



**ПРОЕКТ  
ИНЖИНИРИНГ  
НЕФТЬ**

**Общество с ограниченной  
ответственностью  
«ПроектИнжинирингНефть»**

**Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-АИК»**

**«Обустройство куста скважин №12 на Тевлинско-Русскином  
месторождении в пределах Когалымского участка недр»**

## **ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 6. Технологические решения**

**Часть 1. Технология производства**

**6/23-П-ТР1**

**2023**



**ПРОЕКТ  
ИНЖИНИРИНГ  
НЕФТЬ**

**Общество с ограниченной  
ответственностью  
«ПроектИнжинирингНефть»**

**Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-АИК»**

**«Обустройство куста скважин №12 на Тевлинско-Русскином  
месторождении в пределах Когалымского участка недр»**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 6. Технологические решения**

**Часть 1. Технология производства**

**6/23-П-ТР1**

**Главный инженер**

**Главный инженер проекта**



**Г.П. Бессолов**

**Д.А. Горбачев**

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

**2023**

Обозначение	Наименование	Примечание
6/23-П-ТР1-С	Содержание тома 6.1	1 лист
6/23-П-ТР1-ТЧ	Текстовая часть	50 листов
6/23-П-ТР1-ГЧ, лист 1	Схема технологическая принципиальная	1 лист
6/23-П-ТР1-ГЧ, лист 2	План (1:300)	1 лист
6/23-П-ТР1-ГЧ, лист 3	Узел 1,2,3 (1:50). Разрезы 1-1,2-2,3-3 (1:50)	1 лист
		Всего 56 листов

Согласовано			

Ивл. № подл.	Взам. инв. №
	Подпись и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	6/23-П-ТР1-С			
Разраб.		Казанцева			30.10.23	<b>Содержание тома 6.1</b>	Стадия	Лист	Листов
							П		1
Н.контр.		Карташян			30.10.23		ООО «ПроектИнжинирингНефть»		
ГИП		Горбачев			30.10.23				

## Содержание

Перечень сокращений и обозначений .....	3
1 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции.....	4
1.1 Описание технологической схемы .....	5
2 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд.....	8
2.1 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов .....	9
3 Описание источников поступления сырья и материалов .....	10
4 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции...	13
5 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования .....	14
5.1 Технологические сооружения и оборудование .....	14
5.2 Обустройство устья скважин .....	15
5.3 Установка измерительная.....	15
5.4 Водораспределительный пункт .....	18
5.5 Емкость дренажная .....	18
5.6 Выбор труб, соединительных деталей и арматуры .....	19
5.7 Прокладка трубопроводов.....	22
5.8 Трубопроводная арматура.....	24
5.9 Расчет трубопровода на прочность .....	25
5.10 Контроль качества соединений стальных трубопроводов .....	28
5.11 Испытания трубопроводов .....	29
5.12 Антикоррозионная и тепловая изоляция трубопроводов .....	31
6 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов.....	33
7 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах .....	34
8 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности, перечень всех организуемых постоянных рабочих мест отдельно по каждому зданию, строению и сооружению, а также решения по организации бытового обслуживания персонала.....	38

Согласовано


Взам. и	
Подпись и дата	

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

**6/23-П-ТР1-ТЧ**

**Текстовая часть**

Стадия	Лист	Листов
П	1	50
ООО «ПроектИнжинирингНефть»		

9	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства (кроме жилых зданий), и решений, направленных на обеспечение соблюдения нормативов допустимых уровней воздействия шума и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах и в общественных зданиях .....	40
9.1	Перечень мероприятий, направленных на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды и трудового процесса на состояние здоровья работника .....	41
10	Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе	43
11	Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники (по отдельным цехам, производственным сооружениям).	44
12	Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду .....	45
13	Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов .....	46
13.1	Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов .....	46
13.2	Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов .....	46
14	Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов .....	47
14.1	Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона "О транспортной безопасности" ..	47
	Ссылочные нормативные документы .....	48

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>	Лист
										2
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

## Перечень сокращений и обозначений

В настоящем разделе проектной документации применяют следующие сокращения и обозначения:

АГЗУ	– автоматическая групповая замерная установка
БКНС	– блочная кустовая насосная станция
ВРП	– водораспределительный пункт
ДНС	– дожимная насосная станция
КИПиА	– контрольно-измерительные приборы и автоматика
КТП	– комплектная трансформаторная подстанция
НТД	– нормативно-техническая документация
ПДК	– предельно допустимая концентрация
ППД	– поддержание пластового давления
СИЗ	– средство индивидуальной защиты
СИЗОД	– средство индивидуальной защиты органов дыхания
ОПО	– опасные производственные объекты
УДХ	– установка дозированной подачи химреагента
УЭЦН	– установка электроприводного центробежного насоса
ЦППН	– цех подготовки и перекачки нефти

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					6/23-П-ТР1-ТЧ	Лист
								3
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

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

Настоящий раздел проектной документации разработан с учетом положений п.22 Постановления Правительства Российской Федерации от 27 мая 2022 г. №87 "О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию" в редакции действующей на момент разработки проектной документации.

Объектом проектирования является куст скважин №12 на Тевлинско-Русскинском месторождении в пределах Когалымского лицензионного участка. Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-АИК».

Все скважины, обвязку устьев которых предусматривает настоящий проект обустройства, являются вновь проектируемыми и не находились ранее в эксплуатации. Строительство скважин выполняется по отдельному проекту бурения, решения которого не входят в состав проекта обустройства. Границей начала проектирования настоящей документации являются ответные фланцы фонтанной арматуры скважин.

Проектный фонд скважин 24 шт., в том числе 19 добывающих скважин, 5 нагнетательных скважин с отработкой на нефть.

Способ добычи – механизированный.

Основные проектные показатели:

- добыча жидкости, макс. – 539 т/сут (595 м<sup>3</sup>/сут);
- добыча нефти, макс. – 298 т/сут (357 м<sup>3</sup>/сут);
- добыча воды, макс. – 241 т/сут (238 м<sup>3</sup>/сут).

Газовый фактор – 66 м<sup>3</sup>/т.

Объем закачки ППД, макс. – 674 м<sup>3</sup>/сут.

На кустовой площадке №12 предусмотрено размещение следующего оборудования:

- добывающие скважины (19 скв.);
- нагнетательные скважины с отработкой на нефть (5 скв.);
- измерительная установка «Мера-ММ-40-14-400» (1 шт.);
- измерительная установка «Мера-ММ-40-10-400» (1 шт.);
- водораспределительный пункт (1 шт.);
- дренажная емкость V=12,5м<sup>3</sup> (2 шт.);
- место для подключения мобильной УДХ (1 шт.).

Проектируемые инженерные коммуникации подключаются к действующим инженерным сетям и объектам Когалымского месторождения.

Взам. инв. №		Подпись и дата		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>	Лист
											4

Технологическим процессом предусмотрено:

- механизированный способ добычи продукции с помощью УЭЦН, с расположением станций управления на площадке КТП;
- транспортировка нефтегазовой эмульсии от устьев скважин до измерительных установок АГЗУ-1, АГЗУ-2;
- замер количественных показателей нефтегазовой эмульсии в измерительных установках АГЗУ-1, АГЗУ-2 согласно ГОСТ Р 8.1016-2022;
- транспортировка нефтяной эмульсии от измерительных установок АГЗУ-1, АГЗУ-2 в нефтесборный коллектор;
- закачка химреагента в нефтесборный коллектор после измерительных установок АГЗУ-1, АГЗУ-2;
- сброс продукции скважин из измерительных установок АГЗУ-1, АГЗУ-2 при проведении осмотра, аварийных и ремонтных работ предусмотрен в дренажные емкости ЕД-1, ЕД-2;
- поддержание пластового давления, посредством закачки рабочего агента в пласт через ВРП.

В настоящем томе приведены порядковые номера скважин на кустовой площадке, геологические номера скважин уточняются в процессе разработки месторождения.

Проектом предусматривается поэтапное обустройство кустовой площадки №12, этапность строительства приведена в томе 1.

### 1.1 Описание технологической схемы

Основные технологические решения по кусту скважин №12 приведены на принципиальной технологической схеме (см. 6/23-ТР-ГЧ л.1) в графической части.

На кустовой площадке №12 предусмотрено обустройство 19 добывающих скважины и 5 нагнетательных скважин с отработкой на нефть. Способ эксплуатации добывающих скважин – механизированный с помощью УЭЦН.

Проектируемая трубопроводная обвязка устьев добывающих скважин принята на давление не более 4,0 МПа.

Для герметизации устья скважин, перекрытия или направления продукции в манифольд, а также проведения необходимых технологических операций на устьях добывающих скважин установлена фонтанная арматура.

Сбор продукции добывающих скважин производится на две измерительные установки АГЗУ-1, АГЗУ-2 по подземным выкидным трубопроводам. Величина рабочего давления нефтегазосборного трубопровода в период эксплуатации не превышает 4,0 МПа.

Взам. инв. №								Лист	
	Подпись и дата						5		
Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	6/23-П-ТР1-ТЧ	Лист

Для учета измерения количества жидкости и газа, добываемых из нефтяных скважин куста №12 предусматриваются две измерительные установки типа «Мера-ММ-40-14-400» и «Мера-ММ-40-10-400».

В случае выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений проектом предусмотрено подключение к нефтесборному коллектору мобильной УДХ.

Дальнейший транспорт нефтяной смеси по системе нефтегазосборных сетей осуществляется на ДНС-2 и далее на цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН).

Для аварийного отключения куста скважин от общей нефтегазосборной сети месторождений, предусмотрена запорная арматура с дистанционным и автоматическим управлением по сигналам систем противоаварийной защиты (п. 6.3.7 СП 231.1311500.2015). Арматура расположена в технологических блоках измерительных установок АГЗУ-1,2.

Для интенсификации добычи и поддержания пластового давления в продуктивных нефтяных пластах предусмотрена система поддержания пластового давления (ППД), посредством закачки рабочего агента в пласт через водораспределительный пункт. Закачка воды в нагнетательные скважины на кустовой площадке №12 производится с БКНС-2 Когалымского месторождения. Расчетное давление закачки 21 МПа (максимальное давление, создаваемое насосами БКНС-2 при минимальной расчетной производительности, с учетом подпора и разности геодезических отметок рельефа местности).

Для осуществления функции учета закачиваемой воды на каждом отводе ВРП к нагнетательным скважинам предусматриваются счетчики воды.

Для исключения замерзания воды в арматуре скважин и системе нагнетания при остановках предусмотрена возможность для дренажа и продувки водоводов с целью удаления замерзающего агента согласно п.639 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», приказ №534 от 15 декабря 2020г.

Дренаж из оборудования, сбор утечек осуществляются в дренажные емкости ЕД-1, ЕД-2. Дренажные трубопроводы проложены с уклоном не менее 0,003 в сторону дренажных емкостей.

Все трубопроводы имеют дренажи для слива воды после гидравлического испытания и воздушники в верхних точка трубопровода для удаления газа, согласно п. 10.2.1 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

Сброс газа с емкостей осуществляется в атмосферу через свечу, оборудованную огнепреградителем.

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

							<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>	Лист
								6
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

Трубопроводы сброса газа с СППК и трубопровод на свечу рассеивания от ЕД-1,2 имеют уклон в сторону дренажных емкостей не менее 0,003, для удаления возможного конденсата продукта.

Пропарка дренажной емкости, а также труб в зимний период предусмотрена от передвижной парогенераторной установки ППУА 1600/100 с помощью инвентарных труб и гибких шлангов.

Утилизация дренажных стоков из емкости по мере накопления осуществляется откачкой передвижной спец. техникой.

В качестве мероприятий, предотвращающих возможное растекание нефти при разгерметизации оборудования скважин, а также сбора утечек с приустьевой арматуры, проектом предусмотрены приустьевые поддоны на каждой скважине, в соответствие с п. 7.1.9,7.1.10 СП 231.1311500.2015. Приустьевые поддоны заполнены песком.

Контроль за коррозией трубопроводов и оборудования в условиях контакта с агрессивными и коррозионно-активными веществами предусмотрен методом ультразвуковой толщинометрии, являющимся наиболее эффективным для трубопроводов с внутренним покрытием, согласно ФНиП № 534 п.48.

Технологическая схема обеспечивает работу объекта без постоянного пребывания персонала в соответствии с требованиями Приказа от 15 декабря 2020 года №534 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>						7
									Изм.

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

Для технологических нужд используются:

- электроэнергия;
- инертный газ (азот);
- вода (техническая);
- пар;
- реагент (ингибитор парафиноотложений).

К основному виду потребляемых ресурсов при добыче нефтегазожидкостной смеси на кустовой площадке относится потребление электроэнергии.

Потребителями электрической энергии являются:

- технологическое оборудование кустовой площадки;
- электроосвещение территории кустовой площадки.

