



**ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ**  
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»**

**Обустройство Игнялинского НГКМ  
на период ОПР. Нефтегазосборные  
трубопроводы от КП 2И до МУПН КП 6И  
и от МУПН КП 6И до точки налива**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 3. Технологические и конструктивные  
решения линейного объекта. Искусственные  
трубопроводы.**

**Часть 1. Промысловые трубопроводы**

**ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00**

**Том 3.1**



**ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ**  
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»**

**Обустройство Игнялинского НГКМ  
на период ОНР. Нефтегазосборные  
трубопроводы от КП 2И до МУПН КП 6И  
и от МУПН КП 6И до точки налива**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 3. Технологические и конструктивные  
решения линейного объекта. Искусственные  
трубопроводы.**

**Часть 1. Промысловые трубопроводы**

**ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00**

**Том 3.1**

Главный инженер

Главный инженер проекта



Н.П. Попов

М.В. Безменов

2023

Ив. Неподл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Обозначение	Наименование	Примечание
ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-С-001	Содержание тома 3.1	
ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-СП-001	Состав проектной документации	
ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ТЧ-001	Часть 1. Промысловые трубопроводы. Текстовая часть	
ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-001	Промысловый трубопровод от куста 2И до куста 6И и от куста 6И до точки налива. Схема технологическая принципиальная	
ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-002	Промысловый трубопровод от куста 2И до куста 6И и от куста 6И до точки налива. Обзорный план	
ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-003	Совмещенный узел запуска и приема СОД. План	
ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-004	Узел запуска СОД КЗ-1. План	
ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-005	Узел приема СОД КП-2. План	
ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-006	Запорная арматура УЗА-1, УЗА-2 на трубопроводе от куста 2И до куста 6И. План	
ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-007	Запорная арматура УЗА-2 – УЗА-9 на трубопроводе от куста 6И до точки налива. План	

Взам. инв. №												
	Подпись и дата											
<b>ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-С-001</b>												
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата						
	Разраб.		Ерофеева		<i>Ерофеева</i>	15.09.23						
	Н.контр.		Поликашина		<i>Поликашина</i>	15.09.23						
Содержание тома 3.1						<table border="1"> <tr> <td>Стадия</td> <td>Лист</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td>П</td> <td></td> <td>1</td> </tr> </table>	Стадия	Лист	Листов	П		1
Стадия	Лист	Листов										
П		1										
												

**СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ**

Начальник отдела	С.А. Силин
Главный специалист	Д.С. Кудряшов
Заведующий группой	Е.Ю. Колесникова
Ведущий инженер	С.А. Кузнецов
Начальник отдела	М.А. Юдаков
Главный специалист	М.А. Федотенко
Главный специалист	Е.А. Никишова
Начальник отдела	Э.А. Задохин
Главный специалист	С.И. Захаров
Нормоконтролер	Е.В. Поликашина

## СОДЕРЖАНИЕ

1 ТРАНСПОРТ НЕФТИ И ГАЗА.....	1-4
1.1 ВВЕДЕНИЕ.....	1-4
1.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	1-4
1.3 СВЕДЕНИЯ О ТОПОГРАФИЧЕСКИХ, ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ, МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ УЧАСТКА, НА КОТОРОМ БУДЕТ ОСУЩЕСТВЛЯТЬСЯ СТРОИТЕЛЬСТВО ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-4
1.3.1 Климатические условия.....	1-4
1.3.2 Инженерно-геологические условия, свойства грунтов.....	1-5
1.3.3 Гидрографические условия.....	1-6
1.4 СВЕДЕНИЯ ОБ ОСОБЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА, ПРЕДОСТАВЛЯЕМОГО ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-6
1.5 СВЕДЕНИЯ О ПРОЧНОСТНЫХ И ДЕФОРМАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ ГРУНТА В ОСНОВАНИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-7
1.6 СВЕДЕНИЯ ОБ УРОВНЕ ГРУНТОВЫХ ВОД, ИХ ХИМИЧЕСКОМ СОСТАВЕ, АГРЕССИВНОСТИ ПО ОТНОШЕНИЮ К МАТЕРИАЛАМ ИЗДЕЛИЙ, И КОНСТРУКЦИЙ ПОДЗЕМНОЙ ЧАСТИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-7
1.7 ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ ТРУБОПРОВОДОВ.....	1-7
1.7.1 Общие сведения.....	1-7
1.7.2 Сведения о категории и классе линейного объекта.....	1-8
1.7.3 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте) линейного объекта.....	1-8
1.7.4 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта.....	1-9
1.7.4.1 Узлы запорной арматуры.....	1-10
1.7.4.2 Узлы пуска и приема СОД.....	1-11
1.7.4.3 Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия.....	1-12
1.7.4.3.1 Переходы через водные преграды.....	1-12
1.7.4.3.2 Переходы через автомобильные дороги.....	1-14
1.7.4.3.3 Опознавательные знаки.....	1-15
1.7.4.3.4 Прокладка трубопровода в сложных геологических условиях.....	1-15
1.7.4.3.5 Проектные решения по безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов.....	1-16
1.7.4.3.6 Испытания и очистка трубопроводов.....	1-20
1.7.5 Теплогидравлический расчет полимерно-армированного трубопровода нефти в рамках проекта «Обустройство Игнялинского НГКМ на период ОНР. Нефтегазосборные трубопроводы от КП 2И до МУПН КП 6И и от МУПН КП6И до точки налива».....	1-24
1.8 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ.....	1-37
1.9 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ.....	1-37
1.10 СВЕДЕНИЯ О ЧИСЛЕННОСТИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ ПЕРСОНАЛА С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛО И ОСНАЩЕННОСТЬ РАБОЧИХ МЕСТ.....	1-37
1.11 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ТРЕБОВАНИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА.....	1-38
1.12 ОПИСАНИЕ РЕШЕНИЙ ПО АВТОМАТИЗАЦИИ.....	1-39
1.12.1 Объекты автоматизации.....	1-39
1.12.2 Объёмы автоматизации.....	1-40
1.12.3 Контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации.....	1-40
1.12.4 Решения по метрологическому обеспечению.....	1-40
1.12.4.1 Общие требования.....	1-40
1.12.4.2 Требования к средствам измерений, их поверке/калибровке и техническому обслуживанию.....	1-41
1.12.4.3 Требования к метрологическим характеристикам средств измерений.....	1-42
1.13 ОПИСАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ТРЕБОВАНИЙ ФЗ «О ТРАНСПОРТНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ».....	1-43
1.14 ОПИСАНИЕ РЕШЕНИЙ ПО ОСНАЩЕНИЮ РЕМОНТНОГО ХОЗЯЙСТВА, ЕГО ОСНАЩЕННОСТЬ.....	1-43
1.15 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ.....	1-43
1.16 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ.....	1-43
1.17 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ.....	1-44
1.18 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕГЛАМЕНТА.....	1-44

2 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ.....	2-1
2.1 Назначение .....	2-1
2.2 Общие положения.....	2-1
2.3 Характеристика района .....	2-1
2.4 Материальное исполнение.....	2-1
2.4.1 Трубы.....	2-1
2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы .....	2-3
2.4.3 Крепежные детали.....	2-4
2.4.4 Запорная и регулирующая арматура .....	2-4
2.4.5 Опоры трубопроводов.....	2-4
2.5 Расчёт толщины стенки стальных трубопроводов.....	2-4
2.5.1 Исходные данные .....	2-4
2.5.1 Расчёт толщины стенки промышленных трубопроводов .....	2-5
2.5.2 Расчёт срока службы трубопроводов .....	2-6
2.6 Выборка типоразмеров труб.....	2-7
2.7 Выбор материального исполнения футляров .....	2-8
2.8 Сварка трубопроводов. Контроль сварных швов.....	2-8
2.9 Антикоррозионные покрытия.....	2-10
Приложение А Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов .....	А-1
Приложение Б Ведомость оборудования, изделий и материалов .....	Б-1

# 1 Транспорт нефти и газа

## 1.1 Введение

Настоящим разделом предусмотрены технологические решения проекта «Обустройство Игнялинского НГКМ на период ОПР. Нефтегазосборные трубопроводы от КП 2И до МУПН КП 6И и от МУПН КП 6И до точки налива»: проектирование линейной части нефтегазосборного трубопровода от площадки узла запуска СОД на кусте 2И до узла приема СОД МУПН на кусте 6И и линейной части нефтегазосборного трубопровода от площадки узла запуска СОД МУПН на кусте 6И до точки налива, в том числе узел приема СОД в районе точки налива и десять площадок крановых узлов при переходе через реки.

В настоящем разделе описаны решения по линейной части проекта в пределах границ, определенных примыкающими участками.

## 1.2 Исходные данные для проектирования

Исходными данными для разработки проектной документации являются следующие документы:

– Задание на проектирование «Обустройство Игнялинского НГКМ на период ОПР. Нефтегазосборные трубопроводы от КП 2И до МУПН КП 6И и от МУПН КП 6И до точки налива», утвержденное Генеральным директором ООО «Газпромнефть-Заполярье» Крупениковым В.Б;

– Научно-техническое обоснование проектных решений, необходимых для обеспечения безопасности при проектировании нефтегазосборных трубопроводов от гибких полимерных армированных труб на объекте : «Обустройство Игнялинского НГКМ на период ОПР. Нефтегазосборные трубопроводы от КП 2И до МУПН КП 6И и от МУПН КП 6И до точки налива».

Проектная документация разработана в соответствии с требованиями нормативной документации, действующей на территории Российской Федерации (Приложение А).

## 1.3 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта

Участок изысканий расположен в юго-восточной части Катангского района Иркутской области. Ближайшие населенные пункты: д. Верхне-Калинина – 64 км, с. Преображенка – 72 км.

### 1.3.1 Климатические условия

Климатическая характеристика территории составлена по данным наблюдений метеостанции Преображенка.

Исследуемая территория находится в континентальной Восточносибирской области умеренного климатического пояса. Формирование климата происходит под влиянием Азиатского максимума в холодное время года и Азиатской депрессии – в теплое.

Большое влияние оказывают также особенности рельефа. Он играет существенную роль в трансформации циркуляционных процессов, определяет большую изменчивость по территории различных метеорологических параметров, приводит к значительным вариациям составляющих радиационного и теплового баланса.

Климат в холодный период года формируется под влиянием Азиатского антициклона, занимающего центральную часть Евразии. Центр его находится над Тувой и

Северной Монголией. Это низкое барическое образование, формирование которого начинается в сентябре, а максимальное развитие достигается в январе. В результате действия Азиатского антициклона повторяемость антициклонов значительно увеличивается, циклоны, наоборот, наблюдаются крайне редко. Погода в этот период формируется под влиянием арктических воздушных масс, континентальных воздушных масс из северных и центральных районов Сибири и с юга Западной Сибири и Казахстана, очень редко сюда может поступать воздух из Европейской части России или с Тихого океана.

В мае усиливается циклоническая деятельность, особенно часто приходят циклоны с юга Западной Сибири, но в первую половину теплого периода (июнь-июль) повторяемость антициклональной погоды по-прежнему значительна за счет барических образований, смещающихся в данные районы в основном с северо-запада Западной Сибири. Во второй половине теплого периода (август-сентябрь) повторяемость циклонов становится больше. В формировании погоды в это время года большое значение имеет трансформация воздушных масс, в результате чего господствуют континентальные воздушные массы различной степени трансформации. Именно процессами трансформации определяется относительно высокая температура воздуха летом.

Участок изысканий находится в зоне резко континентального климата с умеренно теплым летом и суровой, относительно малоснежной зимой. Лето короткое, но относительно теплое за счет повышенной продолжительности светового дня. Суровые климатические условия района определяют повсеместное распространение многолетней мерзлоты мощностью до 80 м с наличием спорадических таликов.

Согласно СП 20.13330.2016, участок изысканий относится к III району по весу снегового покрова (значение нагрузки — 1,5 кПа), к Ia району по давлению ветра (0,17 кПа).

### **1.3.2 Инженерно-геологические условия, свойства грунтов**

В геологическом строении территории изысканий принимают участие породы верхоленской и илгинской свиты среднего-верхнего отдела кембрийской системы и укугутской свиты нижнего отдела юрской системы, перекрытые с поверхности элювиально-делювиальными образованиями коры выветривания по коренным породам и маломощным чехлом четвертичных и современных отложений болотного и техногенного происхождения.

Средне-верхнекембрийские отложения представлены затронутыми выветриванием алевритами, аргиллитами, песчаниками и доломитами осадочного происхождения. На участке изысканий вскрыты скважинами, пробуренными на переходах через водотоки с глубины 6,7-15,0 м, а также в северной части участка изысканий на глубинах от 3,6 до 17,0 м.

Элювий по средне-верхнекембрийским отложениям представлен песками мелкими и супесями (продукт выветривания песчаников осадочного происхождения). На участке изысканий вскрыты скважинами, пробуренными в северной части участка изысканий на глубинах от 2,6 до 17,0 м.

Элювиально-делювиальные четвертичные отложения – кора выветривания по нижнеюрским и средне-верхнекембрийским образованиям осадочного происхождения. Имеют повсеместное распространение, слагают большую часть разреза. Вскрыты с глубин от 1,0 до 5,0-6,0 м, мощность изменяется от 1,0 до 13,0-15,0 м. Сверху перекрыты чехлом четвертичных делювиальных образований. Представлены суглинками с включением щебня и дресвы коренных пород, дресвяными и щебенистыми грунтами с суглинистым и супесчаным заполнителем. Большая часть грунтов, вскрытых по разрезу относится к многолетнемерзлым.

Суглинки преимущественно слабодистые.

Делювиальные четвертичные отложения слагают верхнюю часть разреза, слой сезонного промерзания – оттаивания и имеют повсеместное распространение. Вскрытая мощность изменяется от 0,5 до 5,0-6,0 м. Сверху повсеместно перекрыты почвенно-растительным слоем. Представлены преимущественно суглинками от текуче- до



полутвердой консистенции с включением щебня и дресвы до 5-15 %. На дату изысканий грунты – сезонномерзлые, от слабо- до сильнольдистых.

Современные аллювиальные отложения представлены аллювием речных пойм и днищ логов. Аллювий крупных рек представлен гравийно-галечниковыми и дресвяными грунтами с суглинистым, супесчаным заполнителем. При приближении к склонам долин галечниковые отложения сменяются суглинками. Аллювиальные отложения мелких рек представлены илистыми глинами, супесями, суглинками. Вскрытая мощность составляет 1,2–6,0 м.

Современные биогенные отложения представлены торфом. Распространены на участке изысканий локально, с поверхности, преимущественно в северной части района изысканий и приурочены к заболоченным понижениям термокарстового генезиса. Вскрытая мощность отложений незначительная, от 0,2 до 1,2 м.

### **1.3.3 Гидрографические условия**

Трасса изысканий расположена в непосредственной близости от водораздела бассейнов притоков р. Енисей (Нижняя Тунгуска) и Лены (Дулисьма, Пеледуй, Нюя).

Гидрографическая сеть района изысканий представлена верховьями р. Чоны и её многочисленными притоками, наиболее крупные из которых:

- левые – Хува, Игняла, Марикта, Ключик, Рассольный;
- правые – Маристая, руч. Шенарский, Ложа, Зимовейная, Бирая.

Согласно ГОСТ 19179-73 р. Чона относится к средним рекам, а её притоки – к малым рекам.

### **1.4 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта**

Согласно физико-географическому районированию участок изысканий расположен в таёжной области Средней Сибири.

В орографическом отношении участок изысканий расположен на западной окраине Приленского плато.

Согласно схеме районирования современных экзогенных процессов рельефообразования участок изысканий относится к Ербогаченскому району криогенных, флювиальных процессов и крипа слабой интенсивности (медленные непрерывные массовые движения рыхлого грунта вниз по склонам), а также к террасированным долинам горных рек.

Распространены мерзлотные процессы, выражающиеся в рельефе в виде термокарстовых западин.

Густота расчленения рельефа высокая, средние расстояния между соседними понижениями рельефа составляют 0,3-0,4 км. Глубина расчленения рельефа небольшая, преобладающие превышения водоразделов над руслами рек менее 100 м. Абсолютные отметки рельефа района изысканий изменяются от 300 до 500 м.

Согласно схеме геоморфологического районирования Иркутской области, район изысканий относится к подрайону с небольшими траповыми холмами, району плато в зоне неглубокого опускания Средней подобласти слабо развитых неотектонических форм рельефа

Юго-Восточной области Среднесибирского плоскогорья. Для района изысканий характерны слабо расчлененные участки плато, не затронутые свежей эрозией, сохранившие местами аллювий угасших речных систем.

Участок изысканий в геоморфологическом отношении расположен на склонах, пойме и русле р. Чоны и её притоков различного порядка – руч. Шенарский, р. Ложа, р. Зимовейная, р. Бирая и других водотоков.

## **1.5 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта**

Нормативные и расчетные значения прочностных и деформационных характеристик грунтов определяются по СП 22.13330.2016 «Основания зданий и сооружений» и представлены в материалах инженерных изысканий.

## **1.6 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий, и конструкций подземной части линейного объекта**

Гидрогеологические условия района работ определяются современным состоянием грунтов верхней части разреза (в пределах зоны влияния проектируемых сооружений).

В сферу взаимодействия оснований сооружений и коммуникаций с геологической средой попадают безнапорные подземные воды верхнего гидрогеологического этажа, среди которых выделяются следующие типы:

- надмерзлотные воды деятельного слоя (верховодка);
  - надмерзлотные воды сезонно-талого слоя;
  - надмерзлотные подземные воды несквозных надмерзлотных таликовых зон радиационно-теплового и водородного типа, где кровля многолетнемерзлых пород залегает на глубине более 15,0 м. Формируются на участках с повышенной мощностью снежного покрова (более 1-1,5 м), а также в долинах рек и под руслами ручьев;
  - межмерзлотные подземные воды сквозных подрусовых таликовых зон водородного, грунтово-фильтрационного типа. Формируются под руслами рек и ручьев.
  - межмерзлотные несквозные талики. Существуют под долинами озер, под болотами.
- Водовмещающими грунтами служат торф и глинистые грунты.

Питание вод осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков и иммобилизации влаги при вытаивании сезонно-оттаивающих грунтов. Повсеместно находятся в безнапорном, часто застойном состоянии. Разгрузка происходит на склонах, в понижениях рельефа и приводит к обводнению и заболачиванию поверхности, формированию пятен, медальонов и усилению солифлюкции.

Уровень вод сезонно-талого слоя с первыми заморозками начинает уменьшаться вплоть до полного промерзания.

Зимнее промерзание обводненных грунтов сезонно-талого слоя приводит к их площадному и локальному пучению (сезонные бугры, полосы пучения).

## **1.7 Линейная часть трубопроводов**

### **1.7.1 Общие сведения**

Проектом предусмотрено проектирование нефтегазосборного трубопровода от площадки узла запуска СОД на кусте 2И до узла приема СОД МУПН на кусте 6И и нефтегазосборного трубопровода от площадки узла запуска СОД МУПН на кусте 6И до точки налива.

По трассе нефтегазосборного трубопровода при пересечении с реками и ручьями предусмотрены узлы запорной арматуры (УЗА-1.1, УЗА-1.2, УЗА-2.1, УЗА-2.2, УЗА-3 – УЗА-9) для отсечения участка переходов через водные преграды.

От узла запуска СОД на кусте 2И нефтегазовая смесь следует по трубопроводу DN100  $P_{раб}=10,0$  МПа до площадки узла приема СОД на кусте 6И, затем поступает на МУПН.

Частично отсепарированная и обезвоженная продукция кустовых площадок 2И и 6И от МУПН поступает по трубопроводу DN100  $P_{раб}=10,0$  МПа до площадки налива нефти. Предусматривается установка узлов запуска и приема СОД, а также узлов запорной арматуры по трассе.

В качестве проектируемого трубопровода транспорта продукции используется полимерно-армированный трубопровод (ПАТ). Проектируемые трубопроводы классифицируются как промышленные и прокладываются с теплоизоляцией наземно в насыпи. Предусмотрена теплоизоляция ППУ, толщина теплоизоляции – 51 мм.

### 1.7.2 Сведения о категории и классе линейного объекта

Промышленные трубопроводы проектируются в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 и Научно-техническим обоснованием проектных решений, необходимых для обеспечения безопасности при проектировании нефтегазосборных трубопроводов от гибких полимерных армированных труб на объекте : «Обустройство Игнялинского НГКМ на период ОНР. Нефтегазосборные трубопроводы от КП 2И до МУПН КП 6И и от МУПН КП 6И до точки налива» (НТО ПР).

В соответствии с требованиями таблицы 1 п. 6.2 ГОСТ Р 55990-2014 продукт, транспортируемый по трубопроводу КП 2И – МУПН КП 6И относится к категории 7, продукт транспортируемый по трубопроводу КП 6И – площадка налива относится к категории 7.

В соответствии с требованиями п. 7.1.1 и таблицы 3 ГОСТ Р 55990-2014, проектируемые трубопроводы относятся к III классу, категория С.

### 1.7.3 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте) линейного объекта

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод от КП 2И до МУПН КП 6И предназначен для транспортирования продукции с куста скважин КП 2И.

Максимальные показатели по добыче для куста скважин КП 2И составляют 25 тыс.тонн/год.

Проектируемый нефтепровод от МУПН КП 6И до площадки налива предназначен для транспортирования продукции МУПН.

Максимальные показатели производительности продукции составляют 125 тыс.тонн/год.

Состав перекачиваемой продукции представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Компонентный состав дегазированной нефти Игнялинского месторождения

Компоненты	Сепарированная нефть	
	моль %	масс%
CH <sub>4</sub>	0,0075	0,0006
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,0007	0,0001
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,0370	0,0081
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,2466	0,0712
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,3921	0,4019
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,9655	0,7044
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	3,1949	1,1450
C <sub>6</sub>	6,4773	2,7026
C <sub>7</sub>	7,7346	3,6882
C <sub>8</sub>	9,0511	4,8105
C <sub>9</sub>	8,0847	4,8591
C <sub>10</sub>	7,1034	4,7280
C <sub>11</sub>	5,8092	4,2417
C <sub>12</sub>	5,1016	4,0798

C <sub>13</sub>	4,4782	3,8927
C <sub>14</sub>	3,9924	3,7679
C <sub>15</sub>	3,4829	3,5638
C <sub>16</sub>	2,8695	3,1642
C <sub>17</sub>	2,4808	2,9204
C <sub>18</sub>	2,2583	2,8156
C <sub>19</sub>	2,0540	2,6833
C <sub>20</sub>	1,7704	2,4183
C <sub>21</sub>	1,5677	2,2660
C <sub>22</sub>	1,3659	2,0693
C <sub>23</sub>	1,1857	1,8729
C <sub>24</sub>	1,1135	1,8308
C <sub>25</sub>	1,0230	1,7531
C <sub>26</sub>	0,8956	1,5970
C <sub>27</sub>	0,8576	1,5932
C <sub>28</sub>	0,8148	1,5703
C <sub>29</sub>	0,7481	1,4939
C <sub>30</sub>	0,6395	1,3215
C <sub>31</sub>	0,5770	1,2323
C <sub>32</sub>	0,5289	1,1664
C <sub>33</sub>	0,4943	1,1246
C <sub>34</sub>	0,4404	1,0324
C <sub>35</sub>	0,4021	0,9706
C <sub>36+</sub>	7,7531	20,4383
Суммарно	100,00	100,00
Молекулярная масса, г/моль	201,3	

Режим работы проектируемых сооружений – круглосуточный. Расчетное время работы 8760 ч/год.

#### 1.7.4 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

Проектом предусмотрено строительство линейной части трубопроводов:

- нефтегазосборный трубопровод DN100 для транспорта продукции от КП 2И до МУПН на КП 6И;

- нефтепровод DN100 от МУПН КП 6И до площадки налива, а также площадки узла запуска СОД на КП 2И, совмещенной площадки приема приема и пуска СОД на КП 6И, камеры приема СОД в районе площадки налива и одиннадцати крановых узлов при переходе трубопроводов через водные преграды.

Начальной точкой линейной части нефтегазосборного трубопровода от кустовой площадки КП 2И DN100  $P_{раб}=10,0$ МПа является отключающая арматура с ручным приводом на узле запуска СОД КЗ-1.

Далее нефтегазовая смесь следует по промысловому трубопроводу до камеры приема СОД КП-1 на площадке МУПН на кустовой площадке КП 6И, а затем поступает на подготовку в установку МУПН.

Протяженность линейной части проектируемого нефтегазосборного трубопровода от кустовой площадки КП 2И до МУПН на КП 6И составляет 8445 м.

