



**«Обустройство куста скважин № 6107
Алексеевского нефтяного месторождения»**

Проектная документация

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

Подраздел 7 «Технологические решения»

174.08.03.2022-ИОС7

Том 4.4



ПРОЕКТСЕРВИС

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ПРОЕКТСЕРВИС»

**Обустройство куста скважин № 6107
Алексеевского нефтяного месторождения»**

Проектная документация

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

Подраздел 7 «Технологические решения»

–ИОС7

Том 4.4

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

Директор ООО «Проектсервис»

И.М. Гилязов

Бавлы 2022 г.

Состав проектной документации									
Но- мер тома	Обозначение			Наименование			Приме- чание		
1	2			3			4		
1	174.08.03.2022-ПЗ			Раздел 1 «Пояснительная записка»					
2	174.08.03.2022-ПЗУ			Раздел 2 «Схема планировочной организации зе- мельного участка»					
2.1	174.08.03.2022-ППО			Подраздел 2.1 «Проект полосы отвода»					
-	174.08.03.2022-АР			Раздел 3 «Архитектурные решения»			не требу- ется		
3	174.08.03.2022-КР			Раздел 4 «Конструктивные и объемно- планировочные решения»					
				Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, пе- речень инженерно-технических мероприятий, со- держание технологических решений»					
4.1	174.08.03.2022-ИОС1			Подраздел 1 «Система электроснабжения»					
-	174.08.03.2022-ИОС2			Подраздел 2 «Система водоснабжения»			не требу- ется		
4.2	174.08.03.2022-ИОС3			Подраздел 3 «Система водоотведения»					
-	174.08.03.2022-ИОС4			Подраздел 4 «Отопление, вентиляция и кондицио- нирование воздуха, тепловые сети»			не требу- ется		
4.3	174.08.03.2022-ИОС5			Подраздел 5 «Сети связи»					
-	174.08.03.2022-ИОС6			Подраздел 6 «Система газоснабжения»			не требу- ется		
4.4	174.08.03.2022-ИОС7			Подраздел 7 «Технологические решения»					
4.5	174.08.03.2022-ТКР			Подраздел 8 «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные со- оружения»					
5	174.08.03.2022-ПОС			Раздел 6 «Проект организации строительства»					
-	174.08.03.2022-ПОД			Раздел 7 «Проект организации работ по сносу или демонтажу объекта капитального строительства»			не требу- ется		
6	174.08.03.2022-ООС			Раздел 8 «Перечень мероприятий по охране окру- жающей среды»					
7	174.08.03.2022-ПБ			Раздел 9 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»					
8	174.08.03.2022-ЭЭ			Раздел 10 «Мероприятия по обеспечению соблю- дения требований энергетической эффективности и требований оснащенности строений и сооруже- ний приборами учета используемых энергетических ресурсов»					
174.08.03.2022-СП									
Изм. Кол.уч Лист №док. Подп. Дата									
Разработал Валеева 03.22									
Проверил Белоусова 03.22									
Н.контр. Зиязова 03.22									
Утвердил Боднар 03.22									
Состав проектной документации									
Стадия Лист Листов									
П 1 2									
ООО «Проектсервис»									

Согласовано

Взам. Инв. №

Подпись и дата

Инв.№ подл.

Но- мер тома	Обозначение	Наименование	Приме- чание
1	2	3	4
9	174.08.03.2022-СМ	Раздел 11 «Смета на строительство объектов ка- питального строительства»	
		Раздел 12 «Иная документация в случаях, преду- смотренных федеральными законами»	
10.1	174.08.03.2022-ГОЧС	«Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»	
10.2	174.08.03.2022-ТБЭ	«Требования к обеспечению безопасной эксплуата- ции объектов капитального строительства»	
10.3	174.08.03.2022-СЗЗ	«Проект санитарно-защитной зоны»	

Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	167.01.01.2022-СП			2

Оглавление

Оглавление	2
1. Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции	3
2. Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд	5
3. Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройство сбора и передачи данных.....	5
4. Описание источников поступления сырья и материалов	5
5. Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции	5
6. Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования.....	6
6.1 Технологический трубопровод	6
6.2 Промысловый трубопровод	13
6.3 Характеристика проектируемого оборудования	23
7. Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов.....	26
8. Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах.....	26
9. Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого на подземных горных работах технологического оборудования и технических устройств	27
10. Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности	28
10.1 Определение расчетной численности работников	28
10.2 Профессионально-квалифицированный состав работников	29
10.3 Оснащенность рабочих мест	30
10.4 Режим труда и отдыха.....	34
11. Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства	36

Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №	174.08.03.2022-ИОС7								
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата			
			Разработал		Валеева		03.22	Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений» Подраздел 7 «Технологические решения»	Стадия	Лист	Листов
			Проверил		Белоусова		03.22		П	1	
			Н.контр.		Зиязова		03.22		ООО «Проектсервис»		
			Утвердил		Боднар		03.22				

ООО «Проектсервис»

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

Проект «Обустройство куста скважин № 6107 Алексеевского нефтяного месторождения» разработан на основании:

- задания на проектирование «Обустройство куста скважин № 6107 Алексеевского нефтяного месторождения» утвержденного генеральным директором ЗАО «Алойл» Вафиным Р.В. от 29.11.2021 г.;

- технического отчета об инженерно-геодезических изысканиях 26-21-ИГДИ, выполненных ООО «ГеоТехПроект»;

- технического отчета по результатам инженерно-геологических изысканий 26-21-ИГИ, выполненных ООО «ГеоТехПроект»;

- технического отчета об инженерно-экологических изысканиях 26-21-ИЭИ, выполненных ООО «ГеоТехПроект»;

- технических условий на подключение трубопроводов № 1943 от 23.12.2021 г.;

- технических условий на автоматизацию № 46 от 14.01.2022 г.;

- технических условий на электроснабжение куста скважин № 1946 от 23.12.2021 г.;

- технических условий на водоснабжение для проведения гидравлических испытаний трубопроводов на прочность и герметичность, а так же на утилизацию промливневых стоков и стоков образовавшихся после проведения испытаний трубопроводов № 1942 от 23.12.2021 г.;

- технических условий на водоснабжение для питьевых и хозяйтовых нужд персонала и на утилизацию хозяйтовых стоков на период строительства № 1944 от 23.12.2021 г.;

- технических условий на связь № 52 от 17.01.2022 г.

Основные показатели проектируемого объекта:

- ожидаемый средний дебит скважин по жидкости по 5 м³/сут;

- обводненность 5 %;

- средний газовый фактор 26 м³/т.

Добываемой продукцией является нефть, попутно добываемой продукцией являются попутный нефтяной газ и пластовая вода.

Продукция скважин Алексеевского нефтяного месторождения под устьевым давлением скважин транспортируется через групповые замерные установки или счетчики количества жидкости, где производится замер дебита скважин, по нефтегазосборным трубопроводам (проектируемым и существующим) на ДНС-1 для последующей подготовки.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ИОС7				3

Физико-химические свойства нефти приведены в таблице 1. Компонентный состав попутного нефтяного газа приведен в таблице 2. Физико-химические свойства пластовой воды приведены в таблице 3.

Таблица 1 – Физико-химические свойства нефти

№ п/п	Параметр		Значение
1	2		3
1	Плотность при 20 °С, кг/м³		0,877
2	Вязкость при 20 °С, мм²/с		23,60
3	Содержание	Сероводород, ppm	265,00
		Сера, %	2,988
		Механические примеси, % мас	0,0148
		Хлористые соли, мг/дм³	362,60
		Асфальтены, % мас	6,03
		Парафин, % мас	4,65
		Смолы, % мас	12,01

Таблица 2 – Компонентный состав попутного нефтяного газа

№ п/п	Наименование компонента	Концентрация молярная, % мол	Концентрация объемная, % об.	Концентрация массовая, % вес	Концентрация массовая, г/м³
1	2	3	4	5	6
1	Диоксид углерода	2,638	2,636	4,592	48,24
2	Этан	11,59	11,55	13,78	144,40
3	Кислород	0,06935	0,06961	0,08777	0,9263
4	Азот	28,81	28,93	31,92	337,00
5	Метан	45,83	45,95	29,08	306,50
6	Пропан	7,379	7,289	12,87	133,70
7	и-Бутан	менее 1,00	менее 1,00	менее 1,00	-
8	н-Бутан	1,329	1,292	3,054	31,23
9	и-Пентан	0,3013	0,2885	0,86	8,655
10	н-Пентан	0,161	0,1528	0,4595	4,586
11	н-Гексан	0,1441	0,1331	0,4913	4,768
12	Вода	0,3795	0,3629	0,2704	2,719
13	Сульфид водорода	0,6606	0,3629	0,2704	2,719
14	Плотность при стандартных условиях 1,054 кг/м³				

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

Таблица 3 – Физико-химические свойства пластовой воды

№ п/п	Параметр		Значение
1	2		3
1	Плотность, кг/м ³		1,165
2	Водородный показатель, pH		5,12
3	Общая жесткость, ммоль/дм ³		1080,00
4	общая минерализация, мг/дм ³		251487,00
5	Содержание, мг/дм ³	Гидрокарбонат-ион	159,00
		Хлорид-ион	154359,00
		Кальций-ион	12024,00
		Магний-ион	5837,00
		Сульфат-ион	323,10
		Кальций+натрий	78785,00

2. Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Ресурсом для технологических нужд в рамках данного проекта является электрическая энергия. Годовая потребляемая мощность электроприемниками на проектируемом объекте - 504600 кВт·ч.

3. Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройство сбора и передачи данных

Счетчик расхода электрической энергии «Меркурий-230» (или аналог) предусматривается в проектируемой КТПМ-160-6/0,4 кВ и поставляется комплектно.

Передача данных учета расхода электроэнергии каждой СКДР-8 предусматривается по существующему GSM каналу в операторную ДНС-1 ЗАО «Алойл» через частотные преобразователи ATV 930, установленные в шкафах управления станком – качалкой.

4. Описание источников поступления сырья и материалов

Источником электрической энергии служит ВЛ-6 кВ, ПС 35/6 кВ № 133, фидер 133-08, балансовая принадлежность ЗАО «Алойл».

Источником поступления сырья служит продукция эксплуатационных скважин куста № 6107.

Все материалы, необходимые для обслуживания, находятся на складе ДНС-1.

5. Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Требований к параметрам и качественным характеристикам добываемой продукции – нет.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ИОС7			5

6. Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

6.1 Технологический трубопровод

К технологическим трубопроводам относятся все трубопроводы, находящиеся в пределах ограждения промышленных площадок, а при отсутствии ограждения в пределах отсыпки соответствующих площадок.

В настоящем проекте к технологическим трубопроводам относятся трубопроводы на площадке куста скважин № 6107.

Категория трубопроводов – II, группа Аб (максимальное рабочее давление 2,0 МПа, температура от +7 °С до +18 °С) согласно приложению 3, руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

Техническая характеристика примененных труб приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Техническая характеристика технологических трубопроводов

Наименование участка	ГОСТ, ТУ	Диаметр и толщина стенки, мм	Условный проход, мм	Масса метра, кг	Длина, м	Характеристика применяемой стали	Рабочие условия
Куст скважин № 6107							
Нефтегазопровод от скв. № 6110 до узла запорной арматуры К-6107	ГОСТ 10705-80, ТУ 1390-001-67740692-2010	89х5,0	80	10,36	69,5	Сталь 20. Группа В по ГОСТ 10705-80. Класс прочности К 42	Р _{раб} =2,0 МПа, t _{раб} =+7 °С ÷ +18 °С
	ГОСТ 8732-78	57х5,0	50	5,5	5		
Нефтегазопровод от скв. № 6109 до места врезки	ГОСТ 10705-80, ТУ 1390-001-67740692-2010	89х5,0	80	10,36	13		
	ГОСТ 8732-78	57х5,0	50	5,5	5		
Нефтегазопровод от скв. № 6108 до узла запорной арматуры К-6107	ГОСТ 10705-80, ТУ 1390-001-67740692-2010	89х5,0	80	10,36	43		
	ГОСТ 8732-78	57х5,0	50	5,5	5		
Нефтегазопровод от скв. № 6107 до места врезки	ГОСТ 10705-80, ТУ 1390-001-67740692-2010	89х5,0	80	10,36	12,5		

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

174.08.03.2022-ИОС7

Лист
6

Наименование участка	ГОСТ, ТУ	Диаметр и толщина стенки, мм	Условный проход, мм	Масса метра, кг	Длина, м	Характеристика применяемой стали	Рабочие условия
	ГОСТ 8732-78	57х5,0	50	5,5	5		

Для обвязки устьевой арматуры АУШ-50-14 и счетчика жидкости СКЖ-30-40 принимается труба диаметром 57х5,0 мм по ГОСТ 8732-78.

Электросварные трубы поставлять в термически обработанном состоянии, если соотношение наружного диаметра трубы к толщине стенки менее 50 мм.

Электросварные трубы с продольным швом поставлять с радиографическим или ультразвуковым контролем сварного шва по всей длине.

Соединение труб на сварке. Методы сварки, сварочные материалы принимаются согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», раздел 7. Сварочные материалы должны иметь подтверждение соответствия требованиям национальных стандартов или технических условий и соответствующих сертификатов. К производству сварочных работ следует допускать сварщиков, аттестованных на выполнение соответствующих работ.

Для аварийного перекрытия потока жидкости из скважин при разгерметизации нефтегазопровода, технологические трубопроводы оборудуются запорными устройствами.

Монтаж и испытание трубопроводов производить согласно СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы», Руководству по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

Контроль качества сварных соединений

Контроль качества сварных соединений согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

В объем пооперационного контроля рекомендуется включить:

а) проверку качества и соответствия труб и сварочных материалов требованиям стандартов и технических условий на изготовление и поставку;

б) проверку качества подготовки концов труб и деталей трубопроводов под сварку и сборки стыков (угол скоса кромок, совпадение кромок, зазор в стыке перед сваркой, правильность центровки труб, расположение и число прихваток, отсутствие трещин в прихватках);

в) проверку качества и технологии сварки (режима сварки, порядка наложения швов, качества послойной зачистки шлака).

Визуальному осмотру и измерениям рекомендуется подвергнуть все сварные соединения после их очистки от шлака, окалины, брызг металла и загрязнений на ширине не менее 20

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

174.08.03.2022-ИОС7

Лист

7

мм по обе стороны от шва. Результаты визуального осмотра и измерений сварных швов рекомендуется считать положительными при следующих условиях:

- а) форма и размеры шва стандартны;
- б) поверхность шва мелкочешуйчатая; ноздреватость, свищи, скопления пор, прожоги, незаплавленные кратеры, наплывы в местах перехода сварного шва к основному металлу трубы и трещины всех видов и направлений отсутствуют.

К контролю сварных соединений физическими методами рекомендуется допускать дефектоскопистов, имеющих соответствующее квалификационное удостоверение на проведение контроля. Каждый дефектоскопист допускается к контролю по методам контроля, указанным в его удостоверении. Дефектоскописты аттестуются в соответствии с НТД по промышленной безопасности. Неразрушающему контролю рекомендуется подвергать наихудшие по результатам внешнего осмотра сварные швы по всему периметру трубы. Объем контроля сварных соединений технологических трубопроводов ультразвуковым или радиографическим методом составляет 10 % от общего числа сваренных каждым сварщиком соединений для трубопроводов II категории согласно Приложению № 15 руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

Способ прокладки трубопровода

Технологические трубопроводы прокладываются подземно на глубине 1,8 м до верхней образующей трубы (по п.11.2 задания на проектирование глубину заложения принять ниже глубины промерзания грунта, согласно п. 2.7.2 26-21-ИГИ-Т нормативная глубина промерзания 1,33 м). Расстояние между трубопроводами, уложенными в одной траншее не менее 0,4 м. Уклоны трубопроводов принимаются не менее 0,002 для их опорожнения при остановке технологического процесса.

Технологические трубопроводы обвязки устья скважины и счетчика жидкости СКЖ прокладываются надземно на опорах, на высоте 1 м от уровня земли до нижней образующей трубопровода.

