

Заказчик - АО «НефтеСервис»

**ОБУСТРОЙСТВО КП № 11 ТАШЛИНСКОГО
ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений
Подраздел 7 «Технологические решения»
Часть 1 «Обустройство КП-11»

НС02/22-6/П-97-ИОС7.1

Том 5.7.1

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

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	07-23	<i>Виф</i>	28.07.23

Заказчик - АО «Нефтесервис»

**ОБУСТРОЙСТВО КП № 11 ТАШЛИНСКОГО
ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений
Подраздел 7 «Технологические решения»
Часть 1 «Обустройство КП-11»

НС02/22-6/П-97-ИОС7.1

Том 5.7.1

Директор

Главный инженер проекта



А. В. Бессонов

Е. Н. Пешина

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	07-23	<i>Е.Н. Пешина</i>	28.07.23

Обозначение	Наименование	Примечание
НС02/22-6/П-97-ИОС7.1.С	Содержание тома	2
НС02/22-6/П-97-СП	Состав проектной документации	3
НС02/22-6/П-97-ИОС7.1.ТЧ	Текстовая часть	4 Изм. 1 (Зам.)
	Графическая часть	
НС02/22-6/П-97-ИОС7.1.ГЧ-1	Принципиальная технологическая схема	27

Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-ИОС7.1.С	Стадия	Лист	Листов
СОДЕРЖАНИЕ ТОМА							ООО «РСК-Инжиниринг»		
Ивв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	ГИП	Пешина	<i>Пешина</i>	11.22			

Состав проектной документации сформирован отдельным томом НС02/22-6/П-97-СП.

Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-ИОС7.1-СП		
Инва. № подл.						Стадия	Лист	Листов
						П		1
						ООО «РСК-Инжиниринг»		
ГИП	Пешина	<i>Пешина</i>	11.22					

Содержание

1	Исходные данные	3
2	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
2.1	Технологическая схема обустройства скважин и сбора нефти	4
3	Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд	4
4	Описание источников поступления сырья и материалов	5
5	Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции.....	6
6	Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования. Характеристика оборудования и трубопроводов	6
6.1	Обустройство устьев скважин	8
6.2	Автоматизированная групповая замерная установка АГЗУ	10
6.3	Дренажная емкость ЕД	10
6.4	Блок дозирования приготовления реагента БДПР	11
6.5	Технологические трубопроводы	12
7	Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов.....	18
8	Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах	18
9	Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение технологического оборудования и технических устройств	19
10	Сведения о расчетной численности, профессионально-квалифицированном составе работников с распределением по группам производственных процессов, число рабочих мест и их оснащенности	19
11	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных объектов капитального строительства.....	20
12	Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе.....	20
13	Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники	20
14	Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду	20
15	Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов.....	21
16	Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов	21
	Таблица регистрации изменений	23

Взам. инв. №		Подпись и дата					НС02/22-6/П-97-ИОС7.1.ТЧ		
				1	-	Все	07-23	<i>Киртока</i>	28.07.23
				Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата
Инв. № подл.				Разраб.		Киртока		<i>Киртока</i>	11.22
				Н. контр.		Кибукевич		<i>Кибукевич</i>	11.22
				ГИП		Пешина		<i>Пешина</i>	11.22
				Текстовая часть			Стадия	Лист	Листов
							П	1	23
							ООО «РСК-Инжиниринг»		

1 Исходные данные

Проектная документация выполнена в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

- ст. 4 ФЗ-384 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- «Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утвержденное постановлением Правительства РФ № 87 от 16.02.2008 г.;
- ГОСТ Р 21.101-2020 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации».

Основание для выполнения проектной документации и перечень исходных данных приведены в томе 1 (НС02/22-6/П-97-ПЗ).

2 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

Проектируемые объекты предназначены для сбора и транспорта продукции добывающих скважин на КП-11 Ташлинского ЛУ Кошинского месторождения нефти.

Максимальные суточные объемы добычи нефти, жидкости по кусту КП-11 Ташлинского ЛУ приняты в соответствии с заданием на проектирование за вычетом 20 %, по согласованию с заказчиком (исходя из опыта эксплуатации и прогнозов по добыче, все скважины не будут давать максимальный дебит одновременно) и приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Максимальные объемы добычи нефти, жидкости по кусту КП-11 Ташлинского ЛУ

Куст скважин	Добыча нефти, т/сутки	Добыча жидкости, м ³ /сутки
КП-11	960	1320

Режим работы скважин непрерывный, круглосуточный.

Максимальное рабочее давление нефтегазопровода от КП-11 Ташлинского ЛУ до т. вр. в «Нефтегазопровод от скважины № 635 Кошинского лицензионного участка до площадки переключающих задвижек в районе КП № 17 Кошинского месторождения нефти» – 4,0 МПа.

Температура транспорта рабочей среды – 5 °С.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							3

2.1 Технологическая схема обустройства скважин и сбора нефти

Продукция проектируемых скважин кустовой площадки № 11 под давлением, создаваемым электропогружными насосами по выкидным линиям поступает на проектируемую автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ) для замера дебита каждой скважины.

В случае исключения АГЗУ из технологической схемы поступление нефтяной эмульсии предусматривается через узел переключающей арматуры с измерением дебита скважины передвижной мобильной измерительной установкой на устье каждой скважины.

После АГЗУ блоком дозирования приготовления реагента (БДПР) в поток нефтяной эмульсии дозируется ингибитор коррозии (ФЛЭК ИК-210), количество и марка ингибитора коррозии определяется Заказчиком АО «Нефтесервис».

Далее нефтяная эмульсия по проектируемому нефтегазопроводу от КП-11 до т. вр. в «Нефтегазопровод от скважины № 635 Кошинского лицензионного участка до площадки переключающих задвижек в районе КП № 17 Кошинского месторождения нефти» и затем по существующему нефтегазопроводу поступает на КП № 17 Кошинского месторождения нефти.

