



Общество с ограниченной ответственностью  
«СКБ НТМ»

Заказчик - АО «НК «ЯНГПУР»

**«Кустовая площадка № 8 Метельного месторождения  
с коридором коммуникации»**

## **ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 6 «Технологические решения»  
Часть 1 «Технологические решения»**

**03-198-К8-ТР1**

**Том 6.1**

**Главный инженер проекта**

**А. Н. Коптелов**

**Тюмень, 2023**

Обозначение	Наименование	Примечание
	<b>Текстовая часть</b>	
03-198-К8-ТР1.ТЧ	Текстовая часть	
	<b>Графическая часть</b>	
03-198-К8-ТР1.ГЧ л.1	Схема технологическая куста №8	
03-198-К8-ТР1.ГЧ л.2	План кустовой площадки	
03-198-К8-ТР1.ГЧ л.3	Измерительная установка (ИУ), поз.2.2	
03-198-К8-ТР1.ГЧ л.4	Емкость дренажная (ЕП), V-8 м <sup>3</sup> , поз.3	
03-198-К8-ТР1.ГЧ л.5	Горизонтальная факельная установка (ГФУ), поз.4	
03-198-К8-ТР1.ГЧ л.6	Блок дозирования метанола (БДМ-1...3), поз.5.4...5.6	
03-198-К8-ТР1.ГЧ л.7	Блок гребенок (БГ), поз.6	
03-198-К8-ТР1.ГЧ л.8	Схема внутрипромысловых трубопроводов	
03-198-К8-ТР1.ГЧ л.9	План трасс внутрипромысловых трубопроводов	
03-198-К8-ТР1.ГЧ л.10	Продольный профиль проектируемого нефтесборного трубопровода от кустовой площадки №8 до точки врезки	
03-198-К8-ТР1.ГЧ л.11	Продольный профиль проектируемого газосборного трубопровода от кустовой площадки №8 до узла редуцирования УПГ-3 Метельного месторождения.	

Согласовано


Взам. инв. №	
Подпись и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал		Мусагалиева			02.23
Проверил		Коптелов			02.23
Н.контр.		Сулова			02.23
ГИП		Коптелов			02.23

<b>03-198-К8-ТР1.С</b>		
<b>Содержание тома</b>		
Стадия	Лист	Листов
П		1
ООО «СКБ НТМ»		

## Содержание

1	Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции .....	4
1.1	Исходные данные для проектирования .....	4
1.2	Характеристика существующего положения.....	4
1.3	Этапы строительства .....	6
1.4	Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции.....	7
1.5	Описание технологической схемы.....	10
1.5.1	Описание схемы сбора нефтяных скважин .....	11
1.5.2	Описание схемы сбора газоконденсатных скважин .....	12
1.5.3	Описание схемы системы заводнения.....	13
1.6	Компоновочные решения.....	13
2	Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд.....	15
2.1	Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов	16
3	Описание источников поступления сырья и материалов .....	17
4	Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции .....	18
5	Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования.....	19
5.1	Трубопроводы от Кустовой площадки № 8 Метельного месторождения до точки врезки	19
5.1.1	Назначение трубопроводов .....	19
5.1.2	Сведения о категории и классе линейного объекта .....	19
5.1.3	Выбор труб и расчет на прочность и устойчивость.....	20
5.1.3.1	Расчёт трубопроводов на прочность.....	22
5.1.3.2	Расчет срока безопасной эксплуатации (срока службы) трубопроводов.....	23
5.1.4	Основные технические решения промысловых трубопроводов .....	26
5.1.4.1	Технические решения по диагностике трубопроводов на этапе строительства .....	28
5.1.5	Конструктивные решения.....	29
5.1.5.1	Основные решения по прокладке .....	29
5.1.5.2	Прокладка трубопроводов при пересечении с коммуникациями.....	30
5.1.5.3	Пересечения с воздушными линиями электропередач.....	30
5.1.5.4	Переходы трубопроводов через автомобильные дороги.....	30

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

**03-198-К8-ТР1.ТЧ**

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
				<i>Мусагалиева</i>	02.23
				<i>Коптелов</i>	02.23
				<i>Суслова</i>	02.23
				<i>Коптелов</i>	02.23

**Текстовая часть**

Стадия	Лист	Листов
П	1	

ООО «СКБ НТМ»



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

**1.1 Исходные данные для проектирования**

Технологические решения по объекту «Кустовая площадка №8 Метельного месторождения с коридором коммуникации» разработаны на основании:

- договора на выполнение проектно-изыскательских работ по объекту «Кустовая площадка №8 Метельного месторождения с коридором коммуникации» № 03-198-2022 от 18.08.2022 г.;
- задания на проектирование по объекту: «Кустовая площадка №8 Метельного месторождения с коридором коммуникации» утвержденного 18.08.2022 г. (Приложение А тома 03-198-К8-ПЗ.ТЧ);
- технических условий на разработку разделов проекта «Автоматизация», «Связь», «Пожарно-охранная сигнализация» по объекту «Обустройство Куста № 8 Метельного месторождения» (Приложение Б тома 03-198-К8-ПЗ.ТЧ);
- технических условий №02-22 от 05.05.22г. на проектирование системы электроснабжения объекта: «Кустовая площадка №8 Метельного месторождения с коридором коммуникаций» (Приложение В тома 03-198-К8-ПЗ.ТЧ);
- обзорная схема куста №8 Метельного месторождения, Известинский ЛУ (Приложение Д тома 03-198-К8-ПЗ.ТЧ);
- профиль добычи по кустам 5, 8 Метельного месторождения (Приложение Е тома 03-198-К8-ПЗ.ТЧ);
- техническое задание на выполнение инженерных изысканий по объекту: «Кустовая площадка №8 Метельного месторождения с коридором коммуникации»;
- инженерных изысканий 03-198-ИИ, выполненных ООО «СКБ НТМ» в август-сентябрь 2022 г.;
- иных исходных данных, полученных от Заказчика.

Технологические решения выполнены с соблюдением действующих норм и правил и обеспечивает безопасную эксплуатацию проектируемого объекта.

**1.2 Характеристика существующего положения**

Кустовая площадка №8 в административном отношении расположена в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, на территории Известинского лицензионного участка Метельное месторождение.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>03-198-К8-ТР1.ТЧ</b>						3
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Сообщение с районом работ осуществляется автотранспортом. Объект расположен в 26 км от г. Губкинский в западном направлении. Дорожная сеть представлена межпромысловыми автодорогами с твердым покрытием и грунтовыми внутри промысловыми автомобильными дорогами.

В физико-географическом отношении, согласно схеме районирования Тюменской области, район расположения кустовой площадки относится к лесной равнинной широтно-зональной области Южно-Надым-Пурской провинции в пределах северо-таежной подзоны, рельеф которой представляет собой плоскую заболоченную равнину.

Пойменно-таежный тип местности представлен плоско-гравистыми поймами с сосново-кедрово-еловыми моховыми лесами и разнотравно-злаковыми лугами на пойменных дерновых почвах.

Естественный рельеф территории кустовой площадки представляет собой плоскую заболоченную равнину, значительно заозеренную. Угол наклона рельефа 0,5-1,50. Максимальные превышения водоразделов над урезами рек и озер (по элементарным бассейнам, в метрах) - 5 – 25 метров. Густота расчленения рельефа долинами, балками, ложбинами, оврагами – очень слабое (более 5), озерное расчленение – сильное (1,2-0,6). Почвы болотные мерзлотные (торфяные и остаточные торфяные), таежные глее- мерзлотные (криоземы глеевые). На территории распространены плоскобугристо-мочажинные и плоскобугристо-озерковые болота.

В геоморфологическом отношении район расположения кустовой площадки приурочен к плоско-волнистой равнине, сложенной озерно-болотными и озерно-аллювиальными отложениями третьей надпойменной террасы.

Речная сеть рассматриваемого района принадлежит верховью бассейна р. Пур (правобережью среднего течения р. Пурпе). Густота речной и овражной сети исследуемой территории в среднем составляет 0,4–0,5 км/км<sup>2</sup>. Ближайшим водным объектом является р. Ванчаруяха.

Важной гидрологической особенностью рассматриваемой территории является замедленный поверхностный сток и слабый естественный дренаж грунтовых вод, что связано с плоским рельефом и малым врезом речных долин и является главной причиной широкого развития болот и озер. Исследуемый район расположен в зоне преимущественно островного распространения многолетней мерзлоты, поэтому преобладающие развитие получили мерзлые бугристые болота. Болотные системы района имеют весьма сложное строение: центральные и склоновые участки их заняты мерзлыми бугристыми болотами, крайние участки (поймы рек) - тальными болотами. Бугристые болота представлены группой плоскобугристых и крупнобугристых комплексных микроландшафтов. Почти все внутриболотные водоемы, независимо от размеров, имеют сходную морфологию, которая характеризуется слабым врезом озерных котловин, имеющих блюдцеобразную форму, без четко выраженных повышений и понижений дна. Глубины в озерах

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03-198-K8-TP1.TЧ	Лист
							4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

имеют преобладающее значение 1,0 – 2,0 м. Дно озер сложено преимущественно торфом. Располагаются озера, в основном, на водораздельных участках болотных массивов, но все они, как правило, имеют сток, осуществляемый внутри торфяной залежи или служат истоком того или иного водотока.

Климат района расположения кустовой площадки характеризуется суровой продолжительной зимой, короткими переходными периодами, коротким холодным летом, поздними весенними и ранними осенними заморозками.

Участок расположений куста относится к ІЗ дорожно-климатической зоне, согласно СП 34.13330.2012 и к І району, 1Д подрайону климатического районирования для строительства согласно СП 131.13330.2018 Строительная климатология.

Климатическая характеристика района принята согласно СП 131.13330.2020 по ближайшей метеостанции Тарко-Сале.

Среднегодовая температура воздуха минус 6,0°С, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца, января, минус 25,2°С, а самого жаркого, июля, +16,4°С. Абсолютный минимум температуры приходится на январь – минус 55°, абсолютный максимум на июль +36°. Температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0.98% - минус 49°С, обеспеченностью 0.92% - минус 47°С, наиболее холодных суток обеспеченностью 0.98% – минус 54°С, обеспеченностью 0.92% - минус 50°С.

Средняя продолжительность безморозного периода в воздухе 88 дней. Дата первого заморозка 5. IX, последнего - 8.VI.

Осадков в районе выпадает много, особенно в тёплый период – 358 мм, в холодный период с ноября по март – 137 мм. Годовое количество осадков 495 мм.

Соответственно держится высокая влажность воздуха. Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца равна 79%, а средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 часов наиболее холодного месяца - 79%. Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца равна 69%, а средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 часов наиболее теплого месяца - 54%.

Устойчивый снежный покров образуется в среднем 11.X, сход снега происходит 23. V. Сохраняется снежный покров 226 дня. Средняя высота снежного покрова по постоянной рейке составляет 83 см, наибольшая – 108 см.

### 1.3 Этапы строительства

Выделены следующие этапы строительства кустовой площадки:

#### *1 этап:*

Подъездная автодорога

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03-198-K8-TP1.TЧ	Лист
							5
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инов. № подл.							

**2 этап:**

Отпаечная ВЛ-6 кВ с ТП-6/0,4 кВ кустовой площадки №8 Метельного месторождения;

**3 этап:**

Кустовая площадки № 8 Метельного месторождения на 8 скважин.

**4 этап:**

Трубопроводы от Кустовой площадки № 8 Метельного месторождения до точки врезки.

**1.4 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции**

В данном проекте выполняется обустройство кустовой площадки №8 Метельного месторождения и трубопроводов от кустовой площадки №8 Метельного месторождения до точки врезки.

В состав кустовой площадки №8 Метельного месторождения входят следующие технологическое оборудование и сооружения:

- скважина добывающая нефтяная/газоконденсатная (скв.882, 883, 884) – 3 шт.;
- передвижная измерительная установка ИУ (на время поставки стационарной ИУ) – 1 шт.;
- емкость дренажная ЕП, V-8 м<sup>3</sup> – 1 шт.;
- скважина добывающая газ (скв.885, 886, 887) – 3 шт.;
- блок дозирования метанола БДМ – 3 шт.;
- горизонтальная факельная установка (ГФУ) – 1 шт.;
- нефтегазосборные сети внутри кустовой площадки;
- скважина нагнетательная (скв.888, 889) – 2 шт.;
- блок ребенок БГ – 1 шт.;
- измерительная установка ИУ (стационарная, технологический отсек) – 1 шт.

В состав трубопроводов от кустовой площадки №8 Метельного месторождения до точки врезки входят:

- нефтесборный трубопровод от кустовой площадки №8 до точки врезки;
- газосборный трубопровод от кустовой площадки №8 до узла редуцирования УПГ-3

Метельного месторождения.

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

Расчетный срок эксплуатации проектируемых сооружений принят равным 20 лет.

В соответствии с исходными данными в проекте приняты следующие технологические параметры:

- производительность по нефти (на 2023 год)– 26782 т/год;
- производительность по газу (на 2023 год) – 251950 тыс.м<sup>3</sup>/год;

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			<b>03-198-K8-TP1.TЧ</b>						6
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				



- рабочее давление нефтяных скважин – 6,8 МПа;
- расчетное давление нефтяных скважин – 10,0 МПа;
- рабочее давление газовых скважин – 10,0 МПа;
- расчетное давление газовых скважин – 16,0 МПа;
- давление нагнетательных скважин – 30,0 МПа;
- температура на устье скважин – 15 °С.

Основные характеристики проектируемых трубопроводов от кустовой площадки №8 Метельного месторождения приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Характеристики проектируемых трубопроводов от кустовой площадки №8 Метельного месторождения

№	Наименование трубопровода	Диаметр, толщина стенки	Протяженность, м	Объем перекачки, м³/сут.	Расчетное давление**, МПа
1	Нефтеборный трубопровод от кустовой площадки №8 до точки врезки	219х8	218,18	*	10,0
2	Газосборный трубопровод от кустовой площадки №8 до узла редуцирования УПГ-3 Метельного месторождения	219х12	191,27	*	16,0

\*см. выше

\*\* Расчетное давление – давление, принимаемое при расчёте на прочность, выборе оборудования и величины испытательного давления, может отличаться от фактического рабочего давления в большую сторону.

Производственные показатели приведены в таблице 1.2 в соответствии с профилем добычи по кустам 5, 8 Метельного месторождения (Приложение Д к Заданию на проектирование).

Таблица 1.2 – Производственные показатели куста скважин №8

	Пласт	Способ эксп.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>нефть, тонн</b>	<b>БП 4/2( 882, 883,884)</b>	<b>ФОН 2 скв., ЭЦН 1 скв.</b>	12363	15982	13585	10189	7641	5731	4298
<b>ГК, тонн</b>	<b>БП 8(885, 886,887)</b>	<b>ФОН</b>	8425	10800	9180	5967	2685	1074	322
<b>Всего добыча нефть/ГК, тонн</b>			20788	26782	22765	16156	10327	6805	4621
<b>ГАЗ, тыс.м3</b>	<b>БП 4/2</b>	<b>ФОН</b>	37 900	83 950	69 350	47 450	36 500	21 900	10 950
	<b>БП 8</b>	<b>ФОН</b>	13544	168000	142800	92820	41769	18796	8458
<b>Всего добыча газа, тыс.м3</b>			173744	251950	212150	140270	78 269	40 696	19 408

Продукцией технологического процесса на кустовой площадке Метельного месторождения являются:

- сырая нефть, направляемая на УПСВ Метельного месторождения;

Взам. инв. №		Подпись и дата		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03-198-К8-ТР1.ТЧ	Лист
											7

- газ, направляемый на УПГ-3 Метельного месторождения;
- вода, закачиваемая в нагнетательные скважины куста №8;
- топливный газ для обеспечения работы факельной установки ГФУ.

Параметры продукции куста скважин №8 приведены в таблицах 1.3, 1.4.

Таблица 1.3 – Физико-химическая характеристика нефти

№	Показатель	Ед.измерения	НД	Значение
1	Плотность, при:			
	0°С	кг/м3	ГОСТ 3900-85	825,1
	10°С			817,6
	20°С			810,1
	30°С			802,6
	40°С			795,5
	50°С			787,5
2	Кинематическая вязкость, при:			
	0°С	мм2/с	ГОСТ 33-2016	
	10°С			
	20°С			
	30°С			
	40°С			
	50°С			
3	Массовая доля парафинов			%
4	Температура плавления парафинов	°С	ГОСТ 23683-89	Плюс 54
5	Содержание серы	%масс	ГОСТ 1437-75	0,61
6	Молекулярная масса	г/моль	-	188,3
7	Температура застывания	°С	ГОСТ 20287-91	Ниже минус 60
8	Содержание механических примесей	%масс	ГОСТ 6370-2018	0,012
9	Температура вспышки (закр.тигель)	°С	ГОСТ 6356-75	Минус 58
10	Давление насыщенных паров по Рейду	кПа/мм.рт.ст.	ГОСТ 1756-2000	25.0/188.0
11	Газосодержание	м3/т	-	158,15

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

						<b>03-198-К8-ТР1.ТЧ</b>	Лист
							8
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Компонентный состав свободного газа приведен в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Компонентный состав газа

№ п/п	Наименование параметров, компонентов	% мол.	% масс.
1	Диоксид углерода	0,153	0,347
2	Азот	1,511	2,181
3	Гелий	0,014	0,003
4	Водород	0,001	0.000
5	Метан	89,456	73,968
6	Этан	3,160	4,899
7	Пропан	1,876	4,264
8	Изо-Бутан	0,839	2,513
9	Н-Бутан	0,960	2,876
10	Изо-Пентан	0,517	1,923
11	Н-Пентан	0,417	1,550
12	Гексаны (С6)	0,487	2,164
13	Гептаны (С7)	0,411	2,124
14	Октаны (С8)	0,183	1,077
15	Нонаны (С9)	0,015	0,101
16	Деканы (С10)	0,0012	0,009
17	Ундеканы (С11)	0,0001	0,001
18	Всего	100,000	100,000
	Молярная масса газа, г/моль	19,3563	-
	Плотность газа (ст.усл.), кг/м3	0,8069	-

### 1.5 Описание технологической схемы

На кустовой площадке №8 Метельного месторождения предусмотрены следующие основные технологические процессы:

- добыча и транспортировка нефтегазовой эмульсии от устьев добывающих скважин 882, 883, 884 до измерительной установки (ИУ);
- замер количественных показателей нефтегазовой эмульсии в ИУ;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>03-198-K8-TP1.TЧ</b>					Лист
											9
						Взам. инв. №	Подпись и дата	Инд. № подл.			

- транспортировка нефтегазовой эмульсии от ИУ до точки подключения к линейному трубопроводу на УПСВ Метельного месторождения;
- добыча и транспортировка газа от устьев добывающих скважин 885, 886, 887 по линейному газопроводу на УПГ-3 Метельного месторождения (ш.07-01/20 ООО «СКБ НТМ»);
- закачка воды в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления.

Принципиальная технологическая схема кустовой площадки №8 Метельного месторождения приведена в графической части проекта (см. 03-198-К8-ТР1.ГЧ л.1).

### 1.5.1 Описание схемы сбора нефтяных скважин

Сбор продукции нефтяных скважин осуществляется по системе сбора, с надземной и подземной прокладкой трубопроводов в пределах площадки куста в соответствии с требованиями п.6.2.3.6 ГОСТ Р 58367-2019, ГОСТ Р 55990-2014.

Установка фонтанной арматуры полного заводского изготовления типа АФК Э6-65х35К1ХЛ с ЭЦН предусматривается по проекту бурения скважин и не рассматривается в данном проекте.

От добывающих скважин 882, 883, 884 нефтегазовая эмульсия по трубопроводам DN100 поступает в коллектор DN200 и далее на прием блока измерительной установки (ИУ). Далее нефтегазовая эмульсия через узел гребенок подается на УПСВ Метельного месторождения.

Для отключения куста на выходе с кустовой площадки, на трубопроводе нефтегазовой эмульсии Н1, предусмотрена запорная арматура с электроприводом DN200, данная арматура входит в комплекс ПА3. Трубопровод выходного коллектора проложен с уклоном в сторону движения продукта.

На первых этапах эксплуатации кустовой площадки №8 предусмотрено подключение передвижной измерительной установки подрядных организаций через узел подключения, на последующих этапах предусмотрена установка стационарной ИУ.

В измерительной установке (типа АГЗУ) происходит измерение среднего массового расхода нефтяной эмульсии, температуры и давления. Данные о технологических параметрах ИУ в автоматическом режиме передаются в операторную УПГ-3 Метельного месторождения. В состав установки входят технологический и аппаратный блоки, размещаемые в отдельностоящих блок-боксах. В технологическом блоке установлено все функциональное оборудование: сепарационная емкость, трубопроводы от скважин, многоходовой переключатель скважин ПСМ/трехходовый шаровой кран с электрическим приводом, контрольно-измерительные приборы (массовые расходомеры, счетчики, сигнализаторы, датчики), запорная арматура, блок гидропривода и другие инженерные системы.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03-198-К8-ТР1.ГЧ	Лист
							10
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инд. № подл.							

Дренаж от стационарной измерительной установки предусмотрен в емкость подземную дренажную ЕД V-8 м<sup>3</sup>. Опорожнение емкости предусмотрено от передвижной техники.

### 1.5.2 Описание схемы сбора газоконденсатных скважин

Сбор продукции газоконденсатных скважин осуществляется по системе сбора с надземной и подземной прокладкой трубопроводов в пределах площадки куста в соответствии с требованиями п.6.2.3.6 ГОСТ Р 58367-2019, ГОСТ Р 55990-2014. Газ от добывающих скважин 885, 886, 887 по внутриплощадочным трубопроводам DN100 поступает в коллектор DN200 и далее на узел редуцирования УПГ-3 Метельного месторождения.

Установка фонтанной арматуры полного заводского изготовления предусматривается по проекту бурения скважин и не рассматривается в данном проекте.

Каждая скважина на кусте оборудуется внутрискважинным клапаном-отсекателем и клапаном-отсекателем с электромагнитным приводом, расположенном на трубопроводной обвязке скважин 885, 886, 887 и в данном проекте не рассматривается.

