



**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 8 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»**

**06-01-НИПИ/2021-ПБ**

**Том 8**



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 8 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»**

**06-01-НИПИ/2021-ПБ**

**Том 8**

Взам. инв. №	Заместитель Генерального директора – Главный инженер		М.А. Желтушко
Подп. и дата	Главный инженер проекта		К. В. Худяев
Инв. № подл.			

Обозначение	Наименование	Примечание
06-01-НИПИ/2021-ПБ.С	Содержание тома 8	1 л.
06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности. Текстовая часть.	45 л.
06-01-НИПИ/2021-ПБ.Г	Графическая часть	7 л.
	Общее количество листов документов, включенных в томе 8	53 л.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

06-01-НИПИ/2021-ПБ-С

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Разраб.	Матус			
Н. контр.	Салдаева			
ГИП	Худяев			

Содержание тома 8

Стадия	Лист	Листов
П		1


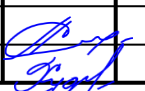

ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»

## Содержание

1	Краткая характеристика проектируемого объекта, его месторасположение и основные технологические процессы.....	3
2	Описание системы обеспечения пожарной безопасности линейного объекта и обеспечивающих его функционирование зданий, строений и сооружений, проектируемых в составе линейного объекта.....	9
2.1	Система предотвращения пожара.....	10
2.2	Система противопожарной защиты.....	11
3	Характеристика пожарной опасности технологических процессов, используемых на линейном объекте.....	15
4	Описание и обоснование проектных решений, обеспечивающих пожарную безопасность линейного объекта.....	18
5	Описание проектных решений по размещению линейного объекта, в том числе зданий, строений и сооружений в его составе, обеспечивающих пожарную безопасность линейного объекта.....	21
6	Описание и обоснование объемно-планировочных и конструктивных решений, степени огнестойкости и класса конструктивной пожарной опасности, предела огнестойкости и класса пожарной опасности строительных конструкций обеспечивающих функционирование линейного объекта зданий, строений и сооружений, проектируемых и (или) находящихся в составе линейного объекта.....	23
7	Перечень мероприятий, обеспечивающих безопасность подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара.....	28
8	Сведения о категории оборудования и наружных установок по критерию взрывопожарной и пожарной опасности .....	32
9	Перечень оборудования, подлежащего защите с применением автоматических установок пожаротушения и автоматической пожарной сигнализации.....	33
10	Описание и обоснование технических систем противопожарной защиты (автоматических систем пожаротушения, пожарной сигнализации, оповещение и управление эвакуацией людей при пожаре, внутреннего противопожарного водопровода, противодымной защиты), описание размещения технических систем противопожарной защиты, систем их управления, а также способа взаимодействия с инженерными системами зданий и оборудованием, работа которого	

Согласовано				
-------------	--	--	--	--

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

<b>06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Матус				
Н. контр.		Салдаева				
ГИП		Худяев				
Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности. Текстовая часть				Стадия	Лист	Листов
				П	1	47
				ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

во время пожара направлена на обеспечение безопасной эвакуации людей, тушение пожара и ограничение его развития, а также порядок работы технических систем (средств) для работы автоматических систем пожаротушения и пожарной техники (при наличии таких систем)..... 34

11 Описание технических решений по противопожарной защите технологических узлов и систем ..... 40

12 Описание организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности линейного объекта, обоснование необходимости создания пожарной охраны объекта, расчет ее необходимости сил и средств..... 42

13 Определение пожарных рисков угрозы жизни и здоровью людей, уничтожения имущества (расчет пожарных рисков не требуется при выполнении обязательных требований пожарной безопасности, установленных техническими регламентами, и выполнения в добровольном порядке требований нормативных документов по пожарной безопасности) ..... 45

Библиография ..... 46

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т	Лист
								2
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

# 1 Краткая характеристика проектируемого объекта, его месторасположение и основные технологические процессы

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

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;

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 настоящем проекте предусматривается реконструкция высоконапорных водоводов и нефтепроводов. Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т	Лист
								3
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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	І	-	-	4,0
Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»	Н	89х6	138	А	І	-	-	4,0
Выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»	Н	89х6	265	А	І	-	-	4,0
Нефтеcборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»	Н	114х6	1218	-	-	ІІІ	ІІІ	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.								

В настоящем томе предусматривается строительство промысловых трубопроводов.

Проектные мощности проектируемых трубопроводов определены в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Проектные мощности проектируемых трубопроводов

Наименование	Назначение	Проектные мощности	
		Добыча жидкости, м <sup>3</sup> /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

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

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

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т	Лист
							4

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.

Участки проектируемых трубопроводов за границей технологических площадок необходимо провести в соответствии с СП 284.1325800.2016 в три этапа. На первом этапе

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

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

06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т

Лист  
5



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 разъемных 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 промышленности» при гидравлических испытаниях и удалении воды из трубопроводов после

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

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.

#### **Общие технические решения**

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.

Проектом предусмотрена очистка внутренней полости трубопровода после строительства.

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.

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т

Лист  
7

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.

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.

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

## 2 Описание системы обеспечения пожарной безопасности линейного объекта и обеспечивающих его функционирование зданий, строений и сооружений, проектируемых в составе линейного объекта

Пожарная безопасность проектируемого объекта «Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году» обеспечивается выполнением требований пожарной безопасности, установленных федеральными законами о технических регламентах, требований нормативных документов по пожарной безопасности, в т.ч. сводов правил и национальных стандартов.

В соответствии с требованиями ст. 5 ФЗ от 22.07.08г.№123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» проектируемый объект имеет систему обеспечения пожарной безопасности, направленную на предотвращение пожара, обеспечение безопасности людей и защиту имущества при пожаре. Система обеспечения пожарной безопасности, с учетом специфики проектируемого объекта, включает в себя:

- систему предотвращения пожара;
- систему противопожарной защиты;
- комплекс организационно-технических мероприятий.

Система обеспечения пожарной безопасности проектируемого объекта содержит комплекс мероприятий, исключающих возможность превышения значений допустимого пожарного риска, установленного ФЗ №123-ФЗ, и направленных на предотвращение опасности причинения вреда третьим лицам в результате пожара.

Раздел проектной документации «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» разработан с целью оценки опасности возникновения пожара и оценки соответствия принятых проектных решений требованиям пожарной безопасности в соответствии:

- Федеральным законом от 21.12.1994 №69-ФЗ «О пожарной безопасности»;
- Федеральным законом от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Федеральный закон от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 №1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»;
- ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»;

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

- СП 2.13130.2020 «Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты»;
- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» (с изм.№1 от 01.02.2011);
- СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности».

## 2.1 Система предотвращения пожара

Целью создания системы предотвращения пожара является исключение условий возникновения пожаров, что достигается исключением условий образования горючей среды и исключением условий образования в горючей среде (или внесения в нее) источников зажигания (гл.13 ФЗ №123-ФЗ).

### Способы исключения условий образования горючей среды:

- материальное исполнение, выбор конструкционных материалов соответствует регламентным условиям технологического процесса, физико-химическим свойствам рабочей среды температуры окружающей среды;
- применение негорючих строительных материалов;
- изоляцией горючей среды от источников зажигания (максимально герметичная технологическая система);
- поддержание регламентируемых параметров температуры и давления среды;
- оборудование оснащено контрольно-измерительными приборами, необходимыми для безопасного ведения процесса;
- защита трубопроводов и арматуры антикоррозионными покрытиями, средствами протекторной защиты.

### Способы исключения условий образования в горючей среде (или внесения в нее)

#### источников зажигания:

- отсутствие условий для теплового самовозгорания обращающихся веществ и материалов;
- проектными технологическими решениями принята максимально герметичная система транспорта продукции;
- проектом принята подземная прокладка проектируемых трубопроводов;
- для строительства прямолинейных участков трубопроводов проектом принята труба стальная бесшовная нефтегазопроводная повышенной эксплуатационной

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т

Лист  
10

надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из стали марки 20А, с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием и наружным трехслойным полиэтиленовым антикоррозионным покрытием;

- применение антикоррозионных покрытий и протекторной защиты трубопроводов;
- для тепловой изоляции проектируемых трубопроводов предусмотрены негорючие материалы;
- обеспечена возможность отключения отдельных участков трубопроводов (на узлах отключения и подключения предусмотрена установка фланцевой запорной арматуры надземного исполнения). Для контроля давления предусмотрены манометры;
- в точках подключения к обвязкам существующих скважин предусматриваются узлы отключающих задвижек с обратными клапанами;
- выдержаны нормативные противопожарные расстояния до рядом расположенных сооружений и наружных установок во избежание возможности распространения пожара, в т.ч. до параллельных и пересекаемых коммуникаций;
- пересечения внутрипромысловых автомобильных дорог в настоящем проекте предусматривается подземным способом в защитных кожухах. Минимальная глубина заложения футляра составляет не менее 1,4 м от дорожного полотна до верха трубы защитного кожуха. Концы защитного футляра выведены на расстояние не менее 5 м от подошвы насыпи земляного полотна;
- 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.

## 2.2 Система противопожарной защиты

Целью создания системы противопожарной защиты является защита людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара и (или) ограничение его последствий (гл.14 ФЗ №123-ФЗ), что на проектируемом объекте в целом обеспечивается снижением динамики нарастания опасных факторов пожара, эвакуацией людей и имущества в безопасную зону и (или) тушением пожара и достигается нижеперечисленными способами.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т	Лист	
									11
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.			

Перед началом основных строительных работ в полосе отвода проектируемых трасс трубопроводов выполняются следующие подготовительные работы:

- расчистка от леса и кустарника, корчевка пней;
- уборка валунов.

Основные строительные работы по монтажу проектируемых трубопроводов не предусматривают дополнительные решения по организации рельефа.

Настоящим проектом предусмотрена подземная прокладка проектируемых трубопроводов:

- высоконапорного водовода - в зависимости от плотности (минерализации) воды, почвенных и климатических условий, минимальная глубина составляет 1,8м;
- нефтегазопроводов - минимальная глубина составляет 0,8м.

Выбор технологического оборудования произведен на базе стандартного оборудования, выпускаемого заводами-изготовителями, по техническим характеристикам, удовлетворяющим проведению технологического процесса.

Все выбранное технологическое оборудование имеет сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешение на применение.

Все технологическое оборудование соответствует климатическим характеристикам (снеговые нагрузки, ветровые нагрузки, минимальная температура воздуха) и сейсмичности района размещения проектируемого объекта.

Для строительства прямолинейных участков проектируемых трубопроводов проектом принята труба стальная бесшовная нефтегазопроводная повышенной эксплуатационной надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из стали марки 20А, прошедшая 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. Внутреннее двухслойное заводское антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С и наружным трехслойным полиэтиленовым антикоррозионным покрытием.

Предусмотрена защита трубопроводов и арматуры антикоррозионными покрытиями, средствами протекторной защиты.

Защита оборудования от эрозии осуществляется подбором оптимальных скоростей движения среды, выбором необходимого сечения трубопроводов и параметров оборудования.

Система транспорта продукции обеспечивает максимальную герметичность системы, и минимальные выделения технологической среды в окружающую среду при нормальных условиях эксплуатации.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т

Лист  
12

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 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.

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

Для тепловой изоляции проектируемых трубопроводов Ду100 и менее предусмотрено применение цилиндров теплоизоляционных съемных из минеральной ваты марки 150.

Для тепловой изоляции проектируемых трубопроводов Ду150 и более предусмотрено применение матов из минеральной ваты толщиной 100 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.

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

06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т

Лист

13



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.

Персонал ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», обслуживающий линейный объект оснащен средствами индивидуальной защиты людей от пожара (защиты органов дыхания и зрения).

Организация деятельности подразделений пожарной охраны: тушение пожаров, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации проектируемого объекта, будет решаться силами ООО «Пожарная охрана» на основании договора. К тушению возгораний могут привлекаться так же добровольные пожарные дружины и нештатные аварийно-спасательные формирования, оснащенные пожарной техникой, укомплектованные теплоотражающими костюмами, средствами связи, боевой одеждой.