Расчет электрических нагрузок выполнен в томе 5.1 «Система электроснабжения».

Для гидроиспытаний и промывки технологических трубопроводов используется вода техническая, с параметрами: температура плюс 5 до плюс 80 °С. Объем воды для гидроиспытаний трубопроводов – 12,54 м<sup>3</sup>.

Для проведения пневматического испытания трубопровода используется воздух или инертный газ.

Продувка инертным газом – азотом предусмотрена для освидетельствования емкостного оборудования и трубопроводов, пуска их после ремонта (из расчета количества продувок – один раз в год). Продувка азотом оборудования и трубопроводов осуществляется от передвижной азотной станции, при этом содержание горючих газов контролируется газоанализатором. Азот должен отвечать требованиям, приведённым в таблице 1. Азот должен подаваться в оборудование и трубопроводы для продувки не менее 3 кратного объема.

Таблица 1 – Характеристика азота

Взам. инв. №	Наименование		Значение			
		Концентрация азота в продуктовом газе (номинальное), %		99,5		
Подпись и дата	Содержание водяного пара, масла, водорода, УВС в продуктовом газе		По ГОСТ 9293-74			
	Точка росы газа на выходе, не выше, °С		минус 60			
Инв. № подл.	Подвод пара к оборудованию и трубопроводам для их очистки производится при помощи съемных участков трубопроводов и гибких шлангов, с установкой запорной арматуры с обеих сторон съемного участка. После очистки эти участки трубопроводов и шланги должны быть сняты.					
	<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Лист
						8

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

В соответствии с ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройства месторождений нефти на суше» проектной документацией предусмотрено измерение дебита скважин. На кустовой площадке предусмотрено подключение проектируемых выкидных трубопроводов к проектируемым измерительным установкам типа «Мера-ММ-40-п-400», предназначенными для измерения массового расхода жидкости и объемного расхода газа нефтяных скважин и передачи данных о результатах измерений на диспетчерский пункт нефтяного промысла.

Для осуществления функции учета закачиваемой воды на каждом отводе гребенки к скважине предусмотрены счетчики воды.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					6/23-П-ТР1-ТЧ	Лист
								9
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

### 3 Описание источников поступления сырья и материалов

Сырьем на кусте №12 является нефтегазожидкостная смесь, добываемая из скважин.

Физико-химические свойства нефти, компонентный состав нефтяного газа и химический состав пластовых вод пласта БС<sub>11</sub> Тевлинско-Русскинского месторождения приведены в таблицах 2 – 4.

Для системы поддержания пластового давления на кустовой площадке №12 предусмотрена закачка воды в нагнетательные скважины от БКНС-2 Когалымского месторождения. Свойства воды, предназначенной для системы ППД приведены в таблице 5.

Таблица 2 – Физико-химические свойства нефти пласта БС<sub>11</sub>

		Параметр	Значение
		Плотность сепарированной нефти при +20 °С, кг/м <sup>3</sup>	869,6
		Вязкость дегазированной нефти при +20 °С, мм <sup>2</sup> /с	16,95
		Вязкость дегазированной нефти при +50 °С, мм <sup>2</sup> /с	6,98
		Температура застывания нефти (дегазированная нефть), °С	-3,1
		Содержание,	
		- серы, %масс	1,05
		- смол силикагелевых, %масс	11,05
		- асфальтенов, %масс	3,67
		- парафинов, %масс	3,36
		Температура плавления парафина, °С	58,1
		Температура начала кипения, °С	52,9
		Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %	
		До 100 °С	5,3
		До 150 °С	14,7
		До 200 °С	24,9
		До 250 °С	33,2
		До 300 °С	44,6
		Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	66

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

							<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>	Лист
								10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

Таблица 3 – Состав газа стандартной сепарации при 20°C

Наименование компонентов	Состав, % молярная концентрация
Углекислый газ	0,48
Азот+редкие	2,0
Метан	78,43
Этан	5,43
Пропан	7,89
Изобутан	1,83
Нормальный бутан	2,45
Изопентан	0,57
Нормальный пентан	0,5
Гексаны	0,28
Гептаны	0,27
Плотность газа при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	0,918
Плотность газа относительная (по воздуху), д.ед	0,762
Молекулярная масса	22,07

Таблица 4 – Физико-химические свойства и состав пластовой воды

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
рН	-	6,8
Общая минерализация	г/л	21,31
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	мг/л	8016,7
Ca <sup>+2</sup>	мг/л	240
Mg <sup>+2</sup>	мг/л	81,9
Cl-	мг/л	11902,9
HCO <sub>3</sub> -	мг/л	1067,8
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	мг/л	20,6
Br-	мг/л	62,3
J-	мг/л	6,7
B <sup>+3</sup>	мг/л	13,6

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист	
			<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>							11
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
$\text{Sr}^{+2}$	мг/л	94,3
Тип вод	-	Гидрокарбонатно-натриевый

Таблица 5 – Физико-химические свойства пластовой воды для системы ППД

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
рН	-	7
Минерализация расчет	г/дм <sup>3</sup>	20,5
Натрий $\text{Na}^+$	мг/дм <sup>3</sup>	7650
Калий, $\text{K}^+$	мг/дм <sup>3</sup>	84
Кальций, $\text{Ca}^{2+}$	мг/дм <sup>3</sup>	293
Магний, $\text{Mg}^{2+}$	мг/дм <sup>3</sup>	71
Сульфаты, $\text{SO}_4^{2-}$	мг/дм <sup>3</sup>	<2,0
Хлориды, $\text{Cl}^-$	мг/дм <sup>3</sup>	11610
Гидрокарбонаты, $\text{HCO}_3^-$	мг/дм <sup>3</sup>	769
Карбонаты, $\text{CO}_3^{2-}$	мг/дм <sup>3</sup>	<2,0
Общая жесткость	мг-экв/дм <sup>3</sup>	20,5
Тип вод	-	ХК

Ивл. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
			<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>							12
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

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

Куст скважин №12 является составляющей комплекса технологических процессов сбора, транспорта, подготовки нефти и газа, который включает в себя технологию получения товарной продукции на существующей площадке ЦППН Когалымского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-АИК». Качественная подготовка добываемой продукции на кусте скважин не требуется.

Вода, используемая в системе ППД, подготавливается на БКНС-2 Когалымского месторождения. Контроль качества воды ведется путем лабораторного анализа отбираемых проб на выходе с БКНС-2. Качество воды для заводнения нефтяных пластов соответствует ОСТ 39-225-88.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					6/23-П-ТР1-ТЧ	Лист
								13
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

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

### 5.1 Технологические сооружения и оборудование

Технологическая схема производства гарантирует непрерывность технологического процесса, что достигается оснащением технологического оборудования системами автоматического регулирования, блокировки и сигнализации, что исключает обязательное постоянное присутствие обслуживающего персонала.

Проектом предусматривается применение отечественного оборудования полной заводской готовности в блочном исполнении, обеспечивающее минимальные потери углеводородного сырья, противопожарную, эксплуатационную и экологическую безопасность запроектированных объектов. Технология добычи и состав оборудования на данном объекте подобраны согласно информационно-техническому справочнику по наилучшим доступным технологиям ИТС 28-2021 «Добыча нефти».

Материальное исполнение применяемого технологического оборудования на площадках выбрано в соответствии с физико-химическими свойствами и рабочими параметрами среды (давление, температура), а также климатическими условиями района эксплуатации.

Проектируемое оборудование, рекомендованное к применению в данном проекте, соответствует требованиям технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования" и технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" (ТР ТС 012/2011).

Технологическое оборудование должно иметь необходимую техническую документацию: паспорт, руководство по эксплуатации, технологические схемы и сборочные чертежи со спецификациями.

Тип и количество оборудования и сооружений, размещаемых на площадке куста скважин №12, приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Технологическое оборудование

Взам. инв. №							Кол-во	Характеристика	
	Наименование								
Подпись и дата	Измерительная установка АГЗУ-1						1	n=14, Pрасч=4,0 МПа Q=1...400 м <sup>3</sup> /сут	
	Измерительная установка АГЗУ-2						1	n=10, Pрасч=4,0 МПа Q=1...400 м <sup>3</sup> /сут	
	Емкость подземная дренажная типа «ЕП-12,5-2000-1300»						2	V=12,5 МПа, Pраб =0,05 МПа	
	Водораспределительный пункт (ВРП)						1	n=5, Pраб =21,0 МПа	
Инв. № подл.							<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>		
									Лист
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			14

## 5.2 Обустройство устья скважин

Обустройство добывающих скважин на кустовой площадке №12 предусматривается с учетом механизированного способа добычи нефти с использованием УЭЦН (с производительностью ЭЦН от 20 до 30 м<sup>3</sup>/сут и мощностью ПЭД от 25 до 30 кВт).

Для герметизации устья скважины, перекрытия или направления продукции в манифольд, а также проведения необходимых технологических операций на устьях добывающих скважин установлена устьевая арматура АУЭЦН-50х14 ГОСТ 13846-89. Конструкция устьевого арматуры включает в себя устройство для регулирования расхода, бобышки для приборов КИПиА, клапан для отвода газа из затрубного пространства.

Для нагнетательной скважины предусмотрена фонтанная арматура АНК-65х210 ГОСТ 13846-89. В конструкции арматуры предусмотрен обратный клапан.

При остановке добывающих или нагнетательных скважин на ремонт, демонтаж устьевого арматуры и трубопроводов обвязки устья скважины производится после опорожнения выкидной или нагнетательной линии. Опорожнение трубопроводов происходит путем подачи азота от передвижной азотной станции в трубопроводы, вытеснение жидкости из трубопроводов происходит в дренажную емкость ЕД-1, ЕД-2.

Для возможности осуществления работ по ремонту скважин предусмотрены места для размещения подъемных агрегатов и инвентарных приемных мостков, при этом оси приемных мостков и подъемного агрегата находятся под углом 90°. Размещение агрегата для ремонта скважин предусмотрено на площадке, выполненной из дорожных плит ПДН и выполняющих роль фундамента, у устья скважин. Работы подъемного агрегата предполагается проводить с применением инвентарных якорей. Якоря ветровых оттяжек следует располагать в соответствии со схемой, указанной в паспорте подъемной установки.

В качестве мероприятий, предотвращающих возможное растекание нефти при разгерметизации оборудования скважин, а также сбора утечек с приустьевой арматуры, проектом предусмотрены приустьевые поддоны на скважинах, в соответствии с пп.7.1.9, 7.1.10 СП 231.1311500.2015.

## 5.3 Установка измерительная

Для учета продукции скважин на кустовой площадке №12 запроектированы измерительные установки типа «Мера-ММ-40-14-400», «Мера-ММ-40-10-400», предназначенные для измерения массового расхода жидкости и объемного расхода газа нефтяной скважины и передачи данных о результатах измерений на диспетчерский пункт нефтяного промысла.

Измерительные установки осуществляют расчет дебита скважины по нефти, воде и газу в автоматическом и ручном режимах путем определения массы жидкости в сепарационной емкости с

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
			6/23-П-ТР1-ТЧ							15
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

заданными геометрическими размерами, с использованием зависимости гидростатического давления столба жидкости от ее плотности и определения объемного расхода газа.

Предохранительный клапан, установленный на сепарационной емкости внутри блока измерительной установки, выбран с учетом требований ГОСТ 12.2.085-2017 и ФНиП №536 от 15.12.2020 «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением». Установочное давление предохранительного клапана 4,0 МПа.

Блок учета продукции скважин является изделием полной заводской готовности, оснащен системами: отопления, электроснабжения, вентиляции, извещателем пожара, датчиками загазованности и средствами пожаротушения.

В блоке предусмотрен бордюр высотой 150 мм для предотвращения растекания продукта.

В блоке установлены: сепарационно-измерительная емкость, трубопроводная обвязка с запорно-переключающей арматурой, замерные устройства газа и жидкости.

Комплектно с технологическим блоком поставляется блок контроля и управления измерительной установкой.

Блок контроля и управления предназначен для размещения и обеспечения нормальных условий работы оборудования, управляющего работой измерительной установки.

В блоке управления расположены:

- станция управления, состоящая из шкафа электрооборудования и шкафа управления с контроллером;

- системы отопления, освещения, сигнализации.

Сброс нефти и газа с предохранительного клапана измерительных установок АГЗУ-1, АГЗУ-2 осуществляется в дренажные емкости.

Технические характеристики измерительной установки приведены в таблице 7.

Эскиз измерительной установки АГЗУ приведен на рисунке 1.

