



Общество с ограниченной ответственностью
«НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
УХТИНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО
УНИВЕРСИТЕТА»

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный № 284 от 12.02.2018 г.
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы
в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»
№ СРО-П-125-26012010

«Строительство промысловых трубопроводов Верхне-Возейского
месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 3 «Технологические и конструктивные
решения линейного объекта. Искусственные сооружения»**

Книга 1 «Решения по трубопроводам»

06-01-НИПИ/2021-ТКР1

Том 3.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	094-2022		13.10.2022

Заместитель Генерального директора –
Главный инженер

М.А. Желтушко

Главный инженер проекта

К.В. Худяев

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

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
06-01-НИПИ/2020-ТКР1.С	Содержание тома 3.1	1 Лист
06-01-НИПИ/2020-ТКР1.Т	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	X Листов
	Решения по трубопроводам. Текстовая часть	
06-01-НИПИ/2020-ТКР1.Г	Ведомость документов графической части	13 Листов
	Общее количество листов документов, включенных в том 3.2	X Листов

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

06-01-НИПИ/2021-ТКР1.С					
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Содержание тома 3.1	Стадия	Лист	Листов
	П	1	1
	ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

Разрешение		Обозначение		06-01-НИПИ/2021-ТКР1, Том 3.1, Раздел 3			
094-22		Наименование объекта строительства		«Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году»			
Изм.	Лист	Содержание изменения			Код	Примечание	
		<u>Текстовая часть</u>					
3	2, 45	Лист заменен. Обновлено содержание			3		
3	4	Лист заменен.			3		
		Актуализировано СП 131.13330.2020					
3	16-17	Листы заменены. Добавлена информация о газовом факторе перекачиваемого продукта, избыточном давлении в трубопроводе, и плотности.			3		
3	19	Лист заменен. Добавлена информация по способу отключения перекрываемых участков.			3		
3	42a	Лист добавлен. Добавлена таблица компонентного состава и свойств попутного нефтяного газа			3		
Изм. внес		Хлюпин		10.22			
Составил						Лист	
ГИП		Худяев		10.22		Листов	
Утв.						1 1	
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»							

Согласовано
Н.контр.

Содержание

1	Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта	4
1.1	Сведения об инженерно-геологических условиях участка строительства линейного объекта.....	6
1.2	Сведения о гидрогеологических условиях участка строительства линейного объекта.....	7
1.3	Сведения о метеорологических и климатических условиях участка строительства линейного объекта.....	7
2	Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта.....	10
3	Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта	12
4	Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта ..	13
5	Сведения о категории и классе линейного объекта	14
6	Сведения о проектной мощности линейного объекта	17
7	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта	18
7.1	Решения по выкидным нефтепроводам	18
7.2	Электроснабжение	21
7.2.1	Общие сведения	21
7.2.2	Сведения о количестве электроприемников, их установленной и расчетной мощности 21	
7.2.3	Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите объектов производственного назначения.....	22
7.3	Общие сведения.....	23
8	Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта.....	26

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Хлопин			12.21
Проверил		Пинежанинова			12.21
Н. контр.		Салдаева			12.21
ГИП		Худяев			12.21

Технологические и конструктивные решения линейного объекта.
Искусственные сооружения. Решения по трубопроводам. Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	40
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

9	Перечень мероприятий по энергосбережению	28
10	Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащённость рабочих мест.....	29
11	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта	30
12	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта	34
12.1	Объём контроля и автоматизации	34
12.2	Телемеханизация куста скважин	36
	Давление линейное.....	37
	Давление буферное.....	37
	Давление в затрубе.....	37
	Температура на линии	37
	Расход сырой нефти, приведённого к стандартным условиям.....	37
	Расход свободного попутного нефтяного газа, приведённого к стандартным условиям	37
	Массовый расход сырой нефти	37
	Массовый расход сырой нефти без учёта воды.....	37
	Давление в коллекторе.....	37
	Температура в коллекторе	37
12.3	Технические средства автоматизации.....	38
13	Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»	40
14	Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащённость	42
15	Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях.....	43
	Приложение А (обязательное) Компонентный состав и свойства попутного нефтяного газа я	44
	Библиография	44

Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист	
			3	-	Зам.	094-22		10.22	2
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.	Дата

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

Настоящая проектная документация разработана на основании задания на проектирование объекта "Строительство промысловых трубопроводов Верхне-Возейского месторождения ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году", утвержденного Первым заместителем Генерального директора - Главным инженером ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" И.В. Шараповым.

В настоящем томе предусматривается строительство промысловых трубопроводов. Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность, м	Технологические трубопроводы ГОСТ 32569-2013		Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
				Группа продукта	Категория	Класс	Категория по назначению	
Выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461»	Н	89х6	99	А	I	-	-	4,0
Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»	Н	89х6	138	А	I	-	-	4,0
Выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»	Н	89х6	265	А	I	-	-	4,0
Нефтеcборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»	Н	114х6	1218	-	-	III	III	4,0
Примечание - Классы и категории промысловых трубопроводов по назначению определены в соответствии с СП 284.1325800.2016, технологических трубопроводов - ГОСТ 32569-2013. Н –нефтегазопровод.								

Проектной документацией предусмотрены следующие этапы строительства и ввода объектов в эксплуатацию:

- 1 этап: Строительство выкидной линии «скв.3411, 3463 до ЗУ к.3461»;
- 2 этап: Демонтаж существующих выкидных линий от скв.3411, 3463;
- 3 этап: Строительство выкидной линии «к. 275 до УЗ-12»;
- 4 этап: Демонтаж существующих выкидных линий от скважин к.275;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
							3

- 5 этап: Строительство выкидной линии «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»;
- 6 этап: Демонтаж существующих выкидных линий от скв. 2854, 2865;
- 7 этап: Строительство нефтесборного коллектора «к.3461 до УЗ к.225»;
- 8 этап: Демонтаж существующего нефтесборного коллектора «к.3461 до УЗ к.225».

В административном отношении участок строительства расположен на территории МО ГО «Усинск» Республики Коми на землях лесного фонда Усинского участкового лесничества ГУ «Усинское лесничество».

Город Усинск - центр нефтедобывающего района Республики Коми с развитой инфраструктурой. В городе имеются: современный аэропорт с воздушным сообщением между городами Москва, Сыктывкар, Ухта, Нарьян-Мар и железнодорожная станция, принимающая грузопассажирские поезда по железнодорожной магистрали «Москва - Воркута», а также порт на р. Уса. Подъезд к участкам изысканий осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск - Харьяга, далее по внутрипромысловым подъездам. Проезд наземным транспортом возможен круглогодично. В период с января по апрель в качестве путей сообщения так же используются автозимники.

Ближайший населённый пункт – п. Верхнеколвинск, находится в 8,5 км к югу от района строительства. Административный центр – г. Усинск расположен в 85 км к юго-юго-востоку от территории строительства.

Участок строительства расположен в пределах Верхне-Возейского нефтяного месторождения, осваиваемого ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». На его территории расположены площадные и линейные объекты нефтедобычи. Линейные сооружения в основном проложены подземно.

По характеру растительности леса район строительства относится к подзоне северной тайги. Территория местами заболочена.

Рельеф района строительства слаборасчленённый, общее понижение наблюдается к долинам рек.

Гидрографическая сеть представлена р. Колва, впадающей в р. Уса, и её притоками р. Селаель, руч. Безымянный.

Согласно **СП 131.13330.2020** (СНиП 23-01-99* Актуализированная редакция) «Строительная климатология» по карте климатического районирования для строительства участок относится к подрайону ИД.

Климат умеренно-континентальный, лето короткое и умеренно-холодное, зима многоснежная, продолжительная и умеренно-суровая. Климат формируется в условиях малого количества солнечной радиации зимой, под воздействием северных морей и интенсивного

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

3	-	Зам.	094-22		10.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист
4

западного переноса воздушных масс. Вынос теплого морского воздуха, связанный с прохождением атлантических циклонов, и частые вторжения арктического воздуха с Северного Ледовитого океана придают погоде большую неустойчивость в течение всего года.

По климатическому районированию территория строительства относится к Усинскому району (II-Б) с умеренно суровой зимой, по термическим условиям летнего периода – ко II поясу умеренно холодного лета

1.1 Сведения об инженерно-геологических условиях участка строительства линейного объекта

В геологическом строении района строительства в пределах глубины до 15,0 м принимают участие четвертичные озерно-аллювиальные и ледниково-морские отложения, перекрытые на отдельных участках биогенными отложениями и техногенными грунтами.

Грунты находятся в талом состоянии.

Сводный геолого-литологический разрез территории строительства следующий (сверху вниз):

Четвертичная система Q

Современные отложения QIV

- Почвенно-растительный слой (pQIV), мощность 0,3 м.

Техногенные отложения (tQIV)

- Техногенный грунт (ИГЭ-1a) вскрыт скважинами №1-9 представлен песком мелким, коричневым средней степени водонасыщения, мощностью 2,0-3,0 м.

Верхнечетвертичные-современные отложения QIII-IV

Озерно-аллювиальные отложения (IaQIII-IV)

- Суглинок (ИГЭ-1) тяжелый пылеватый, коричневый мягкопластичный. Вскрыт скважинами №10-12 с поверхности (под почвенно-растительным слоем), мощность слоя 2,2-2,7.
- Суглинок (ИГЭ-2) легкий песчанистый, коричневый тугопластичный. Встречен по трассе повсеместно на глубине 0,3-3,0 м, мощность слоя 3,0-5,7 м.
- Глина (ИГЭ-3) легкая пылеватая, серая тугопластичная. Вскрыт по трассе скважинами № 1,2,4,5,6,8,9,13 на глубине 6,0-8,0 м, мощность слоя 7,0-9,0 м.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								5
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

1.2 Сведения о гидрогеологических условиях участка строительства линейного объекта

В гидрогеологическом отношении район относится к Большеземельскому бассейну второго порядка Печорского артезианского бассейна Печорской системы артезианских бассейнов.

Водоносный горизонт приурочен к современным техногенным отложениям и к озерно-аллювиальным грунтам. Имеет широкое распространение. Водовмещающими отложениями являются суглинки мягкопластичные. Водоносный горизонт является безнапорным. Режим непостоянен и зависит от количества атмосферных осадков и темпов оттаивания. Питание этих вод происходит за счет атмосферных осадков, разгрузка осуществляется в гидрографическую сеть. Водоупором являются глины тугопластичные.

Распространены подземные воды на глубине 0,3 м, воды безнапорные, установившиеся уровни на отметках 86,24–87,66 м (система высот Балтийская).

Коэффициент фильтрации по лабораторным определениям для суглинка мягкопластичного (ИГЭ 1) – 0,02 0,04 м/сут.

В периоды строительства и эксплуатации проектируемых сооружений, в результате планировки территории и нарушении естественного стока, а также в периоды интенсивного снеготаяния и продолжительных дождей возможен подъем уровня подземных вод на 1,0–1,5 м от замеренных уровней, на большей территории до поверхности земли. Также возможно образование временного водоносного горизонта в насыпных грунтах.

1.3 Сведения о метеорологических и климатических условиях участка строительства линейного объекта

Климат умеренно континентальный. Средняя температура января -18°C, июля +13°C. Годовая сумма осадков 590 мм. По территории района протекают рр. Печора, Уса, Колва, Лыжа, Большая Макариха. Лето короткое и умеренно-холодное, зима многоснежная, продолжительная и умеренно-суровая. Климат формируется в условиях малого количества солнечной радиации зимой, под воздействием северных морей и интенсивного западного переноса воздушных масс. Вынос теплого морского воздуха, связанный с прохождением атлантических циклонов, и частые вторжения арктического воздуха с Северного Ледовитого океана придают погоде большую неустойчивость в течение всего года.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т							6
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

По климатическому районированию территория строительства относится к Усинскому району (II-Б) с умеренно суровой зимой, по термическим условиям летнего периода – ко II поясу умеренно холодного лета.

Климатические характеристики района определены на основании данных ближайшей метеостанции «Усть-Уса», которая находится примерно в 55 км западнее участка строительства.

Годовая амплитуда составляет 32,5°C. Самым теплым месяцем года является июль (средняя месячная температура +14,1°C), самым холодным месяцем – январь (-18,4°C). Среднегодовая температура воздуха по данным метеостанции Усть-Уса равна -3,2°C. Число дней со средней суточной температурой воздуха выше нуля градусов составляет 151.

Территория относится к зоне влажного климата с весьма развитой циклонической деятельностью. Особенно обильные осадки выпадают при циклонах, поступающих из районов Черного и Средиземного морей. Циклоны с Атлантики приносят осадки менее интенсивные, но более продолжительные. Среднегодовое количество осадков по данным метеостанции Усть-Уса равно 495 мм.

Климатические параметры года по метеостанции Усть-Уса представлены в таблице 2

Таблица 2 – Основные климатические характеристики

Климатическая характеристика		Значение
Холодного периода		
Температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,98		-47
Температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,92		-45
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,98		-44
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92		-41
Температура воздуха обеспеченностью 0,94		-27
Абсолютная минимальная температура воздуха		-53
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца		8,3
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %		83
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее теплого месяца, %		83
Количество осадков за ноябрь – март, мм		173

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
							7

Климатическая характеристика	Значение
Холодного периода	
Преобладающее направление ветра за декабрь – февраль	В
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с	4,5
Теплого периода	
Барометрическое давление, гПа	1003
Температура воздуха обеспеченностью 0,95	18
Температура воздуха обеспеченностью 0,99	23
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца	20,5
Абсолютная максимальная температура воздуха	34
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца	10,0
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	72
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее теплого месяца, %	59
Количество осадков за апрель – октябрь, мм	354
Суточный максимум осадков, мм	64
Преобладающее направление ветра за июнь – август	С
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	4,3

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								8
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

2 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта

К неблагоприятным инженерно-геологическим процессам, распространенным в пределах участка строительных работ, относятся процессы морозного пучения и подтопления.

Сезонное промерзание распространено повсеместно. Грунты, залегающие в зоне сезонного промерзания, обладают свойствами морозного пучения, которое проявляется в неравномерном поднятии слоя промерзающего грунта, сменяющегося осадкой последнего при оттаивании.

Нормативная глубина промерзания грунтов (при однородном сложении) для данного региона, определенная по данным метеостанции «Усть-Уса» составляет для насыпных грунтов – 2,5, для глинистых грунтов – 2,1 м.

Процесс морозного пучения происходит во время осенне-зимнего промерзания дисперсных грунтов. Наиболее подвержены данному процессу участки, сложенные с дневной поверхности до глубины сезонного промерзания пылеватыми или глинистыми грунтами. Грунты по лабораторным данным в разной степени подвержены процессам морозного пучения:

Сильнопучинистый – ИГЭ 1,2;

Слабопучинистый – ИГЭ 1а.

Учитывая склонность грунтов к морозному пучению в условиях их полного водонасыщения, следует предусмотреть разработку соответствующих мероприятий, предохраняющих фундаменты опор от воздействия опасных касательных сил морозного пучения.

По категории опасности природных процессов территория строительства относится к весьма опасной по пучению.

К неблагоприятным инженерно-геологическим процессам на участке строительства относится подтопление территории.

Процесс подтопления носит площадной характер. Причинами подтопления являются естественные факторы: превышение приходных статей водного баланса над расходными; высокое стояние уровня подземных вод в паводковый период (близкое к приповерхностному), возможность образования горизонта подземных вод типа «верховодка».

При проектировании сооружений следует предусмотреть мероприятия по защите сооружений от подтопления подземными водами (дренаж, гидроизоляция и т.п.).

По характеру подтопления подземными водами территория участка строительства относится к району потенциально подтопляемые в результате ожидаемых техногенных

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								9
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

воздействий, остальную территорию можно отнести к району I-A-2 (сезонно (ежегодно) подтапливаемые).

Категория опасности по площадной пораженности территории подтоплением – весьма опасная.

При проектировании и строительстве на подтопленных участках рекомендуется провести мероприятия по организации поверхностного стока и созданию системы водоотведения.

Интенсивность сейсмического воздействия для района строительства в соответствии с картой общего сейсмического районирования России ОСР-2015 составляет 5 баллов.

По категории опасности природных процессов территория строительства относится умеренно опасной по сейсмичности.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								10
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

3 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта

В результате анализа генетических особенностей и литологического состава грунтов, в сфере взаимодействия проектируемых объектов с геологической средой выделены следующие инженерно-геологические элементы (ИГЭ):

- ИГЭ-1а – Насыпной грунт tQIV;
- ИГЭ-1 – Суглинок тяжелый пылеватый мягкопластичный IaQIII–IV;
- ИГЭ-2 – Суглинок легкий песчанистый тугопластичный IaQIII–IV;
- ИГЭ-3 – Глина легкая пылеватая тугопластичная IaQIII–IV.

Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали - от низкой до средней.

Степень агрессивного воздействия грунта на бетон марки W4 – неагрессивная, W6 и W8 - неагрессивная.

На металлические конструкции агрессивность выше и ниже уровня грунтовых вод – среднеагрессивная.

Наличие блуждающих токов на территории строительства не зарегистрировано.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист	
								11
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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

Подземные воды водоносного горизонта приурочены к современным техногенным отложениям и к озерно-аллювиальным грунтам. Имеет широкое распространение. Водовмещающими отложениями являются суглинки мягкопластичные. Водоносный горизонт является безнапорным. Режим зависит от количества атмосферных осадков и темпов оттаивания. Питание этих вод происходит за счет атмосферных осадков, разгрузка осуществляется в гидрографическую сеть. Водопором являются глины тугопластичные.

По химическому составу грунтовые воды гидрокарбонатная кальциевая, хлоридно-гидрокарбонатная магниевая-кальциевая, пресные с минерализацией от 0,11 г/л до 0,30 г/л.

Согласно химическим анализам и таблицам В.3, В.4 СП 28.13330.2017 подземные воды слабоагрессивные и неагрессивная к бетону нормальной проницаемости (марки W4).

Согласно СП 28.13330.2017 подземные воды неагрессивные к арматуре железобетонных конструкций при постоянном погружении и к арматуре железобетонных конструкций при периодическом смачивании.

Согласно СП 28.13330.2017 подземные воды слабоагрессивные к металлическим конструкциям.