Таким образом, система противопожарной защиты обеспечивает защиту от воздействия опасных факторов пожара на рассматриваемом объекте.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т	Лист
								14
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

### 3 Характеристика пожарной опасности технологических процессов, используемых на линейном объекте

Настоящей проектной документацией предусматривается строительство трубопроводов на Верхне-Возейском нефтяном месторождении:

- выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к. 3461»;
- выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»;
- выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»;
- нефтесборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225».

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

Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1 подраздела 1. Проектные максимальные мощности проектируемых трубопроводов представлены в таблице 2 подраздела 1.

По пожаровзрывоопасности технологической среды (по наличию нефти и попутного нефтяного газа) объект относится к группе пожаровзрывоопасных – возможно образование смесей окислителя с горючими газами, парами легковоспламеняющихся жидкостей, в которых при появлении источника зажигания возможно инициирование взрыва и (или) пожара (п.3 ст. 16 №123-ФЗ от 22.07.2008 г.).

Процесс транспортировки пластовой воды в системе ППД по пожаровзрывоопасности технологической среды относится к группе пожаробезопасных - отсутствует горючая среда (п.5 ст. 16 №123-ФЗ от 22.07.2008 г.).

Ведомость проектируемых сооружений по трассе проектируемых трубопроводов представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Ведомость проектируемых сооружений

Пикет трассы	Наименование сооружения, краткая характеристика
<b>Выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461»</b>	
Территория площадки	Узел обвязки добывающей скважины №3411 Ду80. Включает в себя задвижку клиновую Ду80 мм, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС), датчик давления, датчик температуры, спускник Ду25. Надземное исполнение.
Территория площадки	Узел обвязки добывающей скважины №3463 Ду80. Включает в себя задвижку клиновую Ду80 мм, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС), датчик давления, датчик температуры, спускник Ду25. Надземное исполнение.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т

Лист  
15

Территория площадки	Узел подключения к измерительной установке. Включает в себя измерительную установку Циклон, задвижку клиновую с электроприводом Ду100 мм, задвижки клиновые Ду80 мм, клапана обратные поворотные Ду80, манометры, вентили угловые специальные (ВУС). Надземное исполнение.
Территория площадки	Ёмкость дренажная V=5м <sup>3</sup> . Подземное исполнение.
<b>Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»</b>	
Территория площадки	Узел обвязки добывающей скважины №275 Ду80. Включает в себя задвижку клиновую Ду80 мм, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС), датчик давления, датчик температуры, спускник Ду25. Надземное исполнение.
Территория площадки	Узел подключения к УЗ-12. Включает в себя клапан обратный поворотный Ду80, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС). Надземное исполнение.
Территория площадки	Узел подключения к измерительной установке. Включает в себя измерительную установку Циклон, задвижки клиновые Ду80 мм. Надземное исполнение.
Территория площадки	Ёмкость дренажная V=5м <sup>3</sup> . Подземное исполнение.
<b>Выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»</b>	
Территория площадки	Узел обвязки добывающей скважины №2854 Ду80. Включает в себя задвижку клиновую Ду80 мм, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС), датчик давления, датчик температуры, спускник Ду25. Надземное исполнение.
Территория площадки	Узел обвязки добывающей скважины №2865 Ду80. Включает в себя задвижку клиновую Ду80 мм, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС), датчик давления, датчик температуры, спускник Ду25. Надземное исполнение.
Территория площадки	Узел подключения к ЗУ-2865. Включает в себя клапан обратный поворотный Ду80, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС). Надземное исполнение.
<b>Нефтеборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»</b>	
ПК1+15,5-ПК1+44,5	Переход проектируемого трубопровода через внутрипромысловую дорогу в защитном кожухе Ду350 мм (L=29 м). Подземное исполнение
ПК7+92,0	Пропарочный узел. Включает в себя, вентиль угловой специальный (ВУС). Надземное исполнение.
ПК11+50,0-ПК11+71,0	Переход проектируемого трубопровода через технологический проезд в защитном кожухе Ду350 мм (L=21 м). Подземное исполнение
ПК11+83,7	Узел переподключения трубопроводов от скважин №3497, 225. Включает в себя, задвижку клиновую с электроприводом Ду100 мм, задвижки клиновые Ду100 мм, клапана обратные поворотные Ду100, манометры, вентили угловые специальные (ВУС). Надземное исполнение.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т

Лист  
16

Трассы проектируемых трубопроводов по своей протяженности пересекают искусственные преграды и сооружения. Перечень и характеристики пересекаемых автомобильных дорог и коммуникаций представлены в разделе 2 «Проект полосы отвода (06-01-НИПИ/2021-ППО).

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв №	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т	Лист
							17

#### 4 Описание и обоснование проектных решений, обеспечивающих пожарную безопасность линейного объекта

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. Ситуационный план расположения проектируемого объекта представлен в графической части на чертеже 06-01-НИПИ/2021-ПБ.Г1.

Населенные пункты, промышленные и сельскохозяйственные объекты, расположенные на расстоянии менее 100 метров от проектируемых трубопроводов, отсутствуют.

Ближайшими производственными объектами по отношению к проектируемым коммуникациям являются кусты скважин Верхне-Возейского месторождения. Расстояние до них приняты более 100 метров, что соответствует требованиям табл.7 СП 284.1325800.2016.

Настоящим проектом выдержаны нормативные расстояния при параллельной прокладке проектируемого трубопровода относительно существующих коммуникаций:

- от ВЛ до 35кВ – не менее двух метров до водоводов и не менее 5 метров до нефтепроводов (согласно ПУЭ Издание седьмое);
- от ВЛ от 35кВ до 220кВ – не менее трех метров до водоводов и не менее 10 метров до нефтепроводов (согласно ПУЭ Издание седьмое);

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т	Лист	
									18
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.			

- от существующих подземных трубопроводов при условном диаметре до 150 мм включительно – не менее 5 метров (согласно СП 284.1325800.2016);
- от существующих подземных трубопроводов при условном диаметре свыше 150 мм до 300 мм включительно – не менее 8 метров (согласно СП 284.1325800.2016);
- от существующих подземных трубопроводов при условном диаметре свыше 300 мм до 600 мм включительно – не менее 11 метров (согласно СП 284.1325800.2016);
- от существующих подземных трубопроводов при условном диаметре свыше 600 мм до 1400 мм включительно – не менее 14 метров (согласно СП 284.1325800.2016);
- от внутрипромысловых автомобильных дорог – не менее 10 метров от подошвы насыпи земляного полотна (согласно СП 284.1325800.2016).

Настоящим проектом выдержано нормативное расстояние при пересечении проектируемыми трубопроводами существующих трубопроводов – не менее 350 мм в свету. Угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60°. Пересечения со всеми коммуникациями выполнены в соответствии с действующими нормами и правилами.

Пересечения внутрипромысловых автомобильных дорог в настоящем проекте предусматривается подземным способом в защитных кожухах. Минимальная глубина заложения футляра составляет не менее 1,4 м от дорожного полотна до верха трубы защитного кожуха. Концы защитного футляра выведены на расстояние не менее 5 м от подошвы насыпи земляного полотна

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.

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.

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

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т

Лист  
19

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 внутрипромышленной 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.

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.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								20
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т								

## 5 Описание проектных решений по размещению линейного объекта, в том числе зданий, строений и сооружений в его составе, обеспечивающих пожарную безопасность линейного объекта

В составе линейного проектируемого объекта не предусматривается строительство зданий и сооружений, наружных установок.

По трассе проектируемого нефтесборного коллектора «к. 3461 до УЗ к. 225» предусматривается строительство площадки под пропарочный узел ПК7+92.0.

Узел представляет собой открытую площадку в ограждении размерами 2,0х3,0м с покрытием. Проектом принята сплошная система организации рельефа. Проектируемая площадка примыкает к существующей насыпи. При подъезде к площадке пропарочного узла на ПК7+92.0 предусмотрена разворотная площадка размерами 15х15м с покрытием из щебня фр.20-40мм. Вертикальная планировка площадки узла обслуживания и разворотной площадки решена в насыпи. В основании насыпи предусмотрено устройство выравнивающего слоя из песчаного грунта  $h=0,1$ м, под устройство прокладки из нетканого геотекстильного материала «Геоком Д-360», с выпуском полотна наружу по подошве откоса на 0,5м. При возведении насыпи учтена осадка почвенно-растительного слоя на  $h=0,15$ м. Насыпь планировки выполняется из привозного песчаного грунта с уплотнением, без нарушения растительного покрова, планировочные отметки назначаются с учетом уплотнения грунта. Откосы планировки имеют уклон 1:1,75. Укрепление откосов предусмотрено посевом многолетних трав по торфо-песчаной смеси, слоем  $h=0,1$ м, (торф-40%, песок-60%).

Уклон проектируемой поверхности площадки принят в соответствии с п. 5.49 СП 18.13330.2011: не менее 0,003 и не более 0,03. При подсчете объемов земляных работ учтены потери на уплотнение насыпи (СП 45.13330-2012).

По подошве откоса проектируемой насыпи предусмотрена минерализованная полоса шириной 1,4м.

Ограждение выполнено из секций "ЦеСИС МАХАОН-С150" по металлическим столбам. Для входа на территорию узла предусмотрена калитка.

По трассе нефтесборного коллектора к. 3461 до УЗ к. 225 к площадке пропарочного узла на ПК7+92.0 предусмотрен автоподъезд с разворотной площадкой размерами 15х15м. Покрытие автоподъезда и разворотной площадки предусмотрено из щебня фр. 20-40мм (ГОСТ 8267-93\*) слоем  $h=0,3$  м на песчаном основании.

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



Для организации благоустройства проектируемой площадки узла обслуживания, проектом предусмотрена подсыпка из щебня мощностью слоя 20 см (см. 06-01-НИПИ/2021-ТКР2).

Пешеходное движение осуществляется от существующей грунтовой автодороги по спланированной территории проектируемой разворотной площадки до проектируемой площадки пропарочного узла на ПК7+92.0.

В связи со спецификой линейного объекта, отсутствием зданий, сооружений и наружных установок, а также технологических площадок, подлежащих оборудованию источниками наружного противопожарного водоснабжения (в соответствии с ч.1 ст.99 123-ФЗ), проектные решения по наружному противопожарному водоснабжению не предусматриваются.

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

**6 Описание и обоснование объемно-планировочных и конструктивных решений, степени огнестойкости и класса конструктивной пожарной опасности, предела огнестойкости и класса пожарной опасности строительных конструкций обеспечивающих функционирование линейного объекта зданий, строений и сооружений, проектируемых и (или) находящихся в составе линейного объекта**

Настоящей проектной документацией предусматривается строительство трубопроводов на Верхне-Возейском нефтяном месторождении:

- выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к. 3461»;
- выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»;
- выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»;
- нефтесборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225».

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/мм<sup>2</sup>, минимальным пределом текучести - 338 Н/мм<sup>2</sup>, 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.

Настоящим проектом предусмотрена подземная прокладка проектируемых трубопроводов.

Система транспорта продукции обеспечивает максимальную герметичность системы, и минимальные выделения технологической среды в окружающую среду при нормальных условиях эксплуатации. Предусмотрена защита трубопроводов и арматуры антикоррозионными покрытиями, средствами протекторной защиты.

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

Расчетный срок службы проектируемых технологических и промысловых трубопроводов составляет не менее 20 лет.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т

Лист  
23

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

Для тепловой изоляции проектируемых трубопроводов Ду100 и менее предусмотрено применение цилиндров теплоизоляционных съемных из минеральной ваты марки 150.

Для тепловой изоляции проектируемых трубопроводов Ду150 и более предусмотрено применение матов из минеральной ваты толщиной 100 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.

Здания, сооружения и наружные установки, обеспечивающие функционирование линейного объекта, проектом не предусматриваются.

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

К проектируемым сооружениям относятся:

- узлы обвязки добывающих скважин №№ 3411, 3463;
- узел подключения к измерительной установке (на площадке куста 3461).