Начальной точкой линейной части нефтепровода от кустовой площадки КП 6И DN100  $P_{раб}=10,0$ МПа является участок до отключающей арматуры с ручным приводом по границе проектирования на узле запуска СОД КЗ-2. Далее продукция следует по промысловому

трубопроводу до камеры приема СОД КП-2 в районе площадки налива. Конечной точкой трассы является сварной шов по границе проектирования на территории площадки камеры приема СОД КП-2 после отключающей арматуры с ручным приводом.

Протяженность линейной части проектируемого нефтегазосборного трубопровода от кустовой площадки МУПН на КП 6И до площадки точки налива составляет 45438 м.

Трубопроводы прокладываются наземно в насыпи, с теплоизоляцией. В качестве теплоизоляции используется пенополиуретан. На участках пересечения трубопровода с водными преградами предусматривается подземная прокладка в футляре.

На узлах запорной арматуры и на камерах приема и запуска СОД трубопровод прокладывается надземно - на опорах.

Схема линейной части проектируемых нефтегазосборных трубопроводов Игнялинского месторождения представлена на чертеже ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.

Материальное исполнение и типоразмер труб представлен в разделе 2.4 «Материальное исполнение».

Для защиты от коррозии применяются специальные системы покрытий, конструкции которых приведены в разделе 2.10 «Антикоррозионные покрытия».

Проектируемые трубопроводы прокладываются в полимерно-армированном трубопроводе (ПАТ). Проектом предусматривается наземная прокладка трубопроводов в насыпи. Соединение гибких труб между собой производится при помощи фитингов трубных симметричных. Поперечный профиль насыпи должен составлять по верху насыпи не менее 150 мм, высотой над трубопроводом – 800 мм. Профиль насыпи должен быть выполнен в соответствии с п 9.4 ГОСТ Р 55990-2014. Периодические мероприятия по осмотру и досыпке насыпи выполняются эксплуатирующей организацией.

При прокладке трубопровода на участках распространения скальных, полускальных гравийно-галечниковых, щебенистых грунтах и грунтах с твердыми включениями более 10%, место укладки трубопровода должно быть выровнено подсыпкой 0,2 м мягким грунтом. В качестве подсыпки и присыпки 0,2 м (при формировании насыпи скальными, полускальными гравийно-галечниковыми, щебенистыми грунтами) применяется мягкий грунт – сыпучий минеральный грунт с размером твердых фракций в поперечнике до 5 мм в соответствии с требованиями п.9.3.7 ГОСТ Р 55990-2014.

Минимальный радиус упругого изгиба (горизонтальный, вертикальный) для ПАТ DN100 составляет 1,7 м. Укладка ПАТ в меньший радиус запрещена. Фактический радиус поворота траншеи контролируется теодолитом.

На площадках узлов запорной арматуры (УЗА-1.1, УЗА-1.2, УЗА-2.1, УЗА-2.2, УЗА-3, УЗА-4, УЗА-5, УЗА-6, УЗА-7, УЗА-8, УЗА-9), камеры пуска и приема СОД (КЗ-1, КЗ-2, КП-1, КП-2), на надземных участках используются материалы и оборудование из стали.

План трассы проектируемых нефтегазосборных трубопроводов представлен на чертеже ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-002.

#### **1.7.4.1 Узлы запорной арматуры**

На проектируемых нефтепроводах ПАТ установка узлов запорной арматуры предусмотрена на линейной части при переходах через водные преграды (УЗА-1.1, УЗА-1.2, УЗА-2.1, УЗА-2.2, УЗА-3, УЗА-4, УЗА-5, УЗА-6, УЗА-7, УЗА-8, УЗА-9).

В надземной части используются материалы и оборудование из стали. Стыковка трубопровода ПАТ с участками из стали осуществляется при помощи установки фланцевых пар, поставляемых в комплекте с трубой ПАТ. На надземных участках нефтепровода предусмотрена теплоизоляция ППУ, толщина теплоизоляции – 50 мм.

В качестве запорной арматуры в проекте приняты задвижки клиновые фланцевые с ручным приводом.

Конструкция запорной арматуры обеспечивает герметичность, соответствующую классу А по ГОСТ Р 54808-2011 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов».

Арматура заказывается в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепёжными изделиями.

Запорная арматура на входных, выходных патрубках и байпасах СОД, площадках УЗА с ручными приводами.

Все узлы запорной арматуры, размещаемые по трассе трубопроводов, предусматриваются в надземном исполнении с ограждением высотой 2,2 м.

В состав узлов запорной арматуры входит оборудование КИПиА. До запорной арматуры с ручным приводом устанавливаются манометры.

Площадки узлов запорной арматуры представлены на чертежах ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-006, ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-007.

В соответствии с п 7.1 ГОСТ Р 55990 на узлах запорной арматуры, на участках, примыкающих к ним по 250 м, для проектируемых трубопроводов принята категория С.

Запорная арматура с ручным управлением поставляется в соответствии с ведомостью оборудования, изделий и материалов ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ТЧ-004.

#### **1.7.4.2 Узлы пуска и приема СОД**

По проектируемым трассам полимерно-армированных трубопроводов от КП 2И до КП 6И МУПН и КП 6И МУПН до площадки налива для обеспечения возможности проведения периодической очистки, диагностики трубопроводов и контроля их технического состояния предусмотрены узлы запуска и приема средств очистки и диагностики (СОД) Ду 100.

Узел запуска СОД КЗ-1 располагается на территории кустовой площадки КП 2И. Совмещенный узел приема СОД КП-1 и узла запуска СОД КЗ-2 располагается на территории кустовой площадки КП-6И. Узел приема СОД КП-2 располагается в конце проектируемой трассы в районе площадки налива нефти. План расположения оборудования представлен на чертеже ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-002.

Обвязка узлов СОД, запорной арматуры - надземная на опорах. В надземной части используются материалы и оборудование из стали. Для крепления нефтегазосборного трубопровода на строительных конструкциях предусматриваются опоры по ОСТ 36-146-88.

На надземных участках нефтепровода предусмотрена теплоизоляция ППУ, толщина теплоизоляции – 50 мм.

Трубопроводы обвязки узлов СОД относятся к промышленным и проектируются по ГОСТ Р 55990-2014.

Дренаж камер предусматривается в передвижную технику.

Частота операций по очистке в процессе эксплуатации проектируемых трубопроводов определяется регламентом эксплуатирующей организации.

На площадке камер пуска и приема СОД предусматриваются следующие технологические операции:

- перекачка продукции, минуя камеру СОД;
- прием очистного или диагностического устройства;
- технологические операции на вспомогательных трубопроводах узла СОД:
  - а) заполнение продуктом камеры из трубопровода перед операцией пуска или приема;
  - б) отключение камеры от трубопровода;
  - в) подача пара или инертного газа во внутреннюю полость камеры СОД;
  - г) дренаж камеры СОД в передвижную емкость.

Все применяемое оборудование соответствует климатическому исполнению (ХЛ1 по ГОСТ 15150-69), для размещения его на открытом воздухе без укрытий.

В проекте применены стационарные камеры пуска и приема СОД, которые поставляются по техническим требованиям ТТТ-01.02.04-03.

В соответствии с п.9.1.11 ГОСТ Р 55990-2014, для исключения попадания внутритрубных устройств в ответвления газопровода с диаметрами, равнозначными

основному газопроводу, применяется тройник с решеткой. Тройники с решетками устанавливаются на узлах СОД.

Принципиальная схема узлов пуска и приема СОД представлена на чертеже ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.

Компоновки узлов пуска и приема СОД представлены на чертежах ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-003, ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-004, ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-005.

#### **1.7.4.3 Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия**

К особо опасным участкам в соответствии с требованиями п. 890 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных 15.12.2020 приказом Ростехнадзора № 534 относятся участки пересечений с водными преградами, автомобильными и железными дорогами, технологическими коммуникациями.

Для проектируемого нефтегазосборного трубопровода от куста КП-2И до куста КП-6И к таким участкам относятся:

ПК1+23.41 – ПК1+35.41 – Участок перехода через грунтовую дорогу на куст КП-2И на ПК1+29.41– категория С;

ПК60+26.00 – ПК60+74.00 (Пикетаж дан по трассе от куста КП-6И МУПН до площадки налива) – Участок перехода через реку Чона на ПК 60+50.00 – категория С;

ПК0+22.55 – ПК0+34.55 (Пикетаж дан по трассе от куста КП-6И МУПН до площадки налива)– Участок перехода через грунтовую дорогу на куст КП-6И на ПК0+28.55– категория С.

Для проектируемого нефтегазосборного трубопровода от куста КП-6И МУПН до площадки налива к таким участкам относятся:

ПК0+22.55 – ПК0+34.55 – Участок перехода через грунтовую дорогу на куст КП-6И на ПК0+28.55– категория С;

ПК60+26.00 – ПК60+74.00 – Участок перехода через реку Чона на ПК 60+50.00 – категория С;

ПК73+32.80 – ПК73+56.80 – Участок перехода через грунтовую дорогу на куст КП-2И на ПК73+44.80– категория С;

ПК139+25.53 – ПК139+37.53 – Участок перехода через грунтовую дорогу 9РО на ПК139+31.53– категория С;

ПК146+37.48 – ПК146+49.48 – Участок перехода через ручей на ПК 146+43.48 – категория С;

ПК221+89.90 – ПК222+01.90 – Участок перехода через автозимник 7ПО на ПК221+95.90– категория С;

ПК241+97.40 – ПК242+27.40 – Участок перехода через реку Ложа на ПК242+12.40– категория С;

ПК299+01.90 – ПК299+25.90 – Участок перехода через реку Зимовейная на ПК299+13.90– категория С;

ПК302+03.50 – ПК302+27.50 – Участок перехода через автозимник на Виллой на ПК302+15.50– категория С;

ПК434+63.19 – ПК434+75.19 – Участок перехода через автозимник 7ПО на ПК434+69.19– категория С.

##### **1.7.4.3.1 Переходы через водные преграды**

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод от куста КП-2И до куста КП-6И МУПН пересекает реку Чона. Ведомость пересечений с водными преградами представлена в таблице 1.2.

В соответствии с требованиями п. 7.1.6 и таблицы 4 ГОСТ Р 55990-2014, участки проектируемого нефтегазосборного трубопровода от куста КП-2И до куста КП-6И МУПН на пересечениях с водными преградами относятся к следующим категориям:

ПК60+26.00 – ПК60+74.00 (Пикетаж дан по трассе от куста КП-6И до площадки налива)- Участок перехода через реку Чона – категория С.

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод от куста КП-6И МУПН до площадки налива пересекает ручьи и реки. Ведомость пересечений с водными преградами представлена в таблице 1.3.

В соответствии с требованиями п. 7.1.6 и таблицы 4 ГОСТ Р 55990-2014, участки проектируемого нефтегазосборного трубопровода от куста КП-6И МУПН до площадки налива на пересечениях с водными преградами относятся к следующим категориям:

ПК60+26.00 – ПК60+74.00 - Участок перехода через реку Чона – категория С;

ПК146+37.48 – ПК146+49.48 - Участок перехода через ручей – категория С;

ПК241+97.40 – ПК242+27.40 - Участок перехода через реку Ложа – категория С;

ПК299+01.90 – ПК299+25.90 - Участок перехода через реку Зимовейная – категория

С.

Таблица 1.2 – Ведомость пересечений с водными преградами нефтегазосборного трубопровода от куста КП-2И до куста КП-6И МУПН

Пикетаж	Наименование пересечения
ПК60+50.00	Р. Чона

Таблица 1.3 – Ведомость пересечений с водными преградами нефтегазосборного трубопровода от куста КП-6И МУПН до площадки налива

Пикетаж	Наименование пересечения
ПК60+50.00	Р. Чона
ПК 102+95.6	Ручей пересыхающий
ПК 110+43.7	Ручей пересыхающий
ПК 133+74.9	Ручей пересыхающий
ПК146+43.48	Ручей
ПК242+12.40	Р. Ложа
ПК299+13.9	Р. Зимовейная
ПК 323+75.1	Ручей пересыхающий
ПК 352+45.0	Ручей пересыхающий
ПК 381+3.9	Ручей пересыхающий
ПК 395+41.9	Ручей пересыхающий

Переходы трубопроводов через водные преграды выполняются открытым способом.

Заглубление трубопровода на переходах через водные преграды с учетом возможных деформаций русла составляет не менее 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва (на период не менее 25 лет) и не менее 1,0 м от естественных отметок дна до верха забалластированного трубопровода.

Переход через реки и ручьи предусмотрен в защитном футляре. Стальной трубопровод DN500 на указанном участке используется в качестве защитного футляра, в который протаскивается проектируемый ПАТ DN100. Длины защитных футляров и их расположение по трассе представлены на чертеже ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.

На участках пересечения трассы и пересыхающих ручьев наземным способом прокладки (ПК 102+95.6, ПК 110+43.7, ПК 133+74.9, ПК 323+75.1, ПК 352+45.0, ПК 381+3.9, ПК 395+41.9) в насыпи предусматривается устройство водопропускных труб в соответствии с требованиями п. 9.4.3 ГОСТ Р 59990-2014.



Согласно п. 10.1.12 ГОСТ Р 55990-2014 на переходах трубопроводов через водные преграды должна предусматриваться балластировка. Подробный расчет балластировки трубопроводов приведен в разделе 2.4 «Материальное исполнение».

Укрепление берегов пересекаемых водных преград и насыпи в пределах 1 % ГВВ выполняется георешетками, укладываемыми на нетканый геотекстильный материал.

На обоих концах переходов трубопроводов через водные преграды установлены узлы запорной арматуры, при этом установка запорной арматуры осуществляется на отметках выше ГВВ 1 % обеспеченности в соответствии с НТО ПР. Запорная арматура располагается надземно.

В качестве запорной арматуры в проекте приняты задвижки клиновые фланцевые с ручным приводом. Конструкция запорной арматуры обеспечивает герметичность, соответствующую классу А по ГОСТ Р 54808-2011 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов».

#### **1.7.4.3.2 Переходы через автомобильные дороги**

Проектируемые трубопроводы пересекают внутрипромысловые автодороги на территории Иглянинского НГКМ.

Ведомость пересечения нефтегазосборного трубопровода от куста КП-2И до куста КП-6И с автомобильными дорогами представлена в таблице 1.4. Ведомость пересечения нефтегазосборного трубопровода от куста КП-6И до площадки налива с автомобильными дорогами представлена в таблице 1.5.

На переходах через автомобильные дороги, а также участки, примыкающие по обе стороны дороги на расстоянии не менее 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги, категория проектируемых трубопроводов принята С. В соответствии с требованиями п.10.3.3 ГОСТ Р 55990-2014 на переходах через автодороги предусматривается прокладка трубопроводов в защитных футлярах из стальных труб. Внутренний диаметр футляра должен быть на 200 мм больше наружного диаметра трубопровода. Концы футляра выводятся на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи. Диаметры футляров и их материальное исполнение представлены в разделе 2.6. На обоих концах защитного футляра устанавливаются торцевые уплотнения (манжеты), обеспечивающие герметизацию межтрубного пространства. Заглубление трубопроводов под автомобильными дорогами должно приниматься не менее 1,4 м от верха покрытия дороги.

Переходы трубопроводов под автодорогами выполнить в защитных футлярах согласно действующей НТД, с применением опорно-центрирующих колец-спейсеров. Торцы футляра герметизировать заводскими манжетами и заводскими защитными укрытиями от механических повреждений. Длины защитных футляров и их расположение по трассе представлены на чертеже ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.

Угол пересечения трубопровода с автомобильными дорогами должен быть, как правило 90°, но не менее 60°. При наличии пересечений с меньшим углом, пересечение должно соответствовать НТО ПР. Прокладка трубопровода через тело насыпи не допускается.

При параллельном следовании автодорогам расстояние от оси трубопровода до подошвы насыпи земляного полотна принято не менее 1 м на основании требований НТО ПР.

На переходе через автодороги по обе стороны от перехода на расстоянии 1 м от оси трубопровода с правой стороны по ходу продукта устанавливаются знаки закрепления трассы.

На автодорогах, на расстоянии 100 м от оси перехода с каждой стороны устанавливаются предупредительный знак и знак «Остановка запрещена». Вдоль оси трассы трубопроводов (на расстоянии 1 м от нее) с каждой стороны от перехода устанавливаются знаки закрепления трассы, на которых указано:

- наименования трубопровода;

- диаметра трубопровода;
- транспортируемой среды;
- рабочего давления трубопровода;
- глубины залегания трубопровода;
- наименования и контактной информации эксплуатирующей организации.

Таблица 1.4 – Ведомость пересечений нефтегазосборного трубопровода от куста КП-2И до куста КП-6И с автомобильными дорогами

Пикетаж	Наименование пересечения	Собственник
ПК1+29.41	Грунтовая дорога на куст КП-2И	ООО «ГПН-Заполярье»
ПК0+28.55	Грунтовая дорога на куст КП-6И	ООО «ГПН-Заполярье»

Таблица 1.5 – Ведомость пересечений нефтегазосборного трубопровода от куста КП-6И до площадки налива с автомобильными дорогами

Пикетаж	Наименование пересечения	Собственник
ПК0+28.55	Грунтовая дорога на куст КП-6И	ООО «ГПН-Заполярье»
ПК73+44.8	Грунтовая дорога на куст КП-2И	ООО «ГПН-Заполярье»
ПК139+31.53	Грунтовая дорога 9РО	ООО «ГПН-Заполярье»
ПК221+95.9	Автозимник 7ПО	ООО «ГПН-Заполярье»
ПК302+15.50	Автозимник на Вилюй	ООО «ГПН-Заполярье»
ПК434+69.19	Автозимник ВЖП	ООО «ГПН-Заполярье»

#### 1.7.4.3.3 Оповестительные знаки

Проектируемые промышленные трубопроводы обозначаются оповестительными знаками (со щитами-указателями) высотой 1,8 м от поверхности земли.

На оповестительных знаках указан размер охранной зоны и минимальная глубина до верхней образующей, а также указана следующая информация:

- владелец коммуникации;
- наименование трубопровода, диаметр, протяженность, рабочее давление и его назначение;
- пикет установки знака;
- номера телефонов с кодом доступа через междугородную связь.

Оповестительные знаки устанавливаются с правой стороны трубопровода по ходу движения продукта на расстоянии 1 м от оси трубопровода.

Знаки закрепления трассы устанавливаются:

- на углах поворота;
- на пересечениях трубопровода с водными преградами, автодорогами, существующими коммуникациями;
- в пределах прямой видимости, но не реже, чем через 1000 м.

#### 1.7.4.3.4 Прокладка трубопровода в сложных геологических условиях

Трубопровод пересекает участки с распространением многолетнемерзлых грунтов (ММГ), обводненные и заболоченные территории. Данные сведения приведены в разделе ИГИ, ИГНФ1-ПАТ-ИИ-ИГИ.01.00-ТЧ-001, п.9.

Перечисленные участки приняты в соответствии с п. 13 Задания на проектирование и материалами инженерных изысканий.

При проектировании необходимо учесть, что на территории прокладки распространены набухающие грунты с грубыми включениями. Для исключения ухудшения физико-механических свойств грунтов в результате замачивания, необходимо предусмотреть

мероприятия, исключая возможности аварийных утечек и повреждений из несущих коммуникаций.

При проектировании и строительстве подземных участков трубопроводов необходимо учесть:

- глубину прокладки трубопровода необходимо принять с учетом глубины промерзания грунта;
- подсыпку дна траншеи под трубопровод производить мягким грунтом, не содержащим грубые включения, непучинистым, ненабухающим песчаным грунтом с уплотнением грунтов механизированным способом.
- при прокладке открытым способом засыпку траншеи необходимо производить, после выполнения работ по защите изоляционного покрытия трубы от повреждений, присыпкой мягким грунтом на толщину 20 см над верхней образующей трубы с послойным уплотнением.

При прокладке трубопроводов в пучинистых, сильнопучинистых и чрезмернопучинистых грунтах предусмотреть углубление траншеи с выемкой сильнопучинистого грунта и подсыпкой слоем 0,6 м и присыпкой мягким грунтом (непучинистым, немерзлым, непросадочным) с размером твердых фракций в поперечном сечении до 5 мм, слоем 0,2 м от его верхней образующей трубопровода. После укладки трубопровода в проектное положение производится присыпка трубы и обратная засыпка грунтом из отвала до проектных отметок с устройством валика. Валик должен выравниваться и уплотняться. Высота валика должна превышать поверхность строительной полосы не менее чем на 30% от глубины траншеи.

В качестве подсыпки и присыпки применяется мягкий грунт – сыпучий минеральный грунт с размером твердых фракций в поперечнике до 5 мм в соответствии с требованиями п.9.3.7 ГОСТ Р 55990-2014.

Участки заболачивания распространены в северной части трассы нефтегазосборного трубопровода от куста БИ точки налива.

Торф является малопригодным для строительства и в качестве оснований сооружений не рекомендуется.

К специфическим особенностям торфов следует относить:

- малую прочность и большую сжимаемость с длительной консолидацией при уплотнении;
- существенное изменение деформационных и прочностных свойств при нарушении их естественного сложения, а также под воздействием динамических и статических нагрузок;
- анизотропию прочностных и деформационных характеристик.

Насыпные грунты вскрыты в начале трассы нефтегазосборного трубопровода и представлены щебнисто-глинистой отсыпкой существующей автодороги на куст БИ. Ввиду локального распространения в ИГЭ не выделены.

#### **1.7.4.3.5 Проектные решения по безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов**

Эксплуатация промысловых трубопроводов должна производиться в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 №534.

При эксплуатации промысловых трубопроводов одной из основных обязанностей обслуживающего персонала является наблюдение за состоянием трассы трубопроводов, элементов и их деталей, находящихся на поверхности земли. Периодичность и объемы работ по техническому обслуживанию линейных участков ПТ, а также технических устройств, входящих в состав ПТ, устанавливаются эксплуатирующей организацией с учетом требований руководств по эксплуатации заводов-изготовителей. Работы должны

проводиться в сроки, установленные ежегодными графиками, утвержденными техническим руководителем эксплуатирующей организации.

Техническое обслуживание ПТ включает:

- осмотр трассы ПТ (наблюдение за состоянием трассы ПТ, элементов трубопроводов и их деталей, находящихся на поверхности земли), в том числе при помощи беспилотных летательных аппаратов с целью своевременного обнаружения опасных ситуаций, угрожающих целостности и безопасности ПТ и безопасности окружающей среды;
- ревизию ПТ;
- обследование переходов через естественные и искусственные преграды.

Периодичность осмотра трассы ПТ должна определяться эксплуатирующей организацией с увеличенной периодичностью осмотра в паводковый период.

При осмотре трассы особое внимание следует обратить на:

- наличию признаков утечек;
- показанию приборов, по которым осуществляется контроль давления в ПТ и сравнение показаний с параметрами, установленными технологическим регламентом ПТ;
- состоянию сварных и фланцевых соединений, запорной арматуры;
- выявлению оголений ПТ;
- состоянию переходов через естественные и искусственные преграды;
- состоянию берегоукреплений, образованию промоин и размывов;
- состоянию вдольтрассовых сооружений (линейных колодцев, защитных противокоррозионных сооружений, вдольтрассовых дорог, указательных знаков);
- строительным и земляным работам, в том числе проводимым сторонними организациями;
- наличию несанкционированных врезок;
- появлению непредусмотренных переездов трассы ПТ;
- состоянию защитных кожухов ПТ, а также состоянию изоляции на открытых (видимых) участках ПТ

Результаты осмотра должны заноситься в журнал осмотра лицом, осуществившим осмотр.

#### Ревизия трубопроводов.

Периодичность и объемы проведения ревизии ПТ устанавливаются документацией эксплуатирующей организацией в зависимости от скорости коррозионно-эрозионных процессов с учетом опыта эксплуатации аналогичных ПТ, результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии и необходимости обеспечения безопасной и безаварийной эксплуатации в период между ревизиями, но не реже одного раза в 8 лет.

Первую ревизию вновь введенных в эксплуатацию ПТ следует проводить не позднее чем через 1 год после начала эксплуатации ПТ.

Эксплуатирующая организация обязана ежегодно формировать графики выполнения работ по ревизии ПТ.