Коэффициент фильтрации для суглинка мягкопластичного составил 0,02-0,04 м /сут.

В периоды строительства и эксплуатации проектируемых сооружений, в результате планировки территории и нарушении естественного стока, а также в периоды интенсивного снеготаяния и продолжительных дождей возможен подъем уровня подземных вод на 1,0–1,5 м от замеренных уровней, на большей территории до поверхности земли. Также возможно образование временного водоносного горизонта в насыпных грунтах.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								12
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

5 Сведения о категории и классе линейного объекта

Согласно СП 284.132580.2016 нефтесборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225» по диаметру относятся к III классу, по назначению к категории III.

В соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 предусмотрено повышение категории проектируемых выкидных нефтепроводов до категории I при прохождении по территории технологических площадок.

Объем контроля сварных соединений стальных трубопроводов всех категорий составляет 100% радиографическим методом.

За границу промыслового и технологического трубопровода согласно СП 284.132580.2016 – принята бровка отсыпки соответствующих площадок или условная граница участка.

Проектируемые выкидные нефтепроводы по транспортируемой среде в соответствии с ГОСТ 32569-2013 относятся к группе А, подгруппе б, категории I. Испытание на прочность и герметичность проектируемых выкидных нефтепроводов в пределах технологических площадок необходимо проводить в соответствии с ГОСТ 32569-2013 пневматическим способом давлением $R_{исп.} = 1,43 \times R_{расч.} = 1,43 \times 4,0 = 5,72$ МПа в течение не менее 30 мин.

Давление в трубопроводе при испытании должно увеличиваться до значения около 50% от установленного испытательного давления. Затем давление необходимо увеличивать поэтапно приблизительно по 10% от заданного испытательного давления до его достижения. Трубопроводная система должна поддерживаться при этом испытательном давлении в течение не менее 30 мин. Затем давление необходимо уменьшить до расчетного давления, и все поверхности элементов, сварных соединений и сами сварные соединения должны быть подвергнуты тщательному визуальному осмотру. Испытания на плотность предусматриваются после снижения давления до расчетного, с давлением $R_{исп.} = R_{расч.}$. Продолжительность испытания на прочность и плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

После проведения основных испытаний в соответствии с ГОСТ 32569-2013 необходимо провести дополнительные пневматические испытания на герметичность с определением падения давления во время испытания. Дополнительные испытания необходимо провести давлением равным рабочему продолжительностью не менее 24 ч. Результаты дополнительного пневматического испытания на герметичность признаются удовлетворительными, если скорость падения давления окажется не более 0,1% за 1 ч.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								13
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

Участки проектируемых трубопроводов за границей технологических площадок необходимо провести в соответствии с СП 284.1325800.2016 в три этапа. На первом этапе необходимо провести гидравлические испытания на прочность участков проектируемых трубопроводов:

- на переходах через автомобильные дороги, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи после укладки, давлением $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=1,5 \times 4,0=6,0$ МПа для нефтегазопроводов в течение 6 часов;
- на пересечении с воздушными линиями электропередач высокого напряжения до укладки давлением, $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=1,5 \times 4,0=6,0$ МПа для нефтегазопроводов в течение 6 часов;
- при пересечении с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации до укладки или крепления на опорах, давлением $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=1,5 \times 4,0=6,0$ МПа для нефтегазопроводов в течение 6 часов;
- узлов линейной запорной арматуры до укладки или крепления на опорах давлением $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}=1,25 \times 4,0=5,0$ МПа для нефтегазопроводов в течение 6 часов.

На втором этапе необходимо провести испытания на прочность проектируемых трубопроводов на всем протяжении трасс после укладки и крепления на опорах, давлением $R_{исп}=1,1 \times R_{раб}=1,1 \times 4,0=4,4$ МПа для нефтегазопроводов пневматическим способом в течение 12 часов.

Третьим этапом необходимо произвести проверку проектируемых трубопроводов на герметичность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего, продолжительностью не менее 12 часов.

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

В соответствии с п.182 приказа №116 трубопроводы под давлением следует считать выдержавшими гидравлическое испытание, если не будет обнаружено:

- видимых остаточных деформаций;
- трещин или признаков разрыва;
- течи, потения в сварных соединениях и в основном металле;
- течи в разъёмных соединениях;
- падения давления по манометру.

В соответствии с п.903 приказа №534 от 15.12.2020 об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
							14

промышленности» при гидравлических испытаниях и удалении воды из трубопроводов после испытаний должны быть установлены опасные зоны, которые должны быть обозначены на местности предупредительными знаками.

Радиус опасной зоны при испытании проектируемых выкидных нефтепроводов составляет 75 м в обе стороны от оси трубопровода.

Радиус опасной зоны при испытании проектируемых выкидных нефтепроводов в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода составляет 600 м.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т					15
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

6 Сведения о проектной мощности линейного объекта

Проектируемые выкидные нефтепроводы предназначены для транспортировки транспортировки продукции от добывающих скважин до замерных установок.

Схема линейного объекта представлена на чертеже 06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г2.

Проектные мощности проектируемого трубопровода определены в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Проектные мощности проектируемых трубопроводов

Наименование	Назначение	Проектные мощности	
		Добыча жидкости, м ³ /сут	Добыча нефти, т/сут
Выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461»	Н	92	35,2
Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»	Н	22	17
Выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»	Н	32	24,3
Нефтеcборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»	Н	92	35,2
<ul style="list-style-type: none"> – Газовый фактор нефти – 260,8 м³/т; – Плотность нефти – 823,0 кг/м³; – Избыточное давление в нефтегазопроводах – 4,0 МПа. 			

Рабочее давление выкидных нефтепроводов 4,0 МПа. Гидравлические потери давления в проектируемых трубопроводах не превышают 0,12 МПа/км.

Индв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв №	
3	-	Зам.	094-22	10.22	06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т		Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	16	

7 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

7.1 Решения по выкидным нефтепроводам

Настоящим проектом предусмотрена подземная прокладка проектируемых нефтепроводов, минимальная глубина составляет 0,8 м. Рабочее давление нефтепроводов – 4,0 МПа. **Избыточное давление проектируемых нефтесборных коллекторов – 4,0 МПа.**

Для строительства прямолинейных участков проектируемых нефтегазопроводов проектом принята труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной эксплуатационной надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 338 Н/мм², классом прочности К48, группой коррозионной стойкости - 1, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А, с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С и наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

Устройство углов поворота трасс проектируемых выкидных нефтепроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях организовано при помощи:

– отводов гнутых с радиусомгиба 3Dy, изготовленных методом индукционного нагрева, из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 338 Н/мм², классом прочности К48, группой коррозионной стойкости - 1, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А по ТУ 1469-515-25784132-2009 для трубопроводов диаметром Dy80 (углы от 1 до 90 градусов, шаг 1 градус);

– отводов крутоизогнутых с радиусомгиба 1,5Dy горячедеформированная из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 338 Н/мм², классом прочности К48, группой коррозионной стойкости - 1, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А по ГОСТ 17375-2001 для трубопроводов всех диаметров (углы 45, 60, 90 градусов).

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
			06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т				
3	-	Зам.	094-22		10.22		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Для фитингов в качестве внутреннего принято двухслойное заводское антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных материалов с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С с системой защиты стыка втулкой. В качестве наружного принято трехслойное полиэтиленовое покрытие на основе термоусаживающихся материалов.

Для защиты внутренней части сварных стыков от коррозии настоящим проектом предусмотрено применение биметаллических подкладных втулок. Для изоляции наружной поверхности сварных стыков трубопровода предусмотрено применение термоусаживающихся манжет ТИАЛ-М80.

Настоящим проектом предусмотрено подключение проектируемых выкидных нефтепроводов к обвязкам существующих добывающих скважины. Перед точкой подключения к добывающей скважины настоящим проектом предусмотрена задвижка фланцевая с выдвигным шпинделем в комплекте с ответными фланцами и крепежом, вентиль пробоотборник, сливное устройство, узел выпуска воздуха, манометр.

Настоящим проектом предусмотрен контроль расхода добываемой жидкости из добываемых скважин. Решения по контролю закачиваемого агента представлены в п.12 "Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта" настоящего тома.

По трассам выкидной линии "скв.3411, 3463 до ЗУ к.3461" и выкидной линии "к. 275 до УЗ-12" предусмотрена установка измерительной установки Циклон 120-4,0.

Проектом предусмотрено подключение трассы выкидной линии "скв.2854, 2865 до ЗУ-2865" к существующему технологическому блоку. На узле подключения предусмотрен клапан обратный поворотный в комплекте с ответными фланцами и крепежом, рассчитанный на давление 4,0 МПа, манометры со шкалой 0-60 кгс/см². Подключения к существующему технологическому блоку предусмотрено выполнить к выходящему штуцеру.

По трассам проектируемых выкидных нефтепроводов проектом предусмотрены узлы подключений к существующим трубопроводам. На узлах подключений предусмотрены клапаны обратные поворотные, задвижки клиновые фланцевые с выдвигным шпинделем в комплекте с ответными фланцами и крепежом, рассчитанные на давление 4,0 МПа, манометры со шкалой 0-60 кгс/см². Подключения к существующим трубопроводам предусмотрено выполнить при помощи тройников. Запорную арматуру предусмотрено монтировать на технологические опоры под задвижки.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист
18

На узлах подключений проектируемых трасс проектом предусмотрена установка узлов выпуска воздуха (вантузов). В качестве выпуска воздуха предусмотрено применение вентилях угловых специальных (ВУС) Ду50 мм, Ру4,0 МПа.

Пересечения технологических проездов и дорог в пределах технологических площадок в настоящем проекте предусматривается подземным способом в защитных футлярах с соответствии с требованиями ГОСТ Р 32569-2013. Минимальная глубина заложения футляра составляет не менее 0,5 м от дорожного полотна до верха трубы защитного кожуха. Концы защитного футляра выведены на расстояние не менее 2 м от бровки обочины дороги.

Настоящим проектом предусмотрено пересечение нефтегазопроводом существующей внутрипромысловой грунтовой дороги. Пересечение выполнено подземным способом в защитном кожухе из труб стальных электросварных прямошовных по ГОСТ 10704-91 с заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена методом продавливания. Толщина стенки защитного кожуха принята 10 мм. При пересечении автомобильной дороги принято заглубление проектируемого трубопровода не менее 1,4 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного футляра, концы защитного кожуха, устанавливаемого на участке перехода проектируемого трубопровода через автомобильную дорогу, выводятся не менее чем на 5 метров от подошвы насыпи земляного полотна.

Для прокладки трубопроводов внутри защитных кожухов предусмотрено применение колец диэлектрических полиуретановых «Спейсер-Номинал». Для герметизации межтрубного пространства на концах кожухов предусмотрено применение манжет защитных герметизирующих МЗПТ в комплекте со стяжными хомутами и метизами. Для защиты герметизирующих манжет от механических повреждений предусмотрено применение укрытий защитных УЗМГ.

На каждом полукилометре и углах поворота трасс трубопроводов, на пересечении автомобильных дорог и водных преград с двух сторон, при пересечениях с коммуникациями необходимо установить опознавательные знаки. Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу на расстоянии не более 4 м от его оси.

Для выкидных линий предусмотрен автоматический способ отключения перекрываемого участка, в случае падения давления в трубопроводе автоматически останавливается насосный агрегат. Расчетное время отключения перекрываемого участка составляет не более 120секунд.

Для нефтесборного коллектора предусмотрен автоматический способ отключения перекрываемого участка (предусмотрено устройство отключающих задвижек с электроприводом). Расчетное время отключения перекрываемого участка составляет не более 100секунд.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

3	-	Зам.	094-22		10.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист
19

7.2 Электроснабжение

7.2.1 Общие сведения

Настоящим проекторной документацией предусматривается электроснабжение задвижек и шкафов телемеханики.

Электроснабжение потребителей осуществляется от существующих трансформаторных подстанций.

Для подключения проектируемых задвижек и шкафов телемеханики предусматривается установка отходящих автоматических выключателей в РУНН КТП и прокладка кабелей марки ВЗ-ВВШвнг(А)-LS-ХЛ по существующим и проектируемым кабельным эстакадам.

В составе проектируемых объектов отсутствуют электрические нагрузки, значительно искажающие форму кривой электрического тока и вызывающие несимметрию напряжения в точках присоединения. Проектируемые технические средства (ТС), искажающие синусоидальность формы кривой тока и напряжения, соответствуют нормам эмиссии гармонических составляющих тока, установленных ГОСТ 30804.3.2-2013, и их подключение к Топ не вызывает превышение уровней электромагнитной совместимости, установленных ГОСТ 32144-2013. Коэффициент искажения синусоидальности кривой находится в пределах допустимых 8%. Частотные преобразователи насосных агрегатов комплектуются фильтрами гармоник.

Отклонение частоты в нормальном и послеаварийном режиме не превышает допустимых $\pm 0,2\%$ и $\pm 0,4\%$ соответственно.

Отклонение напряжения от номинального на зажимах наиболее удаленного электроприемника не превышает в нормальном режиме $\pm 5\%$, а предельно допустимое в послеаварийном режиме при наибольших расчетных нагрузках - $\pm 10\%$.

Источники электроэнергии обеспечивают электроснабжение потребителей с показателями качества электроэнергии, соответствующим требованиям ГОСТ 32144-2013.

7.2.2 Сведения о количестве электроприемников, их установленной и расчетной мощности

Потребителями электроэнергии являются электроприводные задвижки, устанавливаемые на нефтегазопроводах, и шкафы телемеханики.

Для сетей $\sim 380/230$ В принята система заземления с глухозаземленной нейтралью (TN-S) по ГОСТ Р 50571.1-2009.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист	
								20
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Основные электротехнические показатели электроприводных задвижек:

- установленная мощность 1,5 кВт;
- расчетная мощность 1,5 кВт;
- расчетный ток 2,27 А;
- годовой расход электроэнергии 2 тыс.кВт•ч.

Общее количество задвижек – 2 шт.

Основные электротехнические показатели шкафов ТМ:

- установленная мощность 2,0 кВт;
- расчетная мощность 2,0 кВт;
- расчетный ток 9,09 А;
- годовой расход электроэнергии 10,5 тыс.кВт•ч.

Общее количество шкафов телеметрии – 3 шт.

Суммарные электротехнические показатели проектируемых потребителей:

- установленная мощность 9,0 кВт;
- расчетная мощность 9,0 кВт;
- расчетный ток 31,81 А;
- годовой расход электроэнергии 35,5 тыс.кВт•ч.

Сведения количестве электроприемников, их установленной и расчетной мощности приведены в таблице 4.

Категория электроснабжения – III по ПУЭ 7–е изд.

Таблица 4 - Сведения о количестве электроприемников, их установленной и расчетной мощности

п/п	Электроприемник	Руст., кВт	Ррасч, кВт	Ирасч. кВт	Тип и мощность КТП
1	Шкаф ТМ. Выкидная линия "к. 275 до УЗ-12".	1,5	1,5	2,27	400
2	Задвижка. Нефтеборный коллектор "к.3461 до УЗ к.225"	2,0	2,0	9,09	250
3	Шкаф ТМ. Выкидная линия "скв. 3411, 3463 до ЗУ к. 3461"	4,0	4,0	18,18	400
4	Задвижка. Выкидная линия "скв. 3411, 3463 до ЗУ к. 3461"	1,5	1,5	2,27	

7.2.3 Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите объектов производственного назначения

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т					21
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

Проектной документацией предусматриваются мероприятия по выполнению системы защитного заземления, системы уравнивания потенциалов и снятия статического электричества.

Для обеспечения защиты персонала от поражения электрическим током в соответствии с п. 1.7.51 ПУЭ предусматриваются следующие меры защиты при прямом и косвенном прикосновении:

- основная изоляция токоведущих частей;
- заземление нормально нетоковедущих проводящих частей электрооборудования;
- автоматическое отключение питания;
- уравнивание потенциалов.

На проектируемом объекте применяется кабельная продукция производителей, прошедших сертификацию в установленном порядке.

В данном разделе проектной документации применяется силовой кабелей ВЗ-ВВШВнг(А)-LS-ХЛ - для электрических сетей до 1 кВ, прокладываемых на открытом воздухе.

В качестве естественного заземляющего устройства используются проектируемые фундаменты сооружений, эстакад.

Проектной документацией предусматривается заземление надземных участков трубопроводов.

Неизолированные проводники системы уравнивания потенциалов в местах их присоединения к сторонним проводящим частям обозначаются жёлто-зелёными полосами, выполненными краской или клейкой двцветной лентой. Контактные соединения выполняются согласно требованиям ГОСТ 10434-82 и ПУЭ. Для предотвращения ослабления контакта в болтовых соединениях предусмотрено использование контргаек, пружинчатых шайб или тарельчатых пружин.

7.3 Общие сведения

Вся запорная арматура, предусмотренная по трассам проектируемых трубопроводов принята с классом герметичности А по ГОСТ 9544-2015.

Расчетный срок службы проектируемых технологических и промышленных трубопроводов составляет не менее 20 лет для металлических труб.

Проектом предусмотрена очистка внутренней полости трубопровода после строительства.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								22
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

Для предотвращения термических деформаций, возможных при эксплуатации трубопроводов в силу климатических особенностей месторасположения, на трубопроводах предусмотрены:

- монтаж отводов гнутых по всей длине трасс трубопроводов;
- применение теплоизоляции на надземных частях проектируемых трубопроводов для избегания резких перепадов температур.

Наличие данных мероприятий позволит добиться самокомпенсации возможных термических деформаций в полном объеме.

Для предотвращения вибрации, возможной при эксплуатации трубопроводов, на трубопроводах предусмотрены:

- крепление надземных частей трубопроводов корпусно-хомутowymi технологическими опорами, расположенными на строительных конструкциях;
- применение отводов гнутых, изготовленных из бесшовных труб, для максимального снижения гидравлического сопротивления;
- применение равнопроходной арматуры;
- применение единого диаметра труб на всём протяжении трасс трубопроводов;
- применение узлов выпуска воздуха для предотвращения образования воздушных пробок.

