



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

**(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)**

---

Регистрационный №П-125-001102065200-0274 от 12.02.2018 г.  
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы в  
газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»  
№ СРО-П-125-26012010

**«Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь  
строительства»**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 1 «Пояснительная записка»**

**06-04-2НИПИ/2022-ПЗ**

**Том 1**



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

**(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)**

Регистрационный №П-125-001102065200-0274 от 12.02.2018 г.

Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы в газовой и  
нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»

№ СРО-П-125-26012010

**«Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь  
строительства»**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 1 «Пояснительная записка»**

**06-04-2НИПИ/2022-ПЗ**

**Том 1**

Взам. инв. №		Заместитель директора - Главный Инженер	О.С. Соболева
Подп. и дата		Главный инженер проекта	К.В. Худяев
Инв. № подл.			

2023

Обозначение	Наименование	Примечание
06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Пояснительная записка	Стр. 3

Согласовано			

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

						06-04-2НИПИ/2022-ПЗ-С			
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Разраб.	Худяев					Содержание тома 1	Стадия	Лист	Листов
							П		1
Н. контр.	Салдаева						ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

## Оглавление

1	Основание для проектирования.....	4
2	Исходные данные и условия для подготовки проектной документации.....	5
3	Сведения о потребности объекта капитального строительства в топливе, газе, воде и электрической энергии .....	7
3.1	Потребность в электроэнергии .....	7
3.2	Потребность в воде .....	7
4	Данные о проектной мощности объекта строительства .....	9
5	Сведения о потребностях производства в сырьевых ресурсах и источниках их поступления, потребности производства в воде, топливно-энергетических ресурсах – для объектов производственного назначения.....	12
6	Сведения о комплексном использовании сырья, вторичных энергоресурсов, отходов производства .....	13
7	Сведения об использовании возобновляемых источников энергии и вторичных энергетических ресурсов.....	14
8	Сведения о земельных участках, изымаемых во временное (на период строительства) и (или) постоянное пользование, обоснование размеров изымаемого земельного участка, если такие размеры не установлены нормами отвода земель для конкретных видов деятельности, или правилами землепользования и застройки, или проектами планировки, межевания территории.....	15
9	Сведения о категории земель, на которых располагается (будет располагаться) объект капитального строительства.....	17
10	Сведения о размере средств на возмещения убытков правообладателям земельных участков .....	18
11	Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований .....	19
12	Технико-экономические показатели проектируемых объектов капитального строительства.....	20
13	Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Инв. № подл.					
ГИП	Худяев				

Пояснительная записка том 1.1

Текстовая часть.

Стадия	Лист	Листов
	1	33
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ		



условий .....	21
14 Данные о численности работников на объекте капитального строительства и их профессионально-квалификационном составе, числе рабочих мест и другие данные, установленные заданием на проектирование и характеризующие объект капитального строительства.....	22
15 Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений .....	24
16 Обоснование возможности осуществления строительства, реконструкции объекта капитального строительства по этапам строительства .....	25
17 Идентификационные признаки объекта капитального строительства.....	27
18 Перечень документов по стандартизации, используемых полностью или частично на добровольной основе для соблюдения требований технических регламентов .....	28
19 Заверение проектной организации о том, что проектная документация разработана в соответствии с градостроительным планом земельного участка, заданием на проектирование, градостроительным регламентом, документами об использовании земельного участка для строительства (в случае если на земельный участок не распространяется действие градостроительного регламента или в отношении его не устанавливается градостроительный регламент), техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, и с соблюдением технических условий. ....	29
20 Сведения о разделах и пунктах проектной документации, содержащих решения и мероприятия по обеспечению соблюдения требований: энергетической эффективности и оснащенности зданий, строений, сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов; промышленной безопасности - для опасных производственных объектов .....	30
21 Сведения о назначении и функционально-технологических особенностях объекта капитального строительства в соответствии с заданием на проектирование и классификатором объектов капитального строительства по их назначению и функционально-технологическим особенностям, утвержденным федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере строительства, архитектуры, градостроительства .....	31
22 Сведения о наличии проекта рекультивации земель .....	32

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

23 Сведения о классе энергетической эффективности (в случае, если присвоение класса энергетической эффективности объекту капитального строительства является обязательным в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении) и о повышении энергетической эффективности ..... 33

Приложение А Свидетельство СРО ..... 35

Приложение Б Задание на проектирование объекта ..... 37

Приложение В Дополнение №1 к заданию на проектирование ..... 53

Приложение Г Технические условия на разработку раздела «Проект организации строительства» ..... 72

Приложение Д Технические условия на разработку проекта строительства куста скважин ..... 74

Приложение Е Технические условия на разработку проекта строительства трубопроводов ..... 80

Приложение Ж Технические условия на электроснабжение ..... 86

Приложение И Технические условия на проектирование раздела «автоматизация и метрология» ..... 91

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
								3
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

## 1 Основание для проектирования

Основанием для проектирования объекта «Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства» послужила программа капитального строительства ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на 2022-2024 гг.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т	

## 2 Исходные данные и условия для подготовки проектной документации

Разработка проектной документации велась на основании:

- технического задания на проектирование, утвержденного Первым заместителем Генерального директора - Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Д.А. Баталовым (Приложение Б);

- дополнения №1 к заданию на проектирование, утвержденного Первым заместителем Генерального директора - Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Д.А. Баталовым (Приложение В);

- материалов инженерных изысканий, выполненных Обществом с ограниченной ответственностью «Геосфера» (далее – ООО «Геосфера»):

06-04-2НИПИ/2022-ИГДИ Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий для подготовки проектной документации;

06-04-2НИПИ/2022-ИГИ Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной документации;

06-04-2НИПИ/2022-ИГМИ Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий для подготовки проектной документации;

06-04-2НИПИ/2022-ИЭИ Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации.

- технических условий на разработку раздела «Проект организации строительства», утвержденных Заместителем директора по капитальному строительству ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» С.А. Шарпило (приложение Г);

- технические условия на разработку проекта строительства куста скважин, утвержденных главным инженером ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» А.В. Косак (приложение Д);

- технические условия на разработку проекта строительства трубопроводов, утвержденных главным инженером ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» А.В. Косак (приложение Е);

- технических условий на электроснабжение объекта, утвержденных главным инженером ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» А.В. Косак (приложение Ж);

- технические условия на проектирование раздела «автоматизация и метрология», утвержденных главным инженером ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» А.В. Косак (приложение И);

- технические условия на проектирование сетей связи, утвержденных начальником

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист	
									5
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.			

отдела информационных технологий и связи И.Н. Платоновым (приложение К);

- технические условия на проектирование обустройства строительства эксплуатационных скважин, утвержденных и.о. заместителя директора по геологии и разработке ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» М.О. Куропаткиным (приложение Л);

- выписки из реестра членов саморегулируемой организации. Регистрационный номер П-125-001102065200-0274 от 12.02.2018г (Приложение А).

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв №	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
							6

### 3 Сведения о потребности объекта капитального строительства в топливе, газе, воде и электрической энергии

#### 3.1 Потребность в электроэнергии

Потребность в электроэнергии, кВа, определяется на период выполнения максимального объема строительного-монтажных и равняется 41,4 кВа

#### 3.2 Потребность в воде

Расходы воды на хозяйственно-бытовые потребности на строительной площадке, л/с, определяется в соответствии с МДС 12-46.2008:

$$Q_{\text{хоз}} = (15 \times 26 \times 2 / 3600 \times 11) + (30 \times 21 / 60 \times 45) = 0,253 \text{ л/с}$$

$$1 \text{ этап: } Q_{\text{хоз}} = (15 \times 36) / 1000 + (30 \times 36 \times 0,8) / 1000 = 1,404 \text{ м}^3/\text{сутки};$$

$$Q_{\text{хоз.период}} = 1,404 \times 1,5 \times 26 = 55 \text{ м}^3.$$

$$2 \text{ этап: } Q_{\text{хоз}} = (15 \times 18) / 1000 + (30 \times 18 \times 0,8) / 1000 = 0,702 \text{ м}^3/\text{сутки};$$

$$Q_{\text{хоз.период}} = 0,702 \times 1,0 \times 26 = 18 \text{ м}^3.$$

$$3 \text{ этап: } Q_{\text{хоз}} = (15 \times 30) / 1000 + (30 \times 30 \times 0,8) / 1000 = 1,170 \text{ м}^3/\text{сутки};$$

$$Q_{\text{хоз.период}} = 1,170 \times 3,5 \times 26 = 106 \text{ м}^3.$$

$$4-23 \text{ этап: } Q_{\text{хоз}} = (15 \times 13) / 1000 + (30 \times 13 \times 0,8) / 1000 = 0,507 \text{ м}^3/\text{сутки};$$

$$Q_{\text{хоз.период}} = 0,507 \times 0,5 \times 26 = 7 \text{ м}^3.$$

$$24 \text{ этап: } Q_{\text{хоз}} = (15 \times 25) / 1000 + (30 \times 25 \times 0,8) / 1000 = 0,975 \text{ м}^3/\text{сутки};$$

$$Q_{\text{хоз.период}} = 0,975 \times 1,5 \times 26 = 38 \text{ м}^3.$$

$$25 \text{ этап: } Q_{\text{хоз}} = (15 \times 18) / 1000 + (30 \times 18 \times 0,8) / 1000 = 0,702 \text{ м}^3/\text{сутки};$$

$$Q_{\text{хоз.период}} = 0,702 \times 1,0 \times 26 = 18 \text{ м}^3.$$

$$26 \text{ этап: } Q_{\text{хоз}} = (15 \times 25) / 1000 + (30 \times 25 \times 0,8) / 1000 = 0,975 \text{ м}^3/\text{сутки};$$

$$Q_{\text{хоз.период}} = 0,975 \times 1,5 \times 26 = 38 \text{ м}^3.$$

$$27 \text{ этап: } Q_{\text{хоз}} = (15 \times 18) / 1000 + (30 \times 18 \times 0,8) / 1000 = 0,702 \text{ м}^3/\text{сутки};$$

$$Q_{\text{хоз.период}} = 0,702 \times 1,5 \times 26 = 27 \text{ м}^3.$$

$$28 \text{ этап: } Q_{\text{хоз}} = (15 \times 25) / 1000 + (30 \times 25 \times 0,8) / 1000 = 0,975 \text{ м}^3/\text{сутки};$$

$$Q_{\text{хоз.период}} = 0,975 \times 2,5 \times 26 = 63 \text{ м}^3.$$

$$29 \text{ этап: } Q_{\text{хоз}} = (15 \times 18) / 1000 + (30 \times 18 \times 0,8) / 1000 = 0,702 \text{ м}^3/\text{сутки};$$

$$Q_{\text{хоз.период}} = 0,702 \times 1,0 \times 26 = 18 \text{ м}^3.$$

Расход питьевой воды на строительной площадке:

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв №	Подп. и дата	Инва. № подл.	06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
										7

$$Q_{\text{пит}}=3,5 \times \Pi_r,$$

где  $\Pi_r$  - число работающих в две смены.

$$1 \text{ этап: } Q_{\text{пит}} = (3,5 \times 36) / 1000 = 0,126 \text{ м}^3/\text{сутки};$$

$$Q_{\text{пит.период}} = 0,126 \times 1,5 \times 26 = 5 \text{ м}^3.$$

$$2 \text{ этап: } Q_{\text{пит}} = (3,5 \times 18) / 1000 = 0,063 \text{ м}^3/\text{сутки};$$

$$Q_{\text{пит.период}} = 0,063 \times 1 \times 26 = 2 \text{ м}^3.$$

$$3 \text{ этап: } Q_{\text{пит}} = (3,5 \times 30) / 1000 = 0,105 \text{ м}^3/\text{сутки};$$

$$Q_{\text{пит.период}} = 0,105 \times 3,5 \times 26 = 10 \text{ м}^3.$$

$$4-23 \text{ этап: } Q_{\text{пит}} = (3,5 \times 13) / 1000 = 0,046 \text{ м}^3/\text{сутки};$$

$$Q_{\text{пит.период}} = 0,046 \times 0,5 \times 26 = 1 \text{ м}^3.$$

$$24 \text{ этап: } Q_{\text{пит}} = (3,5 \times 13) / 1000 = 0,046 \text{ м}^3/\text{сутки};$$

$$Q_{\text{пит.период}} = 0,046 \times 0,5 \times 26 = 1 \text{ м}^3.$$

$$25 \text{ этап: } Q_{\text{пит}} = (3,5 \times 18) / 1000 = 0,063 \text{ м}^3/\text{сутки};$$

$$Q_{\text{пит.период}} = 0,063 \times 1 \times 26 = 2 \text{ м}^3.$$

$$26 \text{ этап: } Q_{\text{пит}} = (3,5 \times 25) / 1000 = 0,088 \text{ м}^3/\text{сутки};$$

$$Q_{\text{пит.период}} = 0,088 \times 1,5 \times 26 = 3 \text{ м}^3.$$

$$27 \text{ этап: } Q_{\text{пит}} = (3,5 \times 18) / 1000 = 0,063 \text{ м}^3/\text{сутки};$$

$$Q_{\text{пит.период}} = 0,063 \times 1,5 \times 26 = 2 \text{ м}^3.$$

$$28 \text{ этап: } Q_{\text{пит}} = (3,5 \times 25) / 1000 = 0,088 \text{ м}^3/\text{сутки};$$

$$Q_{\text{пит.период}} = 0,088 \times 2,5 \times 26 = 6 \text{ м}^3.$$

$$29 \text{ этап: } Q_{\text{пит}} = (3,5 \times 18) / 1000 = 0,063 \text{ м}^3/\text{сутки};$$

$$Q_{\text{пит.период}} = 0,063 \times 1 \times 26 = 2 \text{ м}^3.$$

Потребность воды для гидроиспытания трубопроводов составит 26,4 м<sup>3</sup>.

Потребность воды для промывки демонтируемого трубопровода составит 9,2 м<sup>3</sup>.

Питьевая вода доставляется в специальной ПЭ таре из расчета потребления 3-3,5 л/чел.

Расход воды для пожаротушения на период строительства  $Q_{\text{пож}} = 5$  л/сек.

Местом временного хранения хозяйственно-бытовых сточных вод на строительных площадках и трассе являются биотуалеты и передвижные емкости хозяйственно-бытовых стоков.

Потребность строительства в сжатом воздухе покрывается за счет использования компрессора ЗИФ-ПВ-6/0,7 с производительностью 6,3 м<sup>3</sup>/мин.

Для снабжения паром на строительных площадках предусмотрено использование передвижного парогенератора МНТ 700.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
								8
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

#### 4 Данные о проектной мощности объекта строительства

Настоящей проектной документацией предусмотрено обустройство добывающих скважин куста скважин №4084 Верхневозейского месторождения.

На кусте скважин №4084 (см. чертеж 06-04-2НИПИ-2022-1-ТР1.ГЗ) расположены двенадцать проектируемых добывающих скважин (№№ 312, 4083, 4086, 3600, 4085, 3610, 4088, 4092, 4094, 4098, 4097, 4091), шесть нагнетательных скважин (№№ 3606, 4093, 4096, 4087, 4089, 409) и две водозаборные скважины (№10ВЗ, №11ВЗ). Решения по системе заводнения нефтяных пластов см. 06-04-2НИПИ-2022-1-ТР2.