Для подключения передвижного агрегата с целью закачки задавочной жидкости в скважины предусматриваются задавочные трубопроводы, на которых установлены быстроразъемные соединения и отключающая арматура.

Для предупреждения возможного гидратообразования в трубопроводах и оборудовании предусмотрена подача метанола в фонтанную арматуру добывающих скважины. Ввод метанола осуществляется автоматически от блоков дозирования метанола (БДМ). Блок дозирования метанола позволяет дистанционно (автоматически) регулировать подачу метанола в диапазоне настроек. БДМ расположены у каждой добывающей скважины. Информация о работе скважин и газосборного трубопровода (давление, температура) автоматически поступает в операторную УПГ-3 Метельного месторождения, где определяется общее количество требуемого метанола на подачу в скважины.

Замер дебита скважин в рамках кустовой площадки №8 не предусматривается. Замер общего количества газа, поступающего с кустовых площадок Метельного месторождения, осуществляется на УПГиСГК Метельного месторождения.

Горизонтальная факельная установка предусмотрена для продувки газовых скважин (заполнение внутренней полости скважин газом). Продувка скважин производится периодически в ручном режиме. Перед продувкой скважин в ручном режиме производится розжиг дежурных горелок ГФУ, затем открывается запорная арматура с ручным приводом для подачи газа из скважины на основную горелку ГФУ. На трубопроводе подачи газа на факел предусмотрено измерение расхода газа. Газ на дежурное горение ГФУ отбирается из трубопровода Гф2 DN100, далее по трубопроводу Гт1 DN50 направляется в блок регулирования топливного газа БРТГ. В БРТГ осуществляется фильтрация газа от мехпримесей и газового конденсата, сброс давления газа. После

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03-198-K8-TP1.TЧ	Лист
							11
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

редуцирования топливный газ по трубопроводам Гт1.1, Гт1.2 направляется на дежурную и запальную горелки. На трубопроводах Гт1.1, Гт1.2 установлены отсечные клапаны. Отвод конденсата из БРТГ направляется в факельный коллектор на сжигание. Газ с предклапанов БРТГ направляется на сжигание в коллектор ГФУ.

Горизонтальная факельная установка устанавливается в факельном амбаре в обваловании.

Для отключения кустовой площадки, в случае возникновения загазованности, пожара и превышения или понижения давления газа, на выходном трубопроводе ГС1 DN200, предусмотрена запорная арматура с электроприводом DN200 с дистанционным управлением, данная арматура входит в комплекс ПАЗ. Трубопровод выходного коллектора газа проложен с уклоном в сторону движения газа.

### 1.5.3 Описание схемы системы заводнения

Для системы заводнения проектом предусмотрена закачка воды в нагнетательные скважины по схеме: высоконапорные водоводы – блок гребенок - нагнетательные скважины. Закачка осуществляется через блок гребенок полной заводской готовности. В блоке гребенок предусмотрен учет количества воды, подаваемой в нагнетательные скважины, измерение технологических параметров работы трубопроводов (температура, давление), данные передаются в операторную УПГ-3 Метельного месторождения. В соответствии с требованиями п.638 ФНиП №534 от 15.12.2020 г на нагнетательных линиях скважин закачки воды для поддержания пластового давления установлен обратный клапан.

### 1.6 Компоновочные решения

В проектной документации приняты компоновочные решения, обеспечивающие максимальный доступ к технологическому оборудованию и применение для его обслуживания передвижных транспортных средств.

Расположение оборудования выполнено с соблюдением правил техники безопасности и противопожарных норм и правил, что обеспечивает возможность его нормальной эксплуатации, осмотра и ремонта, безопасную работу обслуживающего персонала.

Для выполнения монтажа, эксплуатации и ремонтных работ технологического оборудования и других устройств, установленных на открытых площадках, применяются автомобильные краны, и транспортные средства соответствующей грузоподъемности по доставке снятого оборудования на существующие ремонтные предприятия. Эксплуатационные службы оснащены необходимыми транспортными средствами, строительными механизмами, оборудованием, материалом, инструментами и инвентарем в соответствии с действующим нормативным табелем технической оснащенности. При монтаже, эксплуатации и ремонте устанавливаемого оборудования необходимо

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>03-198-K8-TP1.TЧ</b>	Лист
							12
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инд. № подл.							

строго придерживаться руководств по эксплуатации и технической документации заводо-изготовителей.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					03-198-К8-ТР1.ТЧ	Лист
								13
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

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

Основными ресурсами, требуемыми для технологических нужд проектируемого объекта, являются:

- метанол технический марки «Б» или «А»;
- электричество;
- газ топливный;
- вода техническая;
- пар.

Для разрушения гидратов и предотвращения гидратообразования производится дозированная подача ингибитора. В качестве ингибитора гидратообразования используется метанол технический марки «Б» или «А».

Характеристики реагентов представлены ниже в таблице 2.1.

Таблица 2.1– Характеристика реагентов

Марка реагента	Кинематическая вязкость, сСт (мм <sup>2</sup> /сек)	Плотность, кг/ м <sup>3</sup>	Температура вспышки, °С	Температура застывания, °С	Марка и кол.растворителя, %	Класс опасности
Метанол марки «А» или «Б» по ГОСТ 2 222-95 "Метанол технический"	0,597	791-792	8	минус 97,8	-	3

Сведения о потребности проектируемого объекта в электроэнергии, описание схемы электроснабжения и источников питания приведены в томе 5.1.

В качестве газа топливного используется продукция газовых скважин.

Вода в технических целях используется при гидроиспытаниях и промывке оборудования.

Пар используется на период ремонтных работ для пропарки оборудования. Пропарка емкости осуществляется от передвижной парогенераторной установки ППУА-1600/100, которую необходимо располагать на расстоянии не менее 20 м от емкости. Давление пара при пропарке не должно превышать 0,6 МПа, температура – не выше 170 °С. Подключение установки ППУ производится при помощи съёмных участков трубопроводов, с установкой запорной арматуры с обеих сторон съёмного участка. После пропарки эти участки трубопроводов и шланги должны быть сняты.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			<b>03-198-K8-TP1.TЧ</b>						14
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	



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

На площадке куста скважин №8 Метельного месторождения предусмотрены следующие приборы для учета:

- нефти: в комплекте поставки измерительной установки ИУ;
- вода системы заводнения: в комплекте поставки блока гребенок БГ.

Приборы учета электроэнергии описаны в томе 5.1. Сбор и передача данных от приборов учета описаны в томе 6.2.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					03-198-К8-ТР1.ТЧ	Лист
								15
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

### 3 Описание источников поступления сырья и материалов

Сырьем куста скважин №8 является продукция нефтяных (№№882, 883, 884) и газоконденсатных (№№885, 886, 887) скважин Метельного месторождения.

Для обеспечения нормальной эксплуатации системы газосбора на кустовой площадке применяется ингибитор гидратообразования – метанол с дозированной подачей от БДМ в фонтанную арматуру и в трубопровод газа на выходе из скважины.

Поступление реагента на место эксплуатации проектируемого объекта осуществляется по регулярным автодорогам по заявкам Заказчика от специализированных предприятий поставщиков. Заказчиком подтверждена возможность беспрепятственного круглогодичного автомобильного сообщения с площадкой куста для пополнения запаса реагентов.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					03-198-K8-TP1.TЧ	Лист
								16
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

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

В данном проекте к качеству продукции скважин требований не предъявляется.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							03-198-К8-ТР1.ТЧ	Лист
										17
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

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

Оборудование выбрано в соответствии с технологическим процессом, обеспечивающим добычу продукции скважин. Материальное исполнение оборудования выбрано с учетом физико-химических свойств и рабочих параметров среды (давление, температура), а также климатических условий района эксплуатации.

Оборудование принято разработки российских заводов-изготовителей и согласовано с Заказчиком.

Сертификация оборудования, эксплуатируемого на опасном производственном объекте (ОПО), проводится на соответствие требованиям Технических Регламентов Таможенного союза: ТР ТС 010/2011, ТР ТС 012/2011, ТР ТС 032/2013, Приказ 534 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

### 5.1 Трубопроводы от Кустовой площадки № 8 Метельного месторождения до точки врезки

#### 5.1.1 Назначение трубопроводов

В данной проектной документации предусматривается строительство трубопроводов от Кустовой площадки № 8 Метельного месторождения до точки врезки:

- нефтесборный трубопровод от кустовой площадки №8 до точки врезки;
- газосборный трубопровод от кустовой площадки №8 до узла редуцирования УПГ-3 Метельного месторождения.

Проектируемые трубопроводы предназначены для транспортировки продукции от куста скважин до точки врезки.

Исходные данные по проектируемым трубопроводам, протяженности и характеристикам трасс проектируемых трубопроводов приведена в таблице 1.1 и на схеме в графической части (03-198-K8-ТР1.ГЧ л.8).

#### 5.1.2 Сведения о категории и классе линейного объекта

Необходимый уровень конструктивной надежности линейных трубопроводов обеспечивается путем категорирования трубопроводов и их участков в зависимости от назначения и определения коэффициентов надежности, характеризующих назначения и условия работы трубопроводов, применяемые для трубопроводов материалы и действующие на них нагрузки.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 (п.7.1.2, п.7.1.1 и табл. 3), в зависимости от назначения и условий работы, проектируемые трубопроводы относятся: газосборный трубопровод ко III классу для трубопроводов при рабочем давлении 10,0 Мпа включительно, к нормальной (Н1) категории,

Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03-198-K8-ТР1.ГЧ	Лист
							18

нефтесборный трубопровод ко II классу для трубопроводов номинальным диаметром свыше DN150 до DN300 включительно, к нормальной (Н1) категории.

Категория участков трубопровода – средняя (С), принята согласно ГОСТ Р 55990-2014 таблица 4.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 (табл. 1) категория транспортируемого продукта трубопроводов – 7.

Категория каждого конкретного участка трубопроводов принимается в соответствии с (табл. 4) ГОСТ Р 55990-2014 на стадии разработки рабочих чертежей и приведены в таблице 5.1.2.

Таблица 5.1.2 - Категории участков трубопроводов

Наименование участка трубопровода	Категория участков трубопровода
Узлы линейной запорной арматуры, а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним	С

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 (п.7.1.7) при чередовании по трассе трубопроводов участков различных категорий протяженностью до 300 м допускает принимать более высокую категорию из них на всем участке чередования.

### 5.1.3 Выбор труб и расчет на прочность и устойчивость

Экономическая эффективность строительства и эксплуатации промышленных трубопроводных систем зависит от объемов капитальных вложений и эксплуатационных затрат на их содержание и ремонт. Выбор материалов, изделий и технических решений производится из условия обеспечения максимальной надежности трубопроводной системы, экономической эффективности, технологичности строительства.

Наиболее эффективным способом обеспечения надежности и экологической безопасности является применение труб из сталей повышенной коррозионной стойкости, имеющих улучшенные технические характеристики и труб с внутренним антикоррозионным покрытием.

Учитывая ответственность трубопроводов, в соответствии с заданием на проектирование Заказчика, в проектной документации приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С, класс прочности К48 по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-74. Ударная вязкость основного металла труб на образцах Шарпи (KCV) при температуре минус 20 °С и на образцах Менаже (КСU) при температуре минус 60 °С не менее 34,3 Дж/см<sup>2</sup> (3,5 кгс·м/см<sup>2</sup>). С заводским наружным трехслойным антикоррозионным покрытием нормального исполнения (ПЭПк-3-Н), по ТУ 24.20.13-001-45657335-2017.

Взам. инв. №		Подпись и дата		Инв. № подл.								<b>03-198-K8-TP1.TЧ</b>	Лист
						Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		19

Соединительные детали приняты из стали 09Г2С (К48) по ТУ 1469-013-13799654-2008, с заводским наружным трехслойным антикоррозионным покрытием нормального исполнения (ПЭПк-З-Н), по ТУ 24.20.13-001-45657335-2017.

Для защиты наружной зоны сварных стыков труб, проектом предусмотрено применение термоусаживающихся манжет в комплекте с замковыми пластинами и эпоксидным праймером по ТУ 2293-007-58210788-2006.

Соединение труб по трассе - по технологии ручной электродуговой сварки с защитой сварных стыков втулкой.

При выборе труб учитывались климатические характеристики района строительства, принятые согласно СП 131.13330.2020 и материалов строительства, а именно, минимальная температура наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 составляет минус 42 °С. Значение ударной вязкости на стальных трубах, гарантированное заводом-изготовителем, для климатических условий данного месторождения соответствует требованиям нормативных документов (ГОСТ Р 55990-2014 п.14.1.7).

Техническая характеристика проектируемых стальных труб приведена выше в таблице 1.1.

Трубы должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 55990-2014 (п.14.1) по габаритным размерам, овальности, допустимым отклонениям по наружному диаметру и т.д.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 необходимая надежность трубопроводов обеспечивается:

- проведением строгого контроля качества поступающих для обустройства материалов, арматуры и оборудования;
- применением труб с внутренним заводским антикоррозийным покрытием, с толщинами стенок, превышающими расчетные;
- проведением тщательного контроля выполнения строительно-монтажных работ;
- выбор оптимальных диаметров для создания наиболее экономичного режима перекачки;
- установкой отсекающей арматуры на врезках;
- соблюдение безопасных расстояний от существующих сооружений;
- повышение категории опасных участков трубопроводов;
- проведение испытаний и предпусковой диагностики трубопроводов.

Использование внутренних покрытий экономически эффективно, т.к. значительно увеличивает срок службы трубопроводов и снижает эксплуатационные расходы.

Прочностные характеристики указанных деталей, аналогичны соответствующим характеристикам стали основной трубы.

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

						<b>03-198-K8-TP1.TЧ</b>	Лист
							20
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Все трубы и детали на заводах-изготовителях подвергаются 100% контролю неразрушающим методом и гидравлическому испытанию.

Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость выполнен в соответствии с требованием ГОСТ Р 55990-2014 (п.12) из условия фиксации трубопроводов (сварка последнего стыка, сварка захлестов протяженных участков и т.д.) при температуре наружного воздуха не ниже минус 10 °С.

Исходные данные и результаты расчетов приведены в таблицах 5.1.3.1 - 5.1.3.4.

### 5.1.3.1 Расчёт трубопроводов на прочность

Расчетная толщина стенки стального промыслового трубопровода (расчёт на прочность) определяется, согласно ГОСТ Р 55990-2014 (п.12.2), как большее из двух значений, каждое из которых зависит от нормативных значений предела текучести и предела прочности, соответственно

$$t_d = \max \{t_u; t_y\} \quad (5.1.3.1)$$

Толщина стенки, определяемая по пределу прочности,  $t_u$ , мм, вычисляется по формуле

$$t_u = \frac{y_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_u} \quad (5.1.3.2)$$

Толщина стенки, определяемая по пределу текучести,  $t_y$ , мм, вычисляется по формуле

$$t_y = \frac{y_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_y} \quad (5.1.3.3)$$

где  $p$  – рабочее давление, МПа;

$y_{fp}$  — коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению), принимается по ГОСТ Р 55990-2014 (табл.11);

$D_n$  — наружный диаметр трубопровода, мм;

$R_u$  — расчётное сопротивление материала труб по прочности, МПа;

$R_y$  — расчётное сопротивление материала труб по текучести, МПа.

Расчетное сопротивление материала труб по прочности определяется, согласно ГОСТ Р 55990-2014 (п.12.1.5), по формуле

$$R_u = \frac{y_{du}}{y_{mi} \cdot y_n} \sigma_u \quad (5.1.3.4)$$

где  $y_{du}$  — коэффициент условий работы трубопровода при расчете по прочности, принимается по ГОСТ Р 55990-2014 (табл.13);

$y_{mi}$  — коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности, принимается по ГОСТ Р 55990-2014 (табл.12);

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>03-198-K8-TP1.TЧ</b>	Лист
										21
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

$\sigma_u$  — нормативное сопротивление материала труб – нормативный предел прочности (временное сопротивление), МПа;

$y_n$  — коэффициент надежности по ответственности трубопровода принимается 1,10, согласно ГОСТ Р 55990-2014 (п.12.1.7).

Расчетное сопротивление материала труб по текучести определяется, согласно ГОСТ Р 55990-2014 (п.12.1.5), по формуле

$$R_y = \frac{y_{dy}}{y_{my} \cdot y_n} \sigma_y \quad (5.1.3.5)$$

где  $y_{dy}$  — коэффициент условий работы трубопровода при расчете по текучести, принимается по ГОСТ Р 55990-2014 (табл.13);

$y_{my}$  — коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести, принимается 1,15 согласно ГОСТ Р 55990-2014 (п.12.1.9);

$\sigma_y$  — нормативное сопротивление материала труб – нормативный предел текучести, МПа.

Выбор труб производился с учетом задания на проектирование, технических условий Заказчика и номенклатуры заводов-изготовителей.

Механические характеристики материала, используемых в проектной документации труб приведены в таблице 5.1.3.1.

Таблица 5.1.3.1 - Механические характеристики металла труб

Марка стали	Конструкция трубы	$\sigma_u$ , МПа (кгс/мм <sup>2</sup> )	$\sigma_y$ , МПа (кгс/мм <sup>2</sup> )	Ударная вязкость (КСУ), кгс•м/см <sup>2</sup> (t= минус 60°С)	Относительное удлинение, %
09Г2С (К48)	Стальные бесшовные трубы	470 (48)	265 (27)	3,5	не менее 21

Исходные данные и результаты расчета толщины стенки трубопроводов приведены в таблице 7.2.

Таблица 5.1.3.2 - Результаты расчета толщины стенки трубопроводов

$D_n$ , мм	$p$ , МПа	$y_{mi}$	$y_{du}$	$y_{dy}$	$y_{fp}$	$R_u$ , МПа	$R_y$ , МПа	$t_d$ , мм	$t_u$ , мм	$t_y$ , мм	$t_{прим}$ , мм	Минимальный радиус упругого изгиба принятый, м
219	10,0	1,4	0,76	0,76	1,15	234,1	160,7	3,1	2,2	3,1	8,0	250

$t_{min}$  — минимально допустимая толщина стенки согласно ГОСТ Р 55990-2014 (п.12.2.1.2), не менее  $1/100D_n$ , но не менее 3 мм для труб номинальным диаметром до DN 200 включительно.

### 5.1.3.2 Расчет срока безопасной эксплуатации (срока службы) трубопроводов

Взам. инв. №													Лист
													22
Подпись и дата													03-198-К8-Тр1.ТЧ
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата							



Расчет срока эксплуатации трубопроводов в проектной документации выполнен с учетом повышенной толщины стенки по отношению к расчетной, с учетом скорости коррозии трубной стали и с учетом срока службы антикоррозионного покрытия.

Оценка общей (средней) скорости коррозии произведена по РД 39-0147103-362-86.

Согласно РД 39-0147103-362-86 (табл.5), перекачиваемый продукт по степени агрессивного воздействия относится к среднеагрессивным средам.

Скорость коррозии металла для среднеагрессивной среды принимается не более 0,1 мм/год.

При условии выполнения всех принятых в проектной документации решений максимально возможный (расчетный) срок службы трубопровода Т с учетом отбраковочной толщины, скорости коррозии трубной стали, вычисляют по формуле:

$$T = \frac{\delta_{\text{нач}} - \delta_{\text{отбр}}}{a_k} + 10 \quad (5.1.3.6)$$

где  $\delta_{\text{нач}}$  — начальная толщина стенки, мм;

$\delta_{\text{отбр}}$  — отбраковочная толщина стенки, мм;

$a_k$  — скорость коррозии трубной стали по техническим условиям или государственным стандартам трубопрокатных заводов или по результатам диагностики аналогичных объектов, мм/год.

В качестве отбраковочной толщины стенки труб назначается большая из полученных по формулам:

$$\delta_{\text{лоот}} = \frac{\alpha n P D_n}{2(R_1 + nP)} \quad (5.1.3.7)$$

$$\delta_{\text{2отб}} = \frac{\alpha n P D_n}{2(0,9R_2^H \cdot m_3 + nP)} \quad (5.1.3.8)$$

где  $\delta_{\text{отб}}$  — толщина стенки трубы или детали трубопровода, мм, при которой они должны быть изъяты из эксплуатации, мм;

$P$  — рабочее давление в трубопроводе, МПа;

$D_n$  — наружный диаметр трубы или детали трубопровода, мм;

$n$  — коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе, равный 1,2;

$\alpha$  — коэффициент несущей способности, для труб  $\alpha = 1$ ;

$R_1 = R_1^H \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1$  — расчетное сопротивление материала труб и деталей трубопроводов, МПа, где:

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.						03-198-K8-TP1.TЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись		Дата



Работы по продлению срока безопасной эксплуатации трубопроводов рекомендуется планировать и проводить таким образом, чтобы соответствующее решение было принято до окончания нормативного (расчетного) срока эксплуатации.

В процессе проведения экспертизы промышленной безопасности трубопроводы подлежат техническому диагностированию, по результатам которого определяется состояние трубопроводов, фактическая скорость коррозии металла труб, оборудования и изоляции.

#### 5.1.4 Основные технические решения промысловых трубопроводов

Технические решения, предусмотренные проектной документацией, представлены комплексом технологических, технических и организационных мероприятий, направленных на повышение эксплуатационной надежности, противопожарной и экологической безопасности трубопроводной системы.

Основные нормативные документы, использованные при разработке раздела:

- ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;
- СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы»;
- ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация»;

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 г № 534.

Выбор трассы и размещение объектов ВПТ производится на основе результатов количественного анализа риска аварий с учетом природно-климатических особенностей территории, распределения близлежащих мест заселения, наличия близко расположенных производственных объектов, а также с учетом транспортных путей и коммуникаций, которые оказывают негативное влияние на безопасность ВПТ. При выборе трасс учитывался количественный анализ риска аварии по всей протяженности трубопроводов (риск возникновения аварии в любой точке трубопровода будет идентичен).

Способ прокладки трубопроводов и глубина заложения приняты в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 и технических требований Заказчика на проектирование.

Способ прокладки трубопроводов – подземный.

Укладку труб необходимо производить в соответствии с требованиями ВСН 005-88.