Защита трубопровода от коррозии

Для защиты надземных участков трубопроводов от коррозии окрасить их краской ПФ-115 в два слоя (либо аналогичным лакокрасочным материалом) по грунтовке ГФ-021 в один слой, предварительно очистив поверхность от ржавчины и грязи. Опознавательную окраску выполнить согласно ГОСТ 14202-69.

Защита подземных участков трубопроводов от коррозии осуществляется путем применения стальных труб ПНИ с наружным полимерным покрытием по ТУ 24.20.35-002-00136352-2017, изготовленных из труб по ГОСТ 10704-91 из стали В20 по ГОСТ 10705-80.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист 8	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ИОС7				

Изоляцию сварных стыков подземных участков трубопроводов производить согласно разделу 5 «Инструкция по технологии сооружения, эксплуатации и ремонта трубопроводов из ППТ».

Технологический процесс наружной изоляции сварных стыков состоит из следующих основных операций:

- механической очистки изолируемой поверхности после сварки и контроля качества сварного стыка;
- снятия фаски на полиэтиленовой изоляции;
- разогрев зоны сварного стыка трубопроводов с помощью газовой горелки или разъемных индукторов установки ТВЧ;
- изоляции зоны сварного стыка лентой типа «Термизол» или праймером НК-50 и лентой «Полилен 40-ЛИ-45 (63)»;
- усадки ленты типа «Термизол»;
- контроля качества изоляции.

Гидравлическое испытание на прочность и плотность

После монтажа технологические трубопроводы подвергнуть гидравлическому испытанию и очистке. Испытание на прочность и плотность произвести согласно п. 13.1-13.2 ГОСТ 32569-2013. Промывку осуществить согласно п. 13.4 ГОСТ 32569-2013.

Согласно п. 10.2.1 ГОСТ 32569-2013 трубопроводы оснащаются устройствами для дренажа воды после гидравлического испытания, воздушником в верхней точке для удаления газа с номинальным диаметром штуцера и арматуры 32 мм.

Пробное давление $P_{пр}$ при гидроиспытании определяется по формуле:

$$P_{пр} = 1,25 \cdot P \cdot \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t}, \text{ МПа}$$

P - расчетное давление трубопровода, МПа;

$[\sigma]_{20}$ - допускаемое напряжение для материала трубопровода при 20 °С;

$[\sigma]_t$ - допускаемое напряжение для материала трубопровода при максимальной положительной расчетной температуре.

Проектируемые технологические трубопроводы с $P_{раб}=2,0$ МПа испытать давлением 2,5 МПа.

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 течение не менее 30 мин. Затем давление необходимо уменьшить до расчетного давления, и все

Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист 9
			174.08.03.2022-ИОС7						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

поверхности элементов, сварных соединений и сами сварные соединения должны быть подвергнуты тщательному визуальному осмотру. Во время этого осмотра на трубопроводе должны отсутствовать следы пластической деформации.

Продолжительность испытания на прочность и плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

После окончания гидравлического испытания все воздушники на трубопроводе должны быть открыты и трубопровод должен быть полностью освобожден от воды через соответствующие дренажи.

Результаты гидравлического испытания на прочность и плотность признать удовлетворительными, если во время испытания не произошло разрывов, видимых деформаций, падения давления по манометру, течи и запотевания.

Осуществить промывку водой со скоростью от 1 м/с до 1,5 м/с, после промывки трубопровод полностью опорожнить и продуть воздухом.

При гидравлических испытаниях и удалении воды из трубопроводов после испытаний устанавливаются опасные зоны согласно таблице 12, и обозначаются предупредительными знаками на местности.

Эквивалентное напряжение при пробном давлении не должно превышать 90 % предела текучести материала.

Эквивалентное напряжение в стенках трубопроводов определяется по формуле:

$$\sigma_3 = \frac{P_{пр} \cdot D_{вн}}{D_n - D_{вн}},$$

где:

$P_{пр}$ - давление испытания трубопроводов, кгс/см²;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, см;

D_n – наружный диаметр трубопровода, см.

Эквивалентное напряжение в стенках запроектированных трубопроводов диаметром:

- 89х5,0 мм при пробном давлении 2,5 МПа равно $\sigma_3=19,75$ МПа;

- 57х5,0 мм при пробном давлении 2,5 МПа равно $\sigma_3=11,7$ МПа.

Предел текучести стали 20 по ГОСТ 10705-80, равен 245 МПа, условие $\sigma_3 < 0,9 \sigma_t$ выполнено.

Согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» п. 400 – п. 406 технологические трубопроводы группы Аб необходимо подвергнуть дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания. Дополнительные испытания производятся давлением $P_{исп}=P_{раб}$, продолжительность испытания 24 часа. Результаты дополнительного пневматического испытания на герметичность считаются удовлетворительными, если скорость падения давления окажется не более 0,1 % за час.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ИОС7				10

$$\rho_{\mathcal{M}} = \rho_H \cdot (1-w) + \rho_E \cdot w,$$

ρ_n - плотность нефти т/м³;

ρ_v - ПЛОТНОСТЬ ВОДЫ Т/М³;

w - обводненность, доли ед.

$$\rho_{\text{yc}} = 0.877 \cdot (1 - 0.05) + 1.165 \cdot 0.05 = 0.8914 \text{ т/м}^3$$

Выбор диаметра технологических трубопроводов производится с учетом рекомендованных данных скорости движения нефти в трубопроводе табл. 2. ВНТП 3-85 из выражения:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot v}}$$

d – внутренний диаметр трубопровода, мм;

Q–расход жидкости, 0,0001158 м³/с;

π –постоянная, 3,14159;

V – оптимальная скорость движения нефти в трубопроводе, 1,5 м/с.

$$d_{BH} = 0,01 \text{ m} = 10,0 \text{ mm}$$

Проектом принимается труба диаметром 89 мм с толщиной стенки 5,0 мм.

Расчет трубопровода на прочность произведен по методике, представленной в СА 03-
«Расчеты на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов».

Номинальная толщина стенки элемента определяется с учетом прибавки С, исходя из условия:

$$S = S_R + C$$

Суммарная прибавка к толщине стенки S определяется по формуле:

$$C=C_1 + C_2$$

C_1 - технологическая прибавка, равная минусовому отклонению толщины стенки по стандартам и техническим условиям;

C_2 – прибавка на коррозию и эрозию.

Инв.№ подп.	Подпись и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Расчетная толщина стенки трубы, нагруженной, внутренним избыточным давлением определяется по формуле:

$$S_R = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \varphi_y \cdot [\sigma] + P}$$

где:

P - внутреннее избыточное давление, МПа;

D - наружный диаметр трубы, мм;

φ_y - коэффициент прочности элемента со сварным швом; $[\sigma]$ - допускаемое напряжение, МПа.

Допустимое внутреннее избыточное давление, определяется по формуле:

$$[P] = \frac{2[\sigma] \cdot \varphi_y \cdot (s - c)}{D - (s - c)}$$

Расчетные значения толщин стенок технологических трубопроводов, предназначенных для эксплуатации в условиях воздействия коррозионно-агрессивных веществ, приниматься из условия ограничения рабочих напряжений не более 0,4 нормативного предела текучести с учетом минусового допуска на изготовление.

Рабочее напряжение в стенках трубопроводов, определяется по формуле:

$$\sigma_p = \frac{P_{\text{раб}} \times D_{\text{вн}}}{D_{\text{н}} - D_{\text{вн}}}$$

Согласно расчету напряжение в стенке проектируемого трубопровода диаметром:

- 89x5,0 мм при максимальном рабочем давлении 2,0 МПа равно $\sigma_3=15,8$ МПа;

- 57x5,0 мм при максимальном рабочем давлении 2,0 МПа равно $\sigma_3=9,4$ МПа.

Предел текучести стали 20 равен 245 МПа ($245 \times 0,4=98$ МПа), условие $\sigma_r < 0,4 \sigma_t$ выполнено.

Толщина стенки отводов, определяется по формуле:

$$S_{RO} = \frac{k_2 \cdot S_R}{\varphi_y}$$

$$k_2 = \frac{4 \cdot R - D + S_R}{4 \cdot R - 2 \cdot D + 2 \cdot S_R}$$

Таблица 5 – Результаты расчета толщины стенки элементов

Диаметр трубопровода, мм		Максимальное рабочее давление транспортируемой среды, МПа	Расчетная толщина стенки, мм		Принятая толщина стенки, мм	
наружный	внутренний		трубопровода	отводов	трубопровода	отводов
89,00	80,00	2,00	2,00	2,52	5,00	5,00

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недоп.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ИОС7				12

Таблица 7 – Техническая характеристика промышленного трубопровода

Наименование трубопровода	ГОСТ	Диаметр и толщина стенки, мм	Условный проход, мм	Масса метра, кг	Длина, м	Группа и марка материала
Нефтегазопровод от К-6107 до места врезки	ГОСТ 10705-80, ТУ 1390-001-67740692-2010	89х5,0	80	10,36	223,07	B20

Для строительства промышленного трубопровода предусматривается применение стальных труб ПНИ с наружной полиэтиленовой изоляцией по ТУ 1390-001-67740692-2010, изготовленных из труб по ГОСТ 10704-91 из стали В20 по ГОСТ 10705-80.

Срок службы трубопроводов 20 лет.

Соединение труб на сварке. Сварочные работы на трубопроводе производить в соответствии с РД 39-132-94, раздел 8. При сварке трубопроводов следует применять сварочные материалы, соответствующие действующим ГОСТам и техническим условиям, прошедшие контроль качества перед их применением. На сварочные материалы должен иметься сертификат завода-изготовителя. Марки электродов и сварочных материалов принимать по таблице 1, 2 приложения 8, РД 39-132-94.

Изоляцию сварных стыков подземных участков трубопроводов производить согласно разделу 5 «Инструкция по технологии сооружения, эксплуатации и ремонта трубопроводов из ППТ».

Технологический процесс наружной изоляции сварных стыков состоит из следующих основных операций:

- механической очистки изолируемой поверхности после сварки и контроля качества сварного стыка;
- снятия фаски на полиэтиленовой изоляции;
- разогрев зоны сварного стыка трубопроводов с помощью газовой горелки или разъемных индукторов установки ТВЧ;
- изоляции зоны сварного стыка лентой типа «Термизол» или праймером НК-50 и лентой «Полилен 40-ЛИ-45 (63)»;
- усадки ленты типа «Термизол»;
- контроля качества изоляции.

Электроизоляция промышленного трубопровода предусматривается в начальной и конечной точке.

Внутренняя поверхность труб непосредственно перед монтажом трубопровода должна быть очищена от снега, льда, воды и загрязнений. До начала испытаний на прочность проводят очистку трубопроводов промывкой. На трубопроводах диаметром менее 219 мм промывку или продувку допускается выполнять без использования очистных поршней.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

174.08.03.2022-ИОС7

Для экстренного вывода трубопровода из эксплуатации предусматривается установка запорной арматуры.

Технические условия на подключение проектируемого нефтегазопровода представлены в приложении 8 раздела 174.08.03.2022-ПЗ.

Контроль качества сварных соединений

Для обеспечения требуемого уровня качества необходимо производить:

- а) проверку квалификации сварщиков;
- б) контроль исходных материалов, труб и трубных заготовок, запорной арматуры (входной контроль);
- в) систематический операционный (технологический) контроль, осуществляемый в процессе сборки и сварки;
- г) визуальный контроль (внешний осмотр) и измерение геометрических параметров швов;
- д) проверку сварных швов физическими методами контроля.

Для выполнения сварки допускаются сварщики, аттестованные в соответствии с правилами аттестации, действующими в области промышленной безопасности и выдержавшие испытания по сварке допусковых стыков. Допускные испытания сварщиков проводятся путем сварки допусковых стыков непосредственно перед началом сварочных работ.

Трубы, детали трубопроводов, арматура и сварочные материалы должны пройти входной контроль в установленном порядке. До начала производства работ следует проверить наличие сертификатов (паспортов) на трубы, соединительные детали трубопроводов, запорную арматуру и сварочные материалы, которые будут использованы для сооружения объекта, а также соответствие маркировки обозначениям, указанным в сертификатах (паспортах). При отсутствии клейм, маркировки, сертификатов (или других документов, удостоверяющих их качество) трубы, соединительные детали трубопроводов, запорная арматура и сварочные материалы к сборке и сварке не допускаются.

Систематический операционный (технологический) контроль должен включать в себя:

- контроль геометрических параметров разделки кромок в соответствии с технологической картой на сварку;
- контроль очистки поверхности концов труб, подготовленных под сварку, и кромок от ржавчины, окалины, влаги и прочих загрязнений;
- контроль сборки труб под сварку (значения зазора, превышения кромок и соосности стыкуемых труб);
- контроль просушки и температуры подогрева свариваемых кромок;
- контроль сварочных материалов на соответствие технологической карте на сварку;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист 15
			174.08.03.2022-ИОС7						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

- контроль технологических параметров режимов сварки и термической обработки, предусмотренных в технологических инструкциях и картах;
- контроль очистки сварного шва от шлака и брызг;
- контроль маркировки сварного шва.

Все сварные соединения труб, труб с деталями трубопроводов, арматурой и т.д. после их очистки от шлака, грязи, брызг металла, снятия грата подвергают визуальному контролю и обмеру.

При осмотре сварного соединения:

- проверяют наличие на каждом стыке клейма сварщика, выполнявшего сварку. Если сварку одного стыка выполняли несколько сварщиков, то на каждом стыке должно быть поставлено клеймо каждого сварщика в данной бригаде, или одно клеймо, присвоенное всей бригаде;
- проверяют наличие на одном из концов каждой плети ее порядкового номера;
- убеждаются в отсутствии наружных трещин, не заправленных кратеров и выходящих на поверхность пор.

По результатам обмера сварные соединения, выполненные дуговыми методами, должны удовлетворять следующим требованиям:

- величина наружного смещения кромок не должна превышать значений, приведенных в п. 5.90 ВСН 012-88;
- глубина подрезов не должна превышать значений, приведенных в п. 5.90 ВСН 012-88;
- усиление внешнего и внутреннего швов должно иметь высоту не менее 1,0 мм и не более 3,0 мм и плавный переход к основному металлу;
- сварной шов облицовочного слоя должен перекрывать основной металл при ручной сварке на 2,5-3,5 мм;
- подварочный слой, выполненный ручной сваркой, должен иметь ширину в пределах 8-10 мм;

Объем контроля сварных стыков физическим методом - 100% радиографическим методом.

Прокладка трубопровода

Прокладка трубопроводов принята на глубине 1,8 м до верхней образующей трубы. по п.11.2 задания на проектирование глубину заложения принять ниже глубины промерзания грунта (согласно п. 2.7.2 26-21-ИГИ нормативная глубина промерзания 1,33 м).

Защита трубопровода от коррозии

Защита проектируемого трубопровода от почвенной коррозии предусматривается:

Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист 16	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ИОС7				

- пассивная – антикоррозионным покрытием наружной и внутренней поверхности труб, запорной арматуры и соединительных деталей;

- активная – применение электрохимических средств защиты.

Защита подземных участков трубопроводов от коррозии осуществляется путем применения стальных труб ПНИ с наружной полиэтиленовой изоляцией по ТУ 1390-001-67740692-2010, изготовленных из труб по ГОСТ 10704-91 из стали В20 по ГОСТ 10705-80.

Для защиты надземных участков трубопровода от коррозии окрасить их краской ПФ-115 в два слоя (либо аналогичным лакокрасочным материалом) по грунтовке ГФ-021 в один слой, предварительно очистив поверхность от ржавчины и грязи.

Изоляцию сварных стыков подземных участков трубопроводов производить согласно разделу 5 «Инструкция по технологии сооружения, эксплуатации и ремонта трубопроводов из ППТ».

Технологический процесс наружной изоляции сварных стыков состоит из следующих основных операций:

- механической очистки изолируемой поверхности после сварки и контроля качества сварного стыка;

- снятия фаски на полиэтиленовой изоляции;

- разогрев зоны сварного стыка трубопроводов с помощью газовой горелки или разъемных индукторов установки ТВЧ;

- изоляции зоны сварного стыка лентой типа «Термизол» или праймером НК-50 и лентой «Полилен 40-ЛИ-45 (63)»;

- усадки ленты типа «Термизол»;

- контроля качества изоляции.