Дебиты скважин приняты, согласно исходных данных ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» и составляют:

- Скв. №312 – 41,8 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 33,2 т/сут по нефти;
- Скв. №4083 – 80,5 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 63,8 т/сут по нефти;
- Скв. №4086 – 80,5 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 63,8 т/сут по нефти;
- Скв. №3600 – 80,5 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 63,8 т/сут по нефти;
- Скв. №4085 – 80,5 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 63,8 т/сут по нефти;
- Скв. №3610 – 80,5 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 63,8 т/сут по нефти;
- Скв. №4088 – 33,5 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 26,5 т/сут по нефти;
- Скв. №4092 – 31,4 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 24,9 т/сут по нефти;
- Скв. №4094 – 56,9 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 44,5 т/сут по нефти;
- Скв. №4098 – 56,9 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 44,5 т/сут по нефти;
- Скв. №4097 – 56,9 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 44,5 т/сут по нефти;
- Скв. №4091 – 56,9 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 44,5 т/сут по нефти.

Объемное содержание парафина 5,35 – 8,8%;

Содержание сероводорода в газе (ДР) 0,1 - 3,07% об;

Газовый фактор 260,8 м<sup>3</sup>/т;

Обводненность продукции – 5%.

Приемистость нагнетательных скважин принята согласно исходным данным на проектирование обустройства строительства (реконструкции) эксплуатационных скважин Верхневозейского нефтяного месторождения, утвержденных И.о. заместителя директора по геологии и разработке ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» М.О. Куропаткиным 05.07.2022г. (Приложение 1) и составляет:

скв.3606 - 134,16 м<sup>3</sup>/сут. (116,66 м<sup>3</sup>/сут. с учетом 15% запаса), максимальная - 402,5м<sup>3</sup>/сут. (350 м<sup>3</sup>/сут. с учетом 15% запаса);

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист	
			06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т							9
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		



скв.4093 - 134,16 м3/сут. (116,66 м3/сут. с учетом 15% запаса), максимальная - 402,5м3/сут. (350 м3/сут. с учетом 15% запаса);

скв.4096 - 134,16 м3/сут. (116,66 м3/сут. с учетом 15% запаса), максимальная - 402,5м3/сут. (350 м3/сут. с учетом 15% запаса);

скв.4087 - 134,16 м3/сут. (116,66 м3/сут. с учетом 15% запаса), максимальная - 402,5м3/сут. (350 м3/сут. с учетом 15% запаса);

скв.4089 - 134,16 м3/сут. (116,66 м3/сут. с учетом 15% запаса), максимальная - 402,5м3/сут. (350 м3/сут. с учетом 15% запаса);

скв.4090 - 134,16 м3/сут. (116,66 м3/сут. с учетом 15% запаса), максимальная - 402,5м3/сут. (350 м3/сут. с учетом 15% запаса).

Дебиты водозаборных скважин приняты согласно исходным данным на проектирование обустройства строительства (реконструкции) эксплуатационных скважин Верхневозейского нефтяного месторождения, утвержденных И.о. заместителя директора по геологии и разработке ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» М.О. Куропаткиным 05.07.2022г. (Приложение 1) и составляют:

№10ВЗ - 402,5м3/сут (350 м3/сут с учетом 15% запаса);

№11ВЗ – 402,5м3/сут (350 м3/сут с учетом 15% запаса).

Проектируемая система заводнения для площадки куста скважин №4084 предусмотрена по схеме: водозаборные скважины с высоконапорными насосами - высоконапорные водоводы – блок фильтров ППД с узлом переключения задвижек - высоконапорные водоводы - нагнетательные скважины.

Режим работы водозаборных скважин – 2 рабочие.

Таблица 1 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность плановая м	Протяженность с удлинениями м	Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
					Класс	Категория по назначению	
Нефтеcборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084	Н	219x8	3928	3968,6	III	II	4,0

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

10

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность плановая м	Протяженность с удлинителями м	Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
					Класс	Категория по назначению	
Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв.3509	Н	89х6	2110	2159,27	III	II	4,0
Выкидная линия от к.3578 д т.вр. скв.3578	Н	89х6	998	1013,0	III	II	4,0
Выкидная линия скв.3455 до т.вр. скв.3455	Н	89х6	74	106,06	III	II	4,0
Примечание: Н - нефтепровод							

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №		06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
											11

**5 Сведения о потребностях производства в сырьевых ресурсах и источниках их поступления, потребности производства в воде, топливно-энергетических ресурсах – для объектов производственного назначения**

Потребность в сырьевой базе отсутствует.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т	

**6 Сведения о комплексном использовании сырья, вторичных энергоресурсов, отходов производства**

Вторичные энергоресурсы не используются.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

## 7 Сведения об использовании возобновляемых источников энергии и вторичных энергетических ресурсов

Использование возобновляемых источников энергии и вторичных ресурсов проектом не предусматривается.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								14
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т								

**8 Сведения о земельных участках, изымаемых во временное (на период строительства) и (или) постоянное пользование, обоснование размеров изымаемого земельного участка, если такие размеры не установлены нормами отвода земель для конкретных видов деятельности, или правилами землепользования и застройки, или проектами планировки, межевания территории**

Исходные данные для расчета размеров земельных участков, предоставленных для размещения линейных объектов, представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Исходные данные для расчета земельных участков, предоставленных для размещения линейных объектов

Наименование	Назначение	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность, м	Ширина полосы отвода
Нефтеборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084	Н	219х8	3928	24
Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв.3509	Н	89х6	2037	24
Выкидная линия от к.3578 до т.вр. скв.3578	Н	89х6	1018	24
Выкидная линия скв.3455 до т.вр. скв.3455	Н	89х6	74	24
Примечание: Н- нефтепровод				

Согласно расчетам нормативная площадь полосы отвода земельного участка не превышает площадь, предоставленную для строительства.

Выбор земельного участка осуществлен в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации при непосредственном участии правообладателей земель.

Результаты расчета площадей земельных участков, предоставленных для размещения линейного объекта, приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Площади земельных участков, предоставленных для размещения линейного объекта

Наименование и назначение участка	Нормативная площадь участка на период	Площадь участков в соответствии с проектом

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

15

	строительства и эксплуатации, га	планировки, га
Нефтегесборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084		
Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв.3509		
Выкидная линия от к.3578 д т.вр. скв.3578		
Выкидная линия скв.3455 до т.вр. скв.3455		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
			06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т						16

**9 Сведения о категории земель, на которых располагается (будет располагаться) объект капитального строительства**

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
								17
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.



## 10 Сведения о размере средств на возмещения убытков правообладателям земельных участков

Земельный участок под строительство и эксплуатацию объектов изымается по договору аренды во временное пользование. Согласно договору аренды лесного участка, предусмотрена арендная плата Департаменту природных ресурсов и несырьевого сектора экономики Республики Коми, которая начисляется на период срока аренды и вносится ежеквартально.

Размер арендной платы подлежит изменению пропорционально изменению ставок платы за единицу объёма лесных ресурсов и ставок платы за единицу площади лесного участка, устанавливаемых в соответствии со статьёй 73 Лесного кодекса Российской Федерации.

Изменение размера арендной платы осуществляется без заключения дополнительного соглашения в соответствии с нормативными актами, устанавливающими расчётные величины (ставки платы за единицу объёма лесных ресурсов или за единицу площади лесного участка, коэффициенты и т.д.) для изменения размера арендной платы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т					18
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

## 11 Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований

Новые изобретения и патентные исследования при разработке проектной документации не использовались.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								19
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т								

## 12 Техничко-экономические показатели проектируемых объектов капитального строительства

Настоящей проектной документацией предусмотрено обустройство добывающих скважин куста скважин №4084 Верхневозейского месторождения.

На кусте скважин №4084 (см. чертеж 06-04-2НИПИ-2022-1-ТР1.ГЗ) расположены двенадцать проектируемых добывающих скважин (№№ 312, 4083, 4086, 3600, 4085, 3610, 4088, 4092, 4094, 4098, 4097, 4091), шесть нагнетательных скважин (№№ 3606, 4093, 4096, 4087, 4089, 409) и две водозаборные скважины (№10ВЗ, №11ВЗ).

Таблица 1 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность плановая м	Протяженность с удлинителями м	Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
					Класс	Категория по назначению	
Нефтеборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084	Н	219x8	3928	3968,6	III	II	4,0
Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв.3509	Н	89x6	2110	2159,27	III	II	4,0
Выкидная линия от к.3578 до т.вр. скв.3578	Н	89x6	998	1013,0	III	II	4,0
Выкидная линия скв.3455 до т.вр. скв.3455	Н	89x6	74	106,06	III	II	4,0
Примечание: Н - нефтепровод							

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв №	Подп. и дата	Инд. № подл.	06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
										20

### 13 Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий

Специальные технические условия не разрабатывались.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв №	
						06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
							21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

#### 14 Данные о численности работников на объекте капитального строительства и их профессионально-квалификационном составе, числе рабочих мест и другие данные, установленные заданием на проектирование и характеризующие объект капитального строительства

К работе с оборудованием куста скважин допускаются лица, имеющие соответствующую профессиональную подготовку, прошедшие инструктаж согласно перечню обязательных инструкций, сдавшие экзамен на допуск к самостоятельной работе.

Добыча продукции скважин ведется в автоматическом режиме, что позволяет эксплуатировать технологическое оборудование без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Проектными решениями не предусматривается изменение количества штатного обслуживающего персонала.

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

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

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

На подразделение, обслуживающее трубопроводы, возлагаются следующие обязанности:

- периодический осмотр трубопроводов и их сооружений;
- техническое обслуживание и текущий ремонт трубопроводов, а также ликвидация отказов;
- контроль над состоянием переходов через искусственные и естественные препятствия;
- содержание трасс и охранной зоны трубопроводов в состоянии, соответствующим требованиям правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в соответствии с технологическими регламентами, производственными инструкциями;
- осуществление мероприятий по подготовке трубопроводов к работе в осенне-зимний период и к весеннему паводку;

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
										22
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

– проведение в установленные графиком сроки учебно-тренировочных занятий с целью проверки готовности технического персонала к выполнению работ по ликвидации возможных аварий.

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								23
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т								

**15 Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений**

Для разработки проектной документации использовался стандартный пакет программ MS Office (Word, Excel).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								24
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т								

## 16 Обоснование возможности осуществления строительства, реконструкции объекта капитального строительства по этапам строительства

В соответствии с Заданием на проектирование и техническими требованиями Заказчика выделены следующие этапы строительства:

1 этап: Строительство нефтегазопровода от к №4084 до т.вр. куста №4084;

2 этап: Строительство КТП на кусте №4084;

3 этап: Обустройство скважины №312 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

4 этап: Обустройство скважины №10В3 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

5 этап: Обустройство скважины №11В3 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

6 этап: Обустройство скважины №4083 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

7 этап: Обустройство скважины №4086 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

8 этап: Обустройство скважины №3600 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

9 этап: Обустройство скважины №4085 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

10 этап: Обустройство скважины №3610 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

11 этап: Обустройство скважины №3606 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

12 этап: Обустройство скважины №4088 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

13 этап: Обустройство скважины №4092 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

14 этап: Обустройство скважины №4093 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

15 этап: Обустройство скважины №4094 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т					25
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		



16 этап: Обустройство скважины №4098 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

17 этап: Обустройство скважины №4096 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

18 этап: Обустройство скважины №4097 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

19 этап: Обустройство скважины №4087 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

20 этап: Обустройство скважины №4091 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

21 этап: Обустройство скважины №4089 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

22 этап: Обустройство скважины №4090 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

23 этап: Строительство блока фильтров на кусте №4084;

22 этап: Строительство выкидной линии «скв.3455 до т.вр. скв.3455»;

23 этап: Демонтаж недействующих коммуникаций по трассе выкидной линии «скв.3455 до т.вр. скв.3455»;

24 этап: Строительство выкидной линии «скв.3509 до т.вр. скв.3509»;

25 этап: Демонтаж недействующих коммуникаций по трассе выкидной линии «скв.3509 до т.вр. скв.3509»;

26 этап: Строительство выкидной линии «скв.3578 до т.вр. скв.3578»;

27 этап: Демонтаж недействующих коммуникаций по трассе выкидной линии «скв.3578 до т.вр. скв.3578»;

28 этап: Строительство КТП на площадке скв. №3578.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
								26
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

## 17 Идентификационные признаки объекта капитального строительства

Идентификационные признаки проектируемого объекта представлены в таблице 1.

Признаки идентификации	Идентификация
Назначение	Объект инфраструктуры нефтегазодобывающего комплекса
Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на их безопасность	Не относится к объектам транспортной инфраструктуры (ст. 1 Федерального закона от 09.02.2007 № 16-ФЗ «О транспортной безопасности»)
Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация зданий или сооружений: согласно карте общего сейсмического районирования ОСР-97-13 5% СП 44-13330.2011 район строительства относится к 5-балльной зоне интенсивности: сильные ветры со скоростью 25-30 м/с (при порывах до 40 м/с), ливневые дожди, град, сильные снегопады, наледеобразование, сильные морозы, затяжные метели, опасность природных пожаров.
Пожарная и взрывопожарная опасность	Технологические среды по пожарной опасности относятся к пожароопасным в соответствии со ст. 16 Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
Наличие зданий/помещений с постоянным пребыванием людей	Отсутствует
Уровень ответственности (согласно Федерального закона № 384-ФЗ)	Нормальный

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
							27
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					

**18 Перечень документов по стандартизации, используемых полностью или частично на добровольной основе для соблюдения требований технических регламентов**

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.
							06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т	28

**19** Заверение проектной организации о том, что проектная документация разработана в соответствии с градостроительным планом земельного участка, заданием на проектирование, градостроительным регламентом, документами об использовании земельного участка для строительства (в случае если на земельный участок не распространяется действие градостроительного регламента или в отношении его не устанавливается градостроительный регламент), техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, и с соблюдением технических условий.