Расстояния от оси проектируемых трубопроводов до населенных пунктов, автодорог и параллельно проходящих коммуникаций приняты из условий безопасности в период строительства

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>03-198-K8-TP1.TЧ</b>	Лист
										25
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

и эксплуатации объекта в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 (табл. 6, 7), ПУЭ (изд. 7) (табл. 2.5.39).

Расчет размеров земельных участков для размещения линейных объектов представлен в разделе «Проект полосы отвода».

В процессе производства монтажных работ выполняется послеоперационный контроль качества сборки и сварки трубопроводов. Обнаруженные дефекты должны быть устранены.

Соединение труб между собой и с деталями по трассам и на узлах запорной арматуры предусмотрено по технологии ручной электродуговой сварки.

Сварку и контроль сварных стыков стальных труб необходимо производить согласно требованиям ГОСТ Р 55990-2014, ВСН 005-88 и ВСН 006-89, технических требований на трубы.

В процессе производства монтажных работ выполняется послеоперационный контроль качества сборки и сварки трубопроводов. Обнаруженные дефекты должны быть устранены.

Сварные соединения трубопроводов, сварка которых осуществляется на трассе по месту, должны быть подвергнуты предварительному подогреву и специальной термической обработке в соответствии с ВСН 006-89, ВСН 005-88 и РД 39-48124013-002-03.

Количество проверяемых стыков определено в объеме:

- 100 % радиографическим методом для участков категории С (категории участков см. табл.5.1);
- сварные соединения захлестов, ввариваемых вставок и швы приварки арматуры контролируются в объеме 100 % радиографическим методом и 100 % ультразвуковым методом (согласно ВСН 012-88 п.5.24 табл.4).

Радиографический контроль качества сварных соединений трубопроводов должен осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ 7512-82. Безопасность работ при этом должна быть обеспечена согласно требованиям СП 2.6.1.2612-10 и СанПиН 2.6.1.2523-09.

Согласно «Правил охраны магистральных трубопроводов» (п.4.1), для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения, для проектируемых трубопроводов установлена охранная зона вдоль трассы трубопровода - в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

В охранной зоне трубопроводов должны быть установлены предупредительные плакаты, запрещающие всякого рода действия, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию трубопроводов.

В соответствии с пунктами 955-957 Приказа № 534 от 15.12.2020 года Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» трасса трубопроводов на местности должна обозначаться

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>03-198-K8-TP1.TЧ</b>	Лист
										26
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

щитовыми указателями, устанавливаемыми на высоте 1,5 - 2 м. Оповестительные знаки необходимо установить:

- на всех углах поворота;
- на переходах через искусственные препятствия (пересечения с коммуникациями, автомобильными дорогами, реками);
- на прямолинейных участках в пределах видимости, на углах поворота, пересечениях с естественными и искусственными преградами;
- по трассе не реже, чем через 500 м.
- на опознавательном знаке указывается:
  - назначение трубопровода;
  - диаметр;
  - километр и ПК трассы;
  - охранный зона;
  - владелец трубопровода;
  - номер телефона эксплуатирующей организации.

Сведения о объемах отходов и перечне мер по предотвращению аварийных выбросов приведены в разделе «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

#### 5.1.4.1 Технические решения по диагностике трубопроводов на этапе строительства

Надежность, безопасность и безаварийность работы трубопроводов обеспечиваются на стадии проектирования путем выбора трасс, материалов, основных технических решений, методов и технологии строительства.

Аттестация состояния и параметров трубопроводов осуществляются на стадии строительства, испытаний и приемки путем пооперационного контроля, и технадзора за качеством строительно-монтажных работ. Эти данные определяют нормативную исходную базу данных для диагностики и прогнозирования технического состояния линейной части.

Перед пуском трубопроводов в эксплуатацию необходимо провести предпусковую приборную диагностику на потенциально опасных участках трубопроводов согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (на участках пересечений с водными преградами, автомобильными дорогами, технологическими коммуникациями) с целью выявления, идентификации развивающихся дефектов основного металла и сварных швов. В случае выявления дефектных участков провести дополнительно контроль одним из неразрушающих методов: ультразвуковым, рентгеновским или др.

Взам. инв. №							<b>03-198-K8-TP1.TЧ</b>	Лист
								27
Подпись и дата								
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

При ином приборном (наружном) диагностировании технического состояния трубопроводов может использоваться ультразвуковая измерительная установка серии «Сканер» – модель «Скаруч», ультразвуковой толщиномер УТ-93П, магнитопорошковый дефектоскоп МД-4К, ультразвуковой дефектоскоп УД-2-12 и т.д.

Трубопроводы также должны подвергаться кроме указанных требований контрольному осмотру специально назначенными лицами не реже одного раза в год. Время осмотра следует приурочить к одному из очередных ремонтов.

Сроки проведения ревизии трубопроводов устанавливаются эксплуатирующей организацией в зависимости от скорости коррозионно-эрозионных процессов с учетом опыта эксплуатации аналогичных трубопроводов, результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии и должны обеспечивать безопасную и безаварийную эксплуатацию трубопроводов в период между ревизиями, но не реже чем 1 раз в 8 лет.

Первую ревизию вновь введенных в эксплуатацию трубопроводов необходимо производить не позднее чем через 1 год после начала эксплуатации.

### 5.1.5 Конструктивные решения

#### 5.1.5.1 Основные решения по прокладке

Все строительные-монтажные производятся в соответствии с требованиями нормативных документов СП 45.13330.2017, ГОСТ Р 55990-2014, ВСН 005-88, ВСН 006-89, СП86.13330.2014.

Способ прокладки трубопроводов приняты в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 и технических требований Заказчика на проектирование.

Монтаж необходимо производить в соответствии с требованиями ВСН 005-88.

Способ прокладки трубопроводов и глубина заложения приняты в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 и технических требований Заказчика на проектирование.

Способ прокладки трубопроводов – подземный.

Исходя из условий защиты трубопроводов от механических повреждений, а также руководствуясь положением ГОСТ Р 55990-2014 (п.9.3.1), глубина заложения трубопроводов до верхней образующей трубы принимается:

- на минеральных грунтах – не менее 0,8 м;

Фиксацию проектируемых трубопроводов (ликвидацию захлестов) следует производить при температуре наружного воздуха не ниже минус 10 °С.

При подземной прокладке трубопроводов разработка траншеи на суходоле ведется одноковшовым экскаватором, засыпка – бульдозером. Укладка осуществляется с вдольтрассового проезда.

Взам. инв. №							<b>03-198-K8-TP1.TЧ</b>	Лист
								28
	Подпись и дата							
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Минимальная ширина и глубина траншей при подземном способе прокладки принимается в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 (п.9.3.5).

В соответствии с проведенными расчетами на прочность и общую устойчивость уложенного в траншеи трубопровода, криволинейные очертания их в вертикальной и горизонтальной плоскостях, достигаются укладкой сваренных плетей труб по кривым с радиусами в пределах упругой деформации или монтажом криволинейных участков из гнутых отводов  $R=1,5D$ .

Значение допустимых радиусов упругого изгиба для трубопроводов приведено в таблице 5.1.3.2.

Строительная часть проектируемых трубопроводов приведена в разделе «Конструктивные и объемно-планировочные решения».

Планы и продольные профили трасс приведен в разделе «Схема планировочной организации земельного участка».

#### **5.1.5.2 Прокладка трубопроводов при пересечении с коммуникациями**

Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы не пересекают существующие трубопроводы.

#### **5.1.5.3 Пересечения с воздушными линиями электропередач**

Проектируемые трубопроводы не пересекают существующие линии электропередач.

#### **5.1.5.4 Переходы трубопроводов через автомобильные дороги**

Проектируемые трубопроводы не пересекают автомобильные дороги.

#### **5.1.5.5 Переходы через водные преграды**

Пересечения проектируемых трубопроводов с водными преградами отсутствуют.

#### **5.1.6 Очистка полости и испытание трубопроводов**

Перед вводом в эксплуатацию после полной готовности всех участков внутренняя полость трубопроводов подлежит очистке, трубопроводы подвергаются испытанию на прочность и проверке на герметичность.

Все работы по очистке полости и испытанию трубопроводов должны выполняться после полной готовности испытываемого участка, в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014, ВСН 005-88, ВСН 011-88.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			<b>03-198-K8-TP1.TЧ</b>						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

В указанных документах приведены нормативные параметры очистки и испытания (ГОСТ Р 55990-2014, ВСН 005-88), приведены подробные схемы (ВСН 011-88), описан порядок проведения указанных работ.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 (п. 13.3), ВСН 005-88 (п.12.3) очистка полости проектируемых трубопроводов в процессе строительства, а также их испытание на прочность и проверка на герметичность осуществляются по специальной инструкции, составляемой заказчиком и строительно-монтажной организацией, согласованной с проектной организацией. Инструкция составляется с учетом местных условий, наличия строительной техники и других особенностей производства.

### 5.1.6.1 Очистка трубопроводов

После монтажа трубопроводов на опоры подрядчик должен обеспечить все операции по очистке и продувке трубопроводов. Полость трубопроводов до проведения испытания должна быть очищена от окалины и грата, а также от случайно попавших при строительстве внутрь трубопровода грунта, воды и различных предметов.

Согласно ВСН 011-88 (п.2.8), (п.2.9) и ГОСТ Р 55990-2014 (п.13.3) перед проведением испытаний на прочность и герметичность предусмотрена очистка внутренней полости трубопроводов продувкой скоростным потоком сжатого воздуха при пневматическом способе испытаний без использования очистных поршней.

Очистка полости трубопроводов с внутренним покрытием производят поэтапно. На стадии производства сварочно-монтажных работ через каждую трубу (секцию) протягивают очистное устройство, оснащенное гибкой манжетой, а на стадии, предшествующей испытанию, выполняют продувку полости всего смонтированного (уложенного и засыпанного) участка.

Для исключения попадания в трубу различных загрязнений (снега, земли, строительных отходов и т.п.) на всех стадиях строительства, начиная от доставки труб с завода-изготовителя и заканчивая подготовкой трубопроводов к предпусковым испытаниям, необходимо обеспечивать соответствующие защитные мероприятия, в частности, для этих целей рекомендуется использовать концевые инвентарные заглушки.

Конструкция инвентарных заглушек, если они предусмотрены условиями поставки, должна обеспечивать надежное крепление их на трубе и в то же время не приводить к повреждениям внутреннего изоляционного покрытия.

При обнаружении случайных повреждений этого покрытия необходимо отбраковывать поврежденный участок трубопровода.

### 5.1.6.2 Испытания трубопроводов

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>03-198-K8-TP1.TЧ</b>	Лист
										30
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		





Таблица 5.1.6.3 - Зоны безопасности при очистке и испытаниях трубопроводов пневматическим способом

Диаметр трубопровода, мм	Пневматический		
	Радиус опасной зоны при очистке в обе стороны от оси трубопровода, м	Радиус опасной зоны при очистке в направлении вылета ерша или поршня, м	Радиус опасной зоны при испытаниях в обе стороны от оси трубопровода, м
До DN350	40	600	100

При производстве работ по испытанию трубопроводов необходимо соблюдать требования нормативно-технической документации по технике безопасности.

Трубопроводы считаются выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытаний его на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление остается неизменным, и не будут обнаружены утечки.

Испытание на прочность и герметичность должно осуществляться комиссией с участием представителей заказчика и генерального подрядчика.

По завершению строительства полоса отвода должна быть очищена от строительного мусора и спланирована.

Согласно п. 108 Приказа № 534 от 15.12.2020 года Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» после завершения испытаний на прочность и герметичность необходимо осуществить комплексное опробование в течении не менее 72 часов.

## 5.2 Оборудование кустовой площадки №8 Метельного месторождения

В состав кустовой площадки №8 Метельного месторождения входят следующие технологическое оборудование и сооружения:

- фонтанная арматура АФК 36-65x351ХЛ – 8 шт. (в составе проекта бурения);
- емкость дренажная ЕП, V-8 м<sup>3</sup> – 1 шт.;
- блок дозирования метанола БДМ – 3 шт.;
- горизонтальная факельная установка (ГФУ), в составе пульт управления (ПУ) и блок регулирования топливного газа (БРТГ) – 1 шт.;
- блок ребенок БГ – 1 шт.;
- измерительная установка ИУ (стационарная, технологический отсек) – 1 шт..

Графическая часть основного технологического оборудования, расположенного на кустовой площадке №8, приведена в графической части тома б.1.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03-198-К8-Тр1.ТЧ	Лист
							32
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инд. № подл.							

В таблице 5.1 приведены перечень и краткая характеристика применяемого технологического оборудования.

Таблица 5.1 - Перечень и характеристика применяемого технологического оборудования

Наименование	Обозначение	Давление, МПа	Температура, °С	Производительность	Характеристика	Количество
Фонтанная арматура	АФК 36-65x351ХЛ	0,4...11,5	+15	2,11 м <sup>3</sup> /час (нефть) 17,5 тыс. м <sup>3</sup> /час (газ)	Ррасч=30,0 МПа	8
Емкость дренажная подземная	ЕД	атм.	+5...+15	-	Ррасч=0,05 МПа V= 8,0 м <sup>3</sup>	1
Блок дозирования метанола	БДМ	25,0	+5...-55	25 л/час	Ррасч=25,0 МПа	3
Горизонтальная факельная установка	ГФУ	0,4...11,5	+5...+15	17,5 тыс. м <sup>3</sup> /час	Ррасч=16,0 МПа	1
Блок гребенок	БГ	30,0	+5...+15	-	Ррасч=32,0 МПа	1
Измерительная установка	ИУ	0,4...10,8	+15	2,11 м <sup>3</sup> /час	Ррасч=10,0 МПа	1

### 5.3 Внутриплощадочные трубопроводы

Проектируемые внутриплощадочные трубопроводы выполнены в соответствии с технологической схемой (см. чертеж 03-198-К8-ТР1.ГЧ л.1) и представлены на плане сетей технологических (03-198-К8-ТР1.ГЧ л.2).

При проектировании трубопроводов соблюдены требования ГОСТ 32569-2013 «Трубы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», ГОСТ 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование», ГОСТ Р 55990-2014 «Промысловые трубопроводы», требования федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» №534 от 15.12.2022 г., федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» №444 от 21.12.2021 г.. В проекте применены трубы и соединительные детали серийного заводского изготовления.

Для трубопроводов приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные (в соответствии с требованиями п.597 ФНиП №534 от 15.12.2022 г.) повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, предел текучести, относительное удлинение и твердость по Бринеллю, термообработанные, со 100% контролем неразрушающими методами, с обязательным выполнением

Взам. инв. №	Подпись и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03-198-К8-ТР1.ГЧ	Лист
									33

п. 1.9 ГОСТ 8731-87. Ударная вязкость (KCV) на образцах Шарпи при T=60°C не менее 3 кгс·м/см<sup>2</sup> из стали 09Г2С с техническими условиями на изготовление по ГОСТ 8732-78.

При выборе труб учитывались рабочие параметры и свойства транспортируемой среды, механические свойства труб, а также климатические условия района эксплуатации проектируемых трубопроводов.

Марка стали для соединительных деталей трубопровода принята по марке стали трубы.

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

Значение ударной вязкости для трубопроводов, гарантированное заводами-изготовителями, соответствует требованиям нормативных документов и приведено в технических условиях на трубы.

Значение ударной вязкости для трубопроводов должно быть не ниже 30 Дж/см<sup>2</sup> при минимальной расчетной температуре стенки элемента трубопровода согласно требованиям Международного стандарта ГОСТ 32569-2013 «Трубы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»

### 5.3.1 Расчет трубопроводов на прочность

Расчет толщины стенок трубопроводов выполнен по ГОСТ 32388-2013.

Расчет труб и соединительных деталей на прочность проводится по номинальным допускаемым напряжениям. Согласно п. 5.3.1 ГОСТ 32388-2013 номинальные допускаемые напряжения определяются по формуле

$$[\sigma] = \min \left[ \frac{\sigma_{B/t}}{2,4}; \frac{\sigma_{P/t}}{1,5} \right] \quad (1)$$

где  $\sigma_{B/t}$  – минимальное значение временного сопротивления (предела прочности) при растяжении при расчетной температуре t °С, МПа;

$\sigma_{P/t}$  – минимальное значение предела текучести при расчетной температуре t °С, МПа.

Согласно п 5.3.2 ГОСТ 32388-2013 нормативные значения  $[\sigma]$  рекомендуется принимать согласно справочной и научно-технической литературе.

Расчетная толщина стенки трубы определяется по формуле

$$S_R = \frac{P \cdot D_a}{2 \cdot \varphi_y \cdot [\sigma] + P} \quad (2)$$

где P – расчетное внутреннее давление, МПа;

D<sub>a</sub> – наружный диаметр трубопровода, мм;

$\varphi_y$  – коэффициент прочности продольного сварного шва при растяжении ( $\varphi_y = 1,0$  согласно таблице 5.1 ГОСТ 32388-2013);

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03-198-K8-TP1.TЧ	Лист
							34

Допустимое рабочее избыточное внутреннее давление, МПа

$$[P] = \frac{2[\sigma]\varphi_y(s-c)}{D_a-(s-c)} \quad (3)$$

где  $s$  – номинальная толщина стенки трубопровода, мм;

$c$  – суммарная прибавка к толщине стенки, мм.

Номинальная толщина стенки элемента трубопровода  $s$  определяется с учетом прибавки по формуле

$$s \geq s_R + c \quad (4)$$

но не менее минимальной толщины стенки при эксплуатации с учетом прибавки на коррозию

$$s \geq s_{min} + c_2 \quad (5)$$

$c$  округлением до значения ближайшей большей толщины стенки по стандартам и техническим условиям. Допускается округление в сторону меньшей толщины стенки, если разность между расчетным и ближайшим по сортаменту значениями не превышает 3 %.

Минимальная толщина стенки при эксплуатации  $s_{min}$  принята согласно таблице 5.6 ГОСТ 32388-2013.

Суммарная прибавка к толщине стенки

$$c \geq c_1 + c_2 \quad (6)$$

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

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

Применение труб из сталей повышенной коррозионной стойкости, с повышенной толщиной стенки по отношению к расчетной, с учетом скорости коррозии, с учетом отбраковочной толщины стенки обеспечит безопасную эксплуатацию трубопроводов.

Основными методами контроля надежной и безопасной эксплуатации трубопроводов являются периодические ревизии, при которых проверяется состояние трубопроводов, их элементов и деталей.

Для контроля за коррозионным состоянием трубопроводов при периодической ревизии, помимо визуального осмотра рекомендуется выполнение измерений толщин стенки трубопроводов методом ультразвуковой и магнитной толщинометрии в местах, где наиболее вероятен максимальный износ вследствие коррозии. В случае достижения толщины стенки отбраковочной величины трубы и детали трубопроводов подлежат отбраковке.

Отбраковочная толщина стенки деталей трубопровода

$$[s] = \max (s_R + c_1; s_{min}) \quad (7)$$

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>03-198-K8-TP1.TЧ</b>	Лист
										35
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		



экспертизы промышленной безопасности, выполняемой специализированной организацией, имеющей разрешение (лицензию), выданное Ростехнадзором.

Эксплуатация трубопроводов, отработавших назначенный или расчетный срок службы, допускается при получении разрешения экспертизы промышленной безопасности в установленном порядке.

### 5.3.2 Прокладка трубопроводов

Проектирование трубопроводов осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 «Трубы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», ГОСТ Р 55990-2014 «Промысловые трубопроводы».

Основной способ прокладки трубопроводов подземный, надземный способ предусмотрен в местах расположения запорной арматуры и на узлах, на проектируемых эстакадах и стойках на высоте не менее 0,5 м.

Трубопроводы проложены с уклоном не менее 0,003 согласно требованиям 10.1.4 ГОСТ 32569-2013, п. 6.2.12 ВНТП 5-95.

Надземная прокладка трубопроводов предусматривается на подвижных и неподвижных хомутовых опорах по ОСТ 36-146-88. Опоры располагаются на расстоянии не менее 100 мм от сварных швов.

Расстояния между осями смежных трубопроводов принимаются с учетом возможности сборки, ремонта, осмотра, нанесения изоляции, а также величины смещения трубопровода при температурных деформациях.

Шаг для опор (не более):

- для трубопроводов DN 25 – 2 метра;
- для трубопроводов DN 50 – 2,5 метра;
- для трубопроводов DN 80 – 2,5 метров;
- для трубопроводов DN 100 - 5 метров;
- для трубопроводов DN 150...DN 200 - 5 метров.

На трубопроводах в низших точках предусмотрены спускники (для опорожнения от воды при гидроиспытаниях), в верхних точках предусмотрены воздушники (для удаления газа). В рабочем режиме спускники и воздушники должны быть закрыты, заглушены и тщательно теплоизолированы. На участках надземных переходов через дорогу воздушники опускаются до отметки 1,5 м от земли и теплоизолируются совместно с основным трубопроводом.

Надземная прокладка обеспечивает хорошие условия для наблюдения за трубопроводом и своевременного обнаружения аварий и их устранения.

Взам. инв. №							<b>03-198-K8-TP1.TЧ</b>	Лист
								37
Подпись и дата							<b>03-198-K8-TP1.TЧ</b>	37
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Предотвращение деформаций при тепловом удлинении трубопроводов происходит за счет поворотов эстакад и опусков/подъемов трубопроводов.

Прокладка напорных трубопроводов через автомобильные дороги предусмотрена надземно с отметкой низа строительной конструкции не менее 5 м. Прокладка безнапорных трубопроводов через автомобильные дороги предусмотрена подземно в футляре. Диаметр футляра принят на 200 мм больше диаметра трубопровода. При переходе от надземной прокладки к подземной предусмотрено перекрытие защитных покрытий внахлест на участке длиной не менее 0,5 м.

Для обслуживания трубопроводов и арматуры, при необходимости, предусматриваются площадки обслуживания, проходные и переходные мостики.

Подземная прокладка трубопроводов предусмотрена в соответствии требованиями ГОСТ Р 55990-2014, ГОСТ 32569-2013.

