

Заказчик – ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

**ОБУСТРОЙСТВО МОРОЗНОГО ПОДНЯТИЯ МОРОЗНОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ.  
ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 6. Технологические решения**

**Часть 1. Кусты скважин**

**2935-3200-ЕН-24-ТХР1**

**Том 6.1**

Первый заместитель  
генерального директора

14.09.23

**Р. З. Бадртдинов**

Главный инженер проекта

14.09.23

**А. Ф. Шафиков**



Изм.	№ док.	Подпись	Дата
1	241-23	<i>Шаф</i>	25.07.23

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

Разрешение		Обозначение		2935-3200-ЕН-24-ТХР1					
241-23 от 17.07.23		Наименование объекта строительства		Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины					
Изм.	Лист	Содержание изменения			Код	Примечание			
1	1	2935-3200-ЕН-24-ТХР1-С Лист заменен. Добавлена информация об изменениях			4	на основании замечаний ФАУ "Главгосэкспертиза России" от 14.07.2023 № 64429-23/ГГЭ- 40617/11			
	Все 9-10	2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ Листы заменены Исправлены показатели скважин в таблице 1.5			4				
	11	Подправлены характеристики пара - теплоносителя на скважины.							
	12	Добавлено уточнение, что блок подачи реагентов существующий.							
	13	Исправлен расход пара в таблице 2.1							
	14	Исправлена расчетная технологическая потребность в паре в таблице 2.2							
	15, 41, 44	Исключено требование об обязательном наличии разрешения Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на примененное оборудование							
	15, 75- 76	Добавлены ссылки и пункты на технические регламенты.							
	19	Добавлен расчет парциального давления сероводорода							
	23	Добавлена информация о защитно-сигнальном ограждении устьев скважин, оборудованных под нагнетание; сведения о наличии обратных клапанов в составе устьевой арматуры							
	30	Добавлена ссылка на Приложение А.							
	34, 42	Добавлена ссылка на нормативно-техническую документацию.							
	35	Исключена ссылка на руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденного приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 № 784							
	36	Добавлена информация о сульфидном коррозионном растрескивании металла труб							
	36, 38	Добавлена информация по тепловой изоляции							
	39	Добавлен п.5.13 Контроль коррозионного износа трубопровода пара							
	42	Добавлена информация об ОПО «Фонд скважин »							
	48-49	Добавлена информация по мероприятиям для безопасности работников							
Изм. внес		Каримова		31.08.23	ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект» Комплексный линейно-технологический отдел			Лист	Лис- тов
Составил		Каримова		31.08.23				1	2
ГИП		Шафиков		31.08.23					
Утв.									

Согласовано  
Н. контр.

Разрешение		Обозначение	2935-3200-ЕН-24-ТХР1		
241-23 от 17.07.23		Наименование объекта строительства	Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины		
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание
	63-64	Добавлена информация о предельно допустимых концентрациях в воздухе рабочей зоны.			
	64-66	Добавлен пункт 10.1 Обеспечение безопасности при одновременном производстве бурения, освоения и эксплуатации скважин на кустовой площадке			
	66-68	Добавлен пункт 10.2 Мероприятия и уровень защиты при ведении работ в условиях потенциальной и реальной угроз безопасности работников			
	71-72	Добавлена информация о санитарно-защитных зонах			
	78-87	Добавлено Приложение А - Унифицированный сортамент трубной продукции			
	88	Добавлена ссылка на нормативно-техническую документацию			
		2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ГЧ			
	1	Лист заменен. Добавлена информация об изменениях		4	
	2	Лист заменен. На ситуационный план добавлены зоны порогового заражения при выбросе сероводорода		5	
	3	Лист заменен. На схеме добавлены обратные клапаны на нагнетательной линии у устья скважин		4	
	4-5	Листы заменены. На план добавлены ограждения территории скважин, оборудованных под нагнетание пара		4	
					Лист
					2

## Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
2935-3200-ЕН-24-ТХР1-С	Содержание тома 6.1	1 Изм.1 (Зам.)
2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ	Текстовая часть	89 Изм.1 (Зам.)
2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ГЧ	Графическая часть	8 Изм.1 (Зам.)
	Всего листов	98

Согласовано	

Взам. инв. №	
--------------	--

Подп. и дата	
--------------	--

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
1	-	Зам.	241-23	<i>Скаж</i>	25.07.23
Разраб.		Каримова		<i>Скаж</i>	14.09.23
Проверил		Сафиуллин		<i>Скаж</i>	14.09.23
Нач. отдела		Сафиуллин		<i>Скаж</i>	14.09.23
Н. контр.		Каримова		<i>Скаж</i>	14.09.23
ГИП		Шафиков		<i>Скаж</i>	14.09.23

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-С

Содержание тома 6.1

Стадия	Лист	Листов
П		1
ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект»		

## Содержание

1	Характеристика технологической схемы производства в целом и характеристику отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства.....	4
1.1	Основание для проектирования.....	4
1.2	Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения объекта.....	4
1.3	Назначение установки и ее мощность, сведения о производственной программе и номенклатуре продукции. Состав проектируемых объектов.....	9
1.4	Характеристика принятой технологической схемы.....	10
2	Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд.....	13
3	Описание источников поступления сырья и материалов.....	15
4	Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции.....	17
5	Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования.....	20
5.1	Состав сооружений и оборудования.....	20
5.2	Обустройство скважин.....	21
5.3	Обустройство устьев скважин.....	22
5.4	Обустройство кустов скважин.....	24
5.5	Замерная установка.....	25
5.6	Трубопроводная запорная арматура.....	25
5.7	Трубопроводы технологические.....	27
5.8	Гидравлическое испытание.....	32
5.9	Строительно-монтажные работы.....	34
5.10	Защита трубопроводов и оборудования от коррозии.....	35
5.11	Технические решения по тепловой изоляции трубопроводов.....	37
5.12	Система канализации с устьев скважин.....	39
5.13	Контроль коррозионного износа трубопровода пара.....	39
6	Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам.	241-23	<i>Ряз</i>	25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Каримова		<i>Ряз</i>	14.09.23
Проверил		Сафиуллин		<i>С</i>	14.09.23
Нач. отдела		Сафиуллин		<i>С</i>	14.09.23
Н. контр.		Каримова		<i>Ряз</i>	14.09.23
ГИП		Шафиков		<i>Шаф</i>	14.09.23

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	89
ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект»		

грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов .....	40
7 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах.....	42
8 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности, перечень всех организуемых постоянных рабочих мест отдельно по каждому зданию, строению и сооружению, а также решения по организации бытового обслуживания персонала .....	44
9 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных объектов, и решений, направленных на обеспечение соблюдения нормативов допустимых уровней воздействия шума и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах и в общественных зданиях.....	50
9.1 Перечень опасных и вредных производственных факторов, которым подвергается персонал в ходе ведения технологического процесса .....	50
9.2 Характеристика пожароопасных и токсичных свойств сырья.....	51
9.3 Основные технические решения, средства и меры по обеспечению безопасности труда и производства .....	52
9.3.1 Основные технические решения, средства и меры по обеспечению пожарной безопасности.....	54
9.4 Принципиальные решения по организации труда и управлению производством.....	55
10 Перечень мероприятий, направленных на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды и трудового процесса на состояние здоровья работника .....	59
10.1 Обеспечение безопасности при одновременном производстве бурения, освоения и эксплуатации скважин на кустовой площадке .....	64
10.2 Мероприятия и уровень защиты при ведении работ в условиях потенциальной и реальной угроз безопасности работников.....	66
11 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе.....	69
12 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники .....	71
13 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сброса вредных веществ в окружающую среду .....	73

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

14	Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов .....	75
15	Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов .....	76
	Приложение А (справочное) Унифицированный сортамент трубной продукции .....	78
	Ссылочные нормативные документы .....	88

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №	
1	-	Зам.	241-23		25.07.23	2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		3

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА В ЦЕЛОМ И ХАРАКТЕРИСТИКУ ОТДЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА, ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА

## 1.1 Основание для проектирования

Основанием для разработки проектной документации «Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти» является:

- задание проектирование объекта, утвержденное начальником отдела техники и технологии добычи СВН – заместителем начальника УДНГ по СВН СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина Ахмадуллин Р.Р. (Приложение А тома 2935-3200-ЕН-24-ПЗ);

- технические условия для выполнения проектных работ по объекту «Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины»;

- материалы комплексных инженерных изысканий, выполненных отделом инженерных изысканий ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект» в 2022 г.

Заказчик: ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

Вид строительства: Новое строительство.

Стадия проектирования: Проектная документация, рабочая документация.

Местоположение объекта – Республика Татарстан, Лениногорский район, Морозное месторождение сверхвязкой нефти.

## 1.2 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения объекта

В административном отношении участок изысканий расположен в границах Лениногорского района Республики Татарстан РФ.

Территория объекта характеризуется развитой автодорожной сетью. Проезд к месту производства работ возможен по автодорогам республиканского значения.

Согласно схеме геоморфологического районирования, исследуемый участок расположен в центральной части Бугульминско-Белебеевской и Елабужской пластово-ярусной возвышенности-антеклизы Приуральской провинции возвышенностей, плато и равнин, сформировавшихся на осадочном чехле Волго-Уральской антеклизы Восточно-Европейской равнины.

Согласно СП 131.13330.2020 (рисунок А.1 - Схематическая карта климатического районирования для строительства), участок изысканий относится к II В району.

Согласно ГОСТ 16350-80 «Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей» по воздействию климата на

Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
---------------	--------------	--------------

1	-	Зам.	241-23		25.07.23	2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		4



технические изделия и материалы участок изысканий относится к умеренно холодному климатическому району (II4).

Согласно СП 131.13330.2020 климатические параметры холодного периода по метеостанции Бугульма приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Климатические параметры холодного периода

Температура воздуха, °С, наиболее холодных суток обеспеченностью	0,98	-37	
	0,92	-34	
Температура воздуха, °С, наиболее холодной пятидневки обеспеченностью	0,98	-32	
	0,92	-29	
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0.94		-17	
Абсолютная минимальная температура воздуха наиболее холодного месяца °С		-47	
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С		7,1	
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха, °С, периода со среднѐй суточной температурой воздуха	≤ 0 °С	продолжительность	160
		средняя температура	-8,7
	≤ 8 °С	продолжительность	213
		средняя температура	-5,6
	≤ 10 °С	продолжительность	227
		средняя температура	-4,7
Количество осадков за ноябрь-март, мм		147	

По данным СП131.13330.2020 на МС Бугульма абсолютный минимум температуры равен минус 47 °С, абсолютный максимум плюс 39 °С. Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца, января – минус 17,1 °С. Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца, июля – плюс 25,7 °С, см. таблицу 1.2.

Таблица 1.2 – Средняя месячная и годовая температура воздуха по МС Акташ, °С, (климатическая справка ФГБУ УГМС «Республики Татарстан»)

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
	-11,4	-11,4	- 4,5	5,9	13,7	18,2	20,0	17,5	11,7	4,8	- 3,9	- 9,7	4,2

В течение года и зимой на МС Акташ преобладают ветра южного и юго-восточного направления, летом – южного и северо – западного направления.

В теплый период с апреля по октябрь, сумма осадков в среднем составляет 342,8 мм. За холодный период, с ноября по март, выпадает 169 мм. Среднегодовая сумма осадков на МС Акташ, (ФГБУ УГМС «Республики Татарстан») составляет 511,8 мм.

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23	2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		5

Суточный максимум осадков 1% обеспеченности (1937-2021) составляет 84 мм.

В соответствии с СП 20.13330.2016, по весу снегового покрова участок изысканий находится в IV районе, где нормативное значение веса снегового покрова 2,0 кПа (200 кгс/м<sup>2</sup>).

В районе изысканий опасные гидрометеорологические процессы и явления, представленные в СП 11-103-97 (Приложение Б, В) наблюдаются, см. таблицу 1.3.

Таблица 1.3 – Критерии учета опасных гидрометеорологических процессов и явлений при проектировании, согласно СП 11-103-97

Процессы, явления	Количественные показатели проявления процессов и явлений	Проявление в районе изысканий
Наводнение	Затопление на глубину более 1,0 м при скорости течения воды более 0,7 м/с	Не наблюдается
Ветер	Скорость более 30 м/с, для побережий морей более 35 м/с, при порывах более 40 м/с	Не наблюдается
Дождь	Слой осадков более 30 мм за 12 часов и менее в селевых и ливнеопасных районах.	Наблюдается
	Более 50 мм за 12 часов и менее на остальной территории	
	100 мм за 2 суток и менее,	
	150 мм за 4 суток и менее,	
	250 мм за 9 суток и менее,	
	400 мм за 14 суток и менее	
Ливень	Слой осадков более 30 мм за 1 ч и менее	Не наблюдается
Гололед	Отложение льда на проводах толщиной стенки более 25 мм	Не наблюдается
Селевые потоки	Угрожающие населению и объектам народного хозяйства	Не наблюдается
Снежные лавины	То же	Не наблюдается
Смерч	Любые	Не наблюдается

В геологическом строении проектируемых объектов на глубину воздействия сооружений 10,0 м принимают участие принимают пермские элювиальные отложения (eP2), перекрытые с поверхности почвенно-растительным слоем (hIV) и локально техногенным грунтом (tIV).

В тектоническом отношении территория изысканий расположена в западной части Южно-Татарского свода Волго-Уральской антеклизы Восточно-Европейской платформы.

Исходя из геолого-литологического строения участка работ и обработки результатов лабораторных исследований грунта, в пределах сферы влияния проектируемых сооружений на геологическую среду, выделено 2 слоя и 1 инженерно-

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

геологический элемент (ИГЭ):

слой-1 – Почвенно-растительный слой (hIV);

слой-2 – Техногенный слой (tIV);

ИГЭ-01 – Глина известковая песчанистая легкая твердая (eP2);

Подземные воды в период изысканий (ноябрь 2022 г.) до разведанной глубины 10,0 м не вскрыты.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов, рассчитанная согласно СП 22.13330.2016, СП 131.13330.2020 составляет (метеостанция Акташ):

- для суглинков и глин - 147 см.

Согласно приложению Л и в соответствии с таблицей В.1 СП 28.13330.2017 грунты ИГЭ–01 не обладают агрессивными свойствами по содержанию сульфатов в пересчете на ионы  $SO_4^{2-}$  на бетоны марки W4 по водонепроницаемости на портландцементе по ГОСТ 10178-85.

Согласно приложению Л и в соответствии с таблицей В.2 СП 28.13330.2017 грунты ИГЭ–01 не обладают агрессивными свойствами по содержанию хлоридов на арматуру в железобетонных конструкциях на портландцементе по ГОСТ 10178-85 марок W4 - W6 по водонепроницаемости.

В соответствии с таблицей 1 ГОСТ 9.602-2016 и приложением Л, грунты ИГЭ-01 по отношению к стали обладают высокой агрессивностью.

Согласно п. 8, СП 11-105-97 (часть III), на рассматриваемой территории из специфических грунтов были встречены элювиальные грунты.

К элювиальным грунтам относятся:

- ИГЭ-01 – Глина известковая песчанистая легкая твердая eP2;

Элювиальные грунты сложены продуктами выветривания осадочных пород казанского яруса верхней перми.

Нормативные и расчётные значения основных показателей физико-механических свойств грунтов выделенного ИГЭ по данным статистической обработки лабораторных и полевых исследований приводятся в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Нормативные и расчётные значения основных показателей физико-механических свойств грунтов ИГЭ – 01

Наименование показателя	Единица измерения	Количество определений	Значения			Коэфф. Вариации	Расчетные значения	
			от	до	норм ат. значение		$\alpha=0,85$	$\alpha=0,95$
1. Физические свойства грунта, полученные лабораторным методом								
Влажность природная, W (коэффициент надежности)	%	40	13,9	23,9	18,8	0,128	19,2 0,979	19,4 0,967
Граница текучести, $W_L$	%	40	40	36,1	50,5	41,2		
Граница раскатывания, $W_p$	%	40	40	16,7	29,2	21,2		

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Наименование показателя	Единица измерения	Количество определений	Значения			Коэфф. Вариации	Расчетные значения	
			от	до	норм. ат. значение		$\alpha=0,85$	$\alpha=0,95$
ПЧисло пластичности, $I_p$	%	40	40	16,4	26,7	20,0		
Показатель текучести, $I_L$	д.ед.	40	40	-0,40	-0,01	-0,12		
Плотность частиц грунта, $\rho_s$	г/см <sup>3</sup>	40	40	2,65	2,75	2,70		
Плотность природного грунта, $\rho$ (коэффициент надежности)	г/см <sup>3</sup>	40	1,85	2,14	2,01	0,031	2,00 1,005	1,99 1,008
Плотность сухого грунта, $\rho_d$	г/см <sup>3</sup>	40	1,52	1,85	1,69			
Коэффициент водонасыщения, $S_r$	д.ед.	40	0,640	1,036	0,849			
Коэффициент пористости, $e$ (коэффициент надежности)	д.ед.	40	0,473	0,812	0,600	0,116	0,612 0,981	0,619 0,970
2. Физические свойства грунта, полученные лабораторным методом при полном водонасыщении								
Влажность при водонасыщ., $W$ (коэффициент надежности)	%	40	17,3	29,5	22,2	0,111	22,6 0,982	22,8 0,971
Плотность при водонасыщении (коэффициент надежности)	г/см <sup>3</sup>	40	1,97	2,17	2,07	0,02	2,07 0,997	2,08 0,995
3. Механические свойства грунта, полученные лабораторным методом								
Угол внутреннего трения при природной влажности, $\varphi_n$ (коэффициент надежности)	град.	6	17	29	22	0,247	20 1,132	18 1,254
Сцепление при природной влажности, $c_n$ (коэффициент надежности)	МПа	6	0,086	0,119	0,099	0,138	0,092 1,070	0,088 1,128
Модуль деформации при природной влажности, $E$ (коэффициент надежности)	МПа	12	19,1	33,3	25,9	0,182	24,5 1,061	23,5 1,104
4. Механические свойства грунта, полученные лабораторным методом при полном водонасыщении								
Угол внутреннего трения, $\varphi_n$ при водонасыщении (коэффициент надежности)	град.	6	20	22	22	0,043	21 1,021	20 1,036
Сцепление, $c_n$ при водонасыщении (коэффициент надежности)	МПа	6	0,065	0,083	0,072	0,095	0,069 1,047	0,066 1,085
Модуль деформации при водонасыщении, $E$ (коэффициент надежности)	МПа	6	15,7	28,4	19,9	0,289	17,2 1,158	15,2 1,31
6. Специфические свойства грунта, полученные лабораторным методом								
Относительная просадочность	д.ед.	2	0,009	0,009	0,009			
Относительная деформация пучения, $\varepsilon_{fn}$	д.ед.	2	0,0011	0,0036	0,0024	0,289		
7. Гранулометрический состав грунта, полученный лабораторным методом								
>10	%	9	0,00	3,70	1,94			
10-5	%	9	0,00	5,17	1,97			

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Наименование показателя	Единица измерения	Количество определений	Значения			Коэфф. Вариации	Расчетные значения	
			от	до	норм ат. значение		$\alpha=0,85$	$\alpha=0,95$
5-2	%	9	0,00	8,98	3,72			
2-1	%	9	0,00	5,64	3,00			
1-0,5	%	9	0,00	3,46	1,98			
0,5-0,25	%	9	0,10	4,43	2,14			
0,25 – 0,1	%	9	0,70	5,18	3,13			
0,1-0,05	%	9	12,70	91,78	16,64			
0,05-0,01	%	2	32,30	37,70	29,27			
0,01-0,005	%	2	27,60	38,40	27,60			
0,002-0,001	%	2	10,20	10,40	8,61			

### 1.3 Назначение установки и ее мощность, сведения о производственной программе и номенклатуре продукции. Состав проектируемых объектов

Продукцией скважин Морозного месторождения Морозного поднятия является водонефтяная эмульсия.

В проектной документации предусмотрены технологические решения по обустройству 12 скважин Морозного поднятия, в том числе: 6 добывающих и 6 нагнетательных скважин.

Таблица 1.5 – Назначение скважин

№ п/п	Куст	№ скважины	Назначение	Длина горизонтального ствола, м	Количество точек подачи пара, ед	Закачка пара, т/сут	Объем добываемой жидкости, т/сут	Добыча СВН, т/сут
1	28000 (6 скв.)	28000	добывающая	416	1	90	110	25
2		28001	нагнетательная	416	2	90		
3		28002	добывающая	630	1	90	110	25
4		28003	нагнетательная	630	2	90		
5		28004	добывающая	687	1	90	110	25
6		28005	нагнетательная	687	2	90		
7	28006 (6 скв.)	28010	добывающая	622	1	90	110	25
8		28011	нагнетательная	622	2	90		

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

№ п/п	Куст	№ скважины	Назначение	Длина горизонтального ствола, м	Количество точек подачи пара, ед	Закачка пара, т/сут	Объем добываемой жидкости, т/сут	Добыча СВН, т/сут
9		28012	добывающая	545	1	90	110	25
10		28013	нагнетательная	545	2	90		
11		28014	добывающая	356	1	90	110	25
12		28015	нагнетательная	356	2	90		

Согласно техническому заданию мощность производства составляет:

Максимальная годовая добыча жидкости – 194,4 тыс.т (2023 г.)

Максимальная годовая добыча нефти – 60,48 тыс.т (2023 г.).

Максимальная годовая закачка пара – 189,6 тыс. т (2022 г.)

#### 1.4 Характеристика принятой технологической схемы

Проектом предусматривается обустройство 6 горизонтально-добывающих скважин и 6 горизонтально-нагнетательных.

В соответствии с принятой технологической схемой, продукция скважин Морозного поднятия под давлением скважинных насосов по сборным трубопроводам идет в сборный нефтепровод и далее смешанная жидкость поступает на УПСВН «Сарабикулово».

Технологическая схема Морозного поднятия приведена в томе 2935-3200-ЕН-24-ТХР2, технологические схемы обвязки скважин приведены на чертеже 2935-3200-ЕН-24-ТХР1 лист 3.

Техническое решение по отбору сверхвязкой нефти из скважин обосновывается выбором рационального подъема жидкости. Условия залегания сверхвязкой нефти характеризуются сравнительно малыми глубинами, низкими значениями пластовых давлений и температур, высокой вязкостью в пластах. Для увеличения притока сверхвязкой нефти используется термический метод воздействия на пласт, а именно нагнетание высокотемпературного пара в нагнетательной скважине. Воздействие высокотемпературного пара способствует снижению вязкости и повышению пластовой энергии.

Источником технологического пара Морозного поднятия является котельная «Морозная». Паропровод от котельной подводится к кустам скважин надземно на опорах. Технологические решения по устройству паропроводов см. раздел 2935-3200-ЕН-24-ИОС 4.2.

Для первоначального пуска добывающей скважины сначала в нее подается пар для

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Лист

10

разогрева пласта и, вследствие, снижения вязкости нефти. Затем запускается погружной насос и идет добыча продукции.

В период обустройства месторождения прогрев продуктовых пластов осуществляется через все скважины куста (добывающие и нагнетательные). Обязка устьев добывающих скважин на период прогрева пластов (период перед началом добычи) представлен на чертежах 2935-3200-ЕН-24-ТХР1 лист 7.

Все добывающие скважины обустраиваются для механизированного способа добычи электроцентробежных насосов (УЭЦНКИ - электроцентробежные коррозионно-износостойкие насосы). Для бесперебойной работы погружных насосов проектом предусматривается отвод затрубного газа из устья скважины в выкидную линию и далее совместный транспорт с добываемой жидкостью до УПСВН «Сарабикулово». Сбор и транспорт нефти и газа осуществляется по герметизированной однотрубной системе. Обязка устьев добывающих скважин представлены на чертеже 2935-3200-ЕН-24-ТХР1 лист 6.

Добываемая продукция скважин под устьевым давлением, создаваемым погружным насосом, и температурой до 100°С транспортируется по выкидным трубопроводам через узел учета, где происходит замер дебита скважин. Для замера дебита скважин предусматривается установка расходомера. От узлов учета продукция скважин по сборным нефтепроводам диаметром 114 мм, 159 мм, 219 мм и 273 мм транспортируется до врезки технологический трубопровод проектируемого УПСВН «Сарабикулово».

На УПСВН «Сарабикулово» на приемной гребенке предусматривается установка узла контроля коррозии, который предназначен для экспозиции образцов-свидетелей и датчиков для электрохимических коррозионных исследований при определении агрессивности рабочих сред и эффективности применяемых мер защиты от коррозии, в соответствии с требованиями п.364 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Технологические решения по нефтегазосборным трубопроводам Морозного месторождения приведены в томе 2935-3200-ЕН-24-ТХР2.

Теплоноситель на скважины - насыщенный пар рабочим давлением 2,6 МПа, рабочая температура 224 °С. Источником теплоснабжения является проектируемая котельная «Морозная». Параметры и количество подаваемого пара приведены в разделе 2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2.

Паронагнетательная скважина весь период работает на подачу пара в скважину. Подача высокотемпературного пара способствует снижению вязкости нефти, повышению пластовой энергии и повышает отдачу пласта.

Паронагнетательная скважина оборудована датчиком расхода пара, что позволяет учитывать количество пара и его параметры. Схемой паропроводов обеспечивается подача пара в скважины с давлением не более 2,4 МПа.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Режим работы системы сбора нефти, газа и подачи пара непрерывный, круглосуточный.

Для обезвоживания и обессоливания водонефтяной эмульсии сверхвязкой нефти предусмотрена подача деэмульгатора в нефтегазосборный трубопровод через существующий реагентопровод из блока подачи реагента.

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ



## 2 ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД

Для осуществления сбора и транспорта от проектируемых скважин «Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины» предусмотрено электроснабжение проектируемых сооружений.

Источником электроснабжения потребителей 6 кВ (ТП 6/0,4 кВ) на месторождении является реконструируемая подстанция 35/6 кВ № 213 НГДУ «Лениногорскнефть».

Описание решений по электроснабжению представлено в разделе 2935-3200-ЕН-24-ИОС1.

Расходы энергетических ресурсов приведены в таблице 2.1

Таблица 2.1 - Расходы энергетических ресурсов

Наименование и техническая характеристика или ссылка на стандарт, ТУ	Ед. измерения	Расход		Примечание
		3	4	
1	2	3	4	5
Пар, T <sub>раб</sub> =224 °С, P <sub>раб</sub> = 2,6 МПа	т/сут	2430 т/сут	101,25 т/час	
Максимальное годовое потребление электроэнергии	млн. кВтчас	*	-	-

- с учетом всех потребителей проектируемых сооружений объекта «Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти»  
\*см. том 5.1 2935-3200-ЕН-24-ИОС1

Источником технологического пара Морозного поднятия является котельная «Морозная» (проект 2084-3200-ЕН-4). На котельной вырабатывается пар, параметры которого приведены в таблице 2.1.