Таблица 7 – Технические характеристики измерительной установки

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.	Наименование параметра				Значение		
							Мера-ММ-40-10-400	Мера-ММ-40-14-400	
Блок технологический									
			1. Диапазон расходов по жидкости, м <sup>3</sup> /сут				до 400		
			2. Количество подключаемых скважин, шт.				1-10	1-14	
			4. Рабочее давление, МПа, не более				4,0		
			5. Характеристика измеряемой среды				сырая нефть		
			измеряемая среда				от + 5 до + 60		
			температура, °С						
								Лист	
			<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>						16
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Наименование параметра	Значение	
	Мера-ММ-40-10-400	Мера-ММ-40-14-400
кинематическая вязкость жидкости, м <sup>2</sup> /с	2	
плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	от 800 до 1100	
влажность, Wo %	не более 98	
содержание сероводорода, %	не более 2	
содержание парафина, %	не более 4	
6. Температура в блоке, °С, не менее	плюс 5	
7. Питание осуществляется от трехфазной сети переменного тока с параметрами: линейное напряжение, В фазное напряжение, В	380 220	
8. Категория помещения согласно СП 12.13130.2009	А	
9. Класс помещения блока по ПУЭ	В-1а	
11. Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	УХЛ1	
12. Срок службы установки, лет	10	
<b>Блок аппаратурный</b>		
Напряжение, В	380	
Частота, Гц	50	

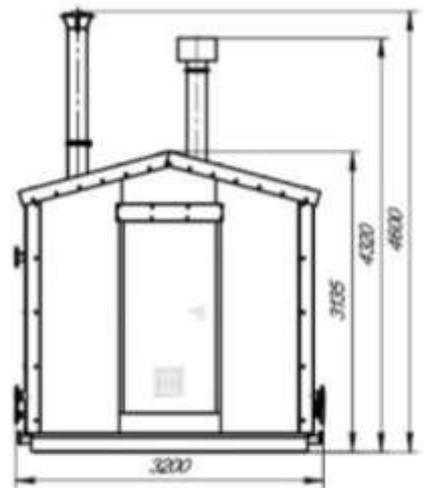
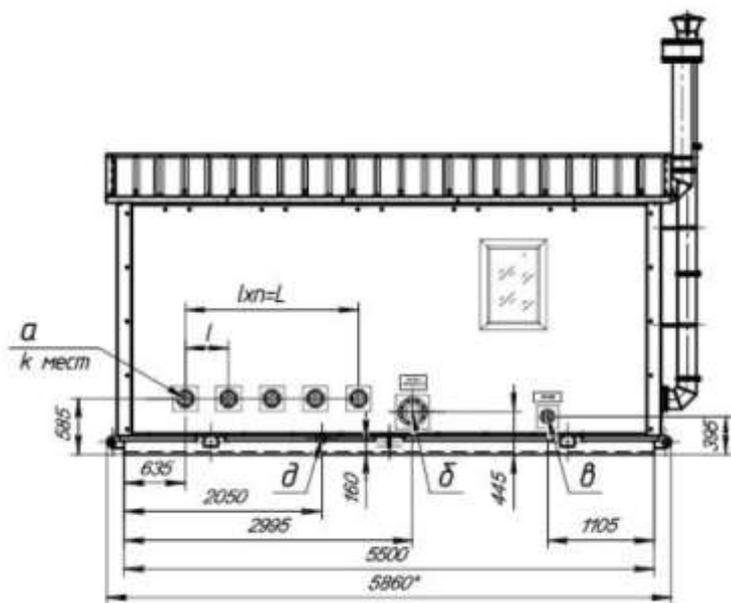


Рисунок 1– Эскиз АГЗУ

Взам. инв. №					
	Подпись и дата				
Инв. № подл.					
	<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
					Лист 17

#### 5.4 Водораспределительный пункт

Для распределения и учета закачиваемой в пласт воды на кусте скважин предусмотрен водораспределительный пункт (ВРП) наружного исполнения. Для осуществления функции учета закачиваемой воды ВРП комплектуется счетчиками воды.

Оборудование ВРП располагается на раме, состоящей из основания и перил.

Все технологическое оборудование и трубопроводная обвязка установлены и закреплены при помощи хомутов на опорах, которые приварены к металлическому основанию рамы.

По коллектору транспортируемая среда поступает от блочной кустовой насосной станции и через боковые отводы распределяется по скважинам. На коллекторе имеются устройства отборные для подключения датчика избыточного давления, показывающего манометра. На каждом боковом отводе установлена запорная и запорно-регулирующая арматура – задвижка дисковые штуцерные, счетчик воды, показывающие манометры.

Дренажный трубопровод предназначен для слива транспортируемой среды из трубопроводов в ЕД-1.

#### 5.5 Емкость дренажная

Для сбора жидкости от оборудования и трубопроводов на кустовой площадке предусмотрены две дренажные подземные емкости типа ЕП 12,5-2000-1300-3. Емкость предусмотрена с наружным антикоррозионным покрытием весьма усиленного типа. Характеристики емкости приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристика дренажной емкости

Показатели	Значения
Объем номинальный	12,5 м <sup>3</sup> ;
Диаметр внутренний	2000 мм;
Длина	4300 мм;
Материал основных деталей	сталь 09Г2С;
Расчетный срок службы	20 лет;
Рабочее давление (не более)	0,05 МПа.

Емкость устанавливается подземно, люк емкости расположен на 500 мм выше уровня земли. На емкости предусмотрена свеча рассеивания с огнепреградителем, установлены приборы автоматики, обеспечивающие контроль уровня жидкости в емкости. Высота дыхательной линии составляет 3,0 м над самой высокой точкой здания или самой высокой обслуживающей площадкой (в радиусе 15 м от выхлопных стояков).

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>						18
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				



Для трубопроводов, транспортирующих НГЖС применено внутреннее эпоксидное покрытие на основе эпоксидных порошковых материалов (направляемых красок) по фенольному праймеру с температурой эксплуатации до плюс 80°C, с системой защиты стыка под втулки (с длиной концевых участков без внутреннего покрытия 50 мм).

Соединительные детали для трубопроводов, транспортирующих НГЖС предусмотрены повышенной эксплуатационной надежности с заводским внутренним покрытием, приварными катушками L=150 мм с системой защиты стыка втулкой. Сталь 09Г2С. Соединительные детали для остальных трубопроводов предусмотрены из стали 09Г2С класс прочности К48.

Механические свойства труб приведены в таблице 9.

Таблица 9 - Механические свойства труб

Класс прочности (марка стали)	Временное сопротивление разрыву $\sigma_B$ , Н/мм <sup>2</sup>	Предел текучести $t_t$ , Н/мм <sup>2</sup>	Относительное удлинение $\Delta S$ , % не менее	Ударная вязкость, Дж/см <sup>2</sup> , не менее
К48 (09Г2С)	470(48)	265 (27)	21	KCV-60 20 KCU-60 30

По решению Заказчика, возможна замена марки стали и ТУ на трубы и детали трубопроводов, данное решение следует согласовать с проектным институтом.

Трубы, проектируемые на открытом воздухе, предназначены для эксплуатации при минимальной температуре окружающей среды (наружного воздуха) от минус 60 °С и выше.

Основным мероприятием, предназначенным для контроля за безопасной эксплуатацией технологических трубопроводов, является периодическое техническое освидетельствование, которое проводит служба технического надзора предприятия совместно с лицами, ответственными за безопасную эксплуатацию трубопроводов.

При освидетельствовании необходимо:

- провести наружный осмотр технологического трубопровода;
- измерить толщины стенок элементов технологического трубопровода, работающих в наиболее тяжелых условиях, и прямых (протяженных) участков трубопровода.

В период освидетельствования технологического трубопровода следует проводить ревизию и ремонт трубопроводной арматуры, в том числе обратных клапанов, а также приводных устройств арматуры (при их наличии), если это не противоречит эксплуатационной документации изготовителя.

Порядок проведения освидетельствования и ревизии технологических трубопроводов согласно ГОСТ 32569 - 2013 и приказа №444 от 21.12.2021г.

Периодичность проведения освидетельствования и ревизий проектируемых трубопроводов составляет не реже одного раза в 4 года.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>						20
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Результаты освидетельствования служат основанием для оценки состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации, фиксируются в паспорте технологического трубопровода.

Периодичность испытаний проектируемых технологических трубопроводов на прочность и плотность соотносится со временем проведения освидетельствования трубопровода, должна быть равна удвоенной периодичности проведения освидетельствования, но не реже одного раза в 8 лет.

Техническое диагностирование и обследование проводят с целью возможности продления срока (назначенного ресурса) безопасной эксплуатации технологических трубопроводов в пределах остаточного срока службы (ресурса) производятся, если они:

- отработали срок службы или выработали допустимое число циклов нагружения;
- отработали в пределах остаточного срока службы ранее установленный срок службы или допустимое число циклов нагружения;
- находились в эксплуатации более 10 лет (для всех трубопроводов, не имеющих сведений о сроке службы);
- не имеют записи в паспортах о допустимом числе циклов нагружения и за время эксплуатации накопили более 1000 таких циклов;
- временно находились под воздействием силовых или температурных параметров, превышающих расчетные (давление, температура, внешние силовые нагрузки), в условиях нарушения регламентированного режима;
- находились в эксплуатации и на них были проведены ремонтно-сварочные работы, связанные с изменением конструкции и (или) заменой материала;
- будут эксплуатироваться на измененных параметрах (увеличилось расчетное давление или увеличилась расчетная температура стенки);
- находились на консервации более двух лет;
- не имеют паспортов и (или) требуется их восстановление.

Порядок и объем диагностических работ согласно приказу №444 от 21.12.2021г «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

Согласно Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утв. приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 № 444 технологические трубопроводы категоризируются по ТР ТС 032/2013 "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением".

Согласно Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утв. приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 № 444 технологические трубопроводы категоризируются по

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>	Лист
										21
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

ТР ТС 032/2013 "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением", ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» указаны в таблице 10.

Таблица 10 – Перечень технологических трубопроводов и их классификация

Обозначение	Наименование	Группа, подгруппа по ГОСТ 32569-2013	Категория по ГОСТ 32569-2013	Категория по ТР ТС 032/2013	Ррасч., МПа	Рраб., МПа
Б25	Трубопровод сброса газа с СППК	А(б)	II	2	0,2	0,1
ВВ01	Высоконапорный водовод от ВРП к нагнетательным скважинам	В	I	1	21,0	19
ВВ04	Высоконапорный водовод к ВРП	В	I	1	21,0	19
Д01/1	Дренажный трубопровод в ЕД-1	А(б)	II	1	0,2	0,1
Д01/2	Дренажный трубопровод в ЕД-2	А(б)	II	1	0,2	0,1
НН01	Нефтеcборный коллектор	А(б)	I	2	4,0	1,0
НН01/1	Продукция скважин после АГЗУ-1	А(б)	I	2	4,0	1,0
НН01/2	Продукция скважин после АГЗУ-2	А(б)	I	2	4,0	1,0
НН08	Нефтегазопровод выкидной	А(б)	I	2	4,0	1,0
НН13	Трубопровод отработки на нефть	А(б)	I	2	4,0	1,0
С01	Трубопровод на свечу рассеивания от ЕД-1	Б(а)	II	1	атм.	атм.
С02	Трубопровод на свечу рассеивания от ЕД-2	Б(а)	II	1	атм.	атм.

### 5.7 Прокладка трубопроводов

Прокладка технологических трубопроводов выполнена в соответствии с требованиями ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», приказ № 444 от 21 декабря 2021 года и требований ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

Технологические трубопроводы в пределах кустовой площадки прокладываются подземно, на глубине не менее 0,6 м до верхней образующей трубопровода, а также надземно в местах подключения к технологическому оборудованию.

Высоконапорные водоводы прокладываются на глубине не менее 1,9 м до верхней образующей. Надземные участки трубопроводов прокладываются на несгораемых опорах. Шаг

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>						22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

подвижных опор рассчитан исходя из неразрезного метода монтажа и допустимого прогиба трубопровода: DN 50 – 4,0 м; DN 80 – 5,0 м, DN 100 – 6,0 м; DN 159 – 8,0 м.

Тип подвижных опор принят по ОСТ 36-146-88 – корпусные хомутовые.

Для обслуживания трубопроводов и арматуры (п.10.3.13 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»), при необходимости, предусматриваются площадки обслуживания, проходные, штурвалы запорной арматуры расположены на высоте не более 1,6 м над уровнем земли и площадок обслуживания.

Подземные трубопроводы прокладываются в траншее одиночными трубопроводами или пучками. Расстояние между параллельными подземными трубопроводами принято не менее 0,4 м в свету согласно п. 10.1.32 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

В местах пересечения трубопроводов с внутривысотными проездами прокладка предусмотрена в защитных футлярах, концы которых должны отстоять от бровки обочины дороги не менее чем на 2 м. Расстояние по вертикале (в свету) от верха покрытия автодороги до верха футляра не менее 0,6 м в соответствии с п.6.12 СП 18.13330.2019.

Футляры для трубопроводов приняты из трубы стальной электросварной прямошовной по ГОСТ 10704-91/В-Ст10 ГОСТ 10705-80.