Сбор дренажа и сброс с СППК с АГЗУ осуществляется в проектируемую подземную дренажную емкость ЕД объемом 8 м³ без насоса. Откачка из дренажной емкости осуществляется автоцистерной.

Принципиальная технологическая схема обустройства скважин и сбора нефти КП-11 Ташлинского ЛУ Кошинского месторождения нефти приведена на листе НС02/22-6/П-97-ИОС7.1.ГЧ-1.

3 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Для обеспечения работы проектируемых объектов требуется следующие основные расходные ресурсы:

- электроэнергия для освещения технологических площадок и работы электрооборудования;
- химический реагент для предотвращения АСПО и защиты от коррозии.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							4

4 Описание источников поступления сырья и материалов

Источником поступления водонефтегазовой смеси является продуктивный пласт А4 Ташлинского ЛУ.

Физико-химические свойства нефти, попутного нефтяного газа, добываемых на КП-11 Ташлинского ЛУ приняты по данным АО «Нефтесервис» и приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Физико-химические свойства и состав сырой нефти

Показатель, размерность	Значение
Содержание воды, масс. %	0,15
Плотность нефти при 20 °С, кг/м ³	833,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	
Массовая доля механических примесей, %	0,01
Массовая доля серы, %	0,693
Массовая доля асфальтенов, %	1,81
Массовая доля смол силикагелевых, %	3,56
Выход фракций	
- до 200 °С	24,0
- до 300 °С	46,0
Вязкость разгазированной нефти, мм ² /с при 20 °С	5,8
Газовый фактор, м ³ /т	100
Температура застывания, °С	минус 28

Таблица 3 – Физико-химические свойства и состав попутного нефтяного газа

Показатель, размерность	Количество
Компонентный состав, % мол.	
- метан	78,04
- этан	10,51
- пропан	5,06
- изо-бутан	0,71
- нормальный бутан	1,35
- изо-пентан	0,29
- нормальный пентан	0,26
- гексаны	0,17
- н-гептан	0,05
- октан	0,014
- нонан+	0,009
- азот	2,08
- диоксид углерода	1,01
- сероводород	0,46

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Показатель, размерность	Количество
Плотность газа, кг/м ³	0,870

5 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Требования к качественным характеристикам продукции проектной документацией не предусматриваются.

6 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования. Характеристика оборудования и трубопроводов

Для площадочных объектов и технологических трубопроводов проектная документация разработана на основании следующих нормативных документов:

- ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;
- ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование».

Согласно заданию на проектирование и принятой технологической схеме проектной документацией предусматривается строительство следующих технологических сооружений, приведенных в таблице 4.

Таблица 4 – Состав проектируемых сооружений

Наименование	Ед. измерения	Кол.	Характеристика
Этап строительства			
Блок дозирования приготовления реагента (БДПР)	блок-бокс	1	УБПР/05.00-0,4-2-УХЛ1 по ТУ 3667-005-50265270-03
Этап строительства			
Автоматизированная групповая измерительная установка (АГЗУ) в т.ч.	блок-бокс	1	АГЗУ-40-10-1500
Дренажная емкость	шт.	1	ЕП 8-2000-1300-3, V=8 м ³ ТУ 3615-145-00217298-2001
Этап строительства			
Узел переключающей арматуры	шт.	1	Бетонная площадка 6,0x10,0 м
Этап строительства			
Обустройство первой скважины с			Труба стальная бесшовная

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

НС02/22-6/П-97-ИОС7.1.ТЧ						Лист
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	6

Наименование	Ед. измерения	Кол.	Характеристика
сетями инженерного обеспечения, в т.ч. Выкидной трубопровод от первой скважины (без учета узла запорной арматуры)	м	22,0	горячедеформированная повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости диаметром 114x6,0, сталь 13ХФА (или аналог) класс прочности К52 по ТУ 1317-006.1-593377520-2003 Подземные участки с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием на основе экструдированного полиэтилена в соответствии с ГОСТ Р 51164-98, толщиной не менее 2,0 мм
Этап строительства			
Обустройство второй скважины с сетями инженерного обеспечения, в т.ч. Выкидной трубопровод от второй скважины (без учета узла запорной арматуры)	м	37,45	Труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости диаметром 114x6,0, сталь 13ХФА (или аналог) класс прочности К52 по ТУ 1317-006.1-593377520-2003 Подземные участки с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием на основе экструдированного полиэтилена в соответствии с ГОСТ Р 51164-98, толщиной не менее 2,0 мм
Этап строительства			
Обустройство третьей скважины с сетями инженерного обеспечения, в т.ч. Выкидной трубопровод от третьей скважины (без учета узла запорной арматуры)	м	52,9	Труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости диаметром 114x6,0, сталь 13ХФА (или аналог) класс прочности К52 по ТУ 1317-006.1-593377520-2003 Подземные участки с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием на основе экструдированного полиэтилена в соответствии с ГОСТ Р 51164-98, толщиной не менее 2,0 мм
Этап строительства			
Обустройство четвертой скважины с сетями инженерного обеспечения, в т.ч. Выкидной трубопровод от четвертой скважины (без учета			Труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости диаметром 114x6,0, сталь 13ХФА

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Лист

НС02/22-6/П-97-ИОС7.1.ТЧ

7

Изм. Ключ. Лист № док. Подпись Дата

Наименование	Ед. измерения	Кол.	Характеристика
узла запорной арматуры)	м	68,35	(или аналог) класс прочности К52 по ТУ 1317-006.1-593377520-2003 Подземные участки с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием на основе экструдированного полиэтилена в соответствии с ГОСТ Р 51164-98, толщиной не менее 2,0 мм
Этап строительства			
Обустройство пятой скважины с сетями инженерного обеспечения, в т.ч. Выкидной трубопровод от третьей скважины (без учета узла запорной арматуры)	м	83,8	Труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости диаметром 114х6,0, сталь 13ХФА (или аналог) класс прочности К52 по ТУ 1317-006.1-593377520-2003 Подземные участки с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием на основе экструдированного полиэтилена в соответствии с ГОСТ Р 51164-98, толщиной не менее 2,0 мм

Строительство проектируемых технологических сооружений предусматривается без остановки основного производства, за исключением времени подключения к действующим инженерным коммуникациям.