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

Данная проектная документация разработана ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ». Право на проектирование подтверждено выпиской из реестра членов саморегулируемой организации. Регистрационный номер П-125-001102065200-0274 от 12.02.2018 г. (приложение А).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
								29
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

**20 Сведения о разделах и пунктах проектной документации, содержащих решения и мероприятия по обеспечению соблюдения требований: энергетической эффективности и оснащенности зданий, строений, сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов; промышленной безопасности - для опасных производственных объектов**

Проектом предусматривается разработка раздела 06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ «Промышленная безопасность».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
								30
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

**21 Сведения о назначении и функционально-технологических особенностях объекта капитального строительства в соответствии с заданием на проектирование и классификатором объектов капитального строительства по их назначению и функционально-технологическим особенностям, утвержденным федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере строительства, архитектуры, градостроительства**

По назначению и функционально-технологическим особенностям проектируемый объект «Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства» является добыча, сбор, подготовка и транспорт нефти и попутного газа (код 08.06.002.000) (согласно приказа Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 02.11.2022 N 928/ПР).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								31
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т								

## 22 Сведения о наличии проекта рекультивации земель

Проектом предусматривается разработка раздела 06-04-2НИПИ/2022-1-РКЗ  
«Рекультивация нарушенных земель»

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

**23 Сведения о классе энергетической эффективности (в случае, если присвоение класса энергетической эффективности объекту капитального строительства является обязательным в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении) и о повышении энергетической эффективности**

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								33
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
06-04-НИПИ/2022-ПЗ.Т								



# Приложение А

## Выписка из реестра членов саморегулируемой организации



АССОЦИАЦИЯ САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ ОБЩЕРОССИЙСКАЯ НЕГОСУДАРСТВЕННАЯ НЕКОММЕРЧЕСКАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ – ОБЩЕРОССИЙСКОЕ МЕЖОТРАСЛЕВОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ РАБОТОДАТЕЛЕЙ «НАЦИОНАЛЬНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСНОВАННЫХ НА ЧЛЕНСТВЕ ЛИЦ, ВЫПОЛНЯЮЩИХ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ, И САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСНОВАННЫХ НА ЧЛЕНСТВЕ ЛИЦ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ ПОДГОТОВКУ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ»

**1102065200-20230911-1215**

(регистрационный номер выписки)

**11.09.2023**

(дата формирования выписки)

### ВЫПИСКА

**из единого реестра сведений о членах саморегулируемых организаций в области инженерных изысканий и в области архитектурно-строительного проектирования и их обязательствах**

**Настоящая выписка содержит сведения о юридическом лице (индивидуальном предпринимателе), осуществляющем подготовку проектной документации:**

**Общество с ограниченной ответственностью "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа Ухтинского государственного технического университета"**

(полное наименование юридического лица/ФИО индивидуального предпринимателя)

**1101102000889**

(основной государственный регистрационный номер)

#### 1. Сведения о члене саморегулируемой организации:

1.1	Идентификационный номер налогоплательщика	1102065200
1.2	Полное наименование юридического лица (Фамилия Имя Отчество индивидуального предпринимателя)	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа Ухтинского государственного технического университета"
1.3	Сокращенное наименование юридического лица	ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"
1.4	Адрес юридического лица Место фактического осуществления деятельности (для индивидуального предпринимателя)	109428, Россия, Москва, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Рязанский, пр-кт Рязанский, д.10, стр.18, этаж 10, АНТРЕСОЛЬ АНТРЕСОЛЬ 10-го этажа
1.5	Является членом саморегулируемой организации	Ассоциация "Объединение организаций выполняющих проектные работы в газовой и нефтяной отрасли "Инженер-Проектировщик" (СРО-П-125-24012010)
1.6	Регистрационный номер члена саморегулируемой организации	П-125-001102065200-0274
1.7	Дата вступления в силу решения о приеме в члены саморегулируемой организации	12.02.2018
1.8	Дата и номер решения об исключении из членов саморегулируемой организации, основания исключения	

#### 2. Сведения о наличии у члена саморегулируемой организации права осуществлять подготовку проектной документации:

2.1 в отношении объектов капитального строительства (кроме особо опасных, технически сложных и уникальных объектов, объектов использования атомной энергии) (дата возникновения/изменения права)	2.2 в отношении особо опасных, технически сложных и уникальных объектов капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии) (дата возникновения/изменения права)	2.3 в отношении объектов использования атомной энергии (дата возникновения/изменения права)
Да, 12.02.2018	Да, 12.02.2018	Нет



1

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

35

3. Компенсационный фонд возмещения вреда		
3.1	Уровень ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда на подготовку проектной документации, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд возмещения вреда	Четвертый уровень ответственности (составляет триста миллионов рублей и более)
3.2	Сведения о приостановлении / прекращении права осуществлять подготовку проектной документации объектов капитального строительства	
4. Компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств		
4.1	Дата, с которой член саморегулируемой организации имеет право осуществлять подготовку проектной документации по договорам подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств	05.03.2021
4.2	Уровень ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договорам подряда на подготовку проектной документации, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств	Первый уровень ответственности (не превышает двадцать пять миллионов рублей)
4.3	Дата уплаты дополнительного взноса	Нет
4.4	Сведения о приостановлении / прекращении права осуществлять подготовку проектной документации по договорам подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров	
5. Фактический совокупный размер обязательств		
5.1	Фактический совокупный размер обязательств по договорам подряда на подготовку проектной документации, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров на дату выдачи выписки	Нет

Руководитель аппарата



А.О. Кожуховский



2

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист  
36

## Приложение Б

### Задание на проектирование объекта

**СОГЛАСОВАНО:**

Заместитель генерального  
директора по капитальному строительству  
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»  
\_\_\_\_\_ А.Б. Клюев  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022

**УТВЕРЖДАЮ:**

Первый заместитель генерального  
директора – Главный инженер  
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»  
\_\_\_\_\_ Д.А. Баталов  
\_\_\_\_\_ 2022

**ЗАДАНИЕ**

на проектирование объекта

**«Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства»**

Перечень основных данных и требований	Показатели
1. Основание для проектирования	1.1 Согласно Программе капитального строительства ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на 2022-2024.
2. Вид строительства	2.1 Новое строительство.
3. Стадийность проектирования	3.1 Инженерные изыскания. 3.2 Проектная документация. 3.3 Рабочая документация.
4. Срок начала строительства	4.1 Согласно Программе капитального строительства ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на 2022-2024.
5. Застройщик/технический заказчик	5.1 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».
6. Юридическая принадлежность объекта	6.1 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».
7. Генеральная проектная организация	7.1 ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ».
8. Местоположение объекта	8.1 Республика Коми. Верхне-Возейское н.м.
9. Генеральная строительная организация	9.1 По итогам проведения тендера.
10. Особые условия строительства	10.1 Природно-климатические условия Крайнего Севера. 10.2 Информацию и мероприятия, предусмотренные в рамках проекта в части адаптации к изменению климата, направленных на минимизацию рисков, связанных с изменением параметров окружающей среды в том числе арктической зоне в проекте отразить отдельным разделом. 10.3 Определить категорию грунта по результатам выполнения инженерных изысканий.
11. Основные технико-экономические показатели	11.1 Техничко-экономические показатели: 11.1.1. Обустройство кустов: - №4067бис (скв. №№3605, 3604Н, 3602,3601Н, 3603) - №4084 (скв. №№ 312р, 4083, 4086, 3600, 4085, 3610, 3606Н, 4088, 4092, 4093Н).

«Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства»

Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

37

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

38

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>11.1.2. Система нефтесбора:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- нефтесборный коллектор к.4084 до т.вр. 4084 (L=4,19 км, Ду 159х6);</li> <li>- Нефтесборный коллектор от к.4067 бис до т.вр.к.4067 бис.</li> <li>- высоконапорный водовод т.вр. скв.4084 до скв.4084 (L – 4,2 км, Ду 114х10);</li> <li>- высоконапорный водовод т.вр. к.4067 бис до к.4067 бис (L – 0.2 км, Ду 114х10);</li> <li>- выкидные линии к .4084;</li> <li>- выкидные линии к .4067 бис;</li> <li>- выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв.3509 куста №3509 (L – 1750 м, Ду 114х10 мм);</li> <li>- выкидная линия скв. 3649 до т.вр. скв.3649 куста № б/н (L – 150 м, Ду 89х6 мм);</li> <li>- выкидная линия скв. 3578 до т.вр. скв.3578 куста №3623 (L – 950 м, Ду 89х6 мм);</li> <li>- ВЛЗ-6 кВ (№1) от ВЛ-6 кВ Ф-1101 «ВВ» ЗРУ-6 кВ ПС-35/6 кВ «1ВВ» на скважине №3578;</li> <li>-ВЛЗ-6 кВ №2 от ВЛ-6 кВ Ф-1101 «ВВ» ЗРУ-6 кВ ПС-35/6 кВ «1ВВ» на скважине №3578;</li> </ul> <p>11.2. Протяженность уточнить после выполнения инженерных изысканий. Диаметр и толщину стенки определить на основании теплогидравлических и прочностных расчетов, согласовать с Заказчиком.</p> <p>11.3. При разработке ПСД учесть решения, принятые по проекту: 06-03-НИПИ/2015 «Обустройство Верхне-Возейского н.м.. Обустройство кустов №№ 4043, 4084».</p>
12. Расчетная стоимость строительства	<p>12.1. Стоимость строительства определить проектом.</p> <p>12.2. Сметная документация должна быть разработана базисно-индексным методом в базе ФСНБ-2001 по Методике определения сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонт на территории Российской Федерации от 04.08.2020 № 421/пр. В объектных сметах пересчет в текущий уровень цен с применением индексов по письму Минстроя России (Республика Коми 4 зона) на момент составления сметной документации.</p> <p>12.3. Сметную документацию разработать на основании исходных данных для составления сметной документации по объекту, выданных ОПиОС и ТУ на ПОС, выданных ПООМиР.</p> <p>12.4. Сметную документацию предоставлять после согласования Застройщиком/Техническим заказчиком рабочей документации с учетом всех внесенных корректировок по замечаниям. В сводном сметном расчете предусмотреть стоимость рекультивации земель.</p> <p>12.5. Для проверки сметной документации предоставлять сводную спецификацию на материалы и оборудование, участвующее в строительстве и ведомости объемов</p>

«Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства»

Взам. инв №		Подп. и дата		Инв. № подл.	
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата
06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т					Лист 39



Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>работ (ВР) с указанием полного комплекса выполняемых работ. ВР должны соответствовать согласованной рабочей документации.</p> <p>12.6. Стоимость материала и оборудования, применять согласно базе ФСНБ-2001. При отсутствии материалов в базе ФСНБ необходимо производить мониторинг рыночных цен. Стоимость материалов и оборудования предоставляется по прайс-листам завода-изготовителя на момент составления сметной документации, с указанием даты запроса коммерческого предложения с пересчетом на индекс, и приведением к базисному уровню цен на 2001 год. Стоимость с НДС или без учета НДС должна быть указана обязательно.</p> <p>12.7. Сметной документацией предусмотреть поставку оборудования и материалов Застройщика/Технического заказчика и Подрядчика, с предоставлением подтверждающих прайс-листов и указанием в ВОР. В сметной документации предусмотреть отдельным расчетом проведение работ по предпусковой диагностике, в соответствии с пунктом 890 ПБНГП (Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №534).</p> <p>12.8. Стоимость грунта, расстояние транспортировки от карьеров до площадки строительства, необходимо применять согласно ТУ на ПОС, выданных ПООМиР и исходных данных для составления сметной документации, выданных ОПиОС.</p> <p>12.9. После получения положительного заключения документации в экспертизе Подрядчику необходимо откорректировать сметную документацию по замечаниям экспертизы и окончательный вариант предоставить в адрес Застройщика/Технического заказчика.</p>
13. Основные требования по инженерному обеспечению	<p>13.1. При проектировании предусмотреть коридорную прокладку коммуникаций, с единым отводом земли под весь коридор коммуникаций. До согласования технического задания на выполнение инженерных изысканий рассмотреть варианты прокладки коридоров трасс, утвердить наиболее оптимальную трассу прокладки согласовать с КЦДНГ и ОППДиТТ.</p> <p>13.2. Проектную документацию разработать с учетом требований международного стандарта ISO 14001:2015 и ГОСТа Р 58367-2019 (утвержден Приказом от 12.03.2019 № 82-ст) «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование», СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ». ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Трубопроводы промышленные. Нормы проектирования».</p> <p>13.3. Разработать основные проектные решения (ОПР) с учётом технических условий, выданных Службой Главного инженера ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», согла-</p>

«Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства»

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					<table border="1"> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Изм.</td> <td>Кол.уч</td> <td>Лист</td> <td>№</td> <td>Подп.</td> <td>Дата</td> </tr> </table>							Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист 40
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата																

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>совав их с Застройщиком/Техническим заказчиком.  <b>В составе ОПР представить:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- предварительную стоимость строительства;</li> <li>- теплогидравлический и прочностной расчет, обоснование толщины стенки трубопровода;</li> <li>- карточку применяемых материалов;</li> <li>- технологические схемы;</li> <li>- вариант прокладки трубопровода, обоснование прокладки трубопровода;</li> <li>- схемы электроснабжения;</li> <li>- конструктивные строительные решения;</li> <li>- схему генерального плана куста, с учетом генерального плана проекта на бурение куста;</li> <li>- основные решения по организации строительства;</li> <li>- предварительные спецификации оборудования;</li> <li>- схемы автоматизации и телемеханики;</li> <li>- схемы связи;</li> <li>- презентационный материал;</li> <li>- пояснительную записку.</li> </ul> <p>Обеспечить прибытие специалистов подрядной организации на технический совет для защиты ОПР с закреплением решения в протоколе ТС.</p> <p>13.4. Проект разработать с учетом типового проектирования «Разработка унифицированных проектных решений по объектам на суше», выполненный филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПИнефть».</p> <p>13.5 Проект разработать с учетом требований стандарта «Трубопроводы нефтепромысловые территориальных производственных предприятий ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Система коррозионного мониторинга» (утвержден Приказом от 08.02.2018 №125).</p> <p>13.6. Проект разработать с учетом требований стандарта СТО ЛУКОЙЛ 1.13-2009 «Система управления проектной деятельностью в Группе «ЛУКОЙЛ». Проектирование разработки и обустройства месторождений нефти и газа».</p> <p>13.7 Проект выполнить без учета одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин на кусте.</p> <p>13.8 При проектировании учесть требования Технической политики Группы «ЛУКОЙЛ» в области энергетической эффективности и сокращения выбросов парниковых газов в России (Приказ от 21.02.2022 № 146 «О Технической политике Группы «ЛУКОЙЛ»»).</p> <p>13.9 При разработке проектной документации подготовить обоснование (ТЭО) применения/неприменения и установки электрохимической защиты.</p> <p>13.10 Проектные решения в части автоматизации и метрологии выполнить в соответствии с ТУ на автоматизацию и метрологию.</p> <p>13.11. <b>Требования к проектированию трубопроводов</b> принять согласно техническим условиям ОППД и ТТ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- физико-химические свойства нефти и жидкости при-</li> </ul>

«Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства»

Инв. № подл.	Взам. инв №		Подп. и дата			<p>06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т</p>	<p>Лист 41</p>
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата		



Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>нять согласно исходных данных геологического отдела;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- максимальное рабочее проектное давление выкидных линий и нефтесборных коллекторов – 4,0 МПа;</li> <li>- максимальное проектное давление для высоконапорных водоводов – 21,0 МПа;</li> <li>- предусмотреть выполнение теплогидравлического расчета проектируемых трубопроводов, расчет согласовать с ОПШДиТТ;</li> <li>- материал труб принять на основании теплогидравлических, прочностных и технико-экономических расчетов, а также в соответствии с едиными «Техническими требованиями к материальному исполнению труб и покрытий для строительства, реконструкции (модернизации, технического перевооружения), капитального и текущего ремонта промысловых, межпромысловых, магистральных, шахтных и технологических трубопроводов на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (Распоряжение от 22.08.2018 №75). Тип и марку труб предоставить Застройщику/Техническому заказчику на согласование;</li> <li>- теплогидравлические расчеты на нефтесборные коллектора, выкидные линии и высоконапорные водоводы предоставлять в графическом и табличном виде с приложением исходных данных, использованных для расчета. Для теплогидравлических расчетов необходимо использовать сертифицированный программный комплекс, позволяющий моделировать трехфазный поток с учетом пробковой структуры течения ГЖС, с учетом компонентного состава нефти, газа и воды, а также высотных отметок по профилю трассы трубопровода;</li> <li>- марку стали трубной продукции принять в соответствии с п.9 протокола АШ-15П от 16.04.2021;</li> <li>- при проектировании трубопроводов учитывать требования регламента «По наименованию промысловых трубопроводов, составлению паспортов и схем трубопроводных систем ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (приложение № 1 к приказу № 1007 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 20.11.2020);</li> <li>- при проектировании трубопроводов учитывать Технологическую инструкцию входного контроля трубопроводной арматуры для нефтегазодобывающих обществ ПАО «ЛУКОЙЛ» и подрядных организаций (Приказ от 30.09.2015 №602);</li> <li>- при проектировании трубопроводов учесть требования Стандарта ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО ЛУКОЙЛ 1.19.3-2013 «Трубопроводы промысловые из альтернативных материалов в нефтегазодобывающих организациях Группы «ЛУКОЙЛ». Порядок применения и эксплуатации» (прил. к Приказу от 26.06.2013 № 389.</li> </ul> <p>13.13. в случае пересечения проектируемыми объектами существующих коммуникаций ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» и сторонних организаций (при наличии таковых) запросить ТУ на пересечение и согласовать рабо-</p>

«Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства»

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист 42
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата			



Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>чую документацию с владельцами пересекаемых коммуникаций, предоставив в адрес Застройщика/технического заказчика, необходимые документы о согласовании пересечений существующих коммуникаций проектируемыми объектами сторонними организациями;</p> <p>- 13.14 При разработке проектной документации подготовить обоснование (ТЭО) применения/неприменения и установки электрохимической защиты.</p> <p>13.15 Проектные решения в части автоматизации и метрологии выполнить в соответствии с ТУ на автоматизацию и метрологию.</p> <p>13.16. Проектные решения в части электроснабжения объекта выполнить в соответствии с ТУ на электроснабжение.</p> <p><b>13.17. Требования к разработке опросных листов и технических требований</b> на основное технологическое и вспомогательное оборудование:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- при составлении опросных листов учесть требования «Типовых альбомов оборудования» по категории «Запорная трубопроводная арматура для поставки в нефтегазодобывающие общества ПАО «ЛУКОЙЛ», утвержденные 27.08.2021;</li> <li>- при составлении заказных спецификаций на ЗРА необходимо указывать соответствующий номер опросного листа из утвержденных «Типовых альбомов»;</li> <li>- заказ продукции с характеристиками, отличными от указанных в «Типовых альбомах», осуществляется в индивидуальном порядке на основании мотивированного обращения в адрес Застройщика/ Технического заказчика, подтверждающего целесообразность закупки;</li> <li>- при составлении опросных листов учесть типовые условия ОГМ от 12.10.2021 «Перечень нормативно-правовых и локально-нормативных актов для проектирования, строительства, реконструкции, модернизации и технической эксплуатации нефтегазопромыслового оборудования, курируемого службой главного механика ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»;</li> <li>- учесть требования Протокола №1 АШ-34П от 22.12.2016 «НГДО ПАО «ЛУКОЙЛ»; учесть технические требования для разработки унифицированных опросных листов на поставку ТПА в зависимости от перекачиваемых сред в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 17.05.2017;</li> <li>- при составлении опросных листов учесть требования «Регламента формирования, согласования и утверждения технических заданий, технических требований и опросных листов на изготовление и поставку оборудования в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (утв. Приказом от 30.10.2019 № 871);</li> <li>- проектом предусмотреть выдачу Застройщику/Техническому заказчику Опросных листов (Технических требований) отдельно на каждую единицу оборудо-</li> </ul>

«Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства»

Инв. № подл.	Взам. инв №	Подп. и дата				<table border="1"> <tr> <td>Изм.</td> <td>Кол.уч</td> <td>Лист</td> <td>№</td> <td>Подп.</td> <td>Дата</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>	Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата							06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист 43
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата															

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>вания или материала, электрооборудование, оборудование и приборы КИПиА, предварительно согласовав с Застройщиком/техническим заказчиком (ответственность Подрядчика);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- оплата работ Подрядчику по выполнению этапа «Рабочая документация» будет производиться с учетом завизированных Застройщиком/Техническим заказчиком ОЛ и дальнейшей передачей согласованных ОЛ в ООО-МиР;</li> <li>- для оперативного согласования Опросных листов (с отработкой замечаний специалистов ТПП и ЛК) обеспечить выезд специалиста проектной организации;</li> <li>- необходимо разработать полный сборник комплекта спецификаций на материалы и оборудование, разделив на «материалы» и «оборудование» и спецификации оборудования, не требующего монтажа. При разработке учесть требование п.4.1 ГОСТ 21.110-95;</li> <li>- подбор материала трубопровода произвести из расчета срока службы не менее 20 лет для металлических труб и не менее 25 лет для неметаллических. В проекте указать расчетный срок службы трубопровода. Типоразмер и материальное исполнение труб и фасонных деталей на стадии проектирования согласовать с Застройщиком /Техническим заказчиком.</li> <li>- при разработке опросных листов на блочные здания следует учитывать досборку блочных зданий силами Поставщиков оборудования;</li> </ul>
14. Выделение очередей и пусковых комплексов	<p>14.1. Проектом предусмотреть строительство и ввод отдельных скважин, и отдельных инженерных объектов (пусковых комплексов) согласно этапов:</p> <p>1 этап: Строительство автомобильной дороги (категория IV-в) до куста №4067бис.</p> <p>2 этап: Нефтеоборудованный коллектор от к.4067бис до т.вр.к.4067бис.</p> <p>3 этап: Обустройство скважины № 3605 куста №4067бис с сетями и оборудованием инженерно-технического обеспечения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-приустьевая площадка;</li> <li>-блок технологический;</li> <li>-блок аппаратурный;</li> <li>- блок дозирования реагента;</li> <li>- емкость подземная дренажная;</li> <li>-молниеотвод;</li> <li>-свеча рассеивания;</li> <li>-площадка под силовое оборудование;</li> <li>-стоянка размещения пожарной техники;</li> <li>-камера приема/запуска СОД;</li> <li>- мачта связи с молниеотводом;</li> <li>- опора освещения;</li> <li>-щит пожарный ЩП-В.</li> </ul> <p>4 этап: ВЛ- 6 кВ (№ 1,2) до куста скважин №4067бис.</p> <p>5 этап: КТП – 6/0,4кВ.</p>

«Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства»

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист 44	
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №						

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>6 этап: Высоконапорный водовод от т.вр. к.4067бис до к.4067бис с сетями и оборудованием инженерно-технического обеспечения: - блок напорной гребенки.</p> <p>7 этап: Обустройство скважины № 3604 куста №4067бис с сетями и оборудованием инженерно-технического обеспечения: -приустьевая площадка;</p> <p>8 этап: Обустройство скважины № 3602 куста №4067бис с сетями и оборудованием инженерно-технического обеспечения: - приустьевая площадка;</p> <p>9 этап: выкидные линии к. №4067бис</p> <p>10 этап: Обустройство скважины № 3601 куста №4067бис с сетями и оборудованием инженерно-технического обеспечения: - приустьевая площадка</p> <p>11 этап: Обустройство скважины № 3603 куста №4067бис с сетями и оборудованием инженерно-технического обеспечения: -приустьевая площадка</p> <p>12 этап: Строительство автомобильной дороги (категория IV-в) до куста №4084.</p> <p>13 этап: Нефтеоборный коллектор от к.4084 до т.вр. к.4084.</p> <p>14 этап: Обустройство скважины № 312р куста №4084 с сетями и оборудованием инженерно-технического обеспечения: -приустьевая площадка; -блок технологический; -блок аппаратурный; - блок дозирования реагента; - емкость подземная дренажная; -молниеотвод; -свеча рассеивания; -площадка под силовое оборудование; -стоянка размещения пожарной техники; -камера приема/запуска СОД; - мачта связи с молниеотводом; - опора освещения; -щит пожарный ЩП-В.</p> <p>15 этап: ВЛ- 6 кВ (№ 1,2) до куста скважин №4084.</p> <p>16 этап: КТП – 6/0,4кВ.</p> <p>17 этап: Высоконапорный водовод от т.вр. к.4084 до к.4084 с сетями и оборудованием инженерно-технического обеспечения: - блок напорной гребенки.</p> <p>18 этап: Обустройство скважины № 2573 куста №4084 с сетями и оборудованием инженерно-технического обеспечения: -приустьевая площадка</p> <p>- 19 этап: Обустройство скважины № 2574 куста №4084 с сетями и оборудованием инженерно-технического</p>

«Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства»

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист	
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					45	



Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>обеспечения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-установка дозированной подачи реагента;</li> <li>-приустьевый поддон;</li> </ul> <p>20 этап: Обустройство скважины № 2575 куста №4084 с сетями и оборудованием инженерно-технического обеспечения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-приустьевая площадка</li> <li>- 21 этап*: Обустройство скважины № 2576 куста №4084 с сетями и оборудованием инженерно-технического обеспечения:</li> <li>-установка дозированной подачи реагента;</li> <li>-приустьевая площадка;</li> <li>- 22 этап: выкидные линии к. №4084</li> </ul> <p>* Аналогично разделить на этапность оставшиеся скважины куста №4084.</p> <p>23 этап: выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв.3509 куста №3509 (L – 1750 м, Ду 114х10 мм)</p> <p>24 этап: выкидная линия скв. 3649 до т.вр. скв.3649 куста № б/н (L – 150 м, Ду 89х6 мм);</p> <p>25 этап: выкидная линия скв. 3578 до т.вр. скв.3578 куста №3623 (L – 950 м, Ду 89х6 мм);</p> <p>26 этап: ВЛЗ-6 кВ (№1) от ВЛ-6 кВ Ф-1101 «ВВ» ЗРУ-6 кВ ПС-35/6 кВ «1ВВ» на скважине №3578;</p> <p>27 этап: -ВЛЗ-6 кВ №2 от ВЛ-6 кВ Ф-1101 «ВВ» ЗРУ-6 кВ ПС-35/6 кВ «1ВВ» на скважине №3578.</p>
<p>15. Уровень ответственности зданий и сооружений (требования Федерального закона от 30.12.2009 № 384)</p>	<p>15.1. Идентификационные признаки проектируемых сооружений в соответствии со ст.4 №384 - ФЗ от 30.12.2009 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) функциональное назначение – производственное;</li> <li>2) принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых влияют на их безопасность – не принадлежит;</li> <li>3) возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения – территория расположена в субарктическом климатическом поясе. Возможны сильные ветры, ливневые дожди, град, сильные снегопады, наледообразование, сильные морозы, затяжные метели;</li> <li>4) принадлежность к ОПО: определить проектом, согласно Федерального закона от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;</li> <li>5) пожарная и взрывопожарная опасность – определить проектом;</li> <li>6) наличие помещений с постоянным пребыванием людей – определить проектом;</li> </ol>

«Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства»

Взам. инв №		Подп. и дата		Инв. № подл.		<table border="1"> <tr> <td>Изм.</td> <td>Кол.уч</td> <td>Лист</td> <td>№</td> <td>Подп.</td> <td>Дата</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>	Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата							06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	<table border="1"> <tr> <td>Лист</td> </tr> <tr> <td>46</td> </tr> </table>	Лист	46
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата																	
Лист																						
46																						

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

47

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>за».</p> <p>17.3. Разработать техническое задание на оценку воздействия на окружающую среду (ОВОС) в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 №7-ФЗ «Об охране окружающей среды»; Федеральным законом от 23.11.1995 №174-ФЗ «Об экологической экспертизе»; Приказом Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 №372 «Об утверждении Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации».</p> <p>17.4. В соответствии с Приказом «Об утверждении положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в РФ» № 372 от 16.05.2000 при необходимости Подрядчик инициирует проведение Общественных и/или Публичных слушаний по рассмотрению проектной документации, а именно, за 1,5 – 2 месяца до даты проведения направляет уведомление в адрес Застройщику/Техническому заказчику о необходимости организации и проведении Общественных и/или Публичных слушаний.</p> <p>17.5. Выполнить в составе проекта отдельным томом расчет границ санитарно-защитной зоны (с учетом шумового воздействия) в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 (с учетом письма Роспотребнадзора № 01/9550-12-32 от 24.08.2012), Постановления Правительства РФ от 03.03.2018 N 222 и согласовать с контролирующими органами в установленном порядке с получением заключения о необходимости (отсутствии необходимости) установления (изменения) санитарно-защитной зоны.</p> <p>17.6. Выполнить расчет платежей за негативное воздействие на окружающую среду в двух вариантах: при строительстве и дальнейшей эксплуатации в соответствии с законодательством РФ.</p> <p>17.7. Разработать отдельной книгой проект рекультивации земель с последующим согласованием и утверждением, в соответствии с Постановлением правительства от 10.07.2018 № 800 «О проведении рекультивации и консервации земель».</p> <p>17.8. Заключение о согласовании деятельности со стороны ФА «Росрыболовства» направить в адрес отдела ООС для консолидации объемов по Обществу в части воспроизводства водных биоресурсов.</p> <p>17.9. При проектировании исключить решения, предполагающие сброс воды (стоков) в водные объекты или на рельеф местности, предусмотреть проектом использование сточных вод, в том числе дождевых, в действующей системе водоотведения.</p>
18. Требования к режиму безопасности, организации и условиям труда, требования промышленной и пожарной безопасности	18.1. Раздел "Организация и условия труда, обеспечение газовой и пожарной безопасности при строительстве и эксплуатации производственных объектов" выполнить согласно Федеральной службой по экологическому,

«Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства»

Взам. инв №							
Подп. и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
							48