Проектные решения по протекторной защите промышленного трубопровода

В соответствии с ГОСТ 9.602-2016 электрохимическая защита должна обеспечивать в течение всего срока эксплуатации трубопровода непрерывную по времени катодную поляризацию защищаемого сооружения на всей его поверхности таким образом, чтобы значения потенциалов на сооружении были (по абсолютной величине) не меньше минимального и не больше максимального значений.

Удельное электрическое сопротивление грунта вдоль трассы трубопровода 16-19 Ом*м.

Согласно данным технического отчета об инженерно-геодезических и инженерно-экологических изысканиях нормативная глубина промерзания почвы составляет 1,33 м.

Для стальных труб минимальное значение защитного потенциала составляет $E_{\min} = -0,85 \text{ В}$, а максимальное значение защитного потенциала составляет $E_{\max} = -1,15 \text{ В}$.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист	
										17
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ИОС7				

Проектом предусматривается применение протекторов из магниевого сплава марки ПМ-10У, упакованного в заводских условиях в активатор и хлопчатобумажный мешок. Количество необходимых магневых протекторов в рамках данного проекта – 5 шт. (1 протекторная группа), количество контрольно-измерительных колонок (СКИП) – 1 шт.

Таблица 8 – Параметры протекторной защиты

Наименование параметра	Значение	Единица измерения
1	2	3
Сопротивление провода, соединяющего протектор с трубопроводом	$R_{np}=0,0875$	Ом
Сопротивление растеканию протектора	$R_{pn}=18,98$	Ом
Сила тока в цепи «протектор-труба»	$I_n=0,06675$	А
Средняя сила тока группы протекторов	$I_{cp}=0,0244$	А
Сила тока групповой протекторной установки	$I_{пр}=0,0554$	А

СКИП предусматривается заводского изготовления по ИЖСК.301421.007 ТУ, сертификат соответствия РОСС RU.АЯ21.Н19942.№

СКИП представляет собой стойку из трубы Ø 114 мм с клеммной панелью для подключения от двух до двенадцати цепей. Габаритные размеры 260×260×2000 мм, вес не более 25 кг.

Контрольно-измерительная колонка должна быть окрашена в цвет, распознаваемый на трассе трубопровода, иметь маркировку и привязку к трассе трубопровода (с точностью ± 1 м) и защищена ограждением.

Места установки протекторной группы и контрольно-измерительной колонки по трассе нефтепровода приведены в таблице 9.

Инв.№ подп.	Подпись и дата	Взам. Инв. №

						174.08.03.2022-ИОС7	Лист
							18
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица 9 – Место установки протекторной группы и СКИП

Порядковый номер СКИП	Место установки протекторной группы и СКИП		Примечание
	ПК	Расстояние от начала трассы трубопровода, в метрах	
1	2	3	4
№ 1	ПК 1+11,53	111,53	

Места установки протекторных групп и СКИП указаны на плане трассы нефтепровода (174.08.03.2022-ИОС7, графическая часть лист 3).

Электрическое соединение гальванического анода с трубопроводом осуществляется одножильным кабелем марки ВВГ или АВВГ в СКИП. На клеммной панели концы кабелей соединяются между собой накоротко электрической перемычкой или через шунт с сопротивлением 0,1 Ом, изготовленный из стальной или нихромовой проволоки.

Все элементы соединения кабеля с трубопроводом и гальваническим анодом должны иметь защитное покрытие, а жилу кабеля необходимо оконцевать наконечником.

Гальванический анод размещается в траншее глубиной не менее 1,8 м и шириной не менее 1 м, вырытой параллельно защищаемому трубопроводу на расстоянии от 3 до 5 м от его оси.

Электрохимическую защиту трубопроводов следует включать в работу в течение периода не более 3 месяцев после укладки и засыпки защищаемого участка трубопровода.

Монтаж протекторной защиты следует осуществлять согласно разделу 5, РД 153-39.0-420-05.

Наладку и приемку в эксплуатацию выполнять в соответствии с требованиями раздела 6, РД 153-39.0-420-05.

Сдачу протекторной защиты выполнить согласно ВСН 012-88.

Испытание трубопровода на прочность и герметичность

Испытание трубопровода на прочность и проверку на герметичность следует проводить после полной готовности участка или всего трубопровода (полной засыпки, обвалования или крепления на опорах, очистки полости, установки арматуры и приборов, катодных выводов и представления исполнительной документации на испытываемый объект).

Внутренняя поверхность труб непосредственно перед монтажом трубопровода должна быть очищена от снега, льда, воды и загрязнений. До начала испытаний на прочность проводят очистку трубопроводов промывкой. На трубопроводах диаметром менее 219 мм промывку или продувку допускается выполнять без использования очистных поршней.

Технологию и средства очистки и испытания предусматривают в специальной рабочей инструкции, разрабатываемой генеральной строительно-монтажной организацией. Инструкция должна быть согласована с заказчиком и проектной организацией.

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

174.08.03.2022-ИОС7

Лист

19

Проверку на герметичность участка или трубопровода в целом проводят после испытания на прочность при снижении испытательного давления до проектного рабочего и выдержки трубопровода в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч.

В случае разрыва трубопровода во время испытаний на прочность или обнаружения утечек после ликвидации разрыва или утечки трубопровод подлежит повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность. Максимальное рабочее давление 2,0 МПа.

При испытании трубопроводов на прочность и их проверке на герметичность места утечек необходимо определять следующими методами: визуальным, акустическим, по запаху, по падению давления.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность, он не разрушился, а при проверке на герметичность давление осталось неизменным, и не было обнаружено утечек.

При гидравлических испытаниях и удалении воды из трубопроводов после испытаний устанавливаются опасные зоны согласно таблице 10, и обозначаются предупредительными знаками на местности.

Таблица 10 – Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопровода

<i>Радиус опасной зоны при давлении испытания до 82,5 кгс/см² в обе стороны от оси трубопровода, м</i>	<i>Радиус опасной зоны при давлении испытания до 82,5 кгс/см² в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м</i>
1	2
75	600

Таблица 11 – Требования к испытаниям на прочность участков трубопроводов

<i>Наименование участка трубопровода</i>	<i>Категория участка</i>	<i>Этапы испытания на прочность</i>	<i>Давление в верхней точке при гидравлическом испытании, МПа</i>	<i>Давление в нижней точке при гидравлическом испытании, МПа</i>	<i>Продолжительность, час</i>
1	2	3	4	5	6
Узлы подключения трубопроводов к межпромысловому коллектору и примыкающие к ним участки длиной не менее 15 м в каждую сторону от границ монтажного узла	II	Первый этап – до укладки или крепления на опорах	1,5 P _{раб}	P _{зав}	12
		Второй этап - одновременно с прилегающими участками трубопровода	1,1 P _{раб}	P _{зав}	12
Узлы линейной запорной арматуры	II	Первый этап – до укладки или крепления на опорах	1,25 P _{раб}	P _{зав}	6

Ив.№ подп.	Подпись и дата	Взам. Инв. №

		Второй этап - одновременно с прилегающими участками трубопровода	1,1 Р _{раб}	Р _{зав}	12
--	--	--	----------------------	------------------	----

Эквивалентное напряжение при пробном давлении не должно превышать 90 % предела текучести материала.

Эквивалентное напряжение в стенках трубопроводов определяется по формуле:

$$\sigma_3 = \frac{P_{np} \cdot D_{вн}}{D_{нн} - D_{ев}},$$

где:

$P_{пр}$ - давление испытания трубопровода, кгс/см²;

D_{BH} – внутренний диаметр трубопровода, см;

D_H – наружный диаметр трубопровода, см.

Эквивалентное напряжение в стенке запроектированного трубопровода диаметром 89х5,0 мм при пробном давлении 2,2 МПа равно $\sigma_{\text{э}}=17,38$ МПа.

Предел текучести стали 20 ГОСТ 10705-80 равен 245 Н/мм², условие $\sigma_{\Sigma} < 0,9\sigma_T$ выполнено.

В качестве источника воды для гидравлического испытания используется водозаборная скважина № 2р. Использованная вода, возвращается на очистные сооружения ДНС-1.

Определение толщины стенок трубопровода

Расчётная толщина стенки трубопровода определяется по формуле:

$$t = \frac{y_f \cdot \Pi \cdot P_n \cdot d_e}{2(R + 0,6 \cdot y_f \cdot P_n)};$$

где:

y_f – коэффициент надежности по нагрузке, равен 1,2;

p – коэффициент несущей способности труб, равен 1,0;

P_n – максимальное рабочее давление транспортируемой среды, равно 2,0 МПа;

d_e – наружный диаметр трубы, равен 89 мм;

R – значение, определяемое по формуле:

$$R = \frac{R_{y\Pi} \cdot y_s}{y_{\Pi}};$$

где:

$R_{уп}$ – нормативное сопротивление материала труб по пределу текучести, равно 245 Н/мм²;

Y_s – коэффициент условий работы трубопровода, транспортирующего сероводородсодержащие продукты, равен 0,5 в соответствии с СП 284.1325800.2016 таблица 12.

Инв.№ подп.	Подпись и дата	Взам. Инв. №

						174.08.03.2022-ИОС7	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата		21

Y_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода, равен 1,0;

$$R = 122,5 \text{ МПа}$$

$$t = 1,2 \text{ мм}$$

Проектом принята труба диаметром 89 мм с толщиной стенки 5 мм, что не противоречит результатам расчетов, выполненным на основании СП 284.1325800.2016.

Обоснование принятого диаметра трубопровода

Определяем внутренний диаметр трубопровода:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot v}}$$

где:

d – внутренний диаметр трубопровода, мм;

Q – расход жидкости, м³/с;

π – математическая константа;

v – оптимальная скорость движения нефти в трубопроводе.

Q – расход жидкости, 0,0001158 м³/с;

π – постоянная, 3,14159;

V – оптимальная скорость движения нефти в трубопроводе, 1,5 м/с.

$$d_{\text{вн}} = 0,01 \text{ м} = 10,0 \text{ мм}$$

Проектом принимается труба диаметром 89 мм с толщиной стенки 5,0 мм.

Гидравлический расчет трубопроводов

Результаты гидравлического расчета проектируемых трубопроводов приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты гидравлического расчета проектируемого трубопровода

Трубопровод	Длина, м	Расход жидко- сти, м ³ /час	Диаметр трубопро- вода, мм	Разность отметок, м	Потери давления, МПа	Началь- ное дав- ление, МПа	Конечное давление, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтегазопро- вод от К-6107 до места врезки	223,07	0,21	89х5,0	3,16	0,03	2,0	1,97

Гидравлический расчет проведен на водогазонефтяную эмульсию, плотность которой определена расчетным путем по формуле:

$$\rho_{\text{жс}} = \rho_n \cdot (1 - w) + \rho_g \cdot w,$$

где:

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							174.08.03.2022-ИОС7		Лист
			22								
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата			

ρ_n - плотность нефти, 0,877 т/м³;

ρ_v - плотность воды, 1,165 т/м³;

w - обводненность, 5 %.

$$\rho_{жс} = 0.877 \cdot (1 - 0.05) + 1.165 \cdot 0.05 = 0.891 \text{ т/м}^3$$

Приемка трубопроводов в эксплуатацию

Приемку в эксплуатацию законченных строительством трубопроводов необходимо производить в соответствии с требованиями СП 68.13330.2017.

Приемка в эксплуатацию трубопроводов производится после окончания строительства в соответствии с проектом, устранения недоделок и начала перекачки продукта по трубопроводам.

6.3 Характеристика проектируемого оборудования

Станок-качалка

Согласно заданию на проектирование проектом принимается обустройство скважин № 6107 станками качалками СКДР 8.

Техническая характеристика станка-качалки СКДР-8 приведена в таблице 13.

Таблица 13 – Техническая характеристика станка-качалки СКДР-8

Наименование параметра	Величина параметра	
1	2	
	СКДР 8-3-ШЗ с редуктором ЦЗНШ-450-40-...К	СКДР 8-3-Ш2 с редуктором Ц2НШ-450-40-40К
Максимальная нагрузка в точке подвеса штанг, кН, не более	80	
Длина хода устьевого штока, м	3,0; 2,5; 2,0; 1,6; 1,2	
Крутящий момент на ведомом валу редуктора, кНм	40	
Номинальное передаточное число редуктора	125; 90; 63; 40	40
Диапазон чисел качений в минуту, мин ⁻¹	1,3-3,8; 1,8-5,2; 2,7-7,4; 4,4-12,5	4,4-12,5
Габаритные размеры, мм, не более		
Длина	7200	
Высота	6350	
ширина	2250	
Масса, кг, не более	13190	

Инв. №	Взам. Инв. №
подп.	Подпись и дата

Установленная безотказная наработка (без учета работы быстроизнашивающихся и резинотехнических изделий) – 4000 ч.

Установленный ресурс до первого капитального ремонта – 53000 ч.

Полный установленный срок службы – 15 лет.

Счетчик жидкости

Согласно заданию на проектирование проектом принимается обустройство скважин счетчиками жидкости СКЖ-30-40 с встроенным пробоотборником.

Область применения счётчиков – взрывоопасные зоны помещений и наружных установок согласно ГОСТ 30852.13-2002 (МЭК 60079-14:1996), «Правилам устройства электроустановок» (ПУЭ) гл.7.3.

Технические характеристики счетчиков жидкости представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Технические характеристики счетчика жидкости

№ п/п	Наименование параметра	Показатель
1	2	3
1	Температура воздуха, °С:	
1.1	для преобразователя	от минус 40 до плюс 50
1.2	для преобразователя исполнения «С»	от минус 50 до плюс 50
2	Относительная влажность воздуха для преобразователя и вычислителя, %	95% при 35°С и более низких температурах без конденсации влаги
Измеряемая среда – газожидкостная смесь со следующими параметрами:		
3	Температура, °С:	
3.1	для обычного исполнения	от 0 до 70
3.2	для исполнения «В»	от 0 до 120
4	Верхнее значение кинематической вязкости, м²/с	до 5*10 ⁻⁴
5	Плотность, не менее, кг/м³	700
6	Минимальное допустимое содержание объемной доли газа в составе газожидкостной смеси во всех режимах эксплуатации, не менее, %	2
7	Содержание сероводорода в попутном газе по объему, не более, %	
7.1	- при давлении 1,7 МПа	4
7.2	- при давлении до 4,0 МПа и парциальном давлении сероводорода до 345 Па	0,02
8	Диапазон расхода счетчика, т/сут	от 1*10 ⁻³ до 30
9	Давление рабочее максимальное, Мпа	4
10	Условный проход, мм:	
10.1	- входного патрубка	50
10.2	- выходного патрубка	50
11	Габаритные размеры, не более, мм	
11.1	- длина	610

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ИОС7	Лист
							24

№ п/п	Наименование параметра	Показатель
1	2	3
11.2	- ширина	423
11.3	- высота	585
12	Масса, не более, кг:	
12.1	- счётчика	84
12.2	- преобразователя	83±1
12.3	- датчика ПНСКЖ-1	не более 0,2
13	Средний срок службы, лет	8

Устьевая арматура

Проектом принимается устьевая арматура АУШ-50-14. Допускается применение аналогичного по характеристикам оборудования.

Основные технические характеристики АУШ-50-14 представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Технические характеристики АУШ-50-14

Максимальное допустимое рабочее давление при технологических операциях, МПа, не более	Условный проход выкидной линии и вентиля углового, мм	Класс герметичности вентиля углового	Осевая нагрузка от веса НКТ на трубодержатель, т	Давление открытия обратного клапана, МПа, не более	Масса, кг
14,0	50	А по ГОСТ 9544-2015 при давлении 14 МПа	20	0,2	140

Срок службы до списания не менее 9 лет.

Арматура подвергается испытаниям на заводе-изготовителе в соответствии с техническими условиями, при этом рекомендуется в обязательный объем испытаний включать испытания на: прочность и плотность материала основных деталей и сварных соединений, работающих под давлением; герметичность относительно внешней среды; герметичность затвора; функционирование.