### 5.3.3 Категория трубопроводов

Категория и группа трубопроводов определена согласно ГОСТ 32569-2013.

Характеристика проектируемых трубопроводов представлена в таблице 5.2.3.

Таблица 5.2.3 – Характеристика проектируемых трубопроводов

п/п	Наименование трубопровода	Категория, группа Труб-да по ГОСТ 32569-2013	Рабочие условия трубопровода			Давление испытания, МПа (изб)		
			T, °C	P, МПа	Давление расчетное, МПа	на прочность (гидр.) = $1,43 \times P_{расч}$	на плотность (гидр.) = $P_{расч}$	на герметичность (пневм.) = $P_{раб}$
1	Трубопровод газа на вход куста, ГС1	Б(а)-I	5...20	10,0	16,0	22,88	16	10
2	Трубопровод газа от скважин, ГС2.1...2.3	Б(а)-I	5...20	10,0	16,0	22,88	16	10
3	Трубопровод газа на продувку скважин, ГС2	Б(а)-I	5...20	10,0	16,0	22,88	16	10
4	Трубопровод газа на факел, Гф1	Б(а)-I	5...20	10,0	16,0	22,88	16	10
5	Трубопровод газа топливного, Гт1	Б(а)-I	5...20	10,0	16,0	22,88	16	10
6	Трубопровод газа топливного от БРТГ на ГФУ, Гт1.1...Гт1.2	Б(а)-I	5...20	10,0	16,0	22,88	16	10
7	Трубопровод нефти на выход куста, Н1	Б(в)-I	5...20	6,8	10,0	14,3	10	6,8

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>03-198-К8-Тр1.ТЧ</b>	Лист
							38



п/п	Наименование трубопровода	Категория, группа Труб-да по ГОСТ 32569-2013	Рабочие условия трубопровода		Давление расчетное, МПа	Давление испытания, МПа (изб)		
			T, °C	P, МПа		на прочность (гидр.) = 1,43xPрасч	на плотность (гидр.) = Pрасч	на герметичность (пневм.) = Pраб
8	Трубопровод нефти от скважин, Н2.1...Н2.3	Б(в)-I	5...20	6,8	10,0	14,3	10	6,8
9	Трубопровод нефти от скважин на передвижную ИУ, Н3.1...Н3.3	Б(в)-I	5...20	6,8	10,0	14,3	10	6,8
10	Трубопровод высоконапорный от БГ до скв. 889, ВВ1	В-I	5...20	30,0	32,0	45,76	32	30
11	Трубопровод высоконапорный от БГ в напорную скважину, ВВ4	В-I	5...20	30,0	32,0	45,76	32	30
12	Трубопровод воды на пожарные нужды, НВ3	В-III	5...20	1,6	1,6	2,29	1,6	1,6
13	Трубопровод дренажа от ИУ до ЕД, Д1	Б(б)-II	5...10	0,6	1,6	2,29	1,6	0,6
14	Трубопровод метанола в скважины, М1	А(б)-I	5	25,0	25,0	35,75	25	25

### 5.3.4 Монтаж трубопроводов, контроль качества сварных соединений трубопроводов

Монтажные работы и контроль качества сварных соединений трубопроводов физическими неразрушающими методами выполнить согласно требованиям ГОСТ 32569-2013 и СП 62.13330-2011.

Число сварных стыков, подлежащих контролю, от общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком (но не менее одного стыка), согласно требованиям ГОСТ 32569-2013, принять:

- для трубопровода I категории - 20 %;
- для трубопровода II категории - 10 %;
- для трубопровода III категории - 2 %;
- для факельных коллекторов - 100%

При сварке трубопроводов из разнородных сталей контролю подвергается 100 % сварных швов.

Порядок применения сварочных материалов, сварочного оборудования и технологий должен соответствовать РД 03-613-03, РД 03-614-03, РД 03-615-03.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			<b>03-198-K8-TP1.TЧ</b>						39
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

К контролю сварных соединений физическими методами допускаются дефектоскописты, имеющие соответствующее квалификационное удостоверение на проведение контроля. Аттестация сварщиков производится в соответствии с требованиями ПБ 03-273-99.

Сдача и приемка трубопроводов после монтажа осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013, раздел 13.

### 5.3.5 Испытания трубопроводов, промывка и продувка трубопроводов

Согласно требованиям ГОСТ 32569-2013 «Трубы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», величина давления испытания на прочность должна составлять не менее (выбирается большее из двух значений):

$$P_{\text{исп.}} = \frac{1,25 \times P_p \times [\sigma]_{20}}{[\sigma]_t} \quad (9)$$

или

$$P_{\text{исп.}} = 1,43 \times P_p \quad (10)$$

где:

$P_p$  – расчетное давление трубопровода, МПа;

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

$[\sigma]_t$  – допустимое напряжение для материала трубопровода при максимальной положительной расчетной температуре;

$[\sigma]_{20} / [\sigma]_t = 1$  – (согласно СА 03-003-07 «Расчеты на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов», п.1.4).

Испытание трубопроводов на прочность и плотность с последующей очисткой внутренней поверхности, дополнительное испытание на герметичность выполнить согласно ГОСТ 32569-2013.

Испытание на прочность и плотность следует проводить одновременно, независимо от способа испытания.

Проектом предусмотрен гидравлический способ испытаний. Для проведения гидравлических испытаний предусмотрены организационно-технологические схемы, обеспечивающие последовательное испытание участков с многократным использованием испытательной среды. Объем воды, требуемый для испытания проектируемых трубопроводов, составляет 96,84 м<sup>3</sup>.

При испытании на прочность и плотность испытываемый трубопровод (участок) необходимо отсоединить от оборудования и других трубопроводов заглушками.

Всю запорную арматуру, установленную на испытываемом трубопроводе, полностью открыть, сальники уплотнить, на месте измерительных устройств и регулирующих клапанов установить монтажные катушки, все врезки, штуцера, бобышки – заглушить.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>03-198-K8-TP1.TЧ</b>	Лист
										40
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Для опорожнения трубопроводов от воды при гидроиспытаниях в низших точках предусмотрены дренажные устройства, в высших – воздушники.

Испытательное давление в трубопроводе выдержать в течение 10 минут (испытание на прочность), после чего его снизить до рабочего давления, при котором произвести тщательный осмотр сварных швов (испытание на плотность).

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

По окончании осмотра давление вновь повысить до испытательного и выдержать еще 5 минут, после чего снова снизить до рабочего и вторично тщательно осмотреть трубопровод.

Дополнительное испытание трубопроводов на герметичность (для трубопроводов с группой продукта А, Б(а), Б(б)) проводится воздухом или инертным газом после завершения испытаний на прочность и плотность, промывки и продувки. Дополнительное испытание на герметичность выполняется давлением, равным рабочему.

Продолжительность дополнительного испытания на герметичность должна составлять не менее 24 часов. Проверку на герметичность произвести после испытания на прочность и снижения давления до максимального рабочего и выдержки его не менее 12 часов.

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

В рабочем режиме спускники должны быть закрыты, заглушены и тщательно затеплоизолированы.

Величина испытательного давления, способ и вид испытания представлены в таблице 5.3.2.

Все работы по очистке полости трубопроводов выполнить в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 (глава 13) и СП 62.13330-2011.

Промывка осуществляется водой, продувка воздухом или инертным газом под давлением, равным рабочему давлению в трубопроводе.

Во время промывки (продувки) снимаются диафрагмы, приборы, регулирующая, предохраняющая арматура и устанавливаются катушки и заглушки, арматура на спускных линиях должна быть полностью открыта, а после промывки (продувки) тщательно осмотрена и очищена.

### 5.3.6 Изоляция трубопроводов

В целях предотвращения остывания продукта проектом предусмотрена теплоизоляция надземной части трубопроводов. Трубопроводы подачи метанола предусмотрены без тепловой изоляции.

Для антикоррозионной изоляции надземных участков трубопроводов предусмотрена эмаль КО-811 по ГОСТ 23122-78 (3 слоя). Подготовку металлической поверхности перед нанесением

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03-198-K8-TP1.TЧ	Лист
							41

покрытия необходимо проводить в соответствии с ГОСТ 9.402, ГОСТ Р ИСО 8501-1:2014 степень очистки от окислов – 2 (Sa 2,5), степень обезжиривания – 1. Нанесение покрытия должно производиться в соответствии с требованиями технической документации на материалы и рекомендациями разработчика.

Для предупреждения и уменьшения теплотерь надземные трубопроводы прокладываются:

- в теплоизоляции (трубопроводы газа, нефти);
- с обогревом электрическим кабелем и с последующей теплоизоляцией (трубопроводы воды, дренажные трубопроводы и воздушники, сброс газа с пред.клапанов и факельные коллекторы).

Проектирование тепловой изоляции выполнено согласно СП 61.13330.2012. В проекте используются изоляционные материалы, характеризующиеся как негорючие по СНиП 21-01-97\* и относятся к группе НГ по ГОСТ 30244-94.

Для компенсации тепловых потерь проектируемых надземных трубопроводов, а также для поддержания температуры продукта и защиты от замерзания проектом предусматривается электрическая система обогрева. Система электрического обогрева не предназначена для разогрева продукта в процессе его транспортировки по трубопроводам. Температура, поддерживаемая электрообогревом в трубопроводах принята +5 °С.

Режим работы системы электрообогрева - продолжительный.

Для трубопроводов с положительной температурой изолируемой поверхности в качестве обязательных элементов изоляции входят: теплоизоляционный слой, покровный слой, элементы крепления.

Проектной документацией в качестве основного теплоизоляционного слоя для надземных трубопроводов приняты маты минераловатные прошивные марки МП-125 ГОСТ 21880-2011. Теплоизоляция трубопроводов предусматривается в один слой. Толщина теплоизоляционного слоя 60 мм.

Для трубопроводов диаметром менее 50 мм, прокладываемых в теплоизоляции (воздушники и спускники), в качестве теплоизоляционного материала предусмотрен шнур теплоизоляционный из минеральной ваты в оболочке из стеклоткани марки ШТН-МВ-200-400-50-С ТУ 36.16.22-33-89 диаметром 50, 60, 80 мм.

Изоляция трубопроводов осуществляется после их испытания и устранения всех обнаруженных дефектов. До нанесения изоляции необходимо поверхность трубопровода очистить, обеспылить и обезжирить.

В качестве покровного слоя используется лист стальной оцинкованный ОЦБ-ПН-НО ГОСТ 19904-90/Н-КР-2 ГОСТ 14918-80\*: для трубопроводов диаметром до 400 мм включительно

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>03-198-К8-Тр1.ТЧ</b>	Лист
										42
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

толщиной 0,5 мм, для трубопроводов диаметром 600 – толщиной 0,8 мм, для оборудования – толщиной 1,0 мм.

Для запорной арматуры проектом предусмотрена сборно-разборная съемная теплоизоляционная конструкция.

В месте перехода трубопроводов от надземной прокладки к подземной, теплоизоляция должна быть нанесена на 0,5 м ниже поверхности земли.

Для предохранения от почвенной коррозии наружная поверхность проектируемого подземного участка трубопровода покрывается антикоррозийной изоляцией усиленного типа.

Конструкция пленочного изоляционного покрытия:

- праймер «Праймер–НК-50» ТУ 5775-001-01297859-95 в один слой;
- полимерная лента «Полилен 40-ЛИ-63» ТУ 2245-003-1297859-99 – два слоя;
- наружная обертка «Полилен-ОБ 40-ОБ-63» по ТУ 2245-004-01297859-99 в один слой.

Опознавательная окраска надземных участков трубопровода предусмотрена грунтовкой ГФ-021 ГОСТ 25129-82 (один слой) и эмалью ПФ-115 ГОСТ 6465-76 (два слоя). Цвет применяемой композиции для опознавательной окраски должен соответствовать требованиям ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска».

### 5.3.7 Контроль качества и операционный контроль

С целью повышения качества строительства и обеспечения эксплуатационной надежности на всех этапах должен выполняться входной, операционный и приемочный контроль.

Методы контроля качества и приемка отдельных видов строительно-монтажных работ осуществляются в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013.

При входном контроле проверяется соответствие поступаемых материалов принятым стандартам.

Операционному контролю подлежит качество выполнения всех видов строительно-монтажных работ.

При операционном контроле проверяется:

- соблюдение заданной технологии строительных процессов;
- соответствие выполняемых работ рабочим чертежам и СНиПам;
- строгое соблюдение последовательности выполнения строительных процессов.

Приемочному контролю подвергается законченное строительство в целом.

Приборы и инструменты, предназначенные для контроля, должны быть заводского изготовления и иметь паспорта, подтверждающие соответствие требованиям ГОСТ или технических условий.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>03-198-K8-TP1.TЧ</b>	Лист
										43
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Контроль качества подготовительных работ осуществляется путем систематического наблюдения и проверки соответствия выполняемых работ требованиям проектной документации.

Трубы, фасонные соединительные детали, фланцы, прокладки и крепежные изделия по качеству и техническим характеристикам должны отвечать требованиям нормативных документов, заложенных в проектной документации.

Проверка труб, деталей и узлов трубопроводов, запорной арматуры производится организацией-заказчиком или специализированной службой входного контроля в присутствии представителя организации-получателя в процессе получения указанной продукции от заводо-изготовителей и других поставщиков по месту разгрузки продукции с транспортных средств или после транспортировки ее от мест разгрузки до площадки складирования.

Освидетельствование и отбраковку осуществляет специальная комиссия заказчика.

Каждая партия труб должна иметь сертификат завода-изготовителя, в котором указывается номер заказа, технические условия (согласованные с Ростехнадзором) или ГОСТ, по которому изготовлены трубы, размер труб и их количество в партии, результаты гидравлических и механических испытаний.

Все детали, узлы трубопроводов и элементы запорной арматуры должны иметь сертификаты заводо-изготовителей и технические паспорта.

Контроль сварочных материалов осуществляется работниками специализированной службы входного контроля или комиссией, в состав которой входят представители монтажной организации, сварочной службы отдела снабжения.

При производстве сварочных работ необходимо производить:

- проверку квалификации сварщиков;
- контроль исходных материалов и труб;
- систематический операционный (технологический) контроль, осуществляемый в процессе сборки и сварки;
- визуальный контроль и обмер готовых сварных соединений;
- проверку соответствия технологии сварки требованиям нормативных документов;
- проверку наличия клейма сварщика на каждом стыке.

Контроль качества очистки полости, испытание на герметичность осуществляется по специальной инструкции, разрабатываемой заказчиком и строительно-монтажной организацией применительно к данному объекту.

### 5.3.8 Запорная арматура и регулирующая арматура

Применяемая арматура соответствует расчетному давлению в трубопроводе.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>03-198-K8-TP1.TЧ</b>	Лист
										44
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Рекомендуемая в проектной документации трубопроводная арматура соответствует требованиям технических условий на изготовление, стандартам на поставку, должна иметь заводскую маркировку, Сертификаты соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011 от 18.10.2011).

Запорно-регулирующую арматуру (ЗРА) следует поставлять со следующими техническими характеристиками:

- климатическое исполнение – ХЛ1 (размещаемую на открытом воздухе);
- класс герметичности затвора по ГОСТ 9544-2015 – А (для запорной арматуры), класс «IV» (для регулирующей арматуры).

Арматура изготовлена из легированной стали (температура эксплуатации до минус 60 °С).

Проектом предусматривается фланцевая и под приварку запорно-регулирующая арматура с электроприводом и ручным управлением, которая поставляется заводами-изготовителями комплектно с ответными фланцами, прокладками и крепежом. Выбор материала арматуры осуществлялся исходя из условий эксплуатации, параметров и физико-химических свойств, транспортируемой среды и требований нормативно-технической документации. Для ЗРА применяются ответные фланцы по ГОСТ 33259-2015.

Таблица 5.2.8 Ведомость запорной арматуры с электроприводом

Наименование	Количество, шт.
Задвижка стальная клиновая с электроприводом, фланцевая, с ответными фланцами и крепежными деталями, DN 200 мм, PN 16,0 МПа (рабочая среда –газоконденсат)	1
Задвижка стальная клиновая с электроприводом, фланцевая, с ответными фланцами и крепежными деталями, DN 200 мм, PN 16,0 МПа (рабочая среда –нефть)	1

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

							<b>03-198-K8-TP1.TЧ</b>	Лист
								45
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

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

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и автотранспорте определяется на весь период строительства, исходя из принятых методов производства работ, на основании объемов основных строительно-монтажных работ, среднегодовой производительности машин, механизмов и приведена в томе 6 «Проект организации строительства».

Для обеспечения эксплуатации объектов газо и нефтедобычи в составе нефтегазодобывающего предприятия предусматриваются обслуживающие и ремонтные подразделения, выполняющие техническое обслуживание и текущий ремонт нефтегазопромыслового и энергетического оборудования, технологического транспорта, газосборных и магистральных трубопроводов, инженерных сетей и коммуникаций.

На объекте принят необходимый уровень механизации, связанный с выполнением грузоподъемных операций при монтаже, демонтаже и обслуживании технологического оборудования и трубопроводной арматуры массой более 50 кг, размещенного в зданиях производственного назначения, под навесом и на открытых площадках.

Подъемно-транспортное оборудование подобрано в зависимости от габаритных размеров зданий насосных, габаритов и массы демонтируемого оборудования, а также с учетом номенклатуры выпускаемого заводами подъемно-транспортного оборудования.

В проекте приняты компоновочные решения, обеспечивающие максимальный доступ к технологическому оборудованию и применение для его обслуживания передвижных транспортных средств.

Для выполнения ремонтных работ по замене какого-либо вида оборудования, арматуры, труб, либо других устройств, размещенных в блок-боксах, применяются при необходимости подъемно-транспортные средства соответствующей грузоподъемности, входящие в комплект поставки.

Дальнейшая транспортировка демонтированного оборудования на ремонтные предприятия осуществляется обслуживающей организацией передвижными транспортными средствами.

Для выполнения ремонтных работ по замене какого-либо вида оборудования, арматуры, труб, либо других устройств, установленных на открытых площадках, применяются автомобильные краны, кран-манипуляторы и транспортные средства соответствующей грузоподъемности по доставке снятого оборудования на существующие ремонтные предприятия

Эксплуатационные службы оснащаются необходимыми транспортными средствами, строительными механизмами, оборудованием, материалом, инструментами и инвентарем в соответствии с действующим нормативным табелем технической оснащенности.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>03-198-K8-TP1.TЧ</b>	Лист
										46
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		



**7 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям**

Проектируемый объект относится к опасным производственным объектам согласно Федеральному закону от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Проектируемый опасный производственный объект подлежит регистрации в государственном реестре в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации (п. 2, ст. 2, ФЗ № 116-ФЗ). Присвоение класса опасности опасному производственному объекту осуществляется при его регистрации в государственном реестре (п. 4, ст. 2 ФЗ № 116-ФЗ).

Сертификация оборудования, эксплуатируемого на опасном производственном объекте (ОПО), проводится на соответствие требованиям Технических Регламентов Таможенного союза ТР ТС 010/, ТР ТС 012/2011, ТР ТС 032/2013.

Оборудование, эксплуатируемое на опасном производственном объекте, должно соответствовать требованиям следующих документов:

- Приказ 534 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Проектируемые объекты и сооружения размещены на безопасном расстоянии от смежных предприятий и при аварии, взрыве, или пожаре не могут для них представлять серьезной опасности.

Применяемое оборудование, арматура и трубопроводы соответствуют климатическим характеристикам района строительства и условиям эксплуатации согласно Приказа 534 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

В целях повышения надежности при эксплуатации проектной документацией предусмотрено испытание трубопроводов на прочность и плотность после монтажа, покрытие их антикоррозионной изоляцией согласно требованиям Приказа 534 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Технологическая схема и комплектация основного оборудования гарантируют непрерывность и безопасность процесса добычи за счет оснащения технологического оборудования системами автоматического регулирования, блокировки и сигнализации, что исключает необходимость постоянного пребывания обслуживающего персонала на объекте.

Характеристика помещений, наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности приведена в таблице 7.1.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>03-198-K8-TP1.TЧ</b>	Лист
										47
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Таблица 7.1 – Характеристика помещений, наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

Поз. по ПЗУ	Наименование помещений, наружных установок	Категория взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009	Классификация взрывоопасных, пожароопасных зон		
			По № 123-ФЗ	по ПУЭ	
				Класс зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей
1	Блок дозированной подачи метанола БДМ-1...3	Здание категории А Помещение технологического отсека – категория А Помещение аппаратного отсека – категория В4	2	В-1а	IIА-Т2
2	ГФУ	АН	-	В-1г	IIА-Т1
3	Измерительная установка ИУ-1 (технологический отсек)	А	2	В-1а	IIА-Т3
4	Блок ребенок БГ-1	А	-	В-1а	IIА-Т1
5	Емкость дренажная подземная топливная ЕДТ, V=8 м3	АН	2	В-1г	IIА-Т3

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
									48
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>03-198-К8-ТР1.ТЧ</b>

**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**

Проектируемая площадка куста 8 входит в зону обслуживания действующих площадок Метельного месторождения АО «НК «Янгпур». Для технического обслуживания проектируемого объекта предусмотрен вахтовый метод работы бригады специалистов соответствии с таблицей 8.1.

К работам по обслуживанию объекта вахтовым методом допускаются работники, обладающие соответствующим образованием, прошедшие инструктаж и проверку знаний по охране труда, технике безопасности и пожарной безопасности, а также при отсутствии медицинских противопоказаний, установленных Минздравсоцразвития России. Персонал по обслуживанию скважин куста №8 войдет в состав персонала УПГ-3 Метельного месторождения в качестве дополнительного персонала. Постоянного присутствия эксплуатационного персонала на площадке куста скважин не предусмотрено.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до 18 лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие медицинские противопоказания к выполнению работ вахтовым методом.

Для эксплуатационного персонала АО «НК «Янгпур» действуют следующие режимы труда и отдыха:

- продолжительность вахты – 28 дней;
- продолжительность смены – 12 часов.

Численность эксплуатационного персонала по обслуживанию проектируемого комплекса объектов определена на основании действующих нормативных документов

В целях оптимизации напряженности трудовой деятельности предусматривается рациональное чередование работы с перерывами на отдых с учетом специфики организации производства.