При ревизии ПТ необходимо выполнить:

- визуальное обследование трассы ПТ, всех естественных и искусственных преград с привязкой к ПК трассы;
- определение глубины залегания ПТ;
- определение мест проведения неразрушающего контроля (не менее 2 участков на 1 км; для ПТ с протяженностью менее 500 метров - провести не менее 2 шурфов на объект). Участки выбираются в наиболее опасных местах: оголениях, застойных зонах (тупиковых и временно не работающих участках), в местах, где изменяется направление потока (отводы, переходы, тройники, врезки), узлах запорной арматуры. При необходимости производится шурфование. Размеры шурфов должны обеспечивать полный доступ к ПТ по всей его поверхности, включая нижнюю образующую, на протяжении не менее 1 м;

- привязку мест неразрушающего контроля к ПК трассы (в целях мониторинга изменения толщины стенки ПТ при следующих ревизиях использовать места с прежними координатами ПК);
- определение технического состояния технических устройств;
- определение диаметра ПТ;
- визуальный осмотр наружного защитного (антикоррозионного) покрытия (определение наличия (отсутствия) наружных механических и коррозионных повреждений, измерение геометрических параметров обнаруженных повреждений с помощью измерительных инструментов (линейка, шаблон сварщика);
- ультразвуковую толщинометрию стенки ПТ или внутритрубную диагностику;
- определение целостности защитного покрытия в местах контроля (если ПТ имеет заводскую изоляцию, необходимо рассмотреть возможность контроля толщины стенки приборами, позволяющими выполнять измерения через слой изоляции)
- ультразвуковой (рентгенографический) контроль качества сварных соединений при подозрении на дефекты сварного шва по результатам ВИК;
- определение наличия или отсутствия блуждающих токов;
- определение мест повреждений изоляции;
- обследование участков пересечений ПТ с естественными и искусственными преградами в пределах охранной зоны;
- определение отбраковочной толщины стенки ПТ;
- определение скорости коррозионно-эрозионного износа и расчет скорости коррозии.

При выявленном в результате ревизии неудовлетворительном состоянии участка ПТ необходимо принять меры по ремонту данного участка ПТ.

На основании данных, полученных по результатам ревизии, составляется акт ревизии, в котором делается вывод о техническом состоянии ПТ. Акт ревизии прикладывается к паспорту ПТ. В паспорт ПТ вносится соответствующая запись.

При обнаружении опасных дефектов на ПТ, которые приводят к разгерметизации ПТ, эксплуатирующая организация должна незамедлительно принять меры по их устранению.

Обнаруженные при ревизии дефекты должны быть устранены в соответствии с мероприятиями, утверждаемыми техническим руководителем эксплуатирующей организации.

Ревизия ПТ выполняется специалистами эксплуатирующей или подрядной организацией с привлечением аттестованной лаборатории неразрушающего контроля.

#### Отбраковка труб и деталей ПТ

Трубы и детали ПТ подлежат отбраковке в случаях, если:

- в результате ревизии установлено, что под действием коррозии или эрозии толщина стенки ПТ уменьшилась и достигла критической величины, установленной в проектной документации, но не меньше, чем в таблице N 1 приложения N 8 ФНиП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".
- при обследовании сварных швов обнаружены дефекты, не подлежащие исправлению.

Фланцы отбраковывают при неудовлетворительном состоянии привалочных поверхностей, наличии раковин, трещин, уменьшении толщины стенки воротника фланца до от-браковочных размеров трубы.

Литые изношенные корпуса задвижек, кранов, клапанов и литые детали ПТ подлежат отбраковке в случаях, если:

- уплотнительные элементы арматуры не обеспечивают ведения технологического процесса и отремонтировать или заменить их невозможно;

– толщина стенки корпуса арматуры достигла значений, равных или меньших, которые указаны в таблице N 2 приложения N 8 ФНиП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

#### Периодические испытания ПТ

Испытания ПТ на прочность и проверка на герметичность ПТ проводятся в соответствии с инструкцией (мероприятиями), разработанной с учетом особенностей конкретного ПТ и утвержденной техническим руководителем эксплуатирующей организации.

Испытания на прочность и проверка на герметичность должны проводиться:

– для оценки технического состояния ПТ, на котором отсутствует или ограничена возможность применения методов неразрушающего контроля с периодичностью проведения ревизий после аварий;

– после замены участка ПТ при капитальном ремонте, реконструкции или техническом перевооружении.

Параметры испытаний (протяженность участка, испытательное давление, время выдержки под испытательным давлением и цикличность изменений давления при испытаниях) должна устанавливать эксплуатирующая организация (при необходимости совместно со специализированной организацией) с учетом технического состояния ПТ, условий прокладки, профиля трассы, физико-химических свойств материала труб и других данных, характеризующих условия работы ПТ. Если на участке проводились работы по внутритрубной диагностике, то испытания на прочность и проверку на герметичность выполнять не требуется.

ПТ считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания ПТ на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление осталось в пределах допустимых норм и не были обнаружены утечки.

Выявленные при испытаниях повреждения ПТ должны немедленно устраняться с внесением информации об их устранении в паспорт ПТ.

После устранения повреждений испытания ПТ продолжают по утвержденной программе. Характер каждого выявленного при испытаниях дефекта или повреждения ПТ, а также работы по их устранению должны отражаться в акте.

Результаты испытания должны оформляться актом и вноситься в паспорт ПТ.

Допускается не проводить испытание всего ПТ после замены его участка при условии, что сам участок перед врезкой в ПТ прошел испытание, а гарантийные стыки (места присоединения к ПТ) были подвергнуты двойному неразрушающему контролю.

#### Очистка ПТ

На ПТ, оборудованных узлами пуска-приема СОД, в целях поддержания пропускной способности и предупреждения скапливания воды и внутренних отложений, а также подготовки участка ПТ к внутритрубной инспекции должна проводиться очистка внутренней полости ПТ пропуском очистных устройств

Периодичность очистки ПТ очистными устройствами определяется индивидуально для каждого ПТ в зависимости от особенностей его эксплуатации и свойств транспортируемой среды на основании графиков, утвержденных техническим руководителем или уполномоченным им лицом эксплуатирующей организации.

Ответственность за организацию, проведение работ по очистке ПТ и контроль за выполнением планов очистки возлагается на эксплуатирующую организацию.

Работы по очистке ПТ должны выполняться в соответствии с инструкциями или мероприятиями, разработанными эксплуатирующей организацией и утвержденными техническим руководителем эксплуатирующей организации.

Используемые очистные устройства должны иметь комплект разрешительной и эксплуатационной документации.

Переключение технологических линий при запуске, пропуске и приеме очистных устройств выполняется работниками только по указанию руководителя работ.

Во время очистки категорически запрещается:

- проведение каких-либо ремонтно-строительных работ в охранной зоне ПТ;
- присутствие на площадках узлов запуска и приема СОД лиц, не участвующих в проведении очистных работ;
- переезд трассы ПТ транспортом и механизмами.

При проведении работ по запуску и приему СОД площадки приема и запуска СОД должны быть оборудованы конструкцией, предотвращающей вылет очистного устройства за пределы площадки, предусмотренные проектной документацией.

#### Ремонт ПТ

По результатам анализа данных, полученных при наружных осмотрах, ревизиях, при расследовании аварий и инцидентов за весь срок эксплуатации ПТ, проводится выбор вида и метода ремонта, определение объемов работ и сроков его проведения в зависимости от характера дефектов и ремонтпригодности ПТ с учетом его загруженности на рассматриваемый период и в перспективе.

На основании результатов оценки технического состояния планируются следующие виды ремонта ПТ:

- текущий ремонт коротких участков с вырезкой дефектных мест или труб с монтажом катушек или секций труб, с восстановлением несущей способности труб (ремонт без вырезки);
- выборочный ремонт изоляции;
- капитальный ремонт, реконструкция, техническое перевооружение ВПТ с заменой отдельных участков или всего ПТ.

При текущем ремонте дефектов ПТ применяются следующие методы текущего ремонта:

- шлифовка;
- заварка;
- вырезка дефекта - замена катушки, трубы или плети;
- установка ремонтной конструкции.

Сварные соединения, выполненные в процессе ведения работ, подлежат контролю качества методами неразрушающего контроля.

Перед проведением ремонтных работ с монтажом катушек или секций труб ремонтируемый ПТ должен быть освобожден от транспортируемой среды.

Участок ПТ, подлежащий ремонту, должен быть отсечен задвижками и заглушками от других ПТ, аппаратов и оборудования, обеспечивающими безопасное проведение работ.

Применение ремонтных конструкций, не имеющих маркировку и сертификаты на применяемые материалы, запрещается.

Вся информация о проведенных ремонтах вносится в паспорт ПТ.

#### **1.7.4.3.6 Испытания и очистка трубопроводов**

До ввода в эксплуатацию проектируемые промышленные трубопроводы подвергаются очистке внутренней полости трубопровода от снега, льда, воды и загрязнений пропуском очистных поршней. Очистку трубопроводов проводят промывкой при гидравлическом способе испытаний или продувкой – при пневматическом способе.

После очистки трубопровод подлежит испытанию на прочность и проверке на герметичность, согласно требованиям раздела 13 ГОСТ Р 55990-2014 и ТТР-01.02.04-11.

Характеристика отдельных участков трубопровода, объем контроля сварных соединений, величины давления испытаний для промысловых трубопроводов представлены в таблице 1.6.

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

Для промысловых трубопроводов при определении давлений испытаний максимальное рабочее давление принято равным расчетному давлению. Испытания трубопровода на прочность и проверку на герметичность проводят после полной готовности участка или всего трубопровода.

После завершения СМР необходимо выполнить очистку внутренней полости трубопровода от снега, льда, воды и загрязнений. Очистку трубопроводов проводят промывкой при гидравлическом способе испытаний или продувкой – при пневматическом способе. Работы производить согласно СП 411.1325800.2018.

Очистку трубопроводов и испытания осуществляют по специальной инструкции, разработанной подрядчиком и согласованной с Заказчиком. Проектом предусмотрен гидравлический или пневматический способ испытания трубопровода.

При устойчивых положительных температурах воздуха в качестве рабочей среды для испытания следует использовать воду. В зимнее время и при отрицательных температурах воздуха, во избежание замерзания, следует проводить пневматические испытания. Мероприятия по обеспечению водой для гидравлических испытаний и способ последующей утилизации загрязненных вод определяются Подрядчиком по строительству и отражаются в проекте производства работ.

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

Все 100% сварных соединений должны быть проконтролированы физическими методами.

По завершении строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность на проектируемых трубопроводах производится внутритрубная приборная диагностика (в том числе на особо опасных участках), а после этого осуществляется комплексное опробование, заключающееся в заполнении труб транспортируемой средой и последующей работой после заполнения в течение 72 часов.



**Таблица 1.6 - Характеристика промышленных трубопроводов, объем контроля сварных соединений, величины давлений испытаний**

Наименование участков трубопроводов	P <sub>раб</sub> , МПа	Класс; категория	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний, ч	Нормативный документ
				На прочность	На герметичность		
<b>Линейная часть газосборного трубопровода от узла запуска СОД до узла подключения</b>							
<p>Участки:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- нефтегазосборного трубопровода при переходе через поймы рек по ГВВ 10% обеспеченности водных преград шириной зеркала воды в межень 25 м и более в русловой части;</li> <li>- участки переходов нефтегазосборного трубопровода через автомобильные дороги с прилегающими по обе стороны дороги участками, длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги;</li> </ul> <p>Узлы линейной запорной арматуры, а также участки трубопроводов по 250м, примыкающие к ним</p>	10,0	II, С	100	<p>I этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25 P<sub>раб</sub> = 12,5</p> <p>II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 P<sub>раб</sub> = 12,5</p>	P <sub>раб</sub> =10,00	<p>6 (гидравлический способ)</p> <p>12 (пневматический способ)</p> <p>12</p>	ГОСТ Р 55990-2014

Наименование участков трубопроводов	P <sub>раб</sub> , МПа	Класс; категория	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний, ч	Нормативный документ
				На прочность	На герметичность		
Трубопроводы обвязки камер пуска и приема СОД	10,0	II, С	100	I этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25 P <sub>раб</sub> = 12,5  II этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 P <sub>раб</sub> = 12,5	P <sub>раб</sub> =10,0	6 (гидравлический способ) 12 (пневматический способ) 12	ГОСТ Р 55990-2014
Прочие участки нефтегазосборного трубопровода	10,0	II, С	100	I этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25 P <sub>раб</sub> = 12,5	P <sub>раб</sub> =10,0	12	ГОСТ Р 55990-2014
<p>Примечания:</p> <p>1. При испытаниях рабочее давление принято равным расчетному</p> <p>2. Участок трубопровода категории С, включающий отдельные участки, подлежащие испытаниям в два этапа, допускается испытывать в один этап на давление, соответствующее давлению испытания первого этапа. Продолжительность испытаний 12 ч.</p>							

### **1.7.5 Теплогидравлический расчет полимерно-армированного трубопровода нефти в рамках проекта «Обустройство Игнялинского НГКМ на период ОПР. Нефтегазосборные трубопроводы от КП 2И до МУПН КП 6И и от МУПН КП6И до точки налива»**

В настоящем разделе представлен теплогидравлический расчет полимерно-армированного трубопровода нефти в рамках проекта «Обустройство Игнялинского НГКМ на период ОПР. Нефтегазосборные трубопроводы от КП 2И до МУПН КП 6И и от МУПН КП6И до точки налива».

Гидравлический расчет нефтепроводов произведен с целью определения:

- оптимального диаметра трубопровода,
- гидравлических потерь,
- технологических параметров в точке подключения трубопровода;
- необходимости и места установки путевых подогревателей по трассе;
- режимов течения потоков газа в нефтепроводе.

Гидравлический расчет выполнен с использованием термодинамической модели уравнение состояния Пенг-Робинсона (PR).

Компьютерное моделирование включает в себя расчеты и выводы результатов расчетов таких важных переменных, как давление, температура, плотность и других параметров ГС по мере движения ее по трассе.

#### **1.7.5.1 Исходные данные**

Продукция скважин куста 2И Игнялинского НГКМ по нефтегазосборному полимерно-армированному трубопроводу протяженностью 8,445 км направляется на МУПН куста 6И, где происходит подготовка нефти, и далее подготовленная, 1%обводненная нефть транспортируется по полимерно-армированному трубопроводу протяженностью 45,438 км до точки налива.

Гидравлический расчет нефтепроводов выполнен в соответствии с заданием на проектирование, а также письма по исходным данным от ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЗАПОЛЯРЬЕ» ВХ-5886-23 (11/1/008183) от 20.07.2023 г.

Линейная часть полимерно-армированного трубопровода включает участки:

- нефтегазосборный трубопровод протяженностью 8,445 км от КП 2И до МУПН КП 6И;
- трубопровод протяженностью 45,438 км от МУПН КП6И до точки налива, принципиальная схема приведена на рисунке 1.

Для выполнения гидравлического расчета данных участков полимерно-армированного трубопровода использовались следующие исходные данные:

- для участка нефтегазосборного трубопровода протяженностью 8,445 км от КП 2И до МУПН КП 6И объем транспорта по Дополнению №1 к заданию на проектирование 25 тыс.тонн/год, а также по письму от ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЗАПОЛЯРЬЕ» ВХ-5886-23 (11/1/008183) от 20.07.2023 г.;
- для участка нефтегазосборного трубопровода протяженностью 45,438 км от МУПН КП6И до точки налива объем транспорта по Дополнению №1 к заданию на проектирование 50 тыс.тонн/год и 125 тыс.тонн/год;
- расчетное давление трубопровода – 10 МПа (изб.);
- давление в конечных точках до 5 атм. или 0,5 МПа(изб.);
- температура продукта на КП 2 плюс 10°С, на МУПН КП 6 до плюс 60°С;
- режим работы трубопроводов круглогодичный, круглосуточный;
- условный диаметр трубопровода – 98 мм (123\*12,5 мм);

- тип трубопровода – полимерно-армированный (теплопроводность трубы 0,45 Вт/м\*К, коэффициент абсолютной шероховатости трубопровода 0,0 мм) с теплоизоляцией из пенополиуретана толщиной 51 мм (коэффициент теплопроводности ППУ 0,028 Вт/м\*К);
- тип прокладки – наземная в насыпи, температура воздуха в зимний период – минус 50,0 °С температура в насыпи в зимний период – минус 12,0 °С, температура воздуха в летний период – плюс 22,0 °С;
- компонентный мольный состав нефти и газа Игнялинского НГКМ, физико-химические свойства нефти приняты по письму от ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЗАПОЛЯРЬЕ» ВХ-5886-23 (11/1/008183) от 20.07.2023 г. (Отчет «Лабораторные исследования флюидов Игнялинского месторождения, скважина 204, пласт В10-В13, интервал перфорации 2287.27 – 3279 м., дата отбора 24.03.2023 г.») и приведен в таблицах 1.7 -1.8.

**Таблица 1.7 - Компонентный состав дегазированной нефти Игнялинского месторождения**

Компоненты	Сепарированная нефть	
	моль %	масс%
CH <sub>4</sub>	0,0075	0,0006
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,0007	0,0001
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,0370	0,0081
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,2466	0,0712
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,3921	0,4019
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,9655	0,7044
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	3,1949	1,1450
C <sub>6</sub>	6,4773	2,7026
C <sub>7</sub>	7,7346	3,6882
C <sub>8</sub>	9,0511	4,8105
C <sub>9</sub>	8,0847	4,8591
C <sub>10</sub>	7,1034	4,7280
C <sub>11</sub>	5,8092	4,2417
C <sub>12</sub>	5,1016	4,0798
C <sub>13</sub>	4,4782	3,8927
C <sub>14</sub>	3,9924	3,7679
C <sub>15</sub>	3,4829	3,5638
C <sub>16</sub>	2,8695	3,1642
C <sub>17</sub>	2,4808	2,9204
C <sub>18</sub>	2,2583	2,8156
C <sub>19</sub>	2,0540	2,6833
C <sub>20</sub>	1,7704	2,4183
C <sub>21</sub>	1,5677	2,2660
C <sub>22</sub>	1,3659	2,0693
C <sub>23</sub>	1,1857	1,8729
C <sub>24</sub>	1,1135	1,8308
C <sub>25</sub>	1,0230	1,7531
C <sub>26</sub>	0,8956	1,5970
C <sub>27</sub>	0,8576	1,5932
C <sub>28</sub>	0,8148	1,5703
C <sub>29</sub>	0,7481	1,4939
C <sub>30</sub>	0,6395	1,3215
C <sub>31</sub>	0,5770	1,2323
C <sub>32</sub>	0,5289	1,1664
C <sub>33</sub>	0,4943	1,1246
C <sub>34</sub>	0,4404	1,0324
C <sub>35</sub>	0,4021	0,9706
C <sub>36+</sub>	7,7531	20,4383
Суммарно	100,00	100,00
Молекулярная масса, г/моль	201,3	

**Таблица 1.8 - Физико-химические свойства дегазированной нефти Игнялинского месторождения**

Температура испытания, °С	0°С	10°С	20°С	30°С	40°С	50°С
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	845,8	838,6	831,3	824,1	816,8	809,6
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с	-	13,35	8,665	5,912	4,566	3,693
Содержание парафинов, % масс.	1,94					
Температура застывания, °С	-50,0					

**Таблица 1.9 - Компонентный состав газа Игнялинского месторождения**

Компоненты	Содержание, % моль
CO <sub>2</sub>	0,00
N <sub>2</sub>	6,63
CH <sub>4</sub>	83,60
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	6,44
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	2,06
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,24
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,50
C <sub>5</sub> +высшие	0,53
Молекулярная масса, г/моль	18,93
Расчетная плотность газа при 20°С, кг/м <sup>3</sup>	0,7874

**Таблица 1.10 - Показатели добычи нефти трубопровода от КП 2И до МУПН КП 6И**

<b>Источник</b>	<b>Добыча нефти, тыс.тонн/год</b>	<b>Добыча нефти, тонн/сутки</b>	<b>Добыча воды, м<sup>3</sup>/сутки</b>	<b>Газовый фактор, м<sup>3</sup>/тонну</b>
Письмо от ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ- ЗАПОЛЯРЬЕ» ВХ- 5886-23 (11/1/008183) от 20.07.2023 г.	-	35,0	6,0	121,0
Дополнение №1 к Заданию на проектирование	25,0	-	-	-
Письмо от ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ- ЗАПОЛЯРЬЕ» ВХ- 5886-23 (11/1/008183) от 20.07.2023 г.	-	110,0	16,0	126,0

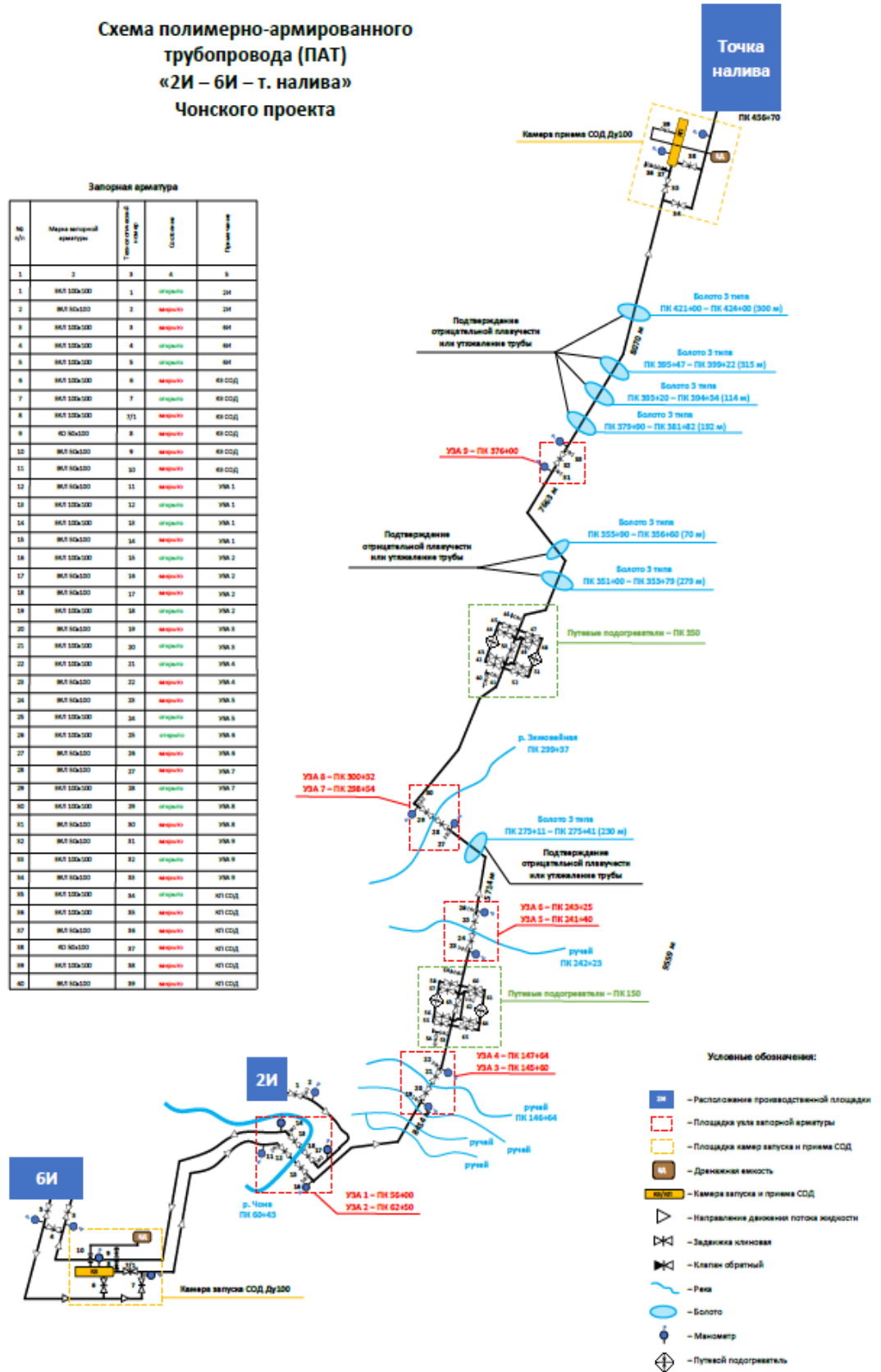
**Таблица 1.11 - Показатели объема транспорта нефти трубопровода от МУПН КП6И до точки налива**

<b>Источник</b>	<b>Объем транспорта, тыс.тонн/год</b>	<b>Объем транспорта, тыс.м3/год</b>
Дополнение №1 к Заданию на проектирование	50,0	-
	125,0	155