Согласно п. 106 Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», перед монтажом арматуру рекомендуется подвергнуть входному контролю и испытаниям в объеме, предусмотренном руководством по эксплуатации.

Запорная арматура

В качестве запорной арматуры проектом приняты: ЗКЛ2 50-40, ЗКЛ2 80-40, КОП 80-40.

Условия эксплуатации по ГОСТ 15150-69, У1. Герметичность затвора по ГОСТ 9544-2015 класс А.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ИОС7	Лист
							25

Согласно руководству по эксплуатации на задвижки клиновые литые (Благовещенский арматурный завод):

- установленный средний срок службы – не менее 10 лет.
- установленный средний ресурс – не менее 2000 циклов или 70000 часов.

Наработка на отказ – не менее 400 циклов или 12000 часов.

Запорная арматура должна быть установлена на поверхности.

Изолирующее фланцевое соединение

В качестве изолирующего соединения трубопроводов проектом принято изолирующее соединение МЭСТ. Допускается применение аналогичного по характеристикам оборудования.

7. Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов

В процессе эксплуатации куста скважин № 6107 применение вспомогательного оборудования проектом не предусматривается. Ремонт и профилактические мероприятия выполняются ремонтными бригадами, которые оснащены всем необходимым.

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

Технические устройства, в том числе иностранного производства, должны быть сертифицированы на соответствие требованиям промышленной безопасности и требованиям нормативных документов по стандартизации организациями, аккредитованными Госгортехнадзором России, и подлежат экспертизе промышленной безопасности.

Различные виды (типы) технических устройств до начала их применения на опасном производственном объекте проходят приемочные испытания, осуществляемые приемочной комиссией в установленном порядке.

Технические устройства в течение всего срока их использования подлежат техническому обслуживанию.

При ремонте и наладке технических устройств на опасных производственных объектах обеспечивается ведение этих работ на основе требований соответствующих регламентов, а также соблюдение установленных процедур планирования, проверки качества и учета ремонтных и наладочных работ.

По достижении срока эксплуатации, установленного в технической документации, дальнейшая эксплуатация технического устройства не допускается без проведения работ по продлению срока безопасной эксплуатации в порядке, установленном Госгортехнадзором России.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист 26
			174.08.03.2022-ИОС7						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

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

С целью снижения опасности и вредности проектируемых объектов предусматриваются следующие мероприятия:

- устья скважин для обслуживания и ремонта оборудуются площадками;
- все движущиеся части привода станков-качалок ограждаются металлической сеткой;
- соединение трубопроводов предусмотрено на сварке с контролем сварных стыков по нормам;
- контроль над состоянием технологического процесса полностью автоматизирован;
- на генеральном плане сооружения размещаются со строгим соблюдением норм противопожарных взрывов;
- технологическое оборудование размещается на открытых площадках, что сокращает вероятность создания взрывопожароопасных зон;
- для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током предусматривается защитное заземление всех металлических частей электрооборудования, нормально не находящегося под напряжением;
- на территории проектируемых объектов и сооружений должны быть запрещающие и предупреждающие плакаты, и знаки о грозящей человеку опасности;
- оборудование должно обслуживаться квалифицированным персоналом, знающим «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- весь обслуживающий персонал должен в обязательном порядке проходить инструктаж по технике безопасности и пожарной опасности на объекте.

9. Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого на подземных горных работах технологического оборудования и технических устройств

Сведения о наличии сертификатов и разрешений представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Сведения о наличии сертификатов и разрешений

Наименование	Сертификат соответствия требованиям промышленной безопасности	Срок действия
1	2	3
Станок-качалка СКДР	RU Д-RU.A301.B.05515	по 19.04.2022
Счетчик жидкости СКЖ-30-40	RU C-RU.AA87.B.00802/21	по 29.09.2026
Клапан обратный КОП 80-40	RU C-RU.MГ09.B.00001/18	по 15.11.2023
Задвижки клиновые: ЗКЛ2 50-40, ЗКЛ2 80-40	RU Д-RU.MH06.B.07461/20	по 02.12.2025

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист 27
			174.08.03.2022-ИОС7						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

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

10.1 Определение расчетной численности работников

Количество рабочих мест, определено исходя из необходимости обслуживания проектируемого куста скважин. Количество рабочих мест рассчитано по категориям работников (инженерно-технические работники и рабочие) и назначению в производственном процессе (рабочие места рабочих основного производства, ремонтного обслуживания и других категорий работников).

Нормативы численности предназначены для определения численности и расстановки рабочих по рабочим местам. При расстановке рабочих рекомендуется, исходя из производственных возможностей, вводить совмещение профессий и расширение зон обслуживания по мере высвобождения численности работников с соблюдением правил охраны труда. Численность, определенная нормативами, является максимальной. Если фактическая численность меньше нормативной и при этом обеспечивается выполнение заданных объемов работ без нарушений техники безопасности, то она не увеличивается до нормативной.

Нормативы численности рабочих цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ) определены в соответствии с «Типовой структурой и нормативами численности руководителей, специалистов, служащих и рабочих нефтегазодобывающих управлений ОАО «Татнефть» и представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Нормативы численности рабочих цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ)

Виды работ	Единица измерения	Норматив численности, чел.
1	2	3
Обслуживание наземного оборудования скважин и другого оборудования, связанного технологически со скважинами, нефтепроводами, ГЗУ, ГЗНУ, ДНС, ловушек и др. (с переходами)	1 (одна) нефтяная скважина эксплуатационного фонда	0,07
Обслуживание диспетчерского пункта (ДП) при круглосуточной работе	1 (один) ЦДНГ	1 (в смену)
Дежурный оператор по добыче нефти во II и III смены	1 (один) ЦДНГ	2,78
Обслуживание, ППР и наладка средств автоматизации и телемеханизации на объектах добычи нефти и газа. Подготовка КИПиА на поверку.	На 100 скважин добывающего фонда	1,5
Мастер по добыче нефти и газа	на каждую бригаду по добыче нефти, при обслуживании 100-120 скважин или	1

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

174.08.03.2022-ИОС7

Виды работ	Единица измерения	Норматив численности, чел.
1	2	3
	12-15 типовых установок (по 8 скважин)	

Общая численность персонала, осуществляющего техническое и оперативное обслуживание существующего оборудования и установок ДНС-1 и месторождения, составляет 65 человек.

<i>Персонал</i>	<i>Численность в наиболь- шую работающую смену</i>	<i>Численность общая</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
ИТР	9	9
Лаборанты	6	9
Операторы по добыче нефти	7	17
Диспетчеры	3	9
Обслуживающий персонал	8	10
Операторы установок на территории ДНС-1	5	11
Всего:	38	65

Электрооборудование, систему автоматизации и телемеханизации обслуживает по договору сервисная компания ООО «Электронфтеаавтоматика».

Обслуживание проектируемых объектов предусматривается существующим составом персонала:

- для обслуживания диспетчерского пункта (ДП) оператор пульты управления в добыче нефти и газа 5 разряда;

Инв.№ подп.	Подпись и дата	Взам. Инв. №

174.08.03.2022-ИОС7

- для обслуживания оборудования проектируемого куста скважин, оператор по добыче нефти и газа – 1 человек, оператор КИПиА – 1 человек.

На проектируемом объекте 3-й класс опасности загрязняющих веществ. Санитарная характеристика производственных процессов – процессы, вызывающие загрязнение веществами 3-го класса опасности тела и спецодежды, а также работы на открытом воздухе. Группа производственных процессов для оператора – 2г. На проектируемом кусте скважин обслуживающий персонал находится только периодически, постоянное рабочее место оператора по добыче нефти и газа, оператора КИПиА находится на ДНС-1.

Наименование должностей и профессий рабочих установлено в соответствии с действующим «Общероссийским классификатором профессий рабочих, должностей, служащих и тарифных разрядов».

10.3 Оснащенность рабочих мест

На проектируемом кусте скважин обслуживающий персонал находится только периодически, постоянное рабочее место оператора по добыче нефти и газа, оператора КИПиА находится на ДНС-1. Следовательно, строительство специальных помещений для персонала на проектируемом кусте скважин не предусматривается. Требуемые условия рабочих мест и санитарно-бытовое обслуживание с учетом групп производственных процессов обеспечиваются на ДНС-1, где располагаются гардеробные, душевые, умывальные, уборные, помещения для отдыха, приема пищи. Номенклатура бытовых помещений и площади разработаны с учетом удовлетворения потребности штатной численности работающих (ежедневное пребывание и периодическое) и с перспективой расширения персонала, в соответствии с СП 44.13330.2011, нормативной и технической документации и положениям действующих санитарных правил (СП 2.2.1.1312-03).

Организация труда на рабочем месте призвана обеспечить выполнение производственных заданий, эффективное использование оборудования, а также обеспечение охраны труда, пожарной безопасности, санитарно-гигиенических, физиологических и эстетических условий труда.

Организация рабочего места предусматривает:

- оснащение всем необходимым оборудованием, инструментами и средствами связи;
- создание безопасных и здоровых условий труда;
- обеспечение бесперебойного снабжения всем необходимым.

Размещение оборудования осуществляется с соблюдением требований безопасной эксплуатации и обеспечения условий по нормальному обслуживанию и текущему ремонту оборудования.

В соответствии с ГОСТ 12.2.061-81 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам» рабочее место, его оборудование и оснащение,

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							174.08.03.2022-ИОС7	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата		

применяемые в соответствии с характером работы, обеспечивает безопасность, охрану здоровья и работоспособность работников.

Уровни (концентрации) опасных и (или) вредных производственных факторов, воздействующих на человека на рабочем месте, не должны превышать установленных предельно допустимых значений.

При выполнении работ, связанных с воздействием на работающих опасных и (или) вредных производственных факторов, рабочее место, должно быть оснащено средствами защиты, средствами пожаротушения и спасательными средствами.

Для определения загазованности на территории месторождений дополнительно применяются переносные газоанализаторы марки АМ-5, НС-82, УГ-2, предназначенные для контроля взрывных концентраций многокомпонентных воздушных смесей горючих газов и паров.

За концентрацией сероводорода должен быть организован систематический контроль путем замеров газоанализаторами, индикаторами или лабораторного анализа. Результаты замеров должны заноситься в «Журнал контроля воздуха на содержание сероводорода».

При выявлении опасных концентраций сероводорода должны быть немедленно приняты меры по предупреждению отравления людей, поставлена в известность администрация предприятия, а на месте образования опасной концентрации вывешены предупреждающие знаки.

Хранение приборов дозиметрического, химического контроля, радиационной разведки и переносных газоанализаторов предусмотрено в операторных, опорных пунктах бригад. Количество приборов определяется приказом по предприятию.

Решения по созданию и содержанию на проектируемом объекте запасов материальных средств, предназначенных для ликвидации чрезвычайных ситуаций и их последствий

В соответствии с Федеральным законом от 21.12.94 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» и Постановлением Правительства Российской Федерации от 10.11.96 г. № 1340 «О порядке создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного характера» в ЗАО «Алойл» необходимо создать резерв материальных средств для своевременного проведения аварийно-спасательных и других неотложных работ по устранению непосредственной опасности для жизни и здоровья людей, оказания им медицинской помощи.

Объем и номенклатура материально-технического резерва для проектируемого объекта должны включать:

- аварийный запас труб, материалов, соединительных деталей, запорной арматуры;
- набор инструментов, оборудования и материалов для проведения ремонтно-восстановительных работ;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ИОС7				31

- транспортно-технические средства;
- горюче-смазочные материалы;
- технические средства, оборудование и реагенты для проведения работ по ликвидации разливов нефтепродуктов.

Резерв материально-технических средств должен находиться на территории предприятия. Техника, предназначенная для ликвидации чрезвычайных ситуаций, должна находиться в исправном состоянии и быть готова для выполнения поставленных задач.

В соответствии с «Планом по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов» по ЗАО «Алойл» база для ЛРН должна иметь возможности:

- размещения, хранения, поддержания в эксплуатационном состоянии (с проведением технического обслуживания и ремонта) спецоборудования ЛРН;
- погрузки спецоборудования на транспортные средства для доставки к месту использования и выгрузки по возвращении с работы;
- мойки и укладки спецоборудования после проведения операций ЛРН;
- хранения сорбентов и горюче-смазочных материалов (ГСМ);
- размещение личного состава группы ЛРН для его работы, а также обеспечения необходимыми бытовыми помещениями;
- проведение моечных и профилактических работ по опробованию механизмов в действии.

Финансирование расходов по созданию, хранению и выполнению резервов материальных ресурсов предусмотрено осуществлять за счет собственных средств предприятия.

Обслуживающий персонал обеспечен средствами индивидуальной защиты органов дыхания (противогазы ГП-7 в количестве 105 % от числа рабочих в мирное время) и индивидуальными аптечками неотложной медицинской помощи, которые находятся в операторной.

Организация обеспечения ДНС-1 технологическим резервом и аварийным запасом осуществляются в соответствии «Положением о формировании и использовании аварийного запаса оборудования и материалов в ЗАО «Алойл».

В ЗАО «Алойл» создано и аттестовано штатное аварийно-спасательное формирование в количестве 17 человек, из них аттестованы – 17 человек. «Свидетельство на право ведения аварийно-спасательных и других неотложных работ в чрезвычайных ситуациях» серия 16/2-2 № 4449 от 27.08.2015 г.

Также заключен договор между ЗАО «Алойл» и ООО «ОДС РТ». На основании договора поисково-спасательная служба принимает на себя обязательства:

- осуществлять круглосуточное дежурство оперативной сменой в составе оперативного дежурного и спасателей;
- поддерживать силы и средства в постоянной готовности к реагированию и проведению работ по локализации ЧС;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист
			174.08.03.2022-ИОС7						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

- обеспечивать реагирование сил и средств в кратчайшие сроки (в зависимости от расстояния до места расположения объекта), но не более 3 часов с момента получения от Заказчика информации о ЧС.

При ликвидации пожара участвует пожарная часть, близлежащая к проектируемому объекту – это ПЧ № 14 ГУ (2-ОФПС по РТ). Номера телефонов ПЧ № 14: 4-20-01 или 5-77-74. Место дислокации ПЧ № 14 ГУ (2-ОФПС по РТ) – РТ, г. Бавлы (промзона).

Материальные ресурсы для ликвидации последствий аварий сосредоточены на территории ДНС-1 Алексеевского нефтяного месторождения ЗАО «Алойл». Перечень инструментов, материалов, приспособлений и средств защиты, предусмотренных на случай проведения аварийно-спасательных работ представлены в таблице 19.

Таблица 19 - Перечень инструментов, материалов, приспособлений и средств защиты на случай аварии

№ п.п.	Наименование	Количество	Место расположения
1	2	3	4
1	Сварочный агрегат	1 ед.	Арсенал склад УПС ДНС-1
2	Комплект газовой резки с запасом кислорода (2 баллона) и пропан-бутан (1 баллон)	1 комплект	
3	Секачи, зубила обмедненные	1 комплект	
4	Кувалда	2 шт.	
5	Электроды 3 и 4 мм	по 4 кг	
6	Ключи гаечные 24, 30, 32, 36,41	1 комплект	
7	Болты М16, М18, М22, М27.	по 20 шт.	
8	Паронитовые листы, м ²	2	
9	Задвижки Ø80,100,150,200	по 2 шт.	
10	Хомуты на трубы Ø89,114,159,219	2 шт.	
11	Заглушки Ø 89,114, 159, 219	3 шт.	
12	Литол 24	5 кг	
13	Сальниковая набивка	1 кг	
14	Лопата штыковая	3 шт.	
15	Лопата совковая	3 шт.	
16	Огнетушитель	4 шт.	
17	Кошма 2х2	2 шт.	
18	Лом	2 шт.	
19	Противогазы шланговые	ПШ-1 – 1 комп., ПШ – 2- 1 комп.	
20	Аварийный запас фильтрующих противогазов	5 шт.	
21	Веревка спасательная – 25 м	2 шт.	
22	Пояс спасательный	2 шт.	