Перерывы для отдыха и питания должны быть не более 2-х часов и не менее 30 минут (статья 108 Трудового Кодекса РФ).

Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте могут накапливаться в течение календарного года и суммироваться до целых дней с последующим предоставлением дополнительных дней отдыха.

Численность эксплуатационного персонала по обслуживанию проектируемого объекта определена на основании действующих нормативных документов Российской Федерации, где

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>03-198-K8-TP1.TЧ</b>	Лист
										49
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

учтены степень автоматизации производства, сервисное обслуживание, температурная зона района расположения объектов и вахтовый метод организации работ.

В основу расчетов численности персонала принималась информация по объемам обслуживаемых объектов и регламенту их работы.

В соответствии с нормативным документом приняты следующие коэффициенты:

K1 = 1,1 – вахтовый метод организации работ;

K2 = 1,1 – температурная зона (район Крайнего Севера);

K3 = 0,85 - оснащение системами автоматизации.

Расчет численности персонала по обслуживанию скважин, куста скважин и промысловых сетей приведен в таблице 8.1

Таблица 8.1 – Расчет численности персонала по обслуживанию проектируемого объекта

Наименование	Ед.изм.	Норматив численности, человек	Кол-во	К3 - АСУТП	К1 - в/м. К2-- темп. зона	Нормативная численность, человек
Газоконденсатная скважина	1 скв.	0,0998	3	0,85	K1=1,1 K2 =1,1	0,3079
Нефтяная скважина	1 скв.	0,0998	3	0,85	K1=1,1 K2 =1,1	0,3079
Нагнетательная скважина	1 скв.	0,0998	2	0,85	K1=1,1 K2 =1,1	0,1026
Куст скважин (оборудование обвязки куста)	1 куст	0,024	1	0,85	K1=1,1 K2 =1,1	0,0246
Внутрипромысловый трубопровод	1 км	0,0034	0,35	-	K1=1,1 K2 =1,1	0,0101
Итого:						0,8560

На основании выполненного расчета дополнительная численность персонала по обслуживанию скважин, кустов скважин, промысловых сетей, предусмотренных в составе данной проектной документации, составит один человек.

Наименование профессии - оператор по добыче нефти и газа, диапазон тарифных разрядов – 2-6 (ОК 016-94).

В таблице 8.2 приведены сведения о рабочих местах, с указанием наименования профессии по ОК 016-94 и группы производственных процессов.

Таблица 8.2 - Численный и профессиональный состав обслуживающего персонала

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	03-198-K8-TP1.TЧ						Лист
			03-198-K8-TP1.TЧ						50
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	



- порядок обслуживания сооружений, оборудования, коммуникаций и средств контроля и автоматизации в эксплуатационном режиме, а также при возможных нарушениях нормальной работы;
- меры по предупреждению аварий, а также действия персонала при их возникновении и ликвидации;
- меры по технике безопасности.

Разработка инструкций по охране труда осуществляется на основе требований безопасности, изложенных в эксплуатационной и ремонтной документации предприятий-изготовителей оборудования, а также в технической документации предприятия, с учетом условий межотраслевых (отраслевых) типовых инструкций по охране труда, требований производства.

Каждое предприятие должно иметь общую инструкцию по пожарной безопасности и инструкции для всех взрывоопасных и пожароопасных помещений (участков, цехов, складов и т.д.); все сотрудники предприятия должны ознакомиться с этими документами во время противопожарных инструктажей, производственного обучения. Инструкции должны быть размещены на видных местах предприятия. Каждая инструкция должна быть зарегистрирована в соответствующем журнале.

Разработка плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (ПМЛЛПА) обязательна для предприятий, эксплуатирующих взрывопожароопасные объекты, вне зависимости от организационно-правовых форм, а также форм собственности.

ПМЛЛПА содержит краткую характеристику опасности объекта (технического блока, установки и т. д.), мероприятия по защите персонала и действиям по локализации и ликвидации аварийных ситуаций, подробный анализ опасности возможных аварийных ситуаций на объекте.

Труд работников должен быть организован в соответствии с «Трудовым кодексом Российской Федерации», отражающим основные принципы правового регулирования трудовых отношений между работодателем и работником.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>03-198-K8-TP1.TЧ</b>	Лист
										52
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

**9 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных объектов капитального и решений, направленных на обеспечение соблюдения нормативов допустимых уровней воздействия шума и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах**

Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации проектируемых технологических объектов, приведены в томе 5.7.4 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					03-198-K8-TP1.TЧ	Лист
								53
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

## 10 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе, приведено в томе 6.2 «Техническое обеспечение АСУТП».

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							03-198-К8-ТР1.ТЧ	Лист
										54
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		



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

Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники приведены в томе 8.1 «Мероприятия по охране окружающей среды».

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					03-198-К8-Тр1.ТЧ	Лист
								55
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

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

Технические решения и мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду для всех проектируемых объектов приведены в томе 8.1 «Мероприятия по охране окружающей среды».

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					03-198-К8-ТР1.ТЧ	Лист
								56
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

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

Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, приведены в томе 8.1 «Мероприятия по охране окружающей среды».

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					03-198-К8-ТР1.ТЧ	Лист
								57
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

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

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

Технологические процессы на проектируемой площадке должны проводиться в соответствии с утвержденной в установленном порядке нормативно-технической и эксплуатационной документацией. Оборудование должно соответствовать конструкторской документации.

Для эксплуатации производственных объектов разрабатывается технологический регламент, который является основным технологическим документом, определяющим технологию ведения процесса, режимы производства, показатели качества продукции, безопасные условия работы объектов, нормальную эксплуатацию оборудования и экономичное ведение процесса.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							03-198-К8-ТР1.ТЧ	Лист
										58
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

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

Состояние защищенности объекта от различных угроз обеспечено созданием условий для его нормального функционирования и строгого соблюдения на нем установленных режимов. Безопасность объекта обеспечивается путем разработки и реализации системы мер, осуществляемых администрацией объекта.

На территории проектируемого куста скважин приняты следующие меры по предотвращению постороннего вмешательства и противодействию возможным террористическим актам:

- организовано взаимодействие с органами МВД и ФСБ по предупреждению террористических актов на объектах;
- организовано получение от правоохранительных органов поступающей информации о фактах и попытках приготовления к террористическим актам;
- регулярно проводятся инструктажи сотрудников подразделений службы безопасности предприятия и работников, обслуживающих нефтепромысловые объекты, на предмет выявления возможных признаков (подозрительные предметы, люди и их поведение и т.п.) и пресечения приготовления террористических актов;
- доставка персонала, обслуживающего кустовые площадки осуществляется вахтовыми автобусами;
- посадка в вахтовые автобусы контролируется ответственными лицами;
- контроль транспорта, въезжающего на территорию месторождения, осуществляется на контрольно-пропускном пункте. Обслуживает контрольно-пропускные пункты вневедомственная охрана;
- завоз материалов, оборудования на территорию месторождения, производственных объектов осуществляется только по товарно-транспортным накладным, оформленным в установленном порядке;
- съезд с дороги автотранспорту, за исключением аварийного, запрещается;
- входы в технологические блоки и шкафы оборудованы дверями, оснащенными замками;
- - технологические блоки оснащены датчиками, автоматически передающими информацию на пульт диспетчера о несанкционированном проникновении в блок;
- - запрещается въезд, вход на месторождение, производственный объект без пропуска;
- специалисты, командируемые на месторождение для осуществления производственной и другой деятельности, проходят регистрацию в центральной инженерно-технологической

Инд. № подл.						<b>03-198-K8-TP1.TЧ</b>	Лист
							59
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись		Дата
Взам. инв. №							
Подпись и дата							

службе предприятия и инструктируются по правилам нахождения на территории месторождения;

- регулярно проводится проверка стоянок автотранспорта сотрудниками службы безопасности, и об обнаруженных недостатках информируются руководители (мастера) объектов.

Дополнительных мероприятий, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов проектной документацией не предусматривается.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					03-198-К8-Тр1.ТЧ	Лист
								60
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись



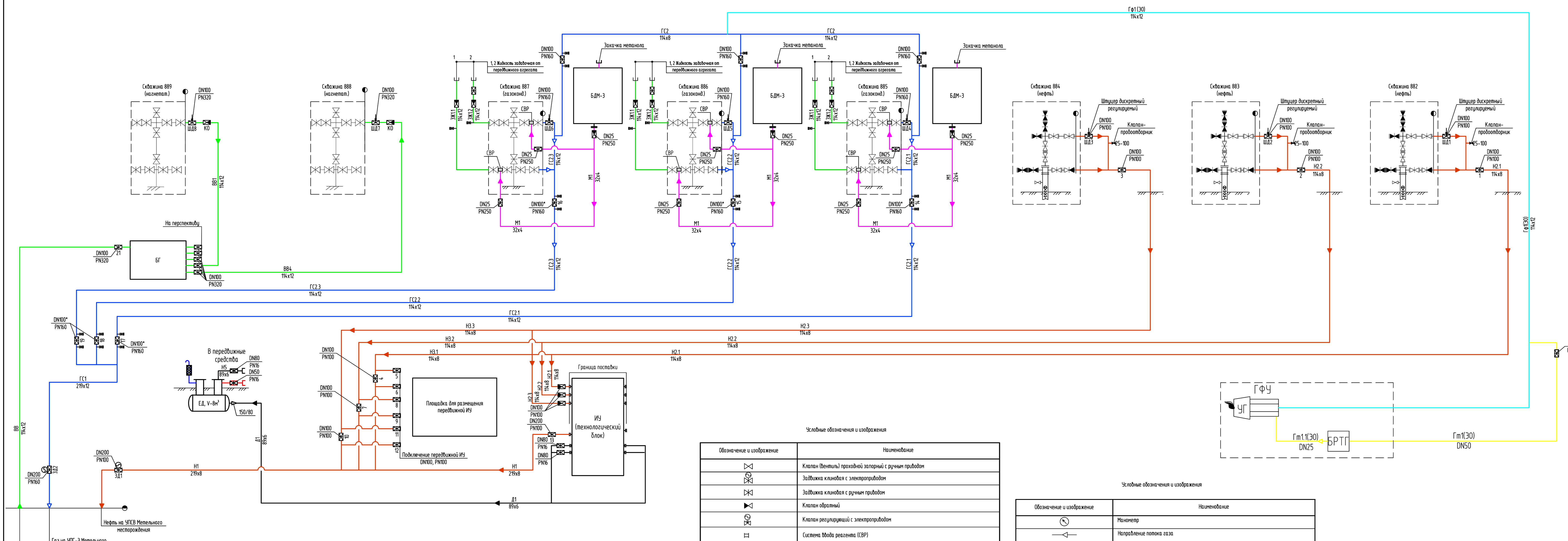
ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Позиция по схеме	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, ед., кг.	Примечание
ИУ	ИУ 40-8-400	Измерительная установка PN=10,0 МПа, Плоткл.=6 шт.	1		
БГ	БГ 2-32-100	Блок греенок БГ 2-32-100 PN=32,0 МПа, Плоткл.=2 шт.	1		
ЕД	ЕД 8-2000-3	Емкость подземная V=8 м³, L=2900 мм, D=2000 мм	1		
БДМ	БДМ-1.3	Блок дозирования метанола, V=5 м³	3		
882, 884		Скважина нефтяная, АФК Э6-65х35КХЛ	3		
885, 887		Скважина газоконденсатная, АФК Э6-65х35КХЛ	3		
888, 889		Скважина нагнетательная	1		

ЭКСПЛИКАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

Обозначение	Наименование
H2.1, H2.3	Выкидные линии нефтяных скважин на ИУ
H3.1, H3.3	Выкидные линии нефтяных скважин на передвижной ИУ
H1	Нефть в нефтесборный коллектор
ГС2.1, 2, 3	Выкидные линии газовых скважин
ГС1	Газ в газосборный коллектор
ГС2	Газ сырой на передвиживание
ГФ1	Газ от скважин на свечу
ВВ1	Высоконапорный ввод от блока греенок до нагнетательной скважины
ВВ4	Высоконапорный ввод от блока греенок до нагнетательной скважины
Д1	Дренаж от оборудования
Н5	Откачка жидкости из емкости
Ш1	Воздушка
Т7	Пропарка
ЭЖ1.1, ЭЖ12	Трубопровод задающей жидкости в газозые скважины
М1	Трубопровод подачи метанола

1. Категория пожарной и взрывопожарной опасности - АН, класс взрывоопасной зоны - 2 согласно Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».  
 2. Запорная арматура на общем трубопроводе сырого газа до редуктора (ГС1, DN200) и на общем трубопроводе метанола между скважинами предусматривается в случае одновременного дурения и ввода в эксплуатацию скважин с целью исключения простоя работающих скважин.  
 В спецификации оборудования по данной запорной арматуре выполняется соответствующее примечание.  
 \* После подключения каждой скважины краны на общем газосборном коллекторе опломбируются в опрытом положении или снимаются штуцеры управления для исключения несанкционированного или ошибочного закрытия запорной арматуры.



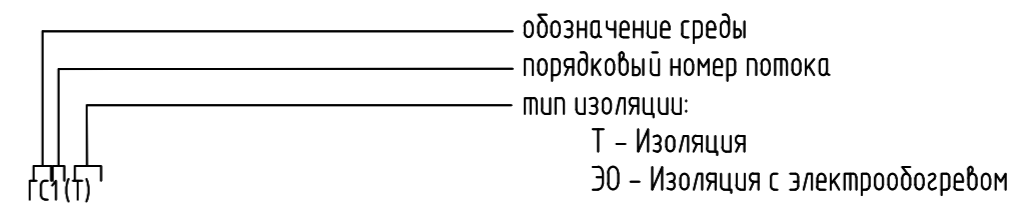
Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
	Клапан (вентиль) проходной запорный с ручным приводом
	Задвижка клиновья с электроприводом
	Задвижка клиновья с ручным приводом
	Клапан обратный
	Клапан регулирующий с электроприводом
	Система ввода реагента (СВР)
	Отборное устройство для установки датчиков
	Переход концентрический
	Фланцевая пара с кольцом-заглушкой
	Быстроразъемное соединение
	Заглушка эллиптическая
	Дроссель

Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
	Манометр
	Направление потока газа
	Направление потока жидкости
	Граница проектирования
	Трубопровод сырого газа до редуктора
	Метанол
	Жидкость задающая
	Трубопровод нефтяной
	Трубопровод газа на ГФУ

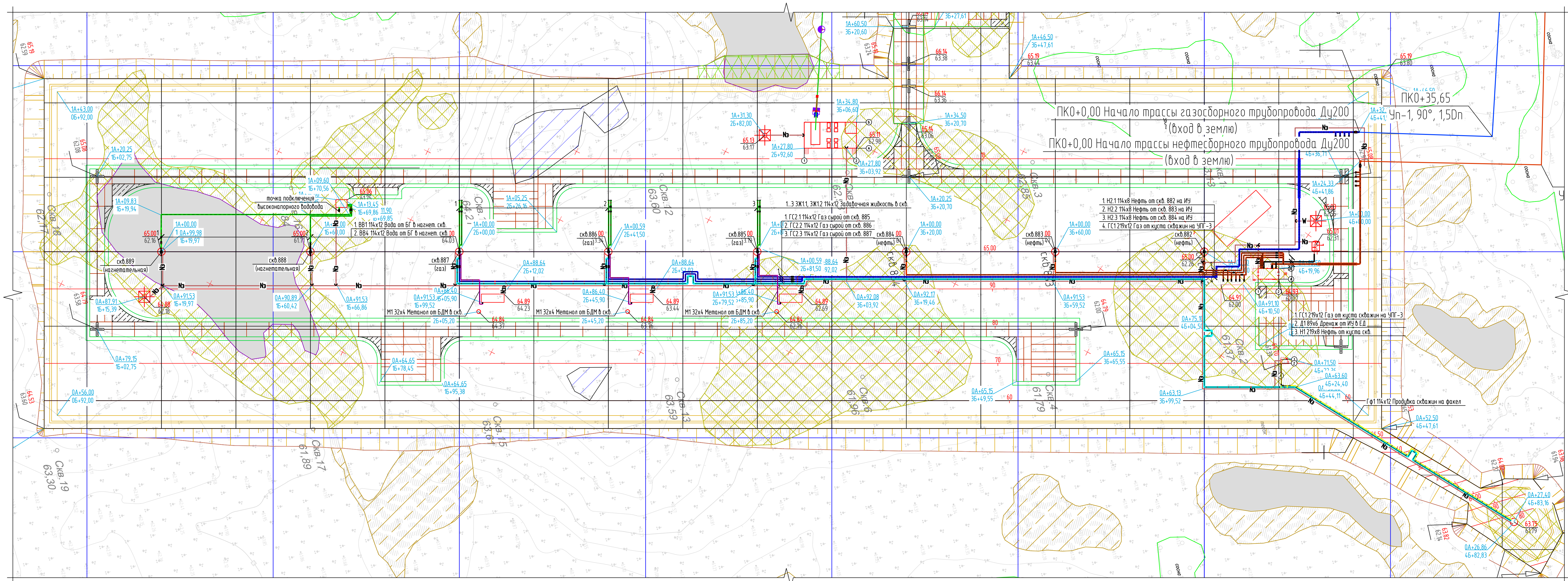
Пример обозначения технологических потоков



03-198-К8-ТР1ГЧ				
Кустовая площадка № 8 Метельного месторождения с коридором коммуникации				
Изм.	Кол. изм.	Лист	№ док.	Дата
Разработ.	Муссагулова	1	03.23	
Провер.	Коптелов	1	03.23	
Н.контр.	Суслова	1	03.23	
Г.ИП	Коптелов	1	03.23	
Технологические решения				Листов 10
Схема технологическая куста №8				000 "СКБ НТМ"



План кустовой площадки №8 Метельного месторождения



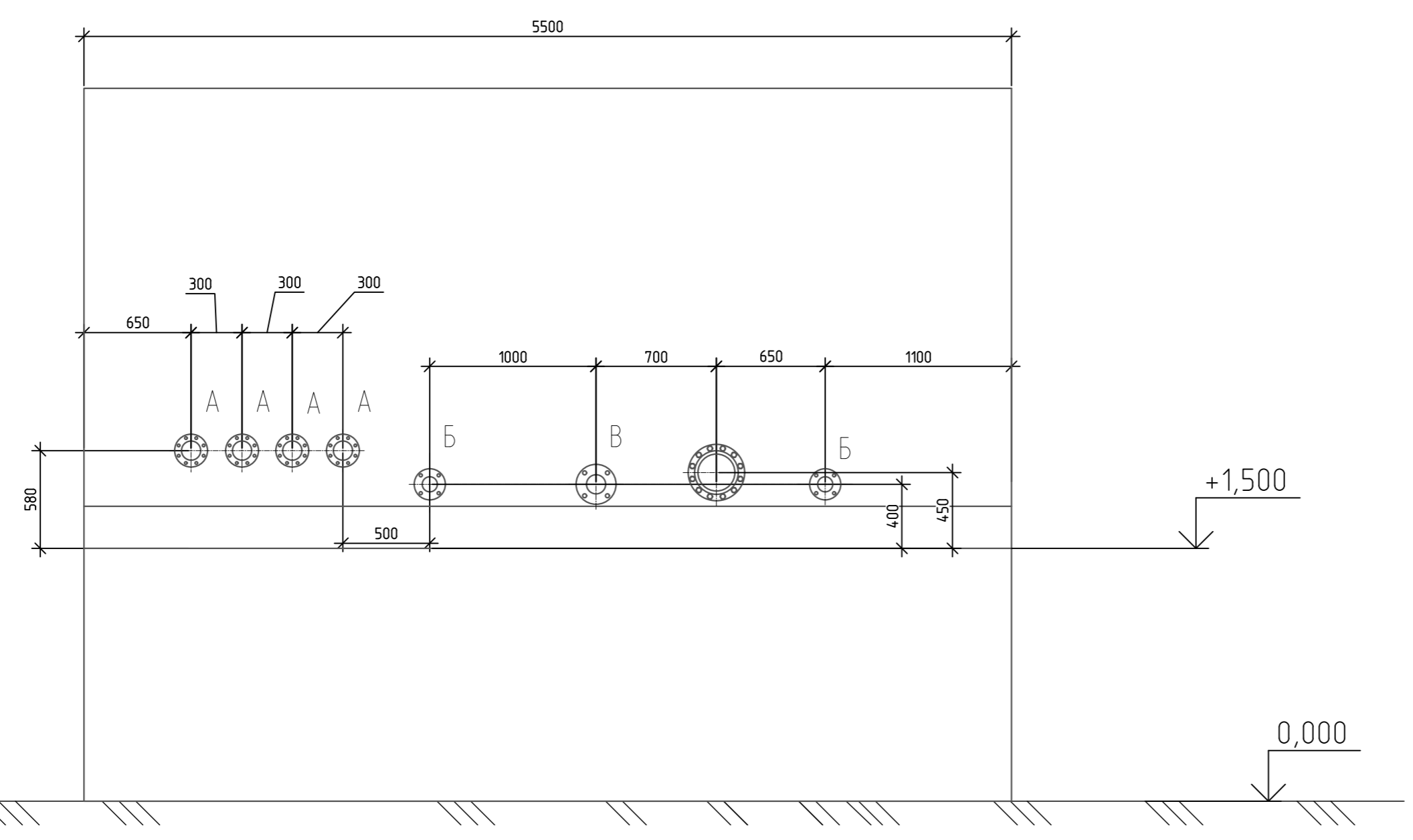
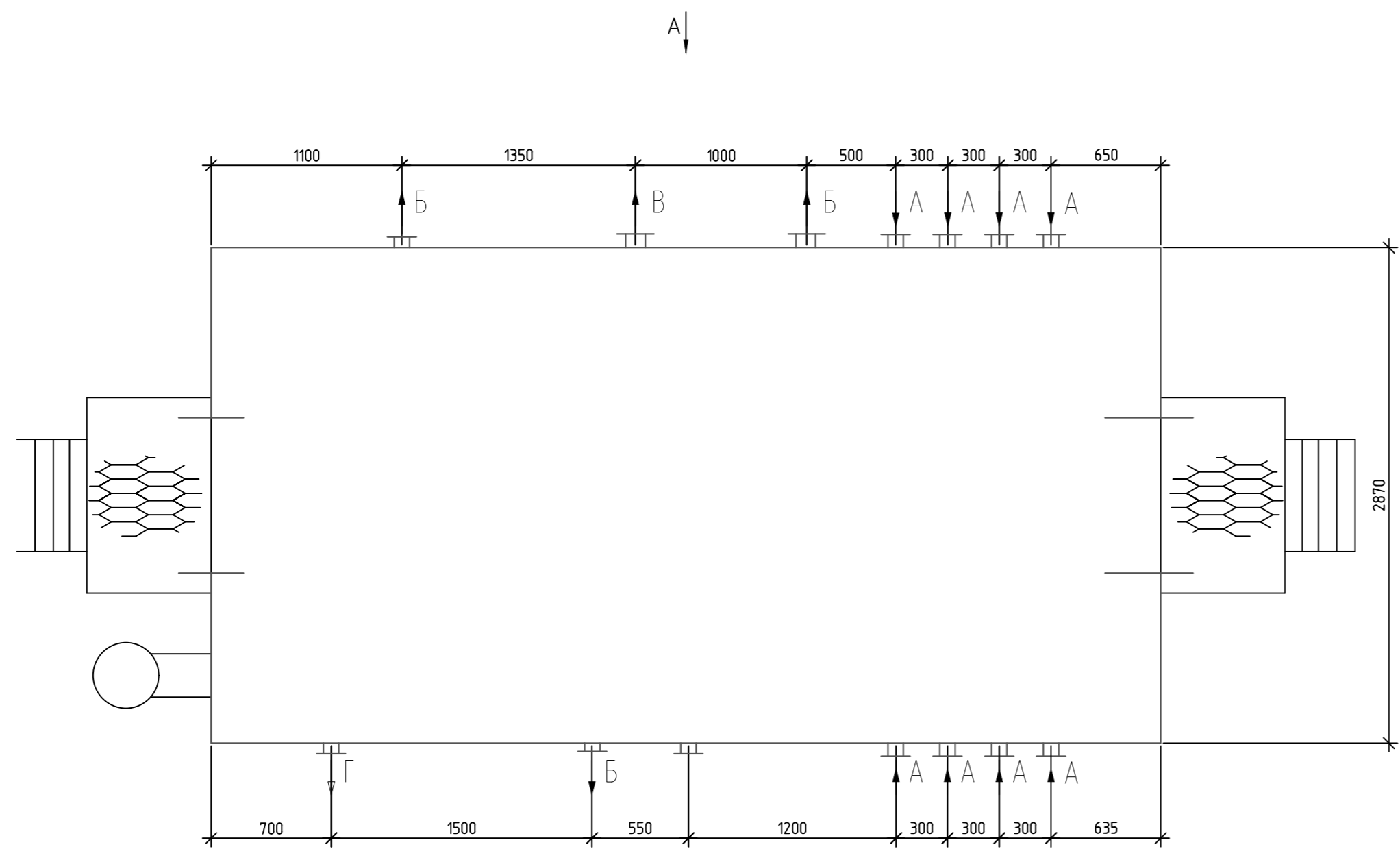
Словные обозначения