Узлы обвязки добывающих скважин №№ 3411, 3463 - ранее спланированные площадки. На узлах располагаются опоры под задвижки.

Узел подключения к измерительной установке (на площадке куста 3461) - ранее спланированная площадка. На узле располагаются дренажная емкость  $V=5 \text{ м}^3$ , измерительные установки «Циклон» (2 шт.), молниеотвод М1 (Н=18,0 м), опоры под задвижки, металлическая площадка обслуживания. Предусмотрена проектируемая кабельная эстакада от узла подключения измерительной установки до существующей кабельной эстакады.

Фундаменты запроектированы свайные. Способ погружения свай – забивной.

Опоры под задвижки запроектированы в виде опорных пластин из листового проката по ГОСТ 19903-2015 (сталь С345-5 по ГОСТ 27772-2015), устанавливаемые на забивные сваи из стальных труб  $\text{Ø}114 \times 8$  по ГОСТ 8732-78 (сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74).

Дренажная емкость  $V=5,0 \text{ м}^3$  – стальная горизонтальная цилиндрическая, подземная.

Проектное положение подземной емкости  $V=5 \text{ м}^3$  обеспечивается установкой на металлические балки из листовой стали по ГОСТ 19903-2015 (сталь С255-4 по ГОСТ 27772-2015), с креплением к ним металлическими хомутами из листовой стали по ГОСТ 19903-2015 (сталь С255-4 по ГОСТ 27772-2015), опираемые на забивные сваи из стальных труб  $\text{Ø}168 \times 8$  по

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

ГОСТ 8732-78 (сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74). Обратная засыпка пазух осуществляется местным грунтом с послойным уплотнением до достижения плотности грунта не менее 1,7 т/м<sup>3</sup>. Сопряжение балок и свай - жесткое.

Измерительная установка «Циклон» - блок-контейнер комплектной заводской поставки - устанавливается на ростверк, представляющий из себя рамную конструкцию из горячекатаных швеллеров по ГОСТ 8240-97 (сталь С345-5 по ГОСТ 27772-2015), опирающийся на оголовки забивных свай из стальных труб Ø168x8 по ГОСТ 8732-78 (сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74).

Молниеотвод М1 (Н=18,0 м) – молниеотвод НФГ-14.0-3(4)-IV-ц - полной заводской готовности, устанавливается на оголовок из листовой стали по ГОСТ 19903-2015 (сталь С345-5 по ГОСТ 27772-2015), опираемый на забивную сваю из стальной трубы Ø 273x8 по ГОСТ 8732-78 (сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74). Устойчивость положения молниеотвода, как вертикального стержня, от опрокидывания обеспечивается достаточной глубиной заделки сваи в грунт и жестким сопряжением ступеней молниеотвода и конструкции молниеотвода со сваяй.

Металлическая площадка обслуживания запроектирована из уголков равнополочных по ГОСТ 8509-93 (сталь С255-4 по ГОСТ 27772-2015) с настилом из просечно-вытяжной листа по ТУ 36.26.11-5-89 (сталь С255-4 по ГОСТ 27772-2015).

Кабельная эстакада выполняется из стальных балок из гнутого квадратного профиля по ГОСТ 30245-2003 (сталь С345-5 ГОСТ 19903-2015) на стойках из гнутого квадратного профиля по ГОСТ 30245-2003 (сталь С345-5 ГОСТ 19903-2015), устанавливаемых на оголовки забивных свай из стальных труб Ø168x8 по ГОСТ 8732-78 (сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74). Низ балки кабельной эстакады от уровня земли не менее 3,0 м. Устойчивость от опрокидывания обеспечивается жестким сопряжением стоек со сваями.

**Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»**

К проектируемым сооружениям относятся:

- узел обвязки добывающей скважины № 275;
- узел подключения у УЗ-12;
- узел подключения к измерительной установке (на площадке куста 275).

Узел обвязки добывающей скважины № 275 - ранее спланированная площадка. На узле располагается опора под задвижку. Предусмотрена проектируемая кабельная эстакада от существующей площадки КТП до устья добывающей скважины.

Узел подключения у УЗ-12 - ранее спланированная площадка. На узле располагается опора под задвижку.

Узел подключения к измерительной установке (на площадке куста 275) - ранее спланированная площадка. На узле располагаются дренажная емкость V=5 м<sup>3</sup>, измерительная

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т

Лист  
25



Узлы обвязки добывающих скважин №№ 2854, 2865 - ранее спланированные площадки. На узлах располагаются опоры под задвижки. Предусмотрена проектируемая кабельная эстакада от существующей площадки АГЗУ до устьев добывающих скважин.

Фундаменты запроектированы свайные. Способ погружения свай – забивной.

Опоры под задвижки запроектированы в виде опорных пластин из листового проката по ГОСТ 19903-2015 (сталь С345-5 по ГОСТ 27772-2015), устанавливаемые на забивные сваи из стальных труб Ø114x8 по ГОСТ 8732-78 (сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74).

Кабельная эстакада выполняется из стальных балок из гнутого квадратного профиля по ГОСТ 30245-2003 (сталь С345-5 ГОСТ 19903-2015) на стойках из гнутого квадратного профиля по ГОСТ 30245-2003 (сталь С345-5 ГОСТ 19903-2015), устанавливаемых на оголовки забивных свай из стальных труб Ø168x8 по ГОСТ 8732-78 (сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74). Низ балки кабельной эстакады от уровня земли не менее 3,0 м. Устойчивость от опрокидывания обеспечивается жестким сопряжением стоек со сваями.

#### **Нефтеборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»**

К проектируемым сооружениям относятся:

- пропарочный узел на ПК7-92,0;
- узел переподключения трубопроводов от скв. 3497, 225 на ПК11+83,7.

Пропарочный узел на ПК7-92,0 - отсыпанная щебнем б=200 мм площадка с ограждением размером 2,0 x 3,0 м и высотой 2,2 м.

Узел переподключения трубопроводов от скв. 3497, 225 на ПК11+83,7 - ранее спланированная площадка. На узле располагаются опоры под задвижки и металлическая площадка обслуживания. Предусмотрена проектируемая кабельная эстакада от существующей площадки КТП до узла переподключения.

Фундаменты запроектированы свайные. Способ погружения свай – забивной.

Опоры под задвижки запроектированы в виде опорных пластин из листового проката по ГОСТ 19903-2015 (сталь С345-5 по ГОСТ 27772-2015), устанавливаемые на забивные сваи из стальных труб Ø114x8 по ГОСТ 8732-78 (сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74).

Конструкция ограждения пропарочного узла принята из заграждений по серии "ЦеСИС МАХАОН-С150". Опоры секций заграждения устанавливаются на металлическую раму из стальных труб Ø159x6 по ГОСТ 10704-91 (сталь ВСтЗсп5 по ГОСТ 10705-80). Для входа на территорию узла предусмотрена калитка. Устойчивость от опрокидывания ограждения обеспечивается жестким сопряжением опор заграждения с металлической рамой основания.

Кабельная эстакада выполняется из стальных балок из гнутого квадратного профиля по ГОСТ 30245-2003 (сталь С345-5 ГОСТ 19903-2015) на стойках из гнутого квадратного профиля

Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т	Лист
									27
Инд. № подл.									

по ГОСТ 30245-2003 (сталь С345-5 ГОСТ 19903-2015), устанавливаемых на оголовки забивных свай из стальных труб Ø168x8 по ГОСТ 8732-78 (сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74). Низ балки кабельной эстакады от уровня земли не менее 3,0 м. Устойчивость от опрокидывания обеспечивается жестким сопряжением стоек со сваями.

Металлическая площадка обслуживания запроектирована из уголков равнополочных по ГОСТ 8509-93 (сталь С255-4 по ГОСТ 27772-2015) с настилом из просечно-вытяжной листа по ТУ 36.26.11-5-89 (сталь С255-4 по ГОСТ 27772-2015).

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

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 силовых 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.

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

06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т

Лист  
28

## 7 Перечень мероприятий, обеспечивающих безопасность подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара

Общие мероприятия по обеспечению безопасности подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара сводится к следующему:

- беспрепятственный проезд к месту возникновения пожара;
- согласованность и оперативность в действиях подразделения пожарной охраны;
- систематическое проведение учений и учебных тревог с личным составом подразделения пожарной охраны совместно с производственным персоналом;
- соответствующая спец. одежда для ликвидации пожара;
- использование средств индивидуальной защиты при ликвидации пожара;
- мероприятия по обеспечению безопасности сотрудников пожарной охраны при ликвидации пожара должны соответствовать внутреннему регламенту ликвидации пожара;
- обеспеченность сооружений проектируемого объекта первичными средствами пожаротушения.

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.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист	
			06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т							29
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		



Проектируемый объект расположен на территории производственной деятельности ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз». Ситуационный план расположения проектируемого объекта представлен в графической части на чертеже 06-01-НИПИ/2021-ПБ.Г1.

ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» заключает договора с пожарной охраной на круглосуточное обслуживание объектов. В районе расположения проектируемого объекта находится место дислокации пожарной части ООО «Пожарная охрана» (пос. Верхнеколвинск).

Расстояние от пожарной части до наиболее удаленных проектируемых сооружений составляет не более 10 км по автодорогам круглогодичного действия, расчетное время прибытия пожарной части –10 минут.

Пожарная часть ООО «Пожарная охрана» укомплектована всеми необходимыми силами и средствами, пожарной техникой, оборудованием, средствами тушения для обеспечения возможности тушения пожаров на проектируемых объектах.

При необходимости привлечения дополнительных сил и средств пожарных подразделений, ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» имеет договор с Федеральным казённым учреждением «9 отряд федеральной противопожарной службы по Республике Коми (договорной)». Для проведения работ возможно привлечение сил и средств 91-ПЧ ФКУ «9-отряд ФПС ГПС по РК», расположенной на Головных сооружениях Усинского месторождения (70 км от проектируемого объекта).

В соответствии с приказом ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» №166 от 18.03.2011 г. во всех цехах созданы временные добровольные противопожарные формирования, определены зоны ответственности цехов за предотвращение и ликвидацию лесных пожаров в районах их работ и используемых ими дорог. На каждом объекте имеется список техники, привлекаемой к ликвидации пожара, разработаны перечни первичных средств пожаротушения, в соответствии с которыми цеха и участки обеспечиваются средствами пожаротушения, определен порядок контроля за состоянием первичных средств пожаротушения, в обязательном порядке работники ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» проходят периодические инструктажи по противопожарной безопасности, составлены графики проведения тренировок по ликвидации пожаров, огневые работы на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» проводятся только с составлением наряд-допусков на производство огневых работ с обязательным инструктажем лиц задействованных при производстве работ и обеспечением мероприятий по пожарной безопасности указанных в наряд допуске.

В качестве мероприятий по обеспечению деятельности и безопасности привлекаемых пожарных подразделений на территории проектируемого объекта, предусматривается:

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т

Лист  
30

1. Круглогодичный подъезд к проектируемому объекту обеспечен посредством круглогодичных автодорог и проездов в зоне производственной деятельности на Верхне-Возейском месторождении (часть 1 п.1 ст. 90 Федерального закона №123 ФЗ от 22.07.2008г.).

2. Пожаротушение на объекте предусматривается при помощи передвижной пожарной техники (пожарные автомобили ООО «Пожарная охрана»), а также первичных средств пожаротушения (пп.7.4.1, 7.4.5 СП 231.1311500.2015).

3. Организация водоснабжения на случай пожара будет обеспечиваться также согласно п.7.3.9 СП 231.1311500.2015: на месторождении предусматривается наличие прицепных и самоходных автоцистерн общим объемом не менее 50 м<sup>3</sup>.

4. Проектом предусмотрен необходимый объем противопожарных технических решений, обеспечивающих безопасную эксплуатацию объектов:

- конструкции и опоры под задвижки выполняются из несгораемых материалов;
- для тепловой изоляции проектируемых трубопроводов предусмотрены негорючие материалы;
- площадки обслуживания трубопроводной арматуры оборудованы ограждением, молниезащитой, заземлением.