Обязательным условием для применения технических устройств, оборудования, материалов и изделий, является наличие документов, подтверждающих их соответствие обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации в ст. 7 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», в ст. 20, 23 Федерального закона от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», в том числе требованиям ст. 6 технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011)

Идентификационные признаки проектируемых зданий и сооружений.

Идентификационные сведения об объекте:

- назначение – объект нефтегазодобывающего комплекса;
- все проектируемые трубопроводы являются опасными производственными объектами нефтегазодобывающего комплекса и принадлежат к объектам транспортной инфраструктуры – промысловые трубопроводы, функционально-технологические особенности которых влияют на их безопасность (ФЗ от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ);

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
										23
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории от ожидаемых воздействий объекта строительства на окружающую среду: нарушение почвенно-покровного слоя, загрязнение грунтов и грунтовых вод, загрязнение поверхностных водотоков, загрязнение атмосферы в результате выбросов загрязняющих веществ, активизация экзогенных геологических процессов – заболачивание, карст и эрозия;

- класс опасности производственного объекта – IV (ФЗ от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ);

- объект взрывопожароопасный (ФЗ от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ);

- помещения с постоянным пребыванием людей отсутствуют;

- уровень ответственности сооружений – нормальный (ФЗ от 30.12.2009 г. № 384-ФЗ).

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв №					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т					Лист
											24

8 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах определена в целом по строительству на основе физических объемов работ и эксплуатационной производительности машин и транспортных средств с учетом принятых организационно-технологических схем строительства и приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах

Машины и механизмы	Марка	Количество
Трелевочный трактор	ТТ-4М	1
Корчеватель-собираатель	на тракторе Т-100	1
Экскаватор	ЕТ-14; ковш 0,65 м ³	1
Бульдозер	Т-9.01Я	1
Бульдозер болотной модификации	Б10Б.2121-2В4; 130 кВт	1
Автомобильный кран	КС-35714-2; груз. 17 т	1
Трубоукладчик	ТР12.22.01, на базе трактора Т10МБ.0121-5; 132 (180) кВт(л.с.)	3
Сваебойная установка	СП-49 на базе трактора Т-130БГ-1	1
Агрегат сварочный	АДД-2х2502	2
Передвижная электростанция	АД40С-Т400-Р	1
Пневмотрамбовка	ТР-4	1
Парогенератор мобильный	МНТ 700, 350 кг/час.	1
Тягач прицепа тяжеловоза	МЗКТ-7429; 346(470); кВт(л.с.)	1
Прицеп-тяжеловоз	ЧМЗАП-9990; груз. 60 т	1
Седельный тягач	КАМАЗ-65116; 191(260) кВт(л.с.)	1
Бортовой полуприцеп	НЕФАЗ 93341-0310230-07	1
Автомобиль бортовой	КАМАЗ-43118; груз. 11,2 т; 221 (300) кВт(л.с.)	2

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист
25

Машины и механизмы	Марка	Количество
Автомобиль самосвал	КАМАЗ-65115; 219 кВт, груз . 10 м ³	1
Дизельная компрессорная станция	ЗИФ-ПВ-6/0,7	1
Топливозаправщик	АТЗ-10; на базе УРАЛ 4320-1912-40	2
Авторемонтная мастерская	МТО-АТ-М1 на базе УРАЛ 4320-10	1
Сигнализатор горючих газов и паров	СГГ-4М	1
Установка для продавливания	УБПТ-400-Д-70-7	1
Разъемный электрический труборез для безогневой резки труб	ТР-80; 1,0-2,0 кВт	1
Автоцистерна	Урал ОТА-6,2 на шасси Урал-5557	2
Лаборатория контроля качества трубопроводов	на базе УРАЛ 4320-40	1
Агрегат наполнительно-опрессовочный	АНО-161; давление 130 кгс/см ²	1
Компрессорная установка	СД-9-101М; шасси КАМАЗ-43118	1
Вахтовая автомашина	ГАЗ-3308	1
Примечание - Наименование и количество основных строительных машин, механизмов и транспортных средств уточняется при разработке проектов производства работ в соответствии с номенклатурой имеющейся техники подрядной и субподрядных организаций		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								26
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т								

9 Перечень мероприятий по энергосбережению

Для предотвращения тепловых потерь и замерзания транспортируемого продукта настоящим проектом предусмотрена тепловая изоляция всех надземных участков проектируемых трубопроводов.

Для тепловой изоляции проектируемых трубопроводов предусмотрено применение полуцилиндров теплоизоляционных съемных из минеральной ваты толщиной 80 мм для трубопроводов Ду80 мм и 100 мм для трубопроводов Ду100 мм.

В качестве покровного слоя предусмотрено использование тонколистовой оцинкованной стали толщиной 0,7 мм.

Для теплоизоляции запорной арматуры по трассам проектируемых трубопроводов предусмотрено применение быстросъемных термочехлов заполненных теплоизоляционным материалом из матов минераловатных.

Теплоизоляция надземных участков трубопроводов предусмотрена в трассовых условиях.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								27
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

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

Эксплуатация и техническое обслуживание проектируемых трубопроводов будут осуществляться персоналом, обслуживающим транспортную сеть существующего промысла. Дополнительного персонала для обслуживания трубопроводов не требуется.

Обслуживание проектируемых трубопроводов должно производиться в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в соответствии с технологическими регламентами, производственными инструкциями.

При эксплуатации трубопроводов должна быть обеспечена их работоспособность на проектном уровне путем своевременного проведения мероприятий планового технического обслуживания и ремонта согласно утвержденному регламенту работ.

На подразделение, обслуживающее трубопроводы, возлагаются следующие обязанности:

- периодический осмотр трубопроводов и их сооружений;
- техническое обслуживание и текущий ремонт трубопроводов, а также ликвидация отказов;
- контроль над состоянием переходов через искусственные и естественные препятствия;
- содержание трасс и охранной зоны трубопроводов в состоянии, соответствующим требованиям правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в соответствии с технологическими регламентами, производственными инструкциями;
- осуществление мероприятий по подготовке трубопроводов к работе в осенне-зимний период и к весеннему паводку;
- проведение в установленные графиком сроки учебно-тренировочных занятий с целью проверки готовности технического персонала к выполнению работ по ликвидации возможных аварий.

Работники, выполняющие техническое обслуживание и ремонт трубопроводов, обязаны знать трассы, технологические схемы сооружений, устройство и работу арматуры, находящейся на обслуживаемых трубопроводах.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т					28
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

11 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта

Порядок организации работ, регламентация обязанностей и ответственности административно-технического персонала по охране труда и технике безопасности на объектах систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти, газа и воды определяются следующими документами приказом №534 от 15.12.2020 об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования» и СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»

Основным направлением работ по охране труда является планомерное осуществление комплекса организационных и технических мероприятий, обеспечивающих создание здоровых и безопасных условий труда и поддержание порядка на производстве.

Во всех службах, занимающихся эксплуатацией и ремонтом трубопроводов, руководство работой по охране труда и ответственность за состояние техники безопасности и производственной санитарии возлагаются на руководителей этих подразделений.

Начальники служб и подразделений в пределах вверенных им участков должны обеспечить выполнение организационных и технических мероприятий для создания безопасных условий труда, проводить инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы, а также контролировать выполнение правил и инструкций по технике безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности, обеспечение рабочих по профессиям и видам работ инструкциями, а рабочие места - необходимыми плакатами.

Инструкции по безопасным методам ведения работ должны пересматриваться и переутверждаться один раз в три года, а также при введении новых правил и норм, типовых инструкций, новых технологических процессов, установок, машин и аппаратов.

Пересмотренные и дополненные инструкции должны быть своевременно доведены до сведения работников, которые обязаны их знать и выполнять.

Организация работ по охране труда и контроль за состоянием проектируемых трубопроводов осуществляются работниками службы охраны труда и техники безопасности НГДУ.

При организации и производстве работ должна учитываться специфика производства, определяемая опасными свойствами транспортируемых компонентов: токсичностью,

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист	
								29
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

испаряемостью, способностью электризоваться, взрывоопасностью, пожароопасностью, коррозионной активностью и т.д.

Все работники обязаны твердо знать и строго выполнять в объеме возложенных на них обязанностей правила техники безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности.

Каждый рабочий и инженерно-технический работник обязан немедленно докладывать своему непосредственному руководству о замеченных им нарушениях и неисправностях оборудования, механизмов, приспособлений и инструментов, утечке транспортируемого продукта, нарушениях правил техники безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности.

Работники должны быть обеспечены, согласно установленным перечням и нормам, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, спецпитанием, мылом и другими средствами.

Защитные средства и предохранительные приспособления перед выдачей рабочим и ИТР подвергаются осмотру и испытанию в соответствии с установленными требованиями. Пользоваться неисправными защитными средствами и предохранительными приспособлениями категорически запрещается.

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

Рабочие должны иметь соответствующее профессионально-техническое образование или пройти профессионально-техническую подготовку на производстве.

Обучение рабочих на производстве проводится по разработанным и утвержденным программам. Программы должны периодически, не реже одного раза в 3 года, пересматриваться и заново утверждаться.

По окончании производственного обучения в объеме утвержденной программы, перед допуском к работе знания вновь поступившего или переведенного рабочего или ИТР должны быть проверены квалификационной комиссией, назначенной приказом по объединению или управлению.

Результаты проверки знаний должны оформляться протоколом. Каждому работнику, выдержавшему испытание, выдается удостоверение за подписью председателя комиссии, подтверждающее право на эксплуатацию сооружений и оборудования и устанавливающее квалификационную группу работника.

Периодическая проверка знаний рабочих проводится ежегодно в том же порядке, как при проведении первичной проверки знаний.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Взам. инв №	Подп. и дата	Инва. № подл.			

06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т						Лист
						30

Внеочередная проверка знаний у рабочих проводится:

- при изменении производственного (технологического) процесса, внедрении нового вида оборудования и механизмов;
- при введении в действие новых правил и норм безопасности, инструкций по безопасному ведению работ;
- в случае выявления нарушений требований правил безопасности и инструкций, которые могли привести или привели к травме или аварии;
- по приказу или распоряжению руководства предприятия, по указанию вышестоящих органов;
- по требованию органов государственного надзора и технических инспекторов труда профсоюзов в случае обнаружения недостаточных знаний;
- при переводе на другую работу или перерыве в работе более 6 месяцев.

Работники, обслуживающие трубопроводы, должны пройти инструктажи по правилам безопасности:

а) вводный инструктаж, проводимый со всеми поступающими на предприятие рабочими и служащими независимо от их образования, квалификации и стажа работы по данной профессии или должности, а также с работниками, командированными для работы на данном предприятии, учащимися, студентами и другими лицами, допускаемыми на территорию предприятия или в производственные цеха для проведения работ;

б) инструктажи на рабочем месте:

- первичный для рабочих и мастеров с практическим обучением - перед допуском к самостоятельной работе или при переводе с одной работы на другую;
- периодический (повторный) проводится руководителем работ непосредственно на рабочем месте для рабочих по программе первичного инструктажа не реже чем через полгода, а для профессий с повышенными требованиями безопасности - через 3 месяца, для ИТР - не реже чем через 2 года;
- внеочередной (внеплановый), вызванный производственной необходимостью - при изменении производственного процесса, замене одного вида оборудования на другой и в подобных случаях, когда изменяются условия труда;
- если на участке произошел несчастный случай или отказ;
- при необходимости доведения до сведения работающих дополнительных требований, вызванных введением новых правил и инструкций по безопасному ведению работ;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								31
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

- если выявлены случаи нарушения правил и инструкций, производственной дисциплины независимо от принятых мер воздействия;
- разовый (текущий) инструктаж по приказу или распоряжению вышестоящих организаций и контролирующих органов - перед выполнением особо опасных работ (по установленному перечню).

За состоянием условий труда на объектах промыслового сбора и транспорта нефти, газа и воды должен быть организован ведомственный контроль, осуществляемый непосредственными руководителями работ и организаторами производства.

Должен быть разработан перечень работ повышенной опасности, в котором отдельно должны быть указаны работы, выполняемые с оформлением наряда-допуска и без оформления наряда-допуска, но с регистрацией последних перед их началом в специальном журнале, что вызвано необходимостью ликвидации аварийных ситуаций и аварий.

На выполнение работ повышенной опасности оформляется наряд-допуск в двух экземплярах и хранится в течение одного года у руководителя работ и руководителя, разрешившего работы.

Не допускается курение и разведение огня в вырытых траншеях и котлованах.

Запрещается пребывание людей в кузовах автомобилей, на площадках прицепов и саней, нагруженных негабаритными грузами, трубами, бревнами, пылящими, ядовитыми и горючими материалами, а также на грузах, транспортируемых волоком.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								32
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

12 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта

Контроль и управление технологическими процессами объектов создается на базе современных средств контроля и автоматизации отечественного и зарубежного производства, удовлетворяющих лучшим международным стандартам и соответствующих Российским нормам и правилам.

Предусмотренный уровень контроля и автоматизации достаточен для обеспечения работы технологических установок с минимальным вмешательством обслуживающего персонала (оператора), обеспечивающий контроль и управление с диспетчерского пункта. Получая информацию о состоянии объекта, оператор имеет возможность проанализировать эту информацию и принять соответствующее решение об управляющем воздействии на объект. Информация поступает на диспетчерский пункт (КЦДНГ-4) ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз".

12.1 Объем контроля и автоматизации

Объем контроля и автоматизации, предусматриваемый данным проектом выполнен в соответствии с СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015, графически представлен на чертежах 06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г1.

Объектами автоматизации и телемеханизации являются:

Выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461»:

- добывающая скв. 3411, 3463;
- измерительная установка ИУ (2 шт.);
- емкость дренажная, $V=5 \text{ м}^3$;
- узел подключения скважин к коллектору (электроприводная задвижка).

Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»:

- добывающая скв.275;
- измерительная установка ИУ;
- емкость дренажная, $V=5 \text{ м}^3$.

Выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»:

- добывающие скв. 2854, 2865.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист	
								33
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Нефтеcборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»:

- узел подключения куста к УЗ к.225 (электроприводная задвижка).

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

1) Выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461»

Добывающие скважины:

- местный и дистанционный контроль давления в выкидном трубопроводе;
- дистанционный контроль давления на буфере;
- дистанционный контроль давления затруба;
- дистанционный контроль температуры в выкидном трубопроводе;

Автоматизированная измерительная установка:

Автоматизация измерительной установки выполнена в объеме заводской поставки.

Объем автоматизации представлен следующими функциями:

- измерение объема сырой нефти, приведенного к стандартным условиям;
- измерение объема свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям;
- измерение массы сырой нефти;
- измерение массы сырой нефти без учета воды;
- измерение давления и температуры свободного попутного нефтяного газа;
- измерение давления и температуры сырой нефти.

Емкость дренажная, V=5 м³:

- сигнализация верхнего уровня в дренажной емкости.

Узел подключения скважин к коллектору (электроприводная задвижка):

- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме - автоматическое закрытие в случае аварии, а также в случае внештатных ситуаций технологического процесса; в ручном режиме – либо по месту, либо с поста управления на площадке КТП, либо с АРМ-оператора; сигнализация состояния задвижки (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

2) Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»:

Добывающая скважина:

- местный и дистанционный контроль давления в выкидном трубопроводе;
- дистанционный контроль давления на буфере;
- дистанционный контроль давления затруба;
- дистанционный контроль температуры в выкидном трубопроводе;

Автоматизированная измерительная установка:

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист
			06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Автоматизация измерительной установки выполнена в объеме заводской поставки.

Объем автоматизации представлен следующими функциями:

- измерение объема сырой нефти, приведенного к стандартным условиям;
- измерение объема свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям;
- измерение массы сырой нефти;
- измерение массы сырой нефти без учета воды;
- измерение давления и температуры сырой нефти.

Емкость дренажная, $V=5 \text{ м}^3$:

- сигнализация верхнего уровня в дренажной емкости.

3) Выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»:

Добывающие скважины:

- местный и дистанционный контроль давления в выкидном трубопроводе;
- дистанционный контроль давления на буфере;
- дистанционный контроль давления затруба;
- дистанционный контроль температуры в выкидном трубопроводе

4) Нефтеборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»:

Узел подключения куста к УЗ к.225 (электроприводная задвижка):

- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме - автоматическое закрытие в случае аварии, а также в случае внештатных ситуаций технологического процесса; в ручном режиме – либо по месту, либо с поста управления на площадке КТП, либо с АРМ-оператора; сигнализация состояния задвижки (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

12.2 Телемеханизация куста скважин

Сбор информации и управления рассредоточенными объектами осуществляется существующей системой телемеханики на базе программируемых логических контроллеров. Система производит съем информации с цифровых, аналоговых, частотных датчиков, передает информацию на сервер системы, передает на объекты команды контроля и управления, организует локальное управление оборудованием на объектах, формирует отчеты. В состав системы, кроме контроллеров, входит программное обеспечение, реализующее получение, передачу, обработку и отображение информации.

Организация обмена информации между шкафами телемеханики (СУ КП ТМ) участков Выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461», Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12», Выкидная

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865», Нефтеоборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225» и диспетчерским пунктом предусматривается существующими сетями связи на кустах скважин. Объем информации, передаваемой в систему телемеханики, приведен в таблице 6.

Таблица 6 – Объем информации передаваемой с площадок в систему телемеханики

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
СКВАЖИНЫ ДОБЫВАЮЩИЕ			
Давление линейное	x	x	-
Давление буферное	x	x	-
Давление в затрубе	x	x	-
Температура на линии	x	x	-
АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА			
Расход сырой нефти, приведённого к стандартным условиям	x	-	-
Расход свободного попутного нефтяного газа, приведённого к стандартным условиям	x	-	-
Массовый расход сырой нефти	x	-	-
Массовый расход сырой нефти без учёта воды	x	-	-
Давление в коллекторе	x	-	-
Температура в коллекторе	x	-	-
ЕМКОСТЬ ДРЕНАЖНАЯ V=5 м³			
Уровень в емкости (верхний)	-	x	-
ЕМКОСТЬ ДРЕНАЖНАЯ V=5 м³			
Уровень в емкости (верхний)	-	x	-
ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫЕ ЗАДВИЖКИ			
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыта/закрыта; открыть/закрыть; неисправность; местный/дистанционный)	-	x	x

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист
36

12.3 Технические средства автоматизации

При разработке проекта были использованы технические средства отечественного и зарубежного производства, соответствующие требованиям государственных и отраслевых стандартов.