В период обустройства месторождения прогрев продуктовых пластов осуществляется через все скважины куста (добывающие и нагнетательные). Расчетная технологическая потребность в паре кустов скважин предоставлена в таблице 2.2.

Проектные решения по паропроводам от котельной до кустовых площадок приведены в разделе 2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2 «Тепловые сети».

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Таблица 2.2 - Расчетная технологическая потребность в паре кустов скважин

Номер куста	Наименование потребителя	Расчетная технологическая потребность в паре, т/сут		
		Стадия		
		Освоения	Эксплуатации	
28000	Куст скважин, в т.ч.:	540	270	270
	добывающие	270	-	-
	нагнетательные	270	270	-
28006	Куст скважин, в т.ч.:	540	270	270
	добывающие	270	-	-
	нагнетательные	270	270	-
Итого:		-	-	540

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Лист

14

### 3 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ

Источником поступления сырья является продукция добывающих скважин Морозного нефтяного месторождения.

Согласно техническому заданию (см. Приложение А тома 2935-3200-ЕН-24-ПЗ) планируемый объем перекачки добываемого сырья по проектируемым трубопроводам составляет:

а) извлекаемой из эксплуатационных скважин продукции – водогазонефтяной эмульсии – 194,4 тыс.т/год;

б) нефти – 60,48 тыс. т/год;

Качественные характеристики сырья представлены в таблицах 4.1- 4.4, раздела 4 данного тома.

Источниками поступления всех основных материалов для производства строительно-монтажных работ являются специализированные предприятия, лицензированные в установленном порядке и имеющие соответствующее разрешение на выпуск данных видов продукции.

Материалы, применяемые при строительстве нефтегазопроводов, должны отвечать стандартам, нормам и правилам промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Материалы зарубежного производства, должны быть сертифицированы в РФ.

На все предусмотренное проектом технологическое оборудование и технические устройства должны иметься в наличии сертификаты или декларации соответствия требованиям технических регламентов Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» ст.6, ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» п. VI, ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» ст.9.

Запрещается применять МТР, не имеющие сертификатов, паспортов, содержащих инструкции по монтажу и эксплуатации, подтверждающих соответствие их требованиям ГОСТ или ТУ, а также товарного знака изготовителя.

Используемые типы строительных материалов (песок, гравий, цемент, бетон, изоляционные материалы и др.) и строительные конструкции должны иметь санитарно-эпидемиологические заключения.

Материалы выбраны в соответствии с критериями качества, действующими в системе ПАО «Татнефть», и должны отвечать требованиям общегосударственных регламентов и стандартов в области промышленной безопасности.

Использование материалов, не предусмотренных проектной документацией, допускается по согласованию с заказчиком и с проектной организацией, разработавшей

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

проектную документацию.

Технические характеристики трубной продукции должны соответствовать требованиям ГОСТ и ТУ, согласно указанным в спецификациях проектных материалов.

Производители материалов определяются по результатам тендерных торгов на поставку МТР, с учетом номенклатуры продукции выпускаемой заводами.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ						
1	-	Зам.	241-23				25.07.23		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

## 4 ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ

В соответствии с техническим заданием на проектирование настоящим проектом предусматривается обустройство кустов скважин №№28000, 28006.

Основные показатели разработки кустов скважин представлено в таблице 4.1

Продукцией добывающих (нефтяных) скважин Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти является водонефтяная эмульсия с содержанием попутного газа, которая собирается и транспортируется до установки подготовки сверхвязкой нефти.

Компонентный состав нефтяного газа, физико-химические свойства газа и нефти приведены в таблицах 4.2 - 4.4.

Таблица 4.1 - Основные показатели разработки кустов скважин Морозного месторождения Морозного поднятия

Номер куста скважин	Наименование показателя						
	Количество добывающих скважин, шт.	Количество паронагнетательных скважин, шт.	Всего, шт.	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	Температура нефтегазо-жидкостной смеси, °С	Обводненность нефти	Давление на устье добывающих скважин, МПа
28000	3	3	6	1,053-1,224	до 100	74-84%	0,85
28006	3	3	6	1,053-1,224	до 100	74-84%	0.95

Давление на устье добывающих скважин принято в соответствии с гидравлическим расчетом, представленным в томе 2935-3200-ЕН-24-ИОС7.2.

Таблица 4.2 – Физико-химические свойства и фракционный состав дегазированной нефти

Наименование показателя	Значение показателя
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup>	970,0
Вязкость динамическая, мПа·с при 20 °С при 50 °С	3102,1 241,5
Температура застывания, °С	-9,8
Массовое содержание, %: – серы – смол – асфальтенов – парафинов – кокса	3,98 24,4 8,74 0,288 9,8

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Наименование показателя		Значение показателя
Температура плавления парафина, °С		-
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т		0,1
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), % об.:	до 200 °С	4,9
	до 300 °С	20,8

Таблица 4.3 – Физико-химические свойства попутно добываемой промышленной (сточной) воды

Наименование показателя		Значение показателя
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>		1001,7-1003,3
Водородный показатель, рН		8,4-11,3
Концентрация гидросульфид-иона, мг/л		Не более 200
Жесткость, мг-экв/л		1,3-3,8
Содержание ионов, г/л:		
K <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup>		0,5603-1,0062
Ca <sup>+2</sup>		0,0080-0,0919
Mg <sup>+2</sup>		0,0051-0,0818
Cl <sup>-</sup>		0,1142-0,2440
HCO <sub>3</sub>		0,244-1,83
SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>		-
Общая минерализация, г/л		2,0688-3,4742

Таблица 4.4 – Состав и физико-химические свойства затрубного газа Морозного месторождения

Наименование компонентов		Компонентный состав природного нефтяного газа из затрубного пространства, % (по объему)	
		Сухой газ	Влажный газ
Водяной пар	H <sub>2</sub> O		47,73
Сероводород	H <sub>2</sub> S	4,37	2,28
Диоксид углерода	CO <sub>2</sub>	43,5	22,73
Азот	N <sub>2</sub>	3,94	2,06
Метан	CH <sub>4</sub>	47,33	24,73
Этан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,01	0,01

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Наименование компонентов		Компонентный состав природного нефтяного газа из затрубного пространства, % (по объему)	
		Сухой газ	Влажный газ
Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,01	0,01
Изо-бутан	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,05	0,03
Н-бутан	nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	-	-
Изо-пентан	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,09	0,05
Н-пентан	nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	-	-
Гексан	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,32	0,17
Гептан	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,38	0,20
Смесь, %		100	100
Плотность при 20°С ,кг/м <sup>3</sup>		1,257	1,014
Плотность при рабочих условиях, кг/м <sup>3</sup>		-	1,097
Теплота сгорания низшая при 20°С, МДж/ м <sup>3</sup> (ккал/ м <sup>3</sup> )		18,19 (4345)	-

На основании п.1.4 ВСН 51-3-85 среды, содержащие сероводород, относятся к средам изменяющим механические свойства металла труб.

Для определения способности вызывать растрескивание и изменение механических свойств, определим парциальное давление сероводорода PH<sub>2</sub>S:

$$P_{H_2S} = \frac{PC_{H_2S}}{100},$$

где: P - максимальное давление в трубопроводе, МПа;

CH<sub>2</sub>S - содержание в газе сероводорода в объемных процентах.

$$PH_2S = 1,6 \times 2,28 / 100 = 36480 \text{ Па}$$

Согласно делению сред по содержанию сероводорода в п.1.4 ВСН 51-3-85 парциальное давление сероводорода находится в пределах от 10 000 Па до 1 МПа, что соответствует средам со средним содержанием сероводорода.

В соответствии с Приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 №534 Приложение 4, в зависимости от абсолютного давления и концентрации сернистого водорода исполнение оборудования, трубной продукции и запорной арматуры прямо стандартное.

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Лист

19

## 5 ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ

Выбор и размещение оборудования на трубопроводах принято с учетом требований промышленной безопасности, климатических условий района строительства и эксплуатационных характеристик оборудования, требований технического задания, а также с учетом возможности его нормальной эксплуатации, осмотра и ремонта.

Для обеспечения выполнения технологической схемы сбора, подготовки и транспортировки нефтегазового сырья, проектом предусмотрены решения, представленные комплексом организационных, технологических и технических мероприятий, конструкционных решений, принятых в соответствии с требованиями государственных стандартов, норм и правил, а также техническими условиями заказчика. Принятые проектные решения направлены, в первую очередь, на повышение эксплуатационной надежности, противопожарной и экологической безопасности проектируемых площадочных сооружений.

Проектом предусматривается обустройство кустов скважин Морозного поднятия с установкой современного технологического оборудования на линиях технологической обвязки добывающих и нагнетательных скважин, для обеспечения высокопроизводительного и безаварийного технологического режима добычи нефтяного сырья по заданным параметрам технологического процесса.

### 5.1 Состав сооружений и оборудования

На кустах скважин размещается технологическое оборудование, сооружения и трубопроводы, необходимые для обеспечения процесса добычи нефти, газа и воды, а также поддержания пластового давления.

Куст №28000:

- 1) скважина добывающая с одной точкой подачи пара- 3 шт.;
- 2) скважина нагнетательная - 3 шт.;
- 3) технологические трубопроводы:
  - паропровод подачи пара от парового коллектора в скважины;
  - трубопровод сверхвязкой нефти от скважин в нефтесборный трубопровод (выкидная линия);
  - трубопровод отвода затрубного газа.

Куст №28006:

- 1) скважина добывающая с одной точкой подачи пара- 3 шт.;
- 2) скважина нагнетательная - 3 шт.;
- 3) технологические трубопроводы:

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ



- паропровод подачи пара от парового коллектора в скважины;
- трубопровод сверхвязкой нефти от скважин в нефтесборный трубопровод (выкидная линия);
- трубопровод отвода затрубного газа.

## 5.2 Обустройство скважин

На месторождении принят механизированный способ добычи нефти погружными установками электроцентробежных насосов – УЭЦН5-125-300/УЭЦН5-125-400/УЭЦН5-125-400/УЭЦН5-160-300/УЭЦН5-160-400 частотным преобразователем от 30 до 60 Гц.

Основными узлами УЭЦН являются:

- электроцентробежный насос, который собственно осуществляет подъем жидкости из скважины на поверхность;
- погружной электродвигатель ЭДТ22-117;
- протектор (или гидрозащита), который передает вращение от двигателя к насосу;
- кабель, с помощью которого к погружному электродвигателю подводится электроэнергия.

К дополнительному оборудованию УЭЦН относятся:

- газосепаратор;
- термоманометрическая система;
- клапан обратный шариковый;
- сливной клапан.

Основные характеристики:

- рабочая среда — пластовая жидкость;
- наружный диаметр УЭЦН —121,7 мм;
- подача насоса при частоте питающего тока 50 Гц — от 105 до 165 м3/сут;
- режим работы УЭЦН — постоянный.

Установки погружных центробежных насосов не входят в состав проектирования данной проектной документации и предусматривается в проекте бурения (см. Приложение В).

За максимальное расчетное давление – 1,6 МПа принято давление автоматического отключения УЭЦН при работе на закрытую задвижку на напорной линии в соответствии с требованиями Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

При возможном повышении давления выше расчетного, а также резком падении давления в нефтегазосборном трубопроводе (порыв) производится автоматическое отключение УЭЦН - остановка всех скважин, при этом датчики давления предусмотрены на

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

узле запорной арматуры на выходе с куста до и после узла запорной задвижки. Отключение УЭЦНКИ при повышении давления выше расчетного ( $P=1,6$  МПа) предусматривается по сигналу от датчика давления, предусмотренного до запорной задвижки. Отключение УЭЦНКИ при резком падении давления предусматривается по сигналу от датчика давления установленного после запорной задвижки.

Для проведения работ по подземному и капитальному ремонту скважин в обвязке скважины предусматриваются разъемные фланцевые соединения для возможности демонтажа трубопроводов обвязки устьевого арматуры.

С целью пропарки (очистки полости) выкидных трубопроводов и опорожнения фонтанной арматуры при проведении ремонтных работ в обвязке скважин предусматриваются спускники с запорной арматурой. Опорожнение производится в забурники с дальнейшей утилизацией по системе водоотведения в дренажную емкость.

Принимая во внимание высокие дебиты и температуру скважинной продукции обвязка устьевого арматуры добывающих скважин запроектирована без электрообогрева в теплоизоляции.

### 5.3 Обустройство устьев скважин

Для осуществления сбора и транспорта эмульсии сверхвязкой нефти проектом «Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины» предусматривается:

- обустройство 6 добывающих и 6 паронагнетательных скважин, способ добычи механизированный с электропогружными насосами;
  - максимально герметизированная напорная однетрубная система сбора нефти;
  - замер дебита скважин расходомером;
  - монтаж пробоотборного устройства щелевого исполнения;
  - строительство надземных выкидных трубопроводов от проектируемых скважин;
  - строительство подземных нефтегазосборных трубопроводов до точек подключения в систему сбора нефти;
  - строительство трубопровода для отвода затрубного газа от устья скважин;
  - строительство надземных участков паропроводов от точек подключения к паровому коллектору до проектируемой паронагнетательной скважины;
  - теплоизоляция прокладываемых технологических трубопроводов и трубопроводной арматуры;
  - снижение вязкости транспортируемой эмульсии в нефтегазосборных трубопроводах путем подачи деэмульгатора установкой УДЭ на кустах № 28000, №28006.
- Согласно заданию предусматривается механизированный способ добычи электропогружными насосами.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Состав обустройства устьев скважин:

- бетонная приустьевая площадка;
- устьевое оборудование для добычи электропогружным насосом из добывающей скважины;
- площадка под инвентарные приемные мостки;
- площадка под агрегат подземного ремонта скважин;
- станция управления электропогружным насосом;
- трансформаторная подстанция;
- якоря для крепления оттяжек ремонтного агрегата;
- аппаратный блок для оборудования КИП;
- сбор утечек при ремонтных работах предусматривается в инвентарные емкости-сборники.

На выкидной линии каждой скважины и газоотводящем трубопроводе устанавливаются манометры для определения давления, задвижка и обратный клапан. На скважине устанавливается датчик давления, который связан со станцией управления насосом и, в случае превышения давления выше расчетного или понижения давления при порывах, отключает привод скважинного насоса.

Устьевая арматура в составе наземного оборудования устья скважины предусмотрена в проекте на бурение и не входит в границу проектирования данной проектной документации.

На устьях скважин устанавливается устьевая арматура типа АУД 80/50-40.

Устьевая арматура разработана ТатНИПИнефть. Устьевая арматура оборудуется на заводе необходимыми приборами для замера температуры, трубного и затрубного давлений скважины.

Арматура АУД включает в себя обратные клапаны на линии подачи пара к скважине, что удовлетворяет требованиям ФНП ПБНГП (п. 650).

Данным проектом «Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины» установка устьевого оборудования не предусмотрена.

В соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (п. 683) предусмотрено защитно-сигнальное ограждение устьев скважин, оборудованных под нагнетание. Ограждение составляется из инвентарных защитных ограждений секционного типа, имеющих в наличии у Заказчика. Конструктивно каждое защитное ограждение представляет из себя секцию из сварной рамы, стойки которой заделаны в опорный бетонный блок. Защитно-сигнальное ограждение оснащается предупреждающими знаками-щитами «Осторожно! Пар».

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

#### 5.4 Обустройство кустов скважин

Проектом предусмотрена обвязка добывающих и паронагнетательных скважин в надземном исполнении.

Скважины данного месторождения разбуриваются кустовым способом.

Распределение скважин по кустам распределено в таблице 5.1.

На кустах скважин размещается технологическое оборудование, сооружения и трубопроводы необходимое для обеспечения процесса добычи нефти, газа и воды, а также поддержания пластового давления.

Состав технологических сооружений на кусте скважин:

- устья (с обустройством) добывающих и паронагнетательных скважин;
- замерная установка;
- технологические трубопроводы;
- канализационная емкость для производственно-ливневых стоков с приустьевых площадок и сбора стоков при ремонтных работах с инвентарных приемных мостиков;
- флюгер;
- блок подачи реагента - деэмульгатора (кусты № 28006, №28012, №28036).

Таблица 5.1 - Распределение скважин, технологических сооружений по кустам скважин и пусковым комплексам

№ куста	№ добывающих скважин	Тип расхода-мера на добывающих скважин	Обустройство устьев добывающих скважин	№ паронагнетательных скважинах	Тип расхода-мера на паронагнетательных скважин	Установка УДЭ	Флюгер, шт
28000	28000	Элметро-Фломак - Ex-R50	АУД	28001	Prowirl D200	-	1
	28002	Элметро-Фломак – Ex-R50	АУД	28003	Prowirl D200		
	28004	Элметро-Фломак – Ex-R50	АУД	28005	Prowirl D200		
28006	28010	Элметро-Фломак – Ex-R50	АУД	28011	Prowirl D200	1	1
	28012	Элметро-Фломак – Ex-R50	АУД	28013	Prowirl D200		
	28014	Элметро-Фломак – Ex-R50	АУД	28015	Prowirl D200		

В технологической обвязке добывающих скважин предусматривается применение:

- узел учета сверхвязкой нефти;
- труба 89х4 ст20 по ГОСТ 8732-78/ГОСТ8731-74;

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

- трубопроводная запорная арматура;
- пробоотборного устройства щелевого типа.
- узел учета пара (на период первоначальных этап запуска скважин в эксплуатацию).

Для ручного отбора пробы нефти из трубопровода предусмотрена установка пробоотборного устройства щелевого типа по ГОСТ 2517-2012.

Для обустройства паронагнетательных скважин предусматривается применение:

- узел учета пара;
- труба 114х6 ст10Г2 по ГОСТ 8732-78/ГОСТ8731-74;
- трубопроводная запорная арматура

Подключение к устьевой арматуре производится с помощью термокомпенсирующих шарниров типа АМДП 06.000 DN 80.

Трубы выполнены из стали 10Г2, группы В, по ГОСТ 8732-78/ ГОСТ 8731-74.

При соблюдении принятых, на основе исходных данных, проектных технологических решений ввод обустроенных скважин в эксплуатацию (одиночные скважины, кусты скважин) возможно осуществлять в различной последовательности.

В соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (п.520) территории нагнетательных скважин и добывающих скважин (в период работы на нагнетание пара) ограждены переносными быстросъемными ограждениями и обозначены предупредительными знаками.

### 5.5 Замерная установка

Замер дебитов добывающих скважин осуществляется проектируемой блочной замерной установкой (узел учета).

Проектом принято применение замерной установок на одну подключаемую скважину на кустах.

Для измерения расхода пара, нагнетаемого в скважину, принят вихревой расходомер Prowirl D200 в комплекте с датчиком давления и прямыми участками.

Для измерения расхода добываемой жидкости принят многопараметрический кориолисовый расходомер Элметро-Фломак-Ex-R50.

Более подробно решения по замеру дебитов скважин рассмотрены в томе 2935-3200-ЕН-24-ТХР3 «Автоматизация».

### 5.6 Трубопроводная запорная арматура

Запорная арматура, принятая к использованию в проекте, выбрана с учетом условий эксплуатации, рабочих параметров, физико-химических свойств транспортируемой среды. Класс герметичности запорной арматуры - «А» по ГОСТ 9544-2015. Климатическое исполнение - «У1» по ГОСТ 15150-69. В таблице 5.2 приведены перечень запорной

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

арматуры для обвязки скважин одной скважины.

Таблица 5.2 - Перечень запорной арматуры для обвязки скважин

№ п/п	Тип арматуры	Добы- вающая скважина на период добычи нефти	Добы- вающая скважина на период нагнетани я пара	Паронаг- нета- тельная скважина
1	Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем фланцевая ЗКЛ2-100-40, DN100мм, PN40, 30с15нж, класс герметичности «А» ГОСТ 9544-2015 Tmax.=250°C. Материал –сталь 20Л	-	-	1
2	Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем фланцевая ЗКЛ2-80-40, DN80мм, PN40, 30лс15нж, класс герметичности «А» ГОСТ 9544-2015 Tmax.=250°C	1	2	2
3	Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем фланцевая ЗКЛ2-80-16, DN80мм, PN40, 30с41нж, класс герметичности «А» ГОСТ 9544-2015 Tmax.=250°C	1	-	-
4	Клапан обратный поворотный фланцевый КОП 80-16 DN80мм, PN16, 19с76нж, Tmax.=250°C	1	-	-
5	Клапан обратный поворотный фланцевый КОП 50-40 DN50мм, PN40, 19с53нж «газ», Tmax.=250°C	1	-	-
6	Клапан (вентиль) запорный фланцевый DN 25PN 16, класс герметичности «А» ГОСТ 9544-2015	3	-	-
7	Клапан запорный фланцевый DN 32 PN 40, 15с68нж, класс герметичности «А» ГОСТ 9544-2015 Tmax.=250°C	-	3	3
8	Клапан запорный фланцевый DN 25 PN 40, 15с68нж, класс герметичности «А» ГОСТ 9544-2015	-	-	3
9	Клапан запорный фланцевый DN 15 PN 40, 15с68нж, класс герметичности «А» ГОСТ 9544-2015	-	2	3
10	Клапан запорный игольчатый DN 15 PN 160, 15с546кМ, класс герметичности «А» ГОСТ 9544-2015	3	1	5
11	Клапан сифонный 14с017ст4 DN 32 PN 40	-	3	3
12	Клапан воздушный автоматический DN 15 PN 40 AT7NF-T	-	2	3

В соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (п. 680) предусмотрено ручное дистанционное управление и устройство защитных кожухов фланцевых соединений задвижек, работающих в период нагнетания пара:

– расположенных на устьях нагнетательных скважин;

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

– расположенных в местах подключения паропроводов DN 100 к добывающим скважинам.

Для дистанционного управления задвижками используется ручное управление при помощи колонки управления и шарнирного штока-удлинителя. Шток с одной стороны крепится через шарнир к маховику задвижки, с другой — к колонке управления. Шарниры образуют подвижные компенсационные соединения. Колонка управления служит для передачи управляемой арматуре крутящего момента через коробку передачи, оснащенную системой шестеренок и подшипников.

### 5.7 Трубопроводы технологические

К технологическим (внутриплощадочным) трубопроводам относятся все трубопроводы, находящиеся в пределах ограждения промышленных площадок, а при отсутствии ограждения - в пределах отсыпки (обваловки) соответствующих площадок.

По данному проекту предусматривается строительство технологических трубопроводов до места соединения к тройнику нефтегазосборных трубопроводов.

Категории трубопроводов назначены в соответствии с ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные» категория трубопроводов.

При выборе материалов и изделий для трубопроводов были соблюдены требования нормативно-технических документов, устанавливающих их сортамент, номенклатуру, типы, основные параметры, условия применения и т.п. При этом было учтено:

- расчетное давление и расчетная температура транспортируемой среды;
- свойства транспортируемой среды (токсичность, агрессивность, взрыво- и пожароопасность, вредность и т.п.);
- свойства материалов и изделий (прочность, хладостойкость, стойкость против коррозии, свариваемость и т.п.);
- отрицательная температура окружающего воздуха для трубопроводов, расположенных на открытом воздухе.

#### **Расчет толщины стенки технологических трубопроводов**

Расчет толщины стенки выполнен по ГОСТ 32388-2013.

Расчетная толщина стенки трубопроводов  $S_R$  (мм) определена по формуле:

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

где  $[P]$  – расчетное внутреннее избыточное давление, МПа;

$D$  – наружный диаметр трубопровода, мм;

$\varphi_y$  – коэффициент прочности продольного сварного шва при растяжении, для

бесшовных труб равен 1,0;

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

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Лист

27

Допускаемое напряжение  $[\sigma]$ , МПа, вычисляют по формуле

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

где  $\sigma_m$  – минимальное значение временного сопротивления (предела прочнос-ти) при растяжении при расчетной температуре (для стали 20  $\sigma_m=412$  МПа, для стали 10  $\sigma_m=353$  МПа, для стали 10Г2  $\sigma_m=421$  МПа);

$\sigma_p$  – минимальное значение предела текучести при расчетной температуре (для стали 20  $\sigma_p=245$  МПа, для стали 10  $\sigma_m=216$  МПа, для стали 10Г2  $\sigma_p=265$  МПа), МПа.

Минимальная толщина стенки трубы с учетом прибавки С по формуле:

$$S = S_R + c_1 + c_2,$$

где  $c_1$  – прибавка для компенсации минусового допуска и утонения стенки при технологических операциях, мм; согласно ГОСТ 8732-78 принимаем  $c_1=15,0$  % от номинальной толщины стенки;

$c_2$ – прибавка для компенсации коррозии и эрозии,  $c_2=2$  мм;

Исходные данные и результаты расчета толщины стенки технологических трубопроводов представлены в таблице 5.3.

Отбраковочная толщина стенки трубы для трубопроводов определена согласно РД 39-132-94 п.7.5.4.1.

$$\delta_{отб} = \frac{nP\alpha D_n}{2(R_1 + nP)} \text{ при } \frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} \geq 0,75;$$

$$R_1 = R_1^H \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1$$

$$\delta_{отб} = \frac{nP\alpha D_n}{2(0,9R_2^H \cdot m_3 + nP)} \text{ при } \frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} < 0,75,$$

В целях повышения надежности работы трубопроводов приняты трубы с увеличенной толщиной стенки по сравнению с расчетной.

В проектной документации приняты следующие трубы на площадке одиночной скважины и кустовых площадках:

- 1) Выкидные линии нефтепровода 89х4.  
Категория трубопровода - II, группа А(б);
- 2) Трубопровод отвода газа из затрубья 57х3,5 - II, группа А(б).