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

174.08.03.2022-ИОС7

№ п.п.	Наименование	Количество	Место расположения
1	2	3	4
23	Сапоги болотные резиновые	5 пар.	
24	Костюмы брезентовые	5 комп.	
25	Комплекты зимние, валенки	5 комп	
26	Рукавицы брезентовые	10 пар	
27	Боновые заграждения	1 комплект	
28	Тюкованная солома	50 тюков	Территория ДНС

10.4 Режим труда и отдыха

Рациональное чередование периодов работы с перерывами на отдых следует предусматривать в целях оптимизации напряженности трудовой деятельности. Мероприятия, разрабатываемые по рациональным режимам труда и отдыха, должны включать прогрессивные их формы при определении сменности и длительности рабочих смен (неполный день, гибкие и скользящие графики и т.д.), перерывов на отдых и обед с учетом специфики технологии, организации производства. Длительность, частота и содержание отдыха внутри смены устанавливаются в зависимости от степени утомления работающих и содержания их труда. Режимы труда и отдыха приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Режимы труда и отдыха

Характеристика работы	Длительность перерывов	Содержание отдыха
Работы, связанные с незначительными физическими усилиями или умеренным нервным напряжением	Два перерыва по 5 мин. В течение смены: через 2 ч. После начала работы и за 1,5 до её окончания	Производственная гимнастика 2 раза в день по 5 мин.
Работы, связанные со средними физическими усилиями или средним нервным напряжением	Два перерыва по 10 мин. В течение смены: через 2 ч. После начала работы и за 1,5 до её окончания	Производственная гимнастика 2 раза в день по 5 мин.

Санитарные правила устанавливают гигиенические требования к показателям микроклимата рабочих мест производственных помещений с учетом интенсивности энергозатрат работающих, времени выполнения работ, периодов года. Показатели микроклимата должны обеспечивать сохранение теплового баланса человека с окружающей средой и поддержание оптимального или допустимого теплового состояния организма. Оптимальные величины основных показателей микроклимата (температуры воздуха, температуры поверхностей, относительной влажности, скорости движения воздуха и интенсивности теплового излучения) на рабочих местах производственных помещений следует принимать в соответствии с таблицей 21.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист
			174.08.03.2022-ИОС7						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

Таблица 21 – Оптимальные величины основных показателей микроклимата

<i>Период го- да</i>	<i>Категория работ по уровню энергозатрат, Вт</i>	<i>Температура воздуха, °С</i>	<i>Температура поверхностей, °С</i>	<i>Относительная влажность воз- духа, %</i>	<i>Скорость движения воздуха, м/с</i>
1	2	3	4	5	6
Холодный	Ia (до 139)	22-24	21-25	40-60	0,1
	Iб (140-174)	21-23	20-24	40-60	0,1
	IIa (175-232)	19-21	18-22	40-60	0,2
	IIб (233-290)	17-19	16-20	40-60	0,2
	III (более 290)	16-18	15-19	40-60	0,3
Теплый	Ia (до 139)	23-25	22-26	40-60	0,1
	Iб (140-174)	22-24	21-25	40-60	0,1
	IIa (175-232)	20-22	19-23	40-60	0,2
	IIб (233-290)	19-21	18-22	40-60	0,2
	III (более 290)	18-20	17-21	40-60	0,3

В производствах, где обеспечение нормативных величин микроклимата с помощью общих архитектурно-строительных и технических решений не представляется возможным, в качестве профилактики охлаждения и перегрева организма, работающих необходимо предусматривать системы местного кондиционирования и помещения для обогрева.

При разработке технологических процессов, проектировании, изготовлении и эксплуатации машин, производственных сооружений, а также при организации рабочего места следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека на рабочих местах, до значений, не превышающих допустимые, указанные в следующей таблице:

- разработкой шумобезопасной техники;
- применение средств и методов коллективной защиты;
- применением средств индивидуальной защиты (противошумные наушники, закрывающие ушную раковину снаружи; противошумные наушники, перекрывающие наружный слуховой проход или прилегающие к нему; противошумные шлемы и каски; противошумные костюмы).

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 85 дБ обозначаются знаками безопасности. Работающих в этих зонах администрация обеспечивает средствами индивидуальной защиты.

На предприятиях, в организациях и учреждениях обеспечивается контроль уровней шума на рабочих местах не реже одного раза в год.

Оператор с ДНС-1 при обходе трассы нефтепровода использует спецтранспорт. Проектом предусматривается использование спецтранспорта для укрытия персонала от осадков и для обогрева согласно требованиям СП 4156-86.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист 35	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ИОС7				

Таблица 22 – Предельно-допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА (СН 2.2.4/2.1.8.562-96)

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	Легкая физическая нагрузка	Средняя физическая нагрузка	Тяжелый труд 1 степени	Тяжелый труд 2 степени	Тяжелый труд 3 степени
1	2	3	4	5	6
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

При непрерывном технологическом процессе добычи, сбора и транспорта нефти, газа и воды оборудование работает круглосуточно. Для производственного персонала предусмотрен односменный режим работы в дневную смену по 8 часов.

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

Нефтяной газ и нефть являются взрывопожароопасными веществами. Кроме пожарной опасности, пары нефти и нефтяной газ в больших концентрациях токсичны, токсичны также и химические реагенты, применение которых предусматривается на скважинах. С целью снижения опасности и вредности проектируемых объектов предусматриваются следующие мероприятия:

- максимальная герметизация технологических процессов сбора, транспорта, подготовки нефти и газа на всем пути нефти от скважин до пункта сбора нефти;
- устья скважин для обслуживания и ремонта оборудуются площадками;
- соединение трубопроводов предусмотрено на сварке с контролем сварных стыков по нормам;
- замерные установки размещаются в местах хорошо обдуваемых ветром, на открытых площадках, что сокращает вероятность создания взрывопожароопасных зон;
- для обслуживания запорной арматуры и контрольно-измерительных приборов, расположенных на высоте, предусмотрены лестницы и площадки обслуживания с ограждением;
- контролирование состояния технологического процесса по добыче, сбору и подготовке нефти и газа полностью автоматизировано;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

174.08.03.2022-ИОС7

- для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током предусматривается защитное заземление всех металлических частей электрооборудования, нормально не находящегося под напряжением;

- сбор производственно – ливневых стоков с приустьевых площадок скважин и стоков при ремонтных работах с инвентарных приемных мостков предусмотрен в канализационную подземную емкость;

- на территории проектируемых объектов и сооружений должны быть запрещающие и предупреждающие знаки о грозящей человеку опасности;

- оборудование скважин должно обслуживаться квалифицированным персоналом, прошедшим обучение, стажировку, аттестацию и производственный инструктаж и имеющим удостоверение на проведение определенных видов работ;

- на всех объектах должен быть организован систематический контроль над концентрацией сероводорода согласно действующим инструкциям и указаниям.

Для исполнения мероприятий по контролю над концентрацией сероводорода на площадке куста используется переносной (индивидуальный) прибор непрерывного действия, газоанализатор «АНКАТ».

«АНКАТ» предназначен для измерения массовой концентрации токсичных газов (CO, H₂S, Cl₂, NH₃, SO₂, NO₂) и объемной доли кислорода (O₂) в воздухе взрывоопасных зон помещений и открытых пространств и выдачи сигнализации об увеличении (уменьшении) массовой концентрации токсичных газов (объемной доли кислорода) относительно установленных пороговых значений.

Предельно-допустимая концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны представлены в таблице 26.

Газоанализаторы выполнены во взрывозащищенном исполнении, соответствуют ГОСТ 30852.0-2002 (МЭК 60079-0:1998), ГОСТ 30852.10-2002 (МЭК 60079-11:1999), имеют маркировку взрывозащиты «1ExibIICt6 X». Газоанализаторы имеют взрывобезопасный уровень (1) взрывозащиты, обеспечиваемый видом «искробезопасная электрическая цепь» (id), низкую степень опасности механических повреждений, о чем свидетельствует знак «X» в маркировке взрывозащиты.

Свидетельство о взрывозащищенности № 03.331 от выданное ФГУП «ВНИИФТРИ» ИЛ ВСИ «ВНИИФТРИ» (рег. № РОСС RU.0001.21ИП09 от 22.03.2001 г.).

Степень защиты газоанализаторов от доступа к опасным частям, от попадания внешних твердых предметов и от проникновения воды по ГОСТ 14254-96-IP54.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист 37
			174.08.03.2022-ИОС7						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата	

Таблица 23 – Предельно-допустимая концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м ³	Класс опасности
1	2	3
Сероводород (H ₂ S)	10	II
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ -C ₅	3	III
Диоксид азота (NO ₂)	2	III
Диоксид серы (SO ₂)	10	II
Углерода оксид (CO)	20	IV

12. Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

Существующее положение

Система сбора, обработки и передачи информации на уровне диспетчерского пункта обеспечивает возможность решения задач контроля и управления технологией добычи нефти и газа, поддержания пластового давления и энергоснабжения нефтепромысловых объектов, формирования и обмена информацией с уровнем управления предприятием в объеме, определенном условиями функционирования АСУТП.

В соответствии с техническими условиями передача данных предусматривается по каналам GSM сети.

12.1 Основные технические решения по автоматизации

Объемы автоматизации

В проектной документации предусматривается решение вопросов автоматизации технологических процессов и объектов в объеме основных положений по обустройству нефтяных промыслов с использованием контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации промышленного производства.

Решения осуществляются в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», соблюдение которых должно обеспечить:

- безаварийную эксплуатацию технологических установок без постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- обеспечение непрерывного контроля работы основного технологического оборудования и систем инженерного обеспечения, своевременного оповещения о выходе контролируемых параметров за пределы уставок;
- локализацию аварий и режимов работы оборудования при отклонении от нормы технологических параметров;

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инов. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

174.08.03.2022-ИОС7

- выдачу информации о состоянии безопасности на объекте в вышестоящую систему управления.

12.2 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

Объекты, подлежащие автоматизации:

- эксплуатационные скважины № 6107, № 6108, № 6109, № 6110;
- шкафы управления приводом глубинного насоса станка-качалки СКДР-8;
- замерные установки СКЖ-30-40;
- сигнализирующие манометры ДМ5010.

Объемы автоматизации.

Управление и защита оборудования скважины осуществляется с помощью шкафов управления насосами (ШУН) и контроллерами системы телемеханики «Орион-GSM» (или аналог интегрированный с системой телемеханики «Орион NT».

Контроллеры «Орион» обеспечивают передачу следующих данных по каждой скважине:

- статус установки (работает/не работает);
- авария ЭКМ;
- авария частотного привода;
- авария отсутствия фазы;
- контроль доступа в шкаф управления насосом (открыта/закрыта);
- суммарная масса добываемой жидкости;
- суммарная масса добытой жидкости за 2 часа;
- суммарная масса добытой жидкости за сутки.

Контроль дебита добывающих скважин осуществляется счетчиками количества жидкости СКЖ-30-40, установленными на устьях скважин согласно техническому заданию. Контроль осуществляется при помощи контроллеров «Орион-GSM».

Для защиты оборудования ШУН от несанкционированного доступа, применяются магнито-контактные датчики типа ИО-102-2, которые устанавливаются на заводе-изготовителе.

Для исключения несанкционированного доступа в ШУН на один из входов контроллера скважин передается сигнал «открыта - закрыта» дверь от магнито-контактного датчика типа ИО-102-2 (извещатель охранный). Информация передается на ДП ЗАО «Алойл».

Так же информация о потере связи с каким-либо из контроллеров воспринимается как возможный несанкционированный доступ к оборудованию. Контроль рабочих параметров скважины представлен в таблице № 24.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №	Для исключения несанкционированного доступа в ШУН на один из входов контроллера скважин передается сигнал «открыта - закрыта» дверь от магнито-контактного датчика типа ИО-102-2 (извещатель охранный). Информация передается на ДП ЗАО «Алойл».						
			Так же информация о потере связи с каким-либо из контроллеров воспринимается как возможный несанкционированный доступ к оборудованию. Контроль рабочих параметров скважины представлен в таблице № 24.						
							174.08.03.2022-ИОС7		Лист
									39
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Таблица 24 - Контроль рабочих параметров скважины

№ п/п	Наименование оборудования (процесса)	Регулируемые параметры и их предельные значения	Названия, виды, типы контрольных приборов, датчиков сигнализации, отсечных и предохранительных устройств	Результаты срабатывания систем с указанием быстродействия
1	2	3	4	5
1	Скважина добывающая	Давление в выкидном коллекторе не в норме	Манометр «ДМ5010», контроллер «Орион»	На пульте диспетчера ДНС-1 (без задержки времени)
2	Скважина добывающая	Контроль дебита скважины	Счетчик жидкости «СКЖ-30-40»	На пульте диспетчера ДНС-1 (без задержки времени)
3	Шкаф управления насосом (ШУН)	Состояние исправности электродвигателя станка-качалки	Коммутационная аппаратура в ШУН	На пульте диспетчера ДНС-1 (без задержки времени)
4	Шкаф управления насосом (ШУН)	Состояние электродвигателя станка-качалки «включен-выключен»	Коммутационная аппаратура в ШУН	На пульте диспетчера ДНС-1 (без задержки времени)
5	Шкаф управления насосом (ШУН)	Контроль электроэнергии «норма-отсутствие ЭЭ»	Контроллер «Орион»	На пульте диспетчера ДНС-1 (без задержки времени)
6	ШУН	Контроль несанкционированного доступа	Датчик охранный магнито-контактный «ИО-102-2»	На пульте диспетчера ДНС-1 (без задержки времени)
7	Скважина добывающая	Давление в выкидном коллекторе: -высокое - низкое	Манометр «ДМ5010», контроллер «Орион»	Отключение электропривода насоса - без выдержки - с выдержкой 5 сек.

12.3 Сбор технологической информации

Сбор технологической информации с каждой скважины производится контроллерами «Орион-GSM», установленными в шкафах управления насосом каждой СКДР-8.

12.4 Размещение и монтаж средств автоматизации и сбора информации

Размещение и монтаж приборов, щитов и проводок между ними выполнен в соответствии с требованиями для установок сбора и транспорта нефти. Монтаж средств контроля,

Взам. Инв. №							
	Подпись и дата						
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ИОС7	Лист
							40

Электропитание устройств автоматизации и телемеханизации от сети 380/220 В, 50 Гц. Заземление средств автоматики и КТС выполнено согласно: «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ). и ГОСТ Р 50571.5.54-2013 «Электроустановки низковольтные». Средства автоматизации заземляются в соответствии с информацией на приборы и действующими нормами при помощи заземляющих медных проводников П-550 и проводников заземления из стали полосовой S=4x14 мм ГОСТ 103-2006 к шине контура заземления 4 Ом.

Для выполнения требований по электромагнитной совместимости, проектной документацией предусматривается:

- защитное заземление ЭУ;
- зануление ЭО;
- экранирование;
- прокладка КЛ в трубах и металлорукавах.

Средства микропроцессорной техники подключаются к шине отдельного контура защитного и рабочего заземления.

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

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, класс опасности, предельно допустимые концентрации (максимально-разовые), количественная характеристика (г/с, т/период строительства) приведены в Таблице 25.