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>технологическому и атомному надзору Приказ от №534 от 15.12.2020 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности":</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.1-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация предпроектная и проектная. Оценка риска аварий и чрезвычайных ситуаций на опасных производственных объектах» (приложение №2 к приказу ПАО «ЛУКОЙЛ» от 26.08.2019 №149);</li> <li>- СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Управление рисками и экологическими аспектами» (приложение №2 к приказу ПАО «ЛУКОЙЛ» от 24.07.2019 №133);</li> <li>- СТО ЛУКОЙЛ 1.6.8.-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Планирование мероприятий» (приложение №3 к приказу ПАО «ЛУКОЙЛ» от 24.07.2019 №133);</li> <li>- СТО ЛУКОЙЛ 1.6.9.2.-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация предпроектная и проектная. Требования к составу и содержанию обосновывающих материалов» (приложение №7 к приказу ПАО «ЛУКОЙЛ» от 26.08.2019 №149);</li> <li>- СТО ЛУКОЙЛ 1.6.9.3-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация на ликвидацию объектов. Требования к составу и содержанию обосновывающих материалов» (приложение №8 к приказу ПАО «ЛУКОЙЛ» от 26.08.2019 №149).</li> </ul> <p>18.2. Разработать раздел «Перечень мероприятий по обеспечению пожарной безопасности» в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», Федеральным законом от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», и другими действующими нормативными документами РФ в области пожарной безопасности.</p> <p>18.3. Отнесение проектируемого объекта к категории по ГО определить проектом. Самостоятельно запросить исходные данные в Главном управлении МЧС России по Республике Коми.</p> <p>18.4. В случае отнесения объекта в 1-му или 2-му классу опасности (согласно Федеральному закону от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов») разработать Декларацию промышленной безопасности с последующим внесением в Государственный реестр деклараций по промышленной безопасности.</p> <p>18.5. При необходимости в соответствии с законода-</p>

«Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства»

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата	49		



Перечень основных данных и требований	Показатели
	тельством РФ разработать Декларацию пожарной безопасности.
19. Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций	<p>19.1. Работы выполнить согласно:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- СТО ЛК 01-2019 (приложение к приказу от 27.09.2019 №769), Стандарта ПАО "ЛУКОЙЛ" СТО ЛУКОЙЛ 1.6.15-2016 (приложение №5 к приказу от 09.06.2016 №106) и ГОСТ 55201-2012, Стандарта ПАО "ЛУКОЙЛ" СТО ЛУКОЙЛ 1.6.9.1-2019 (приложение к приказу от 26.08.2019 №149), Стандарта ПАО "ЛУКОЙЛ" СТО ЛУ-КОЙЛ 1.6.11-2019 (приложение к приказу от 24.07.2019 №133);</li> <li>- СТО ЛК 01-2019 (приложение к приказу от 27.09.2019 №769);</li> <li>- СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.1-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация предпроектная и проектная. Оценка риска аварий и чрезвычайных ситуаций на опасных производственных объектах» (приложение №2 к приказу ПАО «ЛУКОЙЛ» от 26.08.2019 №149);</li> <li>- СТО ЛУКОЙЛ 1.6.8.-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Планирование мероприятий» (приложение №3 к приказу ПАО «ЛУКОЙЛ» от 24.07.2019 №133);</li> <li>- СТО ЛУКОЙЛ 1.6.9.2.-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация предпроектная и проектная. Требования к составу и содержанию обосновывающих материалов» (приложение №7 к приказу ПАО «ЛУКОЙЛ» от 26.08.2019 №149);</li> <li>- СТО ЛУКОЙЛ 1.6.9.3-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация на ликвидацию объектов. Требования к составу и содержанию обосновывающих материалов» (приложение №8 к приказу ПАО «ЛУКОЙЛ» от 26.08.2019 №149).</li> </ul>
20. Дополнительные условия проектирования	<p>20.1. Перед подписанием договора на выполнение проектно-изыскательских работ Подрядчик обязан полностью ознакомиться с Заданием на проектирование, которое является неотъемлемой частью договора. Вся информация, обозначенная в Задании на проектирование, а также технические условия устраивают проектную организацию в части полноты представления исходных данных.</p> <p>20.2. Все вопросы, возникающие в ходе проектирования после подписания договора, решаются за счет сил и средств проектной организации. Сбор недостающих данных подрядная организация осуществляет самостоятельно, предусмотрев выезд Подрядной организации к Заказчику. Данный факт не влияет на сроки и стоимость работ.</p> <p>20.3. Обеспечить прибытие специалистов подрядной организации на технический совет в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» перед началом проектно-</p>

«Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства»

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист 50
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата			



Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>изыскательских работ для сбора необходимых для дальнейшей работы дополнительных исходных данных.</p> <p>20.4. Выполнить согласование проектной документации со всеми государственными контролирующими органами в соответствии с Постановлением правительства РФ от 05.03.2007 №145 «О порядке согласования и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий» и получить положительное заключение Главгосэкспертизы РФ.</p> <p><b>20.5. Требования к выполнению и сдаче комплексных инженерных изысканий:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- учесть ранее выполненные инженерные изыскания по объекту: № 06-03-НИПИ/2015-16 «Обустройство Верхне-Возейского н.м. Обустройство кустов №№ 4043, 4084»;</li> <li>- выполнить инженерные изыскания на основании Типовых технических условий маркшейдерско-геодезической службы;</li> <li>- предусмотреть выполнение инженерных изысканий с учетом Требований УОИиЗУ;</li> <li>- перед началом выполнения инженерных изысканий выполнить согласование с Застройщиком/Техническим заказчиком задания на изыскания, расположения и планировки объекта трассировки и точки подключения согласовать со службами ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» и КЦДНГ;</li> <li>- в задании на инженерные изыскания прописать идентификационные признаки проектируемых зданий и сооружений в соответствии со ст.4 №384-ФЗ от 30.12.2009 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», указанные в п.15.1 данного Задания на проектирование;</li> <li>- в соответствии с СП 47.13330.2012 «Инженерные изыскания для строительства» п.5.6, Подрядчику необходимо представить согласованный с представителями эксплуатирующих организаций <b>Акт полноты и правильности нанесения коммуникаций;</b></li> <li>- Подрядчик несет ответственность за правильность нанесения коммуникаций сторонних организаций (получает ТУ на пересечение проектируемых сооружений с существующими коммуникациями сторонних организаций, согласовывает РД со сторонними организациями в обязательном порядке с предоставлением в адрес Заказчика соответствующих документов о согласовании);</li> <li>- Оплата работ Подрядчику на выполнение этапа «Инженерные изыскания» будет производиться при наличии подписанного со стороны эксплуатирующих служб и Заказчика Акта согласований инженерных коммуникаций.</li> </ul> <p><b>20.6. Требования к Исполнителю при подготовке проектно-сметной документации для целей землепользования:</b></p> <p>В случае заключения договоров, предусматривающих</p>

«Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства»

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист 51
Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подп.	Дата			

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>оформление землеустроительной документации силами проектной организации, разработать землеустроительную документацию в соответствии с требованиями к Исполнителю при подготовке проектно-сметной документации для целей землепользования от УОИиЗУ (Согласно приказу от 30.06.2021 № 623 приложению №4 к регламенту взаимодействия служб ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» по землепользованию);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Если изменения проектных решений влекут за собой изменения касаясь существующего землеотвода, необходимо подготовить соответствующие письма в отдел землеустройства ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» с пояснениями причин корректировок (для обоснования дополнительных работ по землеотводу со стороны отдела землеустройства);</li> <li>- Предоставить расчет площадей земельного участка в формате MapInfo (*.tab) согласно формы заявки для организации землеустроительных работ и требований к её заполнению (Приказ от 30.06.2021 № 623);</li> <li>- При формировании и направлении расчета площадей осуществить разбивку проектной полосы для строительства и эксплуатации объекта.</li> </ul> <p>20.7. ГИПу со специалистами проектной организации прибыть на технический совет в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» для защиты выполнения этапов проектно-изыскательских работ, предусмотренных календарным планом, предварительно обеспечив рассмотрение результатов работ, специалистами ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» и КЦДНГ. Оплата работ Подрядчику по выполнению этапов будет производиться только после согласования проектно-сметной документации на Техническом совете.</p> <p>20.8. При пересечении водных преград выполнить оценку воздействия на водные биологические ресурсы и среду их обитания на месте работ по реализации проектных решений и согласовать проектную документацию с ФА по рыболовству с получением заключения о согласовании деятельности.</p> <p>20.9 Проектировщик осуществляет сопровождение проектной документации и материалов инженерных изысканий в органах ФАУ «Главгосэкспертиза России» до получения положительного заключения ГГЭ. Проектировщик предоставляет Заказчику полный комплект документации для прохождения государственной экологической экспертизы Заказчиком; обеспечивает развернутые ответы на замечания в случае выставления органами ГЭЭ. Результатом выполненных работ со стороны Проектировщика считается положительное заключение государственной экологической экспертизы.</p> <p>20.10. С вступлением в силу Федерального закона от 13.07.2020 №194-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О государствен-</p>

«Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства»

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист 52
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата			



Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>ной поддержке предпринимательской деятельности в Арктической зоне РФ» проектировщик осуществляет сопровождение проектной документации на экологическую экспертизу.</p> <p>20.11. В случае получения отрицательного заключения ГЭЭ и ГГЭ, расходы на повторное проведение ГЭЭ и ГГЭ возлагаются на Проектировщика.</p>
<p>21. Исходные материалы, выдаваемые Застройщиком/техническим заказчиком.</p>	<p>21.1. Обзорные схемы объектов строительства Верхне-Возейского н.м.</p> <p>21.2. Акт выноса на местность скважины кустов Верхне-Возейского н.м.</p> <p>21.3. Исходные геологические данные.</p> <p>21.4. Исходные данные/ТУ ОДН.</p> <p>21.5.1. Исходные данные/ТУ ОППДиТТ на выкидные линии скважин.</p> <p>21.5.2. Исходные данные/ТУ ОППДиТТ на нефтесборный коллектор.</p> <p>21.5.3 Исходные данные/ТУ ОППДиТТ на высоконапорные водоводы;</p> <p>21.6.ТУ на электроснабжение (куст).</p> <p>21.7. ТУ на проектирование раздела «Автоматизация и метрология».</p> <p>21.8. ТУ № 45/2021 на организацию сети связи.</p> <p>21.9. ТУ на разработку раздела «Проект организации строительства».</p> <p>21.10. Исходные данные для составления сметной документации.</p> <p>21.11. ТУ на разработку разделов по ООС.</p> <p>21.12. Исходные данные для разработки спецразделов к проектной документации: "Декларация промышленной безопасности"; "Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера"; "Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности"; "Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием"; "Идентификация и оценка производственных и профессиональных рисков".</p> <p>21.13. ТУ для формирования штатного расписания.</p> <p>21.14. Типовые технические условия на разработку проектной документации: строительство, реконструкция (модернизация, тех. перевооружение) магистральных и промысловых трубопроводов (газопроводов, нефтегазопроводов, нефтепроводов, водоводов высокого и низкого давления).</p> <p>21.15. Типовые технические условия «Выполнение и сдача материалов по инженерно-геодезическим изысканиям, выполняемым подрядными организациями».</p> <p>21.16. Требования к проектно-сметной документации (для целей землепользования).</p> <p>21.17. Перечень типовых технических условий и решений, необходимых при проектировании, строительстве, реконструкции, модернизации и эксплуатации НГПО курируемого службой главного механика (СГМ).</p>

«Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства»

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист 53
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата			

Перечень основных данных и требований	Показатели
	21.18. Распоряжение от 22.08.2018 №75 «Об утверждении единых Технических требований к материальному исполнению трубопроводов». 21.19. Протокол от 27.12.2017 №727 «Рассмотрение предложений Службы заместителя генерального директора по капитальному строительству по оптимизации затрат за счет изменения проектных решений». 21.20. Техническая политика группы «ЛУКОЙЛ» в области энергетической эффективности.
22. Требования к передаваемой Застройщику/техническому заказчику документации	22.1. Материалы инженерных изысканий представить в электронном виде по накладной для согласования с Застройщиком/техническим заказчиком. 22.2. Проектную документацию представить в электронном виде по накладной для согласования с Застройщиком/техническим заказчиком. 22.3. Рабочую документацию представить по накладной: - в электронном виде для согласования с Застройщиком/техническим заказчиком; - на бумажном носителе после согласования специалистами Застройщика/технического заказчика (по запросу Застройщика/технического заказчика). 22.4. После получения положительного заключения Главгосэкспертизы РФ, с учетом корректировки по замечаниям ГГЭ: - ИИ в электронном виде на диске в 1-м экземпляре; - ПД в электронном виде на диске в 1-м экземпляре, скрепленную подписями Подрядной организации и в электронном виде на диске в 1-м экземпляре; - РД на бумажном носителе в 3-х экземплярах, скрепленную подписями Подрядной организации и в электронном виде на диске в 1-м экземпляре. 22.5. После получения положительного заключения экспертизы, с учетом корректировки по замечаниям экспертизы, Подрядчик передает проектную, рабочую и сметную документацию по накладной с аналитической таблицей внесенных изменений в ранее разработанную документацию. 22.6. В электронном виде материалы должны быть оформлены в формате разработки и PDF, с использованием программ «Microsoft Word»- текстовые материалы, «Microsoft Excel»-табличные, «AutoCAD» (формат dwg) - графические.

Главный инженер  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

А.В. Косак

«Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства»

Взам. инв №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата	54
06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т									

## Приложение В

### Дополнение №1 к заданию на проектирование объекта

**СОГЛАСОВАНО:**

Заместитель генерального  
директора по капитальному строительству  
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»  
« 05 » \_\_\_\_\_ 06 \_\_\_\_\_ 2022

А.Б. Клюев  
2022

**УТВЕРЖДАЮ:**

Первый заместитель генерального  
директора - Главный инженер  
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»  
Д.А. Баталов  
\_\_\_\_\_ 2022



#### Дополнение № 1 к заданию на проектирование объекта

#### «Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства»

Нижеследующие пункты Задания читать в следующей редакции:

Наименование объекта:

**«Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства»**

Перечень основных данных и требований	Показатели
8. Местоположение объекта	8.1 Республика Коми. Верхневозейское н.м.
11. Основные технико-экономические показатели	<p>11.1 Технико-экономические показатели:</p> <p>11.1.1. Обустройство кустов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 4067 БИС (3605, 3604Н, 3602, 3601Н, 3603, 12В3, 13В3, и зависимые скв. (4063, 4095, 4073Н, 4084))</li> <li>- 4084 (312р, 10В3, 11В3, 4083, 4086, 3600, 4085, 3610, 3606Н, 4088, 4092, и зависимые скв. (4093Н, 4094, 4098, 4096Н, 4097, 4087Н, 4091, 4089Н, 4090Н))</li> </ul> <p>11.1.2. Система нефтесбора:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- нефтесборный коллектор к.4084 до т.вр. 4084 (L=4,19 км, Ду 159х6);</li> <li>- нефтесборный коллектор от к.4067 бис до т.вр.к.4067 бис.</li> <li>- высоконапорный водовод т.вр. скв.4084 до скв.4084 (L – 4,2 км, Ду 114х10);</li> <li>- высоконапорный водовод от скв.13В3 до т. вр.к. № 4067 бис;</li> <li>- высоконапорный водовод от скв. 11В3 до т. вр.к, № 4084;</li> <li>- выкидные линии к. №4067 бис;</li> <li>- выкидные линии к. №4084;</li> <li>- выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв.3509 куста №3509 (L – 1750 м, Ду 114х10 мм);</li> <li>- выкидная линия скв. 3578 до т.вр. скв.3578 куста №3623 (L – 950 м, Ду 89х6 мм);</li> <li>- выкидная линия скв. 3455 до т.вр. скв.3455 куста №3340 (L – 150 м, Ду 89х6 мм).</li> </ul>

«Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства»

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

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

06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

53



Перечень основных данных и требований	Показатели
13. Основные требования по инженерному обеспечению	<p>13.1-13.2 без изменений;</p> <p>13.3 Разработать основные проектные решения (ОПР) с учётом технических условий, выданных Службой Главного инженера ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», согласовав их с Застройщиком/Техническим заказчиком.</p> <p><b>В составе ОПР представить:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- предварительную стоимость строительства;</li> <li>- теплогидравлический и прочностной расчет, обоснование толщины стенки трубопровода;</li> <li>- карточку применяемых материалов;</li> <li>- технологические схемы;</li> <li>- вариант прокладки трубопровода, обоснование прокладки трубопровода;</li> <li>- профиль прокладки нефтепровода;</li> <li>- схемы электроснабжения;</li> <li>- конструктивные строительные решения;</li> <li>- схему генерального плана куста, с учетом генерального плана проекта на бурение куста;</li> <li>- основные решения по организации строительства;</li> <li>- предварительные спецификации оборудования;</li> <li>- схемы автоматизации и телемеханики;</li> <li>- схемы связи;</li> <li>- презентационный материал;</li> <li>- пояснительную записку.</li> </ul> <p>Обеспечить прибытие специалистов подрядной организации на технический совет для защиты ОПР с закреплением решения в протоколе ТС.</p> <p>13.4-13.7 без изменений.</p>
14. Выделение очередей и пусковых комплексов	<p>14.1. Проектом предусмотреть строительство и ввод отдельных скважин, и отдельных инженерных объектов (пусковых комплексов) согласно этапов:</p> <p>1 этап: Нефтеборный коллектор от к.4067бис до т.вр.к.4067бис.</p> <p>2 этап: Обустройство скважины № 3605 куста №4067бис с сетями и оборудованием инженерно-технического обеспечения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-приустьевая площадка;</li> <li>-блок технологический;</li> <li>-блок аппаратурный;</li> <li>- блок дозирования реагента;</li> <li>- емкость подземная дренажная;</li> <li>-молниеотвод;</li> <li>-свеча рассеивания;</li> <li>-площадка под силовое оборудование;</li> <li>-стоянка размещения пожарной техники;</li> <li>-камера приема/запуска СОД;</li> <li>- мачта связи с молниеотводом;</li> <li>- опора освещения;</li> <li>-щит пожарный ЩП-В.</li> </ul> <p>3 этап: КТП – 6/0,4кВ.</p> <p>4 этап: высоконапорный водовод от скв.13В3 до т. вр.к. № 4067 бис с сетями и оборудованием инженерно-</p>

«Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства»

Инва. № подл.	Взам. инв №	Подп. и дата				06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист 54
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата		

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>технического обеспечения:  - блок напорной гребенки.  5 этап: Обустройство скважины № 3604 куста №4067бис с сетями и оборудованием инженерно-технического обеспечения:  -приустьевая площадка;  6 этап: Обустройство скважины № 3602 куста №4067бис с сетями и оборудованием инженерно-технического обеспечения:  - приустьевая площадка;  7 этап: выкидные линии к. №4067бис  8 этап: Обустройство скважины № 3601 куста №4067бис с сетями и оборудованием инженерно-технического обеспечения:  - приустьевая площадка;  9 этап: Обустройство скважины № 3603 куста №4067бис с сетями и оборудованием инженерно-технического обеспечения:  -приустьевая площадка  10 этап: Обустройство скважины № 12В3 куста №4067бис;  11 этап: Обустройство скважины № 13В3 куста №4067бис;  12 этап: Обустройство скважины № 4063 куста №4067бис с сетями и оборудованием инженерно-технического обеспечения:  - приустьевая площадка  * Аналогично разделить на этапность оставшиеся скважины куста №4067бис.  13 этап: Нефтеесборный коллектор от к.4084 до т.вр. к.4084.  14 этап: Обустройство скважины № 312р куста №4084 с сетями и оборудованием инженерно-технического обеспечения:  - приустьевая площадка;  - блок технологический;  - блок аппаратурный;  - блок дозирования реагента;  - емкость подземная дренажная;  - молниеотвод;  - свеча рассеивания;  - площадка под силовое оборудование;  - стойка размещения пожарной техники;  - камера приема/запуска СОД;  - мачта связи с молниеотводом;  - опора освещения;  - щит пожарный ЩП-В.  15 этап: КТП – 6/0,4кВ.  16 этап: высоконапорный водовод от скв. № 11В3 до т. вр. к. № 4084;  - блок напорной гребенки.  17 этап: выкидные линии к. №4084;  18 этап: Обустройство скважины № 10В3 куста №4084;</p>

«Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства»

Инв. № инв №	Взам. инв №	Подп. и дата		Инв. № подл.	
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата
06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т					Лист 55

Перечень основных данных и требований	Показатели
	19 этап: Обустройство скважины № 11В3 куста №4084; 20 этап*: Обустройство скважины № 4083 куста №4084 с сетями и оборудованием инженерно-технического обеспечения: - приустьевая площадка * Аналогично разделить на этапность оставшиеся скважины куста №4084. 21 этап: выкидная линия скв. 3509; 22 этап: выкидная линия скв. 3578; 23 этап: выкидная линия скв.3455.

Главный инженер  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

А.В. Косак



«Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства»

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
						56		
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата			



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

57

## Приложение Г

### Исходные данные на проектирование раздела организация строительства

СОГЛАСОВАНО

Начальник ПООМ  
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»
  
 \_\_\_\_\_ Н.С. Беседа  
 «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора  
по капитальному строительству  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
  
 \_\_\_\_\_ С.А. Шарпило  
 «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

#### Технические условия На разработку раздела «Проект организации строительства»

**Наименование проекта:** «Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства»

**Наименование объекта (-ов):** «Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства»

#### Содержание исходных данных и технических условий:

№ п/п	Наименование	Методология формирования стоимости
1	Наличие дирекции строящегося предприятия или отдела капитального строительства заказчика (адрес, телефон), включить ли затраты на технадзор	Республика Коми, г. Усинск, ул. Транспортная 4 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
2	Сведения о местах расположения карьеров и отвалов грунта, а так же дальность транспортировки, их характеристика (объемный вес грунта), стоимость грунта с расшифровкой затрат	Верхне-Возейское нефтяное месторождение, проектируемый карьер – «Оленьсовхоз», дальность перевозки грунта до площадки – 21,8 км.
3	При применении вахтового метода осуществления строительства представляется:	
	- вид транспорта доставки работников на вахту от базового города	Авиатранспорт, железнодорожный транспорт, автотранспорт
	- местоположение вахтового жилья	Определяется проектом организации строительства (для размещения и проживания персонала строителей необходимо размещение собственного городка)
	- режим работы (продолжительность вахты, в днях, продолжительность рабочего дня на вахте в часах)	11 часов
	- затраты на содержание 1 места проживания в вахтовом поселке	Определяется проектом организации строительства
	- стоимость ежедневной доставки одного работника от вахтового поселка на рабочее место свыше 3-х километров	Определяется расчетом на основании ПОС, но не более 2,5% от стоимости строительно-монтажных работ по главам 1-8

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №				
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№

06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

72

4	Данные о парке основных строительных машин и механизмов представляются подрядчиком	Определить проектом
5	Указать другие виды затрат сметной стоимости строительства, неучтенные вышеприведенными п.п., включаемые в 9 главу сводного сводного сметного расчета в % к СМР	
6	Расстояние отвозки мусора и металлолома, образующихся в процессе производства строительного-монтажных работ	В соответствии с ТУ на размещение и утилизацию промышленных бытовых отходов образующихся при проведении строительных работ производит строительная организация (определяется по окончании проведения тендерных торгов)

И.о. начальника ОПиОС

Е.Ю. Мандажи

Начальник ПООМ

Т.Г. Мороз

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№		Подп.

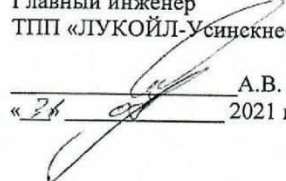
## Приложение Д

### Технические условия на разработку проекта строительства куста скважин

Согласовано:  
Начальник отдела добычи  
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

  
В.Н. Филин  
« 26 » 08 2021 г.

Утверждаю:  
Главный инженер  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

  
А.В. Косак  
« 26 » 08 2021 г.

#### Исходные данные/Технические условия

**Наименование проекта:** Обустройство Верхне-Возейского н.м. 2 очередь строительства

**Наименование объекта (-ов):** Обустройство площадки куста скважин № 219 (4084) бис

#### Содержание исходных данных и технических условий:

1. Наименование объекта: площадка куста скважин ЗБС № 219 бис (4084).
2. Количество скважин, а также данные по дебитам добываемой нефти и жидкости площадки куста скважин ЗБС № 219 (4084) бис принять на основании данных, выданных Геологическим отделом ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».
3. Необходимое оборудование и сооружения:
  - замерная установка с блоком управления в едином блочном исполнении (тип замерной установки согласовать с ОДН и ОАиМ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»);
  - устьевая арматура;
  - кабельная эстакада;
  - клемная коробка (монтаж выполнить согласно нормативной документации);
  - мачта освещения;
  - площадка под КТПН, станции управления и трансформатор (на одной площадке обслуживания, монтаж оборудования проводить силами подрядной организации ООО «ЛУКОЙЛ ЭПУ-Сервис»);
  - УДЭ для дозирования и подачи химреагентов на каждую скважину необходимо согласовать с ОДН;
  - установки для депарафинизации скважин или греющие кабеля (при необходимости, в зависимости от содержания АСПО в добываемой продукции и дебита скважин). Тип УДС или греющего кабеля согласовать с ОДН;
  - площадка для обслуживания ФА и установки депарафинизации скважин (Приложение №1).
4. Устья добывающих скважин оборудовать соответственно способу эксплуатации (предусмотреть наличие тройникового незамерзающего обратного клапана).
5. Предусмотреть оборудование устья нагнетательных скважин спецарматурой с учетом объемов и температуры закачиваемого рабочего агента, рабочего давления. Устьевая арматура должна обеспечивать возможность регулирования расхода (штуцерная камера), установку средств контроля давления.
6. Обязку дренажной емкости с АГЗУ выполнить по линиям дренажа и выхода с СППК (клапан предохранительный). Предусмотреть ограждение дренажной емкости и изготовление информационных аншлагов.
7. АГЗУ установить не ближе 20 м до устья скважины.
8. Утепление фонтанной арматуры, выкидной линии, нефтепровода.

3

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
							74



9. Для обеспечения закачки и учета воды на кустовой площадке проложить общий водовод вдоль скважин (согласно выданных технических условий отдела трубопроводного транспорта ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»), с установкой отсекающих задвижек и приборов учета воды на манифольд нагнетательных скважин непосредственно на устье скважин. Размер манифольдов должен удовлетворять требованиям ТУ на установку приборов учета.

10. Предусмотреть утепление устьевых арматур и манифольдов водозаборных и нагнетательных скважин с применением утеплителя и кожуха из оцинкованного листа.

11. Необходимость использования блока химреагентов для дозировки и подачи в систему нефтесбора, а также тип блока химреагентов при разработке рабочей документации необходимо согласовать с ОППДиТТ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз». В качестве насоса-дозатора блока дозирования химреагента необходимо использовать плунжерный насос с наличием системы герметизации и отвода утечек, конструктивная особенность которого должна обеспечивать невозможность проникновения перекачиваемого продукта во внешнюю среду при износе уплотнительных манжет.

12. Проектом предусмотреть установку пропарочных задвижек на нефтепровод для возможности прокачки его нефтью или горячей водой, а так же вентилей на водоводы для возможности их дренирования.

13. Физико-химические свойства добываемой водогазонефтяной жидкости принять согласно Технологической схемы Верхней-Возейского нефтяного месторождения. Проектировщик самостоятельно выезжает на объект для мониторинга, сбора и изучения всех необходимых и недостающих данных.

14. Оборудование должно соответствовать требованиям «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 19.04.2013 г. Схему размещения оборудования и коммуникаций на кустовой площадке, схему обвязки скважин принять согласно утвержденных типовых схем ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

15. Проектом предусмотреть установку ворот и информационной таблички на въезде на кустовые площадки. Конструкцию и исполнение ворот и таблички принять согласно утвержденных типовых схем ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

16. Все схемы прокладки и подключения нефтесборных трубопроводов выполнить согласно выданных технических условий ОППДиТТ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

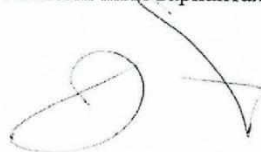
17. Принятые в проекте технические и технологические решения должны отвечать требованиям конкурентоспособности и технико-экономической обоснованности, соответствовать требованиям безопасности, прочности, коррозионной стойкости и надежности.

18. Проектировщик составляет опросные листы в полном объеме на все проектируемое оборудование и материалы, согласовывает их с Заказчиком, а также ведет сопровождение этих опросных листов в процессе изготовления оборудования и материалов. При составлении опросных листов учесть смежные проекты по данному проекту. При разработке опросных листов учитывать тех.характеристики нефтепромыслового, межкустового, межпромыслового нефтепровода.

19. На стадии разработки проектно-сметной документации предварительно согласовать с Заказчиком основные проектные решения и карточку применяемых строительных материалов и конструкций.

20. Проект разработать в трех, наиболее экономичных вариантах.

Начальник ОДН  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»



И.В. Гареев

4

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

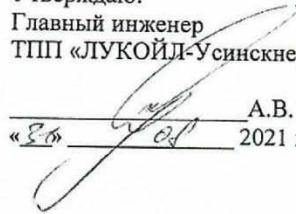
06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

75

Согласовано:  
Начальник отдела добычи  
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»  
  
В.Н. Филин  
«31» 08 2021 г.

Утверждаю:  
Главный инженер  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

  
А.В. Косак  
«26» 08 2021 г.