**Схема полимерно-армированного  
трубопровода (ПАТ)  
«2И – 6И – т. налива»  
Чонского проекта**

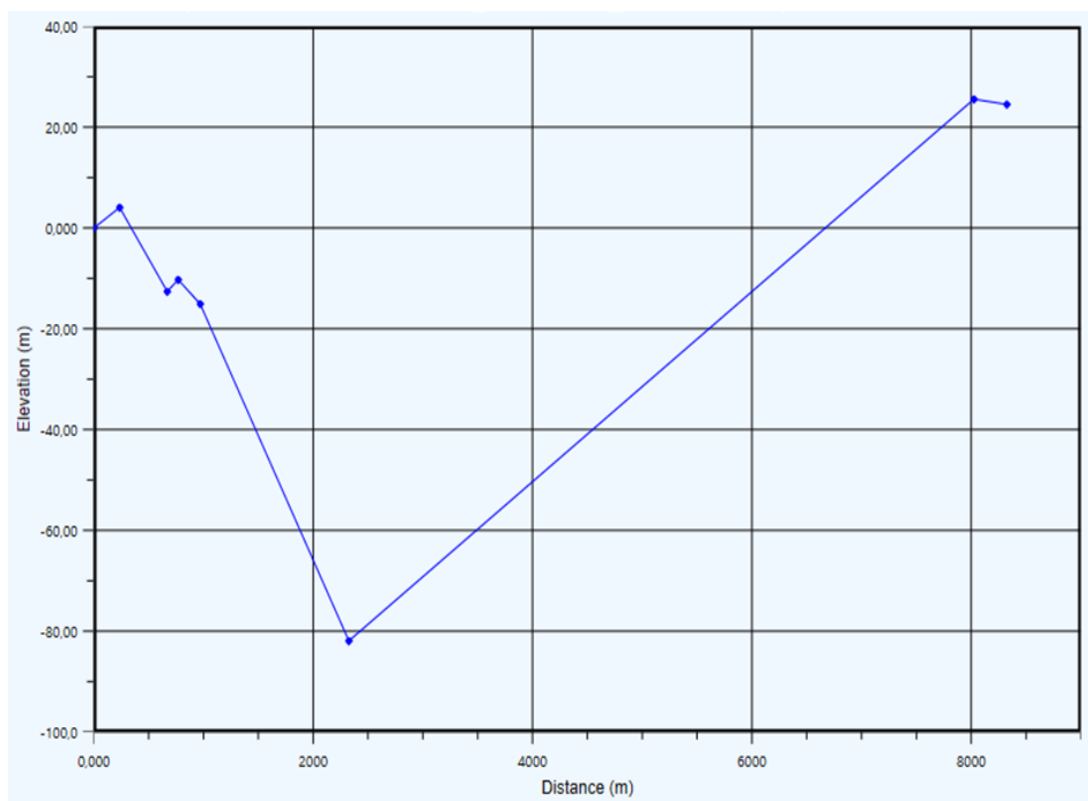
**Запорная арматура**

№ узла	Марка запорной арматуры	Число запорных узлов	Состояние	Примечание
1	2	3	4	5
1	ИЛТ 120х120	1	открыто	214
2	ИЛТ 120х120	2	закрыто	214
3	ИЛТ 120х120	3	закрыто	814
4	ИЛТ 120х120	4	открыто	814
5	ИЛТ 120х120	5	открыто	814
6	ИЛТ 120х120	6	закрыто	49 ССД
7	ИЛТ 120х120	7	открыто	49 ССД
8	ИЛТ 120х120	71	закрыто	49 ССД
9	ИЛТ 120х120	8	закрыто	49 ССД
10	ИЛТ 120х120	9	закрыто	49 ССД
11	ИЛТ 120х120	10	закрыто	49 ССД
12	ИЛТ 120х120	11	закрыто	УПА 1
13	ИЛТ 120х120	12	открыто	УПА 1
14	ИЛТ 120х120	13	открыто	УПА 1
15	ИЛТ 120х120	14	закрыто	УПА 1
16	ИЛТ 120х120	15	открыто	УПА 2
17	ИЛТ 120х120	16	закрыто	УПА 2
18	ИЛТ 120х120	17	открыто	УПА 2
19	ИЛТ 120х120	18	открыто	УПА 2
20	ИЛТ 120х120	19	закрыто	УПА 3
21	ИЛТ 120х120	20	открыто	УПА 3
22	ИЛТ 120х120	21	открыто	УПА 4
23	ИЛТ 120х120	22	закрыто	УПА 4
24	ИЛТ 120х120	23	закрыто	УПА 5
25	ИЛТ 120х120	24	открыто	УПА 5
26	ИЛТ 120х120	25	открыто	УПА 5
27	ИЛТ 120х120	26	закрыто	УПА 5
28	ИЛТ 120х120	27	закрыто	УПА 7
29	ИЛТ 120х120	28	открыто	УПА 7
30	ИЛТ 120х120	29	открыто	УПА 8
31	ИЛТ 120х120	30	закрыто	УПА 8
32	ИЛТ 120х120	31	закрыто	УПА 9
33	ИЛТ 120х120	32	открыто	УПА 9
34	ИЛТ 120х120	33	закрыто	УПА 9
35	ИЛТ 120х120	34	открыто	ИП1 ССД
36	ИЛТ 120х120	35	закрыто	ИП1 ССД
37	ИЛТ 120х120	36	закрыто	ИП1 ССД
38	ИЛТ 120х120	37	закрыто	ИП1 ССД
39	ИЛТ 120х120	38	закрыто	ИП1 ССД
40	ИЛТ 120х120	39	закрыто	ИП1 ССД

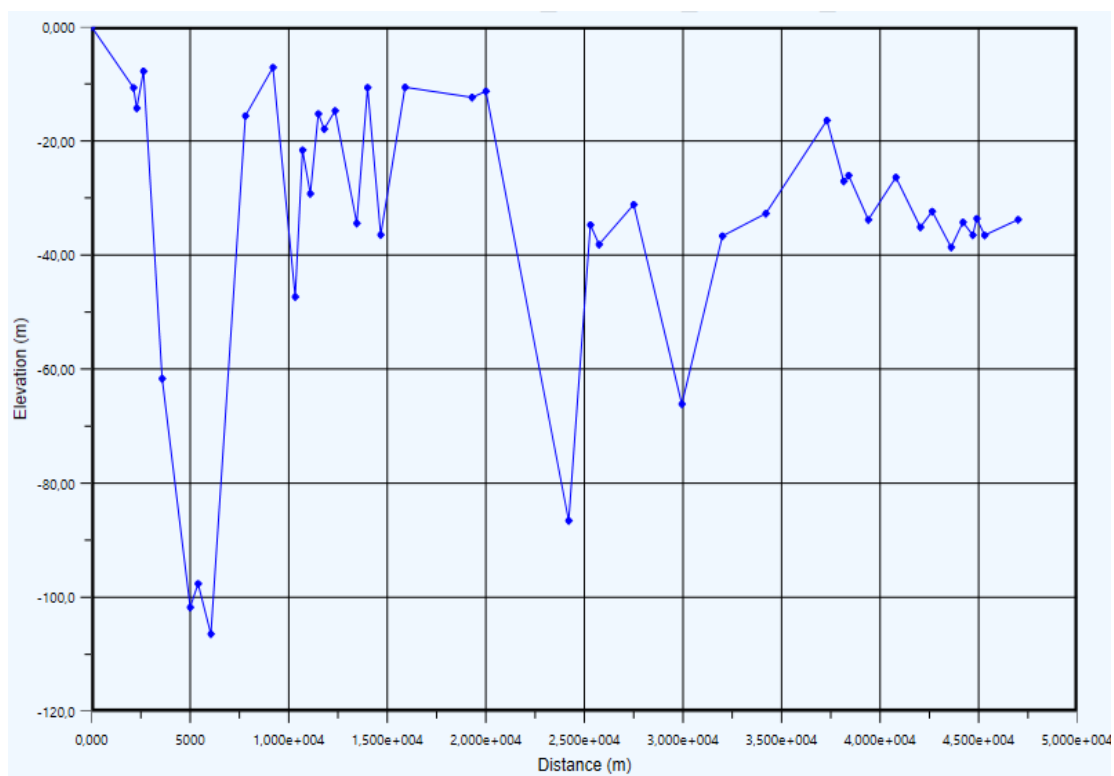


**Рисунок 1.1 – Принципиальная схема полимерно-армированного трубопровода «2И-6И- точка налива»**





**Рисунок 1.2 – Профиль трассы нефтегазосборного трубопровода протяженностью 8,445 км от КП 2И до МУПН КП 6И, заложенный в ПО гидравлического расчета.**



**Рисунок 1.3 – Профиль трассы нефтегазосборного трубопровода протяженностью 45,438 км от МУПН КП 6И до точки налива, заложенный в ПО гидравлического расчета.**

### **1.7.5.2 Результаты гидравлического расчета трубопровода протяженностью 8,445 км от КП 2И до МУПН КП 6И**

Теплогидравлический расчет полимерно-армированного трубопровода протяженностью 8,445 км от КП 2И до МУПН КП 6И выполнен на вариант наземной прокладки в насыпи (температура грунта зимой минус 12,0 0С, летом плюс 22,0 0С) на следующие производительности:

- производительность по письму– нефти 110 тонн/сутки, воды – 16 м3/сутки, газовый фактор – 126 м3/тонну;
- производительность по Дополнению №1 к ТЗ – объем транспорта 25 тыс.тонн/год;
- минимальная производительность по письму– нефти 35 тонн/сутки, воды – 6 м3/сутки, газовый фактор – 121 м3/тонну

Теплогидравлический расчет полимерно-армированного трубопровода от КП 2И до МУПН КП 6И представлен в таблицах 1.12 – 1.13.

**Таблица 1.12 – Результаты теплогидравлического расчета ПАТ от КП 2И до МУПН КП 6И (температура в насыпи зимой минус 12,0 °С)**

Наименование трубопровода	DN	Длина, км	Давление, МПа(изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
Трубопровод от КП 2И до МУПН КП 6И	98	8,445	Минимальная производительность по письму						
			0,728	0,5	10,0	-9,1	0,98	дисперсный	1921,0
			Производительность по Дополнению №1 к ТЗ (25 тыс.тонн/год)						
			0,844	0,5	10,0	-6,6	1,52	дисперсный	2853,8
			Максимальная производительность по письму						
			1,340	0,5	10,0	-1,17	3,26	пробковый	5901,4

**Таблица 1.13 – Результаты теплогидравлического расчета ПАТ от КП 2И до МУПН КП 6И (температура окружающего воздуха летом плюс 22,0 °С)**

Наименование трубопровода	DN	Длина, км	Давление, МПа(изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
Трубопровод от КП 2И до МУПН КП 6И	98	8,445	Минимальная производительность по письму						
			0,702	0,5	10,0	17,68	1,10	дисперсный	1921,0
			Производительность по ТЗ (25 тыс.тонн/год)						
			0,823	0,5	10,0	15,91	1,69	дисперсный	2853,8
			Максимальная производительность по письму						
			1,322	0,5	10,0	12,81	3,52	пробковый	5901,4

### **1.7.5.3 Анализ результатов теплогидравлического расчета полимерно-армированного трубопровода от КП 2И до МУПН КП 6И**

По результатам гидравлического расчета полимерно-армированного трубопровода от КП 2И до МУПН КП 6И можно сделать следующие выводы:

- при соблюдении условий поддержания давления в конце полимерно-армированного трубопровода 0,5 МПа (изб.) давление в начале трубопровода варьирует от 0,702 МПа (изб.) до 1,340 МПа (изб.), потери по трассе трубопровода составляют 0,2-0,84 МПа (изб.);
- температура потока в конечной точке подключения трубопровода колеблется в пределах от минус 9,1 °С до плюс 17,68 °С;
- скорость водонефтяной смеси в проектируемом трубопроводе составляет 0,98 – 3,52 м/с.;
- режим течения в трубопроводе дисперсный и пробковый.

### **1.7.5.4 Результаты гидравлического расчета трубопровода протяженностью 45,438 км от МУПН КП 6И до точки налива**

Теплогидравлический расчет полимерно-армированного трубопровода протяженностью 45,438 км от МУПН КП 6И до точки налива выполнен на вариант наземной прокладки в насыпи (температура грунта зимой минус 12,0 °С, летом плюс 22,0 °С), на три разные температуры в начале трубопровода (40; 45; 55 °С).

Также теплогидравлический расчет полимерно-армированного трубопровода выполнен на следующие производительности:

- минимальная производительность по ТЗ – 50 тыс.т/год. (137,0 тонн/сутки);
- максимальная производительность по ТЗ – 125 тыс.т/год (342,5 тонн/сутки);

Теплогидравлический расчет трубопровода ПАТ от МУПН КП 6И до точки налива представлен в таблицах 1.14 – 1.15.

Таблица 1.14 – Результаты теплогидравлического расчета ПАТ от МУПН КП БИ до точки налива (температура в насыпи зимой минус 12,0 °С), на три разные температуры в начале трубопровода (40; 45; 55 °С)

Наименование трубопровода	DN	Длина, км	Давление, МПа (изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
Трубопровод от МУПН КП БИ до точки налива	98	45,438	Минимальная производительность по ТЗ – 50 тыс.т/год. (137,0 тонн/сутки)						
			0,828	0,5	45,0	-10,64	0,25	ламинарный	5707,8
			0,823	0,5	50,0	-10,54	0,25	ламинарный	5707,8
			0,817	0,5	55,0	-10,43	0,25	ламинарный	5707,8
			Максимальная производительность по ТЗ – 125 тыс.т/год (342,5 тонн/сутки)						
			2,940	0,5	45,0	-0,764	0,62	турбулентный	14269,4
			2,898	0,5	50,0	0,24	0,62	турбулентный	14269,4
			2,853	0,5	55,0	1,27	0,62	турбулентный	14269,4

**Таблица 1.15 – Результаты теплогидравлического расчета ПАТ от МУПН КП 6И до точки налива (температура окружающего воздуха летом плюс 22,0 °С), на три разные температуры в начале трубопровода (40; 45; 55 °С)**

Наименование трубопровода	DN	Длина, км	Давление, МПа (изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
Трубопровод от МУПН КП 6И до точки налива	98	45,438	Минимальная производительность по ТЗ – 50 тыс.т/год. (137,0 тонн/сутки)						
			0,738	0,5	45,0	24,06	0,25	ламинарный	5707,8
			0,732	0,5	50,0	24,50	0,25	ламинарный	5707,8
			0,727	0,5	55,0	24,96	0,25	ламинарный	5707,8
			Максимальная производительность по ТЗ – 125 тыс.т/год (342,5 тонн/сутки)						
			2,588	0,5	45,0	31,55	0,63	турбулентный	14269,4
			2,536	0,5	50,0	33,48	0,64	турбулентный	14269,4
			2,485	0,5	55,0	35,44	0,64	турбулентный	14269,4

### **1.7.5.5 Анализ результатов теплогидравлического расчета полимерно-армированного трубопровода от МУПН КП 6И до точки налива**

По результатам гидравлического расчета полимерно-армированного трубопровода от МУПН КП 6И до точки налива можно сделать следующие выводы:

- при соблюдении условий поддержания давления в конце полимерно-армированного трубопровода 0,5 МПа (изб.) давление в начале трубопровода варьирует от 0,727 МПа (изб) при объеме перекачки 137 тонн/сутки до 2,940 МПа (изб.) при объеме перекачки 342,5 тонн/сутки, потери по трассе трубопровода составляют 0,227 – 2,440 МПа (изб.);
- температура потока в точке подключения трубопровода колеблется в пределах минус 10,64 °С при минимальной производительности трубопровода до плюс 35,44 °С при максимальной производительности;
- скорость водонефтяной смеси в проектируемом трубопроводе составляет 0,25 – 0,64 м/с.;
- режим течения в трубопроводе турбулентный и ламинарный.

### **1.8 Перечень мероприятий по энергосбережению**

К показателям, характеризующим выполнение требований энергетической эффективности, относятся показатели, характеризующие годовые удельные величины расхода энергетических ресурсов.

В данном проекте не предусмотрено оборудование, потребляющее энергетические ресурсы.

### **1.9 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов**

Для технического обслуживания и ремонта технологического оборудования на проектируемых площадках используются передвижные грузоподъемные устройства.

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и автотранспорте на период строительства приведена в разделе 5 «Проект организации строительства».

### **1.10 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест**

Постоянных рабочих мест на проектируемых объектах не требуется. Постоянные рабочие места для существующего обслуживающего персонала предусмотрены в существующем РНУ.

Оснащение рабочих мест осуществляется с учетом их назначения по квалификации и профессиям, механизации и автоматизации работ. Оснастка рабочих мест обеспечивает:

- удобный доступ к рабочему месту;
- соответствие функциональному назначению;
- соблюдение требований нормативных, правовых актов по охране труда.

Оборудование рабочих мест, условия производственной деятельности, организация безопасной работы оборудования производится в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ «Процессы производственные. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. «Оборудование производственное. Общие требования безопасности



к рабочим местам», СП 2.2.2.1327-03 «Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту».

Информация о проектируемом численно-профессиональном составе работников с группами производственных процессов, режиме труда и отдыха, об обеспечении спец.одеждой и данные по воздействию вредных производственных факторов на персонал приведены в Томе 3.3 настоящего проекта.

### **1.11 Перечень мероприятий, обеспечивающих требования по охране труда**

Технологический процесс транспорта продукции скважины связан с рядом опасных факторов: высокое давление, большие объемы взрывопожароопасных веществ, их токсичность.

К самостоятельной работе допускаются лица, достигшие восемнадцатилетнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью.

Обслуживающий персонал должен проходить обучение, инструктаж, и проверку знаний по охране труда.

Основными мероприятиями, обеспечивающими защиту персонала при возможных аварийных ситуациях, являются:

- оповещение о возможной аварии и об угрозе чрезвычайной ситуации;
- наличие средств индивидуальной защиты (СИЗ). Для надежной защиты органов дыхания, зрения и кожи лица от отравляющих веществ, обслуживающий персонал должен обеспечиваться индивидуальными фильтрующими противогазами и фильтрующими коробками, объект – комплектом шланговых противогазов в соответствии с существующими нормами;
- наличие средств пожаротушения;
- оснащение персонала спецодеждой и спецобувью;
- комплексное защитное устройство для защиты персонала от поражения электрическим током;
- наличие медицинской аптечки для оказания первой медицинской помощи пострадавшим;
- обучение персонала безопасным приемам и методам работы на опасном производстве, проведение инструктажа по технике безопасности, пожарной безопасности.

Защита от статического электричества и молниезащита обеспечивают безопасное обслуживание и ремонт оборудования, электроустановок, приборов и щитов.

Для исключения возможных аварийных ситуаций, взрывов пожаров, травмирования людей необходимо соблюдение правил безопасного ведения технологического процесса.

Для обеспечения безопасной эксплуатации системы транспорта продукции скважин необходимо строгое соблюдение следующих требований пожарной безопасности:

- использование противопожарного инвентаря и первичных средств пожаротушения;
- запрещается загромождение и засорение дорог, проездов;
- запрещается обогрев трубопроводов, заполненных горючими и токсичными веществами, открытым пламенем;
- запрещается движение автотранспорта и спецтехники по территории объектов систем сбора, где возможно образование взрывоопасной смеси, без оборудования выхлопной трубы двигателя искрогасителем;
- запрещается производство каких-либо работ при обнаружении утечек газа, немедленно принимаются меры по их ликвидации.

При проведении ремонтных работ рабочие должны быть соответственно экипированы, а рабочие места подготовлены в соответствии с требованиями техники безопасности.

Производство огневых работ должно осуществляться по наряду допуску на проведение огневых работ.

Перед началом проведения огневых работ на трубопроводах необходимо продуть открытую траншею, взять анализ воздуха для определения возможности ведения в ней огневых работ.

Места производства работ, установки сварочных аппаратов должны быть очищены от горючих материалов в радиусе 5 метров. Расстояние от сварочных аппаратов и баллонов с пропаном и кислородом до места производства работ должно быть не менее 10 метров. Баллоны с пропаном и кислородом должны находиться в вертикальном положении, надежно закрепляться не ближе 5 м друг от друга.

Места проведения огневых работ должны быть обеспечены необходимыми средствами пожаротушения.

При производстве сварочных работ запрещается:

- производить сварку, резку и нагрев открытым огнем аппаратов, трубопроводов с горючими и токсичными веществами, находящимися под давлением;
- пользоваться при огневых работах одеждой и рукавицами со следами масел, жиров, бензина, керосина и других горючих материалов.

Принятые в проектной документации решения соответствуют требованиям действующих законодательных актов, норм и правил РФ и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию проектируемых трубопроводов при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

## **1.12 Описание решений по автоматизации**

### **1.12.1 Объекты автоматизации**

Объектами автоматизации являются нефтегазосборные трубопроводы от КП 2И до МУПН КП 6И и от МУПН КП 6И до точки налива.

Ниже приведен перечень технологического оборудования и установок, подлежащих автоматизации в рамках данного проекта:

Сооружения по трассе нефтепровода от куста 2И до куста 6И

- Узел запуска СОД КЗ-1;
- Узел запорной арматуры УЗА-2.2;
- Узел запорной арматуры УЗА-1.1;
- Узел приема СОД КП-1.

Сооружения по трассе нефтепровода от МУПН КП 6И до точки налива

- Узел запуска СОД КЗ-2;
- Узел запорной арматуры УЗА-1.2;
- Узел запорной арматуры УЗА-2.1;
- Узел запорной арматуры УЗА-3;
- Узел запорной арматуры УЗА-4;
- Узел запорной арматуры УЗА-5;
- Узел запорной арматуры УЗА-6;
- Узел запорной арматуры УЗА-7;
- Узел запорной арматуры УЗА-8;
- Узел запорной арматуры УЗА-9;
- Узел приема СОД КП-2.

### **1.12.2 Объёмы автоматизации**

Схема автоматизации функциональная приведена на чертеже ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.02.00-ГЧ-001, Том 3.2.2.

Проектом предусматривается следующий объём автоматизации:

- местный контроль давления на узлах запорной арматуры (УЗА);
- местный контроль давления в камере СОД и сигнализатор прохождения СОД. На узлах запуска/приема СОД.

### **1.12.3 Контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации**

В проекте использованы контрольно-измерительные приборы, серийно изготавливаемые промышленностью. Выбор приборов контроля и управления произведен с учетом технологического процесса, свойств контролируемой среды.

Предусмотрены местные показывающие манометры, оборудованные разделителями сред и/или трехходовыми вентильными сборками.

Степень защиты приборов, размещаемых на открытых площадках, предусматривается не ниже IP65.

Все приборы, монтируемые непосредственно на технологических площадках, имеют соответствующее исполнение ХЛ 1 по условиям окружающей среды.

Присоединительные размеры приборов давления к процессу должны быть М20х1,5 по ГОСТ 25164-96.

### **1.12.4 Решения по метрологическому обеспечению**

#### **1.12.4.1 Общие требования**

Выполнение измерений, установление и соблюдение требований к измерениям, единицам величин, эталонам единиц величин, средствам измерений, применение средств измерений, методик (методов) измерений, а также осуществление деятельности по обеспечению единства измерений, выполняются в соответствии с требованиями Федерального закона РФ «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008г. № 102-ФЗ.

Прямые измерения выполняются средствами измерений утвержденных типов, при этом методики измерений должны быть внесены в состав эксплуатационной документации применяемых средств измерений.

Перечень измерений, относящихся к сферам государственного регулирования обеспечения единства измерений указанных в Федеральном законе № 102-ФЗ с указанием обязательных метрологических требований к измерениям, в том числе показателей точности измерений, устанавливается Постановлением Правительства РФ от 16.11.2020г. №1847.

Результаты измерений должны быть выражены в единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации, в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 31.10.2009 г. № 879 «Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации», ГОСТ 8.417-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Единицы величин». Наименования единиц величин, допускаемых к применению в Российской Федерации, их обозначения, правила написания, а также правила их применения устанавливаются Правительством Российской Федерации.

#### **1.12.4.2 Требования к средствам измерений, их поверке/калибровке и техническому обслуживанию**

Все применяемые средства измерений (СИ) должны быть утвержденного типа, допущены к применению на территории РФ в установленном порядке, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и должны иметь действующие сертификаты (свидетельства) об утверждении типа СИ с описанием типа к ним.

Все средства измерений должны быть поверены и иметь действующие сведения о поверке, внесенные в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Поверка средств измерений проводится в соответствии с Приказом Минпромторга России от 31.07.2020г. № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» и утвержденными методиками поверки.

Результаты поверки средств измерений подтверждаются сведениями о результатах поверки средств измерений, включенными в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, и удостоверяются знаком поверки и (или) свидетельством о поверке, и (или) записью в паспорте (формуляре) СИ, заверяемой подписью поверителя и знаком поверки, с указанием даты поверки, причем остаточный срок действия свидетельств о поверке СИ должен составлять не менее 2/3 межповерочного интервала на момент проведения пуско-наладочных работ (ПНР).

Средства измерений, используемые вне сферы государственного регулирования обеспечения единства измерений, в добровольном порядке могут подвергаться поверке или калибровке.

Все СИ должны иметь заводские, серийные номера или другие буквенно-цифровые обозначения, однозначно идентифицирующие каждый экземпляр СИ. Место, способ и форма нанесения номера должны обеспечивать возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации средства измерения.

СИ и оборудование, работающее во взрывоопасной зоне, должны быть взрывозащищенного исполнения и иметь действующие сертификаты (декларации) соответствия требованиям ТР ТС 012/2011.

Конструкция средств измерений должна обеспечивать ограничение доступа к определенным частям средств измерений (включая программное обеспечение) в целях предотвращения несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут привести к искажениям результатов измерений.

Все СИ должны иметь разрешительную и эксплуатационную документацию на русском языке.

При поставке в комплект документации на СИ включить следующую действующую документацию (при необходимости их заверенные копии):

- сертификат (свидетельство) об утверждении типа СИ с описанием типа;
- сертификат соответствия (декларация) ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (для СИ, применяемых во взрывоопасных зонах);
- сведения о результатах поверки СИ, включенные в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, и свидетельство о поверке СИ, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверяемая подписью поверителя и знаком поверки, с указанием даты поверки с остаточным сроком действия не менее 2/3 межповерочного интервала на момент поставки ПНР;
- методика поверки;
- заводской паспорт, руководство (инструкция) по эксплуатации, монтажу, настройке и техническому обслуживанию на русском языке.

При необходимости, в комплект поставки СИ должны быть включены соответствующие инструменты и вспомогательные оборудование и программное обеспечение для конфигурации и настройки.

Все СИ должны быть настроены на необходимые диапазоны и величины единиц измерения Поставщиком оборудования. Шкалы показывающих приборов должны соответствовать диапазону измерений первичных преобразователей.

Манометры должны быть выбраны с такой шкалой, чтобы предел измерения рабочего давления находился во второй трети шкалы.

Все СИ должны соответствовать климатическим условиям эксплуатации оборудования с учетом абсолютного минимума и максимума температур.

Во время эксплуатации СИ должна поддерживаться температура не ниже минимально допустимой рабочей. СИ должны обеспечивать работоспособность в указанном температурной диапазоне, либо должны быть обеспечены термочехлами/термошкафами с электрообогревом.

Монтаж СИ должен обеспечивать возможность периодического осмотра, технического обслуживания СИ. Проверку состояния, монтажа и условий эксплуатации СИ проводят в соответствии с их эксплуатационной документацией.

#### **1.12.4.3 Требования к метрологическим характеристикам средств измерений**

Нормы погрешности измерений технологических параметров должны удовлетворять обязательным метрологическим требованиям к измерениям, установленным Федеральными органами исполнительной власти.

Нормы погрешности измерений технологических параметров, не регламентированные государственными или отраслевыми нормативными документами, устанавливаются с учетом локальных нормативных документов, отраслевых методических и руководящих документов, локальных нормативных документов Заказчика.

Для обеспечения требуемой точности и поддержания параметров на заданном уровне в проектной документации должны быть учтены все требования к условиям применения и способам установки, в соответствии с требованиями заводов-изготовителей, указанным в паспортах, инструкциях и руководствах по эксплуатации на СИ.

Рекомендуемые значения погрешностей СИ приведены ниже.

Манометры:

– класс точности должен быть не более 1,5 для технического использования, не более 0,6 для сферы государственного регулирования;

– рабочий диапазон измерения манометра должен быть в пределах 2/3 шкалы.

При выборе средств измерений необходимо руководствоваться требованиями документов ОСК-15.05.01.01 «Методический документ. Концепция промышленной автоматизации БРД. Группа компаний ГПН», М-15.05.02.01.01-01 «Методический документ. Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД». Присоединительные размеры приборов давления к процессу должны быть М20х1,5 по ГОСТ 25164-96.

Типы применяемых СИ должны быть выбраны в соответствии с КТ-610 «Перечень производителей оборудования и программного обеспечения систем промышленной автоматизации и метрологического обеспечения, применяемого в БРД» ПАО «Газпром нефть» и быть согласованы с Заказчиком и АО «Гипровостокнефть».

### **1.13 Описание проектных решений при реализации требований ФЗ «О транспортной безопасности»**

Проектируемые промысловые трубопроводы не относятся к объектам транспортной инфраструктуры в соответствии ФЗ «О транспортной безопасности».

### **1.14 Описание решений по оснащению ремонтного хозяйства, его оснащенность**

В проекте предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасность эксплуатации и обслуживания нефтегазосборного трубопровода на опасном производственном объекте и безопасность выполнения ремонтных работ.

В проектных решениях учтены требования законодательных актов и нормативных документов, действующих на территории Российской Федерации.

Данным проектом не предусмотрено проектирование ремонтных мастерских.

Техническое обслуживание и мелкий ремонт промыслового нефтесборного трубопровода предусматривается выполнять силами обслуживающего персонала промысла по добыче газа непосредственно на месте. При этом персонал должен быть оснащен необходимым набором металлорежущего, сварочного и другого оборудования и полным набором приспособлений, оснастки, инструментов, приборов диагностики и контроля для проведения профилактических работ и быстрого устранения неисправностей.

Сложные работы по капитальному ремонту предусмотрено выполнять на специализированных предприятиях, в том числе силами выездных ремонтных бригад этих предприятий.

Ремонтный персонал должен быть оснащен необходимым количеством СИЗОД (противогазы и другие средства) соответствующих марок и типов.

Рабочие места при выполнении ремонтных работ должны соответствовать санитарно-гигиеническим требованиям, а также требованиям СП 2.2.3670-20.

Контроль за своевременным проведением необходимого ремонта и проверки контрольных средств измерений является частью производственного контроля. Подробнее сведения о производственном контроле приведены в Томе 3.3 «Организация условий труда работников. Управление производством и предприятием».

### **1.15 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники**

Источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от технологических сооружений на проектируемом объекте подразделяются как неорганизованные.

К неорганизованным источникам выбросов относятся выбросы от уплотнений и соединений технологического оборудования и трубопроводов, запорной арматуры, расположенных на наружных площадках технологических установок.

Методики и результаты расчетов количества и состава вредных выбросов в атмосферу от всех источников представлены в Разделе 6 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

### **1.16 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в атмосферу**

Сокращение вредных выбросов в окружающую среду в период эксплуатации достигается комплексом мероприятий и технико-технологических решений, в том числе:

- повышением надежности трубопроводов и оборудования за счет комплекса мер: подбора труб и деталей, антикоррозионной защиты, испытаний;
- применение запорной арматуры соответствующего класса герметичности.

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

Основными источниками образования отходов в период эксплуатации трубопроводов является производственное технологическое оборудование.

При эксплуатации технологического оборудования проектируемых сооружений будут формироваться следующие виды отходов:

- шлам очистки трубопроводов при периодической зачистке;
- огарки сварочных электродов, шлак сварочный при ремонте и техническом обслуживании оборудования.

Подробные сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов приведены в Разделе 6 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды»

### **1.18 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологического регламента**

Все технические решения при проектировании промысловых трубопроводов приняты в соответствии с действительными характеристиками, условиями работы и нормативными документами, приведенными в Приложении А.

Технологический регламент по эксплуатации технологических объектов и сооружений, а также объектов и сооружений производственной инфраструктуры будет разработан в соответствии с нормативными правовыми актами и нормативно-техническими документами после утверждения проектной документации и разработки рабочей документации.

## Приложение А

### Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

1 Научно-техническое обоснование проектных решений, необходимых для обеспечения безопасности при проектировании нефтегазосборных трубопроводов от гибких полимерных армированных труб на объекте : «Обустройство Игнялинского НГКМ на период ОНР. Нефтегазосборные трубопроводы от КП 2И до МУПН КП 6И и от МУПН КП 6И до точки налива».

2 ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

3 ГОСТ 12.2.061-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.

4 ГОСТ 12.2.064-81 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности.

5 ГОСТ 12.3.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности.

6 ГОСТ 12.4.009-83 Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание. Постановление Госстандарта СССР от 10.10.1983 г. № 4882.

7 ГОСТ 12.4.040-78 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Обозначения.

8 ГОСТ 8731-74 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования.

9 ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент.

10 ГОСТ 8733-74 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования.

11 ГОСТ 9467-75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы.

12 ГОСТ 8734-75 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент.

13 ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент.

14 ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Конструкция, размеры и общие технические требования.

15 ГОСТ 17375-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D (R=1,5 DN). Конструкция.

16 ГОСТ 17376-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция.

17 ГОСТ 17378-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция.

18 ГОСТ 17379-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция.

19 ГОСТ 20522-2012 Грунты. Методы статической обработки результатов испытаний.

20 ГОСТ 25100-2020 Грунты. Классификация.

21 ГОСТ 30852.11-2002 (МЭК 60079-12:1978) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным зазорам и минимально воспламеняющим токам.

22 ГОСТ 33115-2014 Установки электрогенераторные с дизельными и газовыми двигателями внутреннего сгорания. Общие технические условия.

23 ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов.

24 ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газовые. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.

25 НПБ 104-03 Системы оповещения и управление эвакуации людей при пожарах в зданиях и сооружениях.



26 НПБ 110-03 Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией.

27 ОСТ 36-146-88 Опоры стальных технологических трубопроводов на Ру до 10 МПа. Технические условия.

28 Правила устройства электроустановок (шестое издание, дополненное с исправлениями, седьмое издание 1999-2003 г.г.).

29 РД 39-0147103-362-86 Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений.

30 СА 03-003-07 Расчёт на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов.

31 СО 153-34.21.122-2003, РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.

32 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Приказ МЧС России от 25.03.2009 г. N 182.

33 СП 131.13330.2020 Строительная климатология.

34 СП 2.2.2.3670-20 Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда.

35 СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности».

36 СП 61.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов, Министерство регионального развития Российской Федерации, Приказ № 608 от 27.12.2011.

37 СТО Газпром 1.8-001-2004 Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа.

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

39 Федеральный закон от 21 июля 1997 г N 116-ФЗ. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

40 Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

41 Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».

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

**Приложение Б****Ведомость оборудования, изделий и материалов**

<b>Наименование и техническая Характеристика</b>	<b>Тип, марка, ГОСТ, ТУ</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>Коли- чество</b>
Камера запуска СОД DN100 PN100	ТТТ-01.02.04-03	шт.	2
Камера приема СОД DN100 PN100	ТТТ-01.02.04-03	шт.	2
Задвижка клиновая с ручным приводом DN100 PN100	ТТТ-01.02-03	шт.	11
Защитный футляр Ø530*10мм, L=12 м		шт.	7
Защитный футляр Ø530*10мм, L=24 м		шт.	3
Защитный футляр Ø530*10мм, L=30 м		шт.	1
Защитный футляр Ø530*10мм, L=48 м		шт.	2

## **2 Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия**

### **2.1 Назначение**

Данный раздел посвящен выбору материального исполнения, сортамента трубопроводов проекта «Обустройство Игнялинского НГКМ на период ОНР. Нефтегазосборные трубопроводы от КП 2И до МУПН КП 6И и от МУПН КП 6И до точки налива».

Проектирование трубопроводов выполнено в соответствии с требованиями и рекомендациями нормативно-технических документов, представленных в Приложении А.

### **2.2 Общие положения**

Расчёт толщин стенок и выбор материального исполнения промышленных трубопроводов осуществлён в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 по методике, представленной в данном документе.

### **2.3 Характеристика района**

Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства характеризуется следующими температурами:

- Абсолютная минимальная температура – минус 59 °С;
- Абсолютная максимальная температура – плюс 36 °С;
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 50 °С.

### **2.4 Материальное исполнение**

#### **2.4.1 Трубы**

Согласно рекомендациям НТД выбор материального исполнения трубопроводов (трубы, детали, арматура) выполнялся на основании следующих данных:

- климатических условий района строительства;
- физико-химических свойств рабочих сред;
- сортамента заводов-изготовителей труб;
- рабочих параметров процесса (рабочее давление, рабочая температура);
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубная продукция с внутренней и внешней изоляцией. Книга 2. Типовые технические требования по изготовлению и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТР 01.02.04-04 «Типовые технические решения при проектировании и строительстве нефтесборных сетей. Книга 2 Типовые технические решения для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-02 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Фасонные изделия, в том числе с внутренней и наружной изоляцией. Книга 2. Типовые

технические требования на изготовление и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;

- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТР 01.02.04.01-01 «Типовые технические решения при проектировании и строительстве напорных нефтепроводов. Книга 2 Типовые технические решения для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» М-01.06.06-05 «Методические указания по качеству трубной продукции, проектированию и строительству промысловых трубопроводов Компании в целях обеспечения их целостности»;
- Технического Задания на проектирование.

Основными характеристиками, определяющими коррозионную активность, являются: общая минерализация, кислотность (рН), температура и скорость движения потока, соотношение объема фаз, содержание коррозионно-активных газов ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ,  $O_2$ ). Коррозионная агрессивность нефти, нефтегазовой смеси согласно РД 39-0147103-362-86 определяется как слабоагрессивная. Исходя из данных условий и принятого срока эксплуатации трубопровода не менее 7 лет, а также при применении труб повышенной эксплуатационной надежности и труб с внутренним покрытием для трубопроводов пластовых сточных вод, прибавка на коррозию к толщине стенки труб составит 2 мм.

Расчётная температура трубопроводов определена согласно требованиям нормативно-технических документов:

- за минимальную расчётную температуру стенки труб и деталей трубопроводов, согласно требованиям раздела 11.7 ГОСТ Р 55990-2014 принять среднюю температуру наружного воздуха наиболее холодной пятидневки данного района с обеспеченностью 0,92;
- за максимальную расчётную температуру стенки труб и деталей трубопроводов, согласно требованиям раздела 11.7 ГОСТ Р 55990-2014 принять максимальную температуру транспортируемого продукта.

Исходя из климатических условий района строительства, физико-химических свойств рабочих сред, указаний НТД, для сооружения трубопроводов приняты трубы:

- для сооружения нефтепровода – трубы из полиэтилена, армированного нитями (ПАТ);
- для сооружения стальных участков трубопроводов DN50÷ DN100 – трубы из стали повышенной коррозионной стойкости группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- для сооружения трубопроводов  $DN \leq 25$  – трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 10Г2 по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75.

Возможно применение стальных труб по другой технологии изготовления, соответствующих требованиям ГОСТ Р 55990-2014 и ТТТ 01.02.04-01, изготовленных из стали того же класса прочности.

Все трубы должны иметь сертификат качества продукции, в котором должны быть указаны следующие данные:

- номинальные размеры (наружный диаметр, толщина, длина) и фактическая масса труб;
- номер стандарта или технических условий, по которым изготовлены трубы;
- марка или тип стали;
- химический состав;

- результаты механических испытаний (предел прочности, предел текучести, ударная вязкость, относительное удлинение, твёрдость);
- сведения о результатах неразрушающего контроля и/или гидроиспытаниях, проведённых на заводе-изготовителе.

Значение эквивалента углерода  $S_{\text{экв}}$  и значение параметра стойкости против растрескивания металла шва при сварке  $R_{\text{с.м}}$ , характеризующие свариваемость стали, не должны превышать 0,43% и 0,25% соответственно. Пластическая деформация металла в процессе производства труб должна быть не более 1,2 %. Относительное удлинение при разрыве должно составлять не менее 20%.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014, ТТТ 01.02.04-01, стальные трубы (за исключением труб для футляров) и детали трубопроводов должны иметь гарантированное заводское испытание и обладать гарантированной ударной вязкостью:

- на образцах KCU не менее 39,2 Дж/см<sup>2</sup> при температуре минус 60°C;
- на образцах KCV не менее 59 Дж/см<sup>2</sup> при температуре минус 40 °С для труб из сталей повышенной коррозионной стойкости группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- на образцах KCV не менее 39,2 Дж/см<sup>2</sup> при температуре минус 40 °С для труб из стали 09Г2С.

#### 2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы

Соединительные детали трубопроводов (тройники, переходники, отводы, днища, заглушки) и фланцы должны изготавливаться в соответствии с государственными или отраслевыми стандартами, или техническими условиями, утверждёнными в установленном порядке. Требования к материалу соединительных деталей предъявляются такие же, как и к трубам.

Для трубопроводов из сталей повышенной коррозионной стойкости применять соединительные детали трубопроводов из стали повышенной эксплуатационной надёжности класса прочности не ниже K52, группы 4 в соответствии с типовыми техническими требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-02 «Фасонные изделия, в том числе с внутренней и наружной изоляцией».

Для трубопроводов из хладостойкой низколегированной стали применять соединительные детали трубопроводов из хладостойкой низколегированной стали 10Г2 по ГОСТ 17375-2001, ГОСТ 17376-2001, ГОСТ 17378-2001, ГОСТ 17379-2001 по каталогам заводов-изготовителей, толщина стенки детали принимается равной или по ближайшей большей толщине, указанной в каталоге.

Для трубопроводов  $DN \leq 25$  применять отводы гнутые, со средним радиусомгиба не менее 5DN, выполненные холодной гибкой труб. Длина прямого участка от конца трубы до начала гнутого участка должна быть не менее 100 мм.

В трубных обвязках из ПАТ применять детали трубопроводов и системы соединения труб по ТУ 22.21.21-007-56927418-2020. Соединение ПАТ с участками стального трубопровода выполняется приварной или фланцевой вставкой-фитингом по ТУ 22.21.21-007-56927418-2020.

Кромки соединительных деталей должны быть обработаны в заводских условиях для присоединения к привариваемым трубам без переходных колец.

Для соединения трубопроводов с давлением 10,0 МПа с арматурой, приборами КИП и А, оборудованием, аппаратами применить фланцы стальные приварные встык (тип 11, исп. J) по ГОСТ 33259-2015 из стали 13ХФА.

Для фланцевых соединений трубопроводов применить прокладки овального сечения по ГОСТ 34655-2020.

### **2.4.3 Крепежные детали**

Крепежные детали для фланцевых соединений из низколегированных сталей, нестандартного оборудования (НСО) и металлоконструкций применить из малоуглеродистой и низколегированной стали. Для фланцевых соединений применять шпильки из стали 35Х класса прочности 8.8. Гайки применить из стали 35Х класса прочности 8. Шайбы применить из стали 35. Крепежные детали должны быть с цинковым покрытием толщиной не менее 9 мкм.

### **2.4.4 Запорная и регулирующая арматура**

Материальное исполнение запорной и регулирующей арматуры зависит от марки стали трубопровода, на котором она устанавливается. Материал арматуры должен соответствовать требованиям ГОСТ 33260-2015, ТТТ-01.02-03. Для трубопроводов, изготовленных из углеродистых сталей необходимо применять арматуру из низколегированной хладостойкой стали с гарантированной ударной вязкостью при температуре минус 60 °С на образцах КСV не менее 19,6 Дж/см<sup>2</sup>. Для изготовления литых деталей и изделий рекомендуется сталь 20ГЛ, для изготовления изделий из поковок (штамповок) рекомендуется сталь 09Г2С. Возможно применение аналогичных низколегированных хладостойких сталей.

Сальниковые уплотнения арматуры должны соответствовать условиям эксплуатации в холодном климате. В материале уплотнений не должен присутствовать асбест. Приемлемы различные типы уплотнений, но предпочтительно использовать уплотнения манжетного типа вместо набивочных уплотнений.

Фланцевая арматура заказывается в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепёжными изделиями с цинковым покрытием. Арматура, устанавливаемая на трубопроводе на сварке, должна иметь разделку кромок, выполненную в заводских условиях, а при необходимости укомплектоваться переходными кольцами (патрубками).

### **2.4.5 Опоры трубопроводов**

Для прокладки надземных трубопроводов применяются опоры скольжения по ОСТ 36-146-88 из стали 09Г2С (применять в положениях, не противоречащих действующему законодательству):

- Для трубопроводов DN <50 – тавровые хомутовые;
- Для трубопроводов DN ≥50 – корпусные хомутовые.

В случае превышения допускаемых нагрузок на опору согласно ОСТ 36-146-88 применять опоры по специально-разработанным рабочим чертежам.

## **2.5 Расчёт толщины стенки стальных трубопроводов**

В данном разделе выполнен расчёт толщин стенок и выбор сортамента для трубопроводов.

### **2.5.1 Исходные данные**

Исходные данные для расчёта промышленных трубопроводов на прочность приведены в таблице 2.1.

**Таблица 2.1 - Исходные данные для расчета трубопроводов**

DN, мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное расчетное давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, % моль	
					H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>
15	С	Обвязка узла запуска СОД (надземно)	10,0	-9...+53	-	-
80						
100						
50	С	Узлы линейной запорной арматуры (надземная прокладка)	10,0	-9...+53	-	-
100						
100	С	Участок нефтегазосборного трубопровода от КП 2И до МУПН КПБИ	10,0	-9...+53	-	-
100	С	Участок нефтегазосборного трубопровода от МУПН КПБИ до точки налива	10,0	-11...+55	-	-
15	С	Обвязка совмещенного узла запуска/приема СОД (надземно)	10,0	-11...+55	-	-
80						
100						
50	С	Узлы линейной запорной арматуры (надземная прокладка)	10,0	-11...+55	-	-
100						

Расчетные нормативные характеристики стали, предлагаемой для изготовления труб, приведены в таблице 2.2.

**Таблица 2.2 - Механические характеристики материала труб**

Марка стали	Класс прочности	Предел текучести $\sigma_T$ , МПа	Сопротивление разрыву $\sigma_B$ , МПа
10Г2	К43	245	422
Группа 4 (Ст 0,5 – 1,2) в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	К52	372	510

### 2.5.1 Расчёт толщины стенки промышленных трубопроводов

Расчёт толщины стенки промышленных трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, производится в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования», разделом 12.2.1.1:

$$t = \max\{t_u; t_y\}$$

$$t_u = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_u},$$

$$t_y = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_y}$$

где  $\gamma_{fp} = 1,15$  – коэффициент надёжности по нагрузке для жидкости (таблица 11 ГОСТ Р 55990-2014),  
 $P$  – расчётное давление;  
 $D$  – наружный диаметр трубопровода, мм;  
 $R_u$  – расчётное сопротивление материала труб по прочности, МПа;  
 $R_y$  – расчётное сопротивление материала труб по текучести, МПа.

Расчетные сопротивления по прочности и текучести определяются по формулам (12.1), (12.2) ГОСТ Р 55990-2014:

$$R_u = \frac{\gamma_d}{\gamma_{mu} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_u;$$

$$R_y = \frac{\gamma_d}{\gamma_{my} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_y,$$

где  $\sigma_y$  – минимальное значение предела текучести материала, МПа;  
 $\sigma_u$  – минимальное значение временного сопротивления, МПа;  
 $\gamma_d$  – коэффициент условий работы, принимаемый по таблице 13 ГОСТ Р 55990-2014;  
 $\gamma_{mu}$  – коэффициент надёжности по материалу труб при расчете по прочности, принимаемый по таблице 12 ГОСТ Р 55990-2014;  
 $\gamma_{my} = 1,15$  – коэффициент надёжности по материалу труб при расчете по текучести, принимаемый согласно п. 12.1.8 ГОСТ Р 55990-2014;  
 $\gamma_n = 1,1$  – коэффициент надёжности по ответственности трубопроводов (пункт 12.1.6 ГОСТ Р 55990-2014).

Результаты расчёта и выбора минимальной толщины стенки для промысловых трубопроводов приведены в таблице 2.3.

**Таблица 2.3 – Результаты расчёта толщины стенки промысловых трубопроводов**

Трубопровод		$P$ , МПа	$\gamma_d$ ,	$R_y$ , МПа	$R_u$ , МПа	Толщина стенки, мм			
$D$ , мм	Категория					$t_y$	$t_u$	Номинальная	Принятая
18	С	10,0	0,767	148,55	210,18	0,49	0,70	3,70	4
57	С	10,0	0,767	225,55	254,01	1,45	1,29	5,00	6
89	С	10,0	0,767	225,55	254,01	2,27	2,01	4,27	6
114	С	10,0	0,767	225,55	254,01	2,91	2,58	5,00	8

### 2.5.2 Расчёт срока службы трубопроводов

Отбраковочная толщина стенки промысловых трубопроводов должна быть не менее расчётной толщины стенки по ГОСТ Р 55990-2014.