Все принятое проектом к установке оборудование размещается на открытых площадках с твердым покрытием.

Размещение проектируемых сооружений приведено в томе 2.1 (НС02/22-6/П-97-ПЗУ1).

Для быстрого привлечения внимания и предупреждения о потенциальной или действительной опасности вредного воздействия объекта на людей, снижения вероятности травматизма и профессиональных заболеваний, предотвращения аварий и облегчения управления производственными процессами на объектах устанавливаются предупреждающие знаки безопасности.

6.1 Обустройство устьев скважин

Эксплуатация добывающих скважин согласно заданию на проектирование предусматривается с приводом от электропогружного центробежного насоса (ЭЦН).

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							8
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Взам. инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

Режим работы скважин – непрерывный, круглосуточный.

Установка устьевой арматуры, электроцентробежного насоса проектной документацией не предусматривается.

Проектной документацией предусматривается установка электроконтактных манометров на выкидных трубопроводах после устьевой арматуры для автоматического отключения электроцентробежного насоса при понижении или повышении давления в трубопроводе. Так же предусмотрена установка электроконтактных манометров ну устьевой арматуре для замера затрубного и буферного давления.

Замер дебита добывающих скважин предусматривается автоматизированной групповой замерной установкой.

В случае исключения АГЗУ из технологической схемы измерение дебита скважины предусмотрено через штуцера передвижной мобильной измерительной установки на устье каждой скважины.

Обвязка скважин принята стальными бесшовными горячедеформированными трубами повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости диаметром 114х6,0, сталь 13ХФА класс прочности К52 по ТУ 1317-006.1-593377520-2003.

Применяемые трубы должны соответствовать дополнительному требованию по ударной вязкости не ниже $KCU=39,2 \text{ Дж/см}^2$ ($4,0 \text{ кгс}\cdot\text{м/см}^2$) при температуре минус $40 \text{ }^\circ\text{C}$.

Трубы должны быть испытаны на заводе-изготовителе пробным гидравлическим давлением и иметь указание в сертификате о величине пробного давления. Так же трубы на заводе-изготовителе должны быть подвергнуты 100 % контролю неразрушающим способом.

Срок службы трубопроводов составляет 20 лет.

Для арматуры и надземных участков трубопровода предусматривается защита от атмосферной коррозии лакокрасочными материалами.

В обвязке скважин, в связи с малой протяженностью выкидного трубопровода, предусматривается запорный клапан для пропарки трубопровода от передвижной пропарочной установки.

Устьевая арматура размещается на приустьевой площадке с бордюром по периметру.

Сбор производственно-дождевых стоков с приустьевых площадок предусматривается в подземную канализационную ёмкость.

На приустьевых площадках устанавливаются знаки безопасности и делаются соответствующие надписи в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.026-2015.

Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Лист

6.2 Автоматизированная групповая замерная установка АГЗУ

Для автоматического замера дебита скважин кустовой площадки № 11 проектом предусмотрен монтаж АГЗУ на 10 подключений, которые состоят из двух блоков-контейнеров: технологического и аппаратного.

Технологический блок-контейнер снабжен сепарационной емкостью, массовым расходомером, переключателем для автоматической установки каждой скважины на замер дебита и запорной арматурой.

В состав аппаратного блока-контейнера входят: блок измерений и обработки информации и блок силового управления.

Техническая характеристика АГЗУ:

- максимальное количество подключаемых скважин – 10 шт.;
- максимальный дебит скважины по жидкости – 1500 т/сут;
- расчетное давление – 4,0 МПа;
- исполнение по ГОСТ 15150-69 – УХЛ1.

У АГЗУ устанавливается совмещенный знак безопасности, на котором выполняются соответствующие предупредительные знаки и надписи согласно ГОСТ Р 12.4.026-2015.

В случае исключения АГЗУ из технологической схемы поступление нефтяной эмульсии предусматривается через узел переключающей арматуры с измерением дебита скважины передвижной мобильной измерительной установкой на устье каждой скважины.

Для переключения потоков, отключения участков трубопроводов в узле предусматривается запорная арматура и обратные клапаны. Запорная арматура предусмотрена в климатическом исполнении УХЛ1 и оснащается указателями положений «Открыто», «Закрыто».

Класс герметичности затвора арматуры – «А» согласно ГОСТ 9544-2015.

Срок службы арматуры составляет 20 лет.

6.3 Дренажная емкость ЕД

Для сбора дренажа и сброс с СППК от АГЗУ на кустовой площадке проектной документацией предусмотрена подземная дренажная емкость типа ЕП-8-2000-1300-3 по ТУ 3615-145-00217298-2001.

Откачка из дренажной емкости осуществляется автоцистерной.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							10
Ивв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					

Техническая характеристика дренажной емкости

- номинальный объем – 8 м³
- рабочее давление - 0,07 МПа;
- температура рабочей среды – 5 °С;
- климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 – УХЛ1.

Для дыхания дренажной емкости предусматривается дыхательный стояк DN 50, высотой 5 м с совмещенным дыхательным клапаном СМДК-50-УХЛ.

Дренажная емкость оснащается уровнемером и сигнализатором верхнего уровня.