5. 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.

6. Безопасность деятельности пожарных подразделений обеспечивается также наличием средств индивидуальной защиты пожарных, соблюдением требований пожарной безопасности к пожарной технике, оборудованию и инструменту. Данные мероприятия обеспечиваются пожарными подразделениями самостоятельно.

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

## 8 Сведения о категории оборудования и наружных установок по критерию взрывопожарной и пожарной опасности

Проектируемых зданий, сооружений и наружных установок в составе проектируемого линейного объекта нет.

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

## 9 Перечень оборудования, подлежащего защите с применением автоматических установок пожаротушения и автоматической пожарной сигнализации

В составе проектируемого объекта не предусматривается применения оборудования, подлежащего защите с применением автоматических установок пожаротушения, автоматической пожарной сигнализации.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т	Лист
								33
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

**10 Описание и обоснование технических систем противопожарной защиты (автоматических систем пожаротушения, пожарной сигнализации, оповещение и управление эвакуацией людей при пожаре, внутреннего противопожарного водопровода, противодымной защиты), описание размещения технических систем противопожарной защиты, систем их управления, а также способа взаимодействия с инженерными системами зданий и оборудованием, работа которого во время пожара направлена на обеспечение безопасной эвакуации людей, тушение пожара и ограничение его развития, а также порядок работы технических систем (средств) для работы автоматических систем пожаротушения и пожарной техники (при наличии таких систем)**

В составе проектируемого объекта отсутствуют здания, сооружения и оборудование, подлежащие защите автоматическими установками пожаротушения (АУПТ) и оборудованию автоматической пожарной сигнализацией (АУПС), в соответствии с Приложением А СП 5.13130.2009 «Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией».

На проектируемом объекте отсутствуют здания и сооружения, в т.ч. предназначенные для пребывания людей (предусмотрено строительство только наружного оборудования). Вопросы эвакуации людей из зданий при пожаре не рассматриваются. В соответствии с табл. 2 СП 3.13130.2009, оснащение проектируемого объекта системой оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре (СОУЭ), не требуется.

Учитывая специфику объекта (линейные участки трубопроводов), системы коллективной защиты людей от опасных факторов пожара, внутренний противопожарный водовод, системы противодымной защиты, системы обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, автоматические установки пожаротушения на проектируемом объекте не требуются.

**Объем контроля и автоматизации**

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

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

Взам. инв №	
Подп. и дата	
Изм. № подл.	
<b>06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т</b>	

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".

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.

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

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

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

**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;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т	Лист
								35
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

- 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 м<sup>3</sup>:

- 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.).

**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:

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 м<sup>3</sup>:

- сигнализация верхнего уровня в дренажной емкости.

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

Добывающие скважины:

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

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т	Лист
								36
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

- дистанционный контроль давления затруба;
- дистанционный контроль температуры в выкидном трубопроводе

**Нефтеcборный 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.).

Сбор информации и управления рассредоточенными объектами осуществляется существующей системой телемеханики на базе программируемых логических контроллеров. Система производит съём 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 линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865», Нефтеcборный 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
<b>СКВАЖИНЫ ДОБЫВАЮЩИЕ</b>			
Давление линейное	x	x	-
Давление буферное	x	x	-
Давление в затрубе	x	x	-
Температура на линии	x	x	-
<b>АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА</b>			
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	-	-
<b>ЕМКОСТЬ ДРЕНАЖНАЯ V=5 м<sup>3</sup></b>			

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т</b>	Лист
							37



Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
Уровень в емкости (верхний)	-	х	-
ЕМКОСТЬ ДРЕНАЖНАЯ V=5 м <sup>3</sup>			
Уровень в емкости (верхний)	-	х	-
ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫЕ ЗАДВИЖКИ			
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыта/закрыта; открыть/закрыть; неисправность; местный/дистанционный)	-	х	х

### Технические средства автоматизации

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 1х6 и полосы Б2 4х20 (СтЗкп 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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т

Лист  
38

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.

Для кабельных линий, прокладываемых во взрывоопасных зонах предусмотрен кабель герметичный с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным наполнителем КУВЭШВнг(А)-LS-ХЛ Nx2xS (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 Nx2xS (или аналогичные) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012. Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлоорукаве 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.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т

Лист  
39



запорной арматуры надземного исполнения). Для контроля давления на всех узлах подключений предусмотрены манометры показывающие;

- в точках подключения к обвязкам существующих скважин предусматриваются узлы отключающих задвижек с обратными клапанами.

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..

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

## 12 Описание организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности линейного объекта, обоснование необходимости создания пожарной охраны объекта, расчет ее необходимости сил и средств

Комплекс организационно-технических мероприятий включает:

- технические, технологические, организационные, противопожарные и природоохранные решения утвержденного проекта являются окончательными и обязательными для выполнения всеми организациями (в том числе подрядными), принимающими участие в реализации проекта;

- отклонения от проектной документации в процессе производства не допускаются;
- приказом руководителя предприятия назначаются лица, ответственные за пожарную безопасность зданий, сооружений, помещений, установок и за функционирование системы пожарной безопасности всего объекта в целом;

- организация надзора за соблюдением норм и правил пожарной безопасности;
- регулярный инструктаж по противопожарной безопасности с рабочими и ИТР (с записью в журнал инструктажа);

- разработка плана тушения пожара (в указанном плане особо должны быть отмечены действия руководства и соответствующих служб в случае, если пожар или авария приобретает катастрофический характер, а имеющихся в наличии штатных сил и средств недостаточно);

- постоянный контроль над техническим состоянием трубопроводов;
- установка опознавательных-предупредительных знаков вдоль трассы коммуникаций и контроль над их состоянием;

- наличие укомплектованного штата сотрудников, удовлетворяющих квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний;

- все работники, занятые работами на объектах нефтегазопровода должны пройти противопожарный инструктаж и сдать зачет по пожарно-техническому минимуму, знать и выполнять инструкции по пожарной безопасности на рабочем месте, уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения.

- по окончании работ площадки для обслуживания должны очищаться от промасленных обтирочных материалов и разлитых жидкостей. Протирачные средства, использованные для очистки и протирки после окончания работ, должны быть удалены с территории объекта, вывезены и утилизированы;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №	06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т		Лист							
									42									
									Формат А4									

- обеспечить на месторождении наличие прицепных и самоходных автоцистерн общим объемом не менее 50 м<sup>3</sup>;
- средства пожаротушения должны находиться в готовности (исправном состоянии) на всем протяжении работ;
- персонал и машины линейной службы должны быть обеспечены переносными предупредительными знаками для обозначения на местности аварийно-опасных участков нефтегазопровода;
- обеспечение надежного круглогодичного транспортного сообщения (подъезды, дороги) с базами материально-технического обеспечения и местами дислокации производственных служб организации;
- своевременная модернизация и реновация морально устаревшего и изношенного оборудования;
- мероприятия по подготовке к зиме должны обеспечивать нормальную работу нефтегазопровода и возможность контроля за технологическим процессом в зимний период.

Эксплуатация и техническое обслуживание трубопровода будут осуществляться персоналом, обслуживающим систему нефтесбора Возейского месторождения. Дополнительного персонала для обслуживания проектируемых коммуникаций 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 трубопровода должна быть обеспечена его работоспособность на проектном уровне путем своевременного проведения мероприятий планового технического обслуживания и ремонта согласно утвержденному регламенту работ.

На подразделение, обслуживающее трубопровод, возлагаются следующие обязанности:

- периодический осмотр трубопровода и его сооружений;
- техническое обслуживание и текущий ремонт трубопровода, а также ликвидация отказов;
- контроль над состоянием переходов через искусственные и естественные препятствия;
- содержание трассы и охранной зоны трубопровода в состоянии, отвечающему требованиям правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности;
- осуществление мероприятий по подготовке трубопровода к работе в осенне-зимний период и к весеннему паводку;

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

- 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 трубопровода, обязаны знать трассу, технологические схемы сооружений, устройство и работу арматуры, находящейся на обслуживаемом трубопроводе.

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

**13 Определение пожарных рисков угрозы жизни и здоровью людей, уничтожения имущества (расчет пожарных рисков не требуется при выполнении обязательных требований пожарной безопасности, установленных техническими регламентами, и выполнения в добровольном порядке требований нормативных документов по пожарной безопасности)**

Данным проектом «Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году» в полном объеме выполняются требования пожарной безопасности, установленные техническими регламентами, и требования нормативных документов по пожарной безопасности, в связи с чем расчет пожарных рисков угрозы жизни и здоровья людей, уничтожения имущества не требуется (ст.6 п.3 Федеральный закон №123-ФЗ от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», п.41 подпункт «м» Постановления Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию»).

В соответствии со ст.6 п.1 Федерального закона № 123-ФЗ от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» пожарная безопасность проектируемого объекта считается обеспеченной.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т	Лист
								45
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.



## Библиография

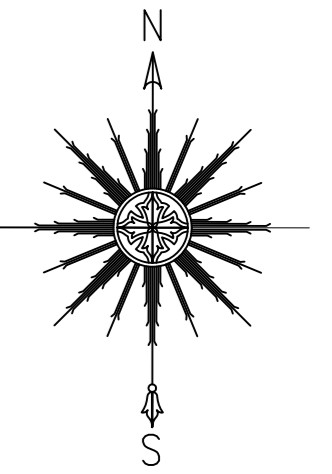
1. Федеральным законом от 21.12.1994 №69-ФЗ «О пожарной безопасности»;
2. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
3. Федеральный закон от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
4. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию»;
5. Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 №1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»;
6. Постановление Правительства РФ от 04.07.2020 №985 «Об утверждении перечня национальных стандартных и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации»;
7. Приказ Росстандарта от 14.07.2020 №1190 «Об утверждении перечня документов в области стандартизации, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
8. Приказ Росстандарта от 02.04.2020 №687 «Об утверждении перечня документов в области стандартизации, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований федерального закона от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
9. ГОСТ 12.1.010-76 «Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования»;
10. ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»;
11. ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;
12. СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»;