Обозначение и изображение	Наименование
	Трубопровод сырого газа до редуцирования
	Метанол
	Жидкость задавочная
	Трубопровод нефтежидкостный
	Трубопровод газа на ГФУ
	Трубопровод дренажа

03-198-К8-ТР1ГЧ					
Кустовая площадка № 8 Метельного месторождения с коридором коммуникации					
Изм.	Кол. изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Муссагалиева			02.23
Провер.		Коптелов			02.23
Исполн.		Суслова			02.23
Технологические решения				Стандия	Лист
План кустовой площадки				п	2
				ООО "СКБ НТМ"	

### Экспликация штуцеров

Обозначение	Наименование	Ди, мм	Давление, МПа
А	Вход нефти со скважин	114	10
Б	Выход нефти в коллектор	114	10
В	Дренаж	57	10
Г	Дренаж	89	10

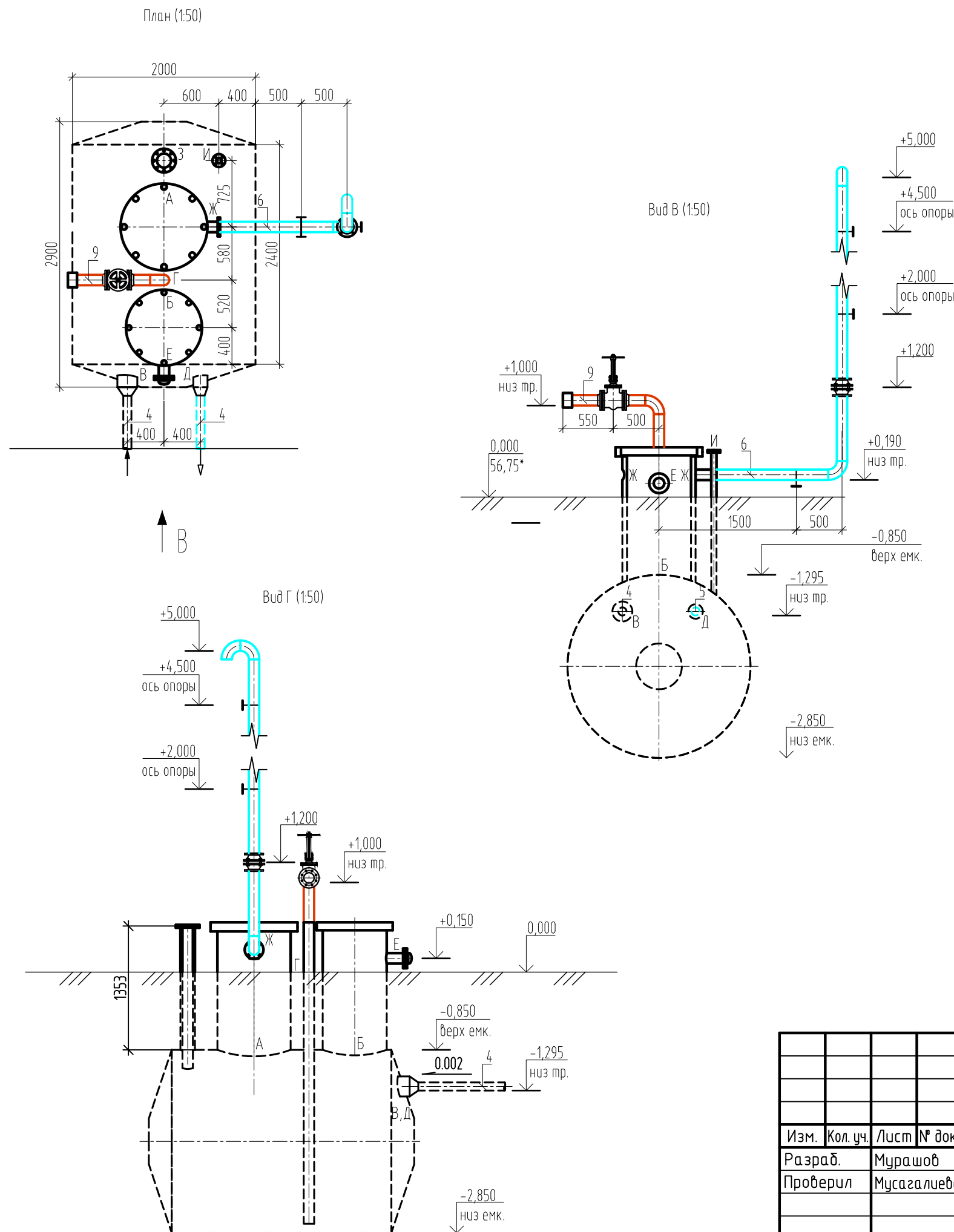


03-198-K8-TP1.G4					
Кустовая площадка №8 Метельного месторождения с коридором коммуникации					
Изм.	Кол. уч.	Лист № док.	Подп.	Дата	Стадия
Разработал	Мурашов	02.23	<i>[Signature]</i>	02.23	Лист
Проверил	Мусагалиева	02.23	<i>[Signature]</i>		Листов
Технологические решения					п
Измерительная установка (ИУ), поз.2.2					з
И.Контр.	Суслова	02.23	<i>[Signature]</i>	ООО "СКБ НТМ"	

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

# Экспликация оборудования

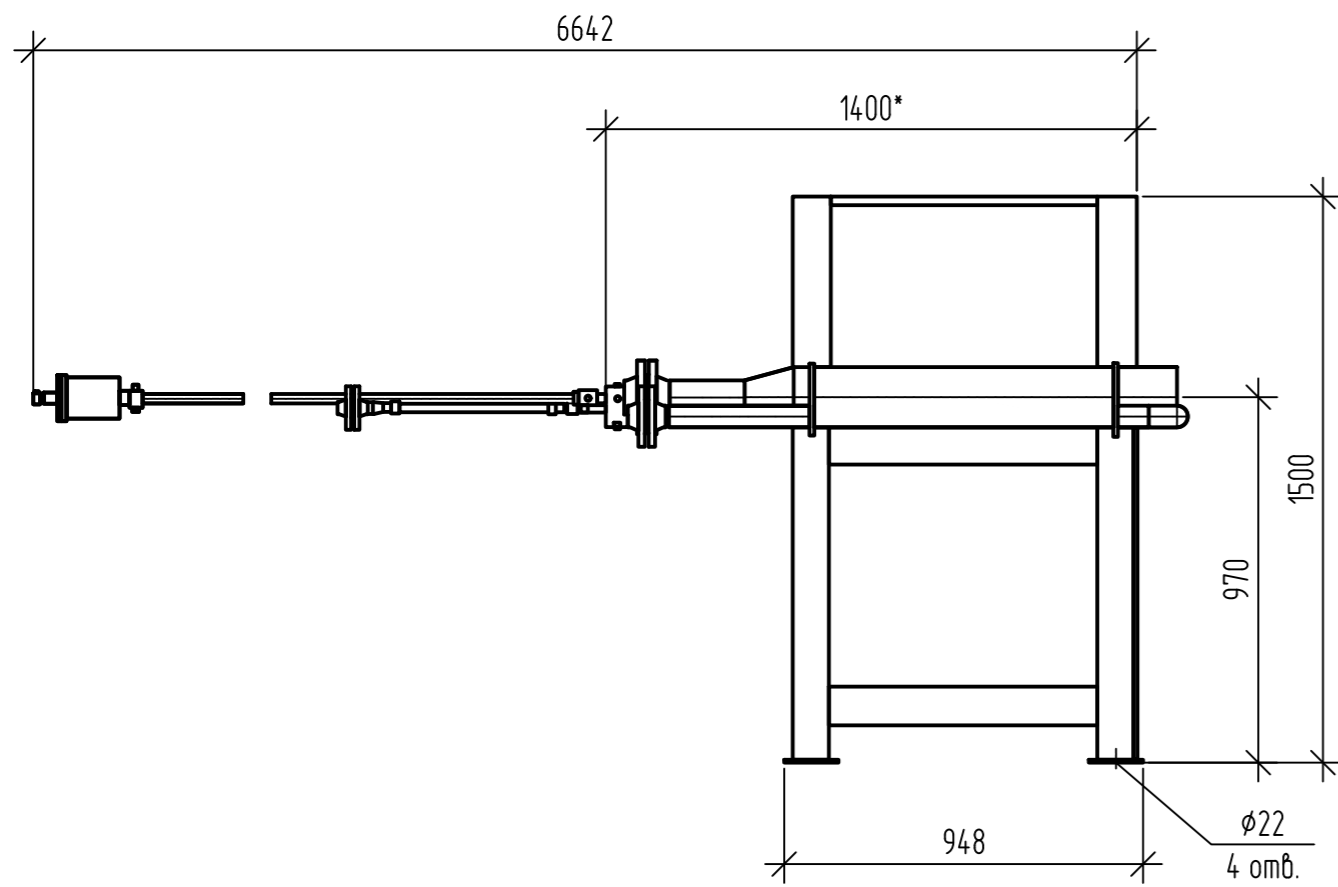
Позиция	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
ЕП	Емкость дренажная	1	V=8м <sup>3</sup> ; P=0.05МПа;	
	ЕП 8-2000-1300-3		Д=2000мм	
Таблица штуцеров				
Обозначение	Назначение	Ду,мм	Ру,МПа	
А	Люк-лаз	800	0.05	
Б	Люк	700	0.05	
В	Вход продукта	80	0.05	
Г	Выход продукта	80	0.05	
Д	Выход продукта аварийный	150	0.05	
Е	Вход пара	100	0.05	
Ж	Воздушник	100	0.05	
З	Для уровнемера	150	0.05	
И	Для термопреобразователя	50	0.05	



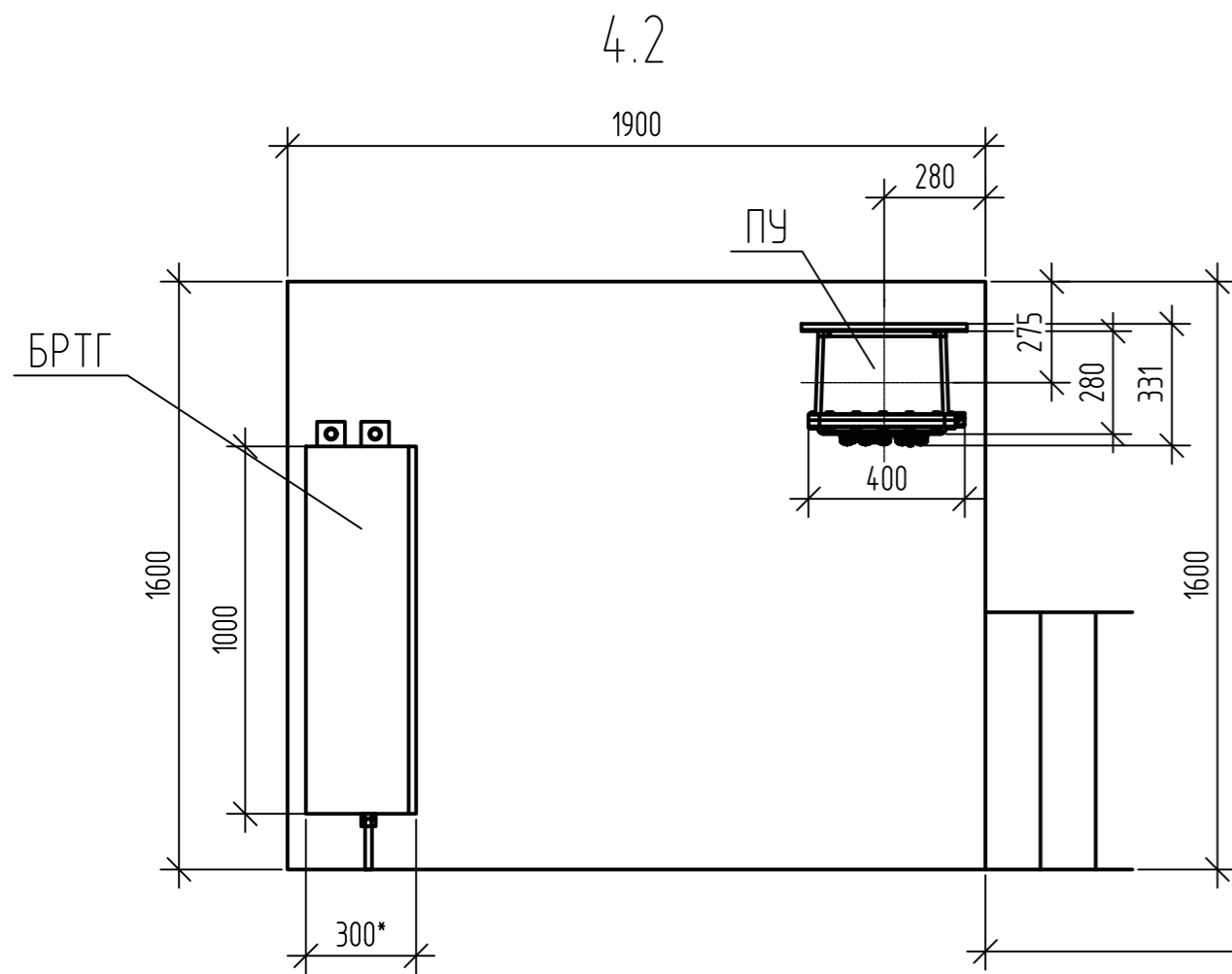
Согласовано			
Взам. инв. №			
Подп. и дата			
Инв. № подл.			

03-198-К8-ТР1.ГЧ					
Кустовая площадка №8 Метельного месторождения с коридором коммуникации					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Мурашов				02.23
Проверил	Мусагалиева				02.23
Н.контр.	Суслова				02.23
Технологические решения				Стадия	Лист
Емкость дренажная (ЕП), V=8 м <sup>3</sup> , поз.3				п	4
				Листов	
				000 "СКБ НТМ"	

# Горелочное устройство

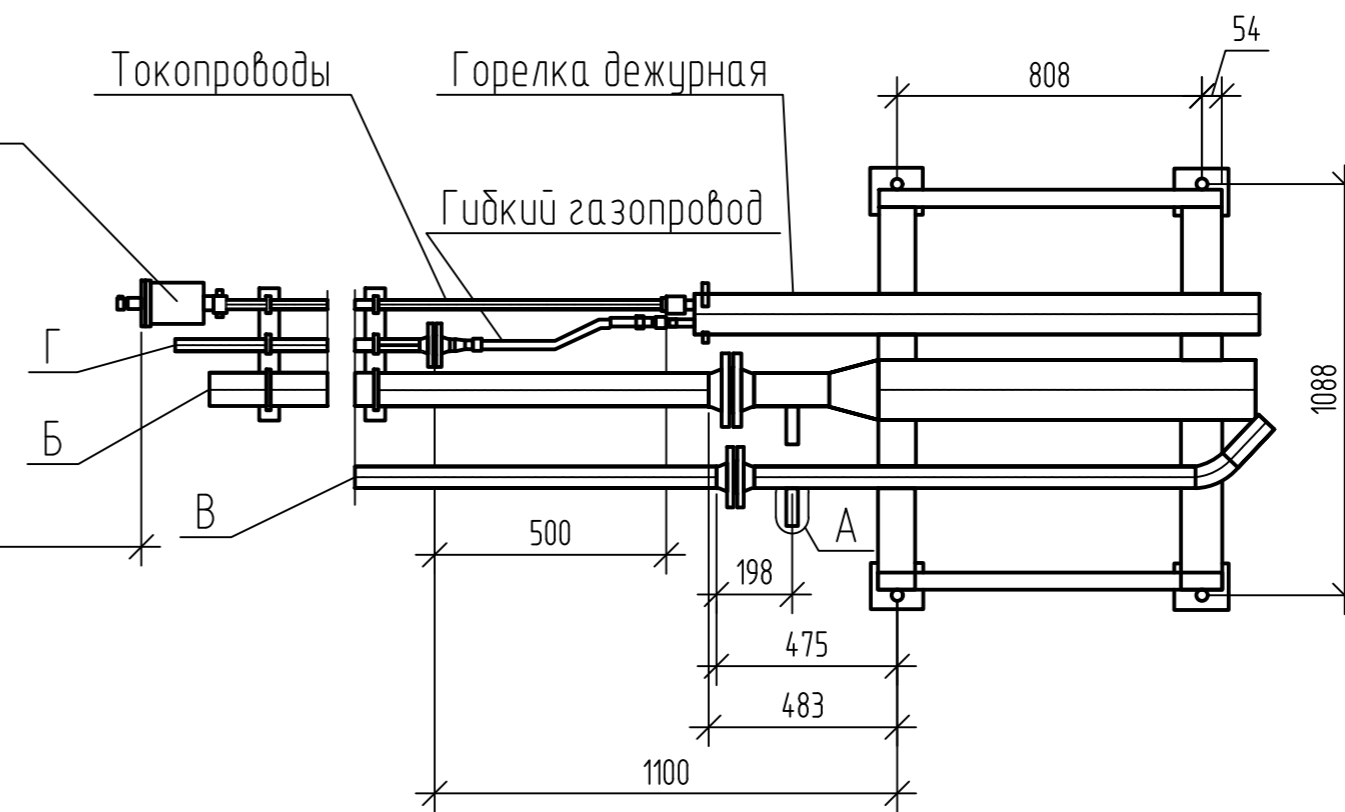
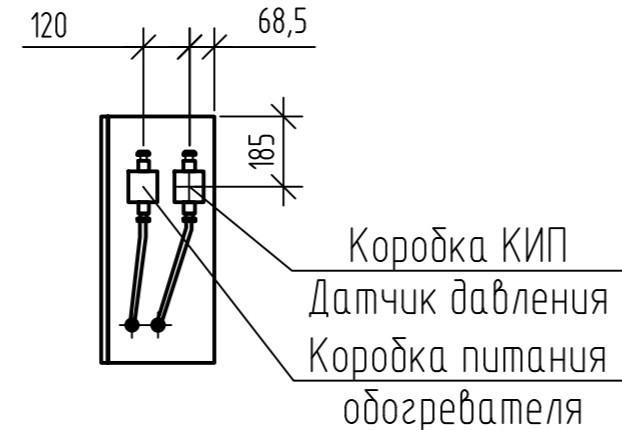
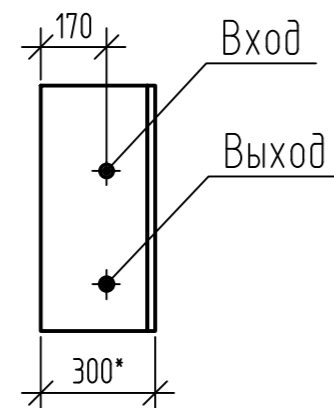
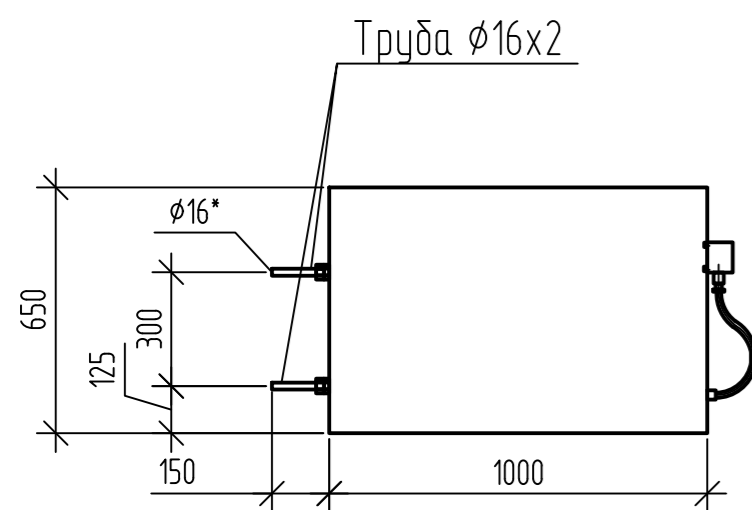