Для контроля технологических параметров предусматривается применение нижеперечисленных датчиков и приборов:

- для контроля давления манометры МП (IP65) производства ООО НПО «ЮМАС», Россия или аналогичные;
- для дистанционного измерения давления датчик избыточного давления Метран-150 (1ExdIICT4X, IP66) производства ПГ «Метран», Россия/США или аналогичные;
- для дистанционного измерения температуры преобразователь температуры ТСПУ Метран-286 (1ExdIICT6 X, IP65) производства ПГ «Метран», Россия/США, или аналогичные;
- для контроля уровня жидкости датчик уровня ПМП-052 (Ga/Gb Ex db IIВ Т4Х, IP66) производство ЗАО НПО «Сенсор», Россия, или аналогичные.

По устойчивости к воздействию окружающей среды приборы соответствует климатическому исполнению УХЛ 1 по ГОСТ 15150-69.

Установленные приборы сохраняют работоспособность при температуре окружающей среды от минус 53 до плюс 38 °С.

Электропитание приборов и средств автоматизации осуществляется постоянным током напряжением 24 В.

Заземление средств автоматизации и телемеханизации выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ. По месту приборы заземляются согласно требованиям изготовителей приборов. Присоединение к заземляющему устройству осуществляется при помощи провода в желто-зеленой изоляции ПуГВ 1x6 и полосы Б2 4x20 (Ст3кп ГОСТ 535-2005, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89). Монтаж выполняется согласно инструкции по монтажу зануления и защитного заземления ТИ4.25088.17000.

В соответствии с требованиями ПУЭ, ВНТП 3-85 электроснабжение средств автоматизации и телемеханики предусматривается по 1-й категории надежности электроснабжения.

Безопасность функционирования запроектированных средств автоматизации, в частности, методы заделки мест прохода проводок средств автоматизации через ограждающие строительные конструкции, обеспечивающие требуемую огнестойкость этих конструкций и предотвращение распространения огня, выполняется в соответствии с ПУЭ.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т						Лист
						37

Для кабельных линий, прокладываемых во взрывоопасных зонах предусмотрен кабель герметичный с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным наполнителем КУВЭШВнг(А)-LS-ХЛ Nх2хS (или аналогичный) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Для кабельных линий, прокладываемых вне взрывоопасных зон предусмотрены кабели КВВГЭнг(А)-LS/МКЭШВнг(А)-LS Nх2хS (или аналогичные) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012. Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям.

В соответствии с требованиями СП 76.13330.2011, ПУЭ проходы кабелей через стены и перекрытия предусматриваются с использованием специализированных кабельных проходок СПО-Э, противопожарных подушек ППВ и противопожарных уплотнителей ППУ, огнезащитной мастики МГКП. Предел огнестойкости проходок и материалов предусматривается не ниже предела огнестойкости конструкций. Заделки с использование вышеперечисленных средств допускают замену и дополнительную прокладку новых проводов и кабелей.

Высота прокладки кабельных трасс по эстакаде в соответствии с СП 18.13330.2010, ПУЭ принята 5 м до проезжей части для переходов через дороги. Для кабельной эстакады и галереи в непроезжей части территории промышленного предприятия высота прокладки кабельной трассы не менее 2,5 м от планировочной отметки земли.

Прокладка измерительных кабелей, кабелей управления и сигнализации осуществляется в коробах по эстакадам, металлическим конструкциям совместно с электротехническими кабелями, но на разных полках.

Небронированные кабели прокладываются в стальных водо-газопроводных трубах или в стальных коробах. Бронированные кабели применяются в резиновой, поливинилхлоридной и металлической оболочках, не распространяющих горение. При этом стальные трубы электропроводки, коробка с небронированными кабелями и бронированные кабели прокладываются на расстоянии не менее 0,5 м от трубопроводов, со стороны трубопроводов с негорючими веществами.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т					38
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

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

В ТПП «ЛУКОЙЛ- Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» разработан и реализован комплекс мер по обеспечению защиты опасного производственного объекта и противодействию к возможным террористическим актам.

Заключен договор на осуществление охраны опасных производственных объектов с охранным предприятием ООО Агентство «ЛУКОМ-А Север».

Разработан и осуществляется план по обучению и подготовки персонала к пресечению террористической деятельности и обеспечению устойчивой работы опасного производственного объекта.

Издан приказ по Обществу «О защите от возможных террористических актов», о назначении ответственных руководителей структурных подразделений за организацию и проведению проверок защищенности объекта.

Определен порядок взаимодействия с городской/окружной администрацией, ФСБ, милицией, МЧС, медицинскими учреждениями в критических ситуациях.

С целью предотвращения возможных террористических актов выполняться следующие мероприятия:

- проводятся периодические корректировки планов эвакуации работников нефтепромыслов с территории опасного производственного объекта;
- отрабатываются действия работников нефтепромысла на случай обнаружения подозрительных предметов, проводятся практические занятия с руководящим составом по вопросам повышения бдительности на объектах нефтедобычи и порядке действий в случае возникновения ЧС с последующим инструктированием всех работников на местах.

С целью предотвращения возможных террористических актов выполняться следующие мероприятия:

- проводятся периодические корректировки планов эвакуации работников нефтепромыслов из административно-бытовых помещений;
- отрабатываются действия работников нефтепромысла на случай обнаружения подозрительных предметов, проводятся практические занятия с руководящим составом по вопросам повышения бдительности на объектах нефтедобычи и порядке

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв №	Подп. и дата	Инва. № подл.	06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т		Лист
											39

действий в случае возникновения ЧС с последующим инструктированием всех работников на местах;

- проводятся периодические профилактические осмотры административных зданий, бытовых помещений, объектов социально-бытового назначения в вахтовых пунктах совместно с сотрудниками территориальных отделов внутренних дел;
- проводятся дополнительные инструктажи бригад обслуживания, осуществляющих периодический осмотр трасс промысловых нефтепроводов.

Территории опасных производственных объектах (площадки дожимных насосных станций, пункты сбора нефти, компрессорные станции т.д.) имеют периметральное ограждения, препятствующие несанкционированному проникновению на территорию посторонних лиц.

При въездах на территорию производственных объектов, а также на наиболее важных объектах внутри нефтепромыслов установлены посты, оборудованные специальными средствами охраны. Круглосуточно на всех нефтяных месторождениях охранную деятельность осуществляют передвижные (мобильные) посты ООО Агентство «ЛУКОМ-А-Север».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								40
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

14 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

Техническое обслуживание и ремонт оборудования осуществляются силами ТПП «Лукойл- Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» .

Техническое обслуживание проектируемых трубопроводов включает:

- патрулирование трасс трубопроводов – визуальные наблюдения с целью своевременного обнаружения опасных ситуаций, угрожающих целостности и безопасности трубопроводов, безопасности окружающей среды;
- регулярные осмотры и обследования всех участков трубопроводов с применением технических средств с целью определения их технического состояния;
- мероприятия по тщательному осмотру с применением приборного контроля за амплитудой и частотой вибрации не реже одного раза в три месяца.

На действующем промысле имеется сложившаяся структура ремонтной базы, со всем необходимым оснащением.

Дополнительного ремонтного хозяйства не требуется.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								41
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

15 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях

К неблагоприятным инженерно-геологическим процессам, распространенным в пределах участка работ, относится морозное пучение, вызванное сезонным промерзанием и оттаиванием, а так же подтопляемость территории строительства.

Грунты территории в разной степени подвержены процессам морозного пучения. Промерзание обуславливает миграцию влаги к поверхности охлаждения, физическое разрушение, дезинтеграцию и пучение пород. Последующее оттаивание обычно резко снижает их прочность и устойчивость. Категорию опасности процессов морозного пучения можно отнести к умеренно опасным.

В целях недопущения влияния процессов пучения при прокладке в пучинистых грунтах в зоне сезонного промерзания проектом предусмотрена подсыпка из мягких грунтов толщиной не менее 10 см над выступами дна траншеи и присыпка трубопроводов мягким грунтом на толщину 20 см.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								42
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т		

**Приложение А
(обязательное)
Компонентный состав и свойства попутного нефтяного газа**

Место отбора пробы	Газ с V-101	Газ с газопровода от КСП-56, КСП-74, ДНС-3, ДНС-7
1. Компонентный состав газа, % об		
Сероводород	1,2	0,17
Диоксид углерода	1,44	0,594
Азот+ редкие	3,28	1,72
Метан	72,3	81,8
Этан	10,8	7,75
Пропан	7,15	4,96
Изобутан	0,881	0,64
Н-бутан	2,15	1,6
Изопентан	0,398	0,355
Н-пентан	0,384	0,355
Гексаны	0,066	0,056
Гептаны	0,007	0,006
Октаны	менее 0,001	менее 0,001
2. Плотность в ст. усл., кг/м ³	0,936	0,850
3. Относительная плотность	0,775	0,704
4. Молекулярная масса, г/моль	22,43	20,38
5. Теплота сгорания объемная, низшая, Дж/м ³	41,7	39,95
6. Число Воббе, МДж/м ³	52,14	52,51

Инв. № подл.						Подп. и дата	Взам. инв №	
3	-	Нов.	094-22		10.22	06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т		Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			42а

Библиография

- | | | |
|----|---|---|
| 1 | 116-ФЗ от 21.07.1997 | О промышленной безопасности опасных производственных объектов |
| 2 | 184-ФЗ от 27.12.2002 | О техническом регулировании |
| 3 | 384-ФЗ от 30.12.2009 | Технический регламент о безопасности зданий и сооружений |
| 4 | 123-ФЗ от 22.07.2008 | Технический регламент о требованиях пожарной безопасности |
| 5 | Приказ №96 от 11.03.2013 | Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» |
| 6 | Постановление №87 от 16.02.2008 | Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию |
| 7 | Постановление №390 от 25.04.2012 | Правила противопожарного режима в Российской Федерации |
| 8 | Постановление № 843 от 26 августа 1995 г. | О мерах по улучшению условий и охраны труда (в ред. Постановления Правительства РФ от 21.03.98 № 332) |
| 9 | ГОСТ Р 51164-98 | Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии |
| 10 | ГОСТ Р 21.1101-2013 | Основные требования к проектной и рабочей документации |
| 11 | ГОСТ Р 55990-2014 | Промысловые трубопроводы. нормы проектирования |
| 12 | ГОСТ 2.105-95 | Общие требования к текстовым документам |
| 13 | ГОСТ 7512-82 | Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод |
| 14 | ГОСТ 23740-79 | Грунты. Методы лабораторного определения содержания органических веществ |
| 15 | ГОСТ 25100-2011 | Грунты. Классификация |
| 16 | ГОСТ 9.602-2016 | Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии |

Инв. № подл.	Взам. инв №						06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
	Подп. и дата							43
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

17	ГОСТ 27751-2014	Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения и требования
18	ГОСТ 15150-69	Машины, приборы и другие технические изделия исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды
19	ГОСТ 12.4.009-83	Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание
20	ГОСТ 23118-2012	Конструкции стальные строительные. Общие технические условия
21	ГОСТ 2.106-96	Единая система конструкторской документации. Текстовые документы
22	ГОСТ 2.301-86	Единая система конструкторской документации. Форматы
23	ГОСТ 10434-82	Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования
24	ГОСТ 32569-2013	Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах
25	СП 11-105-97	Инженерно-геологические изыскания для строительства
26	СП 50-102-2003	Проектирование и устройство свайных фундаментов
27	СП 53-101-98	Изготовление и контроль качества стальных строительных конструкций
28	СП 14.13330.2018	Строительство в сейсмических районах
29	СП 16.13330.2017	Стальные конструкции (Актуализированная версия СНиП II-23-81*)
30	СП 20.13330.2016	Нагрузки и воздействия. (Актуализированная версия СНиП 2.01.07-85*)
31	СП 24.13330.2011	Свайные фундаменты (Актуализированная редакция СНиП 2.02.03-85)

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								44
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

32	СП 28.13330.2012	Защита строительных конструкций от коррозии (Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85)
33	СП 45.13330.2017	Земляные сооружения, основания и фундаменты (Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87)
34	СП 36.13330.2012	Магистральные трубопроводы
35	СП 50.13330.2012	Тепловая защита зданий
36	СП 131.13330.2020	Строительная климатология
37	СП 115.13330.2016	Геофизика опасных природных воздействий
38	СП 284.1325800.2016	Трубопроводы промышленные для нефти и газа. правила проектирования и производства работ
39	СНиП 12-03-2001	Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования
40	СНиП 12-04-2002	Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство
41	СНиП 3.05.06-85	Электротехнические устройства
42	ВСН 005-88	Строительство промышленных стальных трубопроводов. Технология и организация
43	ВСН 009-88	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты
44	ВСН 011-88	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полости и испытание
45	ВСН 015-89	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Линии связи и электропередачи
46	ВНТП 3-85	Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений
47	ППБО-85	Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности
48	ПУЭ	Правила устройства электроустановок
49	СТП 01-007-97	Стандарт ОАО «ЛУКОЙЛ». Автоматизированная система управления технологическими процессами нефтедобычи

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т					45
			3	-	Зам.	094-22		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

50	ТУ-газ-86	Требования к установке сигнализаторов и нефтеанализаторов
51	СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015	Автоматизированные системы управления технологическими процессами и производством. Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти и газа.
52	СТО Газпром 2-2.2-136-2007	Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных нефтепроводов. Часть 1
53	РД 34.21.122-87	Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений
54	СО 153-34.21.122	Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций
55	Серия 08 вып.19	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
56	06-01-НИПИ/2021-ИГДИ	Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий
57	06-01-НИПИ/2021-ИГИ	Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий
58	06-01-НИПИ/2021- ИГМИ	Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий
59	06-01-НИПИ/2021-ИЭИ	Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий

Индв. № подл.	Взам. инв №						
	Подп. и дата						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
							46

Ведомость документов графической части

Обозначение	Наименование	Примечание
06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г1	Схема линейного объекта и схема автоматизации. Нефтеоборные коллекторы и выкидные линии	1 Лист
06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г2	Узел подключения к измерительной установке. Выкидная линия "скв.3411, 3463 до ЗУ к.3461".	1 Лист
06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г3	Нефтеоборный коллектор "к.3461 до ЗУ к.225". План. Разрезы 1-1 - 3-3	
06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г3	Пропарочный узел. Нефтеоборный коллектор "к. 3461 до ЗУ к. 225". План. Разрез 1-1	1 Лист
06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г4	Узел переопключения трубопроводов от скважин №3497, 225. Нефтеоборный коллектор "к. 3461 до ЗУ к. 225". План. Разрез 1-1	1 Лист
06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г5	Узел подключения к ЗУ-2865. Выкидная линия "скв.2854, 2865 до ЗУ-2865". План. Разрезы 1-1, 2-2	1 Лист
06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г6	Узел подключения к ЗУ-12. Выкидная линия "к. 275 до ЗУ-12". План. Разрез 1-1.	1 Лист
06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г7	Узел подключения к измерительной установке. Выкидная линия "к. 275 до ЗУ-12". План. Разрез 1-1	1 Лист
06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г8	Узел обвязки добывающей скважины. План. Разрез 1-1	1 Лист
06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г9	Дренажная емкость V=5 м³. План. Разрезы 1-1, 2-2	1 Лист
06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г10	Конструкция подземного защитного кожуха Ду350. Общий вид. Разрез 1-1	1 Лист
06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г11	Опора под клиновую задвижку. Общий вид. Разрез 1-1	1 Лист
06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г12	Опознавательный знак. Общий вид	1 Лист

Согласовано

Взам. инв.№

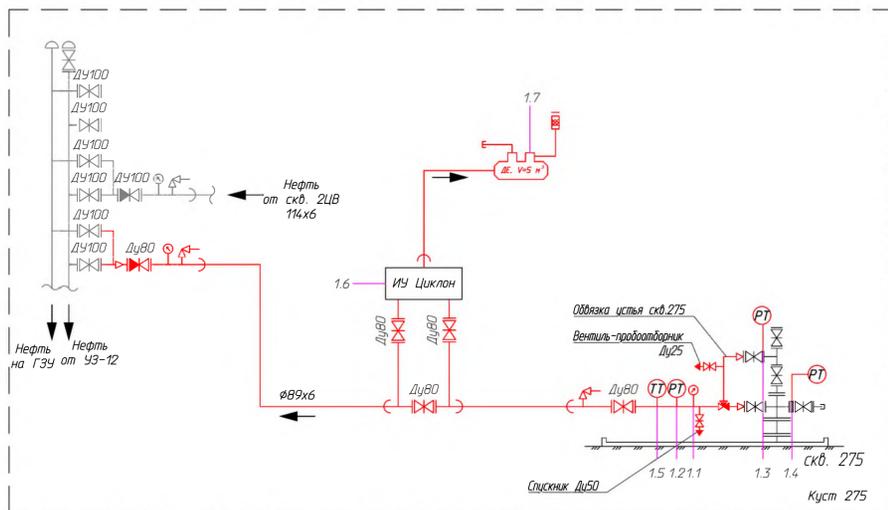
Подпись и дата

Инв.№ подл

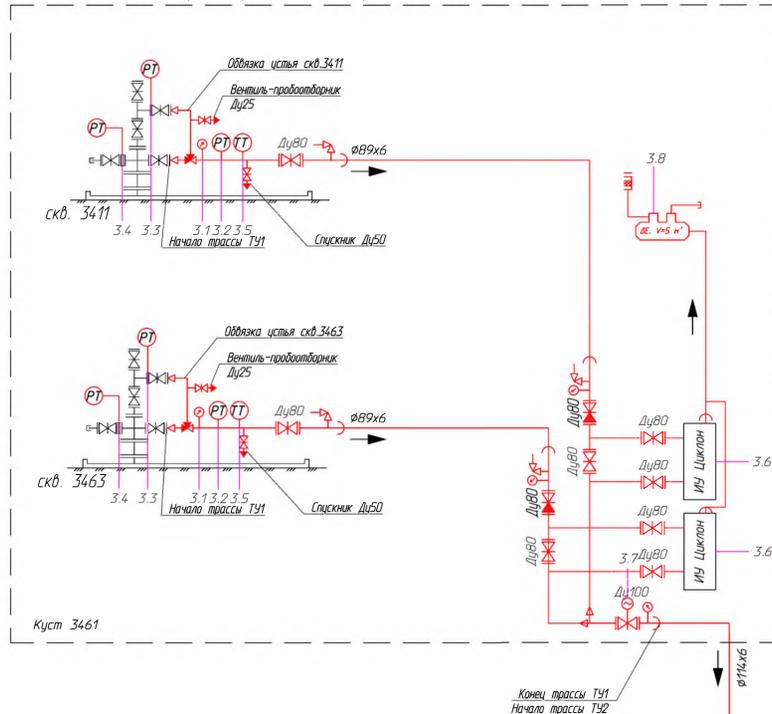
06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г					
"Строительство промысловых трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году"					
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.	Хлопин				06.22
Проверил	Пинежанинова				06.22
Н. контр.	Салдаева				06.22
Ведомость документов графической части				Стадия	Лист
				П	1
ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"					