Таблица 5.3 – Исходные данные и результаты расчета толщины стенки

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23	2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		28



технологических трубопроводов

Параметр, единица измерения Назначение трубопровода	Услов. обозначение -	Значение					
		трубопровод сверхвязкой нефти	трубопровод сверхвязкой нефти	выкидной трубо- провод подачи пара	выкидной трубопровод подачи пара	трубопровод отвода затрубного газа	трубопровод сбора конденсата
Исходные данные							
Марка стали	-	B10	B20	10Г2	10Г2	B10	10Г2
Расчетное давление, МПа	$[P]$	1,6	1,6	2,8	2,8	1,6	0,2
Наружный диаметр, мм	$D$	89	89	89	114	57	25
Нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыву материала труб, МПа	$R_1^H$	353	412	421	421	353	421
Нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении, сжатии и изгибе материала труб, МПа	$R_2^H$	216	245	265	265	216	265
Коэффициент прочности сварных швов	$\varphi_y$	1					
Временное сопротивление разрыву, МПа	$\sigma_m$	353	412	421	421	353	421
Предел текучести, МПа	$\sigma_p$	216	245	265	265	216	265
Коэффициент условий работы материала труб при разрыве	$m_1$	0,8					
Коэффициент условий работы трубопровода	$m_2$	0,75					
Коэффициент условий работы материала труб при повышенных температурах, для условий работы промысловых трубопроводов принимаем равным	$m_3$	0,1					
Коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе	$n$	1,2					
Коэффициент несущей способности	$\alpha$	1					
Коэффициент, учитывающий минусовой допуск на разностенность	$m$	0,85					
Результаты расчета							
$\sigma_m / 2.4$ , МПа	-	147,1	171,7	175,4	175,4	147,1	175,4
$\sigma_p / 1.5$ , МПа	-	144	163,3	176,7	176,7	144	176,7
Параметр, единица измерения	Услов.	Значение					

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Назначение трубопровода	обозначение	трубопровод сверхвязкой нефти	трубопровод сверхвязкой нефти	выкидной трубо- провод подачи пара	выкидной трубопровод подачи пара	трубопровод отвода затрубного газа	трубопровод сбора конденсата
Допускаемое напряжение, МПа	$[\sigma]$	144	163,3	176,7	176,7	144	176, 7
Расчетная толщина стенки без учета $c_1, c_2$ , мм	-	0,55	0,48	0,78	1,0	0,35	0,02
Технологическая прибавка, равная минусовому отклонению толщины стенки, мм	$c_1$	0,6	0,6	0,75	0,90	0,53	0,46
Прибавка на коррозию, мм	$c_2$	2,0					
Расчетная толщина стенки, мм	$S$	3,15	3,08	3,38	3,60	2,95	2,62
Наименьшая допустимая толщина стенки, мм	-	2,0	2,0	2,0	2,0	1,5	1,5
Принятая толщина стенки, мм	$t_{прин.}$	4	4	5	6	3,5	3,0
Отбраковочная толщина стенки, мм	$\delta_{отб}$	2,0	2,0	2,0	2,0	1,5	1,0
Расчетный срок службы трубопровода при максимально возможной скорости коррозии 0,024 мм/год сред, лет (скорость коррозии по письму №404/ИсхИА от 23.07.2018 УДСВН ПАО «Татнефть» - Приложение А)	-	83,3	83,3	83,3	166,67	83,3	75,4
Назначенный срок эксплуатации, лет	-	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0

Технологические трубопроводы смонтированы из стальных бесшовных труб, прокладываются надземно на несгораемых опорах по серии 5.903-13 выпуск 8-95 с тепловой изоляцией, с уклоном 0,004 от скважины в сторону узла учёта обеспечивающим опорожнение при остановке.

Трубопроводы надземной части выкидной линии до точки врезки трубопровода пара (до тройника) и трубопровода отвода газа из затрубья приняты из труб стальных бесшовных горячедеформированных по ГОСТ 8732-78/ В 10 ГОСТ 8731-74 диаметром 89х4,0 мм и 57х3,5 мм, соответственно.

Для подземных участков нефтепровода технологической обвязки приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные по ГОСТ 8731-74 из углеродистой стали 10, группы В с заводской пенополиуретановой теплоизоляцией 1-ППУ-ПЭ по ТУ 1390-004-67740692-2010.

Паропровод для подачи пара в скважину Ду89х5, Ду114х6.

Категория трубопровода - III, группа В.

Прокладка трубопроводов пара принята надземной на высоких и низких отдельно

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Лист

30

стоящих опорах, выполненных по серии 5.903-13 выпуск 8-95 и 7-95. Паропроводы прокладываются с уклоном не менее 0,004. Возврат конденсата не предусмотрен. Сброс конденсата из дренажных узлов предусмотрен на рельеф. В высших точках паропровода предусмотрены воздушники.

Трубопроводы пара от точки врезки в магистральный паропровод (см. 2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2) до устья скважин приняты из труб стальных бесшовных горячедеформированных по ГОСТ 8732-78/В 10Г2 ГОСТ 8731-74 диаметром 89х5 мм, 114х6 мм.

Диаметры проектируемых трубопроводов определены согласно гидравлическому расчету, исходя из расхода рабочей среды и нормируемых скоростей.

При расчете толщины стенок трубопроводов была учтена прибавка на компенсацию коррозионного износа к расчетной толщине стенки, исходя из условия обеспечения необходимого расчетного срока службы трубопровода и скорости коррозии.

Трубы бесшовные (изготовленные по ГОСТ 8732-78) должны быть изготовлены из катаной или кованной заготовки в соответствии с ГОСТ 1050-74 (применение литой заготовки не допускается) с выполнением требований ГОСТ 32569-2013 по ударной вязкости и по предельным отклонениям от номинальных размеров и с условием гидравлического испытания каждой трубы и контроля качества каждой трубы неразрушающими методами (ГОСТ 8731-74).

Механические характеристики трубопроводов обеспечивают установленный срок службы при условии соблюдения проектного режима эксплуатации и отсутствия нерегламентированного воздействия (строительного брака, наездов техники и др.).

Таблица 5.4 - Технические характеристики труб

Назначение трубопровода	Диаметр, толщина стенки, мм	ГОСТ, ТУ	Конструкция трубы	Способ прокладки	Группа, марка стали
Трубопроводы обвязки устья скважин на добычу (добывающие)					
Нефтепровод	89х4,0	ГОСТ 8732-78/ ГОСТ 8731-74	Бесшовные	надземный	В 10
Трубопровод отвода затрубного газа	57х3,5				
Нефтепровод	89х4,0	ГОСТ 8732-78/ ГОСТ 8731-74 ТУ 1390-004-67740692-10 с заводской пенополиуретановой теплоизоляцией 1-ППУ-ПЭ	Бесшовные	подземный	В 20
Трубопроводы обвязки устья скважин на паронагнетание (паронагнетательные)					
Паропровод	89х5,0	ГОСТ 8732-78/ ГОСТ 8731-74	Бесшовные	надземный	В 10Г2
Паропровод	114х6,0			надземный	

Технологические трубопроводы подвергаются контролю физическими методами в

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

объемах от общего числа сваренных стыков каждым сварщиком, но не менее одного соединения:

- при изготовлении и монтаже на предприятии нового трубопровода, а также при ремонте - для трубопроводов I категории- в объеме 20%, II категории - 10%, III категории – 2%;

- при сварке разнородных сталей в объеме 100% для I,II, III категорий.

Монтаж и испытание оборудования, трубопроводов и арматуры произвести согласно СНиП 3.05.05-84.

### 5.8 Гидравлическое испытание

После окончания монтажных и сварочных работ, контроля качества сварных соединений технологические трубопроводы подвергаются очистке (промывке) и гидравлическому испытанию на прочность и герметичность.

Очистку полости и испытание трубопроводов на прочность и плотность следует производить в соответствии с требованиями федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (ФНП ПБЭТТ, раздел V.IV.), ГОСТ 32569 (раздел 13).

Минимальная величина пробного давления в трубопроводе принято согласно ГОСТ 32569-2013 представлено в таблице 5.9.

Величина пробного давления на прочность устанавливается проектом и должна составлять не менее:

$$P_{\text{проб}} = 1,43 \cdot P,$$

где P- расчетное давление в нефтепроводе, МПа.

Величина пробного давления на прочность приведена в таблице ниже (таблица 5.8). Величина пробного давления должна быть такой, чтобы эквивалентное напряжение при пробном давлении не превышало 95% предела текучести материала. Эквивалентное напряжение в стенках запроектированных трубопроводов определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{эке}} = \frac{P_{\text{проб}} \cdot D_{\text{вн}}}{D_{\text{н}} - D_{\text{вн}}}$$

где P<sub>проб</sub> - давление испытания трубопроводов, кгс/см<sup>2</sup>,

D<sub>вн</sub> - внутренний диаметр трубопровода, мм,

D<sub>н</sub> - наружный диаметр трубопровода, мм.

Предел текучести стали В10 по ГОСТ 8731-74 равен 216 МПа (216\*0,95=205,2МПа), условие  $\sigma_{\text{эке}} < \sigma_{\text{T}}$  выполнено.

Предел текучести стали В 10Г2 равен 265 МПа (265\*0,95=254,75 МПа), условие  $\sigma_{\text{эке}} < \sigma_{\text{T}}$  выполнено.

Предварительная очистка внутренней полости трубопроводов осуществляется на

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

1	-	Зам.	241-23	25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.
				Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

всех стадиях производства работ вручную или механическими средствами. Каждый участок трубопровода после очистки должны быть закрыты временными инвентарными заглушками.

Испытательное давление в трубопроводах выдерживают в течение 30 минут (испытание на прочность), после чего его снижают до рабочего давления, при котором производят тщательный осмотр сварных швов (испытание на плотность). Продолжительность испытания на плотность определяется временем осмотра трубопроводов и проверки герметичности разъемных соединений.

Таблица 5.5 - Величина пробного давления на прочность и эквивалентное напряжение в стенках запроектированных трубопроводов

Назначение трубопровода	Диаметр и толщина стенки, мм	Расчетное давление, МПа	Пробное давление, МПа	Эквивалентное напряжение, МПа
Трубопроводы технологической обвязки устья скважин	89x4,0	1,6	2,3	23,29
Трубопровод отвода затрубного газа	57x3,5	1,6	2,3	17,86
Паропровод трубопроводной обвязки паронагнетательной скважины	114x6,0	2,8	3,5	29,75

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 остается неизменным и не обнаружены утечки.

Общая потребность в воде для гидроиспытаний составляет:

- куст 28000 – 3,7 м<sup>3</sup>;
- куст 28006 – 3,1 м<sup>3</sup>.

Трубопроводы группы А(б) должны быть подвергнуты дополнительному пневматическому испытанию на герметичность. Дополнительное испытание на герметичность производится давлением равным рабочему. Продолжительность дополнительных испытаний должна составлять не менее 24 часов.

Результаты дополнительного пневматического испытания на герметичность признаются удовлетворительными, если скорость падения давления окажется не более 0,1% за час для трубопроводов группы А(б).

В случае возникновения отказа, т.е. нарушении герметичности испытываемого участка трубопровода, вызванного разрушением труб, механических и сварных соединений, деталей трубопровода, запорной арматуры, производится техническое расследование причин отказа. После выяснения причин отказа, поврежденный участок трубопровода подлежит ремонту, повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

При испытании для измерения давления должны применяться проверенные

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23	2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		33

опломбированные и имеющие паспорт дистанционные приборы или манометры класса точности не ниже I и с предельной шкалой на давление около 4/3 испытательного. В процессе испытания приборы или манометры устанавливаются вне охранной зоны.

Технологические процессы поднятия давления и выдержки трубопровода при испытательном давлении должны быть зафиксированы в журнале испытаний.

### 5.9 Строительно-монтажные работы

Проектируемые выкидные трубопроводы от кустов скважин (нефтепроводы) прокладываются надземно на опорах и подземно до врезки в проектируемый общий трубопровод.

Глубина заложения трубопроводов принята не менее 1,7м до верхней образующей трубы и на 0,5 м ниже глубины промерзания грунтов.

Для предотвращения деформаций при тепловом удлинении трубопровода используются повороты, опуски-подъемы трассы. Для обеспечения беспрепятственной работы системы компенсаторов проектом предусматривается устройство песчаного основания и подсыпки песком толщиной 0,15 м, на компенсаторах – демпферные маты толщиной 0,33 м. Длина установки демпферных матов на всю длину компенсатора и дополнительно по 3 м с каждой стороны.

Паропроводы от общего коллектора прокладываются надземно на опорах.

Согласно требованию "Руководства" трубопровод пара запроектирован с уклоном, обеспечивающим его опорожнение при остановке. Уклон трубопровода предусмотреть от устья скважин. В верхней точке установить автоматический воздушный клапан Ду15 вместе с запорным. В качестве дренажных устройств периодического действия предусмотрены специальные сливные штуцера с запорной арматурой в нижних точках паропровода.

Для пускового дренажа паровых сетей на скважинах предусматривается штуцеры с запорной арматурой. На каждом штуцере при давлении выше 2,2МПа необходимо установить по два последовательно расположенных вентиля.

Строительство и монтаж проектируемых трубопроводов предусматриваются в соответствии с ОСТ 36-143-88, ГОСТ 32569-2013., СНиП 3.05.05-84, Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утв. 21.12.2021 № 444 (п. 1-4, 7-8) .

Сварочно-монтажные работы выполнить по аттестованной технологии под руководством аттестованных специалистов аттестованными сварщиками в соответствии с требованиями:

- Приказ № 519 от 11 декабря 2020 года Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Требования к производству сварочных работ на опасных

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

производственных объектах»;

-РД 03-614-03 «Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов»;

- РД 03-615-03 «Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов».

Проектом предусматривается сборка стыков трубопроводов при помощи ручной электродуговой сваркой покрытыми электродами с основным видом обмазки типа Э50А по ГОСТ 9467-75\*.

Технологические трубопроводы подвергаются контролю физическими методами в объемах регламентированных ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные» для трубопроводов I категории в объеме 20%, для трубопроводов II категории – 10%, трубопроводов III категории – 2% от общего числа сваренных стыков каждым сварщиком, но не менее одного соединения.

При сварке разнородных сталей в объеме 100% для I, II, III категорий.

Все трубопроводы подвергаются наружному осмотру, испытанию на прочность и плотность в соответствии с ГОСТ 32569-2013.

Аттестация состояния и параметров трубопроводов осуществляется на стадии строительства, испытаний и приемки путем пооперационного контроля и технадзора за качеством строительно-монтажных работ. Эти данные являются исполнительной базой для диагностики и прогнозирования состояния технологических трубопроводов в процессе их дальнейшей эксплуатации.

### 5.10 Защита трубопроводов и оборудования от коррозии

Все сооружения и оборудования на скважинах, трубопроводы требуют тщательной защиты от почвенной и атмосферной коррозии, а также от воздействия коррозионно-активных сред, участвующих в технологическом процессе.

Коррозионное воздействие сероводорода проявляется в появлении различного вида трещин, распространяющихся по толщине стенки трубы при одновременном воздействии напряжений. Это воздействие сероводорода на металл труб является сульфидным коррозионным растрескиванием.

Постоянная защита сборных, выкидных коллекторов от внутренней коррозии на кустовых площадках проектом не предусматривается.

Для контроля за коррозией и коррозионным растрескиванием, в теплоизоляции наземных участков трубопроводов скважин предусмотрены закрывающиеся окна, позволяющие проводить дефектоскопию.

В качестве пассивной защиты наземных участков проектируемых трубопроводов и

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

арматуры от атмосферной коррозии, в соответствии с требованиями СП 28.13330.2017 (актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85), предусматривается покрытие лакокрасочными материалами.

Подготовка металлических поверхностей - в соответствии с ГОСТ 9.402-2004 «Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию».

Перед нанесением покрытия поверхность трубопроводов очистить от окислов металла. Степень очистки должна быть 2 по ГОСТ 9.402-2004.

Подготовленный к окрашиванию металл на открытых площадках окрашивается не позднее 4 часов после проведения очистки и обезжиривания.

Окраска производится по сухой, обезжиренной поверхности при температуре окружающего воздуха и подложки от минус 30 °С до +40 °С.

Перед нанесением тепловой изоляции надземные нефтепроводы покрываются термостойким покрытием Эмаль КО-814 в два слоя по ГОСТ 11066-74 без нанесения грунтовки, паропроводы покрываются термостойким покрытием Эмаль КО-814 в три слоя без нанесения грунтовки.

Строительство подземных трубопроводов предусматривается из:

- стальных бесшовных горячедеформированных труб по ГОСТ 8732-78 из стали 20 группы В по ГОСТ 8731-74 DN 80 для выкидных трубопроводов эмульсии сверхвязкой нефти с заводской пенополиуретановой теплоизоляцией 1-ППУ-ПЭ по ТУ 1390-004-67740692-2010. Данная тепловая изоляция состоит из слоя пенополиуретана, в защитной полиэтиленовой оболочке.

При выходе трубопроводов на поверхность земли изоляция выводится на 0,25 м выше уровня земли, конец изоляции заделывается битумом.

Изоляцию сварных стыков подземных трубопроводов выполнить пенополиуретановыми скорлупами и сверху покрыть термоусадочной лентой.

Изоляция зоны сварных стыков:

1) нефтепроводов проложенных надземно - предусматривается с помощью окраски термостойкой краской "Эмаль КО-814" в 2 слоя, с последующим укрытием теплоизолирующими матами минераловатными прошивными;

2) нефтепроводов проложенных подземно - выполнить пенополиуретановыми скорлупами и сверху покрыть термоусадочной лентой.

3) паропроводов проложенных надземно - предусматривается с помощью окраски термостойкой краской "Эмаль КО-814" в 3 слоя, с укрытием теплоизолирующими матами минераловатными прошивными с последующим покрытие оцинкованной сталью толщиной 0,55мм по ГОСТ 14918-80\* для трубопроводов и толщиной 0,8мм для запорной арматуры.

Опознавательную окраску выполнить согласно ГОСТ 14202-69 и «Рекомендациям по окраске оборудования и коммуникаций на объектах бурения, добычи, сбора подготовки и транспорта нефти, содержащей сероводород» НИС объединения «Татнефть».

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ



В случае остановки добычи нефти осуществляются мероприятия по освобождению нефтепроводов от сверхвязкой нефти (промывка, пропарка трубопровода).

### 5.11 Технические решения по тепловой изоляции трубопроводов

Во избежание замерзания проектируемых надземных трубопроводов при эксплуатации и проведении ремонтно-профилактических работ в холодный период времени, предусматривается их теплоизоляция.

Проектирование тепловой изоляции выполнено, исходя из требований СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» - актуализированная редакция СНиП 41-03-2003.

В состав конструкции тепловой изоляции входят:

- теплоизоляционный слой;
- покровный слой;
- элементы крепления.

В конструкции теплоизоляции трубопроводов учтено требование к плотности теплоизоляционных материалов (не более 200 кг/м<sup>3</sup>) и коэффициенту теплопроводности в сухом состоянии (не более 0,06 Вт/(м × К) для рабочих температур среды в диапазоне от 20 до 300 °С.

Выбор теплоизоляционного материала для конкретной конструкции осуществляется на основании заданных параметров транспортируемой среды.

Соответствие материалов, применяемых в качестве теплоизоляционного и покровного слоев в составе теплоизоляционных конструкций оборудования и трубопроводов, требованиям к качеству продукции, санитарно-гигиеническим требованиям и требованиям пожарной безопасности подтверждено результатами испытаний, выполненных аккредитованными организациями.

В конструкциях тепловой изоляции, предназначенных для обеспечения заданной температуры на поверхности изоляции, в качестве покровного слоя применены материалы со степенью черноты не ниже 0,9 (с коэффициентом излучения не ниже 5,0 Вт/(м<sup>2</sup> × К) – сталь оцинкованная.

Монтаж тепловой изоляции трубопроводов осуществляется после испытания их на прочность и плотность и после устранения всех обнаруженных при этом дефектов.

Перед нанесением теплоизоляции наружная поверхность надземных трубопроводов должна быть предварительно защищена от коррозии (см. п. 5.11 данного тома).

Теплоизоляционные конструкции, применяемые для паропроводов (маты из минеральной ваты прошивные в обкладке из алюминиевой фольги ГОСТ 21880-2011) имеют группу горючести Г1.

Надземные участки паропроводов, шарниров компенсирующих, трубопровода нефти DN 80 от устья скважины до узла учета теплоизолируются матами минераловатными

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

прошивными по ГОСТ 21880-11 в два слоя:

- (МС)-100-1000.1000.70 и МП(МС2)-100-1000.1000.80 - 1 слой (для диаметра 89мм и 114мм, соответственно);

- МП(МС)-100-1500.1000.100 и МП(МС2)-100-1500.1000.100 - 2 слой (для диаметра 89мм и 114мм, соответственно).

Для трубопровода нефти DN 80 от узла учета нефти до опуска под землю теплоизоляция цилиндрами из минеральной ваты толщиной 60мм Ц100-1000.89.60 по ГОСТ 23208-2003.

Для узла учета нефти теплоизоляция принята цилиндрами теплоизоляционными из минеральной ваты на синтетическом связующем по ГОСТ 23208-2003:

-Ц100-1000.89.60 (для трубы DN 80);

-Ц100-1000.57.40 (для трубы DN 50).

Трубы с диаметрами 22 мм, 25мм, 32мм и 35 мм теплоизолируются цилиндрами из минеральной ваты толщиной 40мм по ГОСТ 23208-2003.

Для защиты тепловой изоляции предусматривается покрытие из оцинкованной стали толщиной 0,55мм по ГОСТ 14918-80\* для трубопроводов и толщиной 0,8мм для запорной арматуры.

В соответствии с требованиями СП 61.13330.2016 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» (п. 5.20) проектная документация предусматривает:

- использование защитных быстросъемных термочехлов для теплоизоляции элементов трубопровода, требующих в процессе эксплуатации систематического наблюдения (фланцевые соединения, трубопроводная арматура);

- устройство закрывающихся окон размером 150x150 мм в теплоизоляции надземных участков трубопроводов для контроля за коррозией, коррозионным растрескиванием изолируемых поверхностей: по одному на каждый теплоизолируемый трубопровод в пределах куста скважин.

Термочехлы, изготавливаемые из новейших материалов являются экономичным, высококачественным и многофункциональным вариантом теплозащиты.

Быстрый монтаж-демонтаж, удобство применения термочехлов обеспечивается за счет удобных и надежных креплений, которые дают возможность их неоднократного использования на протяжении многих лет.

Для подземных участков технологической обвязки нефтепроводов приняты трубы стальные горячедеформированные бесшовные по ГОСТ 8731 из углеродистой стали 20, группы. В с заводской пенополиуретаной теплоизоляцией 1-ППУ-ПЭ по ТУ 1390-004-67740692-10. Данная тепловая изоляция состоит слоя пенополиуретана в защитной полиэтиленовой оболочке.

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

## 5.12 Система канализации с устьев скважин

Для сбора производственно-дождевых сточных вод К13 с приустьевых бетонных площадок добывающих скважин предусматривается закрытая система производственно-дождевой канализации. Стоки с добывающих скважин самотеком поступают в емкости с гидрозатвором.

Для вывоза сточных вод используется автомобиль-цистерна, оборудованный насосом и шлангом.

Подробные проектные решения по сбору производственно-дождевых сточных вод с площадок устьев скважин см. том 2935-3200-ЕН-24-ИОСЗ «Система водоотведения».

## 5.13 Контроль коррозионного износа трубопровода пара

Во время эксплуатации контроль коррозионного износа трубопроводов пара неразрушающими методами осуществляется при проведении периодической ревизии (освидетельствовании) технологических трубопроводов, которую проводит служба технического надзора предприятия совместно с механиками, начальниками установок и лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию трубопроводов.

При проведении ревизии особое внимание следует уделять участкам паропровода, работающим в особо сложных условиях, где наиболее вероятен максимальный износ, например, места изменения направления потока (колена, тройники, врезки, дренажные устройства, участки до и после арматуры).

Порядок контроля степени коррозионного износа:

- измерение толщины стенки трубопровода и воротников фланцев приборами неразрушающего контроля (рекомендуется выполнять ультразвуковыми толщиномерами). На прямых участках трубопроводов длиной до 20 м должен быть выполнен замер толщины стенки не менее чем в трех точках. Контроль толщины стенки в каждом месте должен проводиться в 3-4 точках по периметру, а на отводах – не менее чем 4-6 точек по выпуклой, вогнутой и нейтральным частям. Число фланцев, подвергаемых ревизии, устанавливает лицо, осуществляющее надзор за эксплуатацией трубопроводов;
- дефектоскопия сварных соединений радиографическим или ультразвуковым в соответствии с требованиями соответствующих стандартов и НТД;
- контроль твердости с использованием переносного твердомера не менее, чем в трех точках трубопровода каждого типоразмера; одна из контрольных точек должна располагаться на отводе, вторая - вблизи сварного соединения, а третья - в зоне врезки или на тройнике.

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

## 6 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ

Подрядные организации, привлекаемые для производства всего комплекса работ должны иметь необходимую механооснащенность на основе высокопроизводительных, современных и безопасных в эксплуатации машин, механизмов и оборудовании, квалифицированный и обученный персонал. Деятельность подрядной строительной организации должна быть лицензирована в соответствии со ст.6 ФЗ №116 от 21.07.97 г. (изменения от 13.07.2015 г.).

Потребность в строительных машинах, механизмах, различном оборудовании определена в целом по строительству на основании физических объемов работ и эксплуатационной производительности машин. Данные о рекомендуемых марках и требуемому количеству машин и механизмов приведены в томе 6 «Проект организации строительства» данного проекта. Принятые марки машин не являются строго обязательными и могут быть заменены другими, с аналогичными характеристиками.

Используемые на опасных производственных объектах грузоподъемные технические устройства должны иметь допуск к работе, на видных местах должны иметь четкие обозначения грузоподъемности и дату очередного технического освидетельствования.

Стальные канаты, используемые для оснастки грузоподъемных механизмов, должны соответствовать требованиям безопасности, согласно действующим законодательным актам и нормативно-технической документации.

Это требование распространяется также на стальные канаты, используемые в качестве грузовых, несущих и тяговых. К канатам должен прикладываться сертификат соответствия изготовителя продукции.

Используемый инструмент и приспособления должны эксплуатироваться в соответствие с Правилами безопасности при работе с инструментом и приспособлениями, заводскими инструкциями по эксплуатации.

Применяемое оборудование должно быть исправным, иметь заводские паспорта, паспорта-формуляры. Техническое обслуживание оборудования должно проводиться в соответствие с утвержденными графиками.

Применяемые машины, транспортные средства, средства механизации, приспособления, оснастка, ручные машины и инструмент должны соответствовать требованиям ГОСТ, новое оборудование должно иметь сертификат соответствия требованиям безопасности труда, санитарное заключение.

Электроинструмент и вспомогательное оборудование к нему должны подвергаться

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23	<b>2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ</b>	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		40

периодической проверке не реже 1 раза в 6 месяцев. На корпусе электроинструмента должны быть указаны инвентарные номера и даты следующих проверок, а на понижающих трансформаторах – инвентарный номер и дата следующего испытания.

Каждое транспортное техническое средство должно быть укомплектовано и иметь опись находящихся в нем приспособлений, инструмента и инвентаря.

Все механизмы, используемые на территории кустовой площадки, в условиях действующего производства должны быть оборудованы искрогасителями.

Постоянного присутствия на проектируемых объектах вспомогательной техники не требуется. По необходимости в процессе эксплуатации возможно привлечение на ограниченное время следующих машин и механизмов:

- снегоуборочная техника (в зимний период);
- автокран грузоподъемностью 16-50 тонн (для монтажа - демонтажа оборудования блоков в период капитального ремонта, аварийно -восстановительных работ);
- передвижная паровая установка (ППУ) (в период аварийно -восстановительных работ, отпарки технологического оборудования);
- установки для планового и капитального ремонта скважин, грузоподъемностью 80 тонн (АПР-80). На кусте скважин предусмотрены бетонные площадки под ремонтный агрегат.