Таблица 25 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух при строительстве и характеристика их выбросов

Вещество		Критерии качества атмосферного воздуха			Выбросы вещества	
Код	Наименование	ПДКм.р. (ОБУВ)	ПДК с.с.	Класс опасности	г/с	т
1	2	3	4	5	6	7
0123	Железа оксид (в пер.на Fe)	-	0,04	3	0,00325667	0,001437313
0143	Марганец и его соедин. (в пер. на MnO ₂)	0,01	0,001	2	0,000576667	0,000232605
0301	Азота диоксид	0,2	0,04	3	0,0694799	0,070127
0304	Азота оксид	0,4	0,06	3	0,0112905	0,01139575
0328	Сажа	0,15	0,05	3	0,016096783	0,005798
0330	Серы диоксид	0,5	0,05	3	0,012728733	0,021582
0333	Сероводород	0,008	-	2	1,02667E-06	1,10817E-05
0337	Углерода оксид	5	3	4	0,833080667	0,376455
0342	Фтористые соедин.газообраз.	0,02	0,005	2	0,000133333	5,37816E-05
0616	Ксилол	0,2	-	3	8,70536E-05	0,0095301
0703	Бенз/а/пирен	-	0,000001	1	2,5E-09	7,107E-09
1325	Формальдегид	0,05	0,01	1	2,79167E-05	0,000082503
2704	Бензин	5	1,5	4	0,1005453	0,030748
2732	Керосин	1,2	-	-	0,0586734	0,046768

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

Вещество						
Вещество		Критерии качества атмосферного воздуха			Выбросы вещества	
Код	Наименование	ПДКм.р. (ОБУВ)	ПДК с.с.	Класс опасности	г/с	т
1	2	3	4	5	6	7
2752	Уайт-спирит	1	-	-	8,70536E-05	0,0095301
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉	1	-	4	0,00036564	0,003946673
2907	Пыль неорганич. (70% < SiO ₂)	0,15	0,05	3	0,00048	0,00102498
2908	Пыль неорганич. (20% < SiO ₂ < 70%)	0,3	0,1	3	0,0024	1,50336E-05
Итого: 18 выбрасываемых ЗВ						0,588737929

Общий валовой выброс загрязняющих веществ, при обустройстве проектируемого объекта составит 0,5887 т/период строительства.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, класс опасности, предельно допустимые концентрации (максимально-разовые), количественная характеристика (г/с, т/год) приведены в Таблице 26.

Таблица 26 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух при эксплуатации и характеристика их выбросов

Вещество		Критерии качества атмосферного воздуха			Выбросы вещества	
Код	Наименование	ПДК м.р. (ОБУВ)	ПДК с.с.	Класс опасности	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7
0333	Сероводород	0,008	-	2	2,37081E-05	0,0074766
0410	Метан	50	-	-	0,011490547	0,362365882
0415	Углеводороды пред. C ₁ -C ₅	50	-	-	0,017140988	2,357565822
0416	Углеводороды пред. C ₆ -C ₁₀	50	-	-	0,010589637	0,333954802
0602	Бензол	0,3	0,1	2	0,000138298	0,019021393
0616	Ксилол	0,2	-	3	4,34649E-05	0,005978152
0621	Толуол	0,6	-	3	8,69299E-05	0,011956304
Итого: 7 выбрасываемых ЗВ						3,098318955

Общий валовой выброс загрязняющих веществ при эксплуатации куста скважин № 6107 составит 3,0983 т/год.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, класс опасности, предельно допустимые концентрации (максимально-разовые), количественная характеристика (г/с, т/период ремонта) приведены в Таблице 34.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист 43
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

174.08.03.2022-ИОС7

Таблица 27 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух при КРС, ПРС и характеристика их выбросов

Вещество		Критерии качества атмосферного воздуха			Выбросы вещества	
Код	Наименование	ПДК м.р. (ОБУВ)	ПДК с.с.	Класс опасности	г/с	т
1	2	3	4	5	6	7
0301	Азота диоксид	0,2	0,04	3	0,0532396	0,0064333
0304	Азот оксид	0,4	0,06	3	0,0056514	0,0010454
0328	Сажа	0,15	0,05	3	0,0075028	0,0009018
0330	Серы диоксид	0,5	0,05	3	0,0054217	0,0006711
0337	Углерода оксид	5,0	3,0	4	0,0444172	0,006206
2704	Бензин	5,0	1,5	4	0,0010208	0,0001278
2732	Керосин	1,2	-	-	0,0117397	0,0014692
Итого: 7 выбрасываемых ЗВ						0,0168546

Общий валовой выброс загрязняющих веществ при проведении ПРС и КРС составит 0,0169 т/период ремонта.

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

В целях охраны окружающей среды от загрязнения вредными выбросами проектом предусматриваются следующие мероприятия:

- контроль над токсичностью и дымностью отработавших газов спецтехники;
- подъездные пути для автотранспорта на стройплощадке спроектировать по возможности прямолинейными, для исключения крутых поворотов и резких подъемов, которые вызывают усиление выбросов выхлопных газов;
- применение герметизированной системы сбора и транспорта углеводородов;
- запрещение проливов ГСМ на поверхность земли;
- запорно-регулирующая арматура и технологическое оборудование соответствует рабочим параметрам процесса и коррозионной активности среды;
- герметичность затворов арматуры предусмотрена класса «А»;
- прокладка трубопровода из стальных труб, футерованных полиэтиленом;
- предусмотрено внутреннее и наружное антикоррозионное покрытие трубопровода;
- контроль швов сварных соединений;
- испытание трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- диспетчерский контроль технологических и вспомогательных процессов;
- сооружение подземных емкостей для опорожнения аппаратов, емкостей и сбора утечек;

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №			

174.08.03.2022-ИОС7

Лист

44

- соблюдение технологических регламентов и правил технической эксплуатации всех составных частей системы добычи и транспортировки нефтесодержащей жидкости;
- технологическая схема и комплектация основного оборудования гарантируют непрерывность производственного процесса за счет оснащения технологического оборудования системами автоматического регулирования, блокировок и сигнализации;
- осуществление производственного контроля над составом и объемом выбросов.

Реализация указанных мероприятий сводит до минимума ущерб, наносимый атмосферному воздуху.

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

Перечень, количество и способ утилизации отходов производства и потребления, образующихся в результате обустройства объекта представлен в Таблице 28.

Ответственным за сбор, временное хранение, отгрузку и вывоз отходов для утилизации и захоронения в период строительных работ является подрядная строительная организация.

Таблица 28 – Количество образования отходов производства и потребления в период строительства

Код и наименование отходов по ФККО	Класс опасности (ФККО)	Кол-во исходных материалов	Ед. изм.	Норма образования отходов	Ед. изм.	Кол-во отходов, т	Куда утилизируют отход, № лицензии, № объекта ГРОО	Технологический процесс
1	2	3	4	5	6	7	8	9
4 61 010 01 20 5 Лом и отходы, содержащие незагрязненные черн.металлы в виде изделий, кусков, несорт.	5	0,7911	т	2	%	0,0158	ООО "ГК"Втормет", лицензия № АА 13 №0034 от 26.04.2013	Монтаж металлоконструкций
9 19 100 01 20 5 Остатки и огарки стальных сварочных электродов	5	0,1345	т	расчет	т	0,0083	ООО "Шарл", лицензия № 16-00200 от 13.04.2016	Сварочные работы
4 34 110 02 29 5 Отходы пленки полиэтилена и изделий из нее незагрязненные	5	0,0100	т	4	%	0,0004	ООО "Шарл", лицензия № 16-00200 от 13.04.2016	Изоляция сварных стыков
4 82 302 01 52 5 Отходы изолированных проводов	5	0,2251	т	2	%	0,0045	ООО "Шарл", лицензия № 16-00200 от 13.04.2016	Прокладка кабеля

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ИОС7	Лист
							45

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

Код и наименова- ние отходов по ФККО	Класс опасности (ФККО)	Кол-во исходных матер-ов	Ед. изм.	Норма образования от- ходов	Ед. изм.	Кол-во отхо- дов, т	Куда утилизируют отход, № лицензии, № объекта ГРОРО	Технологический про- цесс
1	2	3	4	5	6	7	8	9
9 19 100 02 20 4 Шлак сварочный	4	0,1345	т	расчет	т	0,0159	ООО "Мехуборка-Кама", лицензия № 16-00282 от 10.06.2016	Сварочные работы
Итого отходы IV класса опасности – малоопасные:						0,3903		
Всего:						0,6006		

При эксплуатации объекта

Перечень, количество и способ утилизации отходов производства и потребления, обра-
зующихся в период эксплуатации представлен в Таблице 29.

**Таблица 29 – Количество образования отходов производства и потребления в период
эксплуатации**

Код и наименование отходов по ФККО	Класс опасности (ФККО)	Кол-во исх-х мат-ов	Ед. изм.	Норма образования отходов	Ед. изм.	Кол-во отхо- дов, т	Куда утилизируют отход	Технологический процесс
1	2	3	4	5	6	7	8	9
9 11 200 02 39 3 Шлам очистки емко- стей и трубопроводов от нефти и нефтепро- дуктов	3	1	шт.	расчет	т	0,1614	ООО "Про- мышленная экология", лицензия № 16-00162 от 25.01.2016	Очистка емкости
Итого отходы III класса опасности – умеренно опасные:						0,1614		
9 19 204 02 60 4	4	58	шт.	расчет	т	0,0031	ООО	Обслуживание

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

Код и наименование отходов по ФККО	Класс опасности (ФККО)	Кол-во исх-х мат-ов	Ед. изм.	Норма образования отходов	Ед. изм.	Кол-во отхо- дов, т	Куда утилизируют отход	Технологический процесс
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Обтирочный материал, загрязнен. нефтью или нефтепродуктами (сод. нефти или нефтепрод.> 15%)							"Шарл", лицензия № 16-00200 от 13.04.2016	технологического процесса
Итого отходы IV класса опасности – мало опасные:						0,0031		
Всего:						0,1645		

Перечень, количество и способ утилизации отходов производства и потребления, образующихся в период эксплуатации, при проведении КРС и ПРС представлен в Таблице 30.

Таблица 30 – Количество образования отходов производства и потребления в период эксплуатации, при капитальном и подземном ремонте скважин*

Код и наименование отходов по ФККО	Класс опасности (ФККО)	Кол-во исх-х мат-ов	Ед. изм.	Норма образования отходов	Ед. изм.	Кол-во отходов, т	Куда утилизируют отход	Технологический процесс
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2 91 220 01 29 3 Прочие отходы ремонта нефтепром. Оборудования (АСПО)	3	4	шт.	0,0999	т	0,3997	ООО "Промышленная экология", лицензия № 16-00162 от 25.01.2016	КРС и ПРС куста
9 31 100 01 39 3 Грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	3	4	шт.	0,0050	т	0,0200	ООО "Промышленная экология", лицензия № 16-00162 от 25.01.2016	КРС и ПРС куста
Итого отходы III класса опасности – умеренно опасные:						0,4197		
2 91 110 01 39 4	4	4	шт.	15,000	т	60,0000	ООО "Про-	КРС и ПРС

Инва.№ подп.	Подпись и дата	Взам. Инв. №

Код и наименование отходов по ФККО	Класс опасности (ФККО)	Кол-во исх-х мат-ов	Ед. изм.	Норма образования отходов	Ед. изм.	Кол-во отходов, т	Куда утилизируют отход	Технологический процесс
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Растворы буровые при бурении нефтяных скважин отработанные малоопасные							мышленная экология", лицензия № 16-00162 от 25.01.2016	куста
9 19 204 02 60 4 Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15 %)	4	4	шт.	расчет	т	0,0003	ООО "Шарл", лицензия № 16-00200 от 13.04.2016	Обслуживание технологическ. процесса
Итого отходы IV класса опасности – мало опасные:						60,0003		
8 22 101 01 21 5 Отходы цемента в кусковой форме	5	4840	м	0,5 т на 50 м	т	48,4000	ООО "Шарл", лицензия № 16-00200 от 13.04.2016	КРС и ПРС скважин куста
Итого отходы V класса опасности - потенциально опасные:						48,4000		
Всего:						108,8200		

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

Режим работы электрооборудования – непрерывный круглосуточный, средневзвешенный коэффициент мощности 0,9 в соответствии с «Инструкцией по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях».

Основные мероприятия по экономии электроэнергии на кусте скважин, которые учитываются при проектировании, являются:

- приведение в соответствие мощностей трансформаторных подстанций с ТМ-6/0,4кВ;
- приведение в соответствие мощности электродвигателей СКДР-8;
- применение частотных преобразователей ATV Schneider Electric 930, 22 кВт;
- приведение в соответствие сечений кабельных линий КЛ-0,4 кВ;

Учет расхода электрической энергии осуществляется с помощью счетчика электроэнергии «Меркурий 230» (или аналог).

Ив.№ подп.	Подпись и дата	Взам. Инв. №
Изм.	Кол.уч.	Лист
Недок.	Подп.	Дата

174.08.03.2022-ИОС7

17. 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

Решения, направленные на повышение энергетической эффективности проектируемого объекта, включают:

- заглубление трубопровода составляет 1,8 м (ниже глубины промерзания) для сокращения тепловых потерь;
- использование частотных преобразователей;
- использование электродвигателей с высоким КПД;
- приведение в соответствие мощности трансформаторной подстанции;
- выбор оптимальных трасс для кабельных линий.

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

На проектируемый объект технологический регламент не разрабатывается.

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

Для исключения несанкционированного доступа в шкаф управления и шкафа контроллера, на один из входов контроллера скважин передается сигнал «открыта - закрыта» от магнито-контактного датчика типа ИО-102-2 (извещатель охранный). Информация передается на диспетчерский пункт.

Так же информация о потери связи, с каким либо контроллером воспринимается как возможный несанкционированный доступ к оборудованию.

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

Проектом не предусматривается.

Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист	
										50
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ИОС7				

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

Проектируемый объект не является объектом транспортной инфраструктуры. Проектируемый объект расположен на удалении более 200 м от границы земельных участков, предоставленных для размещения объектов транспортной инфраструктуры. В соответствии с п. 1 «Требований по обеспечению транспортной безопасности объектов (зданий, строений, сооружений), не являющихся объектами транспортной инфраструктуры и расположенных на земельных участках, прилегающих к объектам транспортной инфраструктуры и отнесенных в соответствии с земельным законодательством российской федерации к охраняемым зонам земель транспорта», утверждённых постановлением Правительства Российской Федерации от 23.01.2016 г. N 29, мероприятия по выполнению требований по обеспечению транспортной безопасности объектов в проекте не разрабатываются.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ИОС7			51

22. Перечень использованных нормативных документов

№ п/п	Перечень нормативных документов	Расшифровка
1	2	3
1	Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 г. № 87	О составе разделов проектной документации
2	ВНТП 3-85	Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений
3	Приказ от 15 декабря 2020 г. N 536	Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением
4	Приказ от 27 декабря 2012 г. N 784	Руководство по безопасности "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов"
5	Приказ от 15 декабря 2020 г. N 534	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
6	СНиП 3.05.05-84	Технологическое оборудование и технологические трубопроводы
7	СП 18.13330.2019	Планировочная организация земельного участка (Генеральные планы промышленных предприятий)
8	СА 03-003-07	Расчеты на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов
9	СП 68.13330.2017	Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов
10	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
11	ГОСТ 10705-80	Трубы стальные электросварные. Технические условия
12	ГОСТ 10704-91	Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент
13	ГОСТ 9544-2015	Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов
14		Правила устройства электроустановок
15	ГОСТ Р 12.4.026-2015	Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний
16	ГОСТ 12.1.005-88	Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
17	Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 г. № 1479	«О противопожарном режиме»
18	ГОСТ 12.2.044-80	Система стандартов безопасности труда. Машины и оборудование для транспортирования нефти. Требования безопасности
19	СанПиН 2.2.2.540-96	Гигиенические требования к ручным инструментам и организации работ

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

174.08.03.2022-ИОС7

Лист

52

№ п/п	Перечень нормативных документов	Расшифровка
1	2	3
20	СП 44.13330.2011	Административные и бытовые здания
21	Р 2.2.2006-05	Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
22	ГОСТ Р 58758-2019	Площадки и лестницы для строительно-монтажных работ. Общие технические условия
23	ГОСТ 12.2.061-81	ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам
24	ГОСТ 12.2.032-78	ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования
25	ГОСТ 12.2.033-78	ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования
26	ГОСТ 12.2.003-91	ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
27	ГОСТ 12.2.049-80	ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования
28	СП 2.2.2.1327-03	Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту
29	ГОСТ 14254-2015	Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)
30	ГОСТ 30852.10-2002	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь i
31	СП 77.13330.2016	Системы автоматизации
32	ГОСТ 30852.13-2002	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)
33	ГОСТ 30852.8-2002	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 7. Защита вида e
34	ГОСТ 1508-78	Кабели контрольные с резиновой и пластмассовой изоляцией. Технические условия
35	ГОСТ 103-2006	Прокат сортовой стальной горячекатаный полосовой. Сортамент
36	ГОСТ Р 50571.5.54-2013	«Электроустановки низковольтные»
37	СП 284.1325800.2016	Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ
38	ВНТП 01/87/04-84	Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования
39	РД 153-39.1-458-06	«Основные положения по автоматизации и автоматизированному управлению нефтегазодобывающим производством ОАО «Татнефть», утвержденного главным инженером ОАО «Татнефть» 18.07.2006 г.
40	ГОСТ 21.208-2013	Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах
41	ГОСТ Р 21.101-2020	Основные требования к проектной и рабочей документации
42	ГОСТ 24.702-85	Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Эффективность АСУ. Основные положения