Герметизация концов футляра производится установкой резиновых манжет ПМТД по ТУ 2531-002-53597015-01. Закрепление манжеты на трубопроводе и футляре осуществляется хомутами, поставляемыми в комплекте с манжетами. На концах футляра предусмотрено укрытие резиновых манжет из стеклопластика.

Дренажные трубопроводы, а также дыхательные трубопроводы прокладываются с уклоном 0,003 в сторону дренажных емкостей.

Протяженность технологических трубопроводов приведена в таблице 11.

Таблица 11 – Протяженность технологических трубопроводов

Взам. инв. №	Наименование ТУ и техническая характеристика трубопровода		Способ прокладки		Протяженность трубопровода, м	
	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С по ГОСТ 32528-2013	57х6	надземная		30	
подземная			20			
89х6		надземная		30		
		подземная		35		
114х6		надземная		10		
		подземная		80		
Индв. № подл.						
	<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>					Лист
						23
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Наименование ТУ и техническая характеристика трубопровода		Способ прокладки	Протяженность трубопровода, м
	57x10	надземная	15
	76x14	надземная	45
		подземная	275
	114x12	надземная	15
		подземная	45
	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С по ГОСТ 32528-2013 с внутренним антикоррозионным покрытием	89x6	надземная
подземная			1470
159x8		надземная	20
		подземная	190

### 5.8 Трубопроводная арматура

В проекте предусмотрена арматура из углеродистых сталей, с ручным и электрическим управлением в соответствии с действующими каталогами заводов-изготовителей.

Применена арматура климатического исполнения ХЛ1 с классом герметичности затвора «А» по ГОСТ 9544-2015.

Ответные фланцы арматуры предусмотрены из той же марки стали, что и трубопроводы, на которые устанавливается арматура.

Трубопроводная арматура должна поставляться в соответствии с НТД испытанной и не требовать разборки для расконсервации. Арматура должна поставляться с эксплуатационной документацией, в том числе с паспортом, техническим описанием и инструкцией по эксплуатации и должна соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.063-2015.

Перечень трубопроводной арматуры, используемой на проектируемой кустовой площадке, приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Трубопроводная арматура

Взам. инв. №							Тип привода	Количество
	Наименование и техническая характеристика							
Подпись и дата	Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем с ручным управлением, фланцевая в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежными изделиями DN 50, PN 1,6 МПа						ручной	2
	Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем с ручным управлением, фланцевая в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежными изделиями DN 80, PN 1,6 МПа						ручной	2
Инв. № подл.								
								Лист
							<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>	
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Наименование и техническая характеристика	Тип привода	Количество
Задвижка клиновья с выдвжным шпинделем с ручным управлением, фланцевая в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежными изделиями DN 25, PN 4,0 МПа	ручной	1
Задвижка клиновья с выдвжным шпинделем с ручным управлением, фланцевая в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежными изделиями DN 150 PN 4,0 МПа	ручной	3
Задвижка дисковая штуцерная стальная фланцевая, в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежными изделиями DN 65, PN 21,0 МПа	ручной	5
Задвижка дисковая стальная фланцевая, в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежными изделиями DN 65, PN 21,0 МПа	ручной	5
Задвижка дисковая стальная фланцевая, в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежными изделиями DN 100, PN 21,0 МПа	ручной	1
Задвижка клиновья с выдвжным шпинделем с ручным управлением, фланцевая в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежными изделиями DN 50, PN 25,0 МПа	ручной	1
Задвижка клиновья с выдвжным шпинделем с ручным управлением, фланцевая в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежными изделиями DN 100, PN 25,0 МПа	ручной	2
Клапан обратный, стальной, фланцевый в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежными изделиями DN 25, PN 4,0 МПа	-	1
Клапан запорный, стальной, фланцевый в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежными изделиями DN 20, PN 25,0 МПа	-	6

### 5.9 Расчет трубопровода на прочность

Расчет на прочность выполнен согласно ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия».

Номинальную толщину стенки трубопровода определяем по формуле

$$S \geq S_R + c, \quad (1)$$

где  $S_R$  – расчетная толщина стенки;

$c$  – суммарная прибавка к толщине стенки.

Суммарная прибавка к толщине стенки находится по формуле

$$c = c_1 + c_2, \quad (2)$$

где  $c_1$  - сумма прибавок для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки и максимального утонения при технологических операциях;

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
									25
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

6/23-П-ТР1-ТЧ

$c_2$  - прибавка для компенсации коррозии и эрозии, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам с учетом расчетного срока эксплуатации.

Расчетная толщина стенки трубы определяется по формуле

$$S_R = \frac{|p| \times D_a}{2\varphi_y [\sigma] + |p|}, \quad (3)$$

где  $p$  – расчетное внутреннее избыточное давление, МПа;

$D_a$  – наружный диаметр трубы, мм;

$\varphi_y$  – коэффициент прочности элемента со сварным швом при растяжении;

$[\sigma]$  – допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа.

Для углеродистых сталей допускаемое напряжение определяется по формуле

$$[\sigma] = \min \left( \frac{\sigma_{B/t}}{2,4}; \frac{\sigma_{p/t} \text{ ИЛИ } \sigma_{0,2 \cdot 10^5}}{1,5}; \frac{\sigma_{1/0,2 \cdot 10^5/t}}{1,0} \right). \quad (4)$$

Расчетный срок эксплуатации трубопровода определяется по формуле

$$T_r = \frac{S - s_{отб}}{V_c}, \quad (5)$$

где  $s_{отб}$  – отбраковочная толщина стенки трубопровода;

$V_c$  – принятая скорость коррозии.

Отбраковочная толщина стенки рассчитывается по формуле

$$S_{отб} = \max(S_R + c_1; s_{min}), \quad (6)$$

где  $s_{min}$  – табличное значение отбраковочной толщины стенки.

Толщины стенок трубопроводов приняты согласно сортаменту заводов-изготовителей.

Отбраковочные толщины стенок труб приняты в соответствии с п. 5.5 ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия». При этом полученная расчетная величина отбраковочного размера не может быть меньше указанной в таблице 13.

Таблица 13 – Наименьшая допустимая толщина стенок трубопровода

Наружный диаметр $D_n$ , мм	$\leq 108$ (114)	$\leq 219$	$\leq 325$	$\leq 377$	$> 426$
Наименьшая допустимая толщина стенки трубопровода, мм	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0

Толщина стенок технологических трубопроводов принята с учетом прибавки на компенсацию коррозионного износа в процессе эксплуатации.

Принятая расчетная величина отбраковочного размера  $s_{отб}$  приведена в таблице 14. Диаметры и толщины принятых труб приведены в таблице 14.

Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	6/23-П-ТР1-ТЧ	Лист
							26

Таблица 14 - Результат расчета толщины стенки трубопроводов согласно ГОСТ 32388-2013

Обозначение трубопровода	Наружный диаметр трубопровода, мм	Расчетное давление трубопровода, МПа	Материал труб	Допустимое внутреннее давление [P], МПа	Расчетная толщина стенки, Sr мм	Принятая толщина стенки трубы, мм	Сумма прибавок для компенсации коррозии и эрозии, C1 мм	Отбраковочная толщина, S <sub>отбр</sub> max (S <sub>r</sub> +C1; S <sub>отбр</sub> S <sub>min</sub> ), мм	Скорость коррозии	Расчетный срок безопасной эксплуатации трубопроводов, год	Назначенный срок эксплуатации трубопроводов, год
Б25	89	4	09Г2С	5,03	1,00	6	0,75	2	0,2	24	20
ВВ01	114	21	09Г2С	21,36	6,40	12	1,5	7,90	0,2	21	20
ВВ04	57	21	09Г2С	32,12	3,20	10	1,25	4,4	0,2	28	20
ВВ04	76	21	09Г2С	43,02	4,26	14	1,75	6,01	0,2	40	20
Д01/1	57	0,1	09Г2С	7,92	0,02	6	0,75	1,5	0,2	26	20
Д01/1	89	0,1	09Г2С	5,03	0,03	6	0,75	2	0,2	24	20
Д01/1	114	0,1	09Г2С	3,91	0,03	6	0,75	2	0,2	24	20
Д01/2	57	0,1	09Г2С	7,92	0,02	6	0,75	1,5	0,2	26	20
Д01/2	89	0,1	09Г2С	5,03	0,03	6	0,75	2	0,2	24	20
Д01/2	114	0,1	09Г2С	3,91	0,03	6	0,75	2	0,2	24	20
НН01	159	4	09Г2С	6,79	1,78	8	1	2,78	0,2	26	20
НН01/1	159	4	09Г2С	6,79	1,78	8	1	2,78	0,2	26	20
НН01/2	159	4	09Г2С	6,79	1,78	8	1	2,78	0,2	26	20
НН08	89	4	09Г2С	5,03	1,00	6	0,75	2	0,2	20	20
НН13	89	4	09Г2С	5,03	1,00	6	0,75	2	0,2	20	20
С01	114	0,1	09Г2С	3,91	0,03	6	0,75	2	0,2	24	20
С02	114	0,1	09Г2С	3,91	0,03	6	0,75	2	0,2	24	20

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм. № подл.					Подпись и дата					Взам. инв. №	
<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>											
											Лист
											27

## 5.10 Контроль качества соединений стальных трубопроводов

Производство сварочно-монтажных работ, контроль качества сварных соединений выполнять в соответствии с требованиями ГОСТ 32569 - 2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожарных и химически опасных производствах», раздел 12, приказ №444 от 21.12.2021г «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

Контроль качества сварных соединений стальных трубопроводов включает:

- пооперационный контроль;
- капиллярный или магнитопорошковый контроль;
- внешний осмотр и измерения;
- ультразвуковой или радиографический методы;
- гидравлические испытания.

Пооперационный контроль предусматривает:

- проверку качества подготовки концов труб и деталей трубопроводов под сварку и качества сборки стыков;
- проверку температуры предварительного подогрева;
- проверку качества и технологии сварки;
- проверку режимов термообработки сварных соединений.

Внешнему осмотру и измерениям подлежат все сварные соединения после их очистки от шлака, окалины, брызг металла и загрязнений на ширине не менее 20 мм по обе стороны от шва.

По результатам внешнего осмотра и измерений сварные швы должны удовлетворять следующим требованиям:

- форма и размеры шва должны быть стандартными;
- поверхность шва должна быть мелкочешуйчатой;
- переход от наплавленного металла к основному должен быть плавным;
- трещины в шве и в основном металле не допускаются.

Сварные соединения технологических трубопроводов подлежат контролю неразрушающими методами (ультразвуковым или радиографическим). Объем контроля сварных стыков от общего числа сваренных каждым сварщиком соединений (но не менее одного) в соответствии с таблицей 3 ГОСТ 32569 - 2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожарных и химически опасных производствах», п. 122 приказа №444 от 21.12.2021г «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», представлен в таблице 15.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>	Лист
										28
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Таблица 15 - Объемы контроля сварных соединений

Обозначение	Наименование	Группа, подгруппа	Категория	Тр, °С	Контроль сварных соединений, %
Б25	Трубопровод сброса газа с СППК	А(б)	II	+5	10
ВВ01	Высоконапорный водовод от ВРП к нагнетательным скважинам	В	I	+20	100
ВВ04	Высоконапорный водовод к ВРП	В	I	+20	100
Д01/1	Дренажный трубопровод в ЕД-1	А(б)	II	+20	10
Д01/2	Дренажный трубопровод в ЕД-2	А(б)	II	+20	10
НН01	Нефтеесборный коллектор	А(б)	I	+20	20
НН01/1	Продукция скважин после АГЗУ-1	А(б)	I	+20	20
НН01/2	Продукция скважин после АГЗУ-2	А(б)	I	+20	20
НН08	Нефтегазопровод выкидной	А(б)	I	+20	20
НН13	Трубопровод отработки на нефть	А(б)	I	+20	20
С01	Трубопровод на свечу рассеивания от ЕД-1	Б(а)	II	+5	10
С02	Трубопровод на свечу рассеивания от ЕД-2	Б(а)	II	+5	10

Контроль сварных соединений радиографический методом (ГОСТ 7512 - 82) или ультразвуковым методом (ГОСТ Р 55724-2013) следует проводить после устранения дефектов, выявленных внешним осмотром и измерениями, а для трубопроводов I категории – после контроля на выявление выходящих на поверхность дефектов методами магнитопорошковым (ГОСТ Р 56512 - 2015) или капиллярным (ГОСТ 18442 - 80).

### 5.11 Испытания трубопроводов

Согласно СП 75.13330.2011, ГОСТ 32569 - 2013, приказа №444 от 21.12.2021г после установки запорной арматуры и приборов контроля и автоматики трубопроводы испытываются на прочность и плотность гидравлическим способом.

Испытания на прочность и предусматриваются с давлением  $1,43 \times P_{расч}$ . При испытании на прочность подъем давления следует производить плавно со скоростью, равной 5 % от  $P_{исп}$  в минуту, но не более 0,2 МПа (2 кгс/см<sup>2</sup>) в минуту с периодическим осмотром трубопровода.