План (1:20)

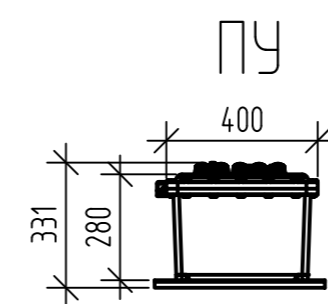
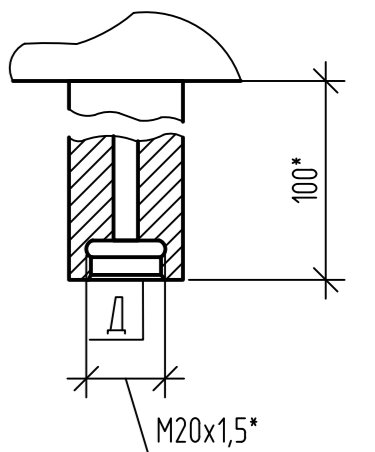


БРТГ (1:20)

(площадка обслуживания условно не показана)



А (1:2)



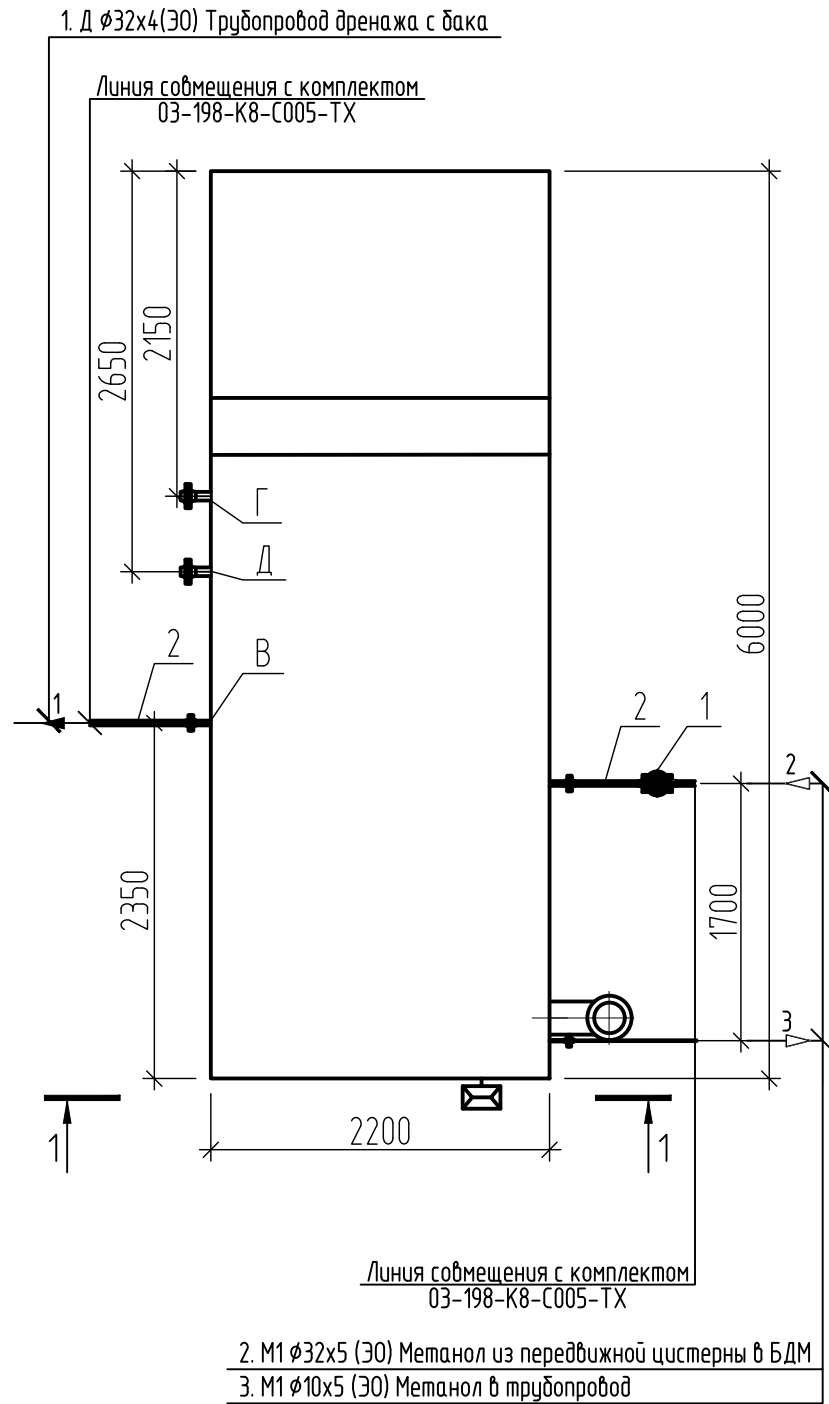
Экспликация зданий и сооружений			
Позиция	Наименование	Примечание	
4.1	Устройство горелочное		
4.2	Блок регулировки топливного газа и пульт управления		

Экспликация штуцеров			
Обозначение	Наименование	Ду, мм	Ру, МПа
Б	Вход газа	80	16
В	Вход воды	50	16
Д	Для кабеля розжига	-	-

03-198-К8-ТР1.ТЧ							
Кустовая площадка №8 Метельного месторождения с коридором коммуникации							
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разработал	Мурашов				02.23		
Проверил	Мусагалиева				02.23		
Технологические решения					Стадия	Лист	Листов
					п	5	
Н.контр.	Суслова				02.23	Горизонтальная факельная установка (ГФУ) поз.4	
						ООО "СКБ НТМ"	

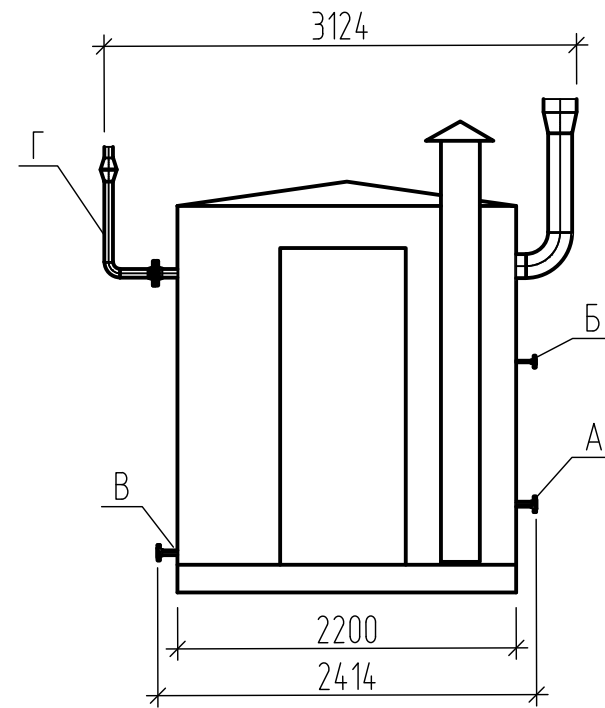
План (1:50)



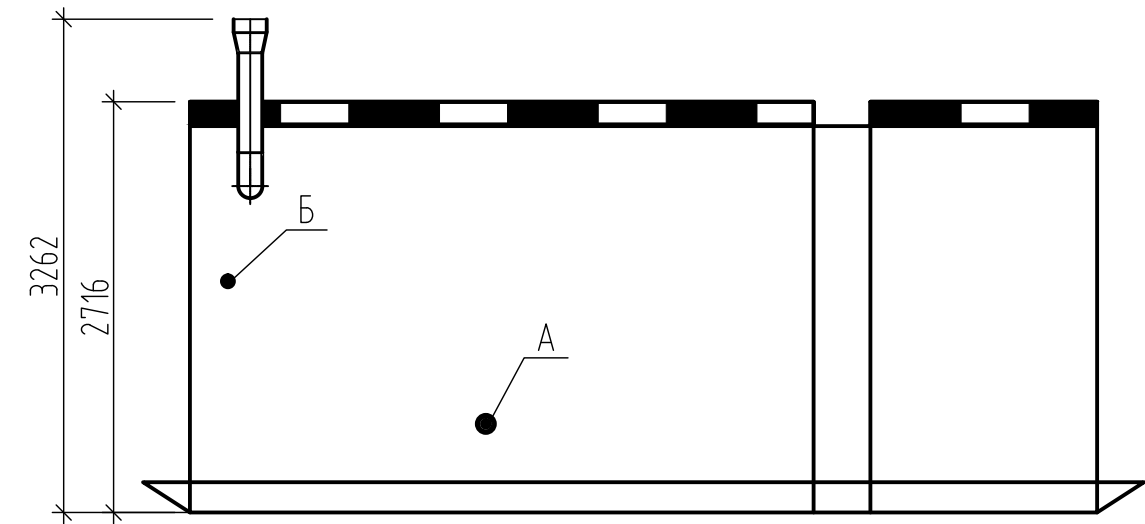
Экспликация штуцеров

Обозначение	Наименование	Проход условный, Dп мм	Кол-во, шт
А	Вход реагента	32	1
Б	Выход реагента	10	1
В	Дренаж бака	32	1
Г	Дренаж пола	50	1
Д	Заливная горловина	50	1

1-1(1:50)



2-2(1:50)

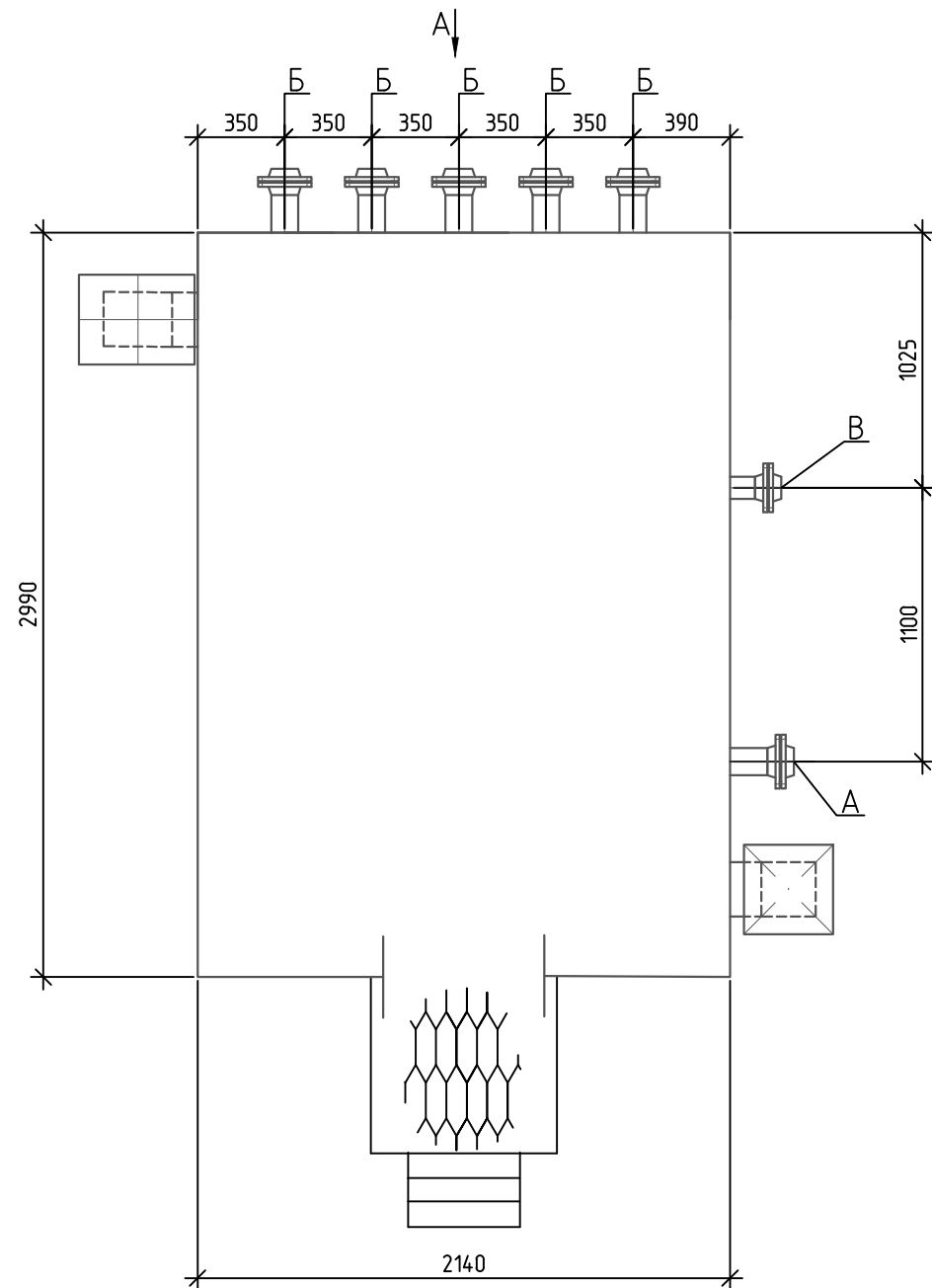


1. Строительные конструкции показаны условно.

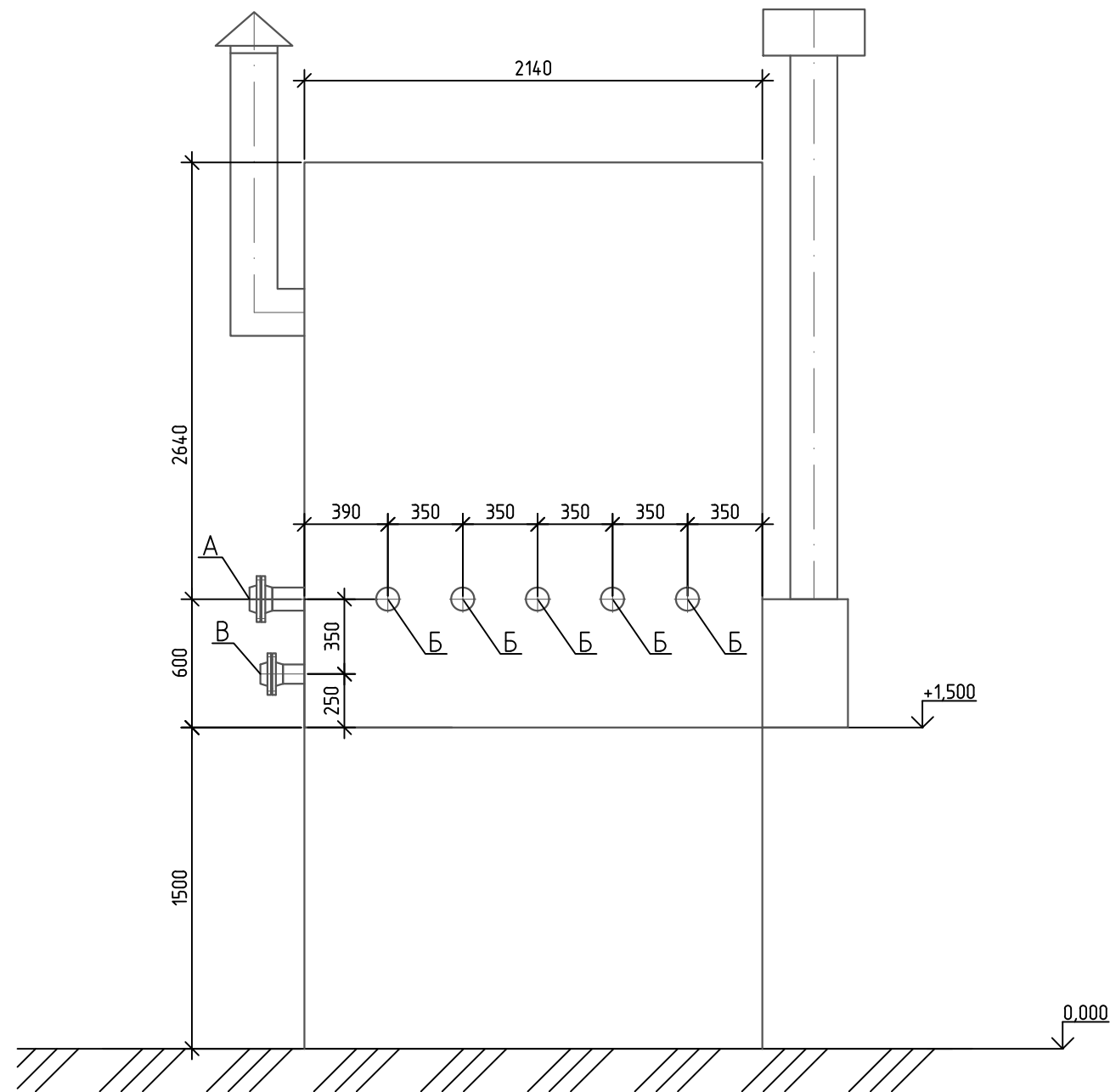
03-198-К8-ТР1.ГЧ							
Кустовая площадка №8 Метельного месторождения с коридором коммуникации							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разработал	Мурашов			<i>AM</i>	02.23		
Проверил	Мусагалиева			<i>MS</i>	02.23		
Н.Контр.	Суслова			<i>CS</i>	02.23		
Технологические решения					Стадия	Лист	Листов
					п	6	
Блок дозирования метанола (БДМ-1...3) поз.5.4...5.6					ООО "СКБ НТМ"		

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

План (1:50)



Вид А (1:50)



Экспликация штуцеров

Обозначение	Наименования	Кол.	Условный проход DN, мм	Давление P <sub>у</sub> , МПа
A	Вход воды	1	100	32
Б	Выход воды	5	100	32
В	Дренаж	1	80	32

						03-198-К8-ТР1.ГЧ			
						Кустовая площадка №8 Метельного месторождения с коридором коммуникации			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические решения	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Мурашов			<i>[Signature]</i>	02.23		п	7	
Проверил	Мусагалиева			<i>[Signature]</i>	02.23				
Н.контр.	Суслова			<i>[Signature]</i>	02.23	Блок гребенок (БГ), поз.6	ООО "СКБ НТМ"		