Расчет ресурса эксплуатации выполняется в соответствии с нормами отбраковки трубопроводов для принятой в проекте расчетной скорости коррозии:

$$T_r = \frac{t_{nom} - t_{отб}}{V_{кор}};$$



где  $t_{nom}$  – номинальная проектная толщина стенки трубопроводов, мм;

$t_{отб}$  – отбраковочная толщина стенки трубопроводов, мм;

$V_{кор}$  – расчетная скорость коррозии, принятая равной 0,1 мм/год.

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 2.4

**Таблица 2.4 – Результаты расчёта ресурса трубопроводов**

Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	Отбраковочная толщина, мм	$\tau$ , лет
18	4	10,0	245	422	0,70	33
57	6	10,0	372	510	1,45	45
89	6	10,0	372	510	2,27	37
114	8	10,0	372	510	2,91	50

Согласно результатам, представленным в таблице 2.4, расчетный ресурс трубопровода превосходит расчетный и назначенный срок службы трубопровода - 7 лет. Фактический остаточный срок службы должен уточняться по результатам внутритрубной диагностики в ходе эксплуатации трубопроводов.

## 2.6 Расчёт балластировки трубопроводов

Согласно п. 14.3 ГОСТ Р 55990-2014 балластировка кожуха должна предусматриваться на переходах через водные преграды, на заболоченных и обводненных участках. При равномерной балластировке по длине одиночными утяжелителями величина нормативной интенсивности балластировки – вес на воздухе  $q_{bal}^n$  (Н/м) определяется согласно п. 12.6 ГОСТ Р 55990-2014 из следующего условия:

$$q_{bal}^n = \frac{1}{n_{bal}} \cdot (k_{nf} \cdot q_w + q_b - q_{pip} - q_{liq}) \cdot \frac{\gamma_{bal}}{\gamma_{bal} - \gamma_w \cdot k_{nf}},$$

где –  $n_{bal} = 0,9$  для железобетонных пригрузов.

$k_{nf}$  – коэффициент надёжности устойчивости положения против всплытия, принимаемый равным для участков перехода,  $k_{nf} = 1,05$  – для участков перехода через болота, поймы, водоёмы при отсутствии течения, обводнённые и заливаемые участки в пределах ГВВ 1% обеспеченности;

$q_w$  – расчётная выталкивающая сила воды, действующая на изолированный трубопровод, Н/м;

$q_b$  – расчётная интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода, Н/м;

$q_{pip}$  – погонная нагрузка от массы трубы, изоляции и футеровки с учётом коэффициента надёжности по нагрузке  $n = 0,95$ , Н/м;

$q_{liq}$  – погонная нагрузка от дополнительной массы с учётом коэффициента надёжности по нагрузке  $n = 0,95$ , Н/м. В расчёте нагрузка от веса продукта  $q_{дон}$  не учитывается, т.к. в период строительства продукт на протяжённых участках трубопровода будет отсутствовать;

- $\gamma_{bal}$  – плотность материала пригрузов,
- для бетона  $\gamma_{bal} = 2300 \text{ кг/м}^3$

Нагрузка от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода  $q_{изг}$  определяется по следующим формулам:

$$q_b = \frac{32 \cdot E \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3} \text{ (для вогнутых кривых);}$$

$$q_b = \frac{8 \cdot E \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3} \text{ (для выпуклых кривых),}$$

где  $E = 206000 \text{ МПа}$  – параметр упругости стали, МПа;

$I$  – момент инерции сечения трубопровода,  $\text{см}^4$ ;

$\rho$  – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, см.

$\beta$  – угол поворота оси трубопровода, рад.

На балластируемых участках трубопроводов секции с упругим изгибом  $\beta < 2$  градусов приравниваются к прямолинейному участку. Вставки холодного и горячего гнутья также балластируются как прямолинейные участки.

Балластировка кожуха выполняется с учетом антикоррозионного покрытия трубопроводов.

Принятые в расчёте характеристики утяжелителей представлены в таблице 2.5.

**Таблица 2.5 – Характеристики бетонных, железобетонных и чугунных утяжелителей**

Тип пригруза	Материал	Длина, м	Внутренний диаметр, м	Масса груза на воздухе, кг
УБО-530 ТУ 102-300-81	Бетон	1,0	-	834

При балластировке отдельными утяжелителями, шаг утяжелителя  $L$  (между осями утяжелителей) при их равномерной расстановке следует определять по следующей формуле:

$$L = \frac{Q^H}{q_{bal}^n},$$

где  $Q^H$  – вес груза на воздухе, Н.

Расчитанные шаги  $L$  приведены в таблице 2.6.

**Таблица 2.6 – Шаг расстановки утяжелителей**

Трубопровод	Тип пригруза	$L$ , м		
		вогнутые кривые	выпуклые кривые	прямые участки
530×10 (футляр)	УБО-530 ТУ 102-300-81	-	-	3,6

## 2.7 Выборка типоразмеров труб

Выбор сортамента и материального исполнения трубопроводов представлен в таблице 2.7. Толщина стенки трубопроводов из принята согласно расчету с учётом прибавки на коррозию и номенклатуры заводов-изготовителей.

Таблица 2.7 - Материальное исполнение и сортамент трубопроводов

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Обвязка узла запуска СОД (надземно)	15	10,0	-9...+53	С	18×4	Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 10Г2 группы В, класса прочности К48 по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75
	80				89×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	100				114×8	
Узлы линейной запорной арматуры (надземная прокладка)	50	10,0	-9...+53	С	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	100				114×8	
Участок нефтегазосборного трубопровода от КП 2И до МУПН КП6И	100	10,0	-9...+53	С	123×12,5*	Полиэтиленовая армированная труба по ТУ 22.21.21-007-56927418-2020 (или аналогичное)
Участок нефтегазосборного трубопровода от МУПН КП6И до точки налива	100	10,0	-11...+55	С	123×12,5*	Полиэтиленовая армированная труба по ТУ 22.21.21-007-56927418-2020 (или аналогичное)
Обвязка совмещенного узла запуска/приема СОД (надземно)	15	10,0	-11...+55	С	18×4	Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 10Г2 группы В, класса прочности К48 по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75
	80				89×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	100				114×8	
Узлы линейной запорной арматуры (надземная прокладка)	50	10,0	-11...+55	С	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	100				114×8	

\* Наружный диаметр и толщина стенки гибких ПАТ может отличаться в зависимости от конкретной конструкции труб и каталогов Изготовителей при условии обеспечения аналогичной несущей способности для рабочего давления 10,0 МПа.

## 2.8 Выбор материального исполнения футляров

Выбор сортамента и материального исполнения труб, используемых в качестве футляров при переходах трубопроводов под дорогами, представлен в таблице 2.8

**Таблица 2.8 – Материальное исполнение и сортамент футляров**

Параметры трубопроводов	Параметры футляров	
DN, мм	$D \times s$ , мм	Тип трубы, материал/ ГОСТ
100	530×10	Трубы электросварные прямошовные из хладостойкой стали 09Г2С группы В по ГОСТ 10704-91, ГОСТ 10706-76

## 2.9 Сварка трубопроводов. Контроль сварных швов

Сборка труб, предварительный подогрев стыков стальных труб перед сваркой, сварочные материалы, сварка стальных труб, контроль сварных соединений, требования к шву и зоне термического влияния должны соответствовать разработанной специализированной организацией и аттестованной в установленном порядке технологии сварки, и требованиям ГОСТ Р 55990-2014, СП 284.1325800.2016 и ВСН 006-89.

Типы сварочных швов должны соответствовать:

- для сварки труб – ГОСТ 16037-80 «Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры».
- для сварки металлоконструкций – ГОСТ 5264-80 «Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры».

Строительство стальных трубопроводов производить согласно технологическим картам с применением следующих видов сварки:

- ручной электродуговой штучными электродами;
- ручной и механизированной аргонодуговой (для корневого слоя шва);
- автоматической под флюсом;
- автоматической и механизированной в защитных газах;
- автоматической и механизированной самозащитной порошковой проволокой с принудительным и свободным формированием корня шва;
- автоматической дугоконтактной.

Выбор конкретного вида сварки, осуществляется подрядчиком в зависимости от условий строительства.

В целях снижения затрат и повышения производительности работ рекомендуется применять автоматические и механизированные виды сварки труб. Ручная дуговая сварка допускается при технической невозможности использования механизированных способов сварки.

Для автоматической и полуавтоматической сварки:

- для автоматической сварки под флюсом применять сварочную проволоку Св-08Г2С по ГОСТ 2246-70 и флюсы по ГОСТ 9087-81;
- для полуавтоматической сварки стыков труб применять самозащитные порошковые проволоки, аттестованные марки которых следует выбирать в соответствии с технологической картой.

Для ручной дуговой сварки применять электроды марки:

– для сварки труб из 09Г2С и металлоконструкций – электроды типа Э50А по ГОСТ 9467-75;

– для сварки труб из сталей повышенной коррозионной стойкости применять электроды типа Э-50А по ГОСТ 9467-75, AWS E7015, AWS E7018.

Требования к механическим свойствам сварных соединений:

– ударная вязкость металла шва и зоны термического влияния сварных (ЗТВ) соединений трубопроводов должна составлять не менее 20 Дж/см<sup>2</sup> на образцах KCV или не менее 30 Дж/см<sup>2</sup> на образцах KCU при температуре не выше минус 20 °С и не менее 35 Дж/см<sup>2</sup> на образцах KCV или не менее 50 Дж/см<sup>2</sup> на образцах KCU при температуре плюс 20 °С;

– твердость металла шва и ЗТВ сварных соединений трубопроводов из стали группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01 не должна превышать 240 HV<sub>10</sub> или 240 HB соответственно.

Контроль сварных соединений стальных промышленных трубопроводов должен соответствовать разделу 19.8 СП 284.1325800.2016, работы по контролю выполняются с учетом раздела 5 ВСН 012-88. После проведения сварочных работ выполнить визуально измерительный контроль (ВИК) в объеме 100%. Объем контроля сварных соединений стальных промышленных трубопроводов составляет 100% методом автоматизированного ультразвукового контроля или цифровой радиографии. Сварные швы трубопроводов должны быть равнопрочны основному металлу труб.

ПАТ поставляются в бухтах. Соединение бухт ПАТ между собой осуществляется сваркой встык нагретым инструментом с последующим усилением сварного шва путем сварки с помощью муфт с закладными нагревателями в соответствии с технологией Завода-Изготовителя. Подготовка поверхности и соединений выполняется в соответствии с указаниями п. 6.51...6.72 СП 42-103-2003.

## **2.10 Анतिकоррозионные покрытия**

Защита трубопроводов и металлоконструкций от коррозии должна обеспечивать их безаварийную работу на весь период эксплуатации.

Выбор вида и системы защиты от коррозии наружной поверхности трубопроводов осуществляется в зависимости от способа и условий их прокладки, характера и степени коррозионной активности внешней среды, вида и параметров транспортируемых веществ.

Срок службы лакокрасочных покрытий (ЛКП) для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности трубопроводов и арматуры под теплоизоляцией должен составлять не менее 10-15 лет. Срок службы антикоррозионных покрытий наружной поверхности трубопроводов, арматуры без теплоизоляции, а также металлоконструкций должен составлять не менее 15-20 лет в атмосфере с категорией коррозионной активности С3 по ISO 12944-2:1998.

Перед началом работ производитель должен проверить все поверхности, предназначенные для нанесения ЛКП и подготовить их согласно требованиям инструкции поставщика красок и Стандарта предприятия на покраску. Степень очистки поверхности не менее Sa2,5 или St3 согласно ГОСТ Р ИСО 8501-1-2014. Качество подготовки металлической поверхности должно быть проконтролировано по степени очистки от окислов, шероховатость поверхности и устранению дефектов (заусенцы, острые кромки, сварочные брызги и т.д.), степени запыленности, содержанию солей и обезжириванию участков.

Работы по подготовке антикоррозионных материалов и их нанесения должны выполняться в соответствии с требованиями инструкции поставщика.

Для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности стальных трубопроводов, арматуры без теплоизоляции и металлоконструкций применить систему на основе полиуретановых покрытий с покрывным слоем стойким к ультрафиолетовому излучению покрытий общей толщиной 200 мкм:

- цинконаполненная полиуретановая грунтовка – один слой толщиной 80 мкм;
- полиуретановое покрытие – один слой толщиной 60 мкм;
- акрил-уретановая эмаль стойкая к ультрафиолетовому излучению – один слой толщиной 60 мкм.

Для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности стальных трубопроводов, арматуры с теплоизоляцией в полевых условиях применить следующую систему покрытий общей толщиной 200 мкм:

- цинконаполненная полиуретановая грунтовка – один слой толщиной 80 мкм;
- полиуретановое покрытие – два слоя толщиной по 60 мкм каждый.

Контроль качества ЛКП осуществляют после его полного отверждения согласно технической документации на ЛКП. Контролю подлежат, как минимум, внешний вид покрытия, его толщина, сплошность покрытия и адгезия.

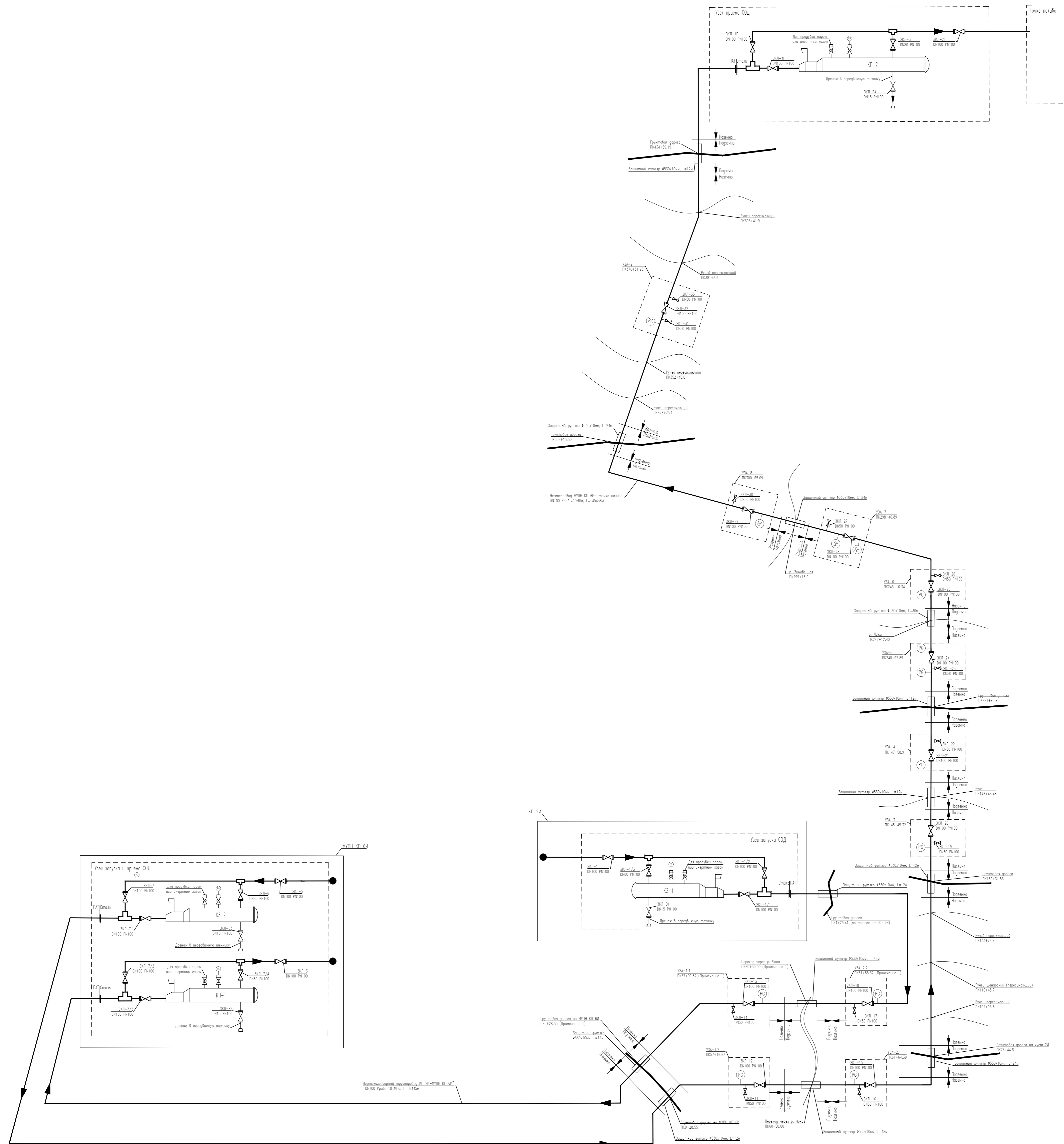
При подземной прокладке футляров без заводского покрытия защиту от почвенной коррозии в трассовых условиях выполнять, согласно требованиям ГОСТ Р 51164-98, ленточно-полимерным покрытием усиленного типа следующей конструкции:

- грунтовка полимерная один слой;
- лента изоляционная полимерная липкая толщиной 0,6 мм в два слоя;
- обёртка защитная полимерная липкая толщиной 0,6 мм в один слой.

Контроль качества покрытий наносимых в трассовых условиях должен выполняться согласно правил Изготовителя с учетом требований таблицы 2 ГОСТ Р 51164-98 по адгезии в нахлесте, адгезии к стали, прочности при ударе и сплошности.

Возможно применение других конструкций защитных покрытий при условии их соответствия требованиям к защитным покрытиям усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 для условий трассового нанесения (номера конструкций 12...19 согласно таблице 1 ГОСТ Р 51164-98).

Специальные мероприятия по защите от коррозии трубопроводов из полиэтиленовых армированных труб проводить не требуется.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ НАЗНАЧЕНИЯ ЛИНИЙ

Обозначение	Наименование
—	Нефтегазоборная трубопровод
—	Дренаж

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ

Обозначение	Наименование
→	Направление потока (воды)
→	Направление потока (дренаж)
⊗	Защелка клапана с ручным приводом
⊥	Фланцевая пара
□	Батировальное сечение
□	Тройник
⊙	Манометр показывающий
⊙	Сигнализатор прохождения СОР

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика
КЗ-1	Стационарная камера запуска СОР	1	DN100 PN100
КП-1	Стационарная камера приема СОР	1	DN100 PN100
КЗ-2	Стационарная камера запуска СОР	1	DN100 PN100
КП-2	Стационарная камера приема СОР	1	DN100 PN100

1. Листок ген по проекту от МУПН КП БИ по месту ввода.

ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-Г4-001			
Обустройство Ижевского НГКМ на период ОНР. Нефтегазоборная трубопровода от КП 2И до МУПН КП БИ и от МУПН КП БИ до точки ввода			
Вид	Кол-во	Дата	Исполн
Проект	Григорьев	11.05.21	
Проверка	Григорьев	11.05.21	
Газ.опыт	Курдюков	11.05.21	
Исполн:	Полышкина	11.05.21	
ГП:	Богачев	11.05.21	

Проектировщик: ГИПРОСЭКОТЕХ

ИЖЕВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
 ФАКУЛЬТЕТ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
 КАФЕДРА ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ТЕХНИЧЕСКОГО ЧЕРТЕЖИ  
 ИМ. А.А. РАДЧИКОВА  
 Д.С.А. № 102/2021  
 11.05.2021

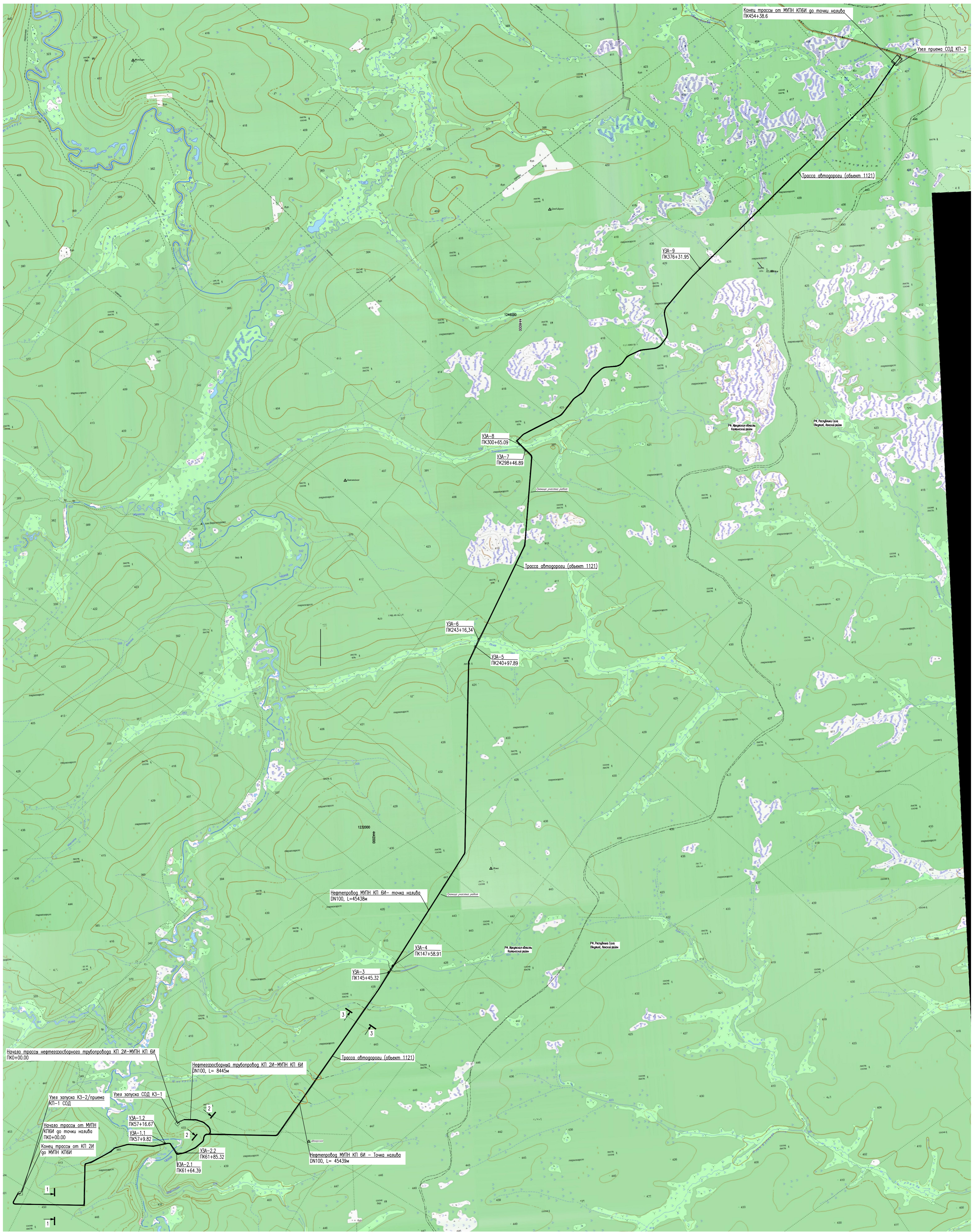


Схема насыпи ДН100 (два трубопровода)

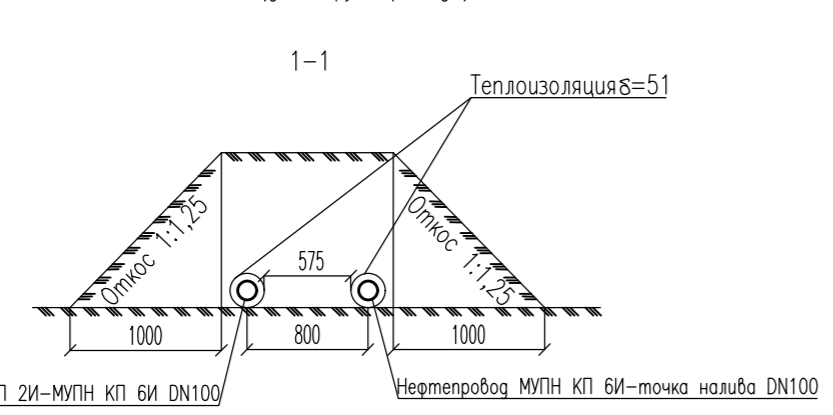


Схема насыпи ДН100 (один трубопровод)