Схема линейного объекта и схема автоматизации. Нефтедоборные коллекторы и выкидные линии

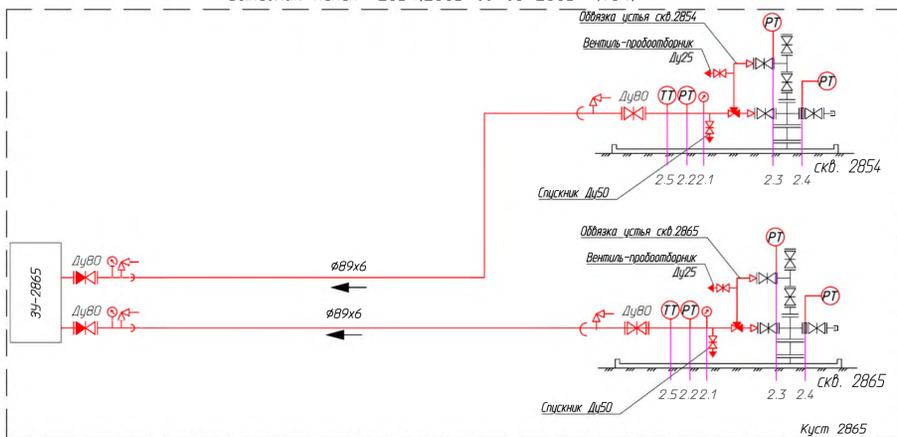
Выкидная линия "к. 275 до УЗ-12 (ТУ3)



Выкидная линия "скв. 34.11, 34.63 до 3У к.3461" (ТУ1)
Нефтедоборный коллектор "к.3461 до УЗ к.225" (ТУ2)

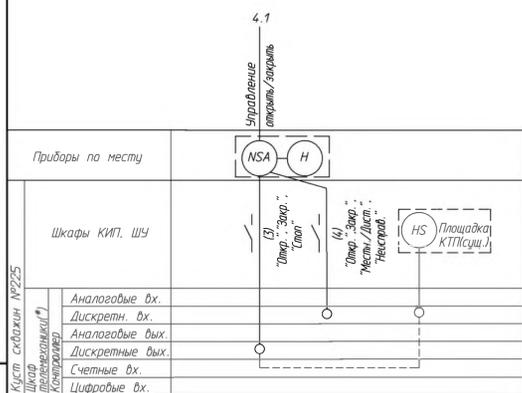
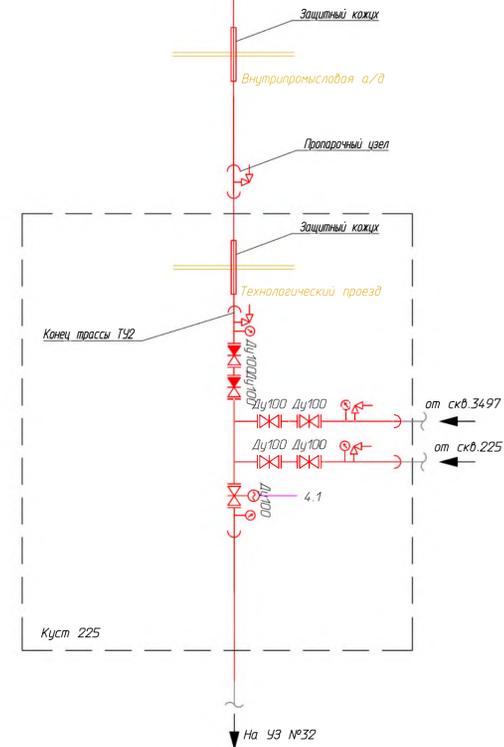


Выкидная линия "2854,2865 до 3У-2865" (ТУ4)



Условные обозначения

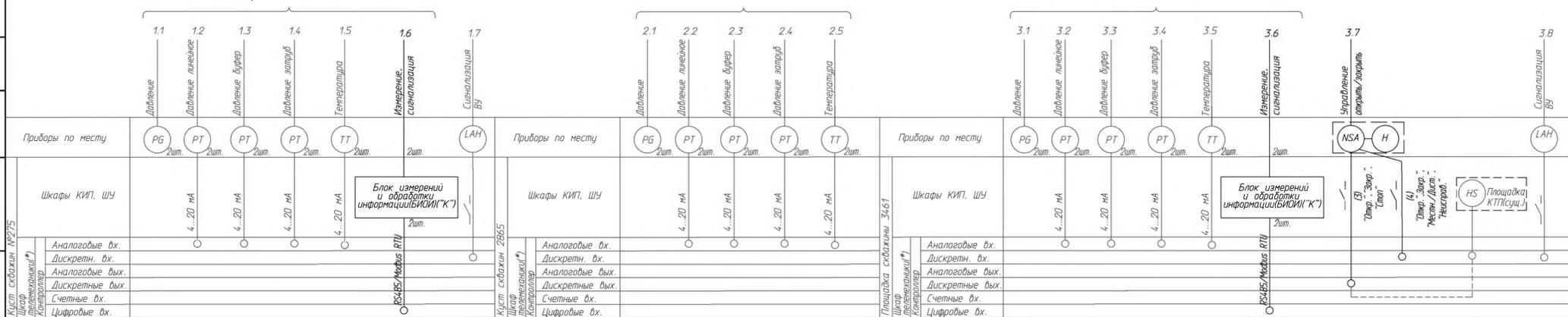
Обозначение	Наименование
	Проектируемый нефтепровод
	Задвижка клиновья
	Затвор обратный
	Спускник
	Манометр
	Вентиль угловой специальный
	Клапан обратный триниковый
	Задвижка клиновья электроприводная
	Переход
	Датчик давления
	Датчик температуры



Добывающая скважина №275

Добывающие скважины №№ 2854, 2865

Добывающие скважины №№ 3411, 3463

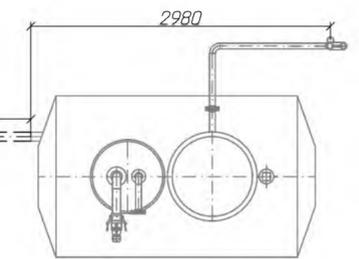
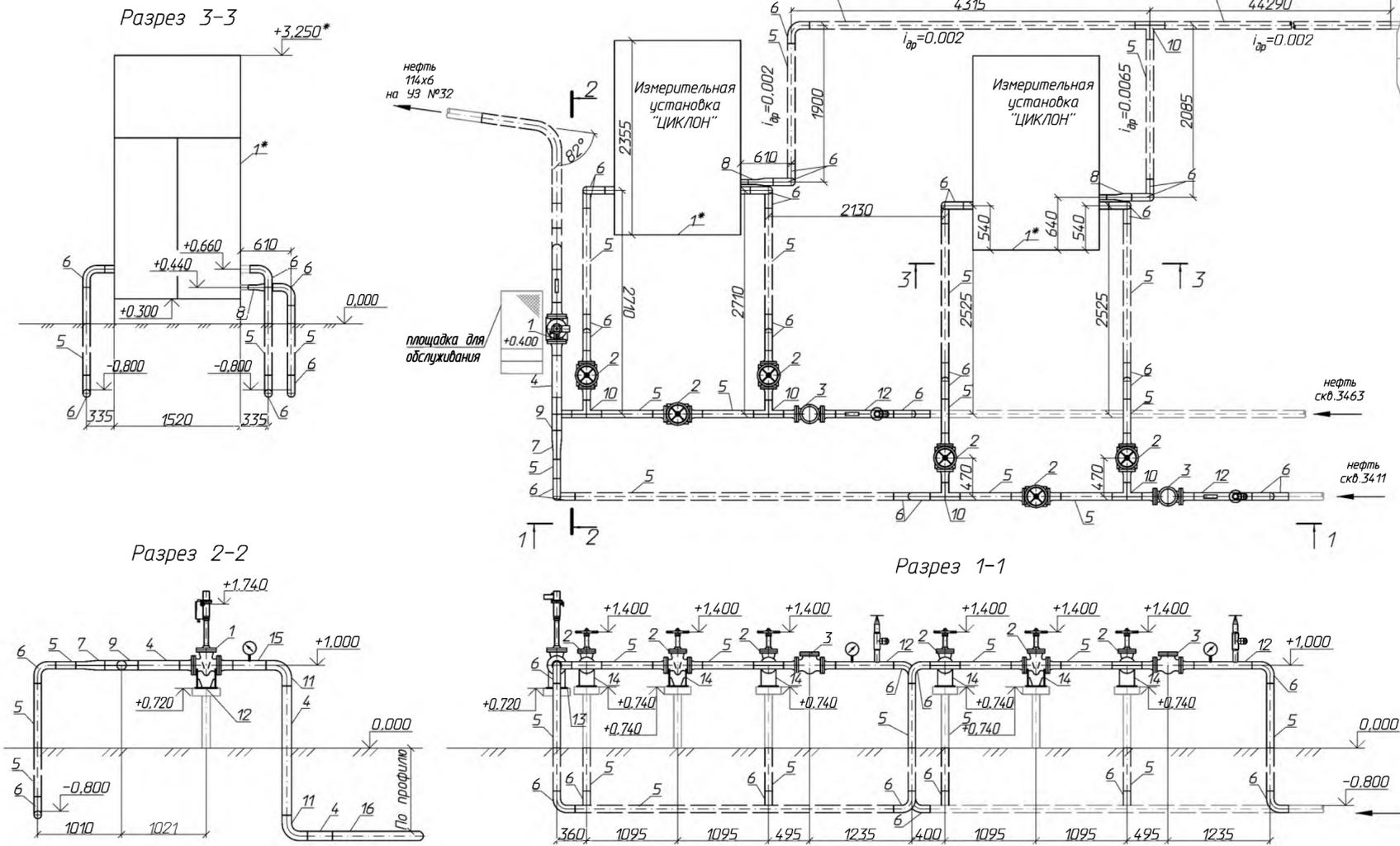


1. Условные обозначения средств автоматизации выполнена по пособию к ГОСТ 2140В-93 РМ4-2-96; по ГОСТ 2120В-2013.
2. "К" - поставляется в комплекте ИУ.
3. "*" - существующее оборудование.

06-01-НИПИ/2021-ТКР.Г1				
Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году				
Изм.	Колуч.	Лист	Док.	Подпись
Разработано	Модоселова	06.22		
Проверено	Плеханкина	06.22		
Н. контр.	Салдаева	06.22		
Схема линейного объекта и схема автоматизации. Нефтедоборные коллекторы и выкидные линии				Страница 1

Узел подключения к измерительной установке
Выкидная линия "скв.3411, 3463 до ЗУ к.3461"
Нефтедоборный коллектор "к.3461 до УЗ к.225"

План



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
15		Спецдеталь Ду100, L=400 мм для установки манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	
16		Отвод ОГ82°-114(6K48)-4.0-0.5-3.5DN-1000/1000-УХЛ-С-1 ст.20А	1	32.0	
17		Измерительная установка Циклон 120-4.0	2	2370	

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновья, без КОФ, с выдвигным шпинделем, с электроприводом во взрывозащищенном исполнении, Ду 100 мм, Ру=4.0 МПа	1	65.0	вес без эл/привода
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 100 мм, Ру=4.0 МПа	2		
2		Задвижка клиновья, без КОФ, Ду 80 мм, Ру=4.0 МПа	6	44.0	
3		Затвор обратный, без КОФ Ду 80 мм, Ру=4.0 МПа	2	41.0	
3.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80 мм, Ру=4.0 МПа	16		
4		Труба стальная из стали 20А бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
4		114x6-20А	3.0	16.0	
5		89x6-20А	138.0	12.3	
6		Детали из стали 20А с приварными катушками 100мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
6		Отвод ОКШ90°-89(6K48)-4.0-0.5-УХЛ-С-1	31	4.8	вес с катушками
7		Переход ПШК114(6K48)x89(6K48)-4.0-0.5-УХЛ-С-1	1	4.2	вес с катушками
8		Переход ПШК-89(6K48)x57(4K48)-4.0-0.5-УХЛ-С-1	2	2.6	вес с катушками
9		Тройник ТШ114(6K48)x89(6K48)-4.0-0.5-УХЛ-С-1	1	8.8	вес с катушками
10		Тройник ТШ89(6K48)-4.0-0.5-УХЛ-С-1	5	5.7	вес с катушками
11		Отвод ОКШ90°-114(6K48)-4.0-0.5-УХЛ-С-1	2	7.0	вес с катушками
12		Спецдеталь Ду80, L=700 мм для установки манометра и ВУС с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	2	-	
13	06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г11	Опора под задвижку Ду100	1	14.3	
14	06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г11	Опора под задвижку Ду80	6	12.3	

- Узел подключения к измерительной установке расположен в конце трассы выкидной линии "скв.3411,3463 до ЗУ к.3461";
- Узел подключения к измерительной установке расположен на ПК0+00 нефтедоборного коллектора "к.3461 до УЗ к.225"
- Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами ТИАЛ-МВО.
- Арматуру фланцевую и надземную часть узла теплоизолировать в трассовых условиях.
- Арматура и манометр показаны схематично.
- Теплоизоляция условно не показана.
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной биметаллической втулки;
- Строительные конструкции опор под трубопровод представлены в части конструктивных решений 06-01-НИПИ/2021-ТКР2.
- Количество материалов (поз.5, 6) дана с учетом подключения от скв.3411, 3463.

06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г2

"Строительство промысловых трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Коврижных			11.21	П	1	1
Проверил		Лихачанова			11.21			
Н. контр.		Салдаева			11.21			

Узел подключения к измерительной установке. Выкидная линия "скв.3411, 3463 до ЗУ к.3461". Нефтедоборный коллектор "к.3461 до УЗ к.225". План. Разрезы 1-1 - 3-3

Пропарочный узел.
Нефтедоборный коллектор "к. 3461 до Уз к. 225".

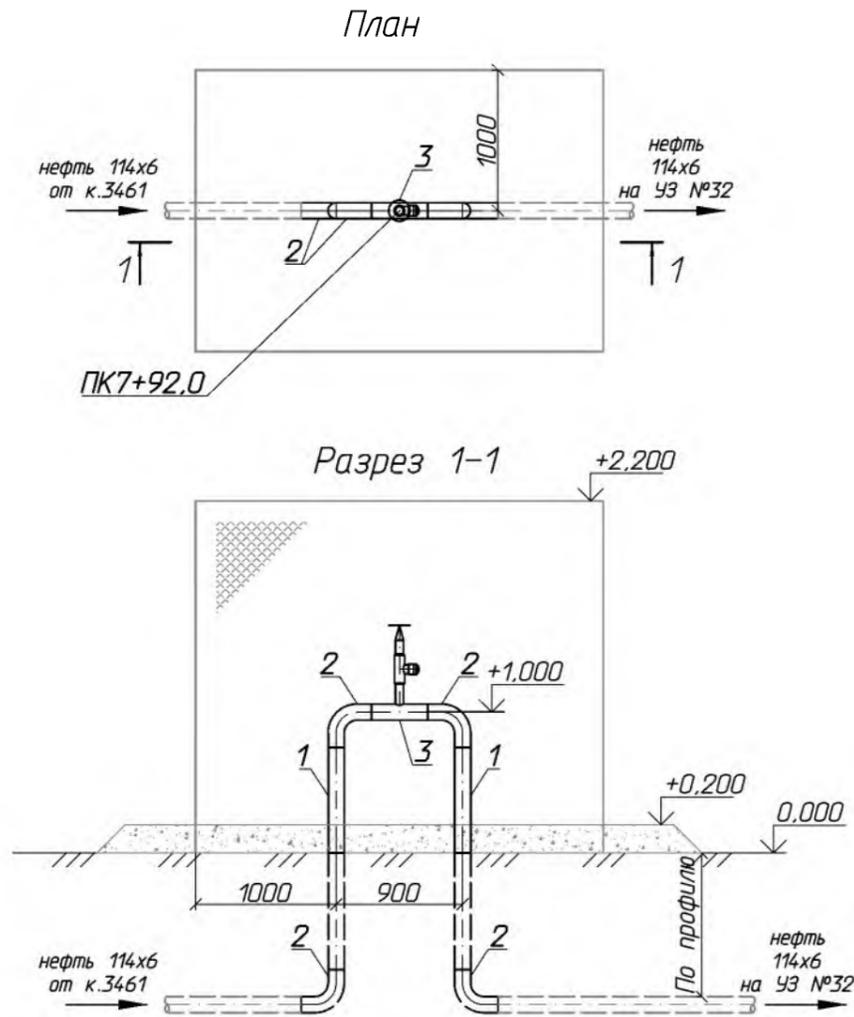


Рис.1 (поз.4)



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
	ТУ 1317-006.1-593377520-2003	Труба стальная из стали 20А бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
1	ТУ 1390-003-52534.308-2013	114х6-20А	3	16,0	
	ТУ 1390-001-52534.308-2013	Детали из стали 20А с приварными катушками 100мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
2	ТУ 1468-004-922614.06-2015	Отвод ОКШ90°-114(6К48)-4.0-0.5-УХЛ-С-1	4	7,0	вес с катушками
	ТУ 1469-003-05777029-2010	Спецдеталь Ду100, L=400 мм для установки ВУС с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	
3					
4	Лист Б-ПН-2 ГОСТ 19903-2015 Всп3сп ГОСТ 16523-97	Пластина 900х600	1	8,5	

- Пропарочный узел расположен на ПК7+92 нефтедоборного коллектора "к.3461 до Уз к.225".
- Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами ТИАЛ-М80.
- Арматуру фланцевую и надземную часть узла теплоизолировать в трассовых условиях.
- Арматура и манометр показаны схематично.
- Теплоизоляция условно не показана.
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной биметаллической втулки.
- Строительные конструкции опор под трубопровод представлены в части конструктивных решений 06-01-НИПИ/2021-ТКР2.