Более подробно вопросы о количестве и видах применяемого оборудования и механизмов представлены в томе 2935-3200-ЕН-24ПОС «Проект организации строительства».

Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №		2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ	Лист
						41
1	-	Зам.	241-23		25.07.23	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

## 7 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫХ К ТЕХНИЧЕСКИМ УСТРОЙСТВАМ, ОБОРУДОВАНИЮ, ЗДАНИЯМ, СТРОЕНИЯМ И СООРУЖЕНИЯМ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ

Проект выполнен в соответствии с требованиями 123-ФЗ «Технологический регламент о требованиях пожарной безопасности», Федеральных норм и правила в области промышленной безопасности «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору №534 от 15 декабря 2020г., Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающее под избыточным давлением", утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору №536 от 15 декабря 2020, СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы», СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

ОПО «Фонд скважин Морозного месторождения» зарегистрирован Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору в государственном реестре ОПО за номером № А43-01519-1598 и относится к III классу опасности. Количество опасного вещества, обращающегося на близлежащих объектах (кусты скважин), учтено при регистрации ОПО.

Эксплуатация технических устройств должна производиться в соответствии с инструкциями по эксплуатации, составленными изготовителем.

Для обеспечения выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию и сооружениям проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- технологические системы оснащены необходимыми запорными устройствами, обеспечивающими безопасную эксплуатацию;
- все агрегаты специального назначения, используемые во взрывопожароопасных зонах, приняты во взрывозащищенном исполнении, оснащены аварийной сигнализацией и системой освещения;
- поддержание параметров процесса в заданном режиме предусмотрено за счет средств автоматизации, а также системы блокировки при их нарушении;
- на выкидных коллекторах предусмотрена установка манометров, обеспечивающих контроль за давлением в трубопроводах;
- соединение труб методом сварки, с контролем сварных стыков по нормам
- для защиты от атмосферной коррозии – покраска надземных участков

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

трубопроводов, арматуры эмалью термостойкой "Эмаль КО-814" по грунтовке;

- послемонтажная продувка трубопроводов и испытание на прочность и герметичность гидравлическим методом;

- контроль, автоматизация и управление технологическими процессами;

- применение блочного оборудования и оборудования заводского изготовления;

- применение труб с наружным антикоррозионным покрытием;

- материальное исполнение оборудования, труб соответствует требованиям нормативных документов. Все технические средства, материалы и химические вещества, средства индивидуальной и коллективной защиты работников, трубы и детали трубопроводов применяемые в проектной документации, имеют сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности;

- организация на площадках кустов скважин сбора поверхностных стоков в соответствии с действующими нормативами (см. том 5.3 «Система водоотведения»);

- строгое соблюдение периодичности планово-предупредительных ремонтов и контроль технического состояния оборудования, труб и арматуры;

- проверка исправности специальных устройств и приспособлений для пожаротушения и ликвидации возможных аварий, обучение обслуживающего персонала правилам работы с этими устройствами;

- периодическое проведение учений по ликвидации возможных аварий и загораний;

- создание необходимых производственно-бытовых условий труда для обслуживающего персонала;

- на каждом рабочем месте должна находиться аптечка с необходимым запасом медикаментов и перевязочных материалов, по установленному перечню. Персонал должен быть обучен приемам оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях.

Таким образом, основным направлением работ по охране труда должно быть планомерное осуществление комплекса организационных и технических мероприятий, обеспечивающих создание здоровых и безопасных условий труда и поддержание порядка на производстве.

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

**8 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ, ПЕРЕЧЕНЬ ВСЕХ ОРГАНИЗУЕМЫХ ПОСТОЯННЫХ РАБОЧИХ МЕСТ ОТДЕЛЬНО ПО КАЖДОМУ ЗДАНИЮ, СТРОЕНИЮ И СООРУЖЕНИЮ, А ТАКЖЕ РЕШЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ БЫТОВОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ПЕРСОНАЛА**

Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы и кусты скважин Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти в процессе эксплуатации будут обслуживаться персоналом ЦДиПСВН нефтегазодобывающего управления (НГДУ) «Елховнефть». Основными функциями ЦДиПСВН является добыча, сбор, подготовка, транспорт продукции скважин; поддержание пластового давления; проведение промыслово-исследовательских работ, замер дебита, отбора проб; ремонт эксплуатационного оборудования, электрооборудования, электропогружных насосных установок; текущий ремонт скважин; эксплуатация средств и систем автоматизации; производство лабораторных анализов; работа с сервисными предприятиями.

В состав ЦДиПСВН входят комплексные бригады операторов по добыче нефти и газа и слесарей-ремонтников, которые под руководством мастеров ведут работы по обслуживанию скважин и трубопроводов. На работников возлагаются обязанности по обеспечению бесперебойной работы эксплуатационных скважин: обслуживание и поддержание технологического режима работы скважин; обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования и нефтегазосборных трубопроводов.

В связи с тем что, строительство проектируемых сооружений принципиально не меняет принятую промышленную технологию добычи, сбора, подготовки и транспорта продукции скважин месторождения, проектной документацией предусматривается сохранение существующих принципов организации труда и управления производством.

Проектом для обслуживания проектируемых сооружений к существующему персоналу ЦДиПСВН НГДУ «Елховнефть» дополнительного увеличения штата не требуется.

Количество рабочих мест определено с учетом сменности производства, категории и специализации работающих (рабочих основного производства, ремонтного обслуживания, руководителей, специалистов, служащих и др.). Количество рабочих мест работников предприятий сервисного обслуживания определено в соответствии с установленными зонами обслуживания.

Рабочие места руководителей, специалистов и служащих и их оснащение должны соответствовать действующим нормативам и функциям аппарата управления производством и предприятием.

Режим работы 8 часовой рабочий день, 40 часов в неделю, в одну смену с 8 до

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ



17.00 ч., 2 выходных.

Условия труда работников (бригады) являются допустимыми (2 класс) в соответствии с положением ст.14 №426-ФЗ «О специальной оценке условий труда» с учетом выполнения мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных объектов (см. п.10).

Профессионально-квалификационного состава работающих (рабочих) по обслуживанию проектируемых сооружений Морозного поднятия Морозного месторождения приведена в таблице ниже (таблица 8.1). Перечень профессий и должностей представлен в соответствии с документом «Общероссийский классификатор профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов» ОК 016-94, Москва 2004 г.

Таблица 8.1 - Группы производственных процессов профессий работников

Наименование должности, разряд	Группа производственных процессов по СП 44.13330.2011	Общая численность, чел	
		всего	в смену
Мастер по добыче нефти и газа	1а	1	1
Оператор по добыче нефти и газа 3 - 5 разряда	3б, 2г	8	6
Оператор по добыче нефти и газа 3 - 5 разряда (дежурный оператор)	3б, 2г	3	1
Оператор по добыче нефти и газа 3 - 5 разряда (технологическая группа)	3б, 2г	2	2
Слесарь-ремонтник	3б, 2г	1	1
Оператор по поддержанию пластового давления	3б, 2г	2	2

Базирование бригады предусматривается в административно-бытовом здании (АБК) ЦДиПСВН НГДУ «Елховнефть», который предусмотрен в составе проектной документации по объекту «БМХВП «Сарабикулово» (шифр 2094-3200-ЕН-14-АР).

Для санитарно-бытового обслуживания персонала в административно-бытовом здании предусмотрено устройство:

- кабинет технологической группы, операторов
- гардеробной для домашней одежды;
- гардеробной для грязной спец.одежды;
- помещения для обогрева и сушки спец.одежды;
- раздевалки мужские и женские
- санузлы;
- душевые комнаты;

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

- умывальники
- комнаты мастера;
- комнаты приема пищи;
- комната отдыха.

Оперативный надзор за работой оборудования и трубопроводов и их обслуживания осуществляется дежурной бригадой посредством периодического обхода и наблюдения с использованием автотранспортных средств.

Непостоянным рабочим местом (зоной) для бригады операторов являются площадки проектируемых кустов скважин Морозного поднятия, коридор коммуникаций (нефтегазосборный трубопровод, паропровод).

Передвижение бригады по непостоянным рабочим зонам осуществляется автомобильным транспортом, оборудованным помещением для обогрева в холодные периоды года (будка), биотуалетом, а также обеспечена бутилированной питьевой водой (см. Приложение 22 тома 1 «Пояснительная записка»). Таким образом, обеспечивается расстояние не более 150 м от рабочей зоны до автомобильного транспорта в соответствии с требованиями п.5.19 СП 44.13330.2011.

Бригады должны иметь постоянную связь с диспетчерским пунктом с использованием радио-, и сотовой связи.

Для обеспечения удобства и безопасности персонала при монтаже, эксплуатации и ремонте оборудования предусмотрены и соответственно оборудованы необходимые проезды и подходы ко всем запроектированным сооружениям, лестницы и площадки для обслуживания.

Конструктивные решения объектов обустройства кустов скважин, принятые в проектной документации, обеспечивают технологичность монтажа и удобство эксплуатации проектируемых сооружений.

Организация рабочих мест по обслуживанию этих объектов соответствует прогрессивным технологическим, организационным и санитарно-гигиеническим нормам.

Планировка рабочих мест, их размещение и размеры обеспечивают выполнение рабочих операций и не затрудняют перемещения работающих.

В связи с тем, что предусмотренная проектной документацией, система автоматизации технологических процессов обеспечивает контроль и управление объектами без постоянного присутствия персонала непосредственно в зонах обслуживания, размещение новых рабочих мест предусматривается в диспетчерской с диспетчерским пунктом при УПСВН «Сарабикулово» на который выведена вся информация о ходе технологического процесса добычи, сбора и транспорта продукции обустраиваемых скважин.

Персонал, по мере необходимости, выезжает на объекты и осуществляет периодический осмотр закрепленного за ним оборудования, необходимые работы по его

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

обслуживанию и содержанию в работоспособном состоянии.

Оснащение рабочих мест осуществляется с учетом их назначения: по квалификации и профессиям, числу работающих, уровню специализации, механизации и автоматизации работ, количеству обслуживаемого оборудования и др.

Предусмотрено применение оборудования, приборов, изделий, материалов с учетом условий эксплуатации, серийно выпускаемых заводами-изготовителями, имеющих сертификаты на соответствия требованиям промышленной безопасности и охраны труда в установленном законодательством Российской Федерации порядке.

В проекте разработаны мероприятия, обеспечивающие безаварийные и безопасные условия эксплуатации объектов, к этим мероприятиям относятся:

- сбор продукции скважин по герметизированной схеме;
- оснащение оборудования куста скважин, ПС35/6 кВ средствами дистанционного контроля и управления, автоматическими сигнализациями и блокировками;
- соблюдение безопасных допустимых расстояний между объектами, сооружениями и аппаратами в соответствии с требованиями действующих нормативных документов по промышленной безопасности и охране труда;
- размещение оборудования, запорной и регулирующей арматуры, приборов КИП и А с учетом безопасности и удобства их обслуживания;
- обеспечение условий для работающих, отвечающих нормативным требованиям по охране труда и санитарно-гигиеническим требованиям согласно п.2.1-2.25 СП 44.13330-2011;
- системы отопления и вентиляции запроектированы согласно требованиям СП 60.13330.2020;
- обеспечение электробезопасности согласно требованиям ПУЭ, Приказ от 15 декабря 2020 года №903н. Применение заземляющих устройств для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током, защита от заноса высокого потенциала по трубопроводам, защитное зануление открытых проводящих частей с помощью специальных проводников (см. том 5.1);
- молниезащита и защита от статического электричества проектируемых объектов выполнена в соответствии с требованиями СО 153-34.21.122-2003, РД 34.21.122-87 и РД 39-22-113-78 (см. том 5.1);
- электрооборудование, средства КИПиА, устройства освещения, сигнализации и связи, предназначенные для использования во взрывоопасных зонах, приняты во взрывозащищенном исполнении с уровнем защиты, соответствующим классу взрывоопасной зоны, категориям и группам взрывоопасных смесей;
- объекты, для обслуживания которых требуется подъем рабочего на высоту до 0,75 м оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами и площадками обслуживания. В местах прохода людей над трубопроводами

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

расположенными на высоте 0,25 м и выше от поверхности земли, площадки или пола, предусмотрены переходные мостики с учетом требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» п. 31, 32, 34 (см. том 4);

- проезды запроектированы исходя из условия обеспечения возможности подъезда пожарных и аварийных автомобилей к объектам, обеспечения безопасности движения (см. том 2).

Во всех местах проектируемых объектов, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, предусмотрены предупредительные знаки и надписи согласно ГОСТ Р 12.4.026-2015 и ГОСТ 14202-69.

Запорная арматура (задвижки, краны, вентили), устанавливаемая на трубопроводах, должна быть снабжена указателями (стрелками) и надписями «Открыто» и «Закрыто».

На электроустановках, электрооборудовании, дверцах силовых щитов на электрических панелях и шкафах, на ограждении токоведущих частей оборудования должен быть предупреждающий знак - «Опасность поражения электрическим током».

Блочное оборудование поставляется в полной заводской готовности в соответствии с техническими требованиями заводам-изготовителям с технологическим оборудованием, необходимым инженерным обеспечением (отопление, вентиляция, силовое электрооборудование, электроосвещение, КиП и автоматика, система связи, пожарно-охранная сигнализация, пожаротушение).

Обслуживающий персонал должен быть обеспечен специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты (СИЗ) согласно «Типовым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других СИЗ работникам сквозных профессий и должностей всех видов экономической деятельности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением», утвержденными Приказом Минтруда России №997н от 9.12.2014 г.

Во время выполнения работ персонал обязан применять необходимые средства индивидуальной защиты (СИЗ) согласно требованиям инструкций по видам работ:

- противогаз фильтрующий или изолирующий;
- очки защитные;
- каску;
- диэлектрические перчатки, коврики, галоши;
- средства защиты от насекомых.

Персонал обязан выполнять требования промсанитарии, установленные для данного производства:

- содержать в чистоте и порядке рабочее место, инструмент, спецодежду, спецобувь, СИЗ;
- не мыть руки конденсатом, маслом, этилированным бензином, растворителями,

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

эмульсиями, метанолом, не применять указанных веществ в качестве растворителей при мытье спец.одежды;

—перед приемом пищи тщательно мыть руки теплой водой с мылом;

—не принимать пищу на рабочем месте;

—соблюдать пищевой режим;

—правильно и бережно пользоваться санитарно-бытовыми устройствами, спец.одеждой и СИЗ, не хранить одежду на рабочем месте.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ						
1	-	Зам.	241-23				25.07.23		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

## 9 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ, И РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ УРОВНЕЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ ШУМА И ДРУГИХ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ПОСТОЯННЫХ РАБОЧИХ МЕСТАХ И В ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЯХ

### 9.1 Перечень опасных и вредных производственных факторов, которым подвергается персонал в ходе ведения технологического процесса

На основании перечня проектируемого технологического оборудования с учетом всех функций технологического процесса, должны определяться вредные и опасные производственные факторы на рабочих местах обслуживающего персонала и в рабочих зонах эксплуатационно-ремонтного персонала, в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015.

При выполнении работ по обслуживанию промышленного оборудования, ремонте, ликвидации аварий, на работающих могут оказывать воздействие следующие вредные производственных факторов:

- физические опасные и вредные производственные факторы:

а) загазованность воздуха рабочей зоны;

б) повышенная или пониженная температура атмосферного воздуха;

в) напряжение в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;

г) акустические колебания - шум на рабочих местах;

д) взрыво- и пожароопасность нефтегазовой среды;

е) возможность получения травмы при производстве ремонтных работ.

- химические опасные и вредные производственные факторы:

а) по характеру воздействия на организм человека – токсические (токсичность нефтегазовой среды); химическая агрессивность отдельных фракций и компонентов нефтегазовой среды.

б) По пути проникания в организм человека через:

- органы дыхания;

- кожные покровы и слизистые оболочки.

В соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями на 18 июля 2011 № 243-ФЗ) проектируемый объект является опасным

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

производственным объектом. В ходе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности запорной арматуры (свищи, щели по шву) вследствие внутренней коррозии или износа, превышения максимально допустимого давления. В соответствии с ГОСТ 12.1.005-88, для каждого производственного участка должны быть определены вещества, которые могут выделяться в воздух рабочей зоны. При наличии в воздухе нескольких вредных веществ контроль воздушной среды допускается проводить, ориентируясь на наиболее опасные и характерные вещества, установленные органами государственного санитарного надзора.

## 9.2 Характеристика пожароопасных и токсичных свойств сырья

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (п. 149) для обеспечения безопасного ведения технологического процесса определена характеристика проектируемых сооружений по пожаро - и взрывоопасности и представлена в таблице 9.1

Категория наружных установок по пожарной опасности определена согласно СП 12.13130-2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» (раздел 7, таблица 2).

Классификация взрывоопасных смесей, взрывоопасных зон определена в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ).

Таблица 9.1- Характеристика объектов по категориям и классам взрыво и пожарной опасности

Наименование объекта	Категория по пожарной опасности	Класс взрывоопасной зоны	Категория и группа взрывоопасной смеси	Наименование содержащегося вещества
Устье добывающей скважины	АН	В-1г	IIА-Т1	Нефть, нефтяной попутный газ
Устье нагнетательной скважины	ДН	-	-	Насыщенный пар

Класс опасности веществ, которые могут присутствовать в воздухе рабочей зоны на объектах и предельно допустимые их концентрации (ПДК) по Постановлению №2 от 28.01.2021 и ГОСТ 12.1.005-88 приведены в таблице 9.2.

Нефтяной газ и нефть являются взрывопожароопасными веществами. Пары нефти и нефтяной газ имеют температуру вспышки ниже 28° С.

Данные по характеристике пожароопасных и токсичных свойств сырья приведены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 - Характеристика пожароопасных и токсичных свойств сырья

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Наименование сырья, полупродуктов готовой продукции, отходов производства	Агрегатное состояние	Класс опасности (ГОСТ 12.1.007-76*)	Температура °С			Концентрационный предел воспламенения, объемное		Характеристика токсичности (воздействия на организм человека)	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup> в соответствии с ГОСТ 12.1.005-88
			вспышки	Воспламенение	самовоспламенения	нижний	верхний		
Нефть	Жидкость	3	28	50	300	2,9	15	Пары нефти с содержанием сероводорода. Воздействие наркотического, отравляющего и удушающего характера. Действуют на центральную	аэрозоля нефти - не более 10 концентрация по легким углеводородам в пересчете на углеводород не более 300
Нефтяной газ	Газ	2	-	-	450	22,9	115	Воздействие наркотического, отравляющего и удушающего характера. Действуют на центральную нервную систему, органы	300 (по углеводородам) 10 (сероводород в смеси с углеводородами) и 3 (по сероводороду)
Реагент (деэмульгатор РЕКОД-118)	Жидкость	3	47	-	436	6,7	34,5	Рекод 118 представляет собой композицию трудно-летучей основы и растворителя сольвента нефтяного тяжелого	100 мг/м <sup>3</sup> (по нефрасу А 120/200 в пересчете на С)

### 9.3 Основные технические решения, средства и меры по обеспечению безопасности труда и производства

Основным направлением работ по обеспечению безопасности труда должно быть планомерное осуществление комплекса организационных и технических мероприятий, обеспечивающих создание безопасных условий труда.

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

– устья скважин для обслуживания и ремонта оборудуются канализуемыми площадками;

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ



- соединение трубопроводов предусмотрено методом сварки с контролем сварных стыков по нормам;
- контроль за состоянием технологического процесса по добыче, сбору и транспорту нефти и газа полностью автоматизирован;
- контроль загазованности на площадке скважины предусмотрен переносными газоанализаторами;
- для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током предусматривается защитное заземление всех металлических частей электрооборудования, нормально не находящихся под напряжением;
- на территории всех проектируемых объектов и сооружений должны быть запрещающие и предупреждающие плакаты, и знаки о грозящей человеку опасности;
- оборудование скважин должно обслуживаться квалифицированным персоналом, знающим «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», прошедшим обучение правилам техники безопасности и имеющим документы, дающие право на производство работ;
- сбор загрязненных стоков при ремонте скважин предусматривается в металлические поддоны и передвижные емкости, которыми оснащены ремонтные бригады;
- полная герметизация технологических процессов сбора, транспорта, подготовки нефти и газа на всем пути следования, соблюдение регламента и правил технической эксплуатации;
- проектируемое технологическое оборудование размещается на открытых площадках, хорошо обдуваемых ветром, что сокращает вероятность создания взрывопожароопасных зон;
- для обслуживания запорной арматуры и контрольно-измерительных приборов, расположенных на высоте, предусмотрены площадки обслуживания с ограждением;
- на всех объектах должен быть организован систематический контроль за концентрацией сероводорода согласно действующим инструкциям и указаниям.

При строительстве, эксплуатации и ремонте оборудования должен осуществляться:

- постоянный контроль исправности оборудования, приспособлений, инструмента, проверка наличия и целостности ограждений, защитного заземления и других средств защиты до начала работ и в процессе работы на рабочих местах согласно инструкциям по охране труда;
- периодический оперативный контроль, проводимый руководителями работ и подразделений предприятия согласно их должностным инструкциям;
- выборочный контроль состояния условий труда и выполнения требований охраны труда в подразделениях предприятия, проводимый службой охраны труда согласно утвержденным планам.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Весь работающий персонал должен быть обеспечен сертифицированной спецодеждой, спецобувью, предохранительными приспособлениями и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты. При патрулировании обходчики должны быть снабжены газоанализаторами или газоиндикаторами.

Необходимо производить контроль загазованности на объектах переносными сигнализаторами (см. том 6.3 2935-3200-ЕН-24-ТХР3).

Производственный персонал должен быть обучен способам оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях.

Организация работ по охране труда осуществляется работниками службы охраны труда и промышленной безопасности предприятия в соответствии с действующими нормативными документами, в том числе:

ГОСТ Р 12.0.230-2007 «ССБТ Системы управления охраной труда. Общие требования»;

ГОСТ 12.0.003-2015 «ССБТ Опасные и вредные производственные факторы»;

Приказ №884н от 11.12.2020 «Правила по охране труда при выполнении электросварочных и газосварочных работах».

Требования промышленной безопасности при эксплуатации промысловых газопроводов определяются положениями Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116-ФЗ от 21.07.1997 г. и «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

### 9.3.1 Основные технические решения, средства и меры по обеспечению пожарной безопасности

Порядок организации работ по пожарной безопасности при эксплуатации объекта определяется следующими документами: ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. «Пожарная безопасность. Общие требования», ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности».

Для снижения взрывопожарной опасности предусматриваются следующие мероприятия:

- герметизация системы сбора и транспорта нефти и газа;
- установка технологического оборудования на открытых бетонированных и огражденных бордюром площадках; такое решение по сравнению с размещением оборудования в зданиях снижает класс опасности с В-1а до В-1г;
- все аварийные разливы нефти с технологических площадок канализуются в подземную емкость;
- на генеральных планах объектов нефтепромыслового обустройства сооружения размещаются со строгим соблюдением норм противопожарных разрывов;
- весь обслуживающий персонал должен в обязательном порядке проходить

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

инструктаж и проверку знаний по технике безопасности и пожарной безопасности на объекте;

- на всех взрывопожароопасных объектах должны оформляться доски с инструкциями основных правил техники безопасности и пожарной безопасности при производстве работ, а также предупреждающие и запрещающие плакаты и знаки;

- на всех объектах предусматриваются первичные средства пожаротушения.

Подробные решения по обеспечению пожарной безопасности представлены в томе 2935-3200-ЕН-24-ПБ «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности».

#### **9.4 Принципиальные решения по организации труда и управлению производством**

Основным направлением работ по охране труда должно быть планомерное осуществление комплекса организационных и технических мероприятий, обеспечивающих создание безопасных условий труда. Организация работ по охране труда осуществляется работниками группы супервайзеровского контроля по промышленной безопасности и экологии НГДУ. Общее руководство работой по охране труда и ответственность за состояние техники безопасности и производственной санитарии на предприятии возлагается на руководителя предприятия.

Безопасные условия труда - условия труда, при которых воздействие на работающих вредных и (или) опасных производственных факторов исключено либо уровни их воздействия не превышают установленных нормативов.

Согласно приложения 1 Федерального закона от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», проектируемые трубопроводы системы сбора продукции скважин в связи с наличием горючих веществ и оборудования, работающего под давлением более 0,07 МПа относятся к опасным производственным объектам.

Согласно Трудовому кодексу Российской Федерации работодатель обязан обеспечить:

- безопасность работников при эксплуатации оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов;

- применение прошедших обязательную сертификацию или декларирование соответствия в установленном законодательством РФ о техническом регулировании порядке средств индивидуальной и коллективной защиты работников;

- соответствующие требованиям охраны труда условия труда на каждом рабочем месте;

- режим труда и отдыха работников в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права;

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

- приобретение и выдачу за счет собственных средств специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты, смывающих и обезвреживающих средств, прошедших обязательную сертификацию или декларирование соответствия в установленном законодательством Российской Федерации о техническом регулировании порядке, в соответствии с установленными нормами работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением;

- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и оказанию первой помощи пострадавшим на производстве, проведение инструктажа по охране труда, стажировки на рабочем месте и проверки знания требований охраны труда;

- недопущение к работе лиц, не прошедших в установленном порядке обучение и инструктаж по охране труда, стажировку и проверку знаний требований охраны труда;

- организацию контроля за состоянием условий труда на рабочих местах, а также за правильностью применения работниками средств индивидуальной и коллективной защиты;

- проведение аттестации рабочих мест по условиям труда с последующей сертификацией организации работ по охране труда;

- в случаях, предусмотренных трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права, организовывать проведение за счет собственных средств обязательных предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в течение трудовой деятельности) медицинских осмотров (обследований), обязательных психиатрических освидетельствований работников, внеочередных медицинских осмотров (обследований), обязательных психиатрических освидетельствований работников по их просьбам в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ними места работы (должности) и среднего заработка на время прохождения указанных медицинских осмотров (обследований), обязательных психиатрических освидетельствований;

- недопущение работников к исполнению ими трудовых обязанностей без прохождения обязательных медицинских осмотров (обследований), обязательных психиатрических освидетельствований, а также в случае медицинских противопоказаний;

- информирование работников об условиях и охране труда на рабочих местах, о риске повреждения здоровья и полагающихся им компенсациях и средствах индивидуальной защиты;

- принятие мер по предотвращению аварийных ситуаций, сохранению жизни и здоровья работников при возникновении таких ситуаций, в том числе по оказанию пострадавшим первой помощи;

- расследование и учет в установленном Трудовым кодексом, другими федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации порядке несчастных случаев на производстве и профессиональных

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

заболеваний;

- санитарно-бытовое и лечебно-профилактическое обслуживание работников в соответствии с требованиями охраны труда, а также доставку работников, заболевших на рабочем месте, в медицинскую организацию в случае необходимости оказания им неотложной медицинской помощи;

- обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (согласно Федеральному закону от 24 июля 1998 г. № 125-ФЗ Закону «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний»);

- ознакомление работников с требованиями охраны труда;

- разработку и утверждение правил и инструкций по охране труда для работников с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации или иного уполномоченного работниками органа;

- наличие комплекта нормативных правовых актов, содержащих требования охраны труда в соответствии со спецификой своей деятельности.