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

174.08.03.2022-ИОС7

№ п/п	Перечень нормативных документов	Расшифровка
1	2	3
43	ГОСТ 24.703-85	Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Типовые проектные решения в АСУ. Основные положения
44	СП 77.13330.2016	Системы автоматизации
45	ПНСТ 360-2019	Измерение количества извлекаемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования
46	№ 116-ФЗ от 21.07.97 г.	«Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» - М.: Федеральное государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности»
47	№ 190-ФЗ от 29.12.2004 г.	«Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. № 190-ФЗ, (с изменениями от 22 июля, 31 декабря 2005 г., 3 июня, 27 июля, 4, 18, 29 декабря 2006 г., 10 мая, 24 июля, 30 октября, 8 ноября, 4 декабря 2007 г., 13, 16 мая, 14, 22, 23 июля, 25, 30 декабря 2008 г., 17 июля, 23 ноября, 27 декабря 2009 г., 27 июля, 22, 29 ноября 2010 г., 20 марта, 21 апреля, 1, 11, 18, 19, 21 июля, 28, 30 ноября, 6 декабря 2011 г., 25 июня, 20, 28 июля, 12 ноября, 30 декабря 2012 г., 4 марта, 5 апреля, 7 июня, 2, 23 июля, 21 октября, 28 декабря 2013 г., 2, 20 апреля, 5 мая, 23, 28 июня, 21 июля, 14, 22 октября, 24 ноября, 29, 31 декабря 2014 г., 20 апреля, 29 июня, 13 июля, 28 ноября, 29, 30 декабря 2015 г., 23 июня, 3 июля 2016 г.)»
48	ПУЭ	«Правила устройства электроустановок»
49	ГОСТ 14254-96	«Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)»
50	ГОСТ 1508-78	«Кабели контрольные с резиновой и пластмассовой изоляцией»
51	ГОСТ 8734-75	«Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные»
52	ГОСТ Р 50571.5.54-2013	«Заземляющие устройства, защитные проводники и защитные проводники уравнивания потенциалов»
53	ГОСТ 103-2006	«Прокат сортовой стальной горячекатаный полосовой»
54	СП 2.2.3670-20	«Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда»

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							174.08.03.2022-ИОС7	Лист
										54
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата		

Список используемых сокращений

АСУ – автоматические системы управления

АСУТП - Автоматизированная система управления технологическими процессами

АУШ – арматура устьевая штангонасосная;

ВЛ – воздушная линия

ГОСТ – государственный стандарт

ДМ - Взрывозащищенный сигнализирующий манометр

ДНС – дожимная насосная станция

ДП - Диспетчерский пункт

ЕП – емкость подземная

ЗАО – закрытое акционерное общество

КЛ – кабельная линия электропередачи

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

КТС - Комплекс технических средств

ОАО – открытое акционерное общество

ООО – общество с ограниченной ответственностью

ПБ – правила безопасности

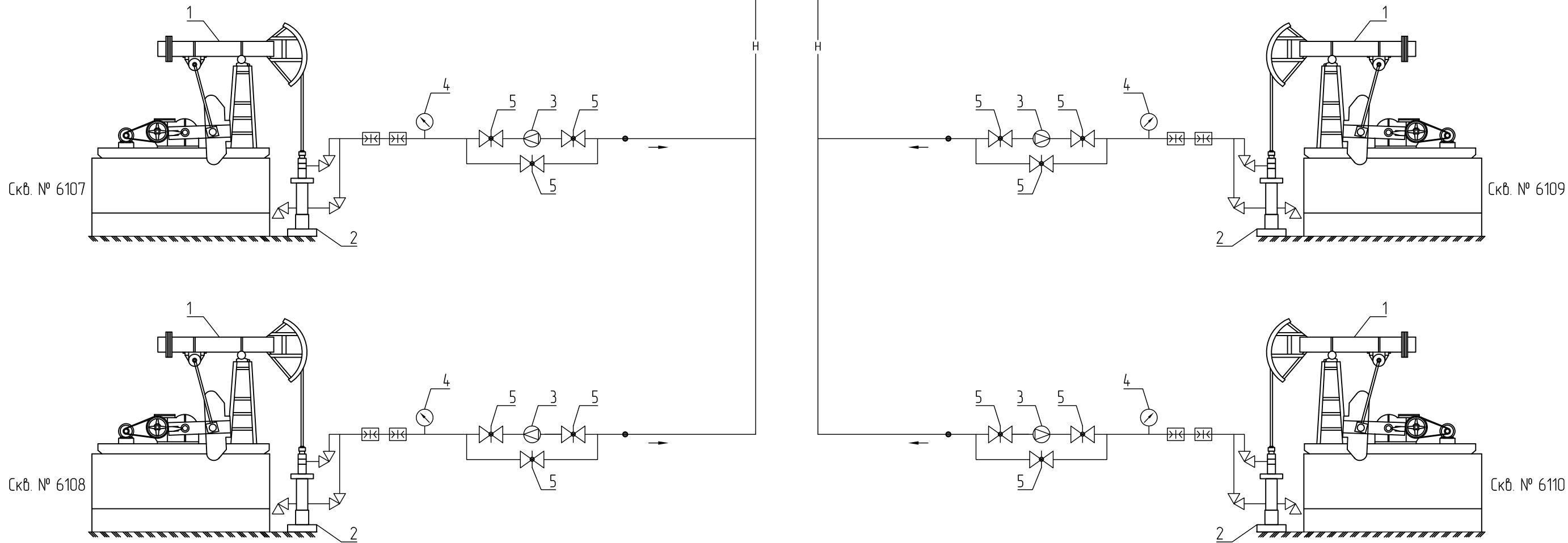
ПОС – проект организации строительства

ППСН – пункт подготовки и сбора нефти

Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							174.08.03.2022-ИОС7	Лист
										55
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

Условные обозначения :

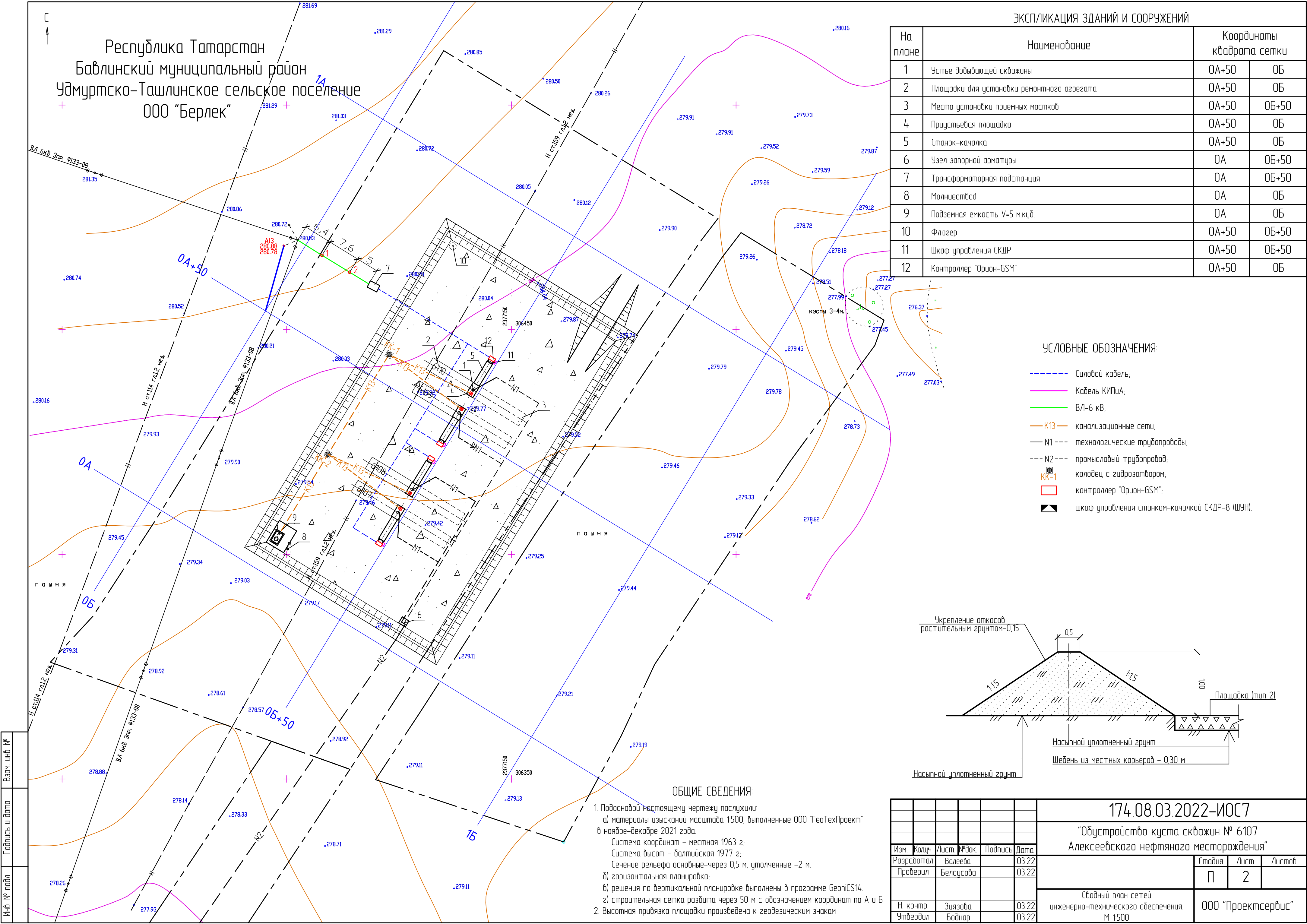
- Нефтегазопровод
- Задвижка
- Вентиль угловой
- Клапан обратный
- Быстроразъемное соединение
- Изолирующее фланцевое соединение
- Направление движения
- Трубопровод с вертикальным стояком



Экспликация оборудования

Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика
1	Станок-качалка	4	СКДР-8
2	Арматура устьевая	4	АУШ-50-14
3	Счетчик жидкости	4	СКЖ-30-40
4	Манометр электроконтактный	4	ДМ5010
5	Задвижка клиновая	12	ЗКЛ2 50-40 30с15нж
6	Клапан обратный	2	КОП 80-40 19с76нж
7	Задвижка клиновая	4	ЗКЛ2 80-40 30с15нж
8	Изолирующее соединение	2	МЭСТ 89х7

						174.08.03.2022-ИОС7			
						"Обустройство куста скважин № 6107 Алексеевского нефтяного месторождения"			
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		Стадия	Лист	Листов
Разработал	Валеева				03.22		П	1	7
Проверил	Белоусова				03.22				
						Технологическая схема куста скважин № 6107	ООО "Проектсервис"		
Н. контр.	Зиязова				03.22				
Утвердил	Боднар				03.22				





Республика Татарстан
Баблунский муниципальный район
Удмуртско-Ташлинское сельское поселение
ООО "Берлек"

Трасса нефтегазопровода от куста скважин №6107 до места врезки

Запорная арматура ПК2+23,07

Запорная арматура ПК0+00

Условные обозначения

◆

знаки долговременного закрепления

○

колья дер., неглуб. шпиги

—

названные коммуникации

—

линии электропередач

—

электроработы 0,4кВ

—

сбросов

○

указатели

□

лесной массив

□

травяная растительность

□

редколесье

—

граница проект. куста

—

автодороги (атласы)

—

горизонталы рельефа

+

координатная сетка

↑

направление севера

↑

Опознавательный знак "Пересечение коммуникаций"

■

Стойка контрольно-измерительного пункта

⋈

Запорная арматура

Ресурсная информация

Условные знаки

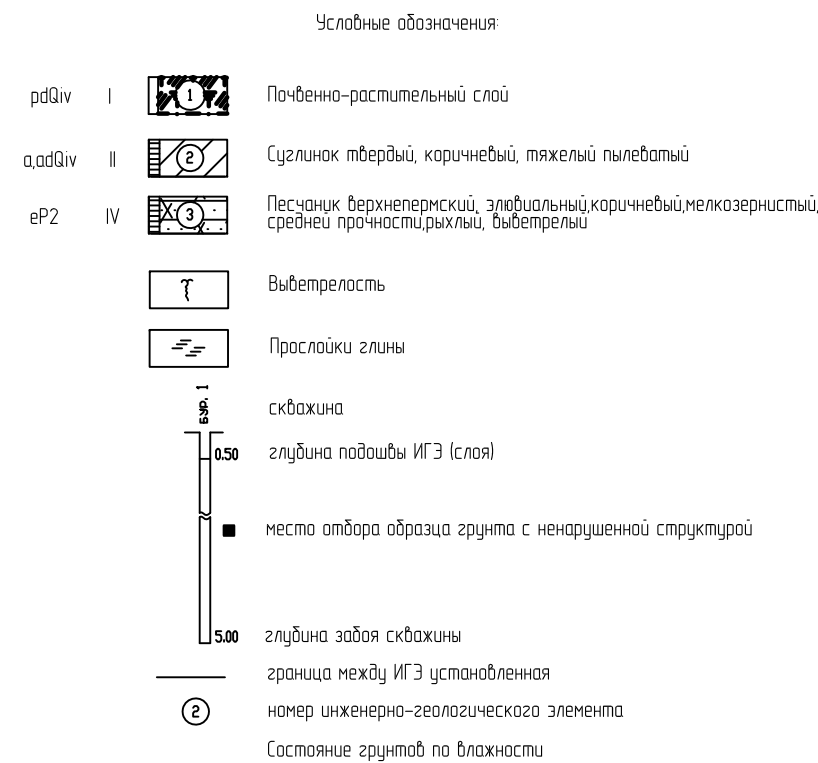
Утверждены: ГЗГК

от 25 ноября 1986 года

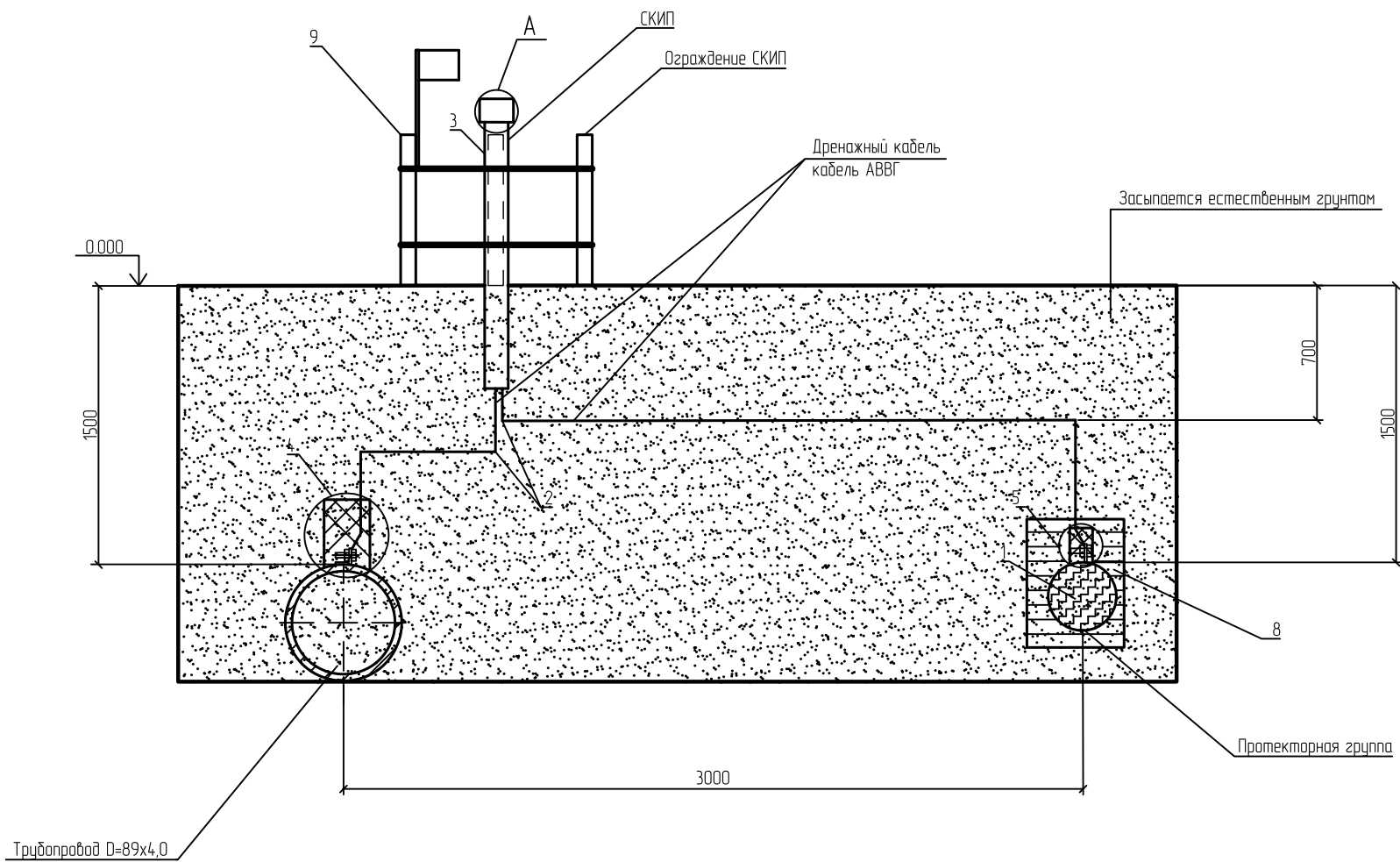
Примечания:
1 Система координат: МСК-16, зона 2.
2 Система высот: Балтийская, 1977 г.
3 Горизонталы: приведены через 0,5 м.