Для защиты дренажной емкости от внутренней коррозии предусмотрено заводское внутреннее антикоррозионное покрытие двухкомпонентной эпоксидной краской «Masscotank 11» в один слой 350 мкм.

Для защиты наружной поверхности дренажной емкости от почвенной коррозии предусматривается покрытие усиленного типа согласно ГОСТ Р 51164-98.

У дренажной емкости устанавливается совмещенный знак безопасности, на котором выполняются соответствующие предупредительные знаки и надписи согласно ГОСТ Р 12.4.026-2015.

6.4 Блок дозирования приготовления реагента БДПР

Для дозированной подачи ингибитора коррозии в начало трубопровода транспорта нефти проектной документацией предусмотрено строительство блока дозирования ингибитора коррозии БДР-1.

Для строительства принят автоматизированный блок подачи реагента УБПР/05.00-0,4-2-УХЛ1 по ТУ 3667-005-50265270-03 полной заводской готовности во взрывозащищенном исполнении, состоящий из технологического и аппаратного отсеков.

В технологическом отсеке смонтированы: два насоса-дозатора (1 рабочий, 1 резервный), внутренняя технологическая емкость для реагента, насос шестеренчатый, осуществляющий закачку реагента во внутреннюю технологическую емкость и периодическое перемешивание реагента во внутренней емкости.

Управление электрооборудованием, установленным в технологическом отсеке, производится от шкафа управления, который находится в аппаратном отсеке.

Блок заводского изготовления укомплектован системами освещения, вентиляции, электроотопления, контроля загазованности и пожарной сигнализации.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Техническая характеристика БДПР

- производительность насосов-дозаторов – 0,7...4 л/ч;
- максимальное рабочее давление насосов-дозаторов – 4,0 МПа;
- вместимость бака для реагента – 0,4 м³;
- климатическое исполнение блока – УХЛ1.

На блок в заводских условиях наносится опознавательная окраска в соответствии со стандартом ООО «Сладковско-Заречное».

На входе в блок устанавливается знак безопасности, на котором выполняются соответствующие предупредительные знаки и надписи согласно ГОСТ Р 12.4.026-2015.

6.5 Технологические трубопроводы

К строительству технологических трубопроводов DN 50 и более приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные повышенной коррозионной стойкости из стали 13ХФА, класс прочности K52 по ТУ 1317-006.1-593377520-2003.

К строительству дренажных трубопроводов, трубопроводов сброса с СППК, откачки и технологических трубопроводов менее DN 50 приняты трубы стальные горячедеформированные бесшовные по ГОСТ 8732-78 из стали марки 20 группы В по ГОСТ 8731-74.

Подземные участки трубопроводов приняты с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием на основе экструдированного полиэтилена в соответствии с ГОСТ Р 51164-98, толщиной не менее 2,0 мм.

Применяемые трубы должны соответствовать дополнительному требованию по ударной вязкости не ниже KCU = 39,2 Дж/см² (4,0 кгс·м/см²) при температуре минус 40 °С.

Трубы должны быть испытаны на заводе-изготовителе пробным гидравлическим давлением и иметь указание в сертификате о величине пробного давления. Так же трубы на заводе-изготовителе должны быть подвергнуты 100 % контролю неразрушающим способом.

Срок службы трубопроводов составляет 20 лет.

Прокладка технологических трубопроводов принята надземная на несгораемых опорах с уклоном не менее 0,002, обеспечивающим возможность их опорожнения при остановке, высота от нижней образующей трубопровода с учетом изоляции не менее 0,35 м от поверхности земли и не менее 0,1 м от поверхности бетонной площадки.

Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	НС02/22-6/П-97-ИОС7.1.ТЧ	Лист
										12

Для дренажа трубопроводов, выпуска воздуха, пропарки (промывки) предусмотрены спускные устройства и воздушники. На дренажные устройства, воздушники и арматуру для пропарки устанавливаются съемные межфланцевые заглушки.

Для дренажных трубопроводов, прокладываемых надземно, предусматривается тепловая изоляция с электрообогревом греющим кабелем.

Для трубопроводов, прокладываемых надземно, предусматривается теплоизоляция.

Для теплоизоляции надземных трубопроводов диаметром 57 мм и более предусмотрены маты из минеральной ваты М1-100 по ГОСТ 21880-2022 с коэффициентом уплотнения 1,2.

Для теплоизоляции надземных трубопроводов диаметром менее 57 мм предусмотрен шнур базальтовый теплоизоляционный ТУ 5769-001-76342306-2006 ШБТ-30.

В качестве покровной защиты теплоизоляции предусмотрена сталь тонколистовая оцинкованная толщиной 0,55 мм ГОСТ 19904-90, ГОСТ 14918-2020. Крепежные детали, соприкасающиеся с изолируемой поверхностью, изготавливаются из того же материала, что и покровный слой.

Для теплоизоляции арматуры наружного монтажа, используются съемные конструкции из оцинкованной стали толщиной 0,7 мм на основе теплоизоляции.

При переходе от надземного участка к подземному теплоизоляция выполняется на 0,5 м ниже отметки земли. Подземные участки теплоизоляции необходимо покрыть лентой «Полилен 40-ЛИ-63» в 1 слой по ТУ 2245-003-01297859-99 для гидроизоляции.

Для надземных участков стальных трубопроводов и арматуры предусматривается защита от атмосферной коррозии лакокрасочными материалами.

Подготовка стальной поверхности под окрашивание выполняется абразивно-струйной очисткой.

Рекомендуемое покрытие выполнить по следующей схеме:

- первый слой – Masscoroxu 1264 толщиной 200 мкм;
- второй слой – Masscopur-14 толщиной 40 мкм.

Дренажные трубопроводы прокладываются с уклоном не менее 0,002, в сторону подземной дренажной емкости, обеспечивающим исключение образования застойных зон. Глубина заложения подземных участков трубопроводов не менее 0,6 м от поверхности земли до верхней образующей трубопровода.

При подземных переходах через автопроезды прокладка трубопроводов предусматриваются в металлических кожухах из труб сталь 20 группы В по ГОСТ 10704-

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	НС02/22-6/П-97-ИОС7.1.ТЧ	Лист
										13

91/ГОСТ 10705-80. Концы кожухов отстоят от обочины дороги не менее чем на 2 м, глубина заложения от верхней образующей защитного кожуха до полотна автодороги – не менее 0,5 м.

Для исключения повреждения при протаскивании через кожух предусмотрена защита поверхности рабочей трубы опорно-направляющими кольцами из диэлектрического материала по ТУ 1469-001-01297858-98. На концах кожухов устанавливаются герметизирующие манжеты по ТУ 2531-007-01297858-2002. Для защиты манжет устанавливается укрытие защитное типа УЗМГ по ТУ 2296-009-01297858-2005.

Подземные кожухи покрываются антикоррозийной изоляцией усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98.

Изоляция наружной поверхности деталей подземного трубопровода предусмотрена термоусаживающейся лентой «ТИАЛ-Л» по ТУ 2293-004-58210788-2005.

Изоляция наружной поверхности зоны сварных стыков подземных трубопроводов предусмотрена манжетами термоусаживающимися «ТИАЛ-М» по ТУ 2293-002-58210788-2004 в комплекте с замковой пластиной «ТИАЛ-ЗП».

Для переключения потоков, отключения участков трубопроводов и оборудования предусматривается запорная арматура. Запорная арматура предусмотрена в климатическом исполнении УХЛ1 и оснащается указателями положений «Открыто», «Закрыто».

Класс герметичности затвора арматуры – «А» согласно ГОСТ 9544-2015.

Срок службы арматуры составляет 20 лет.

На выходе нефтегазопровода из АГЗУ предусмотрена задвижка с электроприводом. Задвижка срабатывает при повышении или понижении давления в нефтегазопроводе и отключает куст скважин от общей нефтегазосборной сети месторождения.

Рабочее давление в технологических трубопроводах принято 4,0 МПа (максимальное давление при котором возможно нормальное протекание технологического процесса).

Расчетное давление в технологических трубопроводах принято 4,0 МПа, т.к. максимальное давление, развиваемое насосом при закрытой запорной арматуре со стороны нагнетания, составляет 4,0 МПа.

Технологические трубопроводы согласно ГОСТ 32569-2013 относятся:

- дренажные трубопроводы – к группе А(б), категории II;
- остальные трубопроводы – к группе А(б), категории I.

Объем контроля сварных соединений технологических трубопроводов предусмотрен радиографическим методом к общему числу стыков сваренных каждым сварщиком (но не менее одного стыка) для:

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	НС02/22-6/П-97-ИОС7.1.ТЧ	Лист
										14

- трубопроводов I категории – 20 %.

- трубопроводов II категории – 10 %.

После окончания строительства выполнить промывку или продувку стальных трубопроводов согласно требованиям ГОСТ 32569-2013 с целью очистки внутренней поверхности от механических загрязнений или удаления влаги. Промывку водой выполнить со скоростью 1-1,5 м/с, продувку под давлением, равным рабочему, но не более 4 МПа.

Продолжительность продувки должна составлять не менее 10 мин. После промывки трубопровод должен быть полностью опорожнен и продут воздухом или инертным газом.

Промываемый или продуваемый трубопровод должен быть отсоединен от других трубопроводов заглушками.

После окончания монтажных и сварочных работ, контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, стальные трубопроводы подвергнуть гидравлическому испытанию на прочность, плотность и дополнительному пневматическому испытанию на герметичность согласно ГОСТ 32569-2013. Давление испытания на прочность $1,43 P_{расч.}$, но не менее 0,2 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 (испытание на прочность). Затем давление необходимо уменьшить до расчетного давления (испытание на плотность), и все 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 определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений. Результаты гидравлического испытания на прочность и плотность признаются удовлетворительными, если во время испытания не выявлены разрывы, видимые деформации, падение давления по манометру, а в основном металле, сварных швах, корпусах арматуры, разъемных соединениях и во всех врезках не обнаружены течи и запотевания.

Для трубопроводов группы А после проведения испытаний на прочность и плотность, промывки и продувки необходимо провести дополнительное испытание на герметичность с определением падения давления во время испытания. Испытание выполнить пневматическим способом, воздухом или инертным газом, давлением равным рабочему. Продолжительность испытания на герметичность должна составлять не менее 24 часов. Испытания признаются

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Изм. инв. №	Подпись и дата	Изм. № подл.	Лист

удовлетворительными, если скорость падения давления не превышает 0,1 % за 1 час для трубопроводов группы А.

Величины давления испытания проектируемых трубопроводов приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Величина испытательного давления проектируемых трубопроводов

Наименование трубопровода	P _{раб} /P _{расч} , МПа	Категория, группа трубопровода	Давление испытания (способ), МПа		
			Прочность (гидравл.)	Плотность (гидравл.)	Герметичность (пневмат.)
Нефтепроводы выкидные	4,0/4,0	I, А(б)	5,72	4,0	4,0
Трубопровод ингибитора коррозии	4,0/4,0	I, А(б)	5,72	4,0	4,0
Дренажный трубопровод	0,2/1,6	II, А(б)	2,29	0,2	0,2

Монтаж, контроль сварных соединений и испытания трубопроводов выполнить согласно требованиям следующих нормативных документов:

– ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;

– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534;

– СП 75.13330.2011 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;

– СП 48.13330.2019 «Организация строительства. Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004»;

– СП 49.13330.2010 «Безопасность труда в строительстве. Ч.1. Общие требования»;

– СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Ч.2. Строительное производство»;

– СП 45.13330.2017 «Земляные сооружения. Основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87».

Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87».

Расчет толщины стенки трубопроводов и деталей трубопроводов

Расчет по определению необходимой толщины стенки технологических трубопроводов и деталей трубопроводов выполнен в соответствии с п.7 ГОСТ 32388-2013 с учетом проведения гидравлического испытания на прочность трубопроводов по окончании строительства в соответствии с требованиями п.5.1.3, 8.2.4, 11.2.2 ГОСТ 32388-2013 по формуле:

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							16
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Взам. инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

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

где

$|P|$ – внутреннее давление, МПа;

D – внутренний диаметр, мм;

φ_y – коэффициент прочности продольного шва при растяжении (1,0);

$[\sigma]$ – номинальное допускаемое напряжение, МПа.

Допускаемые нормальные напряжения определяют по формуле:

$$[\sigma] = \min \left\{ \frac{\sigma_b}{2,4}; \frac{\sigma_p}{1,5} \right\}$$

где

σ_b – минимальное значение временного сопротивления (предела прочности) при растяжении, МПа; $\sigma_b=510$;

σ_p – минимальное значение предела текучести, МПа; $\sigma_p=372$.

Результаты расчета и выбора толщины стенки технологических трубопроводов и деталей трубопроводов (отводы) приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Исходные данные и результаты расчета толщины стенки и ресурса технологических трубопроводов

Наименование трубопровода	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм						Рраб./Ррасч., МПа	Расчетный ресурс, лет
		K_i	Расчетная S_R	C_1	C_2	Номинальная S_n	Принятая S		
Режим эксплуатации									
Трубопровод	89	-	0,29	0,63	2,0	2,92	5,0	0,2/1,6	40,8
Детали трубопровода	89	1,15	0,33	0,63	2,0	2,96	5,0	0,2/1,6	40,4
Трубопровод	114	-	0,95	0,75	2,0	3,7	6,0	4,0/4,0	43,0
Детали трубопровода	114	1,15	1,09	0,75	2,0	3,84	6,0	4,0/4,0	41,6
Трубопровод	219	-	1,89	1,0	2,0	4,89	8,0	4,0/4,0	51,1
Детали трубопровода	219	1,15	2,17	1,0	2,0	5,17	8,0	4,0/4,0	48,3
Режим гидравлического испытания на прочность									
Трубопровод	89	-	0,42	0,63	2,0	3,05	5,0	0,2/2,29	-

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инов. № подл.

НС02/22-6/П-97-ИОС7.1.ТЧ

Лист

17

Изм. Ключ. Лист № док. Подпись Дата

Наименование трубопровода	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм						Рраб./Ррасч., МПа	Расчетный ресурс, лет
		K_i	Расчетная s_R	C_1	C_2	Номинальная s_n	Принятая s		
Детали трубопровода	89	1,15	0,48	0,63	2,0	3,11	5,0	0,2/2,29	-
Трубопровод	114	-	1,35	0,75	2,0	4,10	6,0	4,0/5,72	-
Детали трубопровода	114	1,15	1,55	0,75	2,0	4,30	6,0	4,0/5,72	-
Трубопровод	219	-	2,70	1,0	2,0	5,7	7,0	4,0/5,72	-
Детали трубопровода	219	1,15	3,11	1,0	2,0	6,11	7,0	4,0/5,72	-

Расчет назначенного ресурса выполнен по приложению Д ГОСТ 32388-2013, результаты расчета приведены в таблице 7. С учетом требования п. Д3 ГОСТ 32388-2013 назначенный ресурс трубопроводов принят 20 лет.

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

Вспомогательное оборудование в технологическом процессе не участвует. Грузоподъемное оборудование и транспортные средства, используемые в процессе строительства, приведены в томе 6 (НС02/22-6/П-97-ПОС).

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

Технические устройства, технологическое оборудование, здания, строения и сооружения проектом не предусматриваются.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Лист

9 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение технологического оборудования и технических устройств

Изготовление оборудования выполняется предприятием-изготовителем с соблюдением требований нормативно-технической документации на конкретные виды оборудования (ТУ, ОСТ, ГОСТ). В процессе изготовления осуществляется контроль качества соответствующими службами предприятия-изготовителя и с участием представителей заказчика. Поставка оборудования заказчику сопровождается пакетом документации на оборудование, в состав которой должны входить:

- паспорт;
- инструкция (руководство) по эксплуатации и техническому обслуживанию;
- сертификат соответствия или Декларация о соответствии требованиям Технических регламентов Таможенного союза: ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением», ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах».

Трубопроводная арматура, трубы и другие детали, и материалы имеют паспорта, подтверждающие качество изготовления и соответствие нормативно-технической документации.

Запорная арматура испытывается на предприятии-изготовителе на герметичность перекрытия. Запорная арматура для нефти имеет класс герметичности «А» по ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов».

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

Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест приведены в томе 5.7.1 (НС02/22-6/П-97-ИОС7.1).

Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							19
Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата		
Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата		

Взам. инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

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

Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации проектируемых объектов, приведен в в томе 5.7.1 (НС02/22-6/П-97-ИОС7.1).

12 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

Проектной документацией предусматривается оснащение технологического оборудования приборами для местного и дистанционного контроля параметров процесса, средствами предупредительной и аварийной сигнализации, блокировок (защит), дистанционного управления.

Проектные решения по автоматизации и контролю технологического процесса приведены в томе 5.7.3 (НС02/22-6/П-97-ИОС7.3).

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

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при эксплуатации, приведен в томе 8.1.1 (НС02/22-6/П-97-ООС1.1).

Сбросы в водные источники отсутствуют.

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

Для снижения выбросов вредных веществ в окружающую среду при строительстве и эксплуатации проектируемых сооружений предусматриваются следующие мероприятия:

- герметизированная схема технологического процесса;
- соединение труб между собой на сварке, трубопроводы не имеют фланцевых или других разъемных соединений, кроме мест присоединения к оборудованию;
- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							20
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Взам. инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

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

Проектной документацией предусмотрено, что временное накопление отходов, образующихся в процессе эксплуатации проектируемых сооружений, не осуществляется. Вывоз отходов производится по мере образования.

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

Класс взрывоопасных зон и категории технологических наружных установок и блоков по взрывопожарной и пожарной опасности определены, соответственно, по «Правилам устройства электроустановок». Глава 7.3 (седьмое издание) и по СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» и приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Класс взрывоопасных зон и категории технологических наружных установок и блоков

Наименование объектов	Классификация веществ и материалов по пожарной опасности по № 123-ФЗ	Категория объектов по пожарной и взрывопожарной опасности по № 123-ФЗ	Класс пожароопасных и взрывоопасных зон по № 123-ФЗ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020
АГЗУ	Нефть – ЛВЖ	А	В-1а	IIА-ТЗ
Дренажная емкость V=8 м ³	Нефть – ЛВЖ	АН	В-1г	IIА-ТЗ
Блок дозирования приготовления реагента	Реагент - ЛВЖ	АН	В-1г	IIА-ТЗ
Нефтепровод	Нефть – ЛВЖ	АН (повышенная взрывопожароопасность)	В-1г	IIА-ТЗ

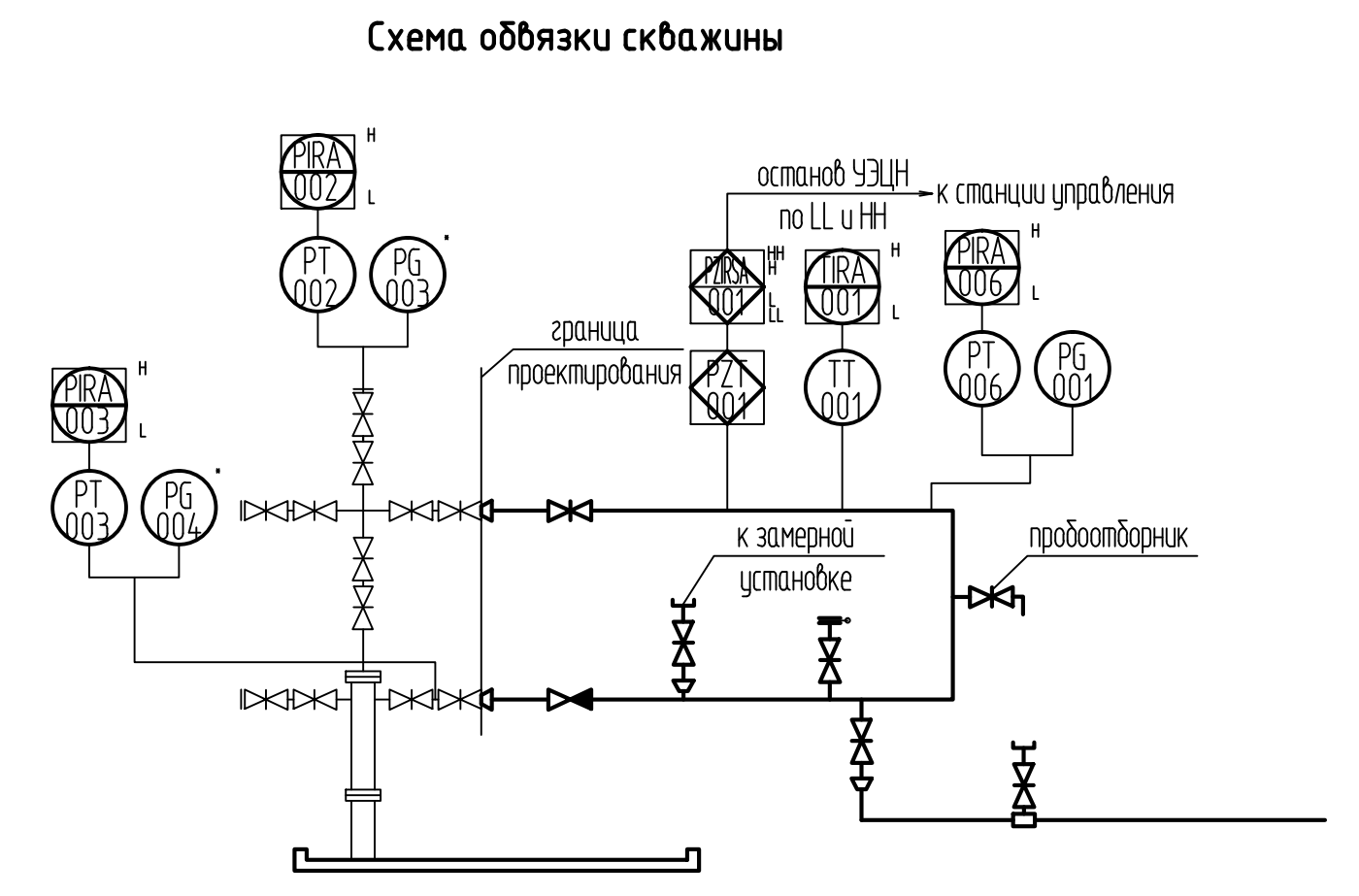
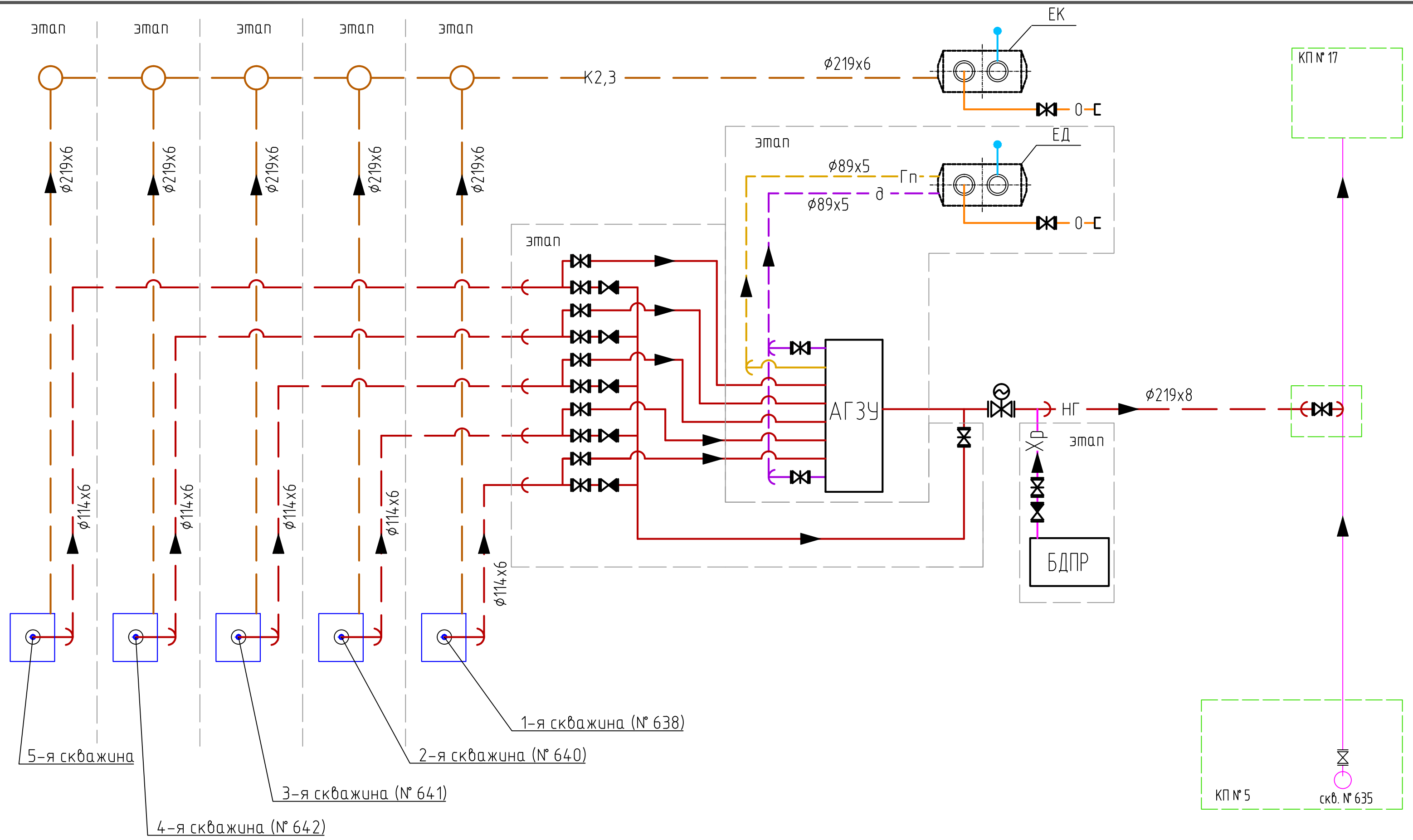
Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист
			НС02/22-6/П-97-ИОС7.1.ТЧ				
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Безопасные условия труда обеспечиваются соблюдением проектных решений, а также требований действующих нормативных документов Российской Федерации, правил охраны труда и пожарной безопасности.