06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г3					
"Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году"					
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Коврижных			11.21
Проверил		Пинежанинова			11.21
Н. контр.		Салдаева			11.21
				Стадия	Лист
				П	1
				Пропарочный узел. Нефтедоборный коллектор "к. 3461 до Уз к. 225". План. Разрез 1-1	
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

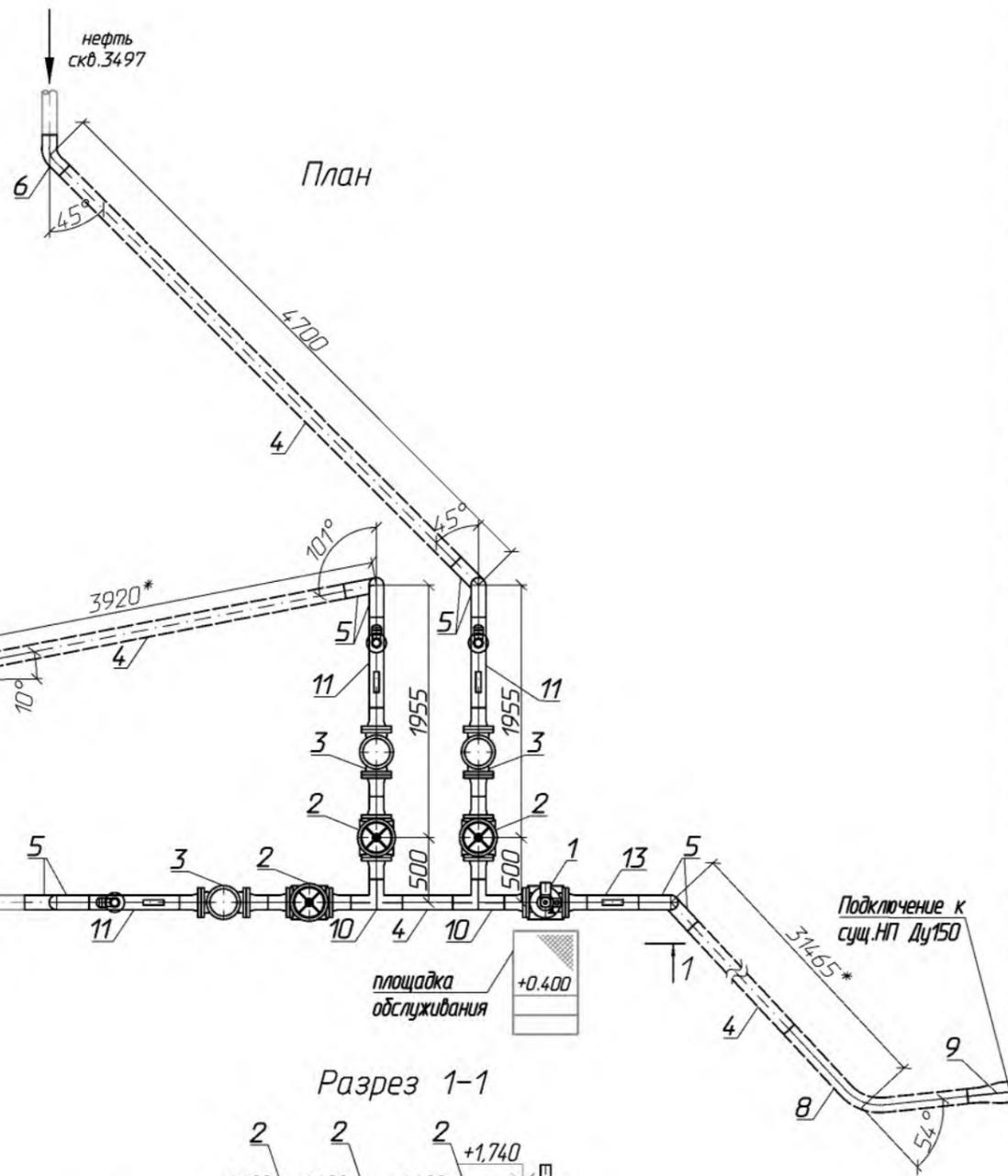
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл

Узел переключения трубопроводов
от скважин №3497, 225.
Нефтеборный коллектор "к. 3461 до Уз к. 225".



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

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновья, без КОФ, с выдвигным шпинделем, с электроприводом во взрывозащищенном исполнении, Ду 100 мм, Ру=4,0 МПа	1	65,0	вес без эл/привода
2		Задвижка клиновья, без КОФ, Ду 100 мм, Ру=4,0 МПа	3	65,0	
3		Затвор обратный Ду 100 мм, Ру=4,0 МПа	3	56,0	
3.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 100 мм, Ру=4,0 МПа	14		
4		Труба стальная из стали 20А бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием 114x6-20А	51,0	16,0	
5		Детали из стали 20А с приварными катушками 100мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
5		Отвод ОКШ90°-114(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	8	7,0	вес с катушками
6		Отвод ОКШ45°-114(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	1	3,5	вес с катушками
7		Отвод ОГ 10°-114(6К48)-4,0-0,5-3.5DN-700/700-УХЛ-С-1 ст.20А	1	22,4	
8		Отвод ОГ 54°-114(6К48)-4,0-0,5-3.5DN-850/850-УХЛ-С-1 ст.20А	1	27,2	
9		Переход ПШК-159(6К48)-114(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	1	7,8	вес с катушками
10		Тройник ТШ114(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	2	9,2	вес с катушками
11		Спецдеталь Ду100, L=700 мм для установки манометра и ВУС с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	3	-	
12	06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г11	Опора под задвижку Ду100	4	14,3	
13		Спецдеталь Ду100, L=400 мм для установки манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	

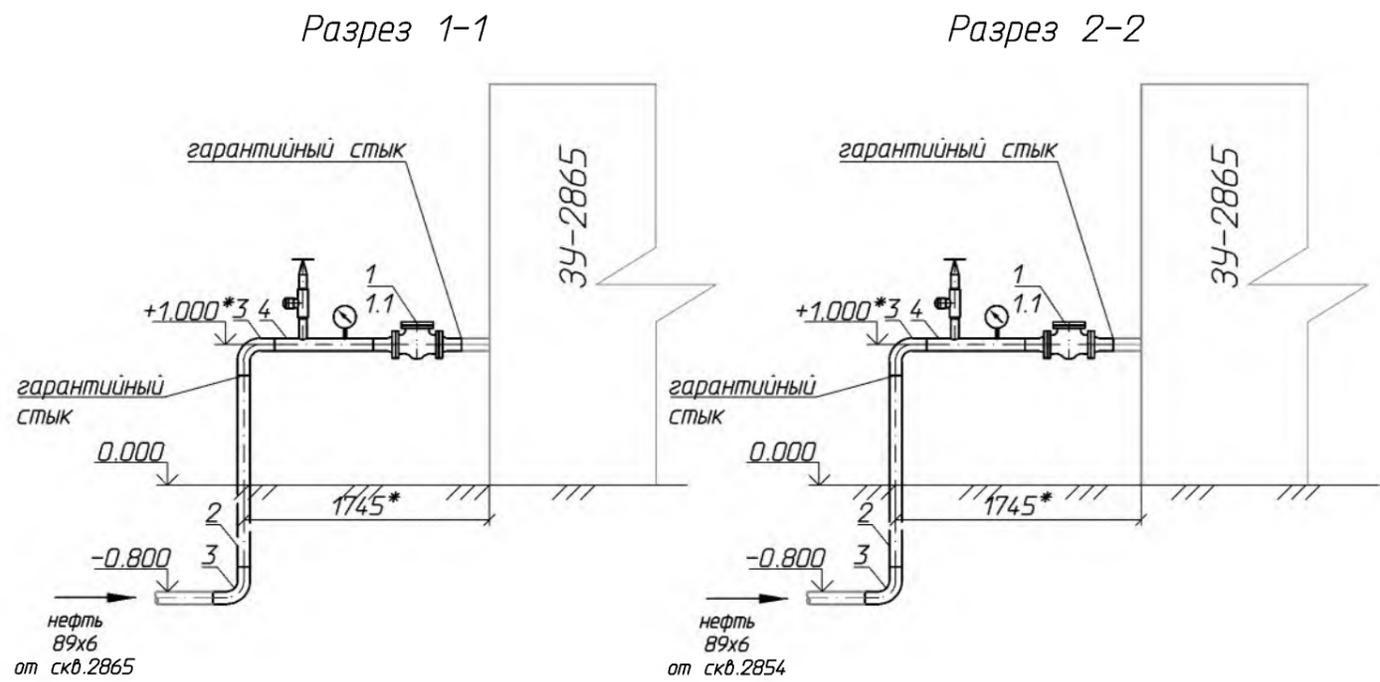
- Узел переключения трубопроводов от скважин №3497,225 расположен на ПК11+83,7 нефтеборного коллектора "к.3461 до Уз к.225";
- Теплоизоляция условно не показана;
- Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами ТИАЛ-М80;
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки;
- Строительные конструкции опор под трубопровод представлены в части конструктивных решений 06-01-НИПИ/2021-ТКР2;
- * - размер уточнить по месту.

06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г4

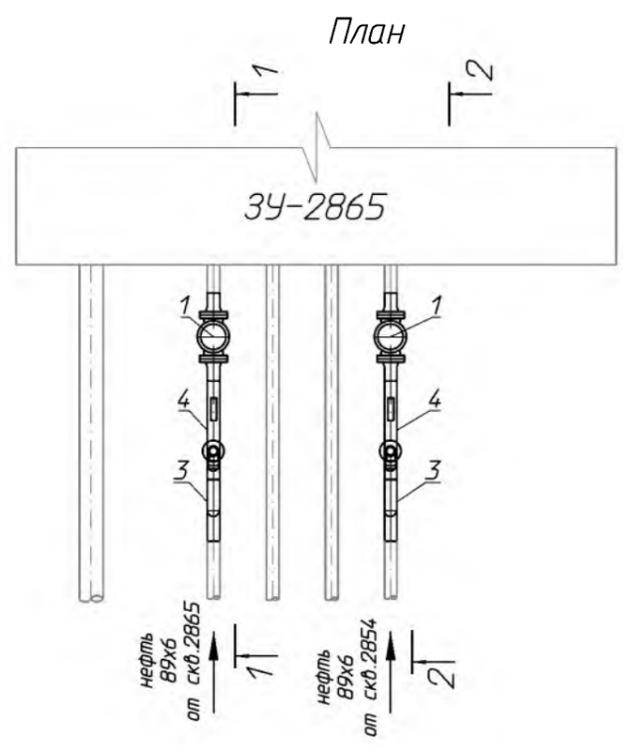
"Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году"							
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата		
Разраб.		Коврижных			11.21		
Проверил		Пинежанинова			11.21		
Н. контр.		Салдаева			11.21		
Узел переключения трубопроводов от скважин №3497, 225. Нефтеборный коллектор "к. 3461 до Уз к. 225". План. Разрез 1-1					Стадия	Лист	Листов
					П		1
					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		

Узел подключения к 3У-2865.
Выкидная линия "скв.2854, 2865 до 3У-2865".

Спецификация



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Затвор обратный без КОФ Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	2	41,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	4		
2		Труба стальная из стали 20А бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием	255	12,3	
3		89х6-20А			
3		Детали из стали 20А с приварными катушками 100мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием	10	4,8	вес с катушками
4		Отвод ОКШ90°-89(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	2	-	
4		Спецдеталь Ду80, L=700 мм для установки манометра и ВУС с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	2	-	



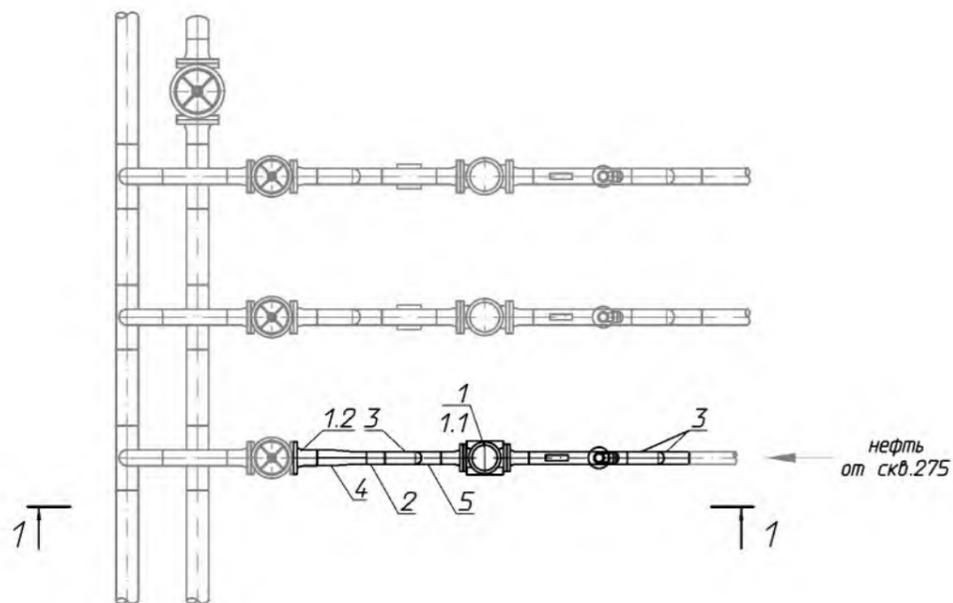
1. Узел подключения к 3У-2865 расположен в конце выкидной линии "скв.2854, 2865 до 3У-2865"
2. Теплоизоляция условно не показана;
3. Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами ТИАЛ-М80;
4. Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной биметаллической втулки;
5. Строительные конструкции опор под трубопровод представлены в части конструктивных решений 06-01-НИПИ/2021-ТКР2;
6. * - размер уточнить по месту.
7. Количество материалов (поз.2, 3) дана с учетом подключения от скв.2854, 2865.

06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г5					
"Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году"					
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Коврижных			06.22
Проверил		Пинежанинова			06.22
Н. контр.		Салдаева			06.22
Узел подключения к 3У-2865. Выкидная линия "скв.2854, 2865 до 3У-2865". План. Разрезы 1-1, 2-2				Стадия	Лист
				П	1
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

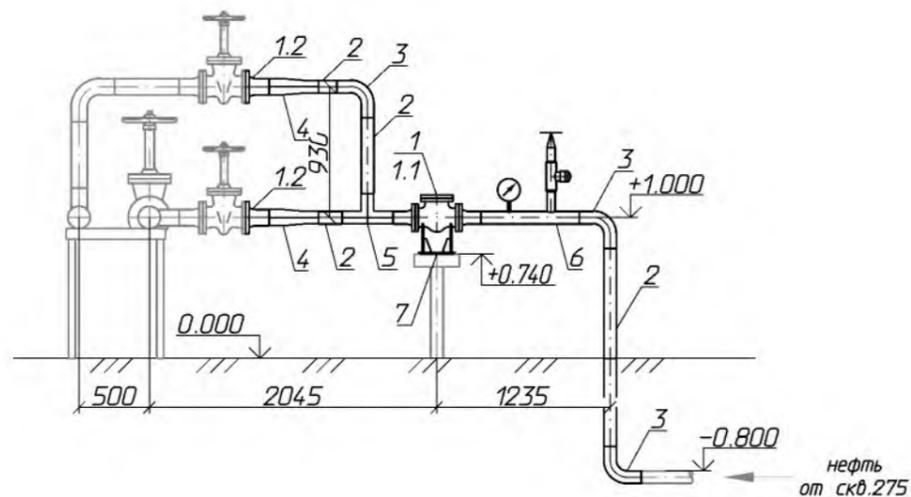
Согласовано	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Узел подключения к УЗ-12.
Выкидная линия "к. 275 до УЗ-12"

План



Разрез 1-1



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Затвор обратный Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	1	41,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	2		
1.2		Спецдеталь для ЗРА Ду 100 мм, Ру=4,0 МПа	2		
2		Труба стальная из стали 20А бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
		89х6-20А	3,0	12,3	
3		Отвод ОКШ90°-89(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	3	4,8	вес с катушками
4		Переход ПШК114(6К42)х89(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	2	4,2	вес с катушками
5		Тройник ТШ89(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	1	5,7	вес с катушками
6		Спецдеталь Ду80, L=700 мм для установки манометра и ВУС с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	
7	06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г11	Опора под задвижку Ду80	1	12,3	

1. Узел подключения к УЗ-12 расположен в конце трассы выкидной линии "к.275 до УЗ-12";
2. Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами ТИАЛ-М80.
3. Арматуру фланцевую и надземную часть узла теплоизолировать в трассовых условиях.
4. Арматура и манометр показаны схематично.
5. Теплоизоляция условно не показана.
6. Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной биметаллической втулки;
7. Строительные конструкции опор под трубопровод представлены в части конструктивных решений 06-01-НИПИ-2021-ТКР2.