Изм.	Коррек.	Лист	№Вак.	Подп.	Дата
Разработал	Волосов				03.22
Проверил	Белаясуба				03.22
Н. контр.	Зиязова				03.22
Утв. директ.	Байназар				03.22

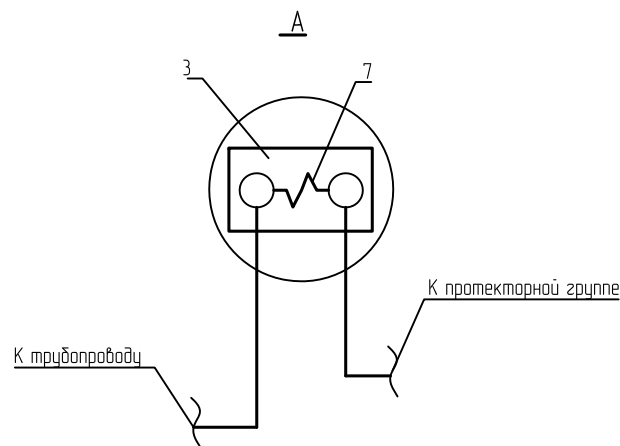
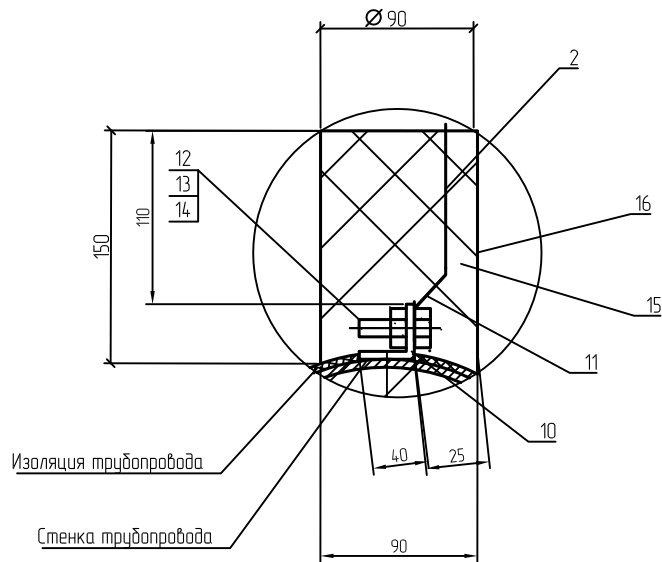
174.08.03.2022-ИОС7					
"Обустройство куста скважин № 6107 Алексеевского нефтяного месторождения"					
Площадка Куста №6107 Трасса нефтегазопровода			Стация	Лист	Листов
			П	3	
План М 1500			ООО "Проектсервис"		



						174.08.03.2022-ИОС7		
						"Обустройство куста скважин № 6107 Алексеевского нефтяного месторождения"		
Изм.	Копия	Лист	Рядок	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разработан		Валеев		03.22		П	4	
Проверил		Белусова		03.22				
Нконтр.		Зиядова		03.22		Проходный профиль трассы нефтегазопровода от куста № 6107 до места брезки: МВ 1100, МГ 12000		
Утвердил		Бойнар		03.22		ООО "Проексервис"		



Узел присоединения кабеля АВВГ к трубопроводу (протекторной группе)



Примечания:

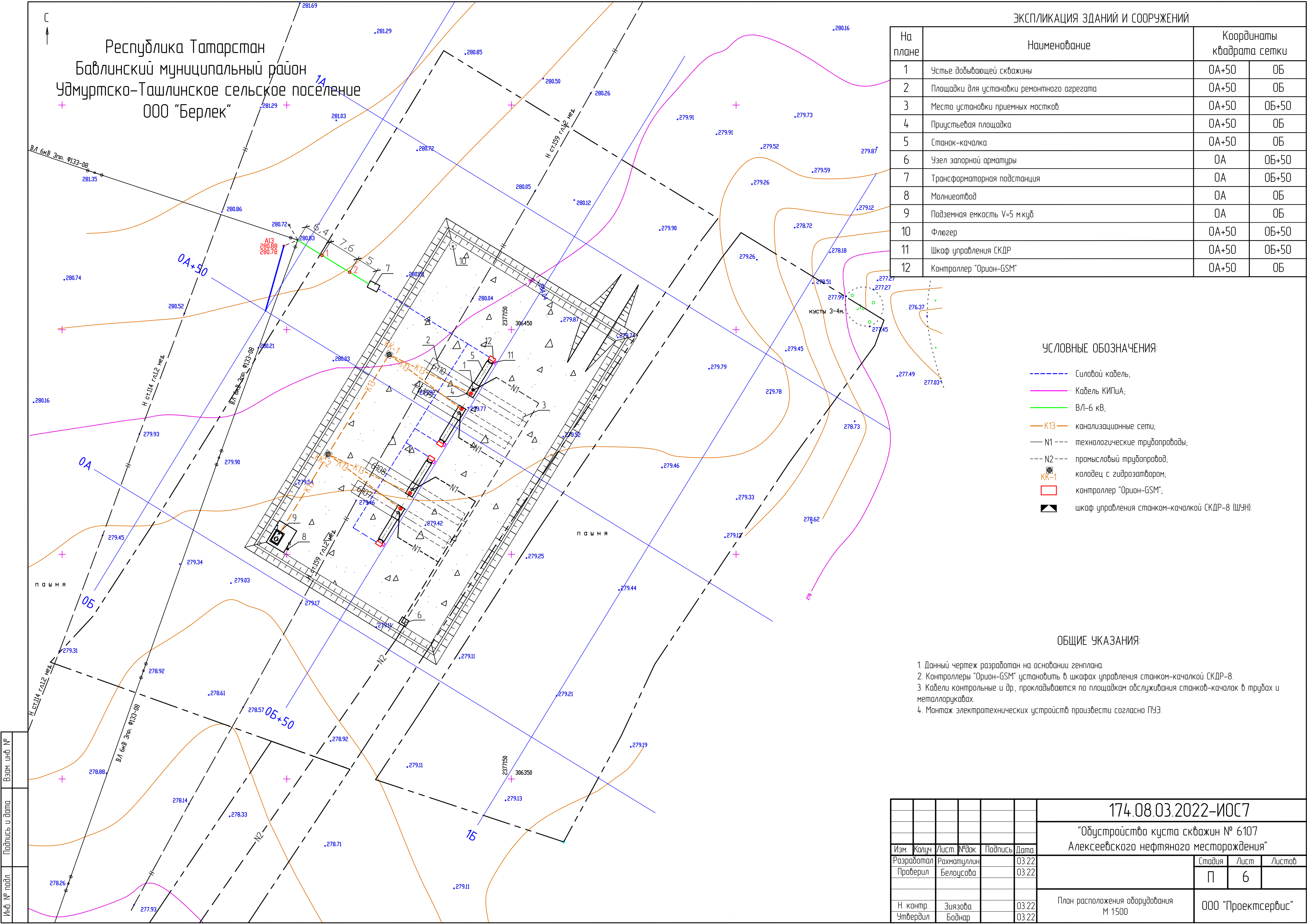
1. Спецификация дана на одну протекторную группу, на одно соединение кабеля АВВГ к трубопроводу или к протекторной группе;
2. Соединение протекторов выполнять сваркой с изоляцией мест соединения битумом.

Спецификация

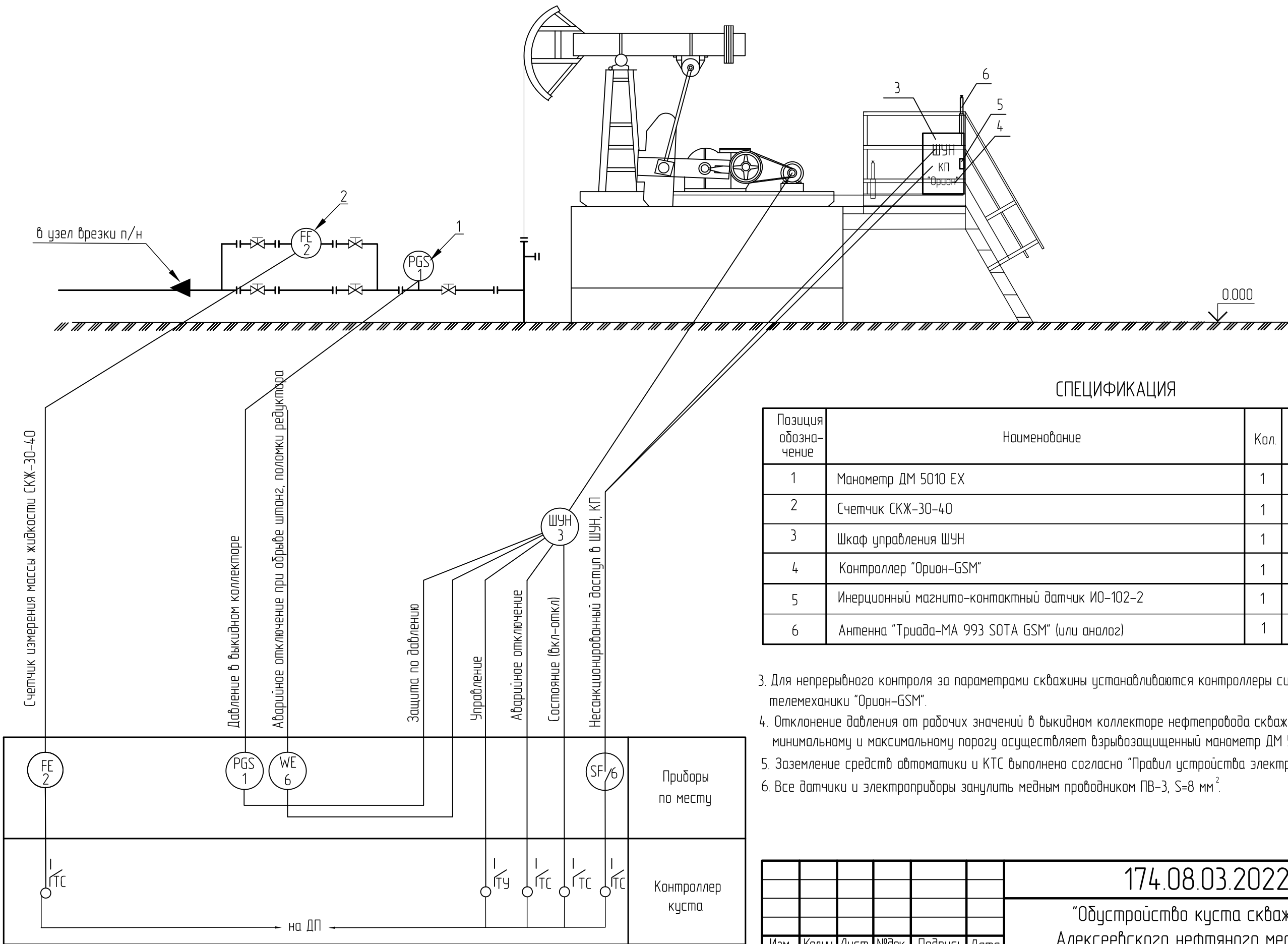
Поз	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, ед, кг	Примечание
1		Протектор ПМ-10У	5	30	шт.
2	ГОСТ 16442-80	Кабель АВВГ-0.66 1х16	9	0,114	м
3	ИЖСК 3014-21. 007	Стойка контрольно-измерительного			
	ТУ 3663-003-73892839-2006	пункта СКИП-1-3-2-2.0-УХЛ1	1	23,1	шт.
4		Узел присоединения к трубопроводу	1		шт.
5		Узел присоединения к протекторной гр.	1		шт.
6	ГОСТ 9812-74	Битум БНИ-IV	1		кг
7		Нихромовая проволока 2	0,15		м
8		Глинистый раствор	0,11		м3
9		Конструкция ограждения контрольно-			
		измерительного пункта	1		шт.
Узел присоединения кабеля АВВГ к трубопроводу (к протекторной группе)					
10	ГОСТ 8509-86	Уголок 40х40х4	0,05	2,42	м
11		Наконечник кабельный ТА-5.4	1		шт.
12	ГОСТ 7798-70	Болт М8-6g.10.5.8	1	0,016	шт.
13	ГОСТ 5915-70	Гайка М8-6 Н.5	1	0,006	шт.
14	ГОСТ 11371-78	Шайба 8.01.08 кп	1	0,008	шт.
15	ГОСТ 9812-74	Битум БНИ-IV	0,8		кг
16	ГОСТ 18599-2001	Труба ПЭ80 SDR17 90х5,4 техническая	0,15	1,48	м

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

						174.08.03.2022-ИОС7		
						"Обустройство куста скважин № 6107 Алексеевского нефтяного месторождения"		
Изм.	Колуч.	Лист	Н. док.	Подпись	Дата		Стадия	Лист
Разработал	Валеева			03.22				
Проверил	Белаяусова			03.22			П	5
Н. контр.	Рахматуллин			03.22		Схема монтажа и установки оборудования протекторной защиты		
Утвердил	Баднар			03.22				
						ООО "Проектсервис"		



Инв.Н подл.	Подпись и дата	Взаминв.Н



1. Решение настоящего раздела основывается на требованиях :
- норм технологического проектирования объектов сбора ,транспорта, подготовки нефти газа и воды нефтяных месторождений ВНТП 3-85;
 - правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности.
2. Управление и защита оборудования скважины осуществляется с помощью комплектно поставляемого шкафа управления (ШУН) станком-качалкой СКДР-8.

						174.08.03.2022-ИОС7			
						"Обустройство куста скважин № 6107 Алексеевского нефтяного месторождения"			
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		Стадия	Лист	Листов
Разработал	Рахматуллин				03.22		П	7	
Проверил	Белоусова				03.22				
						Схема автоматизации СКДР-8	ООО "Проектсервис"		
Н. контр.	Зиязова				03.22				
Утвердил	Боднар				03.22				