Испытания на плотность предусматриваются после снижения давления до расчетного, с давлением  $P_{исп} = P_{расч}$ . Давление в трубопроводе при испытании должно увеличиваться до значения около 50 % от установленного испытательного давления. Затем давление необходимо увеличивать поэтапно приблизительно по 10 % от заданного испытательного давления до его достижения. Трубопроводная система должна поддерживаться при этом испытательном давлении в

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>	Лист
							29

течение не менее 30 мин. Затем давление необходимо уменьшить до расчетного давления, и все поверхности элементов, сварных соединений и сами сварные соединения должны быть подвергнуты тщательному визуальному осмотру. Продолжительность испытания на прочность и плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

По окончании осмотра давление вновь повышают до испытательного и выдерживают еще 5 минут, после чего снова снижают до рабочего и вторично тщательно осматривают трубопровод. По окончании гидравлического испытания трубопроводы следует полностью опорожнить и продуть до полного удаления воды. Продувка осуществляется воздухом под давлением, равным рабочему, но не более 4 МПа. Продолжительность продувки должна составлять не менее 10 минут.

Трубопроводы группы А, Б(а), Б(б) помимо обычных испытаний на прочность и плотность, должны подвергаться дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания.

Дополнительное испытание на герметичность проводится воздухом или инертным газом после проведения испытаний на прочность и плотность, промывки и продувки. Дополнительное испытание на герметичность производится давлением равным рабочему. Продолжительность дополнительных испытаний должна составлять не менее 24 часов для каждого трубопровода, подлежащего испытанию п.13.5 ГОСТ 32569 - 2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», п. 167 приказа №444 от 21.12.2021г. Пневматическое испытание следует проводить по документации, согласованной и утвержденной в установленном порядке.

Результаты гидравлического испытания на прочность и плотность признают, 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.

Величина давления испытания приведена в таблице 16.

Таблица 16 – Величина давления испытания

Взам. инв. №	Таблица 16 – Величина давления испытания						
	Обозначение	Наименование	Ррасч., МПа	Рраб., МПа	Давление испытания, МПа		
Р(прочн.)					Р(плотн.)	Р(гермет.)	
Подпись и дата	Б25	Трубопровод сброса газа с СППК	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1
	ВВ01	Высоконапорный водовод от ВРП к нагнетательным скважинам	21	19	30,03	21	-
	ВВ04	Высоконапорный водовод к ВРП	21	19	30,03	21	-
	Д01/1	Дренажный трубопровод в ЕД-1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1
	Д01/2	Дренажный трубопровод в ЕД-2	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1
Инв. № подл.							Лист
	<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>						30
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Обозначение	Наименование	Ррасч., МПа	Рраб., МПа	Давление испытания, МПа		
				Р(прочн.)	Р(плотн.)	Р(гермет.)
НН01	Нефтеесборный коллектор	4,0	3,2	5,72	3,2	3,2
НН01/1	Продукция скважин после АГЗУ-1	4,0	3,2	5,72	3,2	3,2
НН01/2	Продукция скважин после АГЗУ-2	4,0	3,2	5,72	3,2	3,2
НН08	Нефтегазопровод выкидной	4,0	3,2	5,72	3,2	3,2
НН13	Трубопровод отработки на нефть	4,0	3,2	5,72	3,2	3,2
С01	Трубопровод на свечу рассеивания от ЕД-1	атм.	-	-	-	-
С02	Трубопровод на свечу рассеивания от ЕД-2	атм.	-	-	-	-

### 5.12 Антнкоррознконная и тепловая изоляция трубопроводов

В целях увеличения сроков службы технологических трубопроводов проектом предусматривается антнкоррознконная защита поверхности стальных трубопроводов.

Защита проектируемых трубопроводов от внешней коррозии осуществляется в проекте следующими методами:

- нанесение лакокрасочных, изоляционных покрытий на трубопроводы;
- проведением постоянного контроля технического состояния трубопроводов в процессе эксплуатации, осмотра и оценки состояния изоляционного покрытия.

Наружные участки трубопроводов подлежат теплоизоляции с помощью жидкого керамического теплоизоляционного материала. Данный тип покрытия обеспечивает защиту от атмосферной коррозии, является высокоэффективным теплоизоляционным покрытием.

Перед нанесением антнкоррознконного покрытия поверхность трубопроводов очищается от окислов металла. Для достижения требуемой степени очистки от прокатной окалины и ржавчины следует использовать абразиво-струйную очистку. Степень очистки поверхности металлических изделий принять в соответствии с ГОСТ 9.402-2004.

Трубопроводы пара для защиты от наружной коррозии покрываются эмалью ПФ-115 ГОСТ 6465-76 в два слоя по грунтовке ГФ-0119 ГОСТ 23343-78 в один слой. Тепловая изоляция надземных трубопроводов пара предусмотрена цилиндрами теплоизоляционными из минеральной ваты на синтетическом связующем марки 150 по ГОСТ 23208-2022. Толщина теплоизоляции 60 мм. В качестве покровного слоя поверх теплоизоляции использовать сталь оцинкованную ОЦ Б по ГОСТ 19904-90 толщиной 0,5 мм. Для крепления теплоизоляционного слоя используется бандаж из ленты алюминиевой АД1 (0,8x20мм) ГОСТ 13726-97, который крепится пряжками бандажными типа 1-А по ТУ 36-1402-77, крепление покровного слоя предусмотрено саморезами.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>						31
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

В теплоизоляции трубопроводов предусмотрены закрывающиеся окна, позволяющие проводить дефектоскопию и ультразвуковую толщинометрию, используемую для объективной оценки остаточной толщины стенки трубопровода и корпуса оборудования в условиях контакта с агрессивными и коррозионно-активными веществами.

На наружную поверхность трубопроводов наносится опознавательная окраска в соответствии с ГОСТ 14202-69 эмалью ПФ 115 ГОСТ 6465-76 (2 слоя).

В зоне перехода надземного участка в подземный тепловую изоляцию выполнить с заглублением в грунт с оберткой полимерной пленкой.

Антикоррозийное покрытие трубопроводов, прокладываемых подземно, предусмотрено весьма усиленного типа в соответствии с ГОСТ 9.602-2016, нанесенного как в заводских условиях, так и по месту выполнения работ.

Нанесение покрытия должно производиться в соответствии с требованиями технической документации на материалы и рекомендациями разработчика.

Качество подготовки поверхности труб перед нанесением антикоррозионного покрытия должно соответствовать СП 28.13330.2017 (Таблица X.6), ГОСТ 9.402-2004, а также технологическим инструкциям на применяемые лакокрасочные материалы.

При выполнении изоляционных и строительных работ необходимо проводить контроль состояния защитного покрытия технологических трубопроводов в соответствии с ГОСТ Р 51164.

Защита трубопроводов от коррозии должна обеспечивать их безаварийную работу на весь период эксплуатации, безопасность труда и отвечать требованиям НТД по пожаробезопасности.

С учетом меняющейся конъюнктуры и предложений производителей, материалы и марки изоляции и покрытий подлежат уточнению на стадии выполнения рабочей документации.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							6/23-П-ТР1-ТЧ	Лист
										32
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

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

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и автотранспорте определяется на весь период строительства, исходя из принятых методов производства работ, на основании объемов основных строительного-монтажных работ, среднегодовой производительности машин, механизмов и приведена в Разделе 7 «Проект организации строительства».

Взам. инв. №		Подпись и дата		Инв. № подл.				
						<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>	Лист	
							33	
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

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

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

На основании Федерального закона № 116 ФЗ от 21.07.1997г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», проектируемый объект не подлежит обязательному декларированию, так как согласно приложению 2 к Федеральному закону, а также с учетом свидетельства о регистрации опасных производственных объектов № ОПО К-109 (дата выдачи 05.02.2019г.) «система промысловых трубопроводов Когалымского месторождения» ОПО А58-30031 относятся к III классу опасности. Суммарное количество опасных веществ одного вида, обращающихся в технологическом процессе, менее предельного (200 т для горючих газов или горючих жидкостей, используемых в технологическом процессе или транспортируемых по магистральному трубопроводу), указанного в Приложении 2 к Федеральному закону № 116 ФЗ.

Для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации технологического оборудования, а также для предупреждения возникновения чрезвычайных ситуаций проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- генеральный план объекта выполнен с соблюдением противопожарных разрывов между сооружениями в соответствии с СП 18.13330.2019;
- технологическая схема и комплектация основного оборудования гарантируют непрерывность и безопасность производственного процесса за счет оснащения технологического оборудования системами автоматического регулирования, блокировки и сигнализации;
- соблюдение допустимых расстояний в существующих коридорах коммуникаций;
- предусмотрена подземная прокладка трубопроводов на нормативной глубине;
- в целях повышения надежности при эксплуатации предусмотрено испытание оборудования и трубопроводов на прочность и плотность после монтажа, покрытие их антикоррозионной изоляцией;
- толщина стенки технологических трубопроводов определена путем проведения расчета на прочность;
- выбор толщины стенки технологического трубопровода произведен с учетом скорости коррозии;
- соединения труб предусмотрено выполнить сваркой;

Взам. инв. №							<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>	Лист
Подпись и дата								34
Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись		Дата

- предусмотрен контроль качества физическими методами сварных соединений трубопроводов;
- выбор материала труб и деталей технологических трубопроводов произведен по температуре наиболее холодной пятидневки района эксплуатации;
- запорная арматура принята по классу герметичности затвора А по ГОСТ Р 9544-2015 (материал корпуса арматуры выбран в зависимости от условий эксплуатации, параметров и физико-химических свойств транспортируемой среды, а также в соответствии с действующими каталогами заводов-изготовителей. Арматура поставляется с ответными фланцами по ГОСТ 33259 -2015 (фланцевое исполнение по ГОСТ 33259-2015 из той же марки стали что и корпусные детали. Прокладки и прокладочные материалы для уплотнения фланцевых соединений выбираются в зависимости от транспортируемой среды с учетом ее рабочих параметров);
- предусмотрена молниезащита и заземление трубопроводов;
- предусмотрена установка опознавательных знаков на технологическом трубопроводе;
- проектируемые объекты и сооружения размещаются на безопасном расстоянии от смежных предприятий и при аварии, взрыве или пожаре не могут для них представлять серьезной опасности;
- в целях предотвращения разлива кустовая площадка имеет обвалование;
- трубопроводы перед остановкой на ремонт необходимо пропаривать до достижения в них концентрации вредных веществ, не превышающей предельно допустимую согласно санитарным нормам (ПДК);
- при эксплуатации оборудования необходимо учитывать допустимый срок службы основного оборудования и расчетный срок эксплуатации трубопроводов и арматуры, которые приведены в проектной документации и техническом паспорте;
- эксплуатация оборудования, механизмов, инструмента в неисправном состоянии или при неисправных устройствах безопасности (блокировочные, фиксирующие и сигнальные приспособления и приборы), а также при нагрузках и давлениях выше паспортных запрещается;
- все работы должны производиться искроподающими инструментами, и в специальной одежде;
- при пуске или остановке оборудования (аппаратов, участков трубопроводов и т.п.) предусматриваются меры по предотвращению образования в технологической системе взрывоопасных смесей;
- применение оборудования, не соответствующего по категории исполнения климатическим условиям, не допускается;

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

							<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>	Лист
								35
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

- узлы, детали, приспособления и элементы оборудования, которые могут быть источником опасности для работников, а также поверхности оградительных и защитных устройств окрашены в защитные цвета;

- на металлических частях оборудования, которые могут оказаться под напряжением, предусмотрены видимые элементы для соединения защитного заземления или зануления. Рядом с этими элементами изображен символ «Заземление»;

- электрооборудование, устанавливаемое во взрывоопасных зонах предусмотрено во взрывозащищенном исполнении. Маркировка взрывозащищенного электрооборудования должна быть не ниже – 1ExdIIAT3, для искробезопасных цепей - 1ExiaIICT3.

Скважины на кустовой площадке расположены на генеральном плане согласно п. 2.4 РД 08-435-02.

Проектируемые площадки скважины запроектированы с соблюдением общих требований безопасности согласно ГОСТ 12.3.002-2014.

Характеристика среды и объектов по классам, группам и категориям взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности определены согласно ПУЭ, ГОСТ 31610.20-1-2020, СП 12.13130.2009.

Классификация взрывоопасных помещений, наружных установок и характеристика взрывоопасных смесей приведены в таблице 17.