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

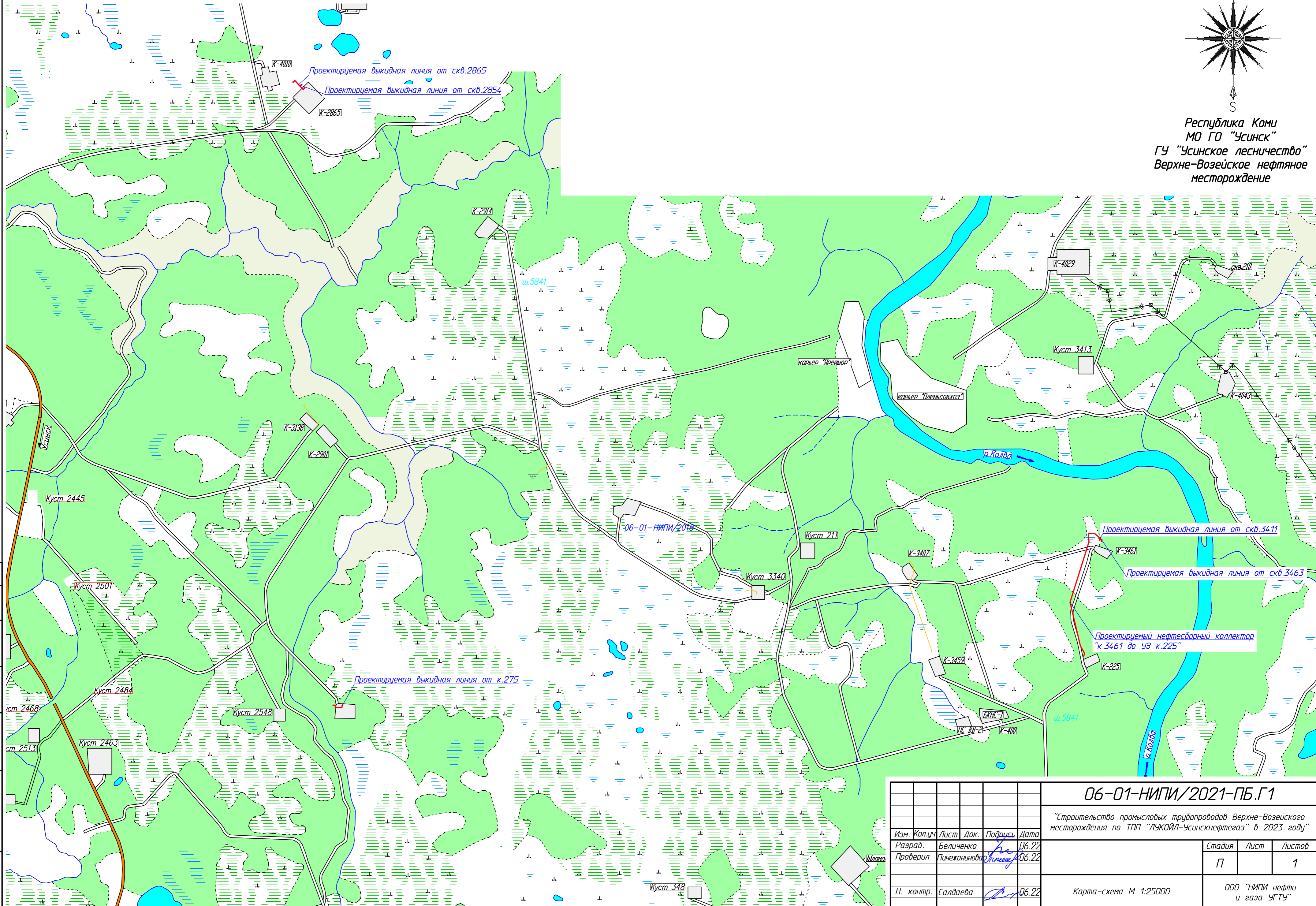
13. СП 2.13130.2020 «Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты»;
14. СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»;
15. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
16. СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности»;
17. ПУЭ «Правила устройства электроустановок» Издание седьмое;
18. ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности».

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв №						
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-ПБ.Т				Лист	
						47						





Республика Коми  
МО ГО "Усинск"  
ГУ "Усинское лесничество"  
Верхне-Возейское нефтяное  
месторождение

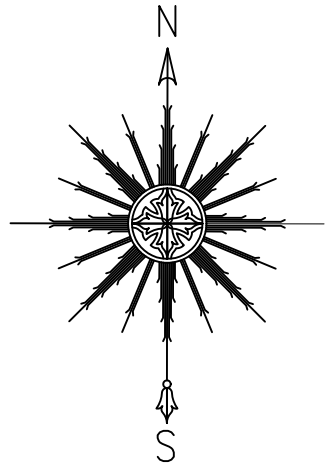


Инв.№ подл. Подпись и дата. Взам. инв.№. Согласовано.

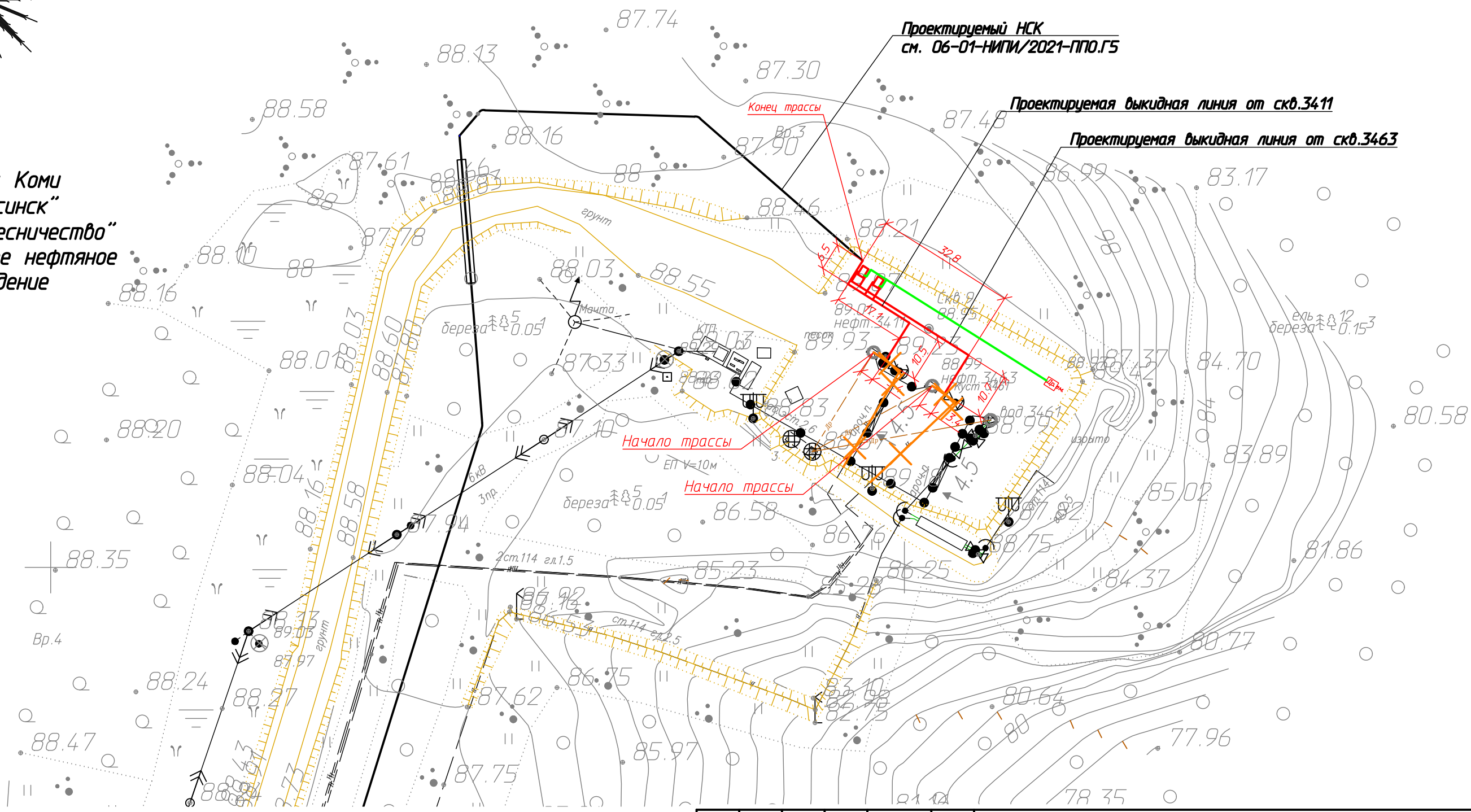
					<b>06-01-НИПИ/2021-ПБ.Г1</b>			
					"Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
				Беличенко	06.22	П		1
Проверил				Пинежанинова	06.22			
Н. контр.	Салдаева				06.22			
					Карта-схема М 1:25000			
					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"			
					Формат А2			



# План трассы трубопровода. Выкидная линия "скв.3411, 3463 до ЗУ к.3461"



Республика Коми  
МО ГО "Усинск"  
ГУ "Усинское лесничество"  
Верхне-Возейское нефтяное  
месторождение



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

### Условные обозначения

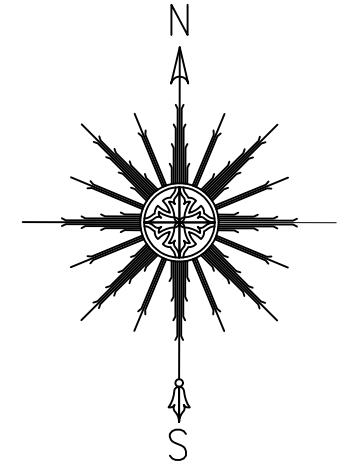
- ✕ Демонтаж
- Проектируемый нефтегазопровод
- Границы ППТ

06-01-НИПИ/2021-ПБ.Г2					
"Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.				Беличенко	11.21
Проверил				Пинежанинова	11.21
Н. контр.				Салдаева	11.21
				Стадия	Лист
				П	1
				Листов	
План трассы трубопровода. Выкидная линия "скв.3411, 3463 до ЗУ к.3461"					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

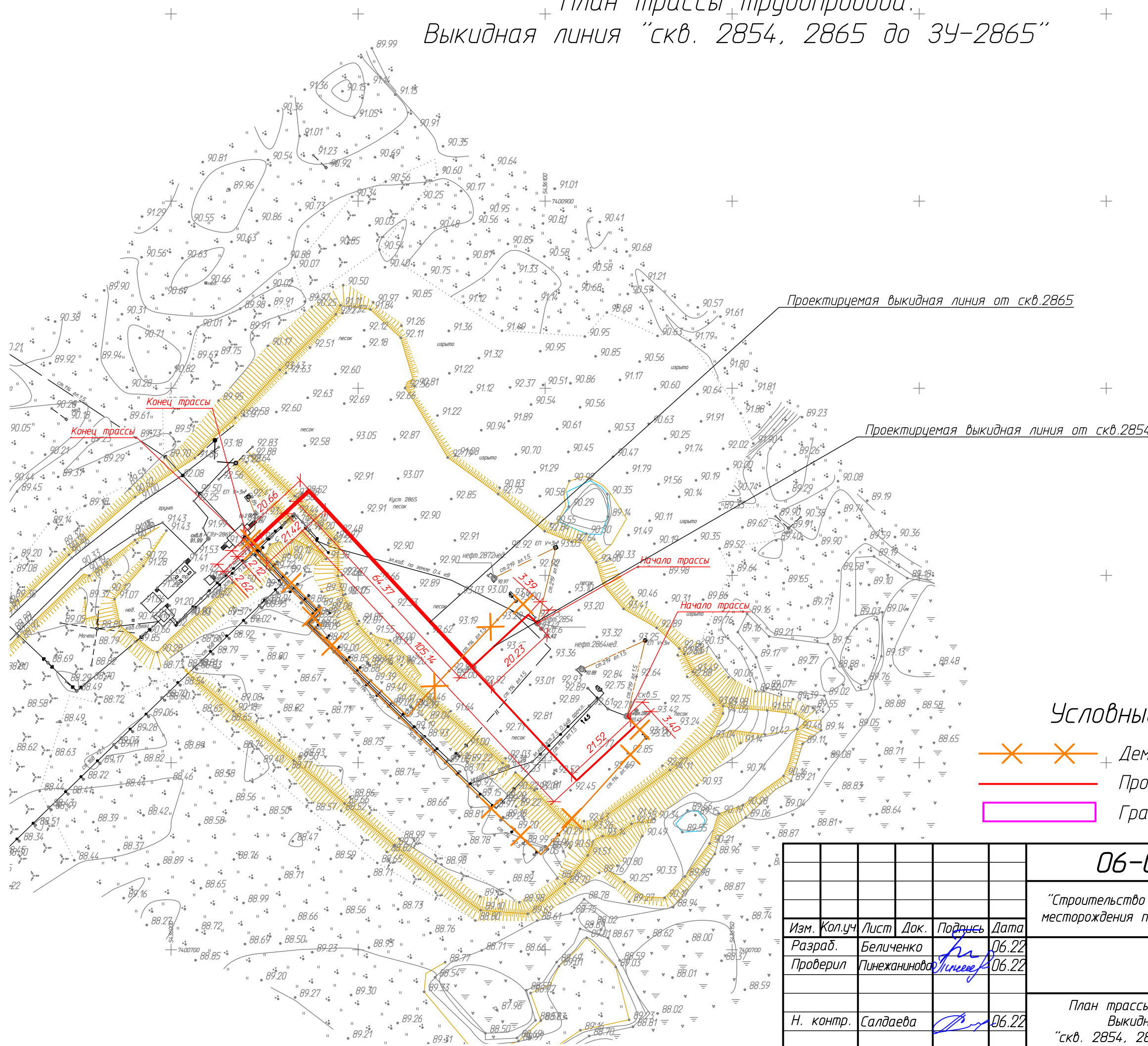




# План трассы трубопровода. Выкидная линия "скв. 2854, 2865 до 3У-2865"



Республика Коми  
МО ГО "Усинск"  
ГУ "Усинское лесничество"  
Верхне-Возейское нефтяное  
месторождение