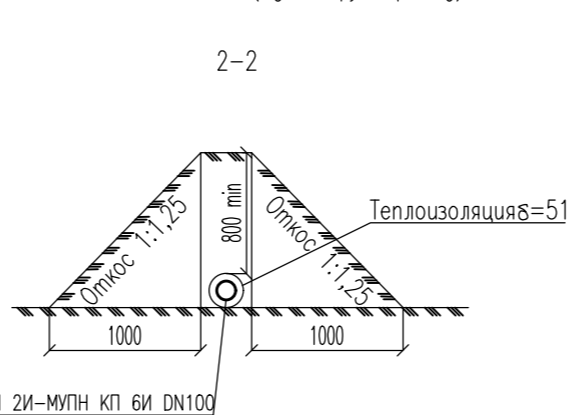
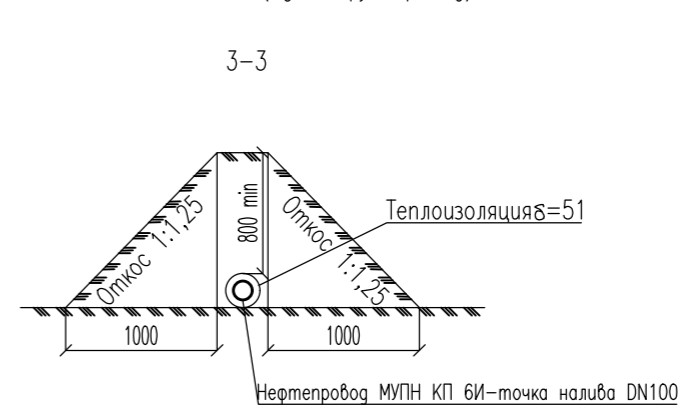


Схема насыпи ДН100 (один трубопровод)

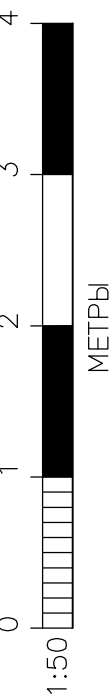
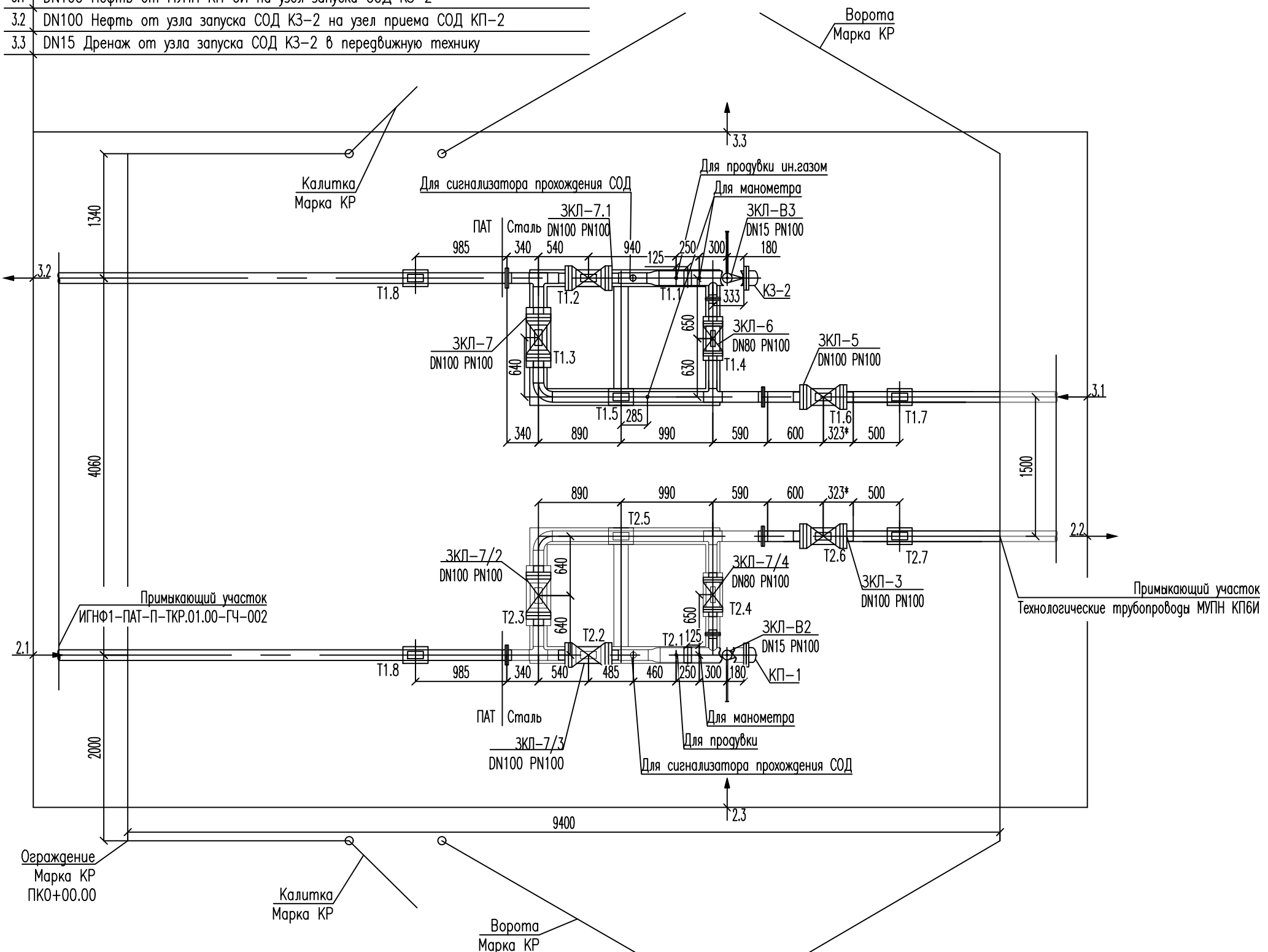


ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-002					
Обустройство Иняльского НГКМ на период ОНР. Нефтегазоборные трубопроводы от КТ 2И до МУПН КТ БИ и от МУПН КТ БИ до точки налива					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Попр.	Дата
Разработ.	Ерофеева	15.09.23			15.09.23
Проверил.	Гричев	15.09.23			15.09.23
Гл.спец.	Кудряшов	15.09.23			15.09.23
Н.контр.	Полякшина	15.09.23			15.09.23
ГИП	Безменов	15.09.23			15.09.23
				Статус	Лист
				п	1
				Промысловый трубопровод от КТ 2И до МУПН КТ БИ и от МУПН КТ БИ до точки налива. Обзорный план.	
				ГИПРОВСТОКНЕФТЬ	
				Формат А1 Файл ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-002_0.dwg	

Создано: \_\_\_\_\_  
 Проверено: \_\_\_\_\_  
 Дата: \_\_\_\_\_  
 Имя: \_\_\_\_\_  
 Фамилия: \_\_\_\_\_

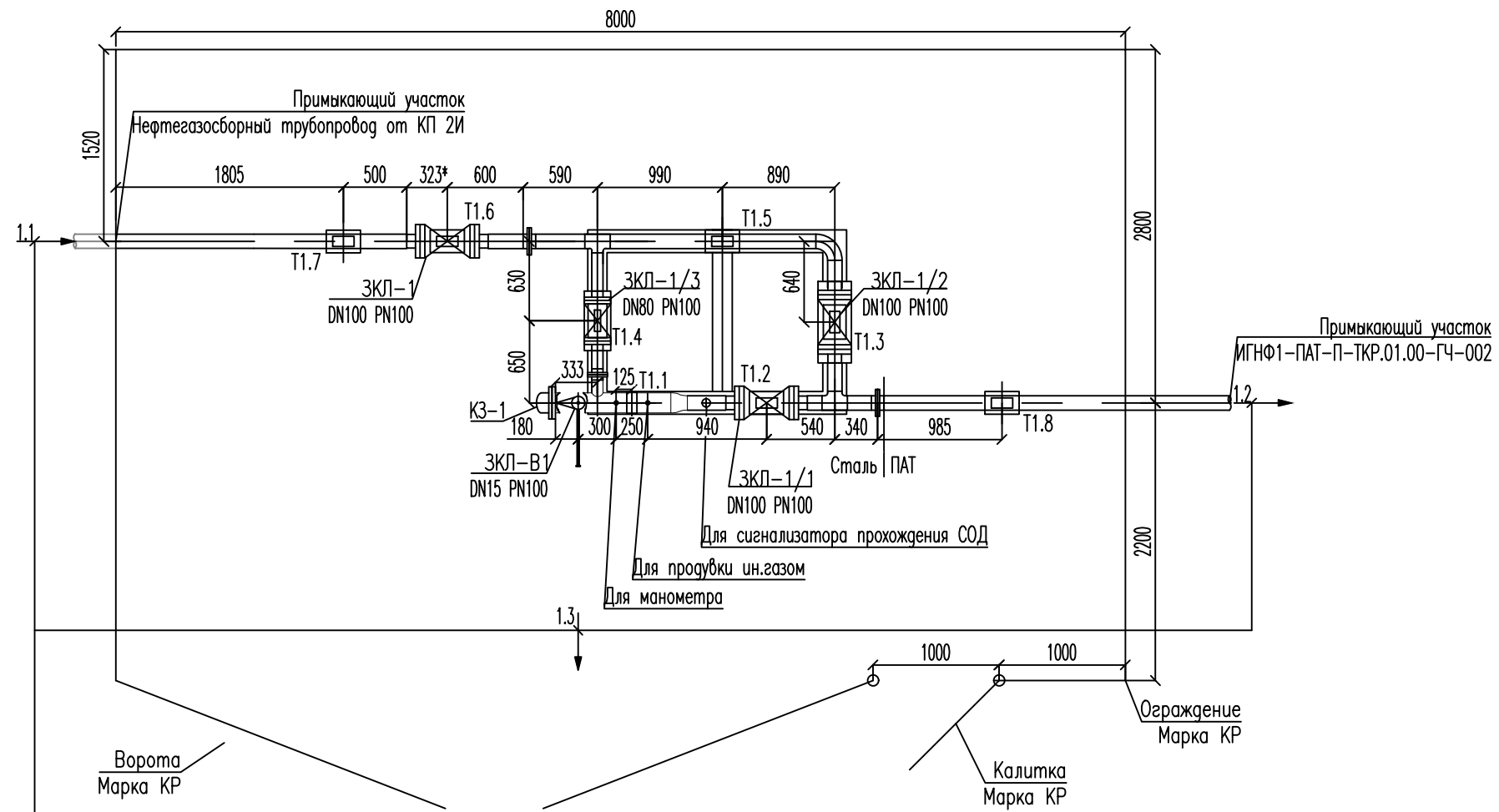
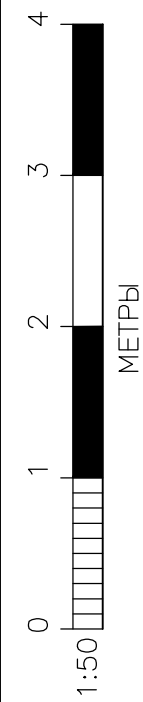


- 2.1 DN100 Нефть от узла запуска СОД КЗ-1 на узел приема СОД КП-1
- 2.2 DN100 Нефть от узла приема СОД КП-1 на МУПН КП 6И
- 2.3 DN15 Дренаж от узла приема СОД КП-1 в передвижную технику
- 3.1 DN100 Нефть от МУПН КП 6И на узел запуска СОД КЗ-2
- 3.2 DN100 Нефть от узла запуска СОД КЗ-2 на узел приема СОД КП-1
- 3.3 DN15 Дренаж от узла запуска СОД КЗ-2 в передвижную технику



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

ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-003											
Обустройство Игналинского НГКМ на период ОПР. Нефтегазосборные трубопроводы от КП 2И до МУПН КП 6И и от МУПН КП 6И до точки налива											
Изм.	Кол.уч.	Лист	N° док.	Погн.	Дата						
Разраб.		Ерофеева		<i>Ерофеева</i>	15.09.23						
Проверил		Грачев		<i>Грачев</i>	15.09.23						
Гл.спец.		Кудряшов		<i>Кудряшов</i>	15.09.23						
Н.контр.		Поликашина		<i>Поликашина</i>	15.09.23						
ГИП		Безменов		<i>Безменов</i>	15.09.23						
Совмещенный узел запуска и приема СОД. План					<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 33%;">Стадия</td> <td style="width: 33%;">Лист</td> <td style="width: 33%;">Листов</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">П</td> <td></td> <td style="text-align: center;">1</td> </tr> </table>	Стадия	Лист	Листов	П		1
Стадия	Лист	Листов									
П		1									
<b>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ</b>											

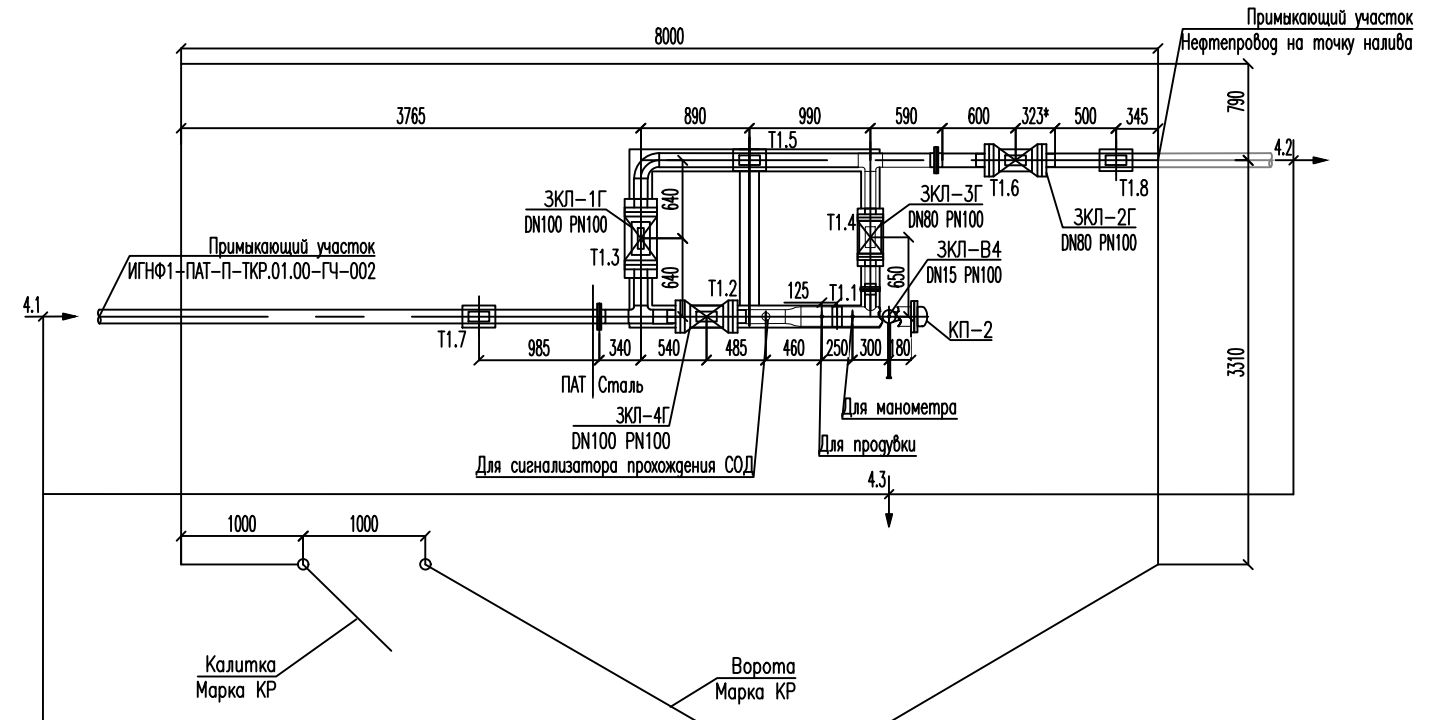
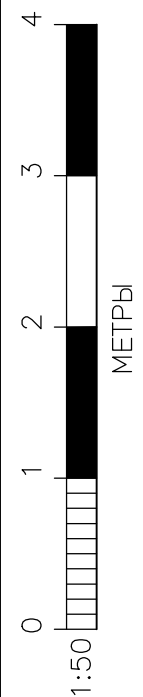


- 1.1 DN100 Нефть от КП 2И на узел запуска СОД КЗ-1
- 1.2 DN100 Нефть от узла запуска СОД КЗ-1 на КП-1
- 1.3 DN15 Дренаж в передвижную технику

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

ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-004											
Обустройство Игнялинского НГКМ на период ОПР. Нефтегазосборные трубопроводы от КП 2И до МУПН КП 6И и от МУПН КП 6И до точки налива											
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погн.	Дата						
Разраб.		Ерофеева		<i>Ерофеева</i>	15.09.23						
Проверил		Грачев		<i>Грачев</i>	15.09.23						
Гл.спец.		Кудряшов		<i>Кудряшов</i>	15.09.23						
Н.контр.		Поликашина		<i>Поликашина</i>	15.09.23						
ГИП		Безменов		<i>Безменов</i>	15.09.23						
Узел запуска СОД КЗ-1. План					<table border="1"> <tr> <td>Стадия</td> <td>Лист</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td>П</td> <td></td> <td>1</td> </tr> </table>	Стадия	Лист	Листов	П		1
Стадия	Лист	Листов									
П		1									



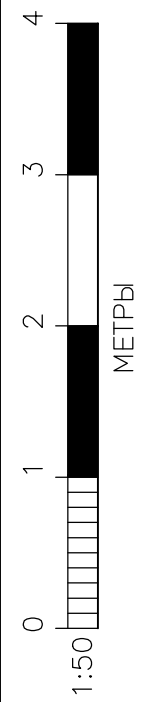


- 4.1 DN100 Нефть от КЗ-2 на узел приема СОД КП-2
- 4.2 DN100 Нефть от узла приема СОД КП-2 на точку налива
- 4.3 DN15 Дренаж в передвижную технику

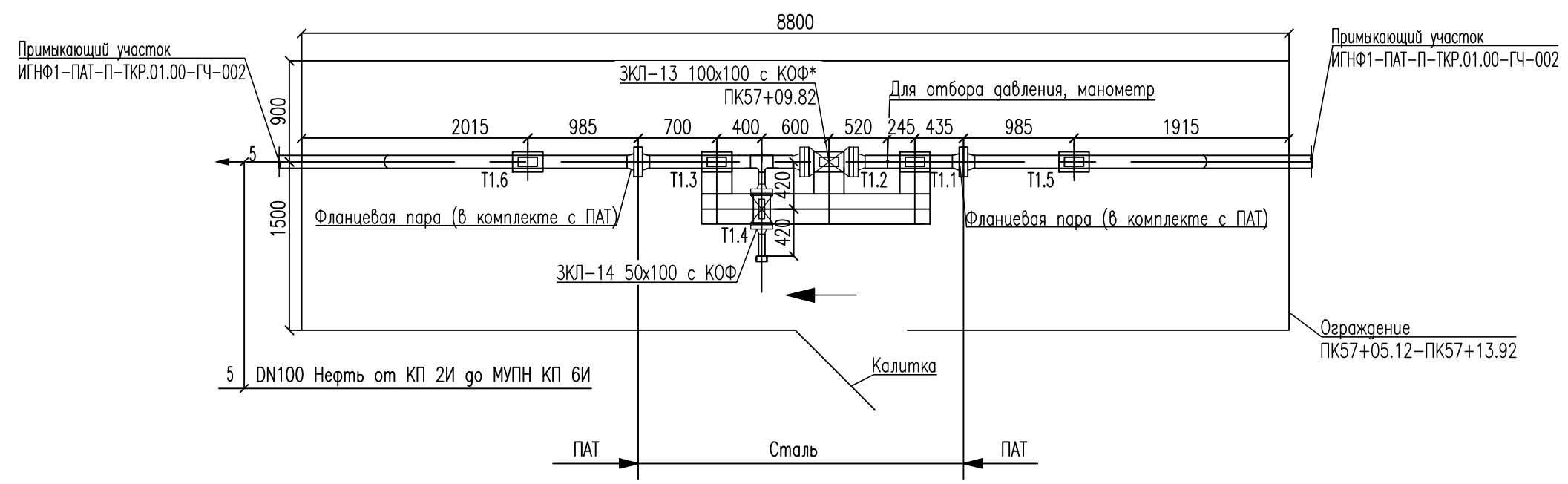
Согласовано	
Изм.	Изм.
Взам. инв. N	
Подп. и дата	
Инв. N подл.	

ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-005					
Обустройство Игналинского НГКМ на период ОПР. Нефтегазосборные трубопроводы от КП 2И до МУПН КП 6И и от МУПН КП 6И до точки налива					
Изм.	Кол.уч.	Лист	N° док.	Подп.	Дата
Разраб.		Ерофеева		<i>Ерофеева</i>	15.09.23
Проверил		Грачев		<i>Грачев</i>	15.09.23
Гл.спец.		Кудряшов		<i>Кудряшов</i>	15.09.23
Н.контр.		Поликашина		<i>Поликашина</i>	15.09.23
ГИП		Безменов		<i>Безменов</i>	15.09.23
Узел приема СОД КЗ-1. План					
			Стадия	Лист	Листов
			П		1

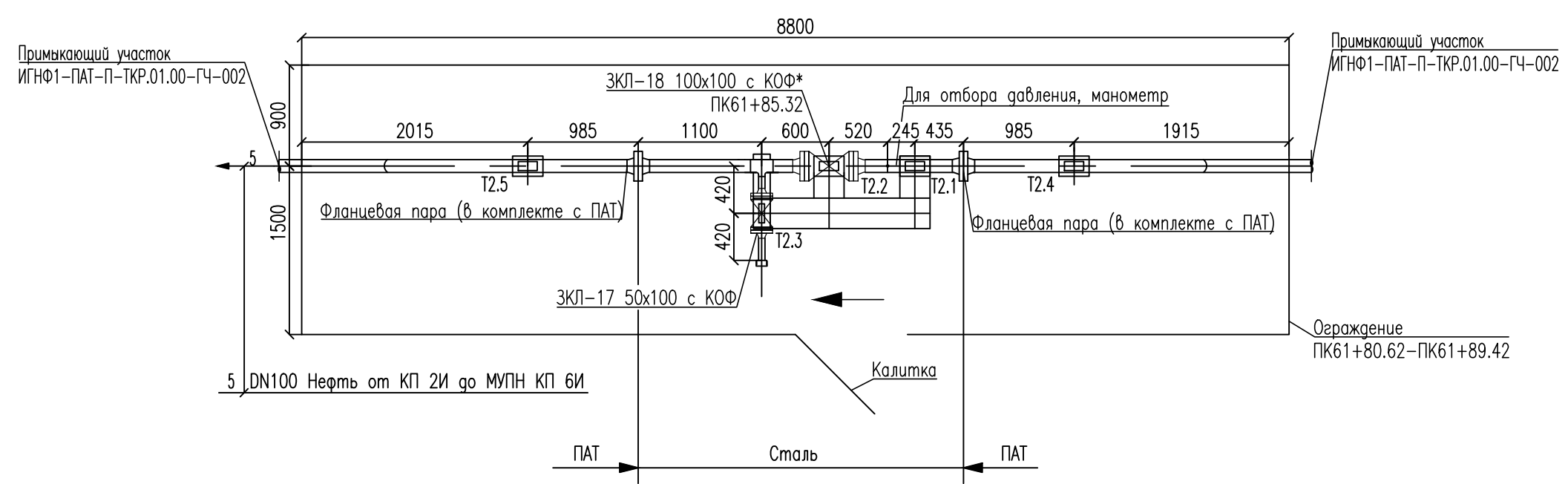




### УЗА-1.1



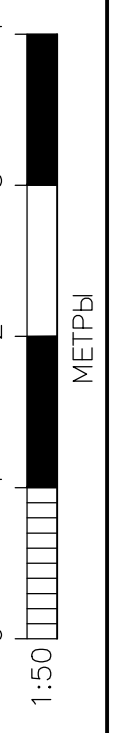
### УЗА-2.2



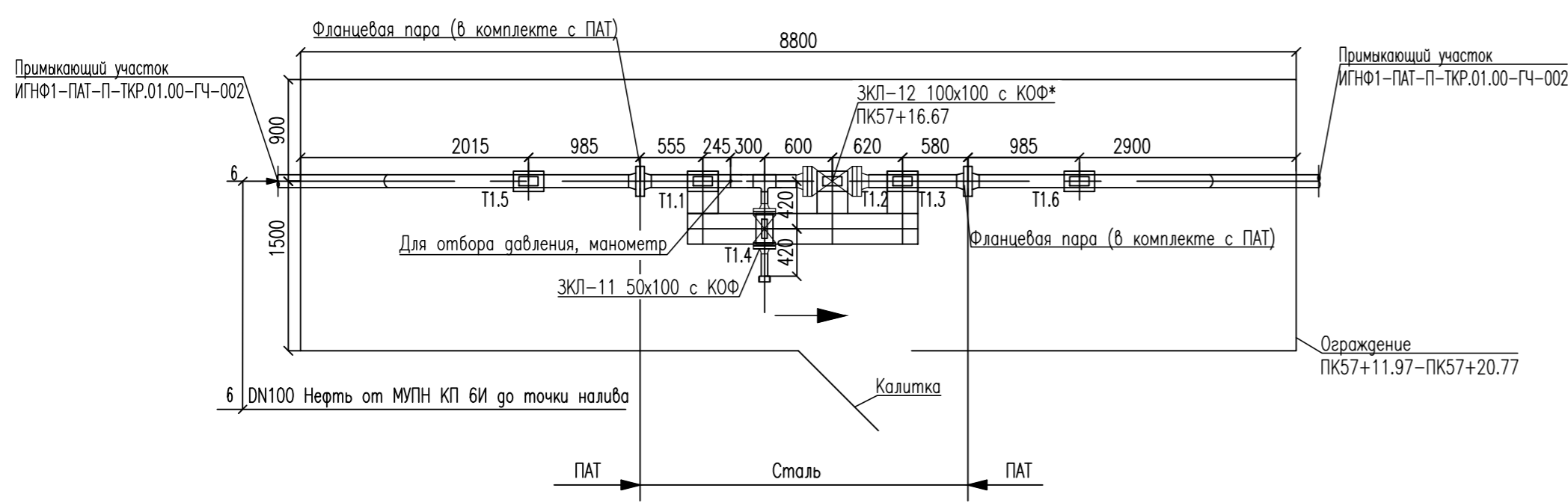
Согласовано				
Взам. инв. N				
Подп. и дата				
Инв. N подл.				

ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-006											
Обустройство Игналинского НГКМ на период ОПР. Нефтегазосборные трубопроводы от КП 2И до МУПН КП 6И и от МУПН КП 6И до точки налива											
Изм.	Кол.уч.	Лист	N° док.	Подп.	Дата						
Разраб.		Ерофеева		<i>Ерофеева</i>	15.09.23						
Проверил		Грачев		<i>Грачев</i>	15.09.23						
Гл.спец.		Кудряшов		<i>Кудряшов</i>	15.09.23						
Н.контр.		Поликашина		<i>Поликашина</i>	15.09.23						
ГИП		Безменов		<i>Безменов</i>	15.09.23						
Запорная арматура УЗА-1.1, УЗА-2.2 на трубопроводе от КП 2И до МУПН КП 6И. План					<table border="1"> <tr> <td>Стадия</td> <td>Лист</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td>П</td> <td></td> <td>1</td> </tr> </table>	Стадия	Лист	Листов	П		1
Стадия	Лист	Листов									
П		1									
Формат А3      Файл ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-006_0.dwg											

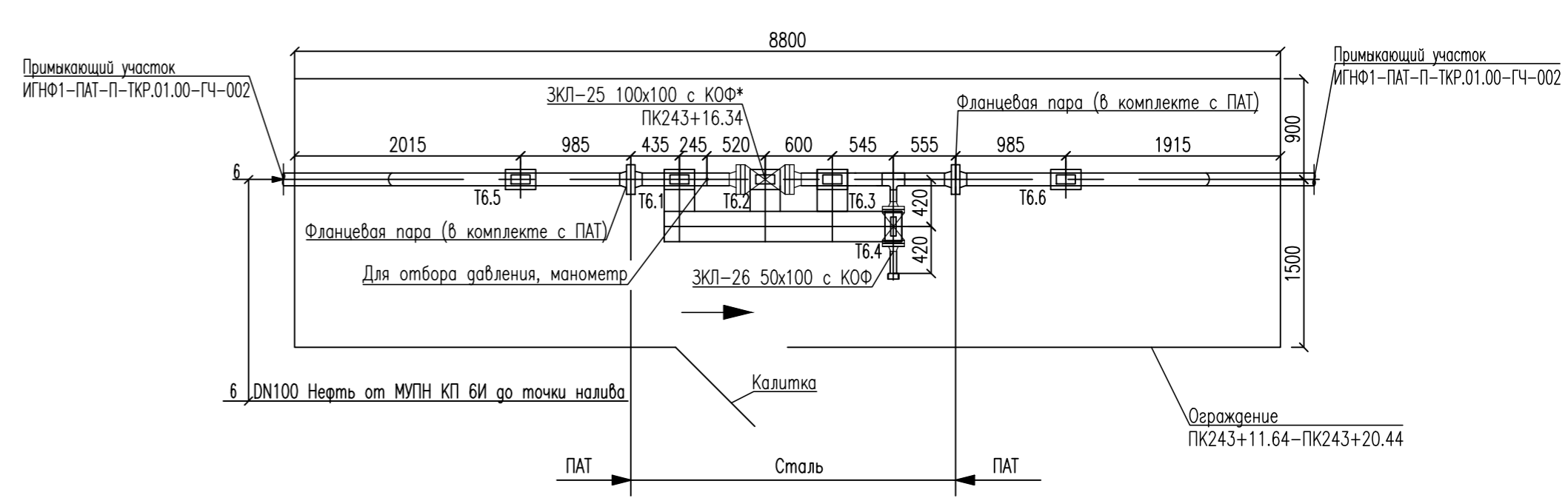




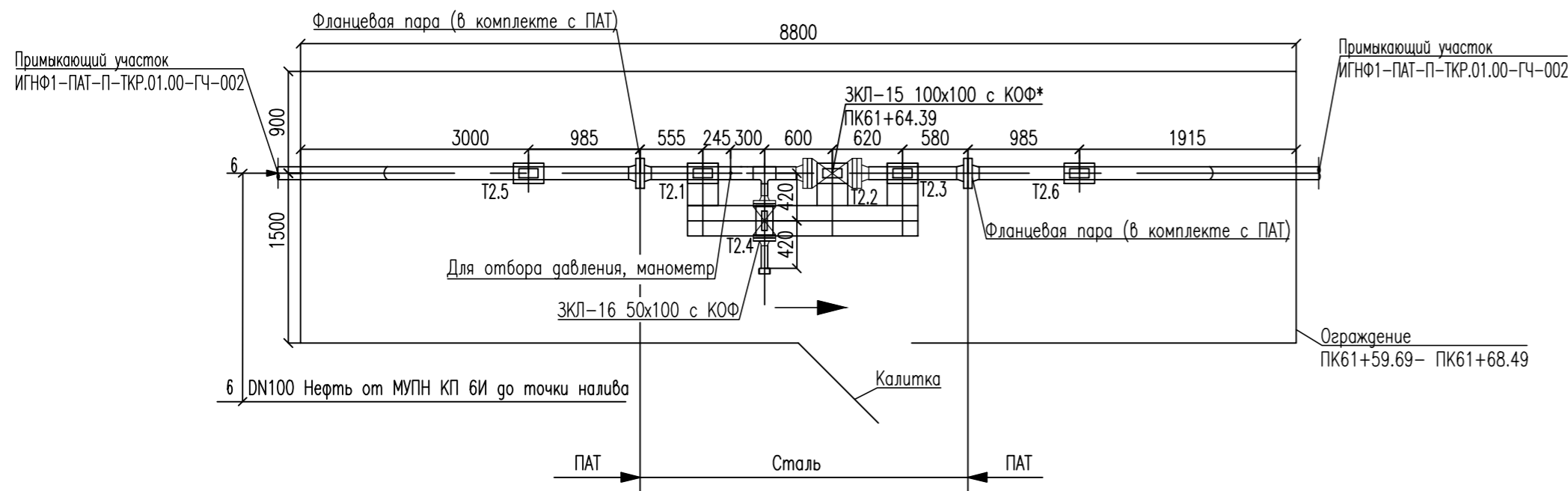
УЗА-1.2



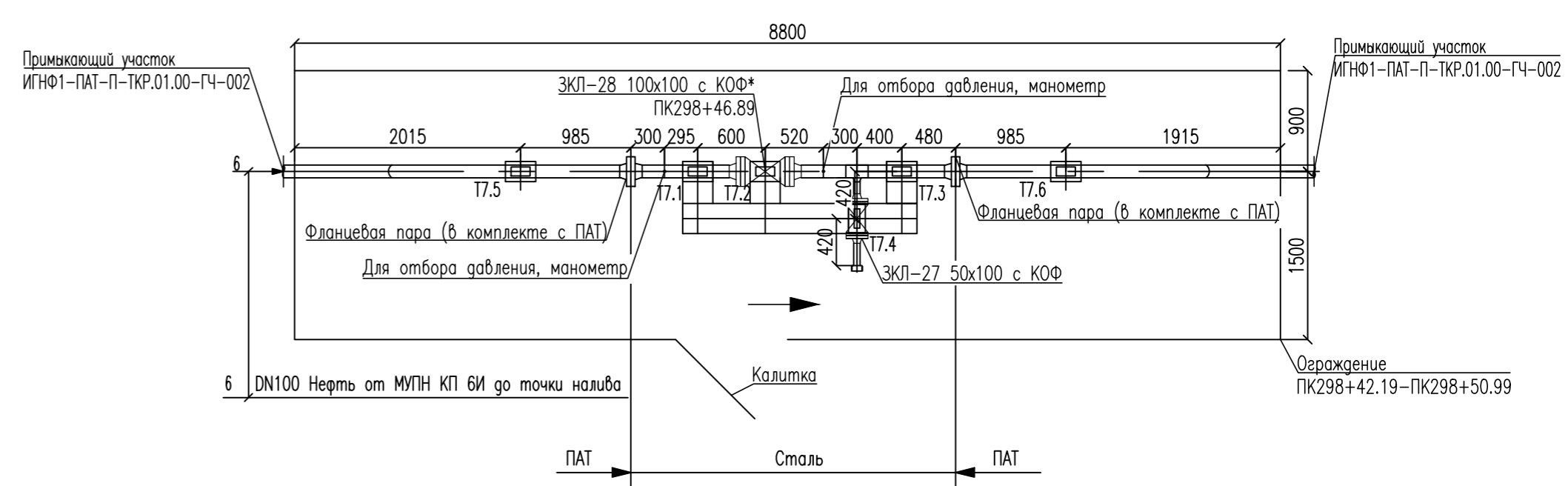
УЗА-6



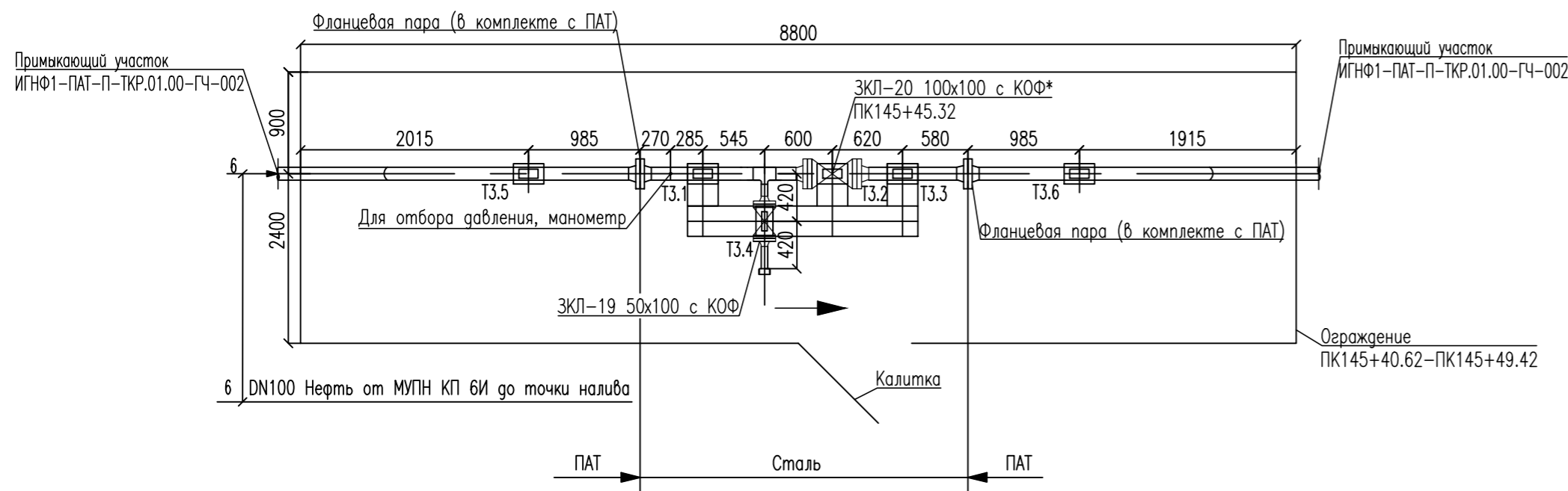
УЗА-2.1



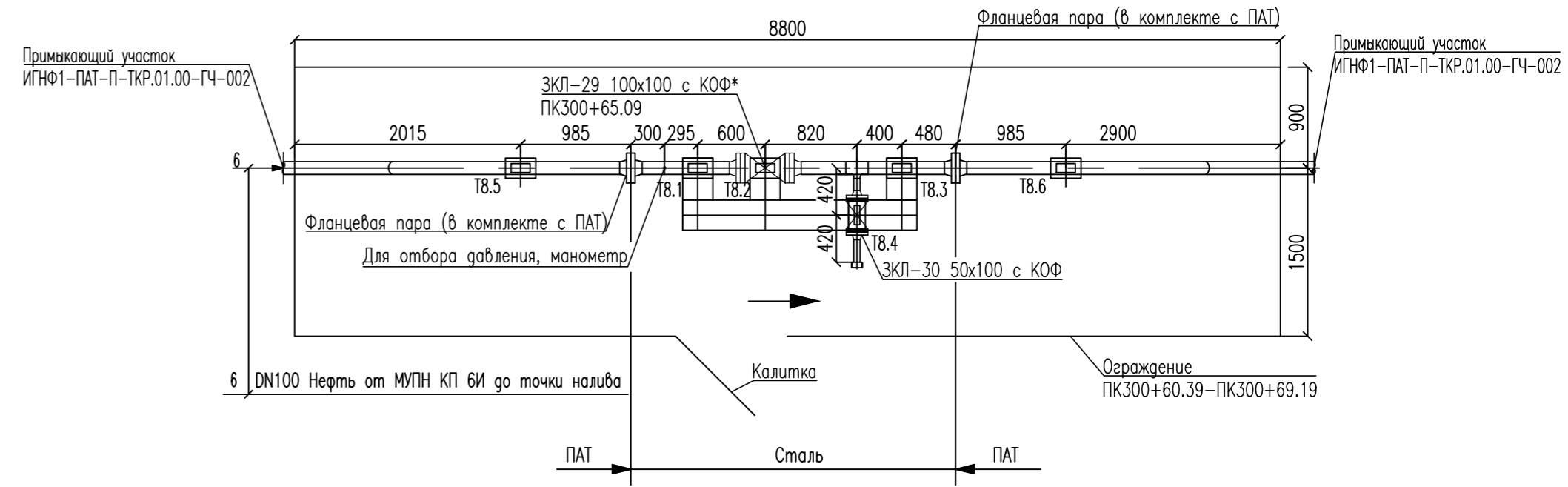
УЗА-7



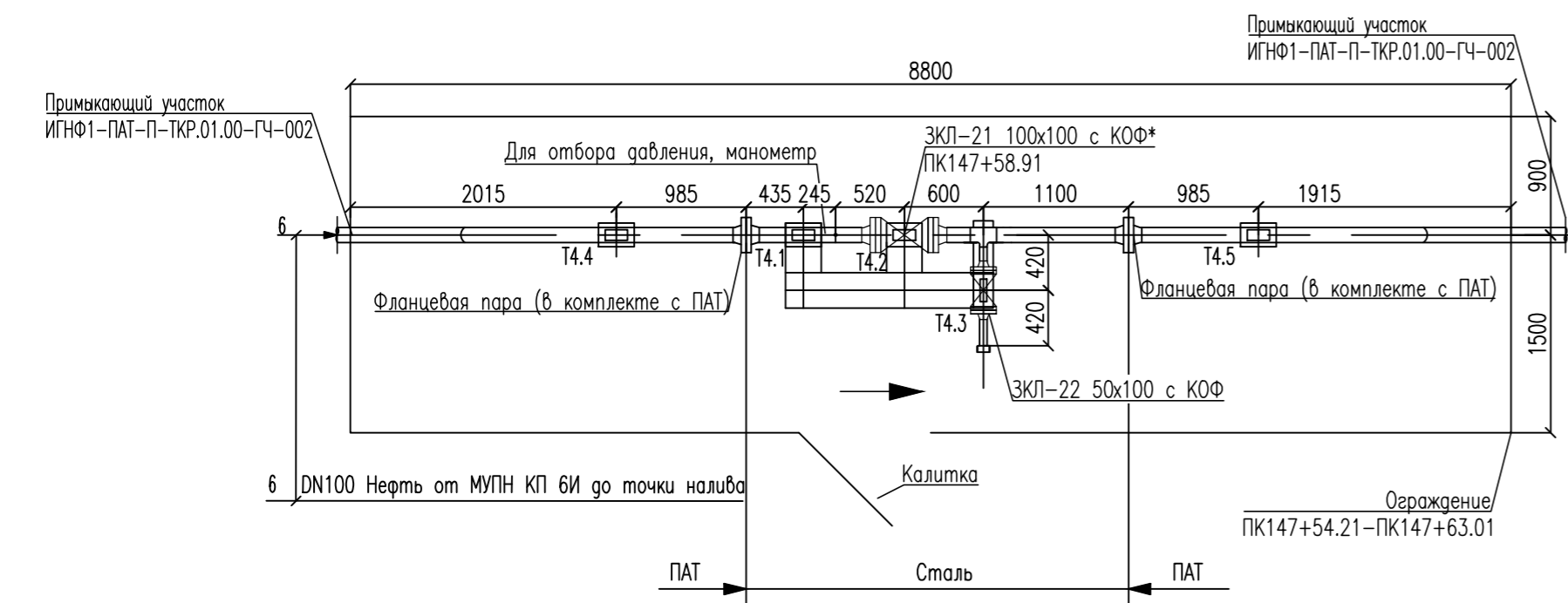
УЗА-3



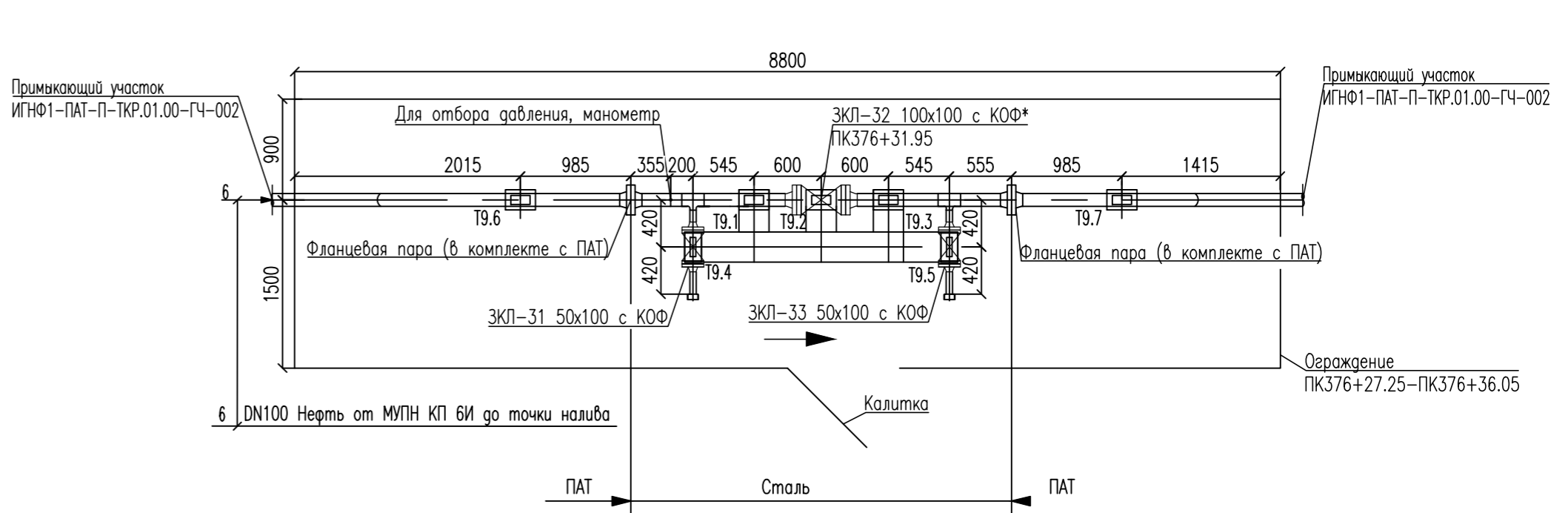
УЗА-8



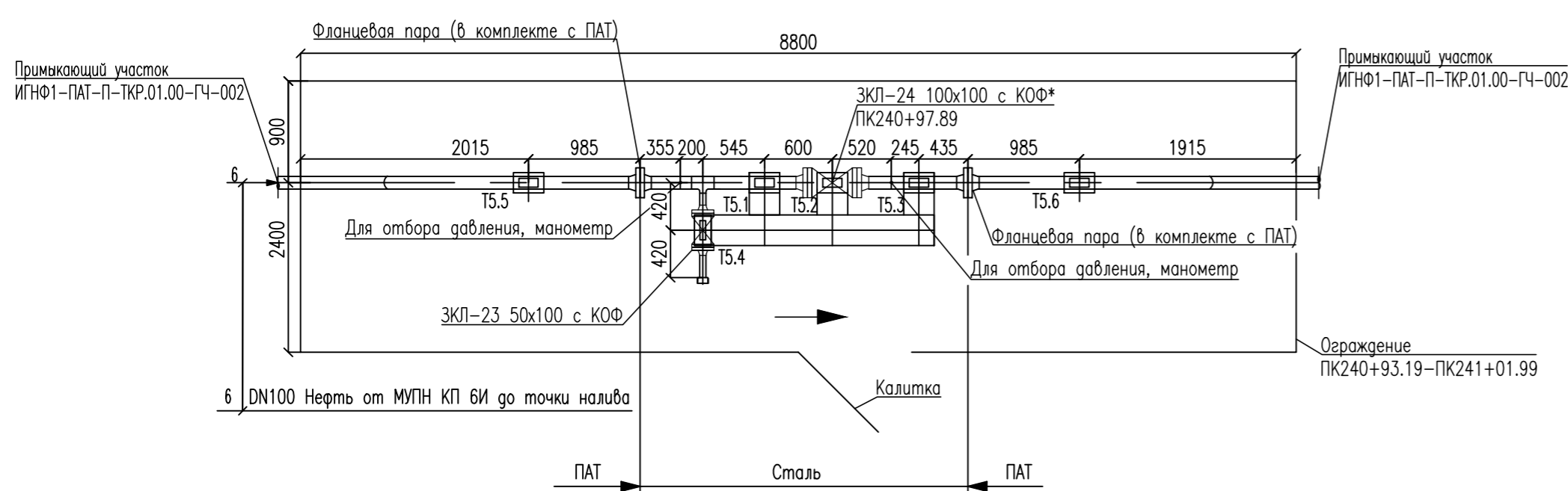
УЗА-4



УЗА-9



УЗА-5



Создано: \_\_\_\_\_  
 Проверено: \_\_\_\_\_  
 Имя, И.И.П. \_\_\_\_\_

ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-007							
Обустройство Ичалкинского НГКМ на период ОПР. Нефтегазосборные трубопроводы от КП 2И до МУПН КП 6И и от МУПН КП 6И до точки налива							
Изм.	Кол.уч.	Лист	Гр.док.	Полн.	Дата		
Разработ.		Ерофеева			15.09.23		
Проверил		Григорьев			15.09.23		
Гл.инж.		Кудряшов			15.09.23		
Н.контр.	Полыкина				15.09.23		
ГИП	Безменов				15.09.23		
Запорная арматура УЗА-1.2, УЗА-2.1, УЗА-3-УЗА-9 на трубопроводе от МУПН КП 6И до точки налива. План					Страница	Лист	Листов
					п		1
Формат А1 Файл ИГНФ1-ПАТ-П-ТКР.01.00-ГЧ-007_0.dwg							