Срок стажировки на рабочем месте устанавливается работодателем, но не может быть менее двух недель.

Работник обязан:

- соблюдать требования охраны труда;

- правильно применять средства индивидуальной и коллективной защиты;

- проходить: обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и оказанию первой помощи пострадавшим на производстве, инструктаж по охране труда, стажировку на рабочем месте, проверку знаний требований охраны труда;

- немедленно извещать своего непосредственного или вышестоящего руководителя о любой ситуации, угрожающей жизни и здоровью людей, о каждом несчастном случае, происшедшем на производстве, или об ухудшении состояния своего здоровья, в том числе о проявлении признаков острого профессионального заболевания (отравления);

- проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры (обследования), а также проходить внеочередные медицинские осмотры (обследования) по направлению работодателя.

Каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;

- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;

- получение достоверной информации от работодателя об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Лист

57

- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;

- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;

- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;

- профессиональную переподготовку за счет средств работодателя в случае ликвидации рабочего места вследствие нарушения требований охраны труда;

- личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;

- внеочередной медицинский осмотр (обследование) в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра (обследования).

- компенсации, установленные в соответствии с Трудовым Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными условиями труда.

Аттестации рабочих мест по условиям труда, используются в целях:

- планирования и проведения мероприятий по улучшению условий труда;

- сертификации организации работ по охране труда;

- обоснования предоставления льгот и компенсаций работникам, занятым на тяжелых работах и работах с вредными и опасными условиями труда, в предусмотренном законодательством порядке;

- установление связи заболевания с профессией при подозрении на профессиональное заболевание, в том числе при решении разногласий в судебном порядке;

- рассмотрения вопроса о прекращении (приостановлении) эксплуатации цеха, участка, производственного оборудования, изменении технологий, представляющих непосредственную угрозу для жизни и (или) здоровья работников;

- предоставления работникам, принимаемым на работу, достоверной информации об условиях труда на рабочих местах, о существующем риске повреждения здоровья, о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов и полагающихся работникам гарантиях и компенсациях;

- подготовки статистической отчетности об условиях труда;

- применения предусмотренных законодательством мер ответственности к лицам, виновным в нарушениях законодательства об охране труда.

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

## 10 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ВРЕДНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ФАКТОРОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ СРЕДЫ И ТРУДОВОГО ПРОЦЕССА НА СОСТОЯНИЕ ЗДОРОВЬЯ РАБОТНИКА

Форма организации труда, режим труда на производственных объектах нефтяной промышленности устанавливается организацией в соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации.

Режим работы работников определяется Правилами внутреннего трудового распорядка на предприятии.

Продолжительность рабочего времени работников не может превышать 40 часов в неделю. Для женщин установлена 36-часовая рабочая неделя.

Персонал должен быть ознакомлен с Правилами внутреннего трудового распорядка и графиками сменности, под роспись, и соблюдать режим труда и отдыха.

Имеется утвержденный генеральным директором сборник инструкций по промышленной безопасности и охране труда, который содержит инструкции по профессиям, по видам работ, по электробезопасности, по пожарной безопасности и производственной санитарии.

Инструкции разработаны на основе Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" с учетом изменений и дополнений к ним, типовых инструкций, инструкций, действующих на нефтегазодобывающих предприятиях и других нормативных документов.

Инструкции по охране труда, включенные в сборник, действуют в соответствии с Трудовым Кодексом РФ, как инструкции для работающих.

К самостоятельной работе по обслуживанию объектов допускаются лица, достигшие 18-летнего возраста; прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью; прошедшие обучение в области промышленной безопасности и охраны труда и имеющие квалификационное удостоверение; прошедшие вводный инструктаж, инструктаж на рабочем месте по программе первичного инструктажа на рабочем месте; прошедшие стажировку на рабочем месте не менее 14 рабочих смен, проверку знаний и получившие допуск к выполнению самостоятельной работы; имеющие удостоверение по проверке знаний; прошедшие инструктаж по электробезопасности с последующим присвоением соответствующей квалификационной группы; прошедшие пожарно-технический минимум.

Запрещается выполнять технологические операции на оборудовании при:  
- отсутствии приборов контроля и регулирования;

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

- их отключении или просроченных сроках их поверки.

На приборах контроля и регулирования должны быть обозначены допустимые области параметров работы технологического оборудования.

Системы защиты от статического электричества, устанавливаемые на технологическом оборудовании, трубопроводах, должны содержаться в рабочем состоянии.

Ремонт оборудования проводится только после его отключения, сброса давления.

Запрещается эксплуатировать оборудование с наличием утечек.

При обнаружении утечек ГГ, ЛВЖ и ГЖ из технологического оборудования необходимо немедленно принять меры по ликвидации неисправностей.

Работники обязаны следить за чистотой всего нефтепромыслового оборудования.

При возникновении ситуации, которая может привести к аварии, пожару, угрозе жизни и здоровью людей, персонал должен действовать согласно плана ликвидации аварий (ПЛА), немедленно поставить в известность своего непосредственного руководителя или в установленном порядке других должностных лиц и приступить к ликвидации и локализации последствий. При аварийных разливах нефти согласно ПЛАРН.

Аварийно-восстановительные работы должны выполняться с соблюдением действующих норм и правил по технической эксплуатации спецтехники, инструментов и приспособлений, промышленной безопасности, пожарной безопасности и охране труда.

При выполнении работ во взрывопожароопасных зонах должен быть обеспечен контроль загазованности. Работники должны использовать инструмент из материала не дающий искр.

Запрещается использование открытого огня для прогрева узлов задвижек и трубопроводов.

Производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску.

Перечень таких работ, порядок оформления нарядов-допусков, а также перечни должностей специалистов, имеющих право руководить этими работами, утверждаются работодателем (руководителем организации). К таким работам относятся газоопасные, огнеопасные работы, работа в замкнутом пространстве, работы на высоте.

Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными работодателями (руководителем организации).

Работа в опасных (экстремальных) условиях не допускается, за исключением ликвидации аварий, проведения экстренных работ по предупреждению аварийных ситуаций. При этом работа должна производиться в соответствующих средствах индивидуальной защиты и при строгом соблюдении режимов, регламентированных для таких работ.

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Лист

60



На предприятии разработан перечень работ повышенной опасности, в котором отдельно указаны работы, выполняемые с оформлением наряда-допуска и без оформления наряда-допуска, но с регистрацией перед их началом в специальном журнале.

Уменьшение вредного действия неблагоприятных факторов производственной среды и трудового процесса на работающий персонал может происходить за счет снижения времени их действий: введение внутрисменных перерывов, ограничение стажа работы в данных условиях, выдачей бесплатно молока или других равноценных продуктов.

В целях защиты работающих от возможного перегревания или охлаждения, при температуре воздуха на рабочих местах выше или ниже допустимых величин, время пребывания на рабочих местах (непрерывно или суммарно за рабочую смену) должно быть ограничено величинами, указанными в таблицах.10.1 и 10.2. При этом среднесменная температура воздуха, при которой работающие находятся в течение рабочей смены на рабочих местах и местах отдыха, не должна выходить за пределы допустимых величин температуры воздуха для соответствующих категорий работ.

В зимний период необходимо предусматривать регламентированные перерывы на обогрев (не более чем через 2 часа пребывания на открытой территории).

При температуре воздуха минус 40 °С и ниже необходима защита органов дыхания. Персонал, работающий на открытых территориях независимо от периода года, должен быть обеспечен специальной теплой одеждой и теплой обувью в соответствии с типовыми нормами, на территории операторной котельной «Морозная» предусмотрено помещение для обогрева и сушки спец.одежды.

Таблица 10.1 - Время пребывания на рабочих местах при температуре воздуха выше допустимых величин

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания, не более при категориях работ, ч		
	Ia-Iб	IIa-IIб	III
32,5	1	-	-
32,0	2	-	-
31,5	2,5	1	-
31,0	3	2	-
30,5	4	2,5	1
30,0	5	3	2
29,5	5,5	4	2,5
29,0	6	5	3
28,5	7	5,5	4
28,0	8	6	5

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания, не более при категориях работ, ч		
	Ia-Iб	IIa-IIб	III
27,5	-	7	5,5
21,0	-	8	6
26,5	-	-	7
26,0	-	-	8

Таблица 10.2 - Время пребывания на рабочих местах при температуре воздуха ниже допустимых величин

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания, не более при категориях работ, ч				
	Ia	Iб	IIa	IIб	III
6	-	-	-	-	1
7	-	-	-	-	2
8	-	-	-	1	3
9	-	-	-	2	4
10	-	-	1	3	5
11	-	-	2	4	6
12	-	1	3	5	7
13	1	2	4	6	8
14	2	3	5	7	-
15	3	4	6	8	-
16	4	5	7	-	-
17	5	6	8	-	-
18	6	7	-	-	-
19	7	8	-	-	-
20	8	-	-	-	-

*Обеспечение специальной одеждой и другими средствами индивидуальной защиты*

В соответствии со статьей 221 Трудового кодекса Российской Федерации на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, работникам бесплатно выдаются прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия специальная

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и (или) обезвреживающие средства в соответствии с типовыми нормами, которые устанавливаются в порядке, определяемом Правительством Российской Федерации.

*Средства индивидуальной защиты органов дыхания*

В соответствии с ГОСТ 12.1.005 с целью профилактики неблагоприятного воздействия на здоровье работающих для каждого производственного участка должны быть определены вещества, которые могут выделяться в воздух рабочей зоны. При наличии в воздухе нескольких вредных веществ контроль воздушной среды допускается проводить по наиболее опасным и характерным веществам, устанавливаемым органами государственного санитарного надзора.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны подлежит систематическому контролю и не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК).

ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны определены ГОСТ 12.1.005 (Приложение 2), ГН 2.2.5.3532.

Классификация вредных веществ по степени воздействия на организм определена ГОСТ 12.1.007.

При выполнении работ, при которых возможно образование концентраций вредных газов и паров выше допустимых санитарных норм (работе с химическими реагентами, в замкнутом пространстве аварийных ситуациях и др.), работники должны обеспечиваться соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД).

При выборе СИЗОД необходимо учитывать, концентрации вредных веществ, содержание кислорода, температуру и влажность воздуха; трудоемкость выполняемой работ (легкая, средняя или тяжелая) и местоположение рабочего в опасной зоне.

Методы обеспечения индивидуальной защиты органов дыхания от воздействия окружающей воздушной среды:

- очистка воздуха (фильтрующие СИЗОД);
- подача чистого воздуха или дыхательной смеси на основе кислорода от какого-либо источника (изолирующие СИЗОД).

Фильтрующие противогазы допускается применять, если содержание кислорода в воздухе не ниже 16 % объемных, а фильтры противогазов гарантируют поглощение паров и газов, концентрация которых не превышает 0,5 % объемных.

Запрещается использовать фильтрующие противогазы при проведении газоопасных работ и работах в замкнутом пространстве.

Если состав газа неизвестен или их концентрация выше максимально допустимой, применяются только изолирующие противогазы.

Проведение газоопасных работ при наличии высоких концентраций газов или паров на рабочем месте и недостатке кислорода для дыхания (газоопасных местах) должно

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

выполняться с применением изолирующих СИЗОД (шланговых противогазов без принудительной, или с принудительной подачей чистого воздуха марки ПШ-1, ПШ-2).

Характеристика вредных веществ, выделяющихся в период эксплуатации проектируемого объекта представлены в томе «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

*Средства защиты органов зрения*

При опасности попадания в глаза инородных тел, вредных жидкостей, паров или газов, раздражения глаз сильным световым излучением работающие должны пользоваться защитными очками.

Для защиты от пыли и брызг применяются защитные очки, плотно прилегающие к лицу оправой из металла, кожи или пластмассы. Защитные очки находятся в индивидуальном пользовании рабочего.

*Средства дерматологические защитные*

К средствам дерматологической защиты относятся защитные мази, очистители кожи, репаративные средства.

**10.1 Обеспечение безопасности при одновременном производстве бурения, освоения и эксплуатации скважин на кустовой площадке**

Безопасность при одновременном производстве бурения, освоения и эксплуатации скважин на кусте скважин регламентируется ФНП ПБНГП (п. 527, п. 529), РД 08-435-02.

С целью обеспечения промышленной безопасности при совмещении во времени различных по характеру работ (бурение, освоение, эксплуатация, монтаж нефтегазодобывающего оборудования и т.п.) заказчику необходимо разработать и утвердить Положение о порядке организации безопасного производства работ на кустовой площадке, которое является обязательным к выполнению всеми участниками производственного процесса.

В соответствии с ФНП ПБНГП (п. 529), РД 08-435-02 (п. 3.6) Положение о порядке организации безопасного производства работ на кустовой площадке должно предусматривать:

- последовательность работ и операций, порядок их начала при совмещении во времени;
- оперативное и территориальное разграничение полномочий и ответственности всех участников производственных процессов;
- систему оперативного контроля за ходом и качеством работ и соблюдением требований промышленной безопасности;
- порядок и условия взаимодействия организаций между собой и ответственным руководителем работ на кустовой площадке.

За обеспечение безопасных условий работ, связанных со строительством,

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23	<b>2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ</b>	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		64

монтажом оборудования, бурением, освоением, эксплуатацией и ремонтом скважин, ответственность несут руководители предприятий или задействованных в выполнении указанных работ подразделений организации - пользователя недр.

При работе на проектируемом объекте нескольких предприятий порядок организации и производства работ должен определяться Положением о взаимодействии между предприятиями, утверждаемым совместно руководителями этих предприятий, а при работе нескольких подразделений одного предприятия - порядком, установленным руководителем предприятия.

Контроль и надзор за организацией, ходом и качеством работ, выполняемых участниками производственного процесса на кустовой площадке, должны производиться в порядке, предусмотренном Положением.

По наряду-допуску необходимо производить следующие работы:

- передвижки вышечно-лебедочного блока, другого оборудования на новую позицию или скважину;
- демонтаж буровой установки;
- перфорацию, освоение скважин;
- обвязку и подключение скважин к действующим системам сбора продукции и поддержания пластового давления;
- монтаж передвижных агрегатов для освоения и ремонта скважин;
- электрогазосварку;
- рекультивацию территории куста, амбаров.

Выдача наряда-допуска производится ответственным руководителем работ.

При передвижке вышечно-лебедочного блока на новую позицию, а также при испытании вышек и ведении сложных аварийных работ на скважине должны быть прекращены все работы на соседних объектах. Люди из опасной зоны – высота вышки плюс 10 м – должны быть удалены (кроме работников, занятых непосредственно производством работ).

При демонтаже буровой установки или снятии вышечно-лебедочного блоков с последней пробуренной на кусте скважины, их транспортировке с кустовой площадки должны быть разработаны меры, обеспечивающие безопасную эксплуатацию скважин, находящихся в опасной зоне, вплоть до их остановки.

При возникновении нештатной ситуации на том или ином участке работ (нефтегазоводопроявления, прорыв нефтепровода и т.п.) каждый производитель работ должен немедленно оповестить ответственного руководителя работ и остальных участников производственного процесса о случившемся. В таких случаях все работы на кустовой площадке должны быть приостановлены до устранения причин возникновения последствий нештатной ситуации.

Согласно СП 231.1311500 (п. 6.1.24 – п. 6.1.26) если расстояние между

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23	2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		65

эксплуатируемой скважиной и устьем забуриваемой скважины менее высоты буровой вышки плюс 10 м, то эксплуатируемую скважину необходимо временно законсервировать.

## 10.2 Мероприятия и уровень защиты при ведении работ в условиях потенциальной и реальной угроз безопасности работников

К работам на объектах месторождений с высоким содержанием сероводорода допускаются лица, имеющие медицинское заключение о пригодности к работе в дыхательных аппаратах изолирующего типа, прошедшие необходимое обучение по безопасности работ на объекте, проверку знаний и навыков пользования средствами защиты органов дыхания.

Работники независимо от стажа работы, квалификации и характера выполняемых ими работ не реже одного раза в год должны проходить обучение и проверку знаний по утвержденной главным инженером предприятия программе.

Не реже одного раза в месяц на объектах должны проводиться учебно-тренировочные занятия с обслуживающим персоналом по выработке практических навыков выполнения действий по плану ликвидации аварии (ПЛА).

Бригады, вахты, работающие в санитарно-защитной зоне, должны быть обеспечены надежной двухсторонней телефонной или радиосвязью (с постоянным вызовом) с диспетчером предприятия, а работающие непосредственно на газоопасном объекте - дополнительной независимой связью с дежурным Противодонной военизированной частью (ПФВЧ) или Военизированной газоспасательной частью МЧС России (ВГСЧ) и транспортным средством для эвакуации.

Бригады, вахты, работающие на газоопасном объекте, должны быть обеспечены приборами контроля концентрации сероводорода в воздухе и средствами для оказания первой доврачебной помощи пострадавшим. Каждый член бригады, вахты должен быть обеспечен изолирующим противогазом.

Замеры концентрации сероводорода на объекте переносными газосигнализаторами или газоанализаторами должны производиться специально обученными работниками по графику, утвержденному главным инженером предприятия, а в аварийных ситуациях - ПФВЧ или ВГСЧ. Результаты замеров должны заноситься в «Журнал контроля воздушной среды».

При обнаружении сероводорода в воздухе рабочей зоны выше ПДК необходимо немедленно:

- надеть изолирующий дыхательный аппарат (противогаз);
- оповестить руководителя работ (объекта) и находящихся в опасной зоне людей;
- принять первоочередные меры по ликвидации загазованности в соответствии с ПЛА;

- лицам, не связанным с принятием первоочередных мер, следует покинуть опасную

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23	2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		66

зону и направиться в место сбора, установленное планом эвакуации.

Руководитель работ (объекта) или ответственный исполнитель должен подать сигнал тревоги и оповестить вышестоящие организации.

Дальнейшие работы по ликвидации аварии проводятся специально подготовленным персоналом с привлечением рабочих бригады и специалистов.

Расчет последствий рассеяния сероводорода в атмосфере при аварийных выбросах из трубопровода определяется по руководству по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ» - (утв. приказом Ростехнадзора от 02.11.2022 № 385)

- Методике оценки последствий химических аварий (Методика ТОКСИ. Редакция 2.2.) - (НТЦ "Промышленная безопасность", 2002).

Расчеты вероятных зон поражающих факторов при возможных авариях на трубопроводах проводились в программном комплексе «TOXI+Risk 5.5.4.0» в модуле Мастер ТОКСИ (действие лицензии до 06.07.2024 г.).

Места с постоянным присутствием персонала, населенные пункты в зоны смертельного поражения при выбросе сероводорода, где возможна гибель людей, не попадают. В случае аварии в зоне поражения может оказаться 1 человек (обходчик, оператор по добыче нефти и газа).

Расчет последствий рассеяния сероводорода в атмосфере при аварийных выбросах из трубопровода представлен в томе 13.3.2 2935-3200-ЕН-24-ДПБ2-ТЧ приложениях А и Б.

Оценка последствий аварий при выбросе сероводорода приведена в томе 13.3.2 2935-3200-ЕН-24-ДПБ1-ТЧ.

Исходные данные для расчета:

По данным СП 131.13330.2020 на МС Бугульма абсолютный максимум - плюс 39 °С.

Среднегодовая скорость ветра - 3,0 м/с.

Наибольшая скорость ветра, возможная 1 раз в 25 лет (период расчета 1966-2022 гг.) - 28 м/с.

В течение года и зимой на МС Акташ преобладают ветра южного и юго-восточного направления, летом – южного и северо – западного направления.

Учитывая наибольшая скорость ветра и умеренное солнечное излучение класс устойчивости атмосферы – Конвекция - В.

Местность холмистая согласно 2935-3200-ЕН-24-ИГМИ.

Процентное содержание сероводорода в объеме ПНГ – 4,37 %.

Давление в нефтепроводе – 1,6 мПа.

Время экспозиции - 3600 с.

Время ликвидации отверстия - 3600 с.

Время отсечения трубопровода - 300 с.

Высота замера скорости ветра - 10 метров.

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Температура поверхности местности принята равной температуре воздуха.

Зоны порогового значения при выбросе сероводорода показаны в графической части данного тома на ситуационном плане (2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ГЧ лист 2).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ	Лист
			1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			



# 11 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ

В проекте 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 установок;
- локализацию аварий и режимов работы оборудования при отключении от нормы технологических параметров;
- выдачу информации о состоянии безопасности на объекте в вышестоящую систему управления.

Ниже рассматриваются объекты автоматизации кустам скважин:

1) Скважина добывающая.

Основные параметры:

а) местный контроль:

- давление нефти на устье скважины;
- давление нефти в кольцевом пространстве скважины;

б) измерение:

- давление нефти на устье скважины;
- измерение температурных возмущений среды в стволе скважины;
- измерение дебита, плотности, температуры нефти на устье скважины.

Нагнетание пара в период прогрева пластов:

а) местный контроль:

- давление пара на устье скважины;

б) измерение:

- давление пара на устье скважины;
- измерение расхода пара на устье скважины;
- измерение температуры пара на устье скважины.

3) Скважина паронагнетательная.

а) местный контроль:

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

1	-	Зам.	241-23	25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.
				Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

- давление пара на устье скважины по направлению «в носок»;
- давление пара на устье скважины по направлению «в пятку».

б) измерение:

- давление пара на устье скважины по направлению «в носок»;
- давление пара на устье скважины по направлению «в пятку»;
- давление пара на устье скважины;
- измерение расхода пара на устье скважины;
- измерение температуры пара на устье скважины.

Данным проектом предусмотрена передача данных осуществляется на существующий АРМ оператора, расположенный в диспетчерском пункте ЦДСВН НГДУ «Елховнефть».

Организация автоматизации технологического процесса в полном объеме рассматривается в части 2935-3200-ЕН-24-ИОС7.3 «Автоматизация».

Организация связи и передачи данных в существующий диспетчерский пункт в полном объеме рассматривается в части 2935-3200-ЕН-24-ИОС5 «Сети связи».

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №	
1	-	Зам.	241-23		25.07.23	2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		70

## 12 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ

Опасное вещество на проектируемом объекте - нефть, попутный газ.

Нефть является природным токсичным продуктом и представляет собой маслянистую горючую жидкость. По химическому составу нефть представляет смесь углеводородов. Содержание углеводородов в нефти 89,0÷92,4%, остальные примеси присутствуют в виде азотосодержащих органических соединений, нафтеновых и жирных кислот, асфальтенов, смол, органических соединений (сульфиды), меркаптанов.

Нефть содержит легко испаряющиеся вещества, опасные для здоровья и жизни человека и для окружающей среды.

Предельно-допустимые концентрации нефтяных паров и опасных веществ нефти в воздухе рабочей зоны установлена в соответствии с ГОСТ 12.1.005-88\* и Постановление №2 от 28.01.2021 года об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания".

Величина ПДК (ОБУВ) в атмосферном воздухе населенных пунктов по сероводороду - 0,008 мг/м<sup>3</sup>, по углеводородам C1-C5 - 50 мг/м<sup>3</sup>, углеводородам C6-C10 - 30 мг/м<sup>3</sup>.

Нефть и нефтяной газ являются взрывопожароопасными веществами.

Кроме пожарной опасности пары нефти и нефтяной газ в больших концентрациях - токсичны.

Воздействие на атмосферный воздух в период строительства объекта можно отнести к кратковременному воздействию, учитывая, что срок работ по каждому объекту не превышает 2 месяца.

Технологический процесс сбора и транспорта нефти максимально герметизирован.

В процессе эксплуатации оборудования, аппаратуры и коммуникаций, вследствие появления неплотностей, за счет температурных деформаций и износа, в результате механического или коррозионно-эрозионного разрушения выделяется незначительное количество загрязняющих веществ. Это приводит к формированию на объекте (в том числе при аварийных ситуациях) загазованных зон с концентрацией вредных веществ, превышающей предельно допустимые нормы на кустовой площадке в пределах обвалования.

К неорганизованным источникам (локальным участкам) в данном объекте относятся:

- устьевое оборудование скважин, а также неплотности устьевого оборудования (фланцы, запорно-регулирующая арматура), расходомеры, узлы запорной арматуры; в

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

атмосферный воздух выделяются: сероводород, метан, смесь углеводородов предельных С1-С5,С6-С10;

- технологическое оборудование БПР (неплотности), в атмосферный воздух исходя из компонентного состава растворителя реагента выделяются: ксилол, изопропилбензол, 1,3,5-триметилбензол, 1,2,4-триметилбензол.

Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу подробно приведены в томе 8.1 2935-3200-ЕН-24-ООС1.1 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

Максимальная зона влияния по фактору загрязнения атмосферного воздуха (0,05 ПДК) от постоянных источников выбросов при эксплуатации проектируемого объекта достигается по сероводороду и составляет 1550 м.

Для кустов эксплуатационных скважин ориентировочные размеры санитарно-защитных зон в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 (с изменениями и дополнениями №№1, 2, 3, 4) «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. Новая редакция», раздел 7.1.3. «Добыча руд и нерудных ископаемых», класс III, п.1. «Промышленные объекты по добыче нефти при выбросе сероводорода до 0,5 т/сутки с малым содержанием летучих углеводородов» составляют 300 м.

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

### 13 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСА ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

***Мероприятия, выполняемые при строительстве***

Для уменьшения вредного воздействия на атмосферный воздух в период строительства необходимо выполнять следующие мероприятия:

- выбор строительных машин, оборудования и транспортных средств необходимо производить с учетом минимального количества выделяемых токсичных газов при работе.
- до начала строительных работ система питания двигателей дорожно-строительных и транспортных машин должна быть отрегулирована. Содержание выбросов вредных веществ с отработанными газами дизелей должно соответствовать ГОСТ 41.96-2011; с отработавшими газами карбюраторов - ГОСТ 2193-79. Контроль за техническим состоянием должно осуществлять ответственное лицо за производство работ на участке и механик подрядной организации.
- при производстве строительно-монтажных работ не допускать запыленности и загазованности воздуха сверх предельно-допустимых концентраций.