С целью снижения степени риска предприятия предусматриваются следующие мероприятия:

- герметизированная схема технологического процесса;
- нефтепроводы приняты стальные на давление, превышающее технологическое;
- повышенная толщина стенки трубопроводов относительно расчетной;
- наличие наружного противокоррозионного покрытия трубопроводов;
- соединение труб между собой на сварке, трубопровод не имеет фланцевых или других разъёмных соединений, кроме мест присоединения к оборудованию;
- система неразрушающего контроля сварных соединений трубопроводов;
- повышенное давление испытания трубопровода;
- расположение проектируемых трубопроводов с учетом требований действующих норм и правил;
- обязательный контроль за качеством выполнения строительно-монтажных работ.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Лист



Экспликация зданий и сооружений

Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика	Примеч.
АГЗУ	Групповая замерная установка	1	10 подключений	
ЕД	Емкость подземная дренажная	1	V=8 м³	
ЕК	Емкость подземная канализационная	1	V=5 м³	
БДПР	Блок дозирования приготовления реагента	1		

Условные обозначения и изображения

Условные обозначения и изображения	Наименование обозначения и изображения
	Инженерные сети, прокладываемые:
	Выкидной трубопровод
	Нефтегазосборный трубопровод
	Трубопровод химреагента
	Трубопровод дренажа
	Производственно-дождевая канализация
	Трубопровод откачки
	Дыхательный стояк
	Задвижка с электроприводом
	Задвижка с ручным приводом
	Обратный клапан

1. Номер скважин могут быть изменены по результатам проведения освоения.
2. Проектируемые сети показаны основной линией.

НС02/22-6/П-97-ИОС7.1ГЧ					
Обустройство КП № 11 Ташлинского лицензионного участка					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Киртока			<i>Киртока</i>	11.22
Проверил	Пешина			<i>Пешина</i>	11.22
Н.контр.	Кибукевич			<i>Кибукевич</i>	11.22
ГИП	Пешина			<i>Пешина</i>	11.22
Принципиальная технологическая схема					000
					«РСК-Инжиниринг»

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