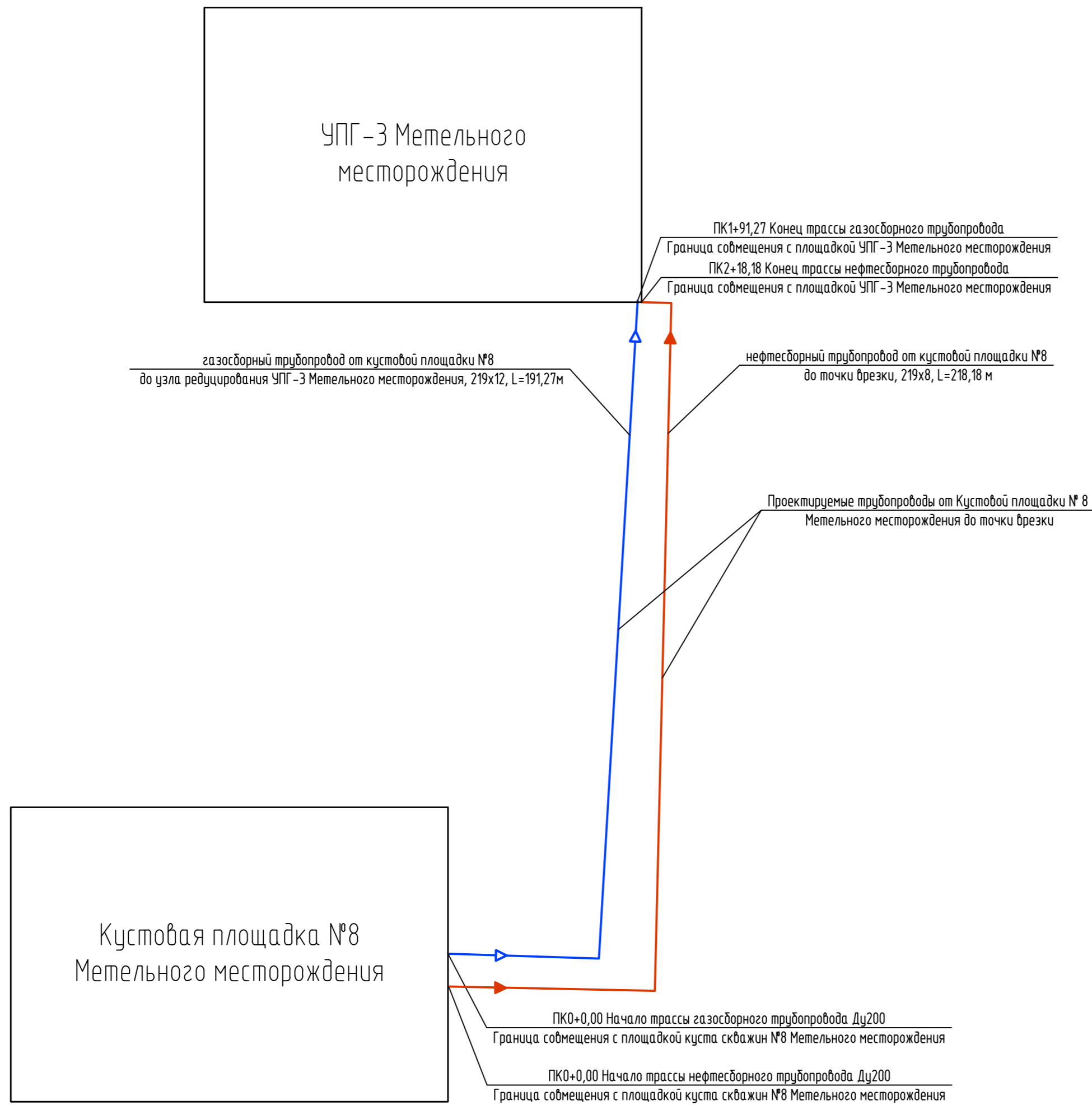
Согласовано

Взам. инв. №

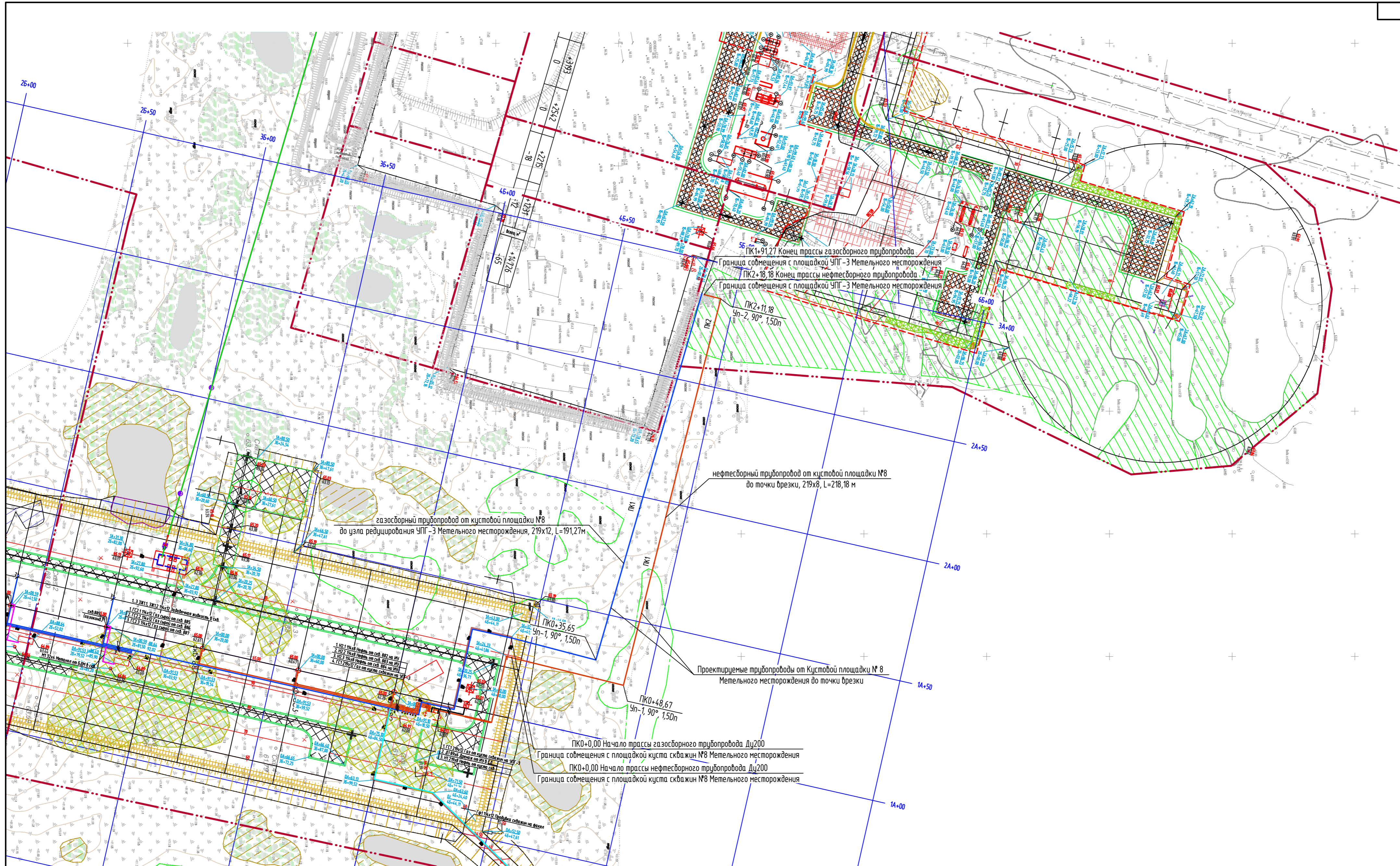
Подп. и дата

Инв. № подл.

Обозначение и изображение	Наименование
	Границы площадочных объектов
	Направление потока газа
	Направление потока жидкости
	Трубопровод газосборный
	Трубопровод нефтесборный



						03-198-К8-ТР1.ГЧ			
						Кустовая площадка №8 Метельного месторождения с коридором коммуникации			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические решения	Стадия	Лист	Листов
Разраб.				Мусагалиева	03.23		п	8	
Провер.				Коптелов	03.23				
Н.контр.		Суслова			03.23	Схема внутрипромысловых трубопроводов	ООО "СКБ НТМ"		



газосборный трубопровод от кустовой площадки №8  
до узла регулирования УПГ-3 Метельного месторождения, 219x12, L=191,27м

нефтеоборный трубопровод от кустовой площадки №8  
до точки брезки, 219x8, L=218,18 м

Проектируемые трубопроводы от Кустовой площадки №8  
Метельного месторождения до точки брезки

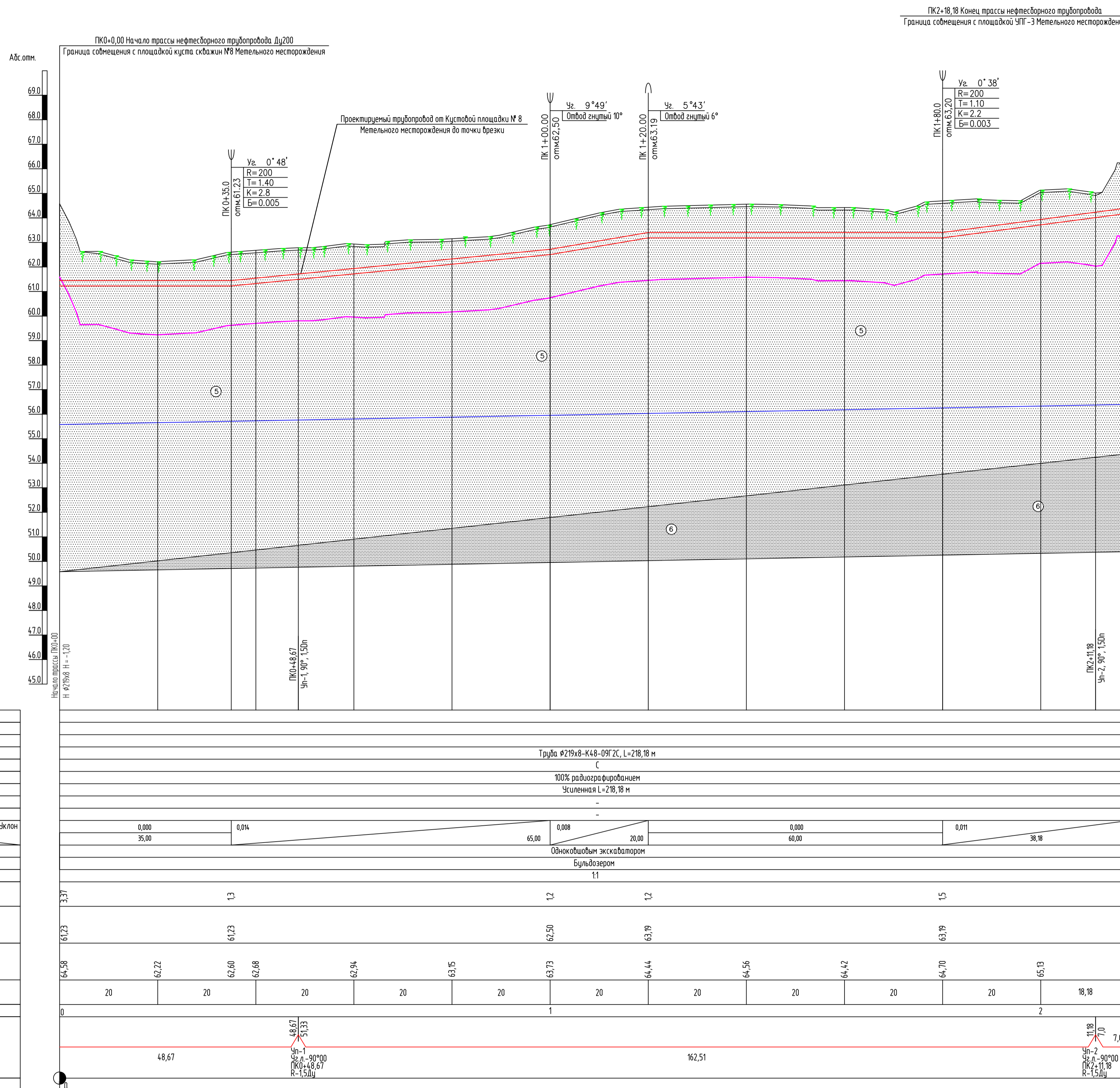
ПК0+0,00 Начало трассы газосборного трубопровода Dy200  
Граница совмещения с площадкой куста скважин №8 Метельного месторождения  
ПК0+0,00 Начало трассы нефтеоборного трубопровода Dy200  
Граница совмещения с площадкой куста скважин №8 Метельного месторождения

03-198-К8-ТР1ГЧ				
Кустовая площадка №8 Метельного месторождения с коридором коммуникации				
Изм.	Кол. уч.	Лист № док.	Подп.	Дата
Разраб.		Мусагалиева	<i>[Signature]</i>	03.23
Провер.		Коптелов	<i>[Signature]</i>	03.23
Технологические решения		Стадия	Лист	Листов
		п	9	
Н.контр.	Суслова	<i>[Signature]</i>	03.23	
План трасс внутрипромысловых трубопроводов				ООО "СКБ НТМ"



Спецификация

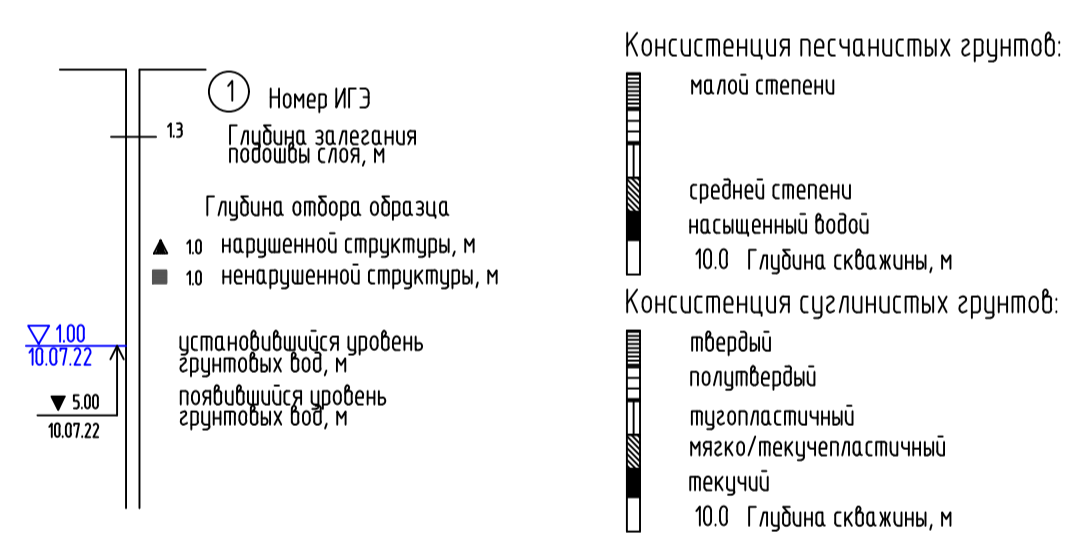
Марка. Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед, кг	Примечание
		<b>Трубы</b>			
1	ГОСТ 8731-74/ГОСТ 8732-78	Труба 219x8,0-К48-09Г2С	219,0	416	м
	ТУ 24.20.13-001-45657335-2017	с заводским наружным трехслойным (ПЭПк-3) покрытием			
		<b>Детали трубопровода</b>			
	ТУ 14.69-013-13799654-2008	Отводы круглоозонутые			
	ТУ 24.20.13-001-45657335-2017	с заводским наружным трехслойным (ПЭПк-3) покрытием			
2	ГОСТ 24950-2019	Отвод 90°-219(8 К48)-10,0-0,767-15DN-09Г2С	6		шт.
		с заводским наружным трехслойным (ПЭПк-3) покрытием			
3	ГО.10°-219x8-К48-09Г2С ГОСТ 24950-2019		1		шт.
4	ГО.6°-219x8-К48-09Г2С ГОСТ 24950-2019		1		шт.
		<b>Прочие изделия</b>			
5	ТИЛ М80 219.450.1,2		38		компл.
6	Лист 6	Опознавательный знак	8		шт.



Масштабы  
Горизонтальный М1:500  
Вертикальный М1:100  
Геологический М1:100

Тип долот по проходности	
Строительная категория грунта	
Коррозионная агрессивность грунта	
Техническая хар-ка уклад. труб	
Категория участка трубопровода	
Контроль сварных стыков	
Тип изоляции и ее протяженность	
Насиль. выемка засыпки	
Способ закрепления трубопровода	Уклон
Длина	
Способ разработки	
Способ засыпки	
Откосы по дну	
Глубина	
Проектные отметки низа трубы	
Отметки земли	
Расстояния	
Пикеты	
Схема трассы в плане	
Километры	

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ



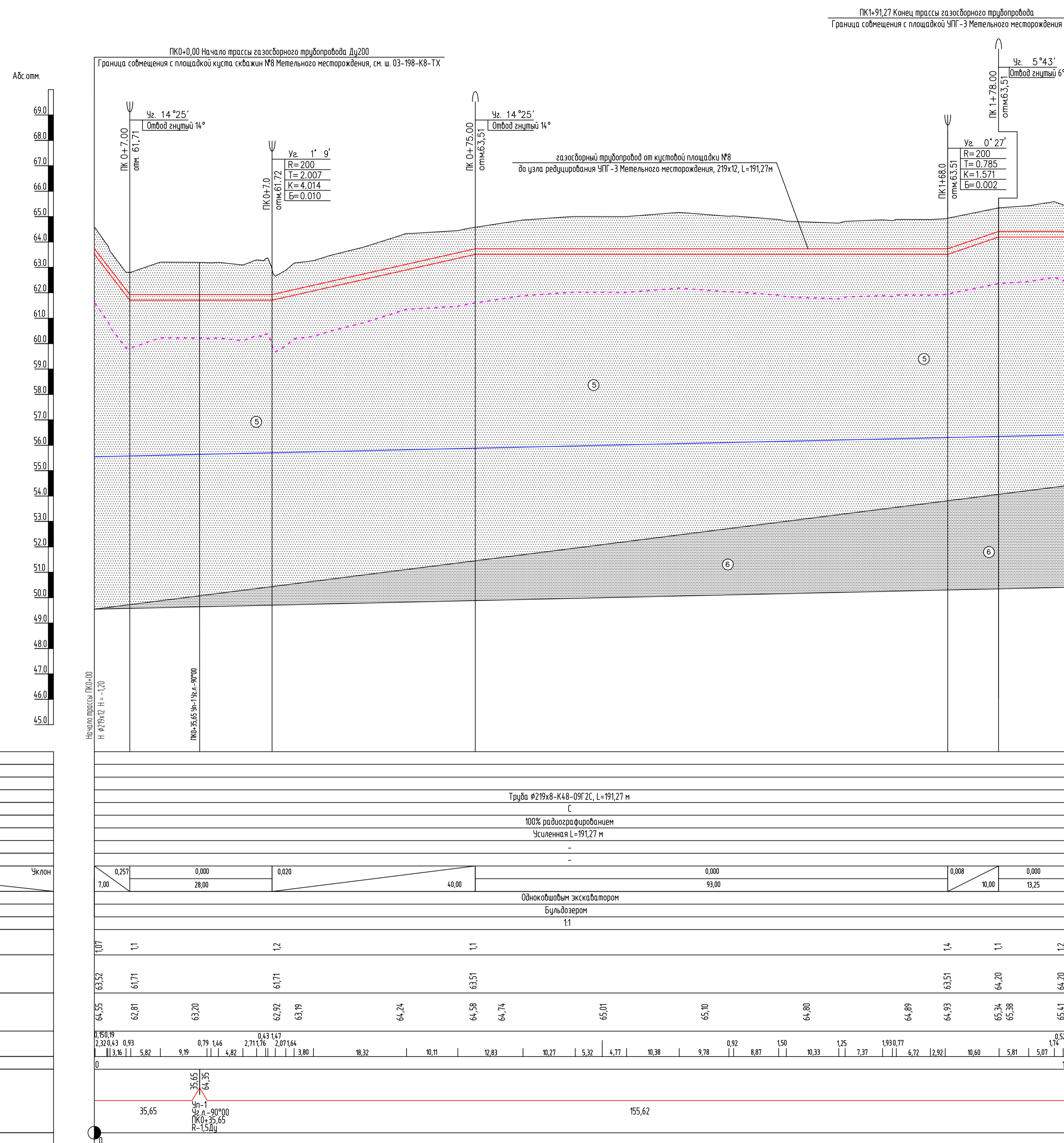
- ПРС (моховая растительность)
- ИГЗ-1, Торф с лабаразложившийся
- ИГЗ-2, Торф среднеразложившийся
- ИГЗ-3, Торф сильноразложившийся
- ИГЗ-4, Песок пылеватый
- ИГЗ-5, Песок мелкий
- ИГЗ-6, Песок средней крупности
- ИГЗ-7, Сугилек пластичный
- ИГЗ-8, Сугилек мягкопластичный
- ИГЗ-9, Сугилек твердый
- ИГЗ-2, Сугилек текучий

1. План трассы см. лист 3.  
2. Схема проектируемых трубопроводов см. лист 2.  
3. Спецификация оборудования см. 03-198-К8-ЛТ.СО.

				03-198-К8-ТР1.ГЧ		
				Кустовая площадка №8 Метельного месторождения с коридором коммуникации		
Изм.	Кол. ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Мусгалеева				03.23	
Провер.	Коптелов				03.23	
Н.контр.	Суслова				03.23	
				Технологические решения		Стадия Лист Листов
				Продольный профиль проектируемого нефтесборного трубопровода от кустовой площадки №8 до точки брезки		000 "СКБ НТМ"

Спецификация

Марка. Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кж	Примечание
		Трубы			
1	ГОСТ 8731-74/ГОСТ 8732-78	Труба 219x12,0-К48-09Г2С	187	4,16	м
	ТУ 24.20.13-001-45657335-2017	с заводским наружным трехслойным (ПЭПк-3) покрытием			
		Детали трубопровода			
	ТУ 1469-013-13799654-2008	Отводы крупноизогнутые			
	ТУ 24.20.13-001-45657335-2017	с заводским наружным трехслойным (ПЭПк-3) покрытием			
2	ГОСТ 24950-2019	Отвод эгнутый	5		шт.
		с заводским наружным трехслойным (ПЭПк-3) покрытием			
3		ГО.14*219x12-К48-09Г2С ГОСТ 24950-2019	2		шт.
4		ГО.6*219x12-К48-09Г2С ГОСТ 24950-2019	1		шт.
		Прочие изделия			
5		ТИАЛ М80.219.450.1,2	32		компл.
6	Лист 6	Опознавательный знак	6		шт.



Масштабы  
Горизонтальный М1:500  
Вертикальный М1:100  
Геологический М1:100

Тип долот по проходности	
Строительная категория грунта	
Коррозионная агрессивность грунта	
Техническая хар-ка уклад. труб	
Категория участка трубопровода	
Контроль сварных стыков	
Тип изоляции и ее протяженность	
Насыль, выемка, засыпка	
Способ закрепления трубопровода	Уклон
Длина	
Траншея	Способ разработки Способ засыпки Откосы по дну Глубина
Проектные отметки низа трубы	
Отметки земли	
Расстояния	
Пикеты	
Схема трассы в плане	
Километры	

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

① Номер ИГЗ  
Глубина залегания подошвы слоя, м  
Глубина отбора образца  
▲ 10 нарушенной структуры, м  
■ 10 ненарушенной структуры, м  
установка/установка уровень грунтовых вод, м  
повышенный уровень грунтовых вод, м

Консистенция песчаных грунтов:  
малой степени  
средней степени насыщенный водой  
10.0 Глубина скважины, м

Консистенция суглинистых грунтов:  
твердый полутвердый тугопластичный мягко/мелкопластичный текучий  
10.0 Глубина скважины, м

ПРС (моховая растительность)  
ИГЗ-1, Торф слаборазложившийся  
ИГЗ-2, Торф среднеразложившийся  
ИГЗ-3, Торф сильноразложившийся  
ИГЗ-4, Песок пылеватый  
ИГЗ-5, Песок мелкий  
ИГЗ-6, Песок средней крупности  
ИГЗ-7, Суглинок пластичный  
ИГЗ-8, Суглинок мелкопластичный  
ИГЗ-9, Суглинок твердый  
ИГЗ-2, Суглинок текучий

Граница сезонного промерзания грунта

1. План трассы см. лист 3.
2. Схема проектируемых трубопроводов см. лист 2.
3. Спецификация оборудования см. 03-198-К8-ЛТ.СО.

03-198-К8-ТР1.ГЧ					
Кустовая площадка № 8 Метельного месторождения с коридором коммуникации					
Изм.	Кол. чл.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Мусгалеева	03/23			
Провер.	Коптелов	03/23			
Н.контр.	Суслова	03/23			
Технологические решения				Стадия	Лист
				П	11
Продольный профиль проектируемого газосборного трубопровода от кустовой площадки № 8 до узла редуцирования УПГ-3 Метельного месторождения				000 "СКБ НТМ"	