## Условные обозначения

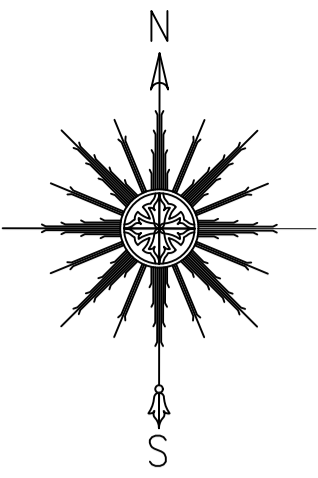
- Демонтаж
- Проектируемый нефтегазопровод
- Границы ППТ

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

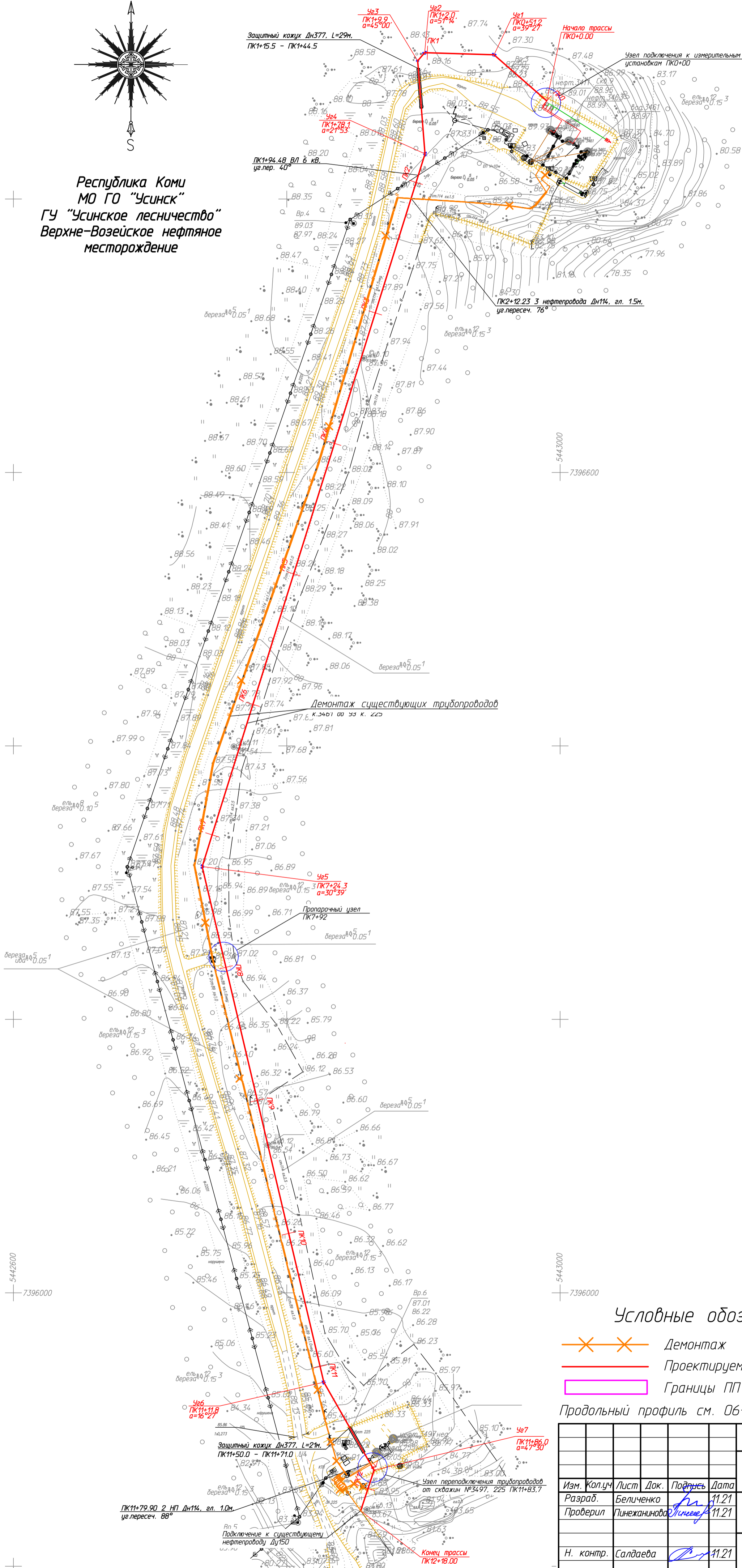
					<b>06-01-НИПИ/2021-ПБ.Г4</b>			
					"Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году"			
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
	Разраб.	Беличенко			06.22	П		1
	Проверил	Пинежанинова			06.22			
					План трассы трубопровода. Выкидная линия "скв. 2854, 2865 до 3У-2865"			
					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"			



План трассы трубопровода.  
Нефтедоборный коллектор  
"к.3461 до Уз к.225"



Республика Коми  
МО ГО "Усинск"  
ГУ "Усинское лесничество"  
Верхне-Возейское нефтяное  
месторождение



- Условные обозначения**
- Демонтаж
  - Проектируемый нефтегазопровод
  - Границы ППТ

Продольный профиль см. 06-01-НИПИ/2021-ППО.Г6

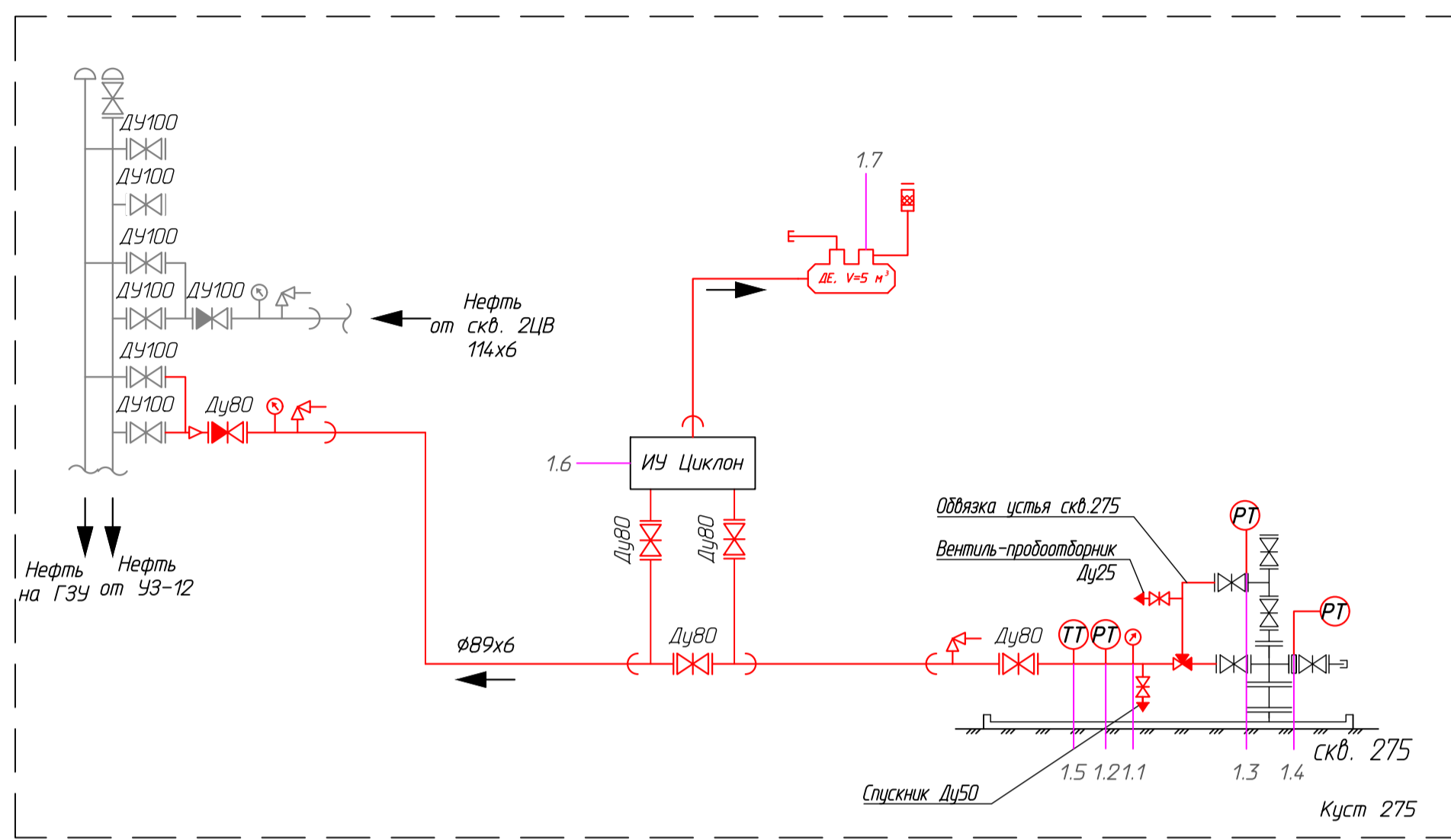
<b>06-01-НИПИ/2021-ПБ.Г5</b>				
"Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году"				
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись
Разраб.	Беличенко	11.21		
Проверил	Пинежанинов	11.21		
Н. контр.	Салдаева	11.21		
План трассы трубопровода. Нефтедоборный коллектор "к.3461 до Уз к.225"				Стадия
ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"				Лист
1				Листов
1				1

Согласовано	
Взам. инв.№	
Дата	
Подпись	
Инв.№ подл.	

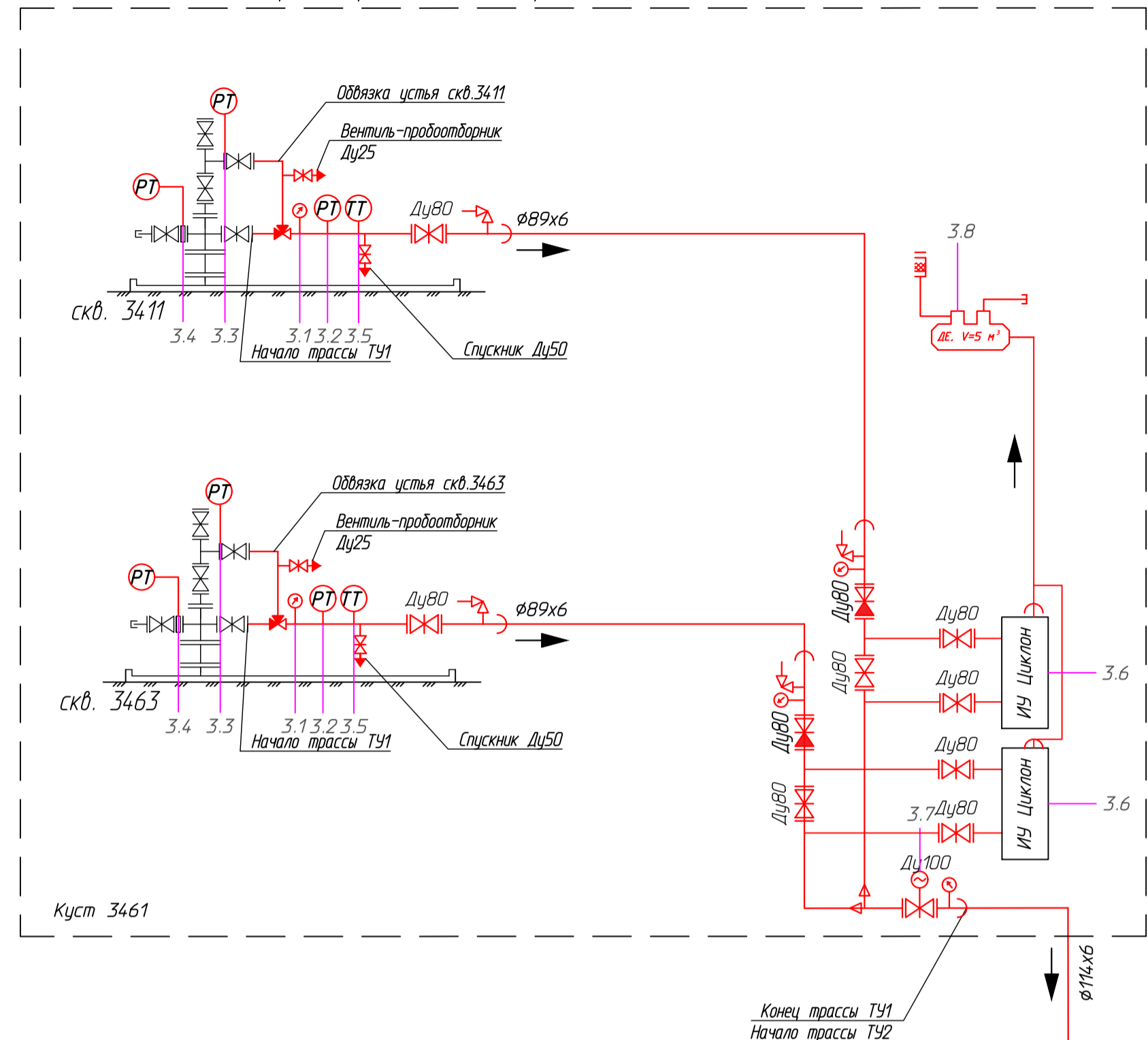


Схема линейного объекта и схема автоматизации. Нефтедоборные коллекторы и выкидные линии