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
			<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>							36
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Таблица 17– Классификация взрывоопасных помещений, наружных установок и характеристика взрывоопасных смесей							
						Производства (отдельные помещения) и сооружения	Характеристика среды в помещениях, аппаратах и трубопроводах	Класс зоны по ст. 19 Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»/ ПУЭ	Класс взрывоопасности по Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности от 15.12.2020	Размеры зон по Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности от 15.12.2020	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020	Категория помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009	
6/23-П-ТР1-ТЧ						Устье добывающей скважины	Нефть, вода пластовая и нефтяной попутный газ	2/В-1г	0	1,5 м вокруг устья скважин	ПА-Т1/ ПА-Т3	АН	
									1	1,5 м от зоны 0			
									2	3 м во все стороны			
							Устье нагнетательной скважины (после отработки на нефть)	Пластовая вода	-	-	-	ДН	
							Емкость дренажная	Нефть, вода пластовая и нефтяной попутный газ	2/В-1г	0	Внутри аппарата, 1,5м от среза газоотводной трубы	ПА-Т1 ПА-Т3	АН
	1	1,5м от фланцев, 3м от среза газоотводной трубы											
	2	3м от фланцев и корпуса, 5м от среза газоотводной трубы											
							Установка измерительная - блок технологический	Нефть, вода пластовая и нефтяной попутный газ	2/В-1а	1	Внутри здания	ПА-Т1 ПА-Т3	А
						2/В-1г			1	3м от дверных проемов и от вытяжного воздуховода			
						2/В-1г			2	5м от дверного проема, 5м от вытяжного воздуховода			
							ВРП	Пластовая вода	-	-	-	ДН	

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

Организационная структура управления нефтегазодобывающим производством ООО «ЛУКОЙЛ-АИК» строится на основании типовых организационных структур, предусмотренных нормативами по труду и научной организации труда, действующими в нефтяной отрасли, с учетом формы собственности (статуса) предприятия и региональных особенностей его местоположения.

Организационно - управленческая структура, ООО «ЛУКОЙЛ-АИК» имеет три уровня управления: высший, средний и оперативный. На высшем уровне управления (дирекция предприятия) принимаются наиболее общие решения по управлению предприятием и осуществляются функции стратегического планирования, общего контроля и связи с внешними структурами.

На среднем уровне решения высшего уровня детализируются, преобразуются в конкретные планы, осуществляется выполнение функций текущего планирования, связи между высшим и низшим уровнями управления, контроля, управления производством и потоками ресурсов. Результатом деятельности работников оперативного уровня является выполнение производственной программы, происходит реализация функций управления основным и вспомогательным производством, оперативного управления и местного контроля.

Административное руководство (средний уровень управления) осуществляет персонал ООО «ЛУКОЙЛ-АИК». Оперативное руководство службами и подразделениями в составе цеха (нижний уровень управления) осуществляет инженерно-технологическая служба ООО «ЛУКОЙЛ-АИК».

Непосредственно объекты Когалымского месторождения обслуживаются персоналом бригады добычи нефти и газа №1 Когалымского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-АИК».

Рабочий персонал, обслуживающий проектируемый объект, располагается на опорной базе промысла в районе ДНС-2 Когалымского месторождения, где находится существующее здание АБК со всеми необходимыми административными и санитарно-бытовыми помещениями.

Постоянное присутствие персонала на проектируемых объектах не требуется, персонал лишь совершает периодические объезды (обходы), во время которых производит осмотр оборудования, отбор проб, мелкий ремонт.

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

							<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>	Лист
								38
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

Продолжительным пребыванием персонала на кусту скважин во время его эксплуатации обуславливается капитальный ремонт скважины (КРС), а также ремонт технологического оборудования на месте. При выезде на проектируемый объект ремонтная бригада оснащается вахтовыми транспортными средствами (мобильными зданиями), оснащенными:

- биотуалетом;
- помещением для отдыха и обогрева с установленным в нем водораздатчиком

питьевой воды.

Выездные бригады работодатель обеспечивает питанием, медицинскими аптечками и водой питьевого качества. Источником питьевой воды является привозная бутилированная вода. Во время работ по капитальному ремонту скважины на площадке на хозяйственные нужды привозят из расчета 25 л/сут на одного человека, согласно СП 30.13330.2020. Качество удовлетворяет требованиям СанПиН 2.1.3684-21.

Более подробные сведения приведены в томе 13.2 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>	Лист
							39
Индв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					

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

В ООО «ЛУКОЙЛ-АИК» должен осуществляться производственный контроль за соблюдением требований Санитарных правил и проведением профилактических мероприятий, направленных на предупреждение возникновения заболеваний работающих, а также контроль за соблюдением условий труда и отдыха и выполнением мер коллективной и индивидуальной защиты, работающих от неблагоприятного воздействия микроклимата.

Оптимальная организация трудового процесса должна способствовать высокой работоспособности при общественно нормальной интенсивности труда и сохранению здоровья работающих.

Чередование периодов работы и отдыха на протяжении цикла трудовой деятельности формирует режим труда и отдыха. Он отражается в регламентированном графике выходов на работу в течение недели, месяца, года.

Согласно специфике производства, на проектируемых объектах режим работы непрерывный, который обеспечивается вахтовым методом обслуживания. Продолжительность одной вахты 15-30 календарных дней. Продолжительность рабочей смены составляет 12 часов, обеденный перерыв 1 час.

Время начала и окончания работы каждой смены, начала, и окончания обеденного перерыва и другие вопросы регламентации труда и отдыха на производстве отражаются в правилах внутреннего трудового распорядка, которые утверждаются в установленном порядке.

Для работающих на открытом воздухе предусмотрены перерывы для обогрева, в соответствии со статьей 109 Трудового кодекса РФ. Перерывы предоставляются в зимний период по 8-10 минут в течение каждого часа или три перерыва в течение смены по 15-20 мин., из них два – во второй половине.

Рациональное чередование работы с перерывами на отдых предусматривается с целью оптимизации напряженности трудовой деятельности. Режим труда и отдыха для производственного персонала устанавливается в соответствии с ТК Российской Федерации.

Годовой режим работы и отдыха обеспечивается выполнением суточных месячных режимов, а также предоставлением работникам отпуска установленной законом продолжительности.

Взам. инв. №							<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>	Лист 40
	Подпись и дата							
Инов. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

В связи с возникающими вредными и тяжелыми условиями труда (загрязнение воздуха вредными веществами, наличие оборудования с повышенным уровнем шума и вибрации) для работников устанавливается льготный пенсионный возраст и дополнительные отпуска.

**9.1 Перечень мероприятий, направленных на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды и трудового процесса на состояние здоровья работника**

Для проектируемого объекта проектной документацией предусмотрены технологические, технические, конструкторские и строительные решения, разработанные с учетом норм и правил в области промышленной безопасности и охраны труда, действующих в Российской Федерации и на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-АИК», а именно:

- применяемое оборудование и трубопроводы имеет конструкцию и компоновку, обеспечивающие условия работы обслуживающего персонала в соответствии с действующими нормами техники безопасности и эргономики (наличие площадок обслуживания соответствующих размеров, доступность мест обслуживания, освещенность, отопление и др.);
- конструкция и форма всех элементов, с которыми обслуживающий персонал осуществляет непосредственный контакт, в процессе трудовой деятельности, соответствуют антропометрическим характеристикам человека и отвечают требованиям ГОСТ 12.2.049;
- общая освещенность в местах размещения технологического оборудования соответствует требованиям СП 52.13330.2016 "СНиП 23-05-95\* Естественное и искусственное освещение" в зависимости от разряда выполняемой работы;
- составные части применяемого оборудования удобны в монтаже, демонтаже, ремонте и эксплуатации, складировании, упаковке и транспортировании. Детали и сборочные единицы массой более 20 кг имеют приспособления для подъема, опускания и удержания на весу при монтажных и ремонтных работах;
- для проведения технического обслуживания и ремонта оборудования, обвязки скважин и трубопроводов предусмотрено применение специального инструмента;
- фирменные знаки, указатели и предупредительные надписи должны быть четкими и размещаться в местах, удобных для обнаружения;
- оборудование, подлежащее установке, имеет сертификаты соответствия, гарантийные обязательства производителей, монтажную и эксплуатационную документацию, диагностирующие приборы и кабели;
- материалы и конструкции выбраны из расчета обеспечения достаточной прочности и надежной эксплуатации газопровода во всем рабочем диапазоне давлений и температур транспортируемой среды.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>	Лист
							41
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инд. № подл.							

Для обеспечения безопасности труда при возможном контакте с вредными веществами предусмотрено:

- применение прогрессивной технологии производства (замкнутый цикл, автоматизация, комплексная механизация, дистанционное управление, автоматический контроль процессов и операций), исключающий/минимизирующий контакт человека с вредными веществами;
- герметизация всех трубопроводов и емкостного оборудования;
- обеспечение работников СИЗ и СИЗОД.

При соблюдении предусмотренных проектной документацией решений, выполнении персоналом мероприятий и инструкций по охране труда, применении соответствующих средств индивидуальной защиты обеспечиваются благоприятные и безопасные условия труда.

Санитарно-эпидемиологические требования к рабочим местам и факторам, воздействующим на человека при эксплуатации проектируемых объектов (шум, вибрация, состояние атмосферного воздуха, воздействие электромагнитного поля) в томе 13.2 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

Инд. № подл.						Взам. инв. №		
							Подпись и дата	
							<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>	Лист
								42
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

## 10 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе, приведено в томе 6.2 «Автоматизация технологических процессов».

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					6/23-П-ТР1-ТЧ	Лист
								43
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

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

Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу приведены в Разделе 8 «Мероприятия по охране окружающей среды».

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					6/23-П-ТР1-ТЧ	Лист
								44
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись



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

Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов приведены в Разделе 8 «Мероприятия по охране окружающей среды».

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

Для обеспечения энергосбережения приняты следующие проектные решения:

- предусматривается современное электропотребляющее оборудование заводоизготовителей, сертифицированное в установленном законодательством Российской Федерации порядке, с учетом показателей энергоэффективности;
- применение медных шин и кабелей, для уменьшения активного сопротивления;
- применение энергосберегающего технологического оборудования;
- применение теплоизоляции оборудования и трубопроводов.

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

Функционально-технологические и конструктивные решения зданий и сооружений определены с учетом требований эксплуатации и обслуживания технологического оборудования, промышленной, пожарной и экологической безопасности, с учетом инженерно-геологических и климатических условий района строительства.

Реализация настоящих проектных решений нацелена на исключение нерационального расхода энергетических ресурсов в процессе эксплуатации объекта в соответствии с требованиями статьи 11 Федерального закона от 23.11.2009 N 261-ФЗ «Об энергосбережении и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>						46
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

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

В соответствии с Федеральным законом от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений", здания и сооружения спроектированы таким образом, чтобы в процессе их эксплуатации исключалась возможность возникновения пожара, обеспечивалось предотвращение или ограничение опасности задымления зданий и сооружений при пожаре и воздействия опасных факторов пожара на людей и имущество, обеспечивались защита людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара и (или) ограничение последствий воздействия опасных факторов пожара на здания или сооружения, а также чтобы в случае возникновения пожара соблюдались следующие требования:

- сохранение устойчивости зданий и сооружений, а также прочности несущих строительных конструкций в течение времени, необходимого для эвакуации людей и выполнения других действий, направленных на сокращение ущерба от пожара;
- ограничение образования и распространения опасных факторов пожара в пределах очага пожара;
- нераспространение пожара на соседние здания и сооружения;
- эвакуация людей (с учетом особенностей инвалидов и других групп населения с ограниченными возможностями передвижения) в безопасную зону до нанесения вреда их жизни и здоровью вследствие воздействия опасных факторов пожара;
- возможность доступа личного состава подразделений пожарной охраны и доставки средств пожаротушения в любое помещение здания или сооружения;
- возможность подачи огнетушащих веществ в очаг пожара;
- возможность проведения мероприятий по спасению людей и сокращению наносимого пожаром ущерба имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни и здоровью животных и растений.

### 14.1 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьями 8 Федерального закона "О транспортной безопасности"

Объекты транспортной инфраструктуры настоящей проектной документацией не предусматриваются.

Взам. инв. №							Лист
Подпись и дата							6/23-П-ТР1-ТЧ
Инв. № подл.							Изм. Кол.уч. Лист № док. Подпись Дата

## Ссылочные нормативные документы

1 Федеральный закон № 384 от 30.12.2009 г. (ред. от 10.08.2020 г.) «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».

2 Федеральный закон 123-ФЗ РФ от 22.07.08 г. (ред. от 30.04.2021 г.) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

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

4 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств", приказ № 533 от 15 декабря 2020г.

5 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», приказ №534 от 15 декабря 2020г.

6 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего при избыточном давлении», приказ №536 от 15 декабря 2020г.

7 ГОСТ 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше.

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

9 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

10 СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.

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

12 ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. нормы герметичности затворов.

13 ГОСТ 12.2.063-2015 Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности.

14 ГОСТ 12.2.085-2017 Арматура трубопроводная. Клапаны предохранительные. Выбор и расчет пропускной способности.

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

16 ГОСТ Р 55724-2013 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.