06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г6

"Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году"

Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Коврижных			11.21	П		1
Проверил		Пинежанинова			11.21			
Н. контр.		Салдаева			11.21	Узел подключения к УЗ-12. Выкидная линия "к. 275 до УЗ-12". План. Разрез 1-1.		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Согласовано

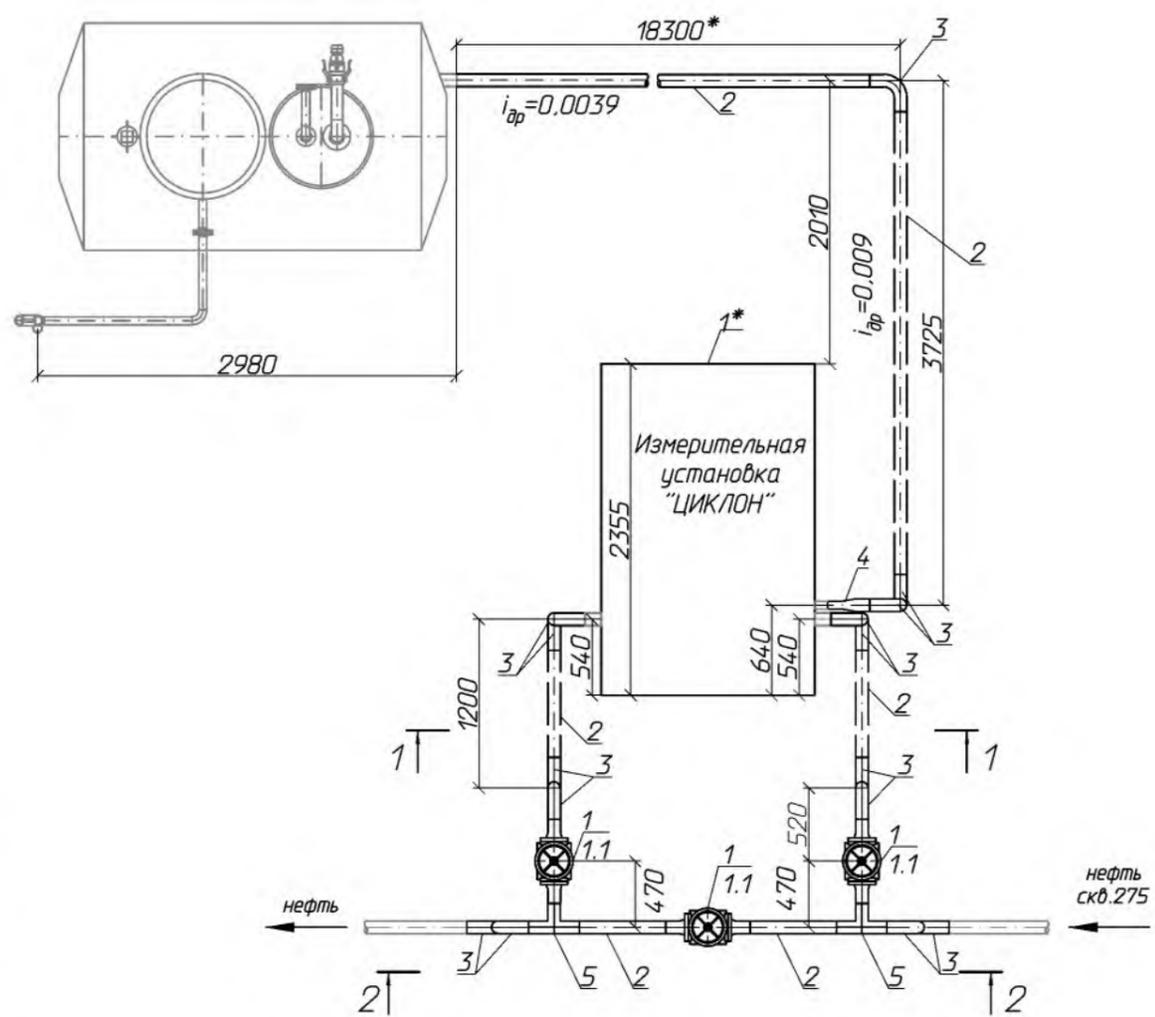
Взам. инв. №

Подпись и дата

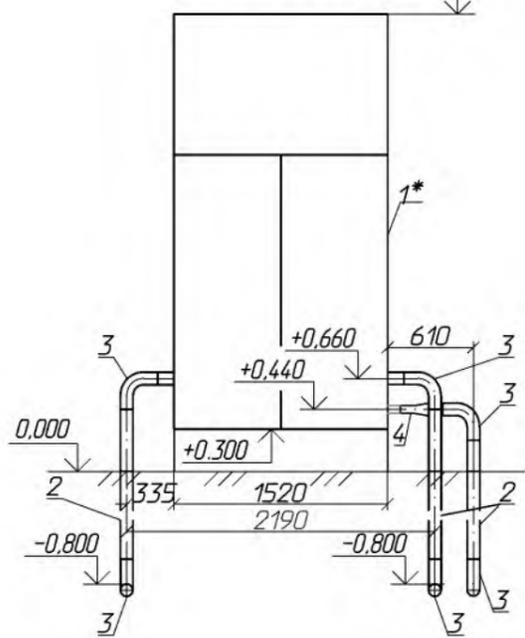
Инв. № подл

Узел подключения к измерительной установке. Выкидная линия "к. 275 до УЗ-12"

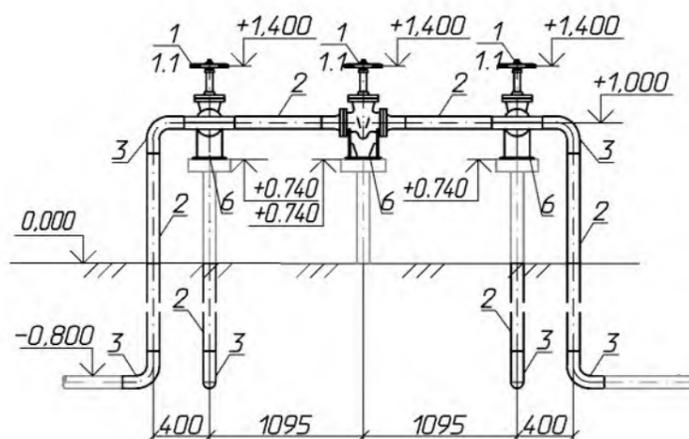
План



Разрез 1-1 +3.250*



Разрез 2-2



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1*		Измерительная установка Циклон 120-4.0	1	2370	
1		Задвижка клиновья, без КОФ, Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	3	44,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	6		
2		Труба стальная из стали 20А бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием 89х6-20А	162,0	12,3	
3		Отвод ОКШ90°-89(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	17	4,8	вес с катушками
4		Переход ПШК-89(6К48)х57(4К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	1	2,6	вес с катушками
5		Тройник ТШВ9(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	2	5,7	вес с катушками
6	06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г11	Опора под задвижку Ду80	3	12,3	
7		Отвод 0Г80°-89(6К48)-4,0-0,5-5DN-1000/1000-УХЛ-С-1, с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием	1	22,9	вес с катушками

1. Узел подключения к измерительной установке расположен по трассе выкидной линии "к.275 до УЗ-12";
2. Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами ТИАЛ-М80.
3. Арматуру фланцевую и надземную часть узла теплоизолировать в трассовых условиях.
4. Арматура и манометр показаны схематично.
5. Теплоизоляция условно не показана.
6. Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной биметаллической втулки;
7. Строительные конструкции опор под трубопровод представлены в части конструктивных решений 06-01-НИПИ-2021-ТКР2.
8. Размеры "*" уточнить по месту.
7. Количество материалов (поз.2, 3, 7) дана с учетом подключения от обвязки скв.275 до узла подключения к УЗ-12.

06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г7

"Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году"

Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.				Коврижных	11.21	П		1
Проверил				Пинежанинова	11.21			
Н. контр.				Салдаева	11.21	Узел подключения к измерительной установке. Выкидная линия "к. 275 до УЗ-12". План. Разрез 1-1		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

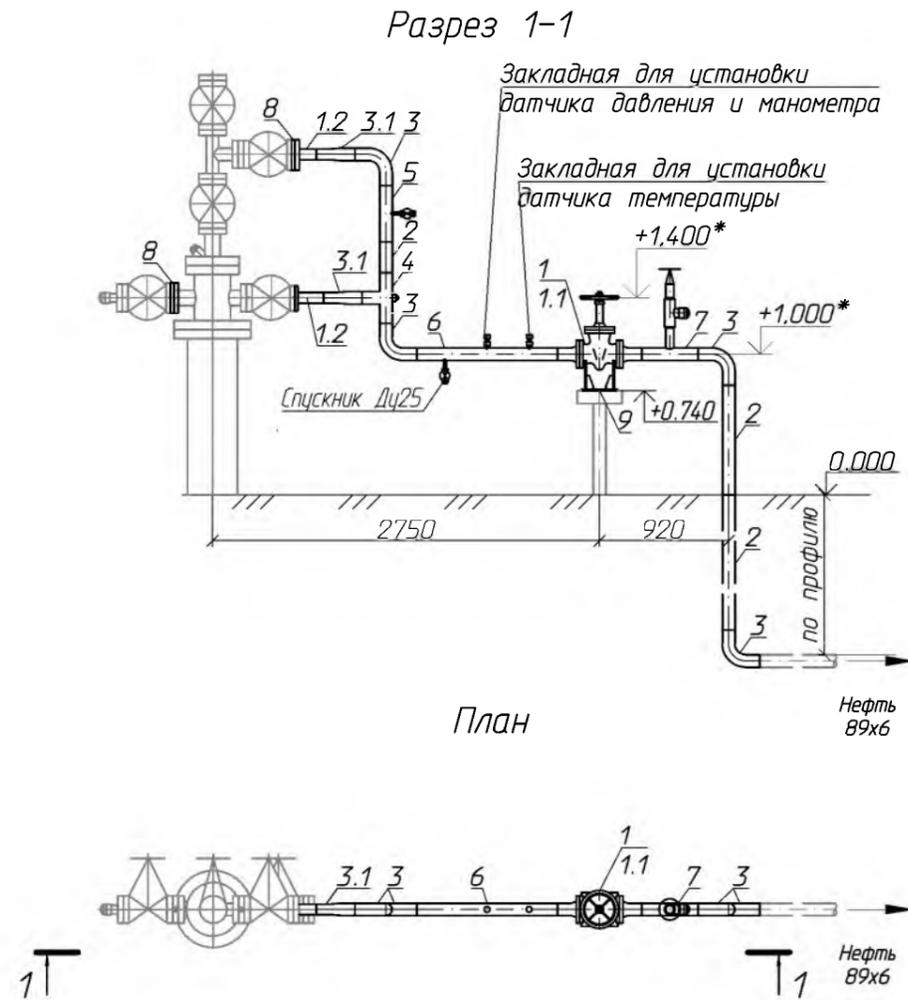
Согласовано

Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв.№ подл

Узел обвязки добывающей скважины



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновая без КОФ Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	1	44,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	2		
1.2		Спецдеталь для ЗРА Ду 65 мм, Ру=4,0 МПа	2		
2		Труба стальная из стали 20А бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
2		89x6-20А	2,0	12,3	
3		Детали из стали 20А с приварными катушками 100мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
3		Отвод ОКШ90°-89(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	4	4,8	вес с катушками
3.1		Переход ПШК89(6К48)x76(5К48)-4,0-0,75-УХЛ-С-1	2	3,0	вес с катушками
4		Обратный клапан тройниковый приварными катушками 100мм	1	-	
5		Спецдеталь Ду80, L=400 мм для установки вентиля прободоотборного с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	
6		Спецдеталь Ду80, L=1000 мм для установки клапана запорного, манометра, датчика давления и температуры с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1		
7		Спецдеталь Ду80, L=400 мм для установки ВУС с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	
8		Закладная конструкция для установки датчика давления	2	-	
9	06-01-НИПИ/2021-ТКР.Г11	Опора под задвижку Ду80	1	12,3	

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл

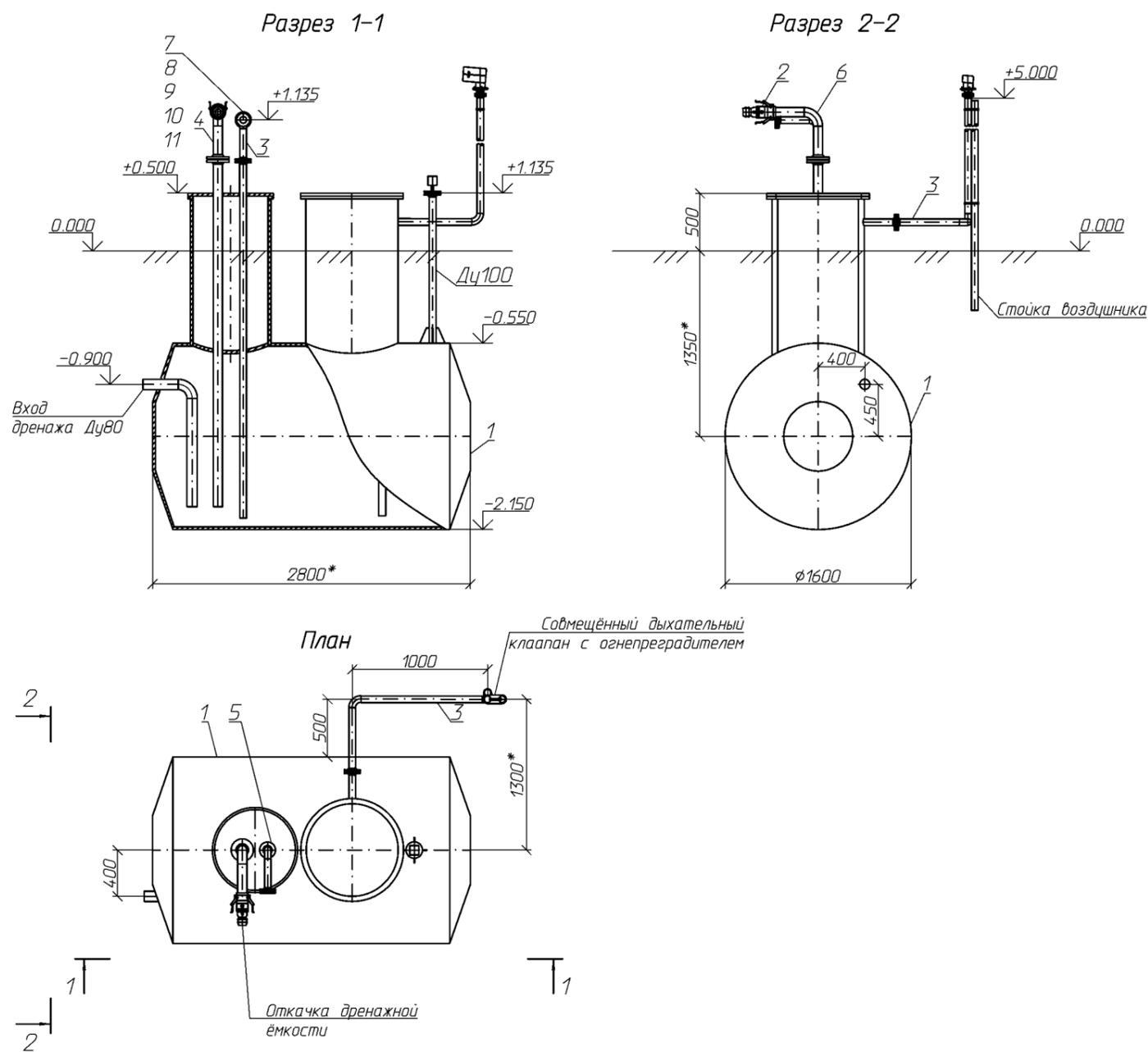
- Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами ТИАЛ-М80.
- Арматуру фланцевую и надземную часть узла теплоизолировать в трассовых условиях.
- Арматура и манометр показаны схематично.
- Теплоизоляция условно не показана.
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
- Строительные конструкции опор под трубопровод представлены в части конструктивных решений 06-01-НИПИ-2021-ТКР2.
- Размеры "*" уточнить по месту.

06-01-НИПИ/2021-ТКР.Г8

"Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Коврижных			11.21	П		1
Проверил		Пинежанинова			11.21			
Н. контр.		Салдаева			11.21	Узел обвязки добывающей скважины. План. Разрез 1-1		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Дренажная емкость V=5 м³



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Ёмкость подземная дренажная V=5 м³ ЕП-5-1600-1050-3 в комплекте с клапаном дыхательным механическим со встроенным огнепреградителем	1	2300	
2		Муфта "Сухого разъёма"	1	13	
3	Труба 57x4/20А	Труба стальная бесшовная	7,0	5,2	м
4	Труба 89x5/20А	Труба стальная бесшовная	1,0	10,4	м
5		Отвод ОКШ90°-57(4К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	3	0,7	
6		Отвод ОКШ90°-89(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	1	1,9	
7		Заглушка 1-50-40-20А	1	2,2	
8		Шпилька АМ16х90 14Х17Н2	4	0,13	
9		Гайка АМ16 14Х17Н2	8	0,04	
10		Прокладка А-50-40 ПОН	1	0,03	
11		Фланец 2-50-40 ст.09Г2С	1	2,8	
Материалы					
		Грунтовка полиуретановая	1,3		кг
		Эмаль полиуретановая	0,48		кг
		Эмаль акрилуретановая	0,46		кг

Примечание - Количество изделий и материалов в спецификации представлено на одну ёмкость

- Расположение дренажной емкости см. 06-01-НИПИ-2021-ТКР.Г2 и 06-01-НИПИ-2021-ТКР.Г7;
- Надземную часть узла необходимо покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м². (площадь окраски составляет 2,2 м²)
- Стойка воздушника представлена в части архитектурно-строительных решений 06-01-НИПИ/2021-ТКР.Г11

06-01-НИПИ/2021-ТКР.Г9

"Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году"

Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Коврижных			11.21	Р	5	
Проверил		Пинеханинова			11.21			
Н. контр.		Салдаева			11.21	Дренажная емкость V=5 м³. План. Разрезы 1-1, 2-2		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Согласовано