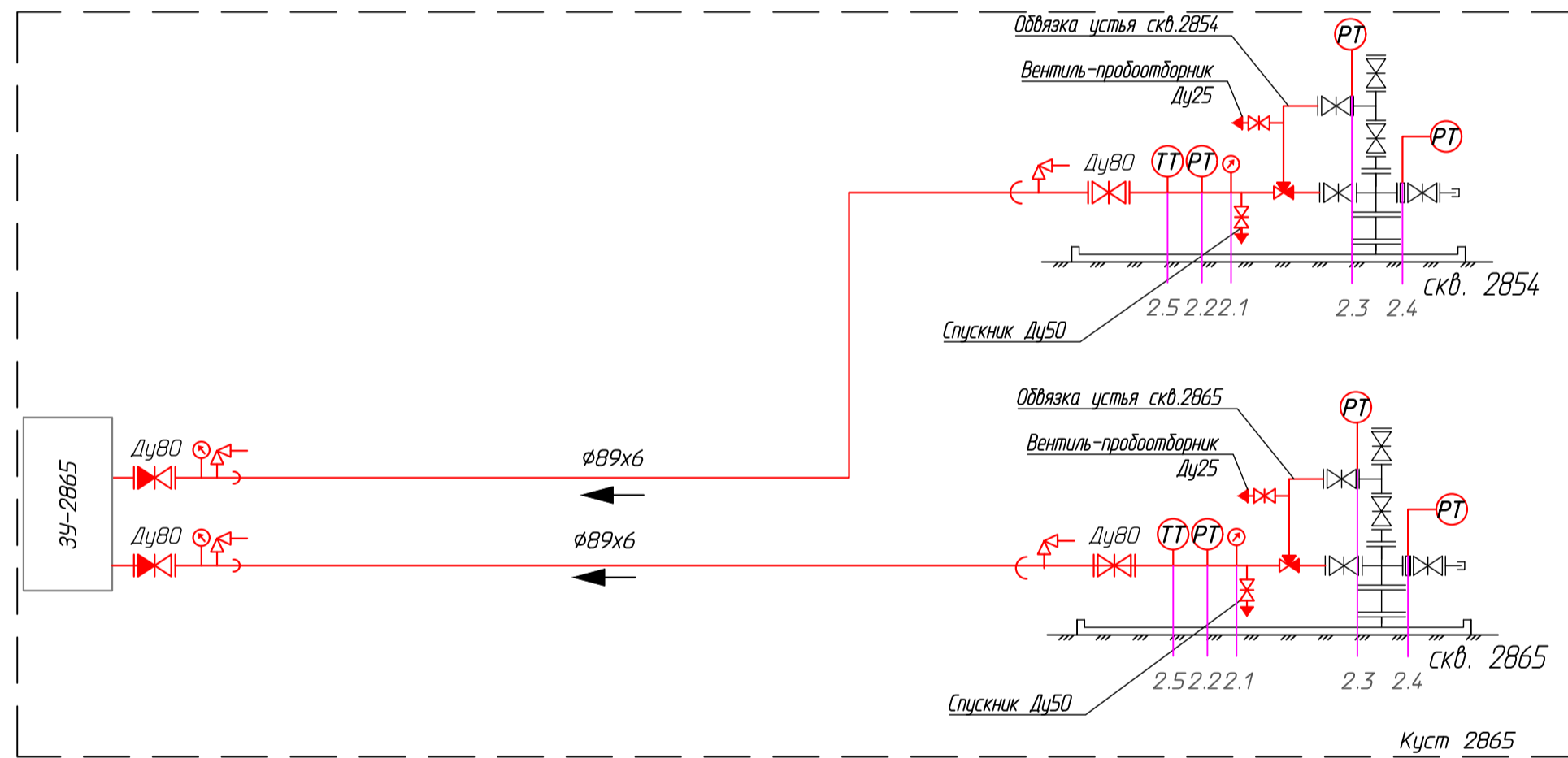
Выкидная линия "к. 275 до УЗ-12 (ТУ3)



Выкидная линия "скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461" (ТУ1)  
Нефтедоборный коллектор "к.3461 до УЗ к.225" (ТУ2)

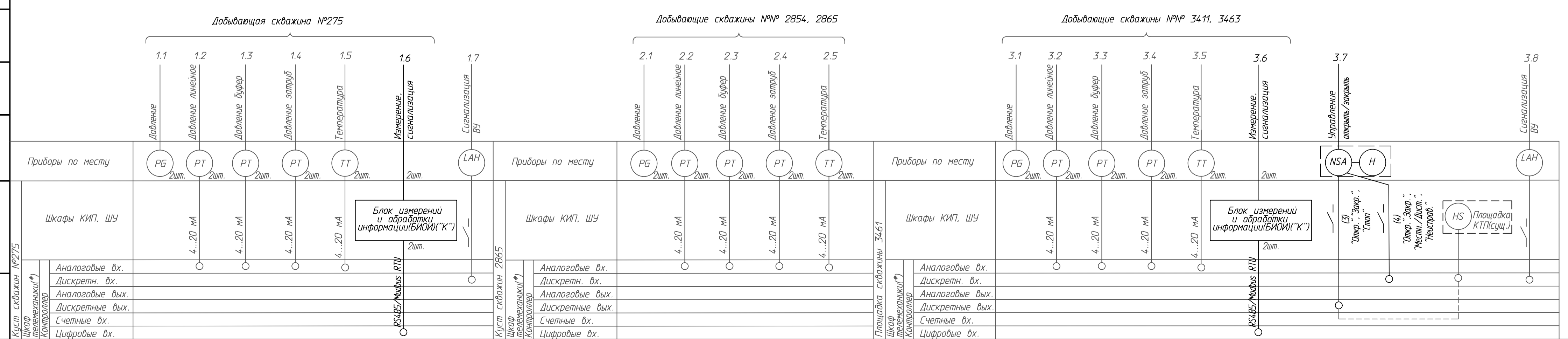
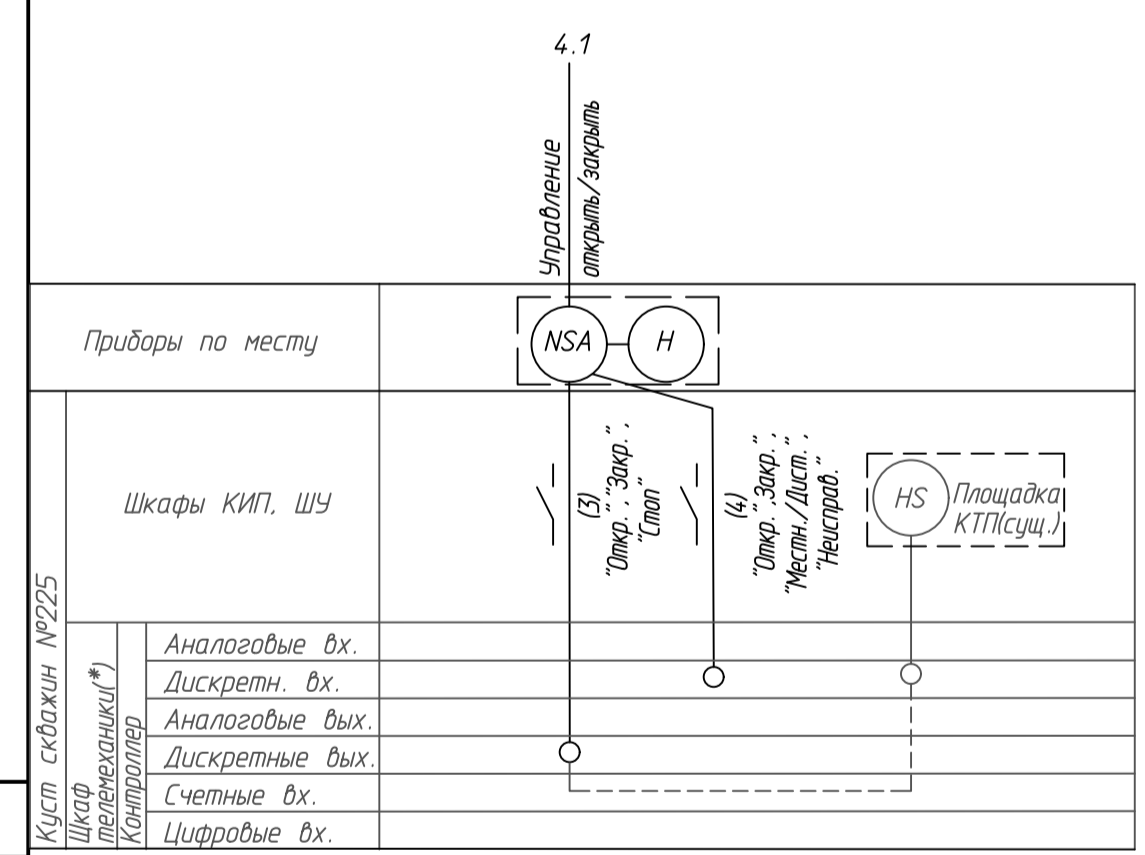
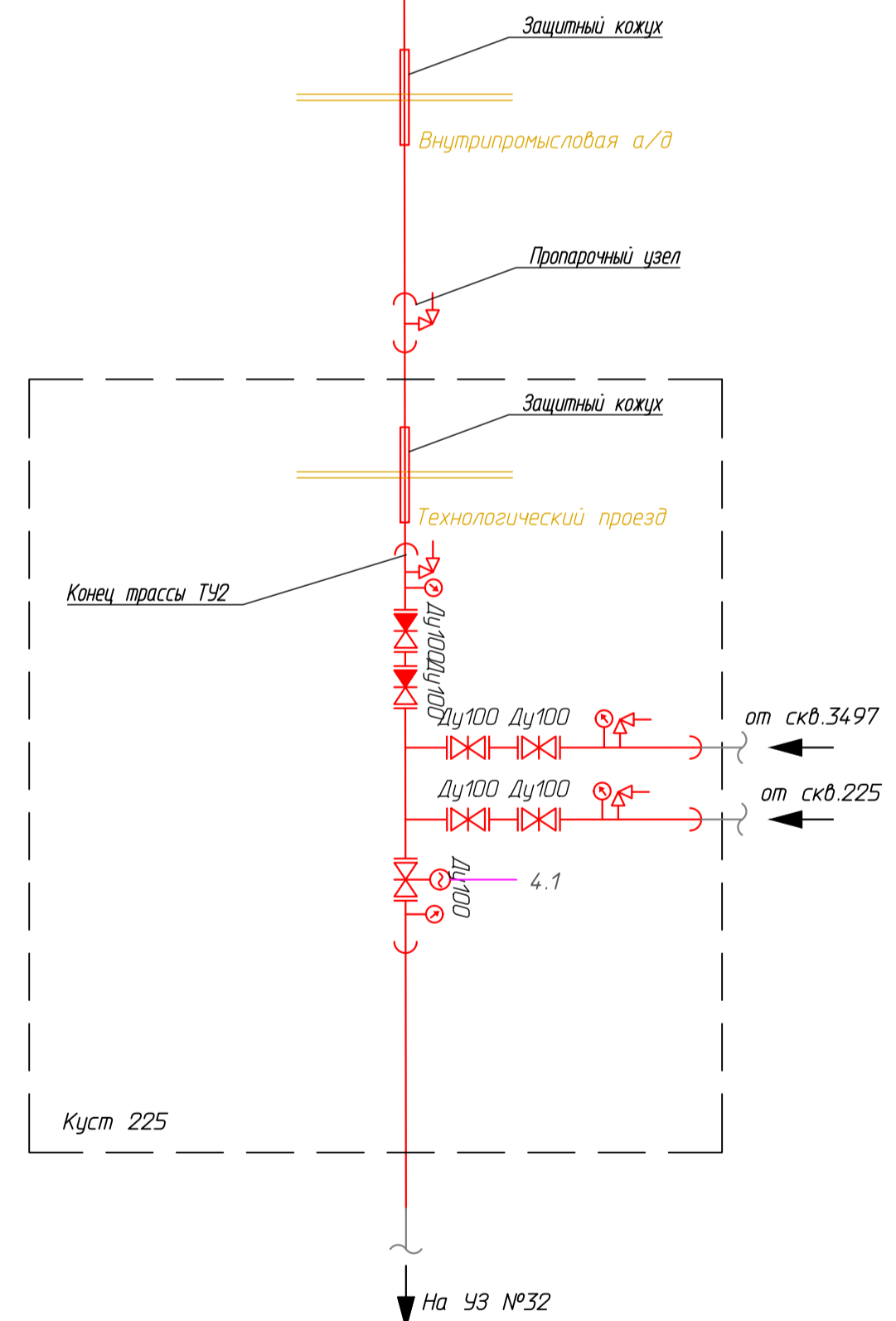