17 ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			<b>6/23-П-ТР1-ТЧ</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

18 ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

19 ГОСТ 31610.20-1-2020 Взрывоопасные среды. Часть 20-1 Характеристика веществ для классификации газа и пара Методы испытаний и данные.

20 ГОСТ 6465-76 Эмали ПФ-115. Технические условия (с Изменениями N 1-5).

21 ГОСТ 23343-78 Грунтовка ГФ-0119. Технические условия (с Изменениями N 1-4).

22 ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды (с Изменениями N 1, 2, 3, 4, 5).

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

24 ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN250. Конструкция, размеры и общие технические требования.

25 ГОСТ 12.4.026-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний (с Поправками, с Изменением N 1).

26 ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент (с Изменениями N 1, 2).

27 ГОСТ Р 8.1016-2022 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.

28 ВСН 008-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция.

29 СП 75.13330.2011 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы.

30 СП 18.13330.2019 Генеральные планы промышленных предприятий.

31 ПУЭ «Правила устройства электроустановок».

32 ТР ТС 010/2011 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования».

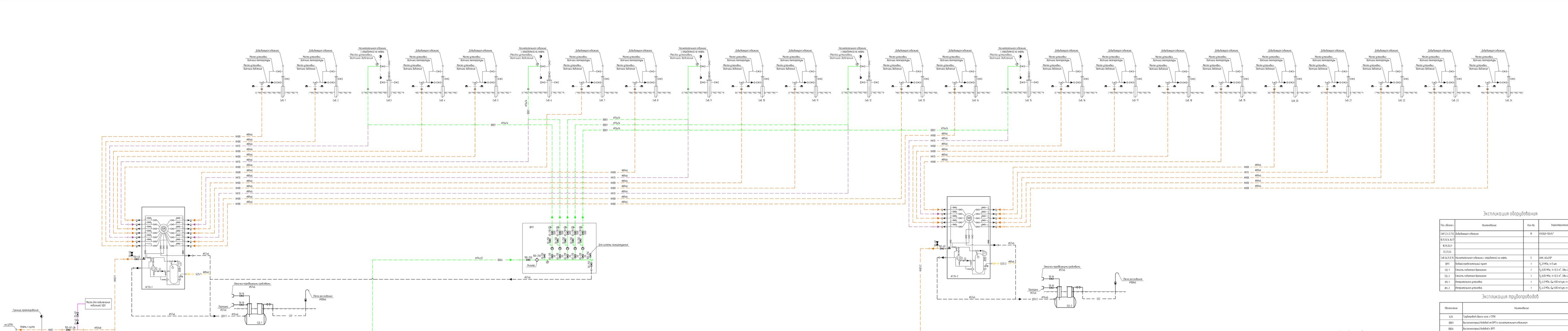
33 ТР ТС 012/2011 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах».

34 ТР ТС 032/2013 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».

35 ИТС 28-2021 Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям «Добыча нефти».

Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	6/23-П-ТР1-ТЧ	Лист
							49





Экспликация оборудования

Код обознач.	Наименование	Кол-во	Характеристика
Саб.1,2,4,5,7,8	Добывающая скважина	19	АНК-65x217*
Саб.11,13,16,17			
Саб.18,19,20,21			
Саб.22,23,24			
Саб.3,6,9,10	Населяющаяся скважина с обработкой на нефть	5	АНК-65x217*
ВРП	Водоразделительный пункт	1	Р <sub>2</sub> 21 МПа, п-15 см
ЕД-1	Емкость подпитки дренажной	1	Р <sub>2</sub> 0,05 МПа, V=12,5 м <sup>3</sup> , DN=2000 мм
ЕД-2	Емкость подпитки дренажной	1	Р <sub>2</sub> 0,05 МПа, V=12,5 м <sup>3</sup> , DN=2000 мм
ИС-1	Испарительная установка	1	Р <sub>2</sub> 4,8 МПа, Q=400 м <sup>3</sup> /сут, п-1% см
ИС-2	Испарительная установка	1	Р <sub>2</sub> 4,8 МПа, Q=400 м <sup>3</sup> /сут, п-1% см

Экспликация трубопроводов

Обозначение	Наименование
Б25	Трубопровод ПРСов газа с СПК
ВВ01	Высокотемпературный водовод от ВРП к населяющейся скважине
ВВ04	Высокотемпературный водовод к ВРП
ДВ01	Дренажный трубопровод в ЕД-1
ДВ02	Дренажный трубопровод в ЕД-2
НН01	Нерегулируемый коллектор
НН01	Процессия скважины после АТЭ-1
НН02	Процессия скважины после АТЭ-2
НН08	Нерегулируемый выходящий
НН13	Трубопровод отработки на нефть
О1	Трубопровод на станцию разделения от ЕД-1
О2	Трубопровод на станцию разделения от ЕД-2

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
—	Векторное обозначение
—	Граница проектирования
▲	Забойная выработка / забойная выработка внутренняя
▲	Забойная выработка с суммарной пробой в колоннах "открытый" / "закрытый"
▲	Забойная выработка
—	Подземный / подземный трубопровод
—	Направление потока жидкости / газа
—	Обратный клапан
—	Сепаратор
—	Полный ленточный трубопровод
—	Расходомер
—	Фильтр
—	Функция газа
—	Вентиль обратный, регулируемый

6/23-П-ТР1-Г4

Обустройство скважин ИТЭ на Тельманово-Русском месторождении в пределах Косынского участка нефть

Изм.	Кол. изм.	Дата	Исполн.	Подп.	Дата
Исход.					
Проект.					

Курс скважин ИТЭ

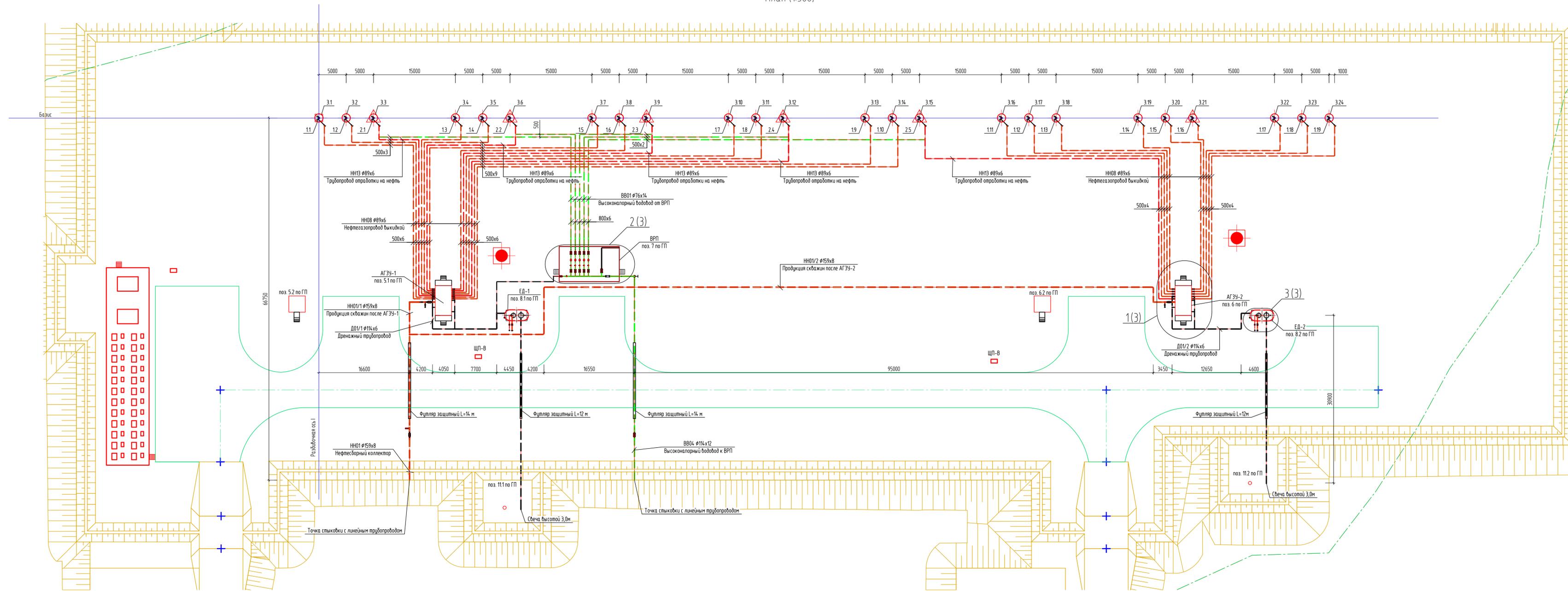
Лист	Из всего
1	3

Система пневматическая принципальная

ООО "Техноинженерный центр"



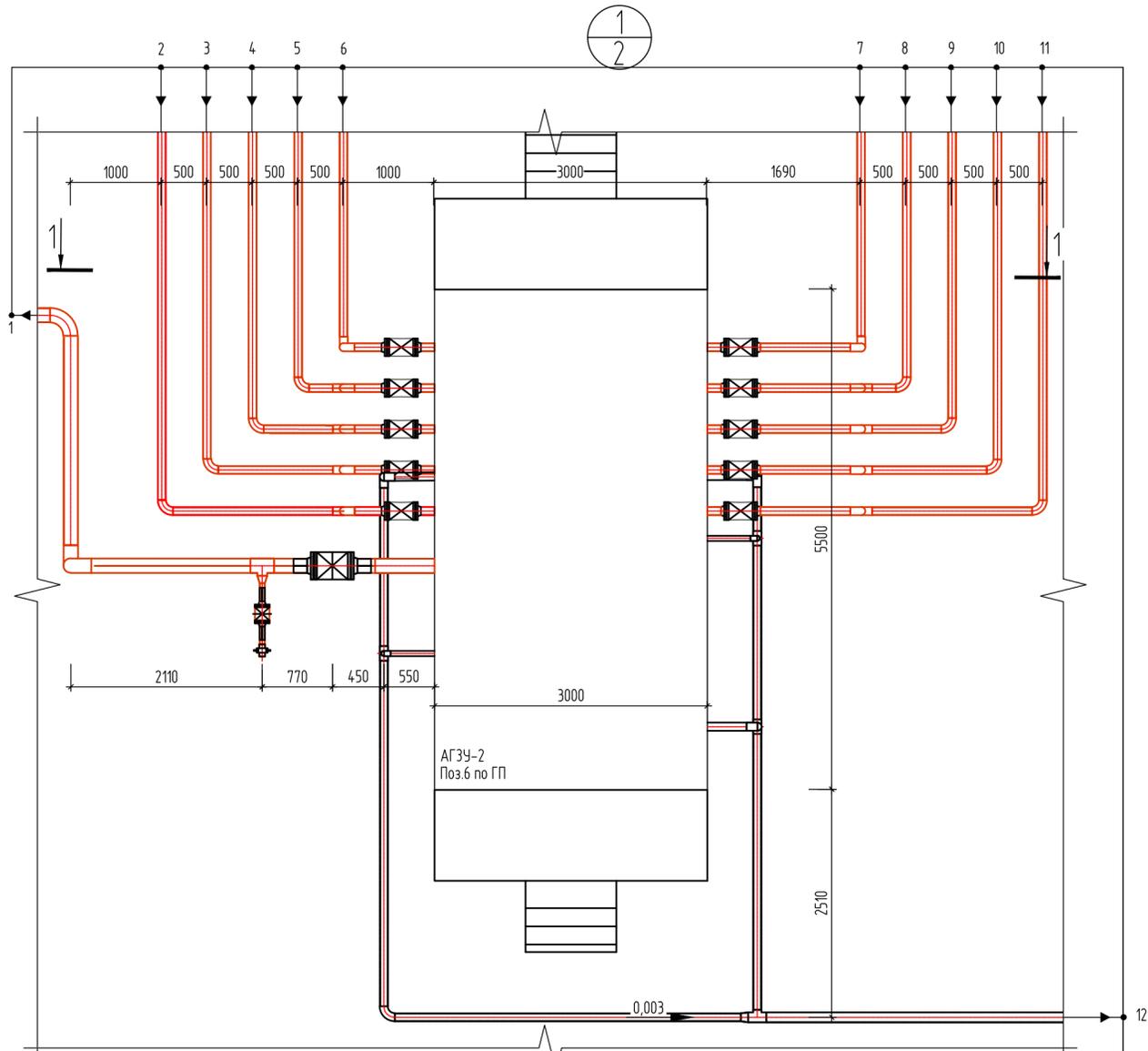
План (1:300)



Выкопировка из экспликации зданий и сооружений

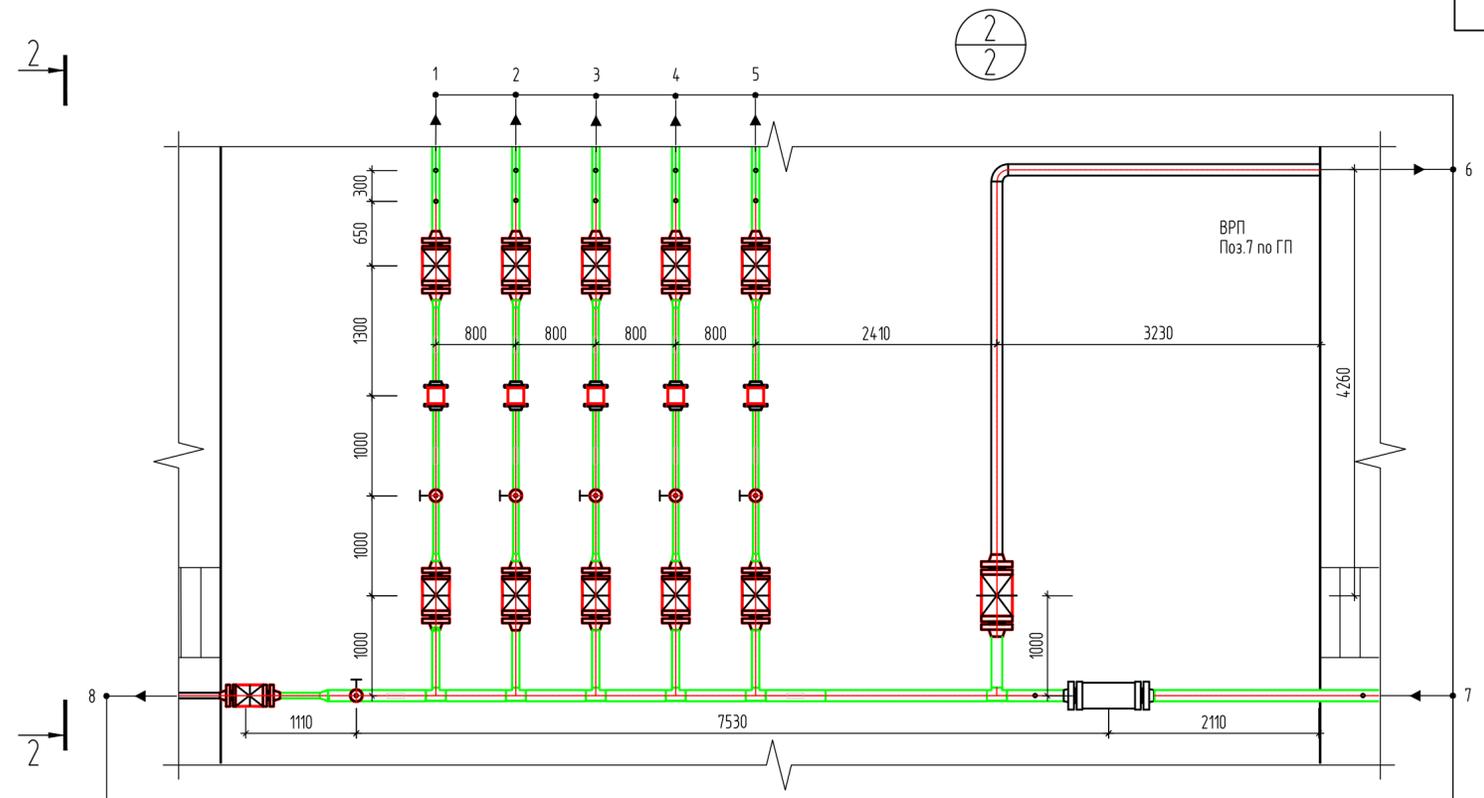
Номер на плане	Наименование
1.1-1.19	Скважина добытчиная
2.1-2.5	Скважина нагнетательная с обработкой на нефть
3.1-3.24	Поддон приустевшей
5	Установка измерительная АГЗУ-1
5.1	Блок технологический
5.2	Блок аппаратурный
6	Установка измерительная АГЗУ-2
6.1	Блок технологический
6.2	Блок аппаратурный
7	Водораспределительный пункт
8.1,8.2	Емкость дренажная V=12,5м³
9	Номер не используется
10	Площадка обслуживания ТМТН,СУ
10.1	КТПК1
10.2	КТПК2
11.1,11.2	Мольниеприемник

					6/23-П-ТР1-ГЧ				
					Обустройство куста скважин №12 на Тейлинско-Русскинском месторождении в пределах Косалинского участка недр				
Изм.	Кол. уч.	Лист	М.в.в.	Подп.	Дата	Куст скважин №12	Стация	Лист	Листов
Разраб.	Казанцева	Осколков	30.10.2023		30.10.2023		П	2	
Нач. отд.	Артемюков		30.10.2023		30.10.2023	План (1:300)	ООО "ТрансИнженерСервис"		
Инж.пр.	Карташян	Горбачев	30.10.2023		30.10.2023				



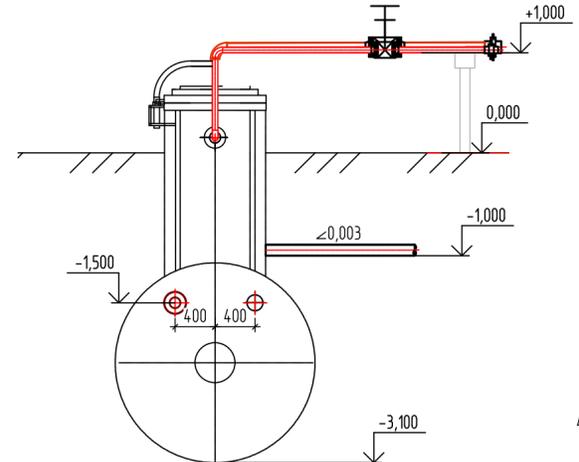
Разрез 1-1 (1:50)

- 1. НН01/2  $\phi 159 \times 8$  Продуция скважин после АГЗУ-2;
- 2. НН13  $\phi 89 \times 6$  Трубопровод отработки на нефть;
- 3...11. НН08  $\phi 89 \times 6$  Нефтегазопровод быкидной;
- 12. Д01/2  $\phi 114 \times 6$  Дренажный трубопровод в ЕД-2.



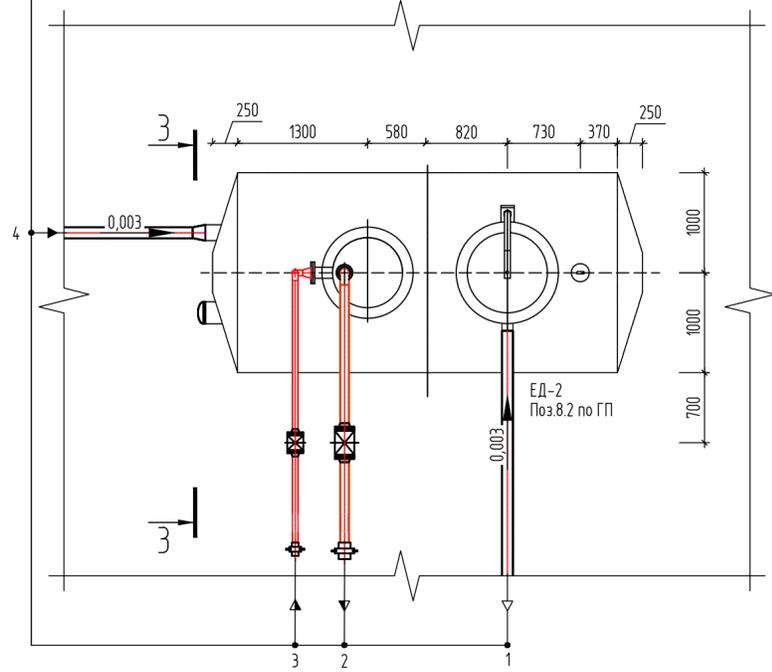
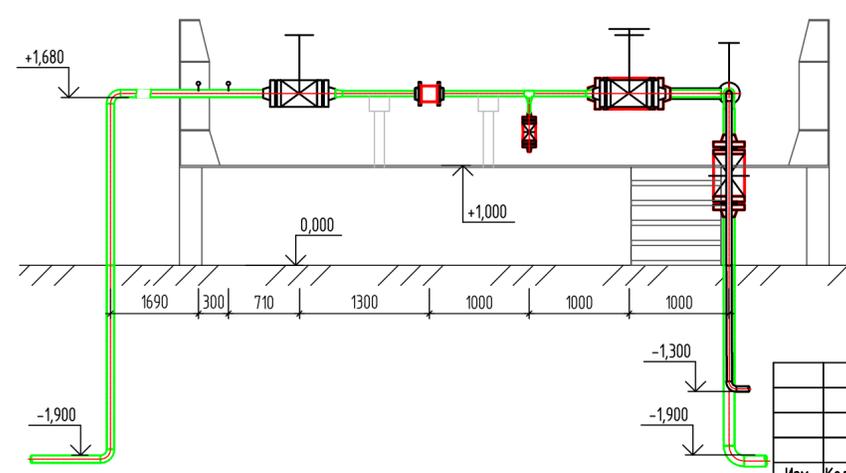
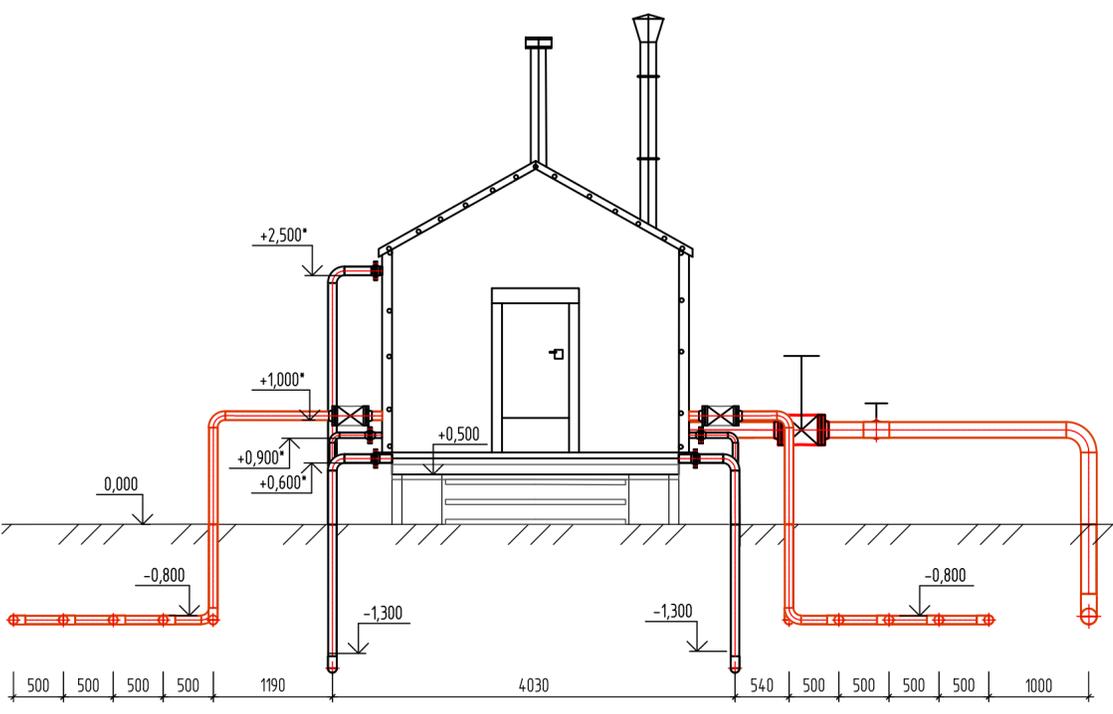
Разрез 2-2 (1:50)

- 1.5. ВВ01  $\phi 76 \times 14$  Высоконапорный водовод от ВРП;
- 6.  $\phi 114 \times 12$  Для системы пожаротушения;
- 7. ВВ04  $\phi 114 \times 12$  Высоконапорный водовод до ВРП;
- 8. Д01/1  $\phi 57 \times 6$  Дренажный трубопровод в ЕД-1.



Разрез 3-3 (1:50)

- 1. С2  $\phi 114 \times 6$  Свеча;
- 2.  $\phi 57 \times 6$  Пропарка;
- 3.  $\phi 89 \times 6$  Откачка;
- 4. Д01/2  $\phi 114 \times 6$  Дренажный трубопровод в ЕД-2.



6/23-П-ТР1-ГЧ				
Обустройство куста скважин №12 на Теблинско-Русском месторождении в пределах Козалымского участка недр				
Изм.	Кол. уч.	Лист	Мдк.	Подп.
Разраб.	Казанцева	30.10.2023		
Проб.	Осколков	30.10.2023		
Нач.отд.	Артуклоб	30.10.2023		
Н.контр.	Карташян	30.10.2023		
ГИП	Горбачев	30.10.2023		
Куст скважин №12			Стадия	Лист
			П	3
Узлы 1.3. Разрезы 1-1-3 (1:50)			ООО "ПроектиИнженерНефть"	