***Мероприятия, выполняемые при эксплуатации***

Для уменьшения выбросов в атмосферный воздух технологические решения предусматривают:

- материальное исполнение оборудования, труб соответствует требованиям нормативных документов;
- оборудование, размещаемое на площадках, на трубопроводах, принято с учетом требований промышленной безопасности, климатических условий района строительства и эксплуатационных характеристик оборудования, а также с учетом возможности его нормальной эксплуатации, осмотра и ремонта;
- контроль, автоматизация и управление технологическими процессами;
- прокладка трубопроводов в единых технологических коридорах;
- однострунная герметизированная система сбора и транспорта нефти и газа;
- защита подземных участков стальных трубопроводов, зон стыков, деталей трубопроводов, защитных кожухов от почвенной коррозии;
- увеличение толщины стенок труб по сравнению с расчетной;
- контроль сварных стыков трубопроводов;
- испытание трубопроводов на прочность и герметичность;
- защита трубопроводов, арматуры от почвенной, атмосферной и внутренней коррозии;
- использование труб горячедеформированных бесшовных по ГОСТ 8732-78/ ГОСТ

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

8731-74, из углеродистой стали 20, группы В с заводской теплоизоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке по ТУ 1390-004-67740692-2010.

Изоляция сварных стыков подземных трубопроводов выполнена теплоизоляционными полуцилиндрами покрытыми пленкой по ТУ 2245-003-01297859-99 и лентой двухслойной термоусадочной изоляционной «Термизол» по ТУ 2245-029-43826012-01.

- для защиты от атмосферной коррозии надземных участков трубопроводов рекомендована система покрытия (эмаль "Эмаль КО-814").

- для охраны атмосферного воздуха от загрязнения в период эксплуатации объекта необходимо соблюдать следующее:

- а) неукоснительно выполнять требования регламента на эксплуатацию объекта;
- б) своевременно проводить ремонтные работы на действующем оборудовании и трубопроводе;
- в) своевременно вносить плату за негативное воздействие на атмосферный воздух.

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

## 14 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ

Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению при выполнении строительно-монтажных работ, выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при регламентированном режиме работы проектируемых трубопроводов представлены в томе 2935-3200-ЕН-24-ООС1.1 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

Места утилизации и способы доставки отходов производства и бытовых отходов подробно рассмотрены в томе 7 «Проект организации строительства».

При эксплуатации проектируемых объектов образуются следующие виды отходов:

- шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов (III класс опасности);
- отходы твердых производственных материалов, загрязненные нефтью или нефтепродуктами (полимеры загрязненные) (III класс опасности);
- обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15 %)(IV класс опасности).

Количество производственных отходов приведено в таблице 14.1

Жизнедеятельность работающего персонала характеризуется образованием следующих видов отходов:

- мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) (IV класс опасности);
- отходы тканей, старая одежда (IV класс опасности);
- обувь кожаная рабочая, потерявшая потребительские свойства (IV класс опасности).

Сброс сточных вод на поверхность земли и в водные источники на проектируемых трубопроводах не предусматривается.

Объем отходов производства см. том 8.1.1 «Мероприятия по охране окружающей среды».

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23	<b>2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ</b>	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		75





производственном объекте имеет сертификаты на тип оборудования и декларации соответствия требованиям технических регламентов Таможенного Союза:

- ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» (схема 5д);
- ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».

В проектной документации используются технические устройства, оборудование, материалы и изделия, имеющие документы, подтверждающие их соответствие техническим регламентам "О безопасности машин и оборудования" ст.9; "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" п. VI; "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах"; ст. 7 ФЗ от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ и ст. 20, 23 ФЗ от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ.

Соответствие требованиям технических регламентов Таможенного Союза ТР ТС 010/2011 может быть обосновано декларацией соответствия либо сертификацией по эквивалентной схеме.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №	
1	-	Зам.	241-23		25.07.23	2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		77

**Приложение А**  
**(справочное)**  
**Унифицированный сортамент трубной продукции**

ПАО «ТАТНЕФТЬ»  
имени В.Д. Шашина



В.Д. Шашин исемендаге  
«ТАТНЕФТЬ» ААҖ

УПРАВЛЕНИЕ ПО ДОБЫЧЕ  
СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ

ҮТӘ ҮЗЛЕ НЕФТЬ  
ЧЫГАРУ ИДАРӘСЕ

ул. Ш. Марджани, 82, г. Альметьевск,  
Республика Татарстан, 423450

Ш. Мәржани ур., 82, Әпмәт шәһәре,  
Татарстан Республикасы, 423450

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г. № \_\_\_\_\_

Первому заместителю генерального  
директора по разведке и добыче  
нефти и газа  
ПАО «Татнефть»  
Р.Х. Халимову

*Унифицированный сортамент  
трубной продукции.*

**Уважаемый Рустам Хамисович!**

В целях сокращения сроков комплектации, строительства объектов по проектам разработки залежей СВН и применения в проектной документации унифицированных материалов, прошу Вас утвердить «Унифицированный сортамент трубной продукции по объектам разработки залежей СВН» (Приложение №1).

Приложение:

1. Унифицированный сортамент трубной продукции по объектам разработки залежей СВН.

Начальник управления по добыче СВН

М.И. Амерханов

Документ создан в электронной форме. № 404/МсХИА от 23.07.2018. Исполнитель: Лябилова Т.Д.  
Страница 1 из 10. Страница создана: 19.07.2018 09:38



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

1	-	Зам.	241-23	25.07.23	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

УТВЕРЖДАЮ  
Первый заместитель генерального  
Директора по разведке и  
добыче нефти и газа  
ПАО "Газнефть"  
Р.Х. Халимов  
" " " 2018г.

Унифицированный сортимент трубной продукции по объектам разработки залежей СВН

Диаметр, мм	Паропроводы, 09Г2С-тр.В ГОСТ 8732-78	Нефтепроводы, ст20 К-42 тр.В ГОСТ 20295-85	Водоводы пресной воды (давление до 4 МПа) по ГОСТ 10704-51. Труба из стали В10 ГОСТ 10705-80	Водоводы низконапорные, (давление до 4 МПа) ст.20 тр.В ГОСТ 10704-91	Водоводы высоконапорные, (давление до 11 МПа) ст 20 ГОСТ 8731	Газопроводы (подземные), ст20 тр.В ГОСТ 10704-91/10705- 80
	толщина стенки, мм	толщина стенки, мм	толщина стенки, мм	толщина стенки, мм	толщина стенки, мм	толщина стенки, мм
89	5,5	4	3	3	5	4
114	6	4,5	4	4	6	4
159	7	5	5	5	8	4,5
219	8	6	6	6	10	5
273	9	7	6	6	13	6
325	9,5	8	7	7	15	6
377	10	8	8	8	17	7
426	12	10	9	9	-	7

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ



**Расчет толщины стенки промышленных высоконапорных водоводов системы СВН согласно ЕРБ 01-897-1.0-2016  
«Методика по выполнению расчета толщины стенки высоконапорных водоводов и нефтегазосборных трубопроводов»**

Расчетная толщина стенки трубы трубопровода, транспортирующего сероводородсодержащие продукты, определяется по формуле (12.7)

$$t_d = \frac{Y_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_{ys}} + C, \text{ мм,}$$

где  $Y_{fp}$  – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению),  $Y_{fp} = 1,15$  (таблица 11);

$p$  – рабочее давление, МПа;

$D$  – наружный диаметр трубы, мм;

$C$  – прибавка на коррозию.

Учитывая, что на трубопроводах системы СВН не предусматривается антикоррозионное покрытие внутренней поверхности труб, и приняв скорость коррозии 0,024 мм в год и срок службы трубопроводов 20 лет, предусмотрена прибавка на общую коррозию, равная

$$C = 0,024 \times 20 = 0,48 \text{ мм;}$$

$R_{ys}$  – расчетное сопротивление материала труб по пределу текучести для трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты, определяется по формуле (12.3)

$$R_{ys} = \frac{Y_{ds}}{Y_{my} \cdot Y_n} \cdot \sigma_y, \text{ МПа,}$$

где  $Y_{ds}$  – коэффициент условий работы трубопровода,  $Y_{ds} = 0,767$  для трубопроводов категории С (таблица 14);

$Y_{my}$  – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести,  $Y_{my} = 1,15$  (п. 12.1.8);

$Y_n$  – коэффициент надежности по ответственности трубопровода,  $Y_n = 1,10$  (п. 12.1.7);

$\sigma_y$  – нормативное сопротивление материала труб – нормативный предел текучести,  $\sigma_y = 245$  МПа для стали В20 по ГОСТ 8731-74.

Расчеты приведены в таблице 1.

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Лист
1

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Таблица 1 - Расчет толщины стенки трубопроводов системы СВН (давление до 11 МПа)

Наименование	Категория участка трубопровода	Максимальное рабочее давление $P$ , МПа	Коэффициент условий работы трубопровода $\gamma_d$	Расчетное сопротивление труб по прочности $R_{тз}$ , МПа	Наружный диаметр трубы $D$ , мм	Расчетная толщина стенки трубы без прибавки на коррозию, мм	Прибавка на коррозию $S_c$ , мм	Расчетная толщина стенки трубы, $t_d$ , мм	Обозначение трубы
	C	11,0	0,767	148,55	89	3,79		4,27	Ø89x5
					114	4,85		5,33	Ø114x6
					159	6,77		7,25	Ø159x8
					219	9,32	0,48	9,80	Ø219x10
					273	11,62		12,10	Ø273x13
					325	13,84		14,32	Ø325x15
					377	16,05		16,53	Ø377x17

Исп. Д.И. Шушков  
8(855594) 78788

Изм.	Корч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
									Лист
									2

Лист согласования к документу № согл-702596615-1 от 13.07.2018  
 Инициатор согласования: Лябипов Т.Д. Ведущий инженер по борьбе с коррозией  
 отдела добычи сверхвязкой нефти сектора организации добычи сверхвязкой нефти  
 Управления по добыче СВН  
 Согласование инициировано: 13.07.2018 17:30

Лист согласования		Тип согласования: смешанное		
№	ФИО, должность	Передано на визу	Срок согласования	Результат согласования
Тип согласования: последовательное				
1	Ахмадуллин Р.Р., Главный инженер-первый заместитель начальника управления по добыче СВН	13.07.2018 - 17:30		Согласовано 13.07.2018 21:50:06
Тип согласования: параллельное				
2	Сахабутдинов Р.З., Директор Института ТатНИПИнефть	13.07.2018 - 21:50		Перенаправлено 14.07.2018 08:53:43
Перенаправление(последовательное)				
	Береговой Андрей Н., Зам. директора по проектированию - главный инженер	14.07.2018 - 08:53		Перенаправлено 16.07.2018 09:04:27
Перенаправление(параллельное)				
	Гафуров И.И., Заместитель главного инженера - начальник бюро ГИП по ПГЖС	16.07.2018 - 09:04		Перенаправлено 16.07.2018 09:15:23
Перенаправление(последовательное)				
	Софронова Г.А., Начальник группы	16.07.2018 - 09:15		Не согласовано 16.07.2018 13:48:30
Не согласованы толщины для труб диаметром 89x5, 325x9. По расчет у на давление 3,9 МПа необ-ходима толщина (89x5,5; 325x9,5). Для о стальных диаметров труб толщины согласованы.				
	Синяшина И.В., Начальник группы	16.07.2018 - 13:48		Не согласовано 16.07.2018 14:09:48

Документ создан в электронной форме. № 404/Исх.ИА от 23.07.2018. Исполнитель: Лябипов Т.Д.  
 Страница 5 из 10. Страница создана: 19.07.2018 09:41



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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

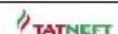
2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Лист

82

	по расчету получаются трубы 159x5, 219x6 с учетом прибавки на общую коррозию, остальные трубы согласовываем		
	Тухватуллина А.А., Главный специалист	16.07.2018 - 14:09	Согласовано 16.07.2018 14:12:39
	Гафуров И.И., Заместитель главного инженера - начальник бюро ГИП по ПГЖС	16.07.2018 - 14:12	Не согласовано 16.07.2018 14:16:42
	Прошу учесть замечания Софроновой Г.А. и Синяжиной И.В.		
	Фазлыев Р.М., Зам. гл. инженера - нач. бюро ГИП по НПО	16.07.2018 - 09:04	Не согласовано 16.07.2018 15:02:39
	см. замечания		
	Береговой Андрей Н., Зам. директора по проектированию - главный инженер	16.07.2018 - 15:02	Перенаправлено 17.07.2018 13:31:50
	<b>Перенаправление(параллельное)</b>		
	Якупов М.Р., Начальник Нефтепромыслового отдела Проектной части	17.07.2018 - 13:31	Согласовано 17.07.2018 13:48:28
	Горинова Л.Н. / Мусин Р.С., Главный специалист	17.07.2018 - 13:31	Не согласовано 18.07.2018 13:40:00 (Мусин Р.С.)
	Расчет толщины стенки промышленных высоконапорных водоводов системы СВН выполнен согласно ЕРБ 01-897-1.0-2016 «Методика по выполнению расчета толщины стенки высоконапорных водоводов и нефтегазосборных трубопроводов» и представлен ниже.		
	Береговой Андрей Н., Зам. директора по проектированию - главный инженер	18.07.2018 - 13:40	Не согласовано 19.07.2018 08:46:22
	Прошу учесть замечания специалистов		
2.1	Сахабутдинов Р.З., Директор Института ТатНИПИнефть	19.07.2018 - 08:46	На согласовании / подписании

Документ создан в электронной форме. № 404/Исх.ИА от 23.07.2018. Исполнитель: Явильев Г.Д.  
Страница 5 из 10. Страница создана: 19.07.2018 09:41



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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Лист

83

3	Савельев О.Г., Начальник службы эксплуатации энергооборудования ПАО "Татнефть"	13.07.2018 - 21:50		Перенаправлено 14.07.2018 13:32:33
<b>Перенаправление(последовательное)</b>				
	Кичаев А.А., Заместитель начальника Службы эксплуатации энергооборудования УПСН ПАО "Татнефть"	14.07.2018 - 13:32		Согласовано 16.07.2018 06:37:20
3.1	Савельев О.Г., Начальник службы эксплуатации энергооборудования ПАО "Татнефть"	16.07.2018 - 06:37		Согласовано 16.07.2018 15:29:07
4	Артюхов А.В., Начальник Производственной службы техники и технологии добычи нефти и газа ПАО "Татнефть"	13.07.2018 - 21:50		Согласовано 14.07.2018 07:55:23
5	Мухаметгалеев Р.Р., Начальник службы подготовки и сдачи нефти ПАО «Татнефть»	13.07.2018 - 21:50		Перенаправлено 14.07.2018 09:28:17
<b>Перенаправление(последовательное)</b>				
	Носов С.К., Заместитель начальника службы подготовки и сдачи нефти ПАО «Татнефть»	14.07.2018 - 09:28		Согласовано 14.07.2018 10:10:31
5.1	Мухаметгалеев Р.Р., Начальник службы подготовки и сдачи нефти ПАО «Татнефть»	14.07.2018 - 10:10		Согласовано 14.07.2018 10:16:10
6	Абрамов М.А., Начальник службы ППД управления производственного сопровождения	13.07.2018 - 21:50		Не согласовано 16.07.2018 08:29:02

Документ создан в электронной форме. № 404/Исх.А от 23.07.2018. Исполнитель: Явильев Г.Д.  
Страница 7 из 10. Страница создана: 19.07.2018 09:41



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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Лист

84



	процессов нефтедобычи ПАО "Татнефть"			
	Не согласен. Толщину стенки труб надо снизить на 1 мм по водоводам. ЕРБ 01-897-1.0-2016			
7	Евсеев А.А., начальник службы ТТНГив	13.07.2018 - 21:50		Перенаправлено 14.07.2018 09:29:00
Перенаправление(последовательное)				
	Хасаншин Ф.Р., Инженер 1 категории службы трубопроводной транспортировки нефти, газа и воды	14.07.2018 - 09:29		Согласовано 14.07.2018 10:51:32
7.1	Евсеев А.А., начальник службы ТТНГив	14.07.2018 - 10:51		Согласовано 14.07.2018 11:01:42
8	Смыков Е.Н., Начальник управления капитального строительства ПАО "Татнефть"	13.07.2018 - 21:50		Перенаправлено 14.07.2018 09:03:41
Перенаправление(последовательное)				
	Ермолаев В.Н., Ведущий инженер производственного отдела ПАО "Татнефть"	14.07.2018 - 09:03		Согласовано 16.07.2018 07:38:13
8.1	Смыков Е.Н., Начальник управления капитального строительства ПАО "Татнефть"	16.07.2018 - 07:38		Согласовано 16.07.2018 09:33:23
9	Нугманов В.Г., Начальник управления материально- технического обеспечения ПАО "Татнефть"	13.07.2018 - 21:50		Согласовано 13.07.2018 22:12:03
10	Фадеев В.Г., Начальник управления производственного сопровождения	13.07.2018 - 21:50		Согласовано 14.07.2018 11:14:19

Документ создан в электронной форме. № 404/Исх.ИА от 23.07.2018. Исполнитель: Явильев Г.Д.  
Страница 5 из 10. Страница создана: 19.07.2018 09:41



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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Лист

85

	процессов нефтедобычи ПАО "Татнефть"			
Тип согласования: последовательное				
11	Амерханов М.И., Начальник управления по добыче СВН	-		-
12	Халимов Р.Х., Первый заместитель генерального директора по разведке и добыче нефти и газа	-		-

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

Документ создан в электронной форме. № 404/ИСХ/А от 23.07.2018. Исполнитель: Шайпов Г.Д.  
Страница 9 из 10. Страница создана: 19.07.2018 09:41



1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Лист

86

Лист согласования к документу № 404/ИсхИА от 23.07.2018

Инициатор согласования: Лябипов Т.Д. Ведущий инженер по борьбе с коррозией отдела добычи сверхвязкой нефти сектора организации добычи сверхвязкой нефти Управления по добыче СВН

Согласование инициировано: 13.07.2018 17:30

Учтены замечания:

Абрамова М.А. (водоводы) согласно ЕРБ 01-897-1.0-2016.

Софроновой Г.А. (паропроводы).

Синяшеной И.В. (водоводы пресной воды, низконапорные водоводы).

Гориновой Л.Н. (высоконапорные водоводы).

**Лист согласования**

Тип согласования: **смешанное**

№	ФИО, должность	Передано на визу	Срок согласования	Результат согласования
<b>Тип согласования: параллельное</b>				
1	Ахмадуллин Р.Р., Главный инженер-первый заместитель начальника управления по добыче СВН	19.07.2018 - 09:55		Согласовано 20.07.2018 12:00:56
2	Сахабутдинов Р.З., Директор Института ТатНИПИнефть	19.07.2018 - 15:15		Согласовано 19.07.2018 19:48:46
3	Кичаев А.А., Заместитель начальника Службы эксплуатации энергооборудования УПСН ПАО "Татнефть"	19.07.2018 - 09:55		Согласовано 20.07.2018 10:12:46
4	Абрамов М.А., Начальник службы ППД управления производственного сопровождения процессов нефтестроительства ПАО "Татнефть"	19.07.2018 - 09:55		Согласовано 19.07.2018 10:01:18
<b>Тип согласования: последовательное</b>				
5	Амерханов М.И., Начальник управления по добыче СВН	20.07.2018 - 13:02		Подписано 20.07.2018 14:00:15
6	Халимов Р.Х., Первый заместитель генерального директора по разведке и добыче нефти и газа	23.07.2018 - 10:21		Подписано 23.07.2018 14:39:02

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

Документ создан в электронной форме. № 404/ИсхИА от 23.07.2018. Исполнитель: Лябипов Т.Д.  
Страница 10 из 10. Страница создана: 23.07.2018 15:40



1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Лист

87

## Ссылочные нормативные документы

Обозначение документа, на который дана ссылка	Номер раздела, подраздела, приложения документа, на который дана ссылка
№384-ФЗ от 30.12.2009 г. Технический регламент о безопасности зданий и сооружений. Актуальная редакция от 02.07.2013 г.	5, 6, 8, 8.3,13
№116-ФЗ от 21.07.1997 г. О промышленной безопасности опасных производственных объектов. Актуальная редакция от 29.07.2018	6, 7, 8, 11.1
№123-ФЗ от 22.07.2008 г. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. Актуальная редакция от 27.12.2018	6.6
№87-ФЗ от 16.02 2008 г. О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию	1.1
№ 125-ФЗ от 24.07.1998 Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний	11.1
№ 197-ФЗ от 30.12.2001 Трудовой кодекс Российской Федерации	
Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №534 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»	2, 6, 6.2, 6.5.9, 10.2, 11.1, 11.2, 12.1
Приказ Ростехнадзора от 21.12.2021 №444 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»	1,2,3,4,7,8
СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство.	6.5.7
СанПиН 2.1.3684-21 (с изм. на 26.05.2021 г.) Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению населения, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий	10
СП 131.13330.2020 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*	2; 6.5.3
ВСН 006-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка	6.11
ВСН 011-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытания	6.12
ВСН 012-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка. Часть 1	5

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

ВСН 012-88	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть 2. Формы документации и правила ее оформления в процессе сдачи-приемки	2;3
ГОСТ 12.0.003-2015	Опасные и вредные производственные факторы»	4
ГОСТ 12.1.004-91	Пожарная безопасность. Общие требования	4
ГОСТ 12.1.005-88	Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»	3
ГОСТ 8732-78	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования	2
ГОСТ 8734-75	Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент	1
ГОСТ 8733-74	Трубы стальные бесшовные и холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования	1
ГОСТ 9544-2015	Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов	6.5, 6.5.5
ГОСТ 32569-2013	«Трубопроводы технологические стальные»	1-15
ГОСТ 32388-2013	«Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия».	7.1
СП 44.13330.2011	Административные и бытовые здания	2; 5
СП 61.13330.2012	Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов	6.11
ПУЭ	Правила устройства электроустановок	6; 6.6; 6.18.2; 6.21; 11.2

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

1	-	Зам.	241-23		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ТЧ

Лист

89

## Ведомость графической части

Лист	Наименование	Примечание
1	Ведомость графической части	Изм.1 (Зам.)
2	Ситуационный план (1:25000)	Изм.1 (Зам.)
3	Технологическая схема	Изм.1 (Зам.)
4	Куст скважин №28000. План технологических трубопроводов (1:500). Схема расположения опор. Узлы	Изм.1 (Зам.)
5	Куст скважин №28006. План технологических трубопроводов (1:500). Схема расположения опор. Узлы	Изм.1 (Зам.)
6	Обвязка добывающей скважины с одной точкой подачи пара на период добычи нефти. План (1:25). Разрез 1-1 (1:25)	
7	Обвязка добывающей скважины с одной точкой подачи пара на период нагнетания пара. План (1:25). Разрез 1-1 (1:25)	
8	Обвязка паронагнетательной скважины. План (1:25). Разрез 1-1 (1:25)	

Согласовано	

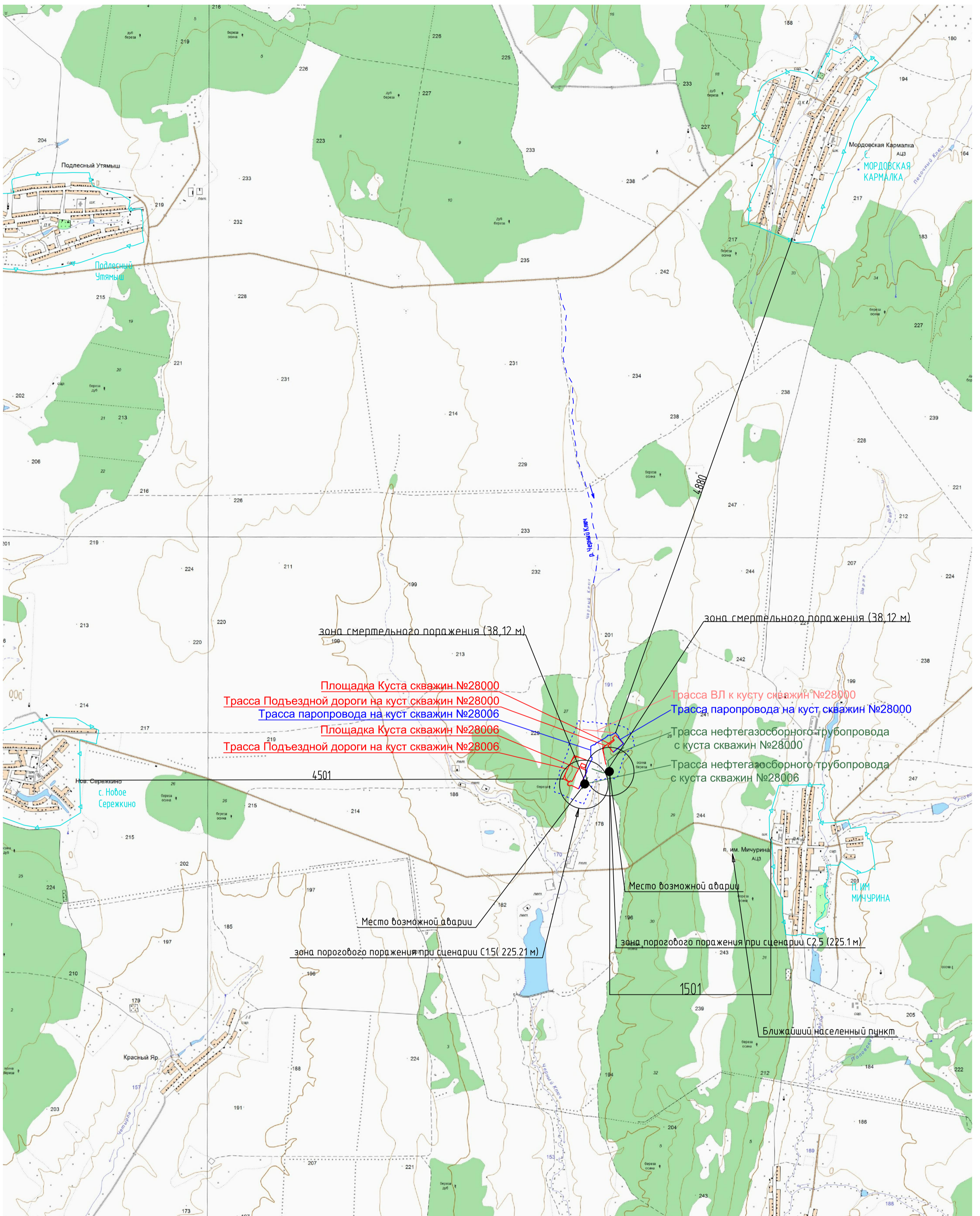
Взам. инв. №	
--------------	--

Подп. и дата	
--------------	--

Инв. № подл.	
--------------	--

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ГЧ					
Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины					
1	-	Зам.	241-23	<i>Окуз</i>	25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.	Каримова		<i>Окуз</i>	25.01.23	
Проверил	Сафиуллин		<i>С</i>	25.01.23	
Нач. отдела	Сафиуллин		<i>С</i>	25.01.23	
Н. контр.	Каримова		<i>Окуз</i>	25.01.23	
ГИП	Шафиков		<i>С</i>	25.01.23	
Куст скважин					
			Стадия	Лист	Листов
			П	1	8
Ведомость графической части					
ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект»					

Республика Татарстан  
Лениногорский муниципальный район



Условные обозначения:

--- граница участка работ

Согласовано	
Взам. инв. N	
Подпись и дата	
Инв. N подл.	

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ГЧ					
Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины					
1	-	Зам.	24-23		30.08.23
Изм.	Кол.уч	Лист	Идок	Подпись	Дата
Разраб.		Каримова			11.01.23
Проб.		Сафиуллин			11.01.23
Нач. отд.		Сафиуллин			11.01.23
Н. контр.		Каримова			11.01.23
ГИП		Шафиков			11.01.23
Куст скважин					Стадия
					Лист
					Листов
Ситуационный план (1:25000)					П
					2
ООО ПФ "Уралтрубопроводстройпроект"					

Схема обвязки добывающей скважины с одной точкой подачи пара на период нагнетания пара

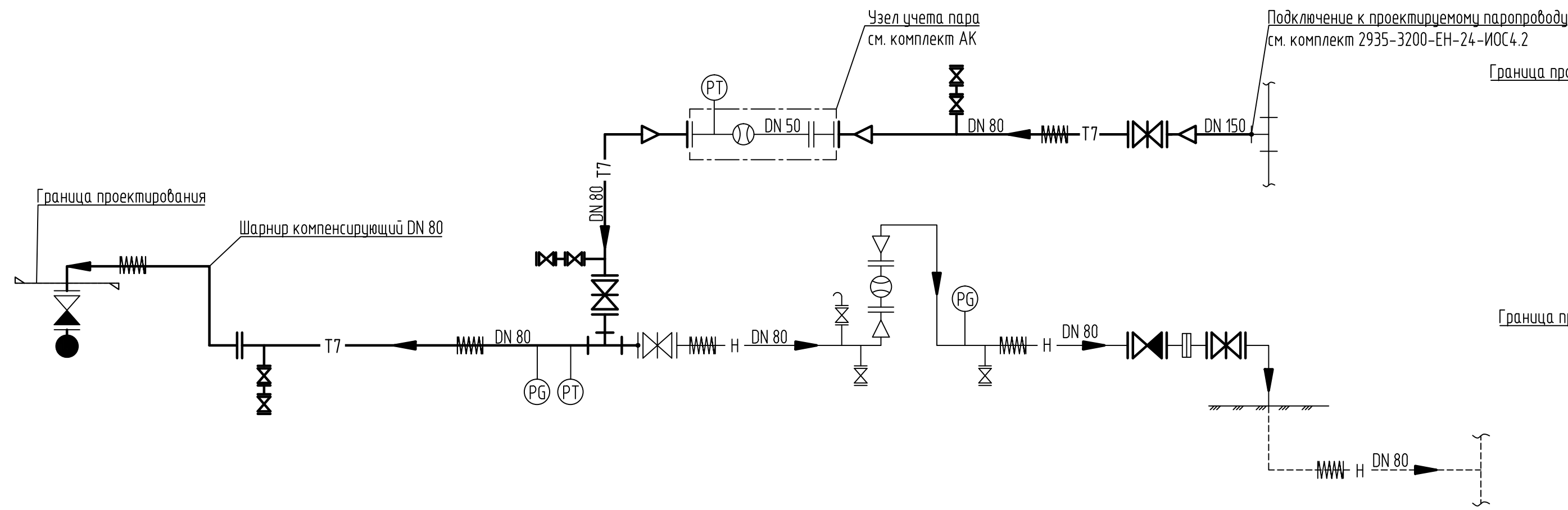


Схема обвязки паронагнетательной скважины

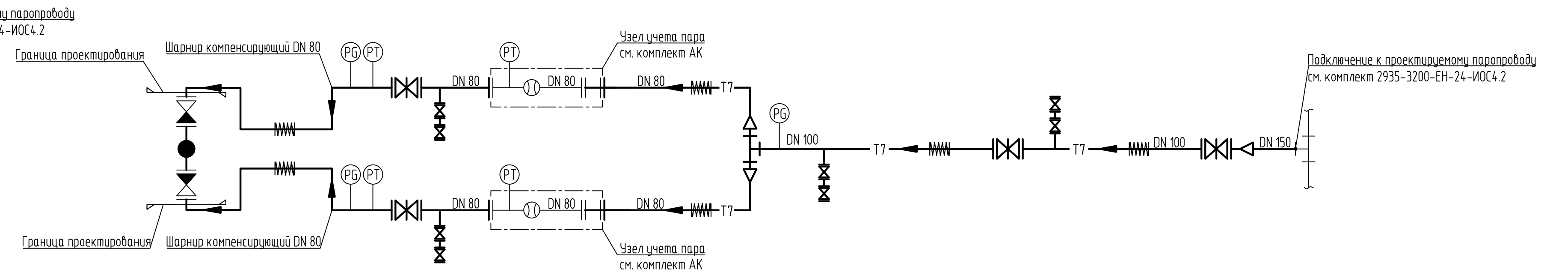
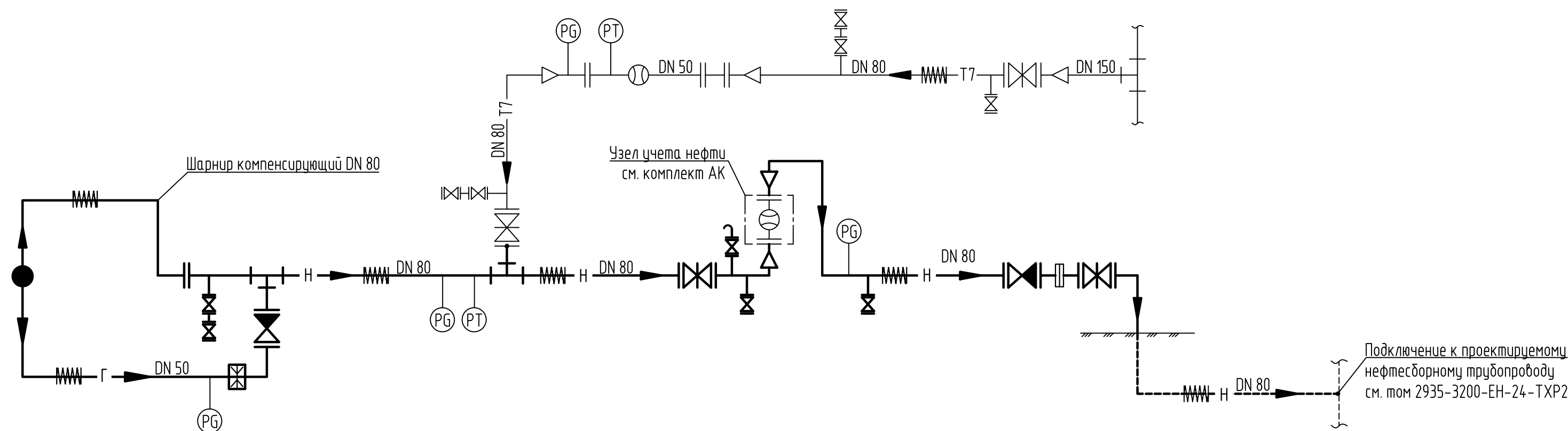


Схема обвязки добывающей скважины на период добычи нефти с одной точкой подачи пара



Условные обозначения

- |  |                                  |  |  |
|--|----------------------------------|--|--|
|  | Задвижка клиновья                |  | Массомер                                 |
|  | Клапан запорный                  |  | Манометр                                 |
|  | Клапан обратный                  |  | Датчик давления                          |
|  | Направление движения жидкости    |  | Трубопровод затрубного газа              |
|  | Направление движения пара        |  | Нефтепровод подземный                    |
|  | Изолирующее фланцевое соединение |  | Выкидной трубопровод надземный на опорах |
|  | Соединение быстросъемное         |  | Паропровод надземный на опорах           |
|  | Теплоизоляция                    |  | Переход                                  |
|  | Граница проектирования           |  |  |

- 1 Проектируемые нефтегазосборные сети см. том 2935-3200-ЕН-24-ТХР2.  
2 Проектируемые паровые коллекторы см. том 2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2.

Согласовано  
Взам. инв. N  
Подпись и дата  
Инв. N подл.

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ГЧ					
Изм.	Колуч.	Лист	Нвок	Повпись	Дата
1	-	Зам	241-73	Лев	25.06.23
Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины					
Разраб.	Каримова	Лев	06.12.22	Куст скважин	
Проб.	Сафуллин	Лев	06.12.22	Стадия	Лист
Нач. отд.	Сафуллин	Лев	06.12.22	П	3
Н. контр.	Каримова	Лев	06.12.22	Технологическая схема	
ГИП	Шафиков	Лев	06.12.22	000 ПФ "Уралтрубопроводстройпроект"	



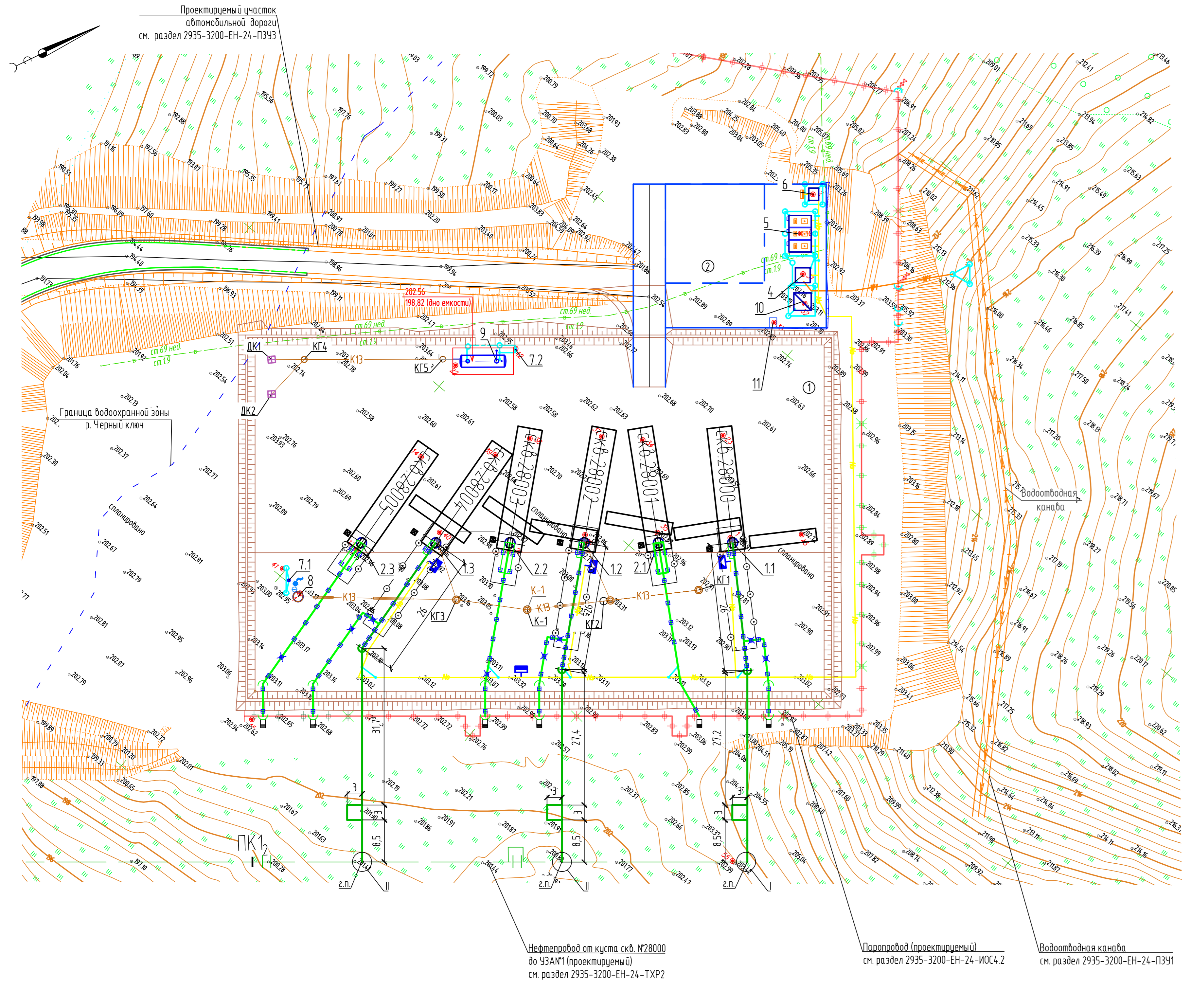
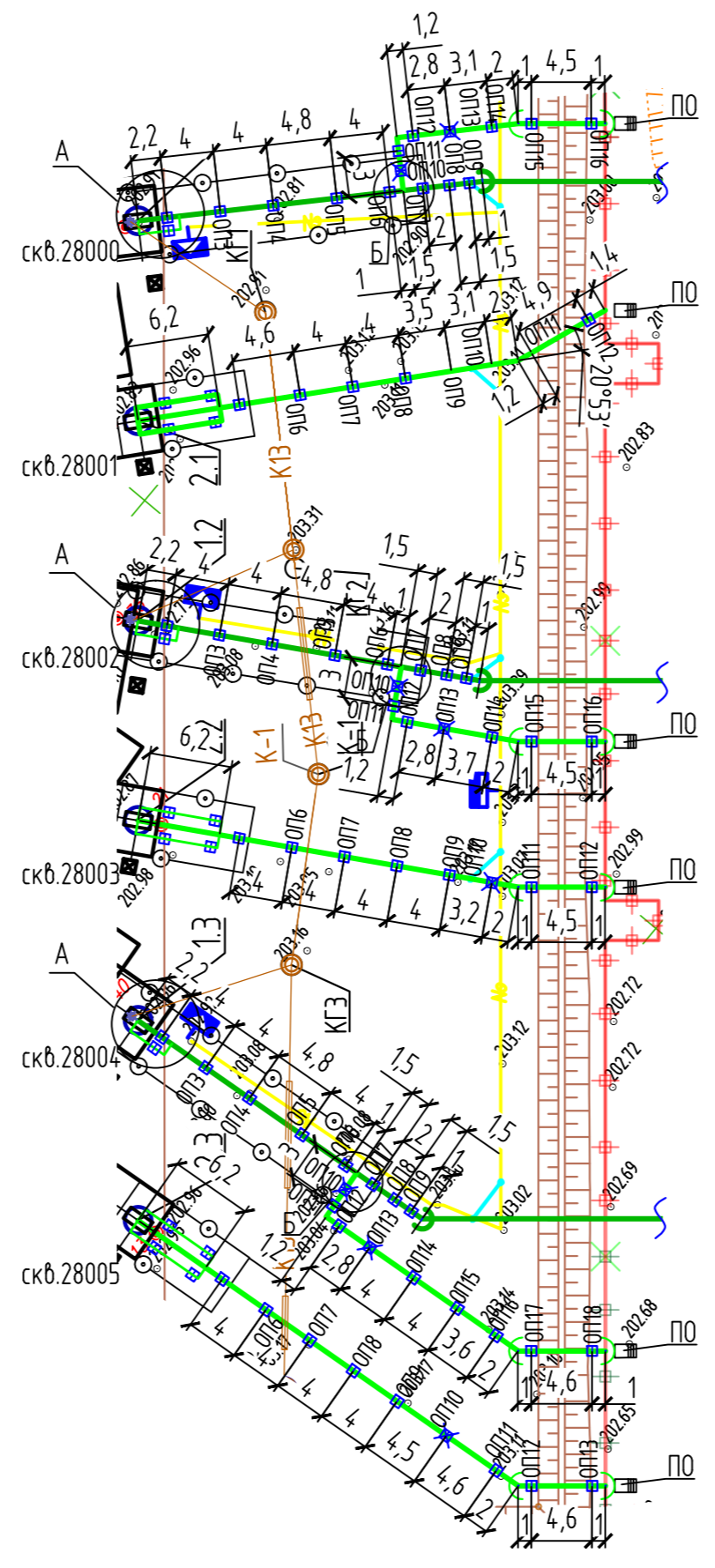
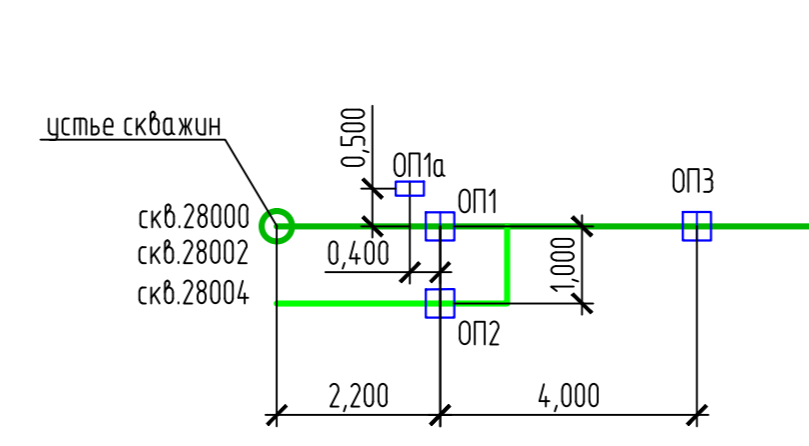


Схема расположения опор (М 1:500)

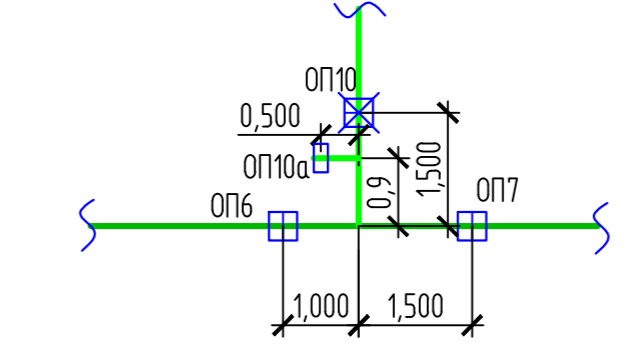


- Условные обозначения**
- N3 Проектируемая кабельная эстакада
  - H Трубопровод сверхвязкой нефти (надземный)
  - H Трубопровод сверхвязкой нефти (подземный)
  - Паропровод надземный
  - Горизонтальный заземлитель
  - V2 Кабель КИП по эстакаде
  - W1 Кабель силовой по эстакаде
  - W3 Кабель электрохимзащиты по эстакаде
  - W Кабель электрохимзащиты
  - W Кабель электрохимзащиты в футляре
  - К13 Канализация производственно-дождевая самотечная
  - Опора скользящая(подвижная)
  - ✕ Опора неподвижная(заземленная)
  - Ограждение

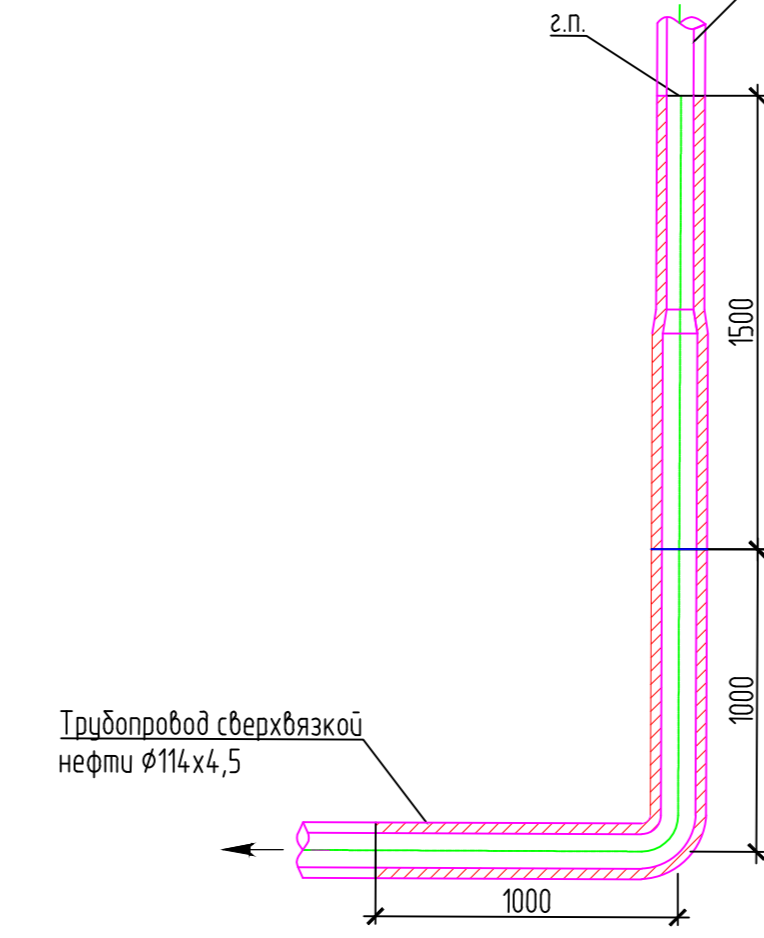
А (1:100)



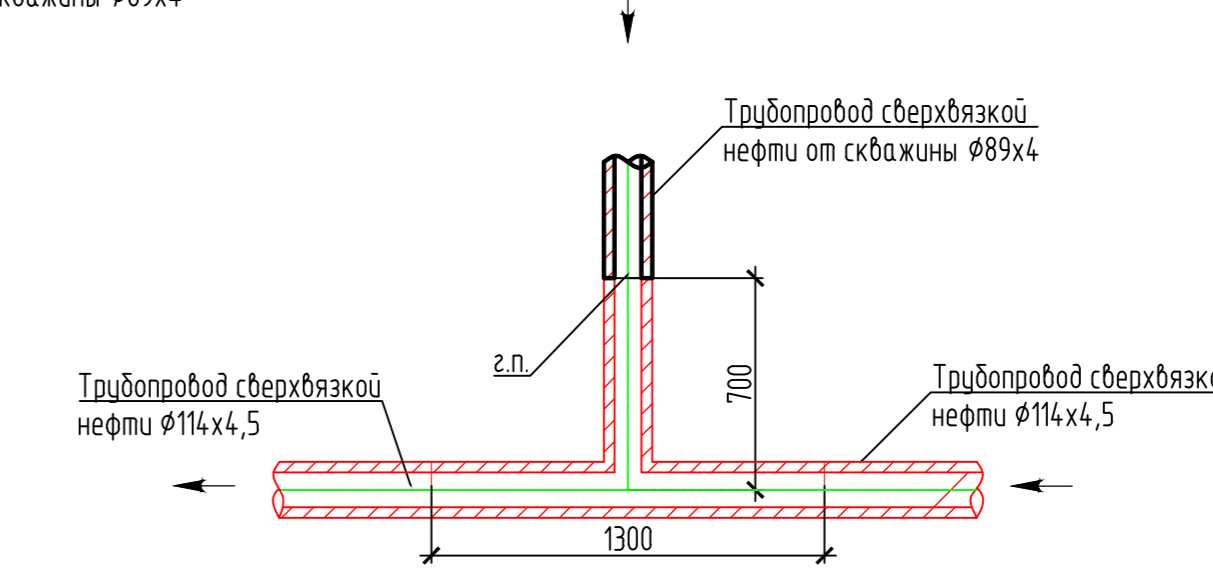
Б (1:100)



I (1:25)



II (1:25)



Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадратов сетки
11-13	Устье добывающей скважины	
21-23	Устье нагнетательной скважины	
3	Не используется	
4	Щитовая КИПиА	
5	Площадка под электрооборудование	
6	КТП	
7.1, 7.2	Молниеотвод	
8	Емкость с гидрозатвором V=4м³	
9	Емкость сбора дождевых стоков V=40 м³	
10	Мачта связи	
11	Место установки передвижной надворной уборной	

- 1 Опоры под трубопроводы см. раздел 2935-3200-ЕН-24-КР. Высоту опор и расстояние между ними уточнить при строительстве.
- 2 Проектные решения по паропроводам см. раздел 2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2
- 3 з.п. - граница проектирования.
- 4 ПО - площадка обслуживания.

2935-3200-ЕН-24-ТХР1-Г4				
1	Зам.	24-23	25.07.23	Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины
Изм.	Калач	Лист	Иван	
Разраб.	Каримова	Лист	06.12.22	
Проб.	Сафуллин	Лист	06.12.22	
Нач. отд.	Сафуллин	Лист	06.12.22	Куст скважин
Н. контр.	Каримова	Лист	06.12.22	
ГИП	Шафиков	Лист	06.12.22	Куст скважин №28000. План технологических трубопроводов (1:500). Схема расположения опор. ЧЗЛ

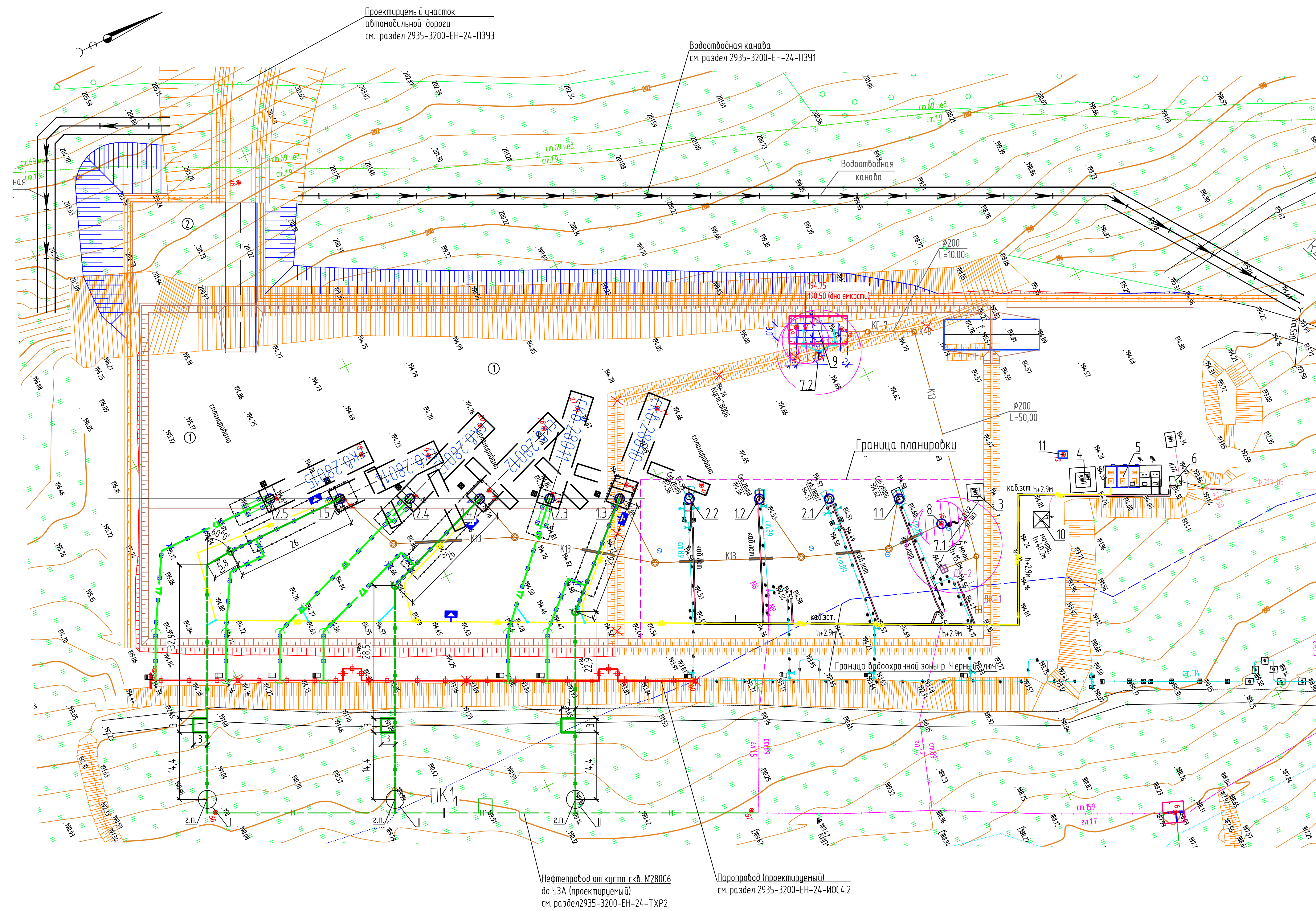
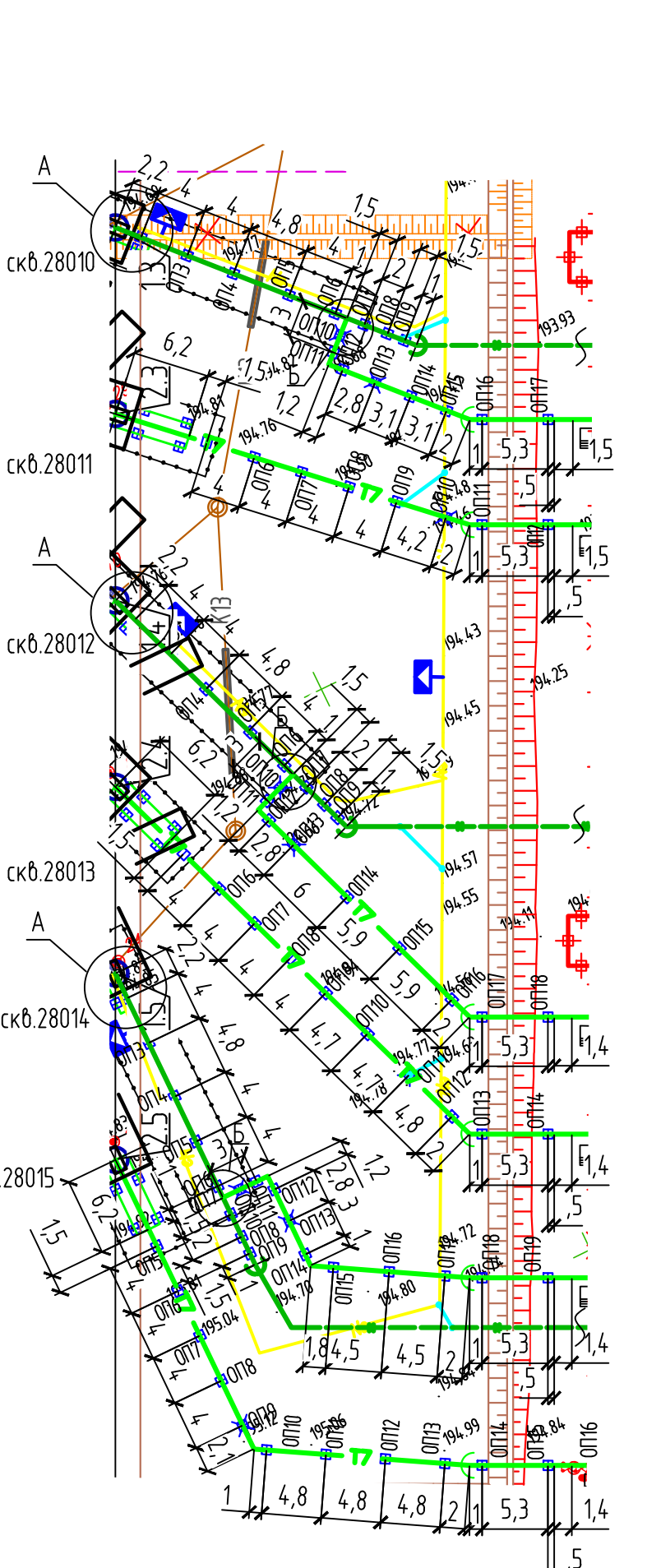
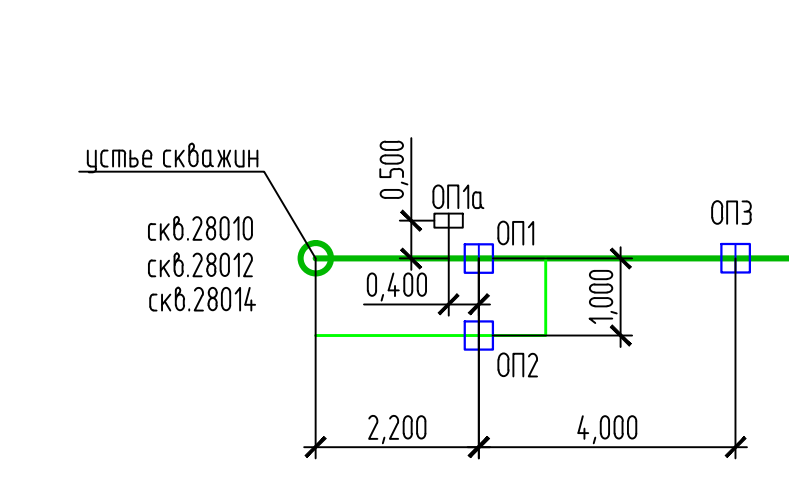


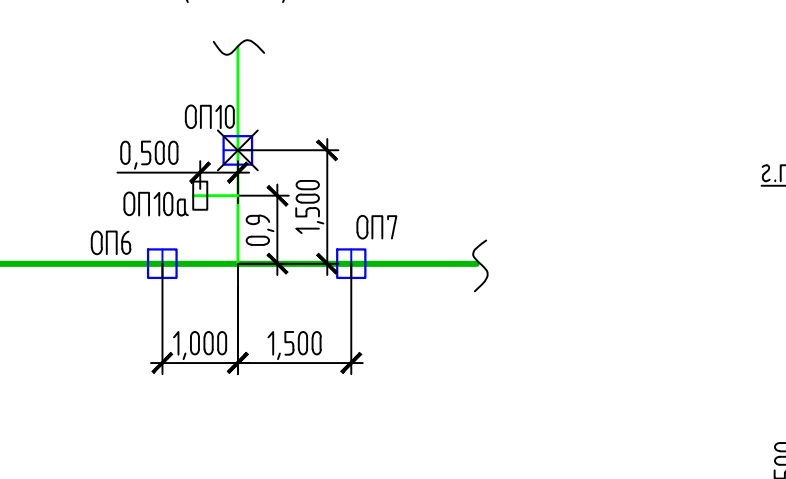
Схема расположения опор (М 1:500)



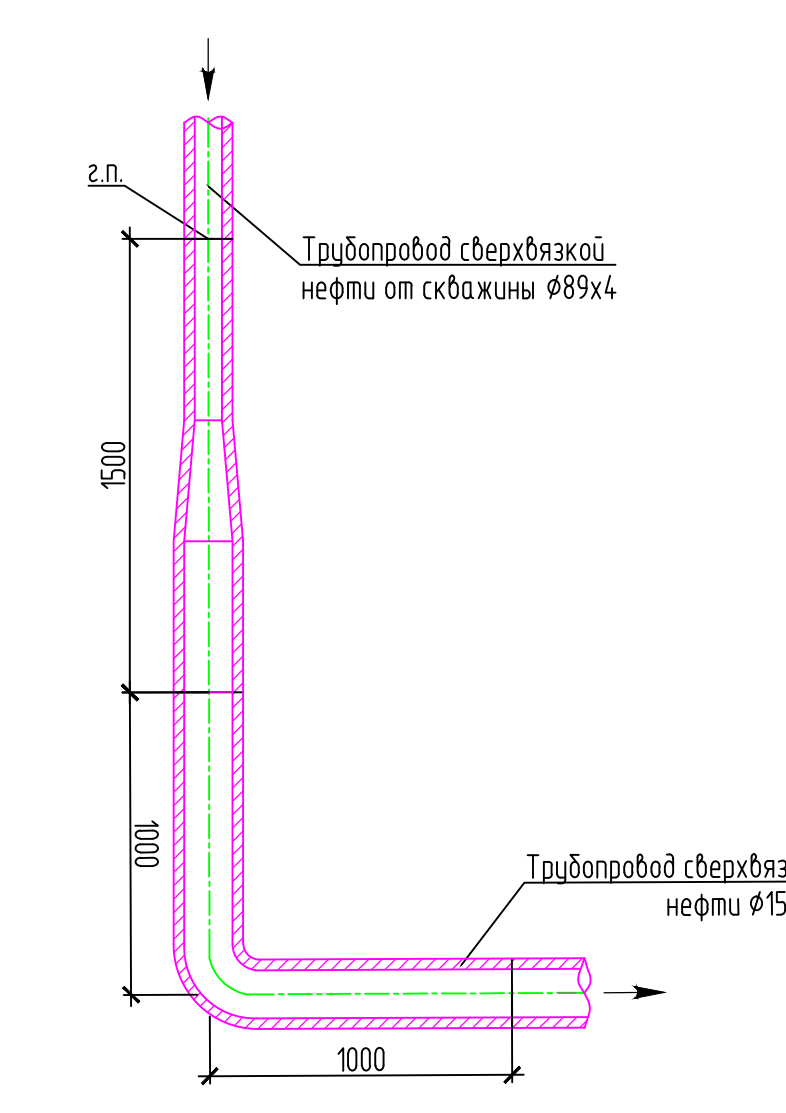
А (1:100)



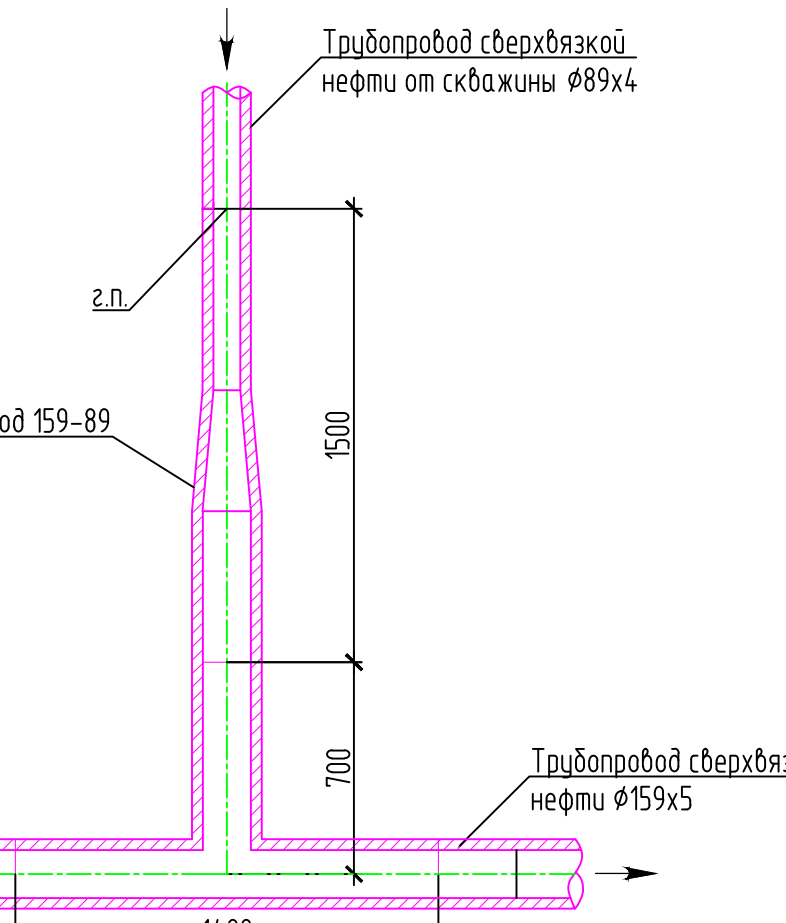
Б (1:100)



І (1:25)



ІІ (1:25)



Условные обозначения

- N3 Проектируемая кабельная эстакада
- Н Трубопровод сверхвязкой нефти (надземный)
- - - Н Трубопровод сверхвязкой нефти (подземный)
- Паропровод надземный
- Горизонтальный заземлитель
- К13 Канализация производственно-дождевая самонетная
- Опора скользящая(подвижная)
- ✕ Опора неподвижная(защеленная)
- - - Ограждение

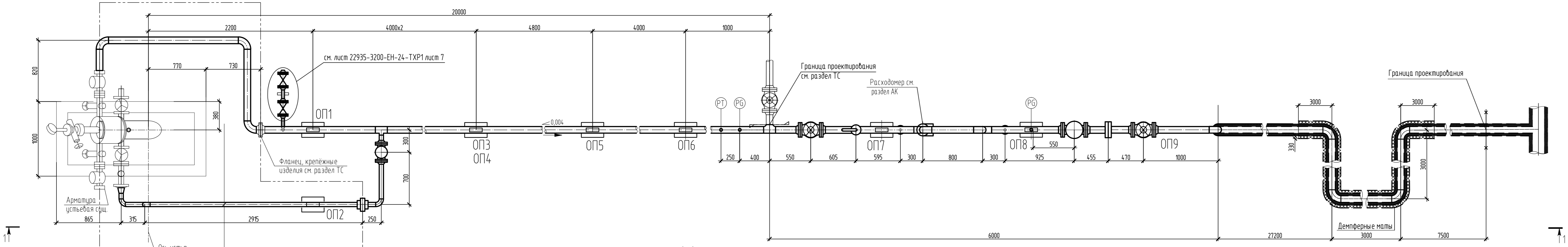
11-12	Устье добывающей скважины
2.1-2.2	Устье нагнетательной скважины
3	Блок подачи реагента
4	Щитовая КИПА
5	Площадка под электрооборудование
6	КТП
7.1	Молниевод
10	Мачта связи
13-15	Устье добывающей скважины
2.3-2.5	Устье нагнетательной скважины
8	Емкость с гидроагрегатом V=4м³
9	Емкость сбора дождевых стоков V=63м³
7.2	Молниевод

1 Опоры под трубопроводы см. раздел 2935-3200-ЕН-24-КР. Высоту опор и расстояние между ними уточнить при строительстве.  
 2 Проектные решения по паропроводам см. раздел 2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2.  
 3 з.п. – граница проектирования.  
 \* Уточнить при строительстве

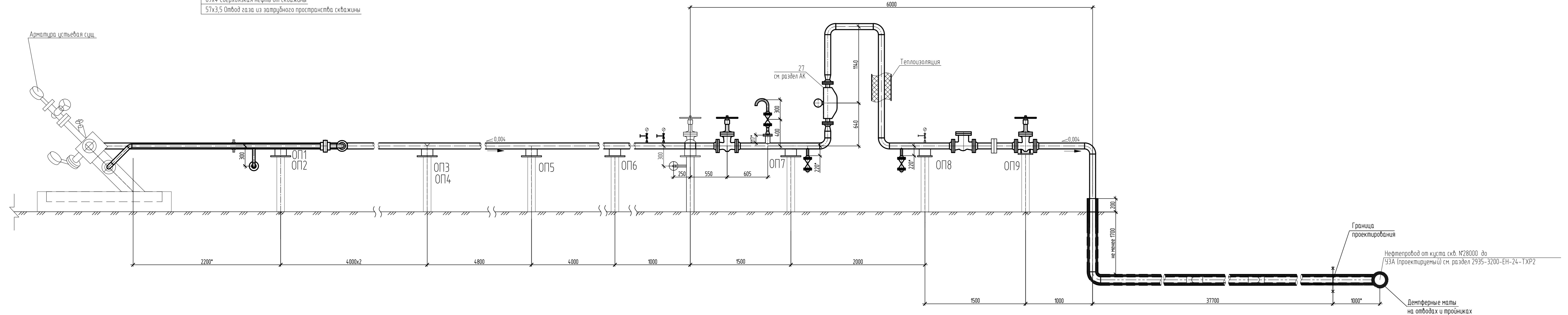
2935-3200-ЕН-24-ТХР1							
1	Зам.	24.12	25.07.22	Обустройство Морозного подтяжка Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины			
Изм.	Колуч.	Мвок	Подпись				
Разраб.	Каримова	Подпись	06.12.22				
Проб.	Сафиуллин	Подпись	06.12.22				
Нач. отд.	Сафиуллин	Подпись	06.12.22	Куст скважин	П	5	Листов
Н. контр.	Каримова	Подпись	06.12.22	Куст скважин №28006. План технологических трубопроводов (1:500).	000 кв. "Уралтрубопроводстройпроект"		
ГИП	Шафиков	Подпись	06.12.22	Схема расположения опор. Узлы	Формат А3/5		

Этот чертеж является собственностью ООО "Уралнефтегазстройпроект" и не подлежит копированию и распространению без его согласия. This drawing is the property of OJSC "Uralneftegasstroyproject" and shall not be disclosed or reproduced in any manner without its permission.

Обвязка добывающей скважины с одной точкой подачи пара. План (1:25)



89х4 Сверхвязкая нефть от скважины  
57х3,5 Отвод газа из затрубного пространства скважины



2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ГЧ					
Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины					
Изм.	Колуч	Лист	Ндк	Подпись	Дата
Разраб.	Каримова				06.12.22
Проб.	Сафуллин				06.12.22
Нач. отд.	Сафуллин				06.12.22
Н. контр.	Каримова				06.12.22
ГИП	Шафиков				06.12.22

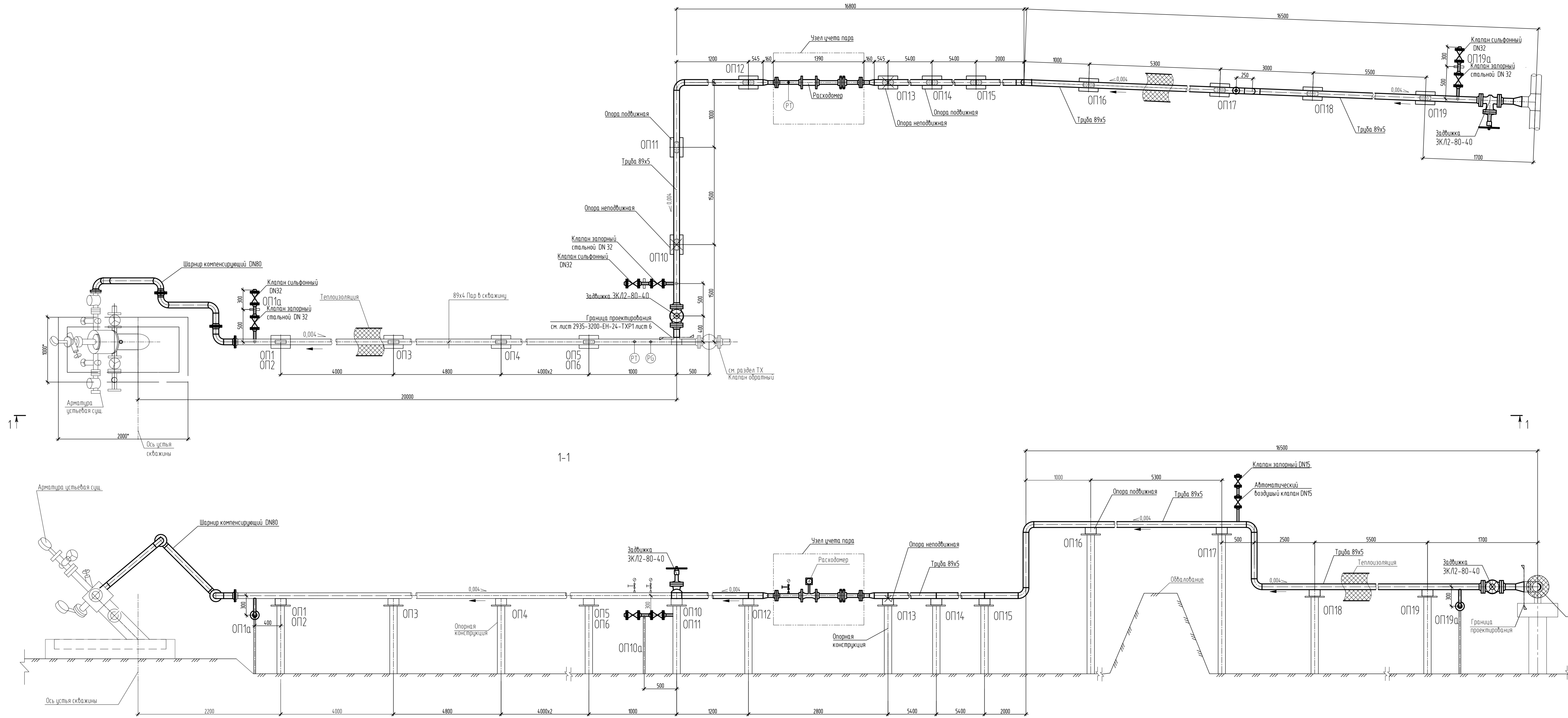
  

Куст скважин		
Стадия	Лист	Листов
П	6	

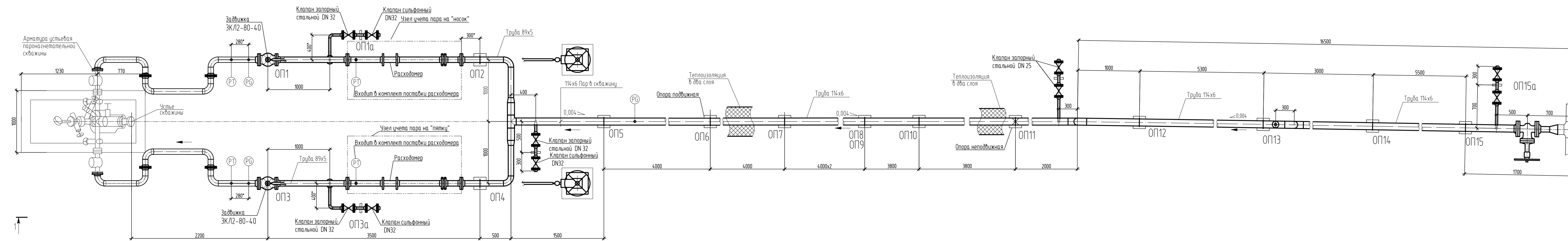
Обвязка добывающей скважины с одной точкой подачи пара на период добычи нефти. План (1:25). Разрез 1-1(1:25)	
ООО "Уралнефтегазстройпроект"	Формат А3х4

Обвязка добывающей скважины с одной точкой подачи пара. План (1:25)

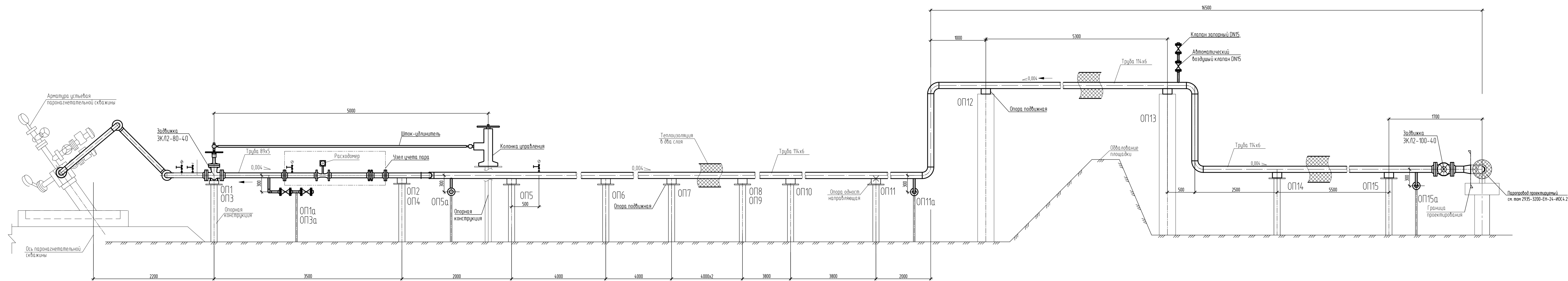


2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ГЧ					
Обустройство Морозного подпития Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины					
Изм.	Колуч	Лист	№вк	Подпись	Дата
Разраб.	Каримова	06.12.22			
Проб.	Сафуллин	06.12.22			
Нач. отд.	Сафуллин	06.12.22			
Н. контр.	Каримова	06.12.22			
ГИП	Шафиков	06.12.22			
Обвязка добывающей скважины с одной точкой подачи пара на период нагнетания пара. План (1:25). Разрез 1-1 (1:25)					000 ПР "Газтурбопроектинвест"
2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ГЧ_Тех					Формат А3:23

Обвязка паронагревательной скважины. План (1:25)



1-1



2935-3200-ЕН-24-ТХР1-ГЧ					
Муфта для Морозного подвешивания Морозного месторождения сферической нефти. Дополнительные скважины					
Изм.	Контр.	Лист	Испол.	Подпись	Дата
Разр.	Кадомца	06.02.22	06.02.22	06.02.22	06.02.22
Проб.	Сафуллин	06.02.22	06.02.22	06.02.22	06.02.22
Нач. отд.	Сафуллин	06.02.22	06.02.22	06.02.22	06.02.22
И. номер	Кадомца	06.02.22	06.02.22	06.02.22	06.02.22
ГИП	Шафран	06.02.22	06.02.22	06.02.22	06.02.22
Обвязка паронагревательной скважины План (1:25) Разрез 1-1(1:25)					ООО ПК "Газпромнефтегазстройинвест"
					Лист 8