Выкидная линия "2854,2865 до ЗУ-2865" (ТУ4)



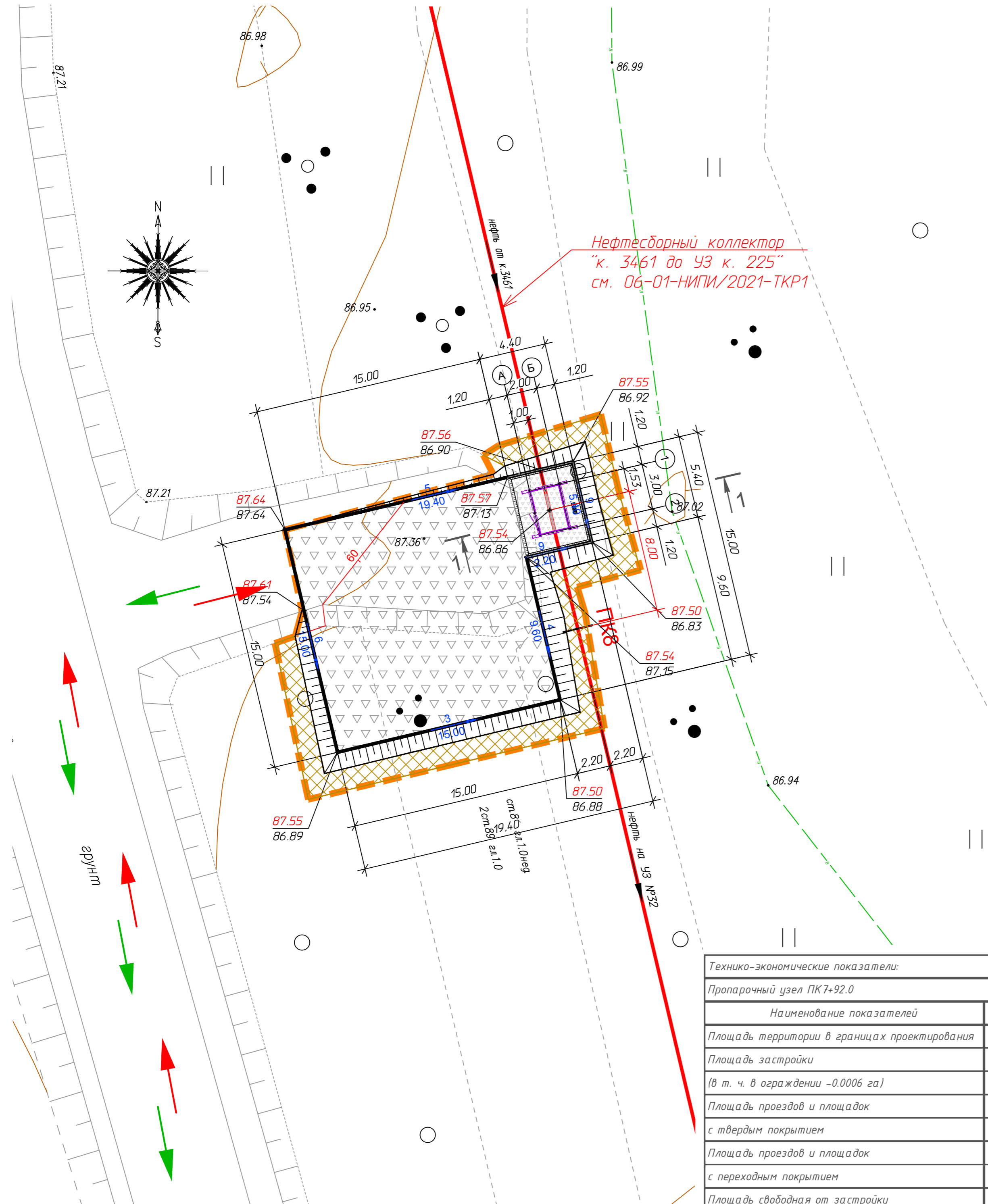
Условные обозначения

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



1. Условные обозначения средств автоматизации выполнена по пособию к ГОСТ 21408-93 РМ4-2-96; по ГОСТ 21208-2013.
2. "К" - поставляется в комплекте ИУ.
3. "\*" - существующее оборудование.

<b>06-01-НИПИ/2021-ПБ.Г6</b>				
Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского месторождения на ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году				
Изм.	Колуч	Лист	Док.	Подпись
Разраб.	Новоселова	06.22		
Проверил	Плеханкина	06.22		
Н. контр.	Салдаева	06.22		
Схема линейного объекта и схема автоматизации. Нефтедоборные коллекторы и выкидные линии				Стация
				Лист
				1
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"



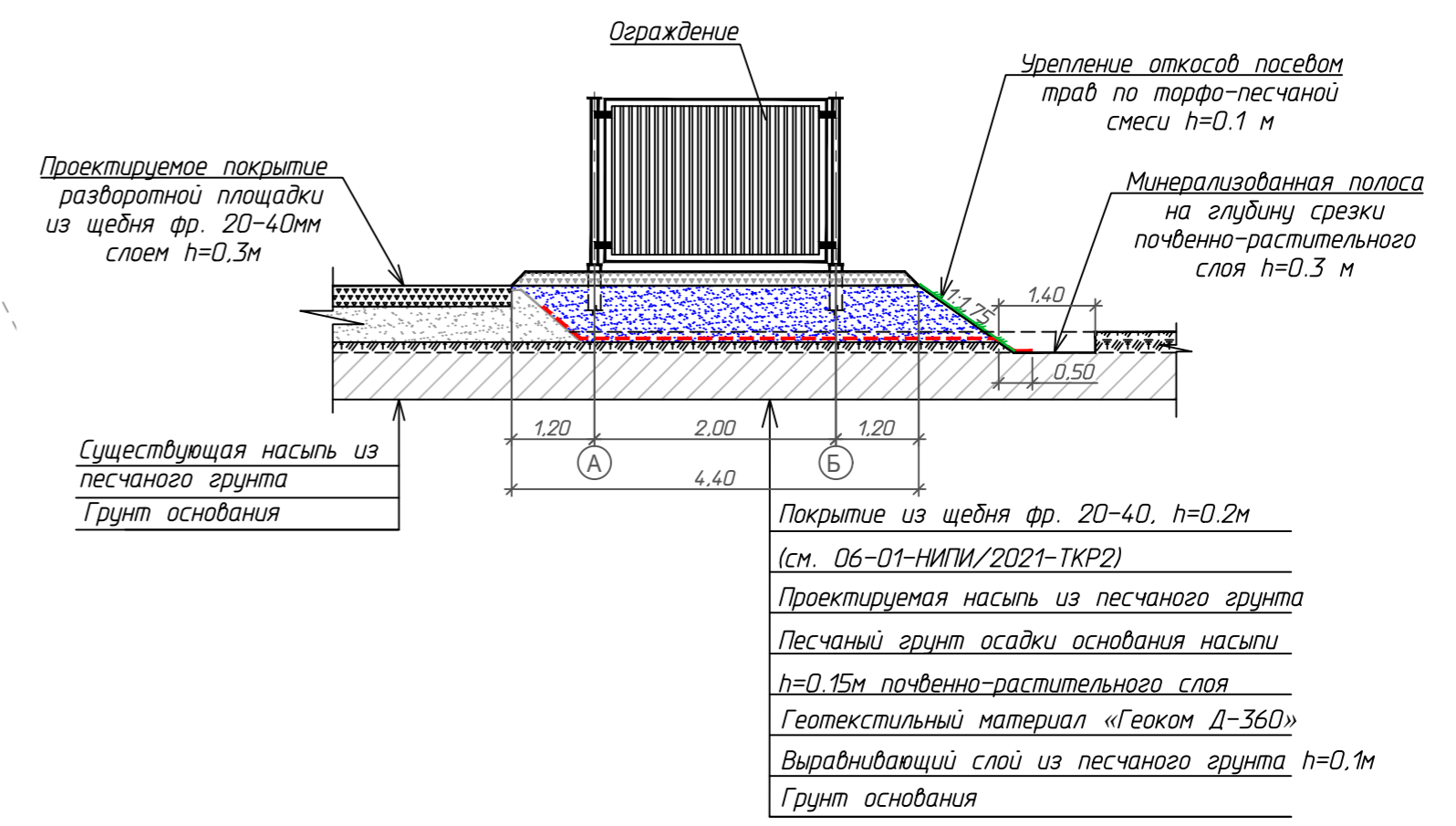
Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Граница ППТ с точками поворота
	Условная граница проектирования
	Проектируемый нефтеборный коллектор
	Проектируемое ограждение узла
	Покрытие из щебня
	Минерализованная полоса
	Проектный уклон в‰ Расстояние в метрах
	Проектные горизонталы
	Проектная отметка
	Черная отметка

Ведомость тротуаров, дорожек и площадок

Поз.	Наименование	Тип	Площадь покрытия, м <sup>2</sup>	Примечание
1	Покрытие разворотной площадки из щебня фр. 20-40мм	1	225	

Разрез 1-1



Технико-экономические показатели:

Пропарочный узел ПК7+92.0

Наименование показателей	Ед. изм.	Количество
Площадь территории в границах проектирования	га	0.0393
Площадь застройки	га	0.0022
(в т. ч. в ограждении -0.0006 га)		
Площадь проездов и площадок с твердым покрытием	га	0.0000
Площадь проездов и площадок с переходным покрытием	га	0.0225
Площадь свободная от застройки	га	0.0146

1. Система координат: СК-63
2. Система высот: Балтийская 1977 г.
3. Съемка выполнена в августе 2021 г..

06-01-НИПИ/2021-ПБ.Г7					
Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Прод.	Дата
Разраб.	Матус	1		Матус	
Н. контр.	Салдаева				