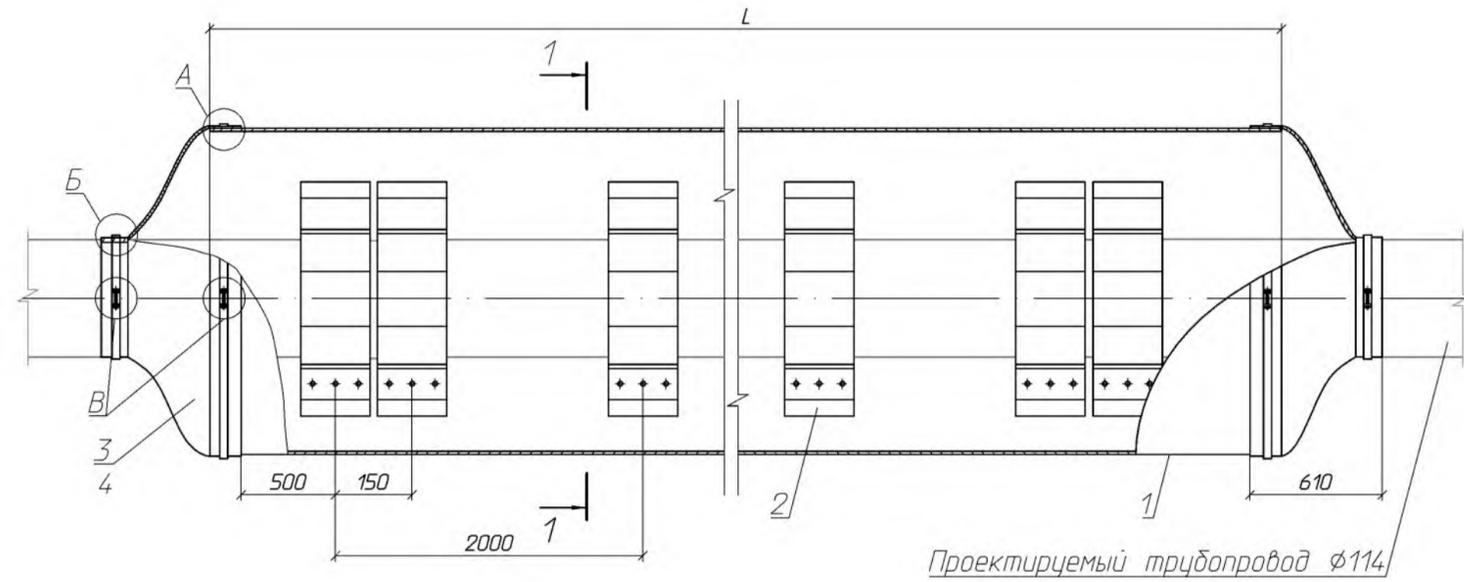
Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл

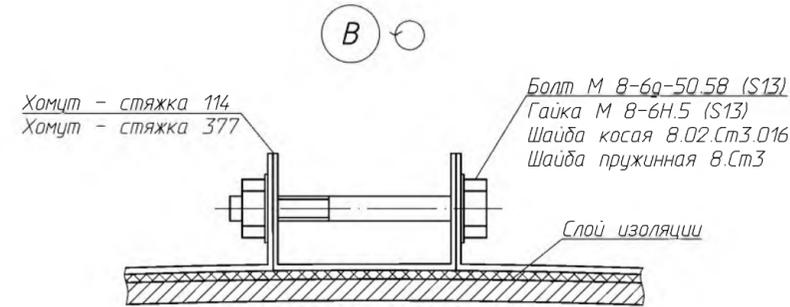
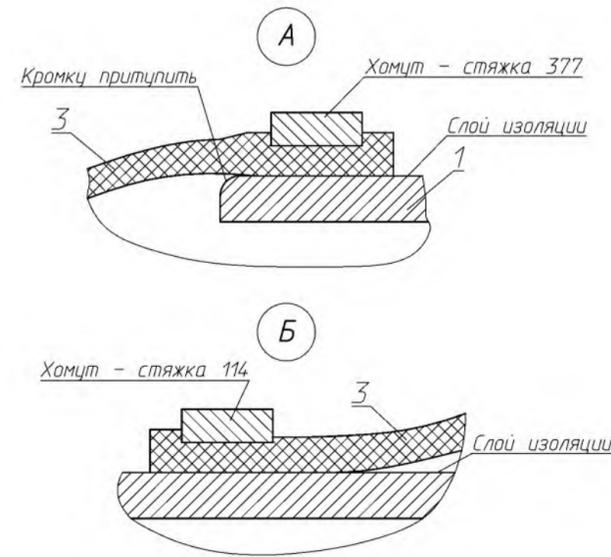
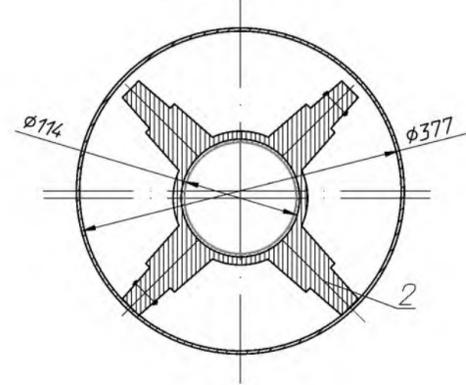
Конструкция подземного защитного кожуха Ду350

Общий вид



Проектируемый трубопровод $\phi 114$

Разрез 1-1



1. Наружную кромку на защитных кожухах притупить.
2. Кольцо предохранительное установить на монтажный коврик, выполненный из двух слоев защитной обертки "Полилен 0Б-40-63".

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	Труба 377x10 ГОСТ 10704-91 Ст3 ГОСТ 10705-80	Труба стальная электросварная прямошовная с заводским трехслойным покрытием	50	90.5	м
2		Кольцо диэлектрическое полиуретановое "Спейсер-Номинал-114"	30	-	комплект
3		Укрытие защитное манжет герметизирующее УЗМГ 114/377	4	-	комплект
4		Манжета защитная герметизирующая МЗПТ 114/377 в комплекте со стяжными хомутами и метизами	2	-	комплект
Материалы					
		Обертка "Полилен 40-0Б-63"	3.0		кг

Примечание - Количество изделий и материалов в спецификации представлено на 2 защитных кожухов

Параметры защитных кожухов

Название дороги (коммуникации)	Параметры проектируемого кожуха			
	L, м	Границы кожуха	Кол. колец спейсеров, шт.	Тип покрытия
Нефтебóрный коллектор "к. 3461 до УЗ к. 225"				
Внутрипромысловая а/д ПК1+27,6	29	ПК1+15.5-ПК1+44.5	17	Заводское изоляционное покрытие
Технологический проезд	21	ПК11+50.0-ПК11+71.0	13	Заводское изоляционное покрытие

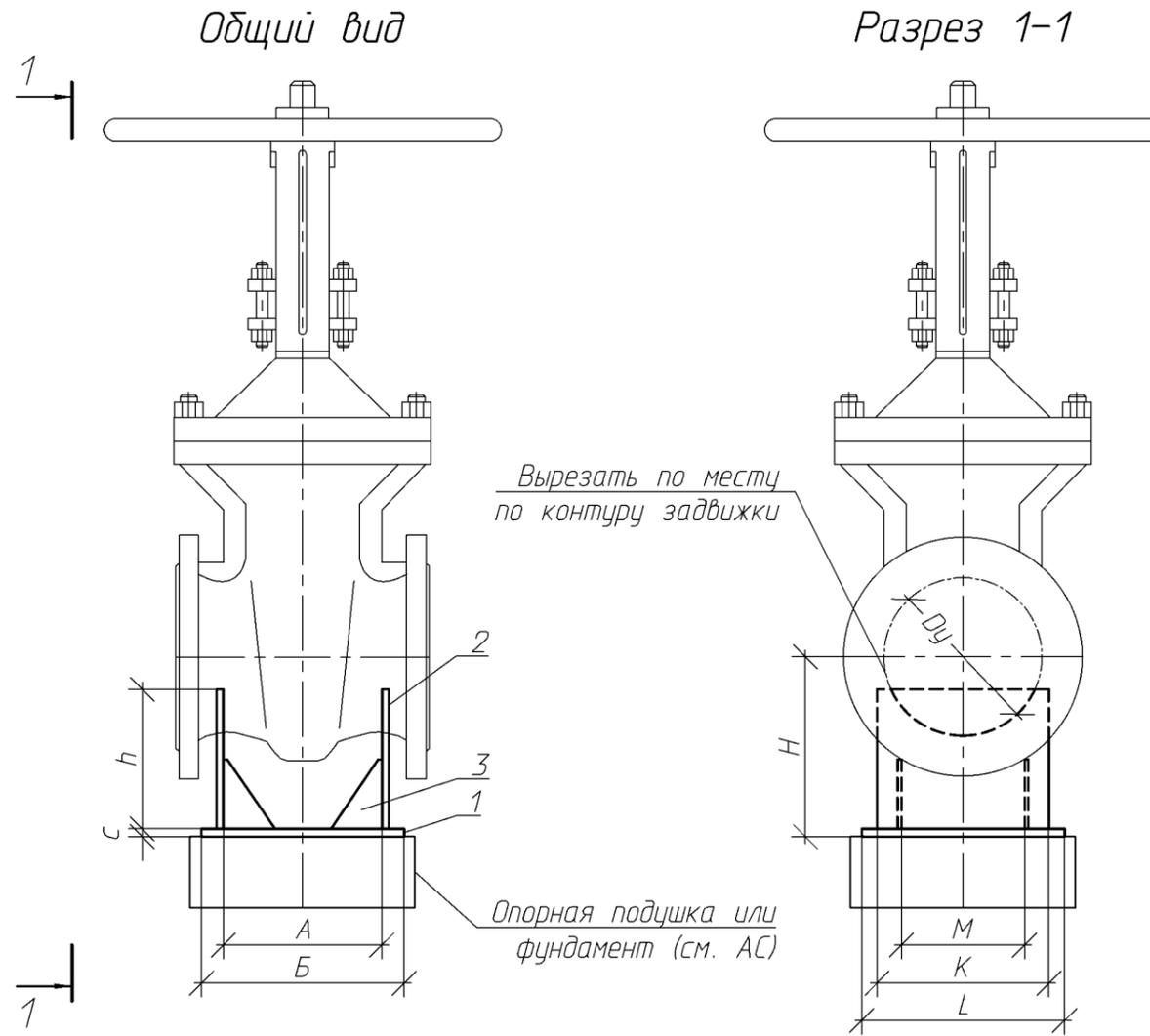
06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г10

"Строительство промысловых трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Хлопин			11.21	П		1
Проверил		Пинежанинова			11.21			
Н. контр.		Салдаева			11.21	Конструкция подземного защитного кожуха Ду350. Общий вид. Разрез 1-1		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Опора под клиновую задвижку

Спецификация



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Опора под задвижку Ду80		12.3	
1	Лист Б-ПН-10 ГОСТ 19903-2015	Основание 260x240x10	1	4.9	
2	09Г2С ГОСТ 19281-2014	Косынка 205x180x10	2	2.9	
3		Редеро 100x50x10	4	0.4	
		Опора под задвижку Ду100		14.3	
1	Лист Б-ПН-10 ГОСТ 19903-2015	Основание 280x160x10	1	5.7	
2	09Г2С ГОСТ 19281-2014	Косынка 225x200x10	2	3.5	
3		Редеро 100x50x10	4	0.4	

Конструктивные размеры

Ду	А	Б	С	Н	h	К	Л	М	a	b	c
80	190	260	10	260	205	180	240	80	50	100	10
100	210	280	10	280	225	200	260	100	50	100	10

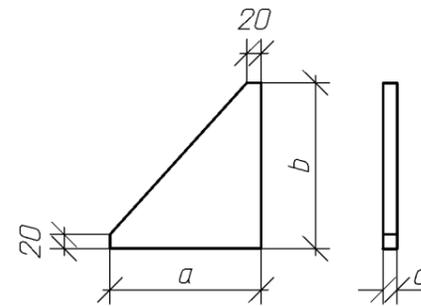
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл

Редеро (поз. 3)



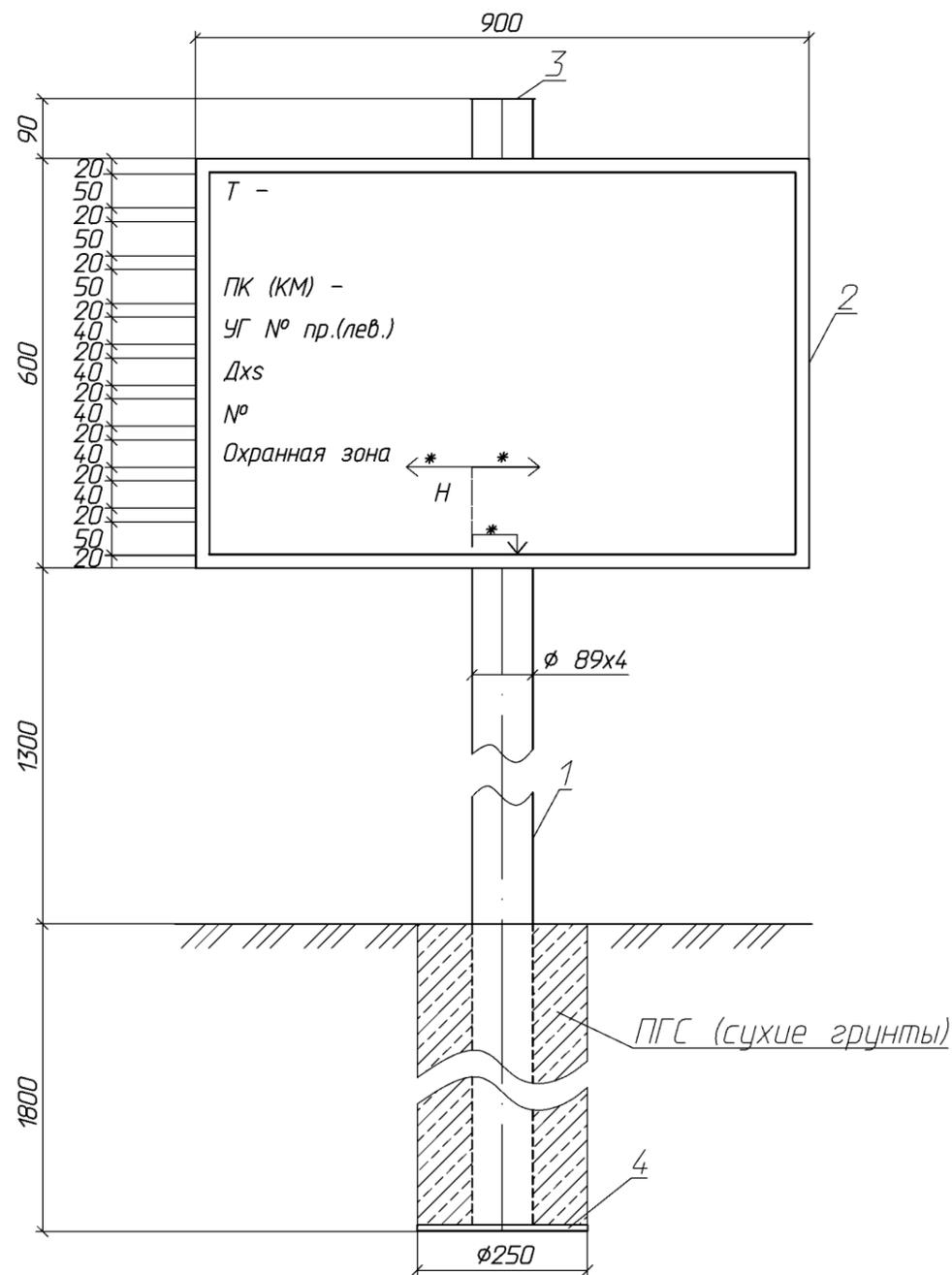
- Конструкция опоры - сварная, катет шва 8 мм. Сварку произвести по ГОСТ 5264-80. Использовать электроды Э-42, ГОСТ 9467-75.
- Материал для изготовления опоры под задвижку - сталь марки 09Г2С ГОСТ 19281-2014.
- Опоры покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м².
- Площадь окрашиваемой поверхности одной опоры под задвижку Ду80 - 0,32 м², Ду100 - 0,37 м².
- Количество опор под задвижку Ду80 - 8шт, Ду100 - 1шт.

06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г11

"Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году"

Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Хлопин			06.22	П		1
Проверил		Пинежанинова			06.22			
Н. контр.		Салдаева			06.22	Опора под клиновую задвижку. Общий вид. Разрез 1-1		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Опознавательный знак



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	89x4 ГОСТ 10704-91 В ст10 ГОСТ 10705-80	Труба стальная электросварная прямошовная	3,8	8,38	м. труба II сорта
2	Лист Б-ПН-2 ГОСТ 19903-2015 ВстЗсп ГОСТ 16523-97	Пластина 900x600	1	8,47	
3	Лист Б-ПН-2 ГОСТ 19903-2015 ВстЗсп ГОСТ 16523-97	Заглушка ϕ 90	1	0,13	
4	Лист Б-ПН-2 ГОСТ 19903-2015 ВстЗсп ГОСТ 14637-89	Заглушка ϕ 250	1	2,95	
Материалы					
		Грунтовка полиуретановая	0,79		кг
		Эмаль полиуретановая	0,29		кг
		Эмаль акрилуретановая	0,28		кг

Примечание - Количество изделий и материалов в спецификации представлено на один опознавательный знак

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
Т	Наименование трубопровода
ПК (КМ)	Ликетаж (километраж) трассы
УГ № пр.(лев.)	Информация об угле поворота трассы (номер угла). Величина в градусах и минутах, направление угла: -вправо (пр.), -влево (лев.)
Дхs	Диаметр и толщина стенки трубопровода, мм
№	Номер телефона эксплуатирующей организации
Охранная зона	Расстояние от оси по обе стороны от трубопровода, м
Н	Глубина залегания трубопровода до верхней образующей, м
*	Значение расстояния охранной зоны и глубины залегания трубопровода, м

- Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу на расстоянии не более четырех метров от его оси.
- Опознавательные знаки установить не менее чем через 500 м друг от друга, на углах поворота трассы, на переходе через автодороги с двух сторон, при пересечении водных преград с двух сторон, при пересечении коммуникаций. Всего опознавательных знаков по трассе нефтяного коллектора - 10 шт.
- Окраску надземной части знаков покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м² (площадь окраски 1,9 м²). Изображение наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечатного УФ-принтера. Поясняющие надписи выполнить в соответствии с типовым альбомом цветовых решений объектов ООО "ЛУКОЙЛ-Коми".
- Сверху на трубу (поз. 1 спецификации) приварить заглушку (поз. 3 спецификации). Данную конструкцию покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м², (площадь окраски одной конструкции - 0,01 м²).

06-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г12

"Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году"

Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Хлопин			11.21	П		1
Проверил		Пинежанинова			11.21			
Н. контр.		Салдаева			11.21	Опознавательный знак. Общий вид		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл