

Условные обозначения

Обозначение	Наименование	Примечание
ОП-1	Технологическая опора	
С-1	Стойка для крепления воздушника	
Е-1	Емкость подземная дренажная	
ЗКЛ	Задвижка клиновидная фланцевая с ручным приводом	
ОК	Клапан обратный фланцевого исполнения	
LTA	Уровнемер	
←	Направление потока	

178П-21-ИОС7-01.ГЧ					
Обустройство Верх-Сыпанского н.м. Куст №1 и ПНН					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подр.	Дата
Разраб.	Сидорова				04.22
Проверил	Попов				04.22
Подраздел 7 "Технологические решения". Часть 1 "Технология производства".					
Емкость подземная Е-1.				Стадия	Лист
План площадки на отм. 0.000. Масштаб 1:50				П	10
Н.контр. Зыков				ООО "СНГПК"	
ГИП Соколовский					

План площадки . Масштаб 1:50

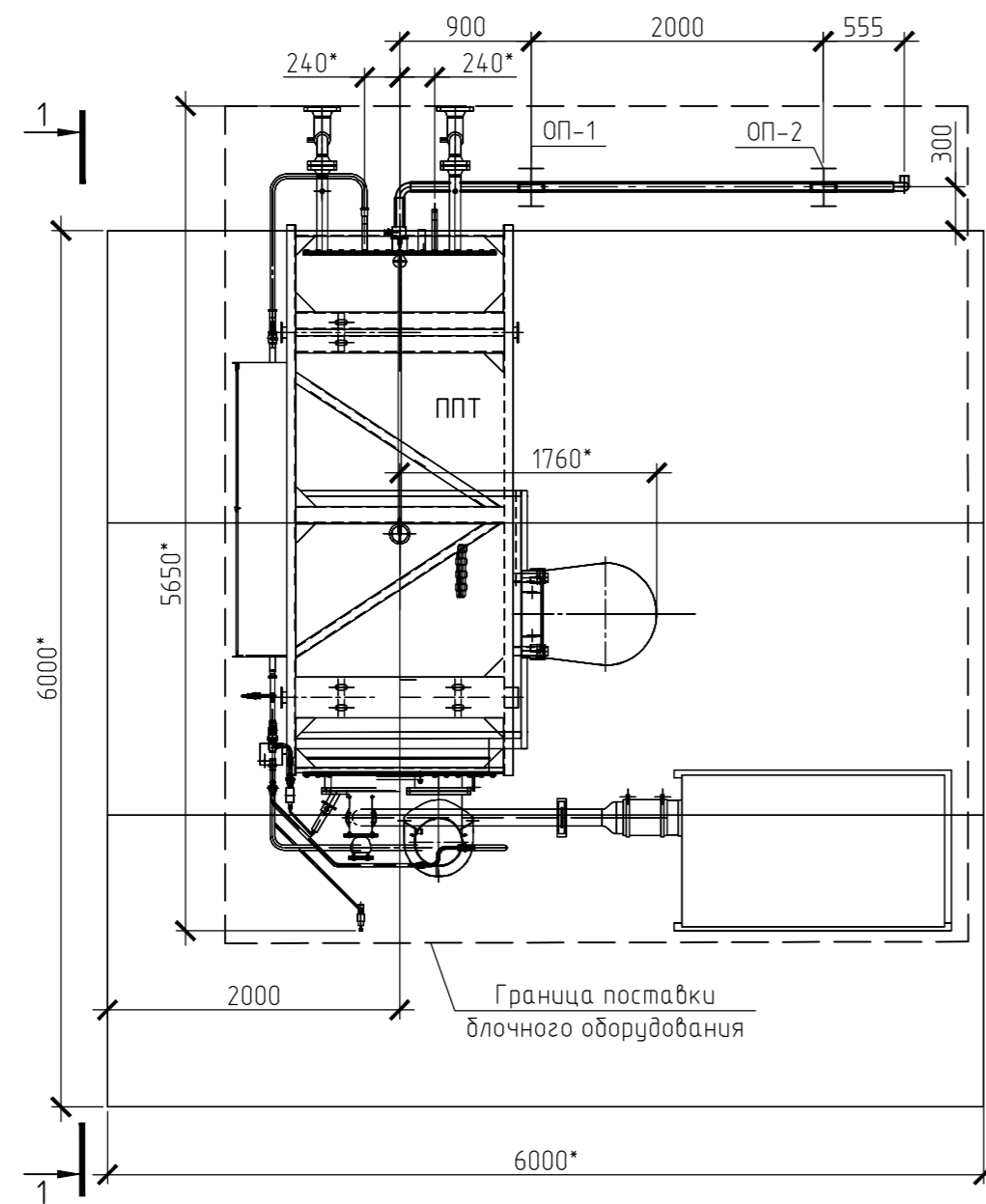


1. \* - Размеры для справок.
2. За относительную отметку 0.000 принята отметка верха площадки соответствующая абсолютной отметке см. марку ПЗУ.
3. Класс, категория, группа по взрывопожарной и пожарной опасности: Ан  $\frac{2(B-1z)}{IIA-T3}$  1б.
4. Оборудования с трубной обвязкой, опорными конструкциями и площадками обслуживания поставляются комплектно по опросным листам.

Согласовано					
Инф. № подл.	Подп. и дата	Взам. инб. №			

178П-21-ИОС7-01.ГЧ					
Обустройство Верх-Сыпанского н.м. Куст №1 и ПНН					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подр.	Дата
Разраб.		Сидорова		<i>[Signature]</i>	04.22
Проверил		Попов		<i>[Signature]</i>	04.22
Н.контр.		Зыков		<i>[Signature]</i>	04.22
ГИП		Соколовский		<i>[Signature]</i>	04.22
Подраздел 7 "Технологические решения". Часть 1 "Технология производства".				Стадия	Лист
Блок верхнего налива жидкости. План площадки на отм. 0.000. Масштаб 1:50				П	11
				ООО "СНГПК"	

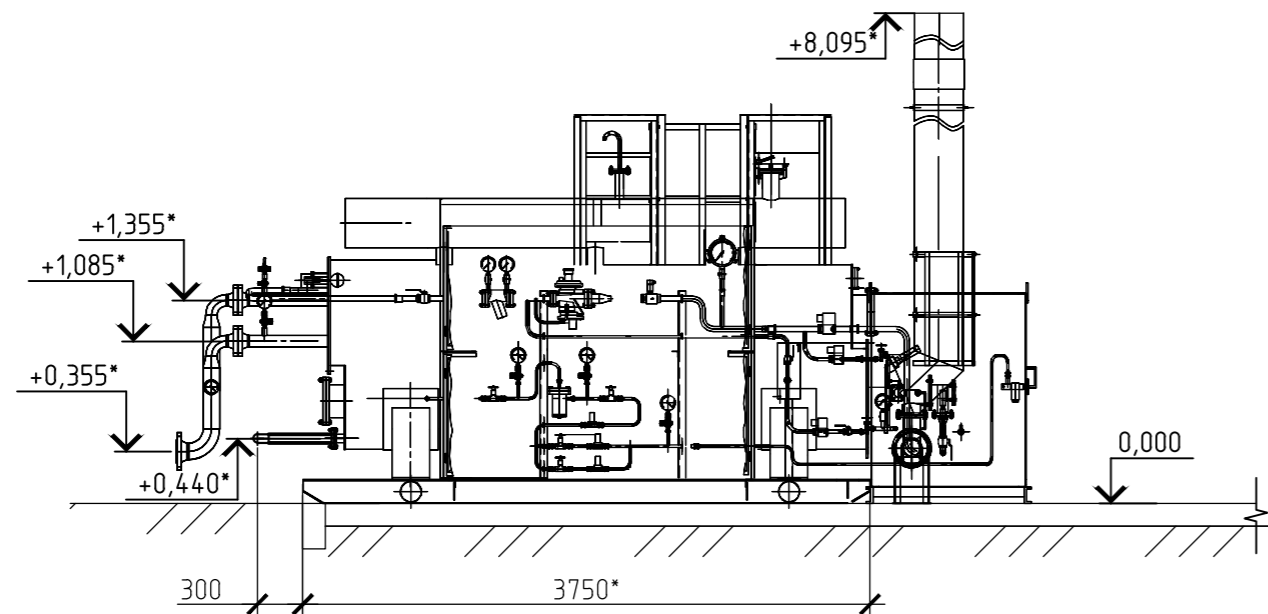
План площадки на отм. 0.000  
Масштаб 1:50



Условные обозначения

Обозначение	Наименование	Примечание
ОП-1	Технологическая опора	
ППТ	Путевой подогреватель	
ЭЗ	Задвижка клинобая фланцевая с электроприводом	
ЭКЛ	Задвижка клинобая фланцевая с ручным приводом	
ОК	Клапан обратный фланцевого исполнения	
ТЕ	Термометр	
	Направление потока	

1-1(1:50)

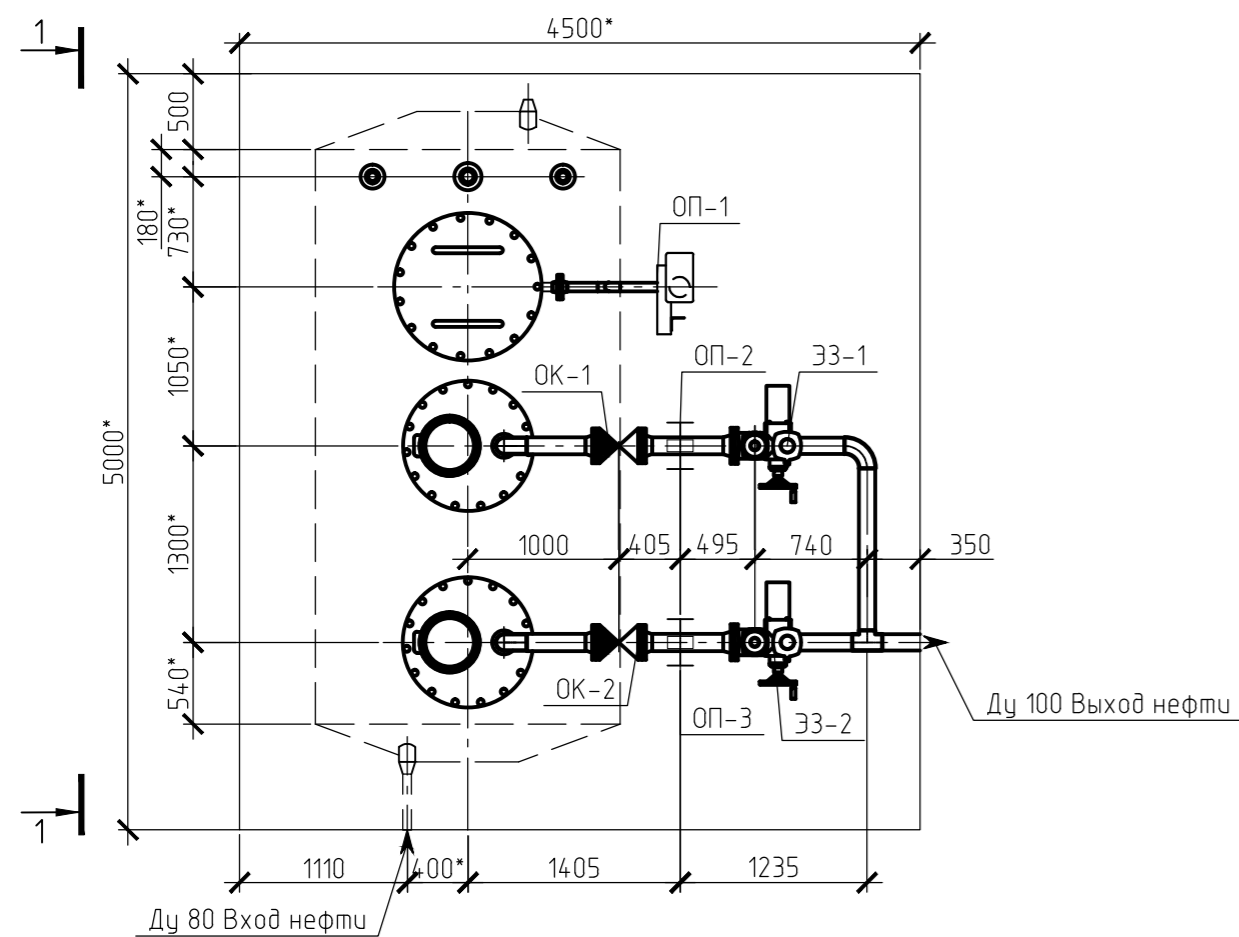


- За относительную отметку 0.000 принята отметка верха площадки, соответствующая абсолютной отметке, см. марку ГП.
- Основание площадки, фундамент и конструкции стоек показаны условно, см. марку АС.
- Средства контроля и автоматизации см. марку АК.
- Класс, категория, группа по взрывопожарной и пожарной опасности:  $Ан \frac{2(B-1z)}{IIA-T3}$ .
- \* - размеры для справок
- г.п. - граница проектирования.

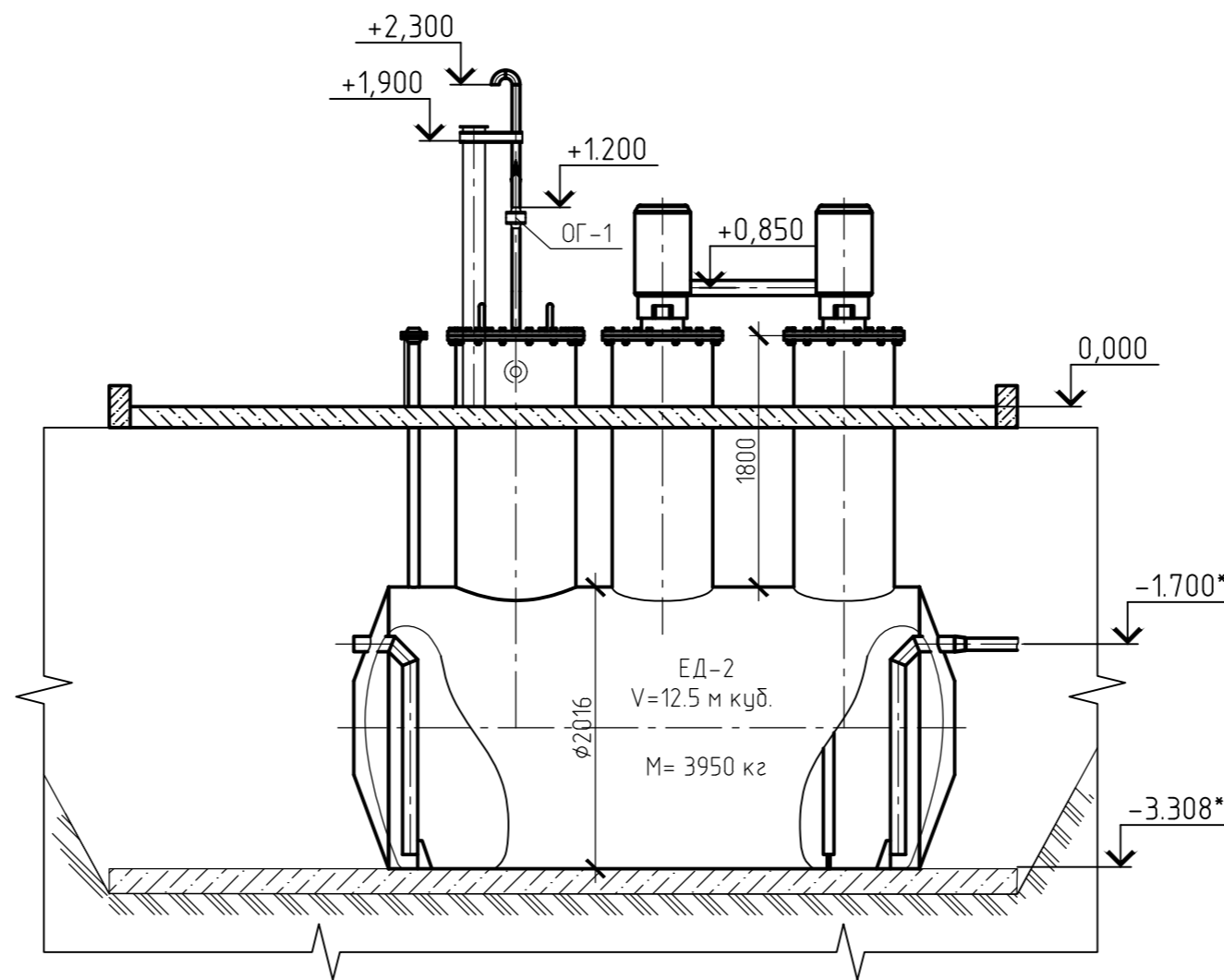
178П-21-ИОС7-01.ГЧ					
Обустройство Верх-Сыганского н.м. Куст №1 и ПНН					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Сидорова			04.22
Проверил		Попов			04.22
Подраздел 7 "Технологические решения". Часть 1 "Технология производства".					
				Стадия	Лист
				П	12
Площадка путевого подогревателя ППТ. План площадки на отм. 0.000. Масштаб 1:50					
Н.контр.		Зыков			04.22
ГИП		Соколовский			04.22
ООО "СНГПК"					

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

План площадки на отм. 0.000. Масштаб 1:50



1-1(1:50)



Условные обозначения

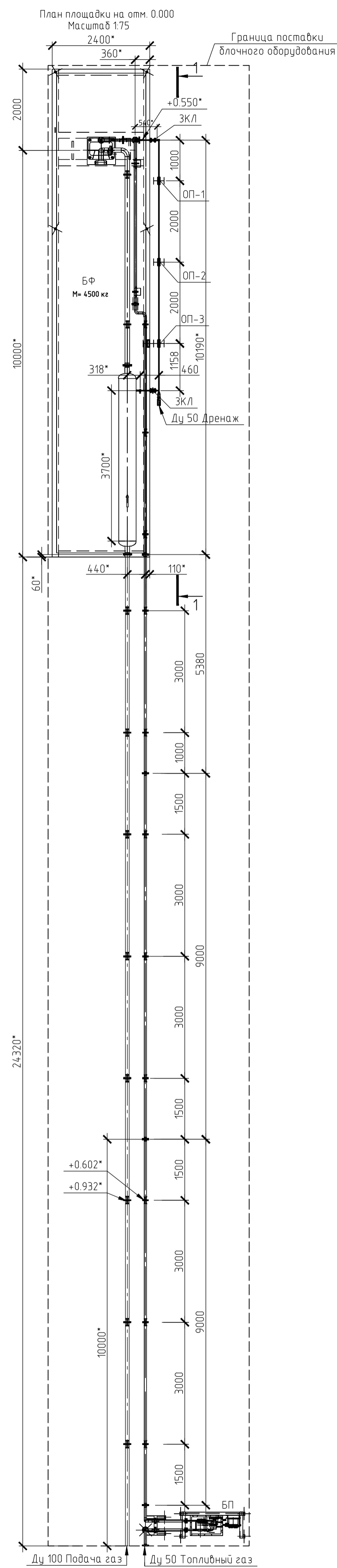
Обозначение	Наименование	Примечание
ОП-1	Технологическая опора	
С-1	Стойка для крепления воздушника	
ЕД-1	Емкость подземная дренажная	
КДМ-1	Клапан дыхательный механический	
ЗКЛ	Задвижка клиновья фланцевая с ручным приводом	
ОК	Клапан обратный фланцевого исполнения	
LTA	Уровнемер	
←	Направление потока	

1. За относительную отметку 0.000 принята отметка верха площадки, соответствующая абсолютной отметке, см. марку ГП.
2. Основание площадки, фундамент и конструкции стоек показаны условно, см. марку АС.
3. Средства контроля и автоматизации см. марку АК.
4. Класс, категория, группа по взрывопожарной и пожарной опасности:  $2(B-1z)_{1б}$ , АН IIA-T3
5. \* - размеры для справок
6. г.п. - граница проектирования.

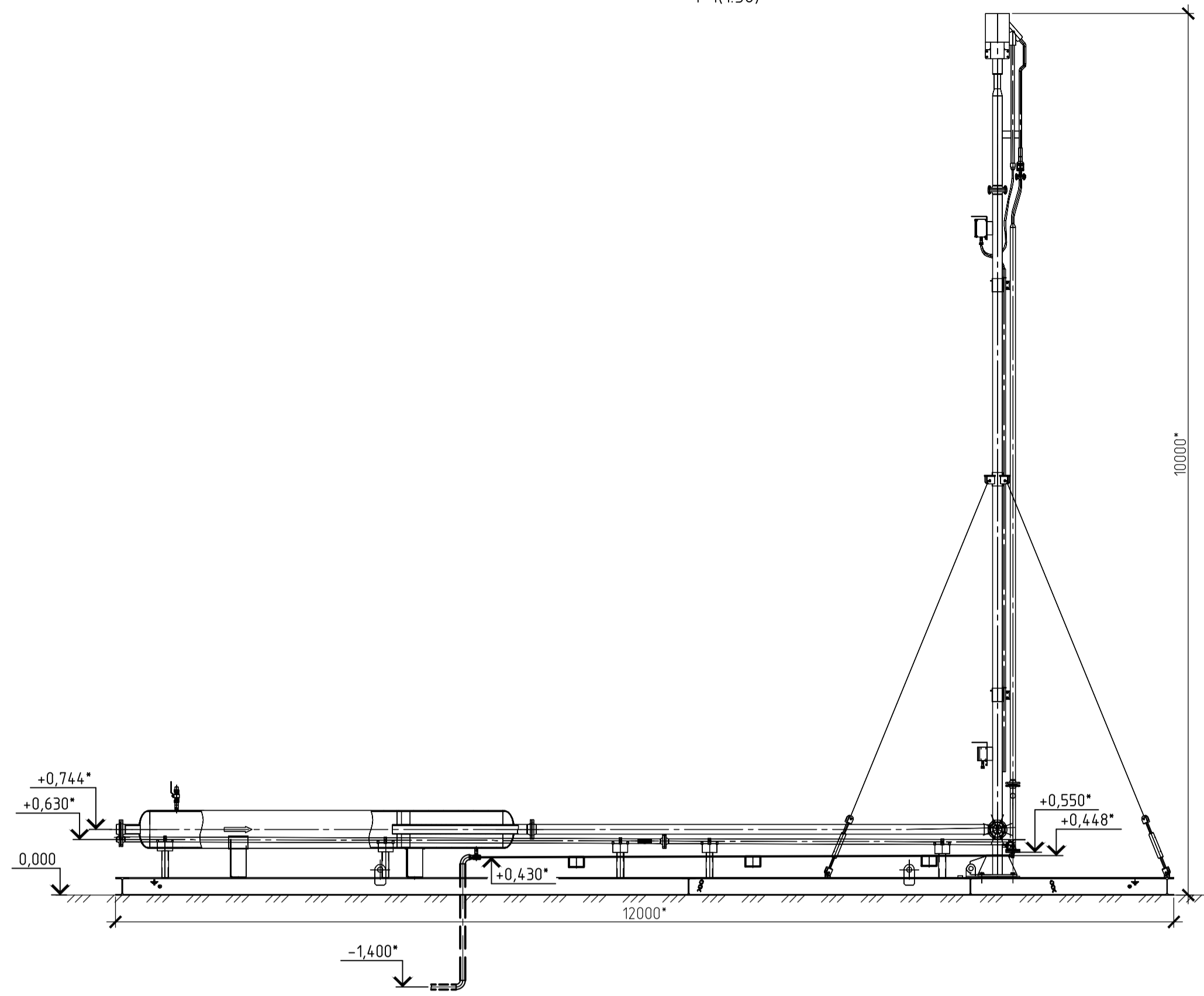
Согласовано

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

178П-21-ИОС7-01.ГЧ					
Обустройство Верх-Сыпанского н.м. Куст №1 и ПНН					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подр.	Дата
Разраб.		Сидорова		<i>[Signature]</i>	04.22
Проверил		Попов		<i>[Signature]</i>	04.22
Н.контр.		Зыков		<i>[Signature]</i>	04.22
ГИП		Соколовский		<i>[Signature]</i>	04.22
				Подраздел 7 "Технологические решения".	Стадия
				Часть 1 "Технология производства".	Лист
				Площадка подземной емкости ЕД-2	Листов
				План площадки на отм. 0.000. Масштаб 1:50	П 13
				ООО "СНГПК"	



1-1(1:50)

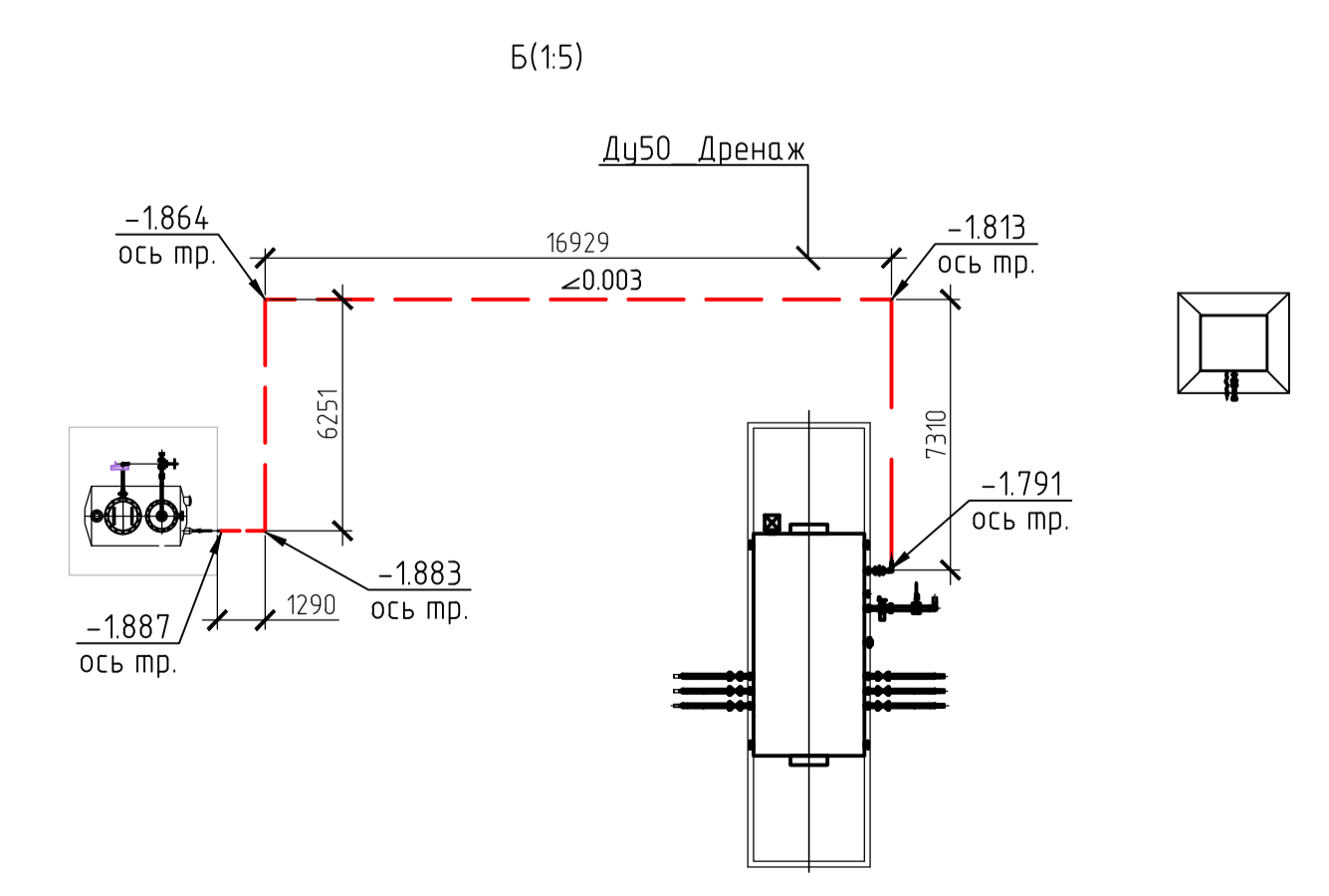
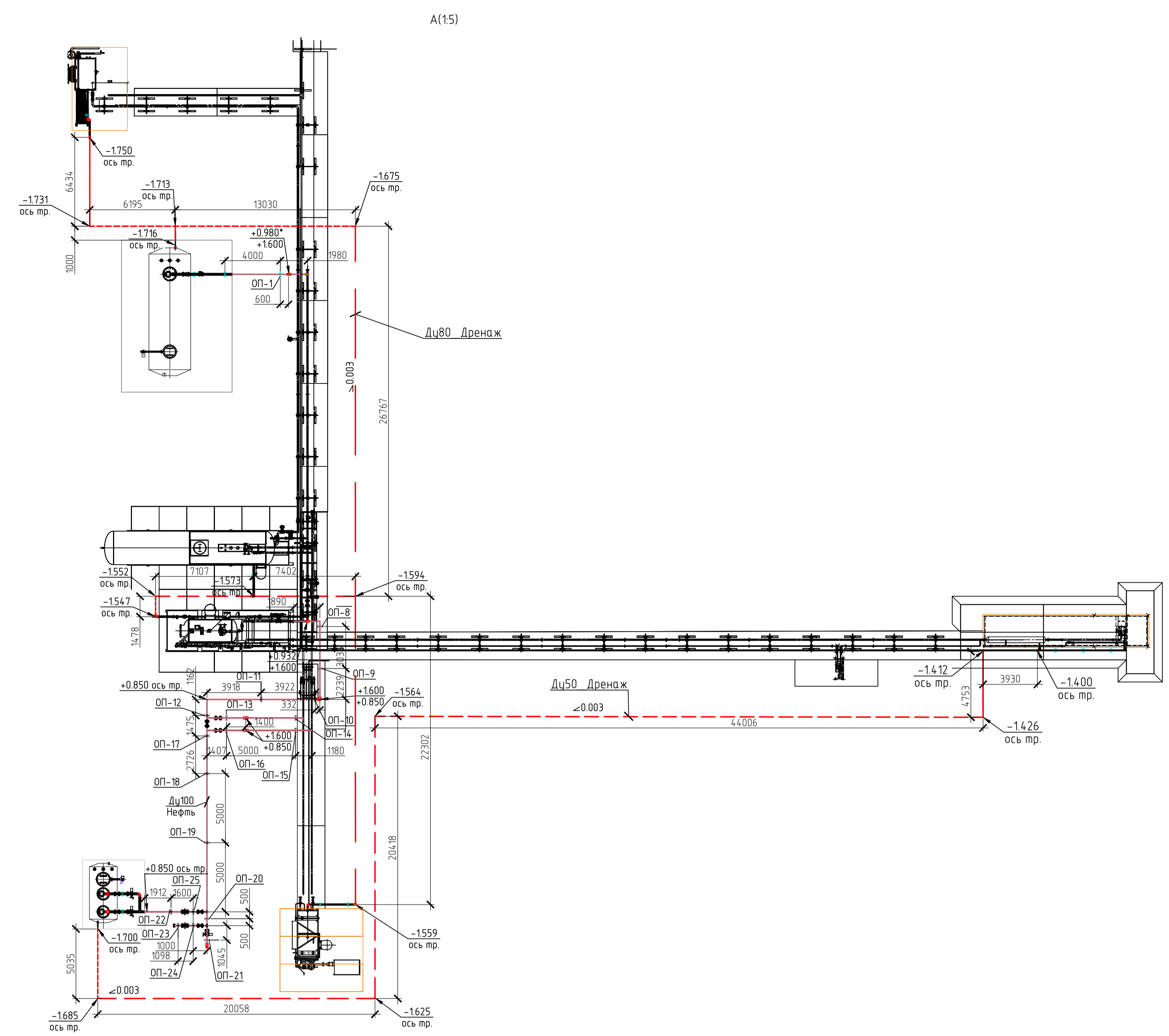
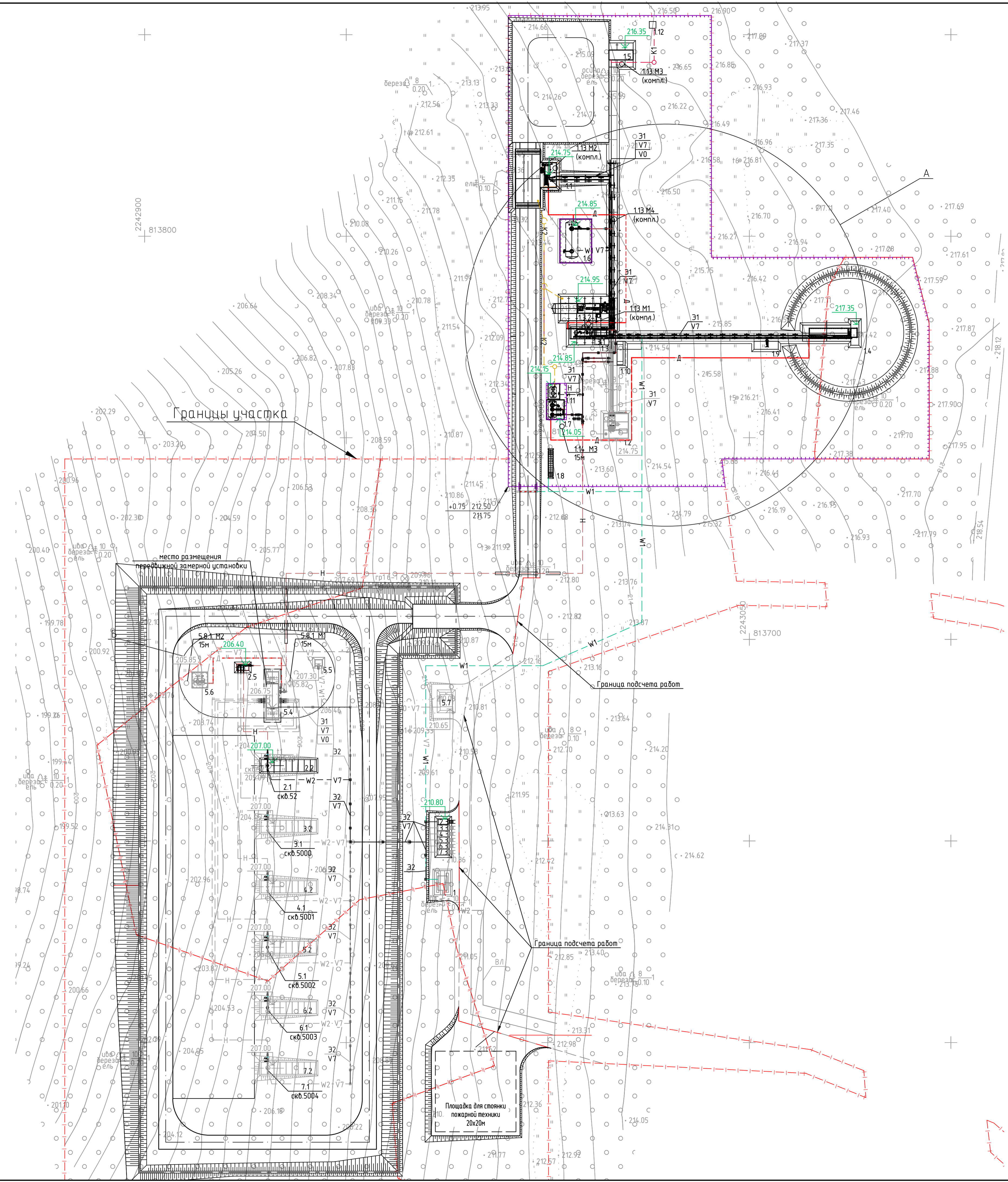


Условные обозначения		
Обозначение	Наименование	Примечание
ОП-1	Технологическая опора	
БФ	Блок факельной установки на раме (с ТР)	
БП	Блок подготовки топливного газа	
ЗКЛ	Задвижка клиновидная фланцевая с ручным приводом	
←	Направление потока	

1. \* - Размеры для справок.
2. За относительную отметку 0.000 принята отметка верха площадки соответствующая абсолютной отметке см. марку ПЗУ.
3. Класс, категория, группа по взрывопожарной и пожарной опасности: АН 2(В-1г)<sub>1</sub>, ПА-ТЗ<sub>1</sub>в.
4. Оборудование с трубной обвязкой, опорными конструкциями и площадками обслуживания поставляется комплектно по опросным листам.

Согласовано			
М.П. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	

178П-21-ИОС7-01.ГЧ					
Обустройство Верх-Сыпанского н.м. Куст №1 и ПНН					
Изм.	Кол. изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Сидорова	04.22			04.22
Проверил	Попов	04.22			04.22
Подраздел 7 "Технологические решения" Часть 1 "Технология производства".					
Блок факельной установки на раме (с ТР) План площадки на отм. 0.000. Масштаб 1:50					
Н.контр.	Зыков	04.22			04.22
ГИП	Соколовский	04.22			04.22
Стация	Лист	Листов			
П	14		ООО "СНГПК"		
Копировал					



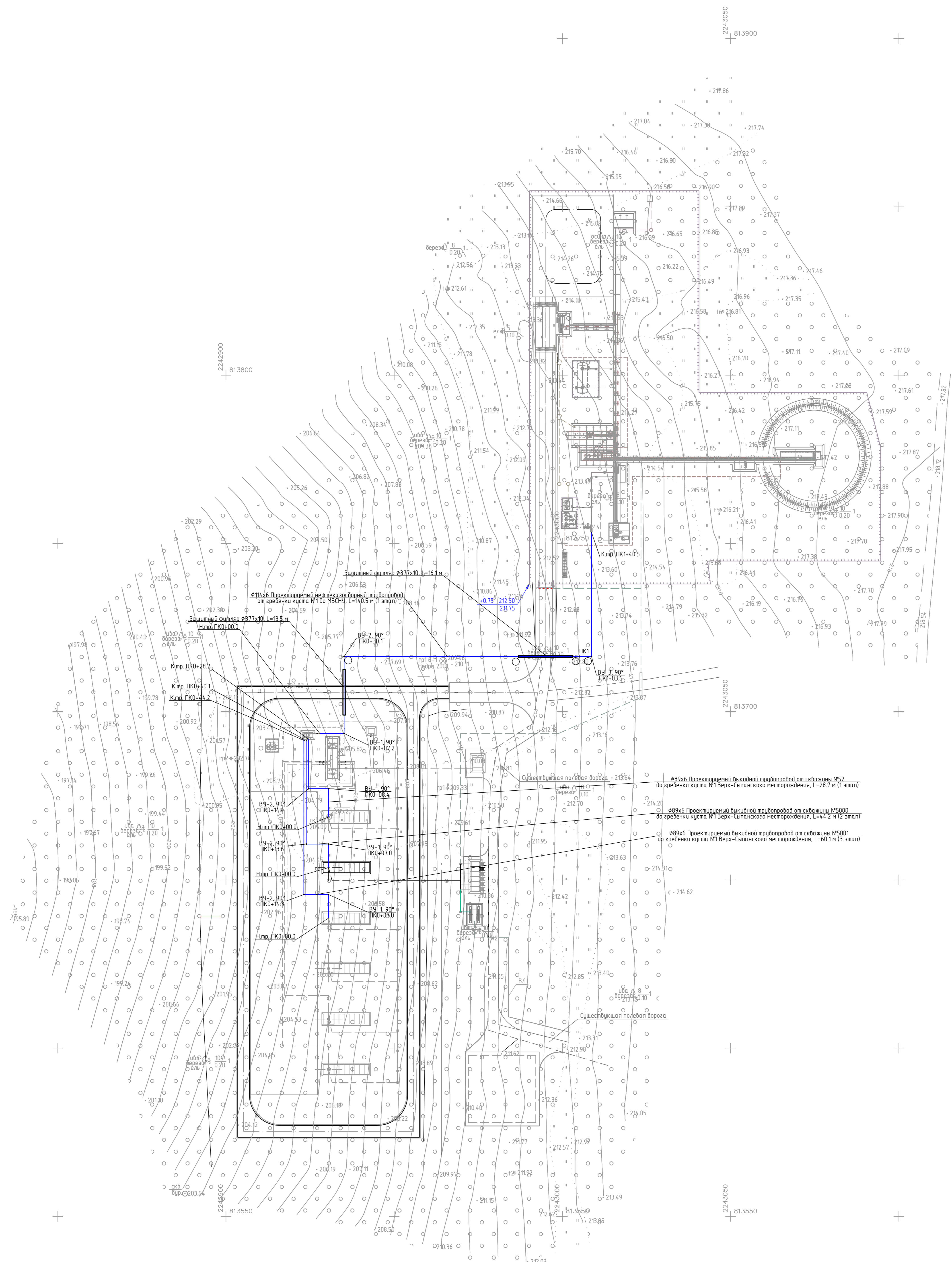
ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ		
Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Существующие сооружения		
1	КТП	
Проектируемые сооружения 1 этапа строительства		
Площадка ПНН		
11	Блок верхнего налива жидкости в а/ч	
13	Технологическая площадка в составе	
13.1	Блок сепарационный С-1 на раме	
13.2	Блок сепарационный Е-1(С-2) на раме	
14	Блок факельной установки на раме (с ТР)	
15	Операторная	
1.6	Дренажная емкость ЕД-1, V=63 м3	
1.7	Дренажная емкость ЕД-2, V=12,5 м3	
1.8	Площадка осмотра абтранспорта	
1.9	Блок подготовки топливного газа	
1.10	СИКГ-ТГ	
1.11	Емкость канализационная ЕК-1, V=5 м3	
1.12	Туалет	
1.13	Молниевод (конпл.)	4 шт.
1.14	Молниевод М3, h=15м	
Куст скважин М1		
2.1	Приступевая площадка эксплуатационной нефтяной скважины (УЗЦН) №52	
2.2	Площадка под передвижной ремонтный агрегат	
2.3	Станция управления	
2.4	Место размещения передвижной замерной установки	
2.5	Гребенка	
Проектируемые сооружения 2 этапа строительства		
3.1	Приступевая площадка эксплуатационной нефтяной скважины (УЗЦН) №5000	
3.2	Площадка под передвижной ремонтный агрегат	
3.3	Станция управления	
Проектируемые сооружения 3 этапа строительства		
4.1	Приступевая площадка эксплуатационной нефтяной скважины (УЗЦН) №5001	
4.2	Площадка под передвижной ремонтный агрегат	
4.3	Станция управления	
Проектируемые сооружения 4 этапа строительства		
5.1	Приступевая площадка эксплуатационной нефтяной скважины (УЗЦН) №5002	
5.2	Площадка под передвижной ремонтный агрегат	
5.3	Станция управления	
5.4	АГЗУ	
5.5	Уд	
5.6	ЕП-1	
5.7	Блок аппаратурный	
5.8.1	Молниевод М1, h=15м	
5.8.2	Молниевод М2, h=15м	
Проектируемые сооружения 5 этапа строительства		
6.1	Приступевая площадка эксплуатационной нефтяной скважины (УЗЦН) №5003	
6.2	Площадка под передвижной ремонтный агрегат	
6.3	Станция управления	
Проектируемые сооружения 6 этапа строительства		
7.1	Приступевая площадка эксплуатационной нефтяной скважины (УЗЦН) №5004	
7.2	Площадка под передвижной ремонтный агрегат	
7.3	Станция управления	
Проектируемые сооружения 7 этапа строительства		
1.2	Площадка питейного подогревателя, ППТ-0.2	

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ		
Обозначение	Наименование	Примечание
—●—●—	Инженерные сети по эстакаде	
— — —	Подземные инженерные сети	
— — — — —	Инженерные сети в футляре	

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ИНЖЕНЕРНЫХ СЕТЕЙ		
Обозначение	Наименование	Примечание
— Н —	Нефть	
— Д —	Дренаж	
— К2 —	Канализация производственно-бытовая самооточная	
— К1 —	Канализация бытовая самооточная	
— ЭЗ/Э1 —	Электрический кабель, прокладываемый по проектируемой эстакаде	
— Э1/Э2 —	Электрический кабель, прокладываемый в траншее	
— В7 —	Сети комплексной автоматизации	
— В0 —	Сети пожарной сигнализации	

178П-21-ИОС7-01ГЧ					
Обустройство Верх-Сыпанского н.м. Куст №1 и ПНН					
Изм.	Км.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Сидорова	04.22			04.22
Провер.	Попов	04.22			04.22
Ползунов			Часть 1 "Технология производства"		
План расположения оборудования и трубопроводов на кусте К-1. Масштаб 1:500			Стандия	Лист	Листов
			п	15	
Нач.пр.	Завод	04.22	ООО "СНГПК"		
Гип.	Соколовский	04.22			

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



N участка	Пикетаж	Узел		Элементы кривой, м						Длина прямой между кривыми, м	Расстояние между кривыми, м	
		улица	набор	R	T	K	Д	Б				
Выходной трубопровод от скважины №52 до гребенки куста №1 Верх-Сыпанского нестационария (1 этап)												
Н.пр.	0	00,0									8,4	8,4
В.п.1	0	08,4	90	00		15,0					5,9	5,9
В.п.2	0	14,4				90	00				14,3	14,3
К.пр.	0	28,7										
Выходной трубопровод от скважины №5000 до гребенки куста №1 Верх-Сыпанского нестационария (2 этап)												
Н.пр.	0	00,0									7,0	7,0
В.п.1	0	07,0	90	00		15,0					6,6	6,6
В.п.2	0	13,6				90	00				30,6	30,6
К.пр.	0	44,2										
Выходной трубопровод от скважины №5001 до гребенки куста №1 Верх-Сыпанского нестационария (3 этап)												
Н.пр.	0	00,0									7,0	7,0
В.п.1	0	07,0	90	00		15,0					7,3	7,3
В.п.2	0	14,3				90	00				45,8	45,8
К.пр.	0	60,1										
Нефасованный трубопровод от гребенки куста №1 до МСЧ №1 (1 этап)												
Н.пр.	0	00,0									7,2	7,2
В.п.1	0	07,2	90	00		15,0					22,9	22,9
В.п.2	0	30,1				90	00				73,5	73,5
В.п.3	1	03,6	90	00		15,0					36,9	36,9
К.пр.	1	40,5										

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

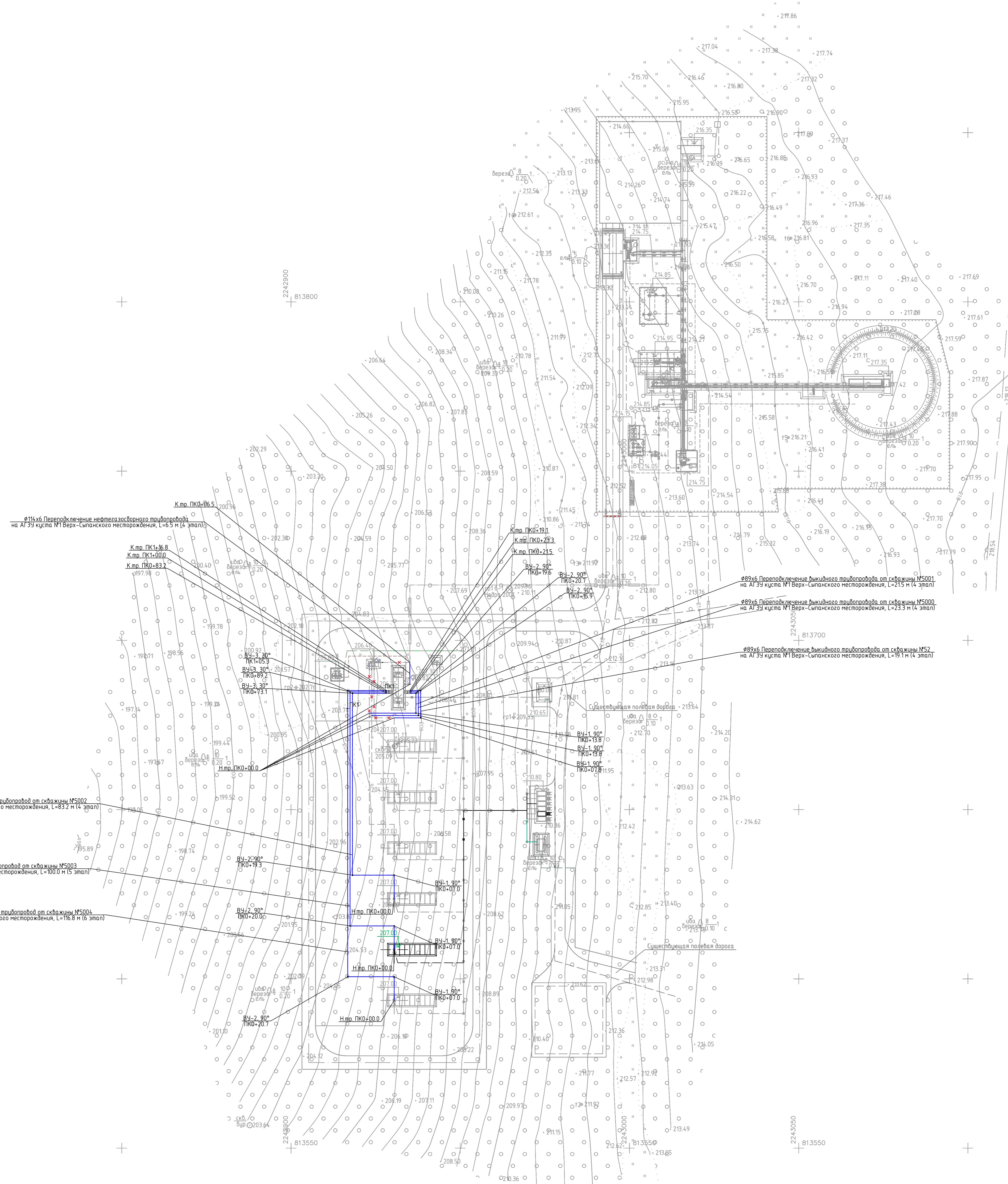
Обозначение	Наименование
○	Знак "Опасный знак"

- 1 Система координат - МСК 63. Система высот - Балтийская.
- 2 Опознавательный знак "Тикетный знак" установить в 1 м от оси трубопровода.
- 3 Трубопроводы уложить в грунт на глубину не менее 0,8 м до верхней образующей трубы.

178П-21-ИОС7-01ГЧ				Обустройство Верх-Сыпанского н.м.		
Куст №1 и ПНН						
Изм.	Имя	Лист	№ док.	Дата	Подраздел	Лист
Разработ	Волова			04.22	Подраздел 7 "Технологические решения"	Лист
Провер	Полов			04.22	Часть 1 "Технология производства"	Лист
Исполн	Знаб			04.22	План трасс проектируемых трубопроводов	Лист
ГИП	Сokolobskiy			04.22	Верх-Сыпанского нестационария (1-3 этап)	Лист

ООО "СНПК" Формат А0





N	Пикетаж	Угол	Угол поворота		Элементы кривой, м						Длина прямой	Расстояние между углами	
			лево	право	R	T	K	Д	Б	ПК			КК
Выкидной трубопровод от скважины N5002 до гребени куста М1 Верх-Сыпанского месторождения (4 этап)													
Н.пр.	0	00.0										7.0	7.0
В.пр.	0	07.0	90	00		15.0						12.3	12.3
В.пр.	0	19.3		90	00	15.0						53.7	53.7
В.пр.	0	73.1		90	00	15.0						10.1	10.1
К.пр.	0	83.2											
Выкидной трубопровод от скважины N5003 до гребени куста М1 Верх-Сыпанского месторождения (4 этап)													
Н.пр.	0	00.0										7.0	7.0
В.пр.	0	07.0	90	00		15.0						13.0	13.0
В.пр.	0	20.0		90	00	15.0						69.1	69.1
В.пр.	0	89.2		90	00	15.0						10.8	10.8
К.пр.	1	00.0											
Выкидной трубопровод от скважины N5004 до гребени куста М1 Верх-Сыпанского месторождения (4 этап)													
Н.пр.	0	00.0										7.0	7.0
В.пр.	0	07.0	90	00		15.0						13.7	13.7
В.пр.	0	20.7		90	00	15.0						84.5	84.5
В.пр.	1	05.3		90	00	15.0						11.5	11.5
К.пр.	1	00.0											
Перегородочные выкидного трубопровода от скважины N5001 на АГЗУ куста М1 Верх-Сыпанского месторождения, L=215 м (4 этап)													
Н.пр.	0	00.0										13.8	13.8
В.пр.	0	13.8	90	00		15.0						5.9	5.9
В.пр.	0	19.6	90	00		15.0						1.8	1.8
К.пр.	0	21.5											
Перегородочные выкидного трубопровода от скважины N5000 на АГЗУ куста М1 Верх-Сыпанского месторождения, L=215 м (4 этап)													
Н.пр.	0	00.0										13.8	13.8
В.пр.	0	13.8	90	00		15.0						7.0	7.0
В.пр.	0	20.7	90	00		15.0						2.5	2.5
К.пр.	0	23.3											
Перегородочные выкидного трубопровода от скважины N52 на АГЗУ куста М1 Верх-Сыпанского месторождения, L=191 м (4 этап)													
Н.пр.	0	00.0										7.8	7.8
В.пр.	0	07.8	90	00		15.0						8.1	8.1
В.пр.	0	15.9	90	00		15.0						3.2	3.2
К.пр.	0	19.1											

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
○	Знак "Опасный знак"

- 1 Система координат - МСК 63 Система высот - Балтийская.
- 2 Опасный знак "Пикетный знак" установить в 1 м от оси трубопровода.
- 3 Трубопроводы уложить в грунт на глубину не менее 0,8 м до верхней образующей трубы.

178П-21-ИОС7-01.ГЧ		Обустройство Верх-Сыпанского н.м.		Куст №1 и ПНН	
Изм.	№	Дата	Исполн.	Лист	Листов
Разр.	Волова	04.22	И.И.	1	1
Провер.	Полов	04.22	И.И.		
Часть 1 "Технология производства"			0		
План трасс проектных трубопроводов					
Исполн.	Знак	04.22	И.И.	000 "СНГПК"	
Гип	Сколовский	04.22	И.И.	Верх-Сыпанского месторождения (4-6 этап)	