### Исходные данные/Технические условия

**Наименование проекта:** Обустройство Верхне-Возейского н.м. 2 очередь строительства

**Наименование объекта (-ов):** Обустройство скважин №№ 3565, 3649, 3578, 3509 (ЗБС).

#### Содержание исходных данных и технических условий:

1. Наименование объекта: скважины ЗБС № 3565, 3649, 3578 3509.
2. Количество скважин, а также данные по дебитам добываемой нефти и жидкости скважин ЗБС № 3565, 3649, 3578 3509 принять на основании данных, выданных Геологическим отделом ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».
3. Необходимое оборудование и сооружения:
  - замерная установка с блоком управления в едином блочном исполнении (тип замерной установки согласовать с ОДН и ОАиМ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»);
  - устьевая арматура;
  - кабельная эстакада;
  - клемная коробка (монтаж выполнить согласно нормативной документации);
  - мачта освещения;
  - площадка под КТПН, станции управления и трансформатор (на одной площадке обслуживания, монтаж оборудования проводить силами подрядной организации ООО «ЛУКОЙЛ ЭПУ-Сервис»);
  - УДЭ для дозирования и подачи химреагентов на каждую скважину необходимо согласовать с ОДН;
  - установки для депарафинизации скважин или греющие кабеля (при необходимости, в зависимости от содержания АСПО в добываемой продукции и дебита скважин). Тип УДС или греющего кабеля согласовать с ОДН;
  - площадка для обслуживания ФА и установки депарафинизации скважин (Приложение №1).
4. Устья добывающих скважин оборудовать соответственно способу эксплуатации (предусмотреть наличие тройникового незамерзающего обратного клапана).
5. Предусмотреть оборудование устья нагнетательных скважин спецарматурой с учетом объемов и температуры закачиваемого рабочего агента, рабочего давления. Устьевая арматура должна обеспечивать возможность регулирования расхода (штуцерная камера), установку средств контроля давления.
6. Обязку дренажной емкости с АГЗУ выполнить по линиям дренажа и выхода с СППК (клапан предохранительный). Предусмотреть ограждение дренажной емкости и изготовление информационных аншлагов.
7. АГЗУ установить не ближе 20 м до устья скважины.
8. Утепление фонтанной арматуры, выкидной линии, нефтепровода.

5

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№		



9. Для обеспечения закачки и учета воды на кустовой площадке проложить общий водовод вдоль скважин (согласно выданных технических условий отдела трубопроводного транспорта ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»), с установкой отсекающих задвижек и приборов учета воды на манифольд нагнетательных скважин непосредственно на устье скважин. Размер манифольдов должен удовлетворять требованиям ТУ на установку приборов учета.

10. Предусмотреть утепление устьевых арматур и манифольдов водозаборных и нагнетательных скважин с применением утеплителя и кожуха из оцинкованного листа.

11. Необходимость использования блока химреагентов для дозировки и подачи в систему нефтесбора, а также тип блока химреагентов при разработке рабочей документации необходимо согласовать с ОППДиТТ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз». В качестве насоса-дозатора блока дозирования химреагента необходимо использовать плунжерный насос с наличием системы герметизации и отвода утечек, конструктивная особенность которого должна обеспечивать невозможность проникновения перекачиваемого продукта во внешнюю среду при износе уплотнительных манжет.

12. Проектом предусмотреть установку пропарочных задвижек на нефтепровод для возможности прокачки его нефтью или горячей водой, а так же вентилей на водоводы для возможности их дренирования.

13. Физико-химические свойства добываемой водогазонефтяной жидкости принять согласно Технологической схемы Верхней-Возейского нефтяного месторождения. Проектировщик самостоятельно выезжает на объект для мониторинга, сбора и изучения всех необходимых и недостающих данных.

14. Оборудование должно соответствовать требованиям «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 19.04.2013 г. Схему размещения оборудования и коммуникаций на кустовой площадке, схему обвязки скважин принять согласно утвержденных типовых схем ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

15. Проектом предусмотреть установку ворот и информационной таблички на въезде на кустовые площадки. Конструкцию и исполнение ворот и таблички принять согласно утвержденных типовых схем ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

16. Все схемы прокладки и подключения нефтесборных трубопроводов выполнить согласно выданных технических условий ОППДиТТ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

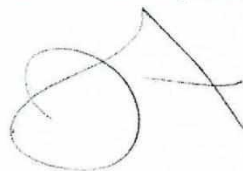
17. Принятые в проекте технические и технологические решения должны отвечать требованиям конкурентоспособности и технико-экономической обоснованности, соответствовать требованиям безопасности, прочности, коррозионной стойкости и надежности.

18. Проектировщик составляет опросные листы в полном объеме на все проектируемое оборудование и материалы, согласовывает их с Заказчиком, а также ведет сопровождение этих опросных листов в процессе изготовления оборудования и материалов. При составлении опросных листов учесть смежные проекты по данному проекту. При разработке опросных листов учитывать тех.характеристики нефтепромыслового, межкустового, межпромыслового нефтепровода.

19. На стадии разработки проектно-сметной документации предварительно согласовать с Заказчиком основные проектные решения и карточку применяемых строительных материалов и конструкций.

20. Проект разработать в трех, наиболее экономичных вариантах.

Начальник ОДН  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»



И.В. Гарсеев

6

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

77

## Приложение Е

### Технические условия на разработку проекта строительства трубопроводов

СОГЛАСОВАНО:  
Начальник ОППДиТТ  
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

\_\_\_\_\_ И.И. Юсупов

« 13 » \_\_\_\_\_ 2021 г.

УТВЕРЖДАЮ:  
Главный инженер  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

\_\_\_\_\_ А.В. Косак

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 г.

#### Исходные данные/Технические условия

**Наименование проекта:** «Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения.  
2 очередь строительства»

**Наименование объекта (-ов):** Выкидные линии к. 4084

#### Содержание исходных данных и технических условий:

№ п/п	Наименование	Значение
1	Техническое наименование трубопровода	Наименование в/л выполнить согласно требований Регламента по наименованию промышленных трубопроводов, составлению паспортов и схем трубопроводных систем ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», согласовать с заказчиком
2	Наименование трубопровода по бух. учету, инв. № (для реконструируемых объектов)	-
3	Вид работ (строительство, реконструкция, техническое перевооружение)	Строительство
4	Точка подключения трубопровода (указать наименование существующего или проектного трубопровода или объекта)	ЗУ к. 4084 (проект)
5	Ориентировочный диаметр, толщина стенки и протяженность проектируемого трубопровода	89х6 (подтвердить гидрав. расчетом), протяженность - по результатам изысканий.
6	Объем перекачки жидкости, воды, газа (м <sup>3</sup> /сут) и нефти (т/сут) по каждой скважине, кусту, ГЗУ, БНГ и т.п. подключенных к проектируемому трубопроводу	Согласно исходных данных геологического отдела
7	Максимальное рабочее проектное давление трубопровода, МПа	4,0 МПа
8	Фактическое рабочее давление на входе (выходе) площадного объекта (ДНС, БКНС, ГКС и т.д.) рассматриваемой гидравлической ветви	Давление ЦДНС 2,2 МПа
9	Давление в точке подключения проектируемого трубопровода, МПа	Определить гидравлическим расчетом

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

80



№ п/п	Наименование	Значение
10	Способ прокладки трубопровода	подземный
11	Материал трубы для рабочей документации (сталь, ПАТ и т.д.)	сталь
12	Материал наружного изоляционного покрытия трубы и фасонных изделий	Покрытие из экструдированного полиэтилена
13	Материал и необходимость теплоизоляционного покрытия линейной части трубопровода	нет
14	Тип и необходимость внутреннего покрытия, температура длительной эксплуатации (гр.С)	Двухслойное эпоксидное покрытие на основе порошковых красок с фенольным праймером ( $T_{max}+80^{\circ}C$ ) с системой защиты сварного соединения
15	Необходимость и тип камер пуска/приема очистных и диагностических устройств	нет
16	Необходимость установки БДР	нет
17	Необходимость системы телемеханики, системы обнаружения утечек	согласно ТУ ОАиМ
18	Необходимость системы ЭХЗ	нет, подтвердить проектом или согласно ТУ (ОГЭ)
19	Дополнительные требования	Марка стали трубной продукции в соответствии с п. 9 протокола АШ-15П от 16.04.2021.

## Примечание:

Проект выполнить с учетом:

1) Типовых технических условий на разработку проектной документации: строительство, реконструкция (модернизация, тех. перевооружение) магистральных и промышленных трубопроводов (газопроводов, нефтегазопроводов, нефтепроводов, водоводов высокого и низкого давления)» Раздела 20 Приложения №2 Регламента формирования исходных данных и технических условий для разработки заданий на проектирование объектов строительства, реконструкции и технического перевооружения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»;

2) Предложений по оптимизации затрат, в соответствии с приказом № 95 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 01.02.2018 г.

Начальник ОПШДиГ  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»



(подпись)

Миндубаев И.И.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

81



№ п/п	Наименование	Значение
		полиэтилена
13	Материал и необходимость теплоизоляционного покрытия линейной части трубопровода	нет
14	Тип и необходимость внутреннего покрытия, температура длительной эксплуатации (гр.С)	Двухслойное эпоксидное покрытие на основе порошковых красок с фенольным праймером ( $T_{max}+80^{\circ}C$ ) с системой защиты сварного соединения
15	Необходимость и тип камер пуска/приема очистных и диагностических устройств	Нет, согласовать с УТН
16	Необходимость установки БДР	нет
17	Необходимость системы телемеханики, системы обнаружения утечек	согласно ТУ ОАиМ
18	Необходимость системы ОХЗ	нет, подтвердить проектом или согласно ТУ (ОГЭ)
19	Дополнительные требования 19.1. Марка стали трубной продукции в соответствии с п. 9 протокола АШ-15П от 16.04.2021. 19.2. При наличии перехода через водные преграды выполнить герметизацию (до Рраб НСК) межтрубного пространства труба-футляр.	

Примечание:

Проект выполнить с учетом:

1) Типовых технических условий на разработку проектной документации: строительство, реконструкция (модернизация, тех. перевооружение) магистральных и промышленных трубопроводов (газопроводов, нефтегазопроводов, нефтепроводов, водоводов высокого и низкого давления) Раздела 20 Приложения №2 Регламента формирования исходных данных и технических условий для разработки заданий на проектирование объектов строительства, реконструкции и технического перевооружения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»;

2) Предложений по оптимизации затрат, в соответствии с приказом № 95 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 01.02.2018 г.

3) Перед началом проектирования, изысканий предусмотреть выполнение теплогидравлического расчета существующей системы НСК Верхне-Возейского м/р с учетом перспективы развития. Определить места сужения (превышения давления), при необходимости разработать варианты эксплуатации (реконструкция нефтепровода, работа параллельной ниткой). Выполнить ТЭО, предоставить заказчику на согласование, предусмотреть проектом реализацию согласованного варианта.

Начальник ОППДиТТ  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»



Миндубаев И.И.

(подпись)

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

83



СОГЛАСОВАНО:  
Начальник ОППДиТТ  
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

\_\_\_\_\_ И.И. Юсупов

« 14 » \_\_\_\_\_ 2021 г.

УТВЕРЖДАЮ:  
Главный инженер  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

\_\_\_\_\_ А.В. Косак

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 г.

**Исходные данные/Технические условия**

**Наименование проекта:** «Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения.  
2 очередь строительства»

**Наименование объекта (-ов):** Высоконапорный водовод т.вр. к. 4084 до к. 4084

**Содержание исходных данных и технических условий:**

№ п/п	Наименование	Значение
1	Техническое наименование трубопровода	В/в «т.вр. к. 4084 до к. 4084»
2	Наименование трубопровода по бух. учету, инв. № (для реконструируемых объектов)	-
3	Вид работ (строительство, реконструкция, техническое перевооружение)	Строительство
4	Точка подключения трубопровода (указать наименование существующего или проектного трубопровода или объекта)	В/в «УЗ-22 до УЗ-19 (т.вр. к. 4067). Ду-133*13мм
5	Ориентировочный диаметр, толщина стенки и протяженность проектируемого трубопровода	114х10 (подтвердить гидрав. расчетом), протяженность - по результатам изысканий.
6	Объем перекачки жидкости, воды, газа (м <sup>3</sup> /сут) и нефти (т/сут) по каждой скважине, кусту, ГЗУ, БНГ и т.п. подключенных к проектируемому трубопроводу	Согласно исходных данных геологического отдела
7	Максимальное рабочее проектное давление трубопровода, МПа	21,0 МПа
8	Фактическое рабочее давление на входе (выходе) площадного объекта (ДНС, БКНС, ГКС и т.д.) рассматриваемой гидравлической ветви	Давление БКНС-6 21 МПа
9	Давление в точке подключения проектируемого трубопровода, МПа	Определить гидравлическим расчетом
10	Способ прокладки трубопровода	подземный
11	Материал трубы для рабочей документации (сталь, ПАТ и т.д.)	сталь
12	Материал наружного изоляционного покрытия трубы и фасонных изделий	Покрытие из экструдированного полиэтилена

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

84

№ п/п	Наименование	Значение
13	Материал и необходимость теплоизоляционного покрытия линейной части трубопровода	нет
14	Тип и необходимость внутреннего покрытия, температура длительной эксплуатации (гр.С)	Двухслойное эпоксидное покрытие на основе порошковых красок с фенольным праймером ( $T_{max}+80^{\circ}C$ ) с системой защиты сварного соединения
15	Необходимость и тип камер пуска/приема очистных и диагностических устройств	нет
16	Необходимость установки БДР	нет
17	Необходимость системы телемеханики, системы обнаружения утечек	согласно ТУ ОАиМ
18	Необходимость системы ЭХЗ	нет, подтвердить проектом или согласно ТУ (ОГЭ)
19	Дополнительные требования	19.1 При проектировании: Марка стали трубной продукции в соответствии с п. 9 протокола АПП-15П от 16.04.2021.
		19.2 Предусмотреть перспективную 3/а для подключения в/в к.4067бис

Примечание:

Проект выполнить с учетом:

1) Типовых технических условий на разработку проектной документации: строительство, реконструкция (модернизация, тех. перевооружение) магистральных и промысловых трубопроводов (газопроводов, нефтегазопроводов, нефтепроводов, водоводов высокого и низкого давления)» Раздела 20 Приложения №2 Регламента формирования исходных данных и технических условий для разработки заданий на проектирование объектов строительства, реконструкции и технического перевооружения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»;

2) Предложений по оптимизации затрат, в соответствии с приказом № 95 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 01.02.2018 г.

3) Строительство водораспределительных пунктов (блок-гребенка) на кустовой площадке не требуется. Прокладку высоконапорных водоводов на кустовой площадке произвести вдоль нагнетательных скважин, с установкой секущих задвижек, приборов учета воды на обвязке манифольда каждой нагнетательной скважины непосредственно на устье скважины.

4) Перед началом проектирования, изысканий предусмотреть выполнение теплогидравлического расчета по существующей системе ПИД с учетом перспективы развития. Определить места сужения (превышения давления), при необходимости разработать варианты эксплуатации (реконструкция нефтепровода, работа параллельной ниткой). Выполнить ТЭО предоставить заказчику на согласование, предусмотреть проектом реализацию согласованного варианта.

Начальник ОПД и ТТ  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»



Миндубаев И.И.

(подпись)

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

85





№ п/п	Наименование	Значение
13	Материал и необходимость теплоизоляционного покрытия линейной части трубопровода	Обеспечить теплоизоляцию надземных участков трубопровода
14	Тип и необходимость внутреннего покрытия, температура длительной эксплуатации (гр.С)	Двухслойное эпоксидное покрытие на основе порошковых красок с фенольным праймером ( $T_{max}+80^{\circ}C$ ) с системой защиты сварного соединения
15	Необходимость и тип камер пуска/приема очистных и диагностических устройств	нет
16	Необходимость установки БДР	нет
17	Необходимость системы телемеханики, системы обнаружения утечек,	согласно ТУ ОАиМ
18	Необходимость системы ЭХЗ	нет, подтвердить проектом или согласно ТУ (ОГЭ)
19	Дополнительные требования	- Марка стали трубной продукции в соответствии с п. 9 протокола АИИ-15П от 16.04.2021. - При наличии пересечения через водные преграды выполнить герметизацию (до $P_{раб}$ НСК) межтрубного пространства труба-футляр

Примечание:

Проект выполнить с учетом:

1) Типовых технических условий на разработку проектной документации: строительство, реконструкция (модернизация, тех. перевооружение) магистральных и промысловых трубопроводов (газопроводов, нефтегазопроводов, нефтепроводов, водоводов высокого и низкого давления)» Раздела 20 Приложения №2 Регламента формирования исходных данных и технических условий для разработки заданий на проектирование объектов строительства, реконструкции и технического перевооружения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»;

2) Предложений по оптимизации затрат, в соответствии с приказом № 95 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 01.02.2018 г.

Начальник ОППДиТТ  
ТНП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

Миндубаев И.И.

(подпись)

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

87



СОГЛАСОВАНО:  
Начальник ОППДИТТ  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

« » \_\_\_\_\_ И.И. Миндубаев  
2021 г.

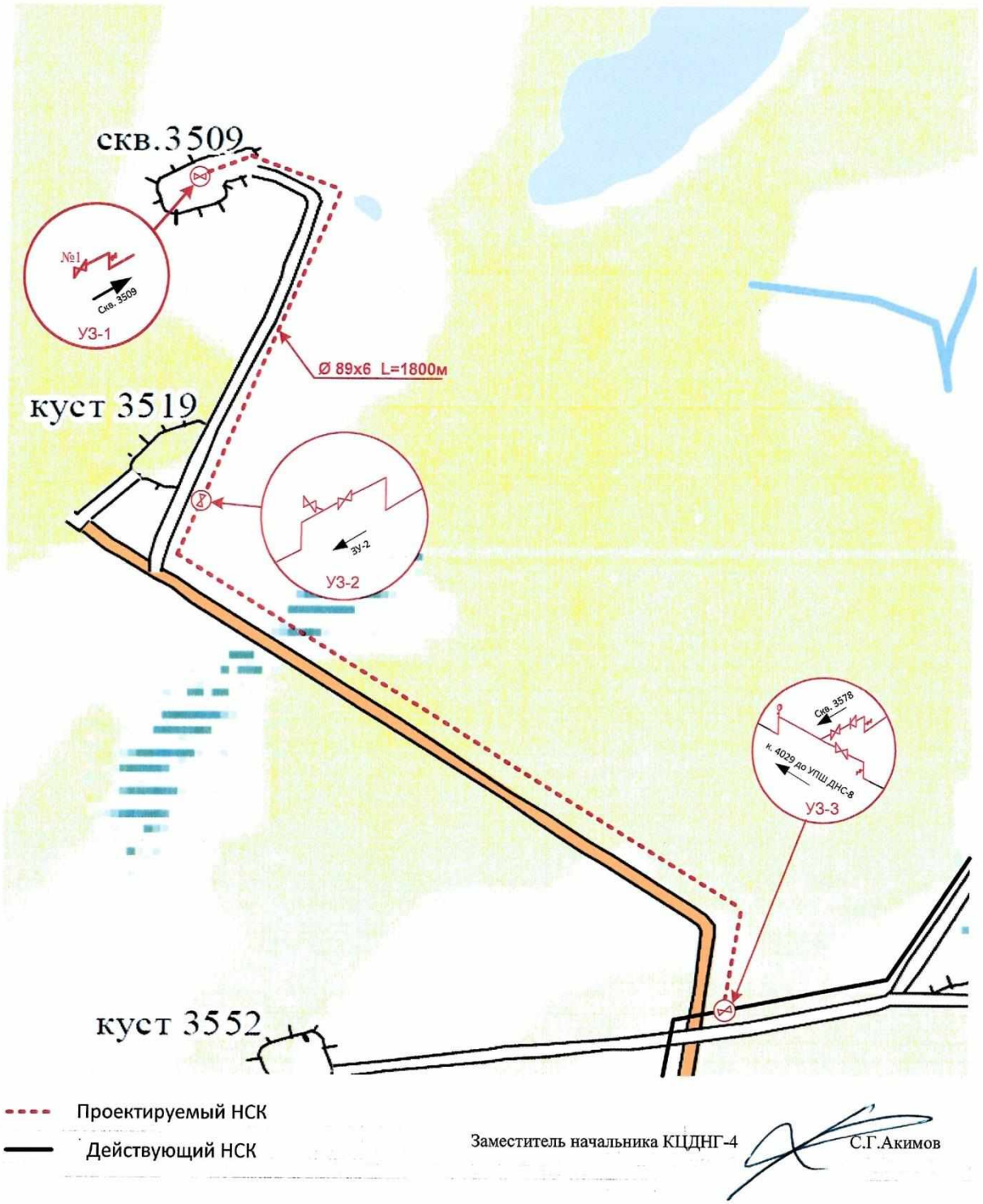
СОГЛАСОВАНО:  
Главный маршейдер по Усинскому региону -  
начальник ОМГР  
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

« » \_\_\_\_\_ В.В. Устинов  
2021 г. *В.В. Устинов*

УТВЕРЖДАЮ:  
Главный инженер  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

« » \_\_\_\_\_ А.В. Косак  
2021 г.

**Схема на проектирование строительства трубопровода  
В/л «скв. 3509 до т. вр. скв. 3509»  
КЦДНГ- 4 Верхне-Возейского месторождения**



--- Проектируемый НСК  
— Действующий НСК

Заместитель начальника КЦДНГ-4  
*С.Г.Акимов*

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист  
88

СОГЛАСОВАНО:  
Начальник ОПЦДиГТ  
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

 И.И. Юсупов

« 31 » 08 2021 г.

УТВЕРЖДАЮ:  
Главный инженер  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

 А.В. Косак

« » 2021 г.

### Исходные данные/Технические условия

**Наименование проекта:** «Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства»

**Наименование объекта (-ов):** Выкидная линия «скв. 3578 до т.вр. скв. 3578»

### Содержание исходных данных и технических условий:

№ п/п	Наименование	Значение
1	Техническое наименование трубопровода	«скв. 3578 до т.вр. скв. 3578»
2	Наименование трубопровода по бух. учету, инв. № (для реконструируемых объектов)	Отсутствует
3	Вид работ (строительство, реконструкция, техническое перевооружение)	Строительство
4	Точка подключения трубопровода (указать наименование существующего или проектного трубопровода или объекта)	НСК «УЗ-22 до УПП ДНС-8» Ду-159*6
5	Ориентировочный диаметр, толщина стенки и протяженность проектируемого трубопровода	89*6 мм (подтвердить гидрав. расчетом), протяженность – 950 м (уточнить по результатам изысканий).
6	Объем перекачки жидкости, воды, газа (м <sup>3</sup> /сут) и нефти (т/сут) по каждой скважине, кусту, ГЗУ, БНГ и т.п. подключенных к проектируемому трубопроводу	95 м <sup>3</sup> /сут 15 т/сут
7	Максимальное рабочее проектное давление трубопровода, МПа	4,0 МПа
8	Фактическое рабочее давление на входе (выходе) площадного объекта (ДНС, БКНС, ГКС и т.д.) рассматриваемой гидравлической ветви	Давление ЦДНС 0,7 МПа
9	Давление в точке подключения проектируемого трубопровода, МПа	Определить гидравлическим расчетом
10	Способ прокладки трубопровода	подземный
11	Материал трубы для рабочей документации (сталь, ПАТ и т.д.)	Сталь
12	Материал наружного изоляционного покрытия трубы и фасонных изделий	Покрытие из экструдированного полиэтилена

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

89

№ п/п	Наименование	Значение
13	Материал и необходимость теплоизоляционного покрытия линейной части трубопровода	Обеспечить теплоизоляцию надземных участков трубопровода
14	Тип и необходимость внутреннего покрытия, температура длительной эксплуатации (гр.С)	Двухслойное эпоксидное покрытие на основе порошковых красок с фенольным праймером ( $T_{max}+80^{\circ}C$ ) с системой защиты сварного соединения
15	Необходимость и тип камер пуска/приема очистных и диагностических устройств	нет
16	Необходимость установки БДР	нет
17	Необходимость системы телемеханики, системы обнаружения утечек,	согласно ТУ ОАиМ
18	Необходимость системы ЭХЗ	нет, подтвердить проектом или согласно ТУ (ОГЭ)
19	Дополнительные требования	Марка стали трубной продукции в соответствии с п. 9 протокола АИИ-15П от 16.04.2021.

Примечание:

Проект выполнить с учетом:

1) Типовых технических условий на разработку проектной документации: строительство, реконструкция (модернизация, тех. перевооружение) магистральных и промышленных трубопроводов (газопроводов, нефтегазопроводов, нефтепроводов, водоводов высокого и низкого давления)» Раздела 20 Приложения №2 Регламента формирования исходных данных и технических условий для разработки заданий на проектирование объектов строительства, реконструкции и технического перевооружения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»;

2) Предложений по оптимизации затрат, в соответствии с приказом № 95 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 01.02.2018 г.

Начальник ОППДиТТ  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»



(подпись)

Миндубаев И.И.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист 90
			Изм.	Кол.уч	Лист	№		



СОГЛАСОВАНО:  
Начальник ОПГДИТТ  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

« » *И.И. Миндубаев*  
И.И. Миндубаев  
2021 г.

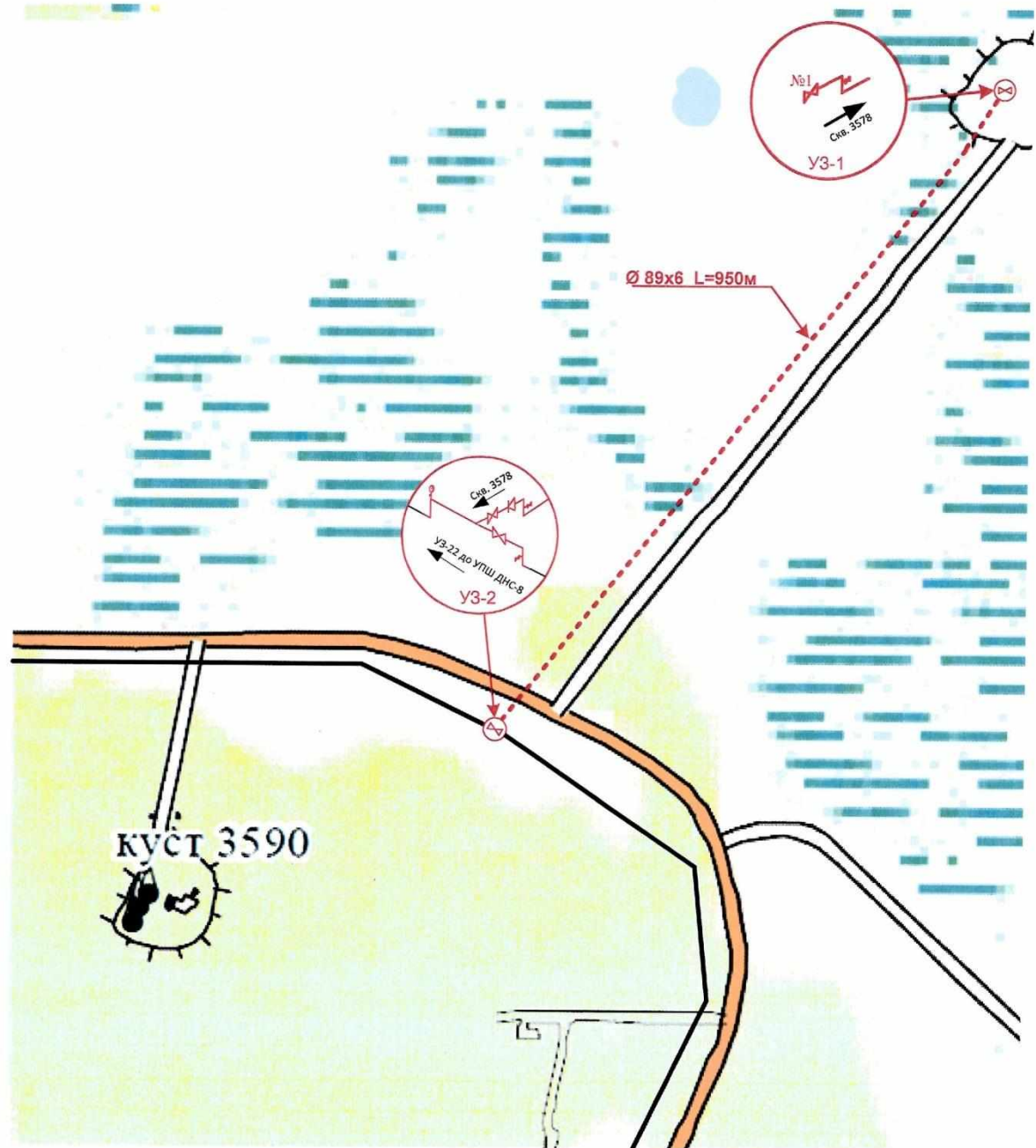
СОГЛАСОВАНО:  
Главный маркшейдер по Усинскому региону -  
начальник ОГМР  
ООО «ЛУКОЙЛ-Ками»

« » *В.В. Устинов*  
В.В. Устинов  
2021 г.

УТВЕРЖДАЮ:  
Главный инженер  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

« » *А.В. Косак*  
А.В. Косак  
2021 г.

**Схема на проектирование строительства трубопровода  
В/л «скв. 3578 до т. вр. скв. 3578»  
КЦДНГ-4 Верхне-Возейского месторождения**



--- Проектируемый НСК  
— Действующий НСК

Заместитель начальника КЦДНГ-4 *С.Г. АКИМОВ*

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист  
91

## Приложение Ж

### Технические условия на электроснабжение объекта



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
**ЛУКОЙЛ-Коми**

ТЕРРИТОРИАЛЬНОЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «ЛУКОЙЛ-УСИНСКНЕФТЕГАЗ»

Согласовано  
Главный энергетик  
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»  
  
И.М. Уляшев  
«26» сентября 2023 г.

Утверждаю  
Главный инженер  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»  
  
А.В. Косак  
«22» \_\_\_\_\_ 2023г.

#### Технические условия на проектирование электроснабжения

**Наименование проекта:** «Технические условия на электроснабжение куста скважин №4084».

**Наименование объекта (-ов):** «Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства.»

#### Содержание исходных данных:

Месторасположение подключаемых объектов	КЦДНГ-4 Верхне-Возейское н.м.
Категория электроснабжения	Определить проектом
Напряжение подключаемых электроприемников	6кВ
Мощность подключаемых электроприемников	Определить проектом
1 Источник питания	ЗРУ-6кВ ПС-35/6кВ «1ВВ»
1.1 Точка подключения	1 точка: I СШ-6кВ яч. №9; 2 точка: II СШ-6кВ яч. №10;
1.2 Тип, марка, сечение линии электропередачи	Протяженность, марку, сечение линий электропередач определить проектом.
1.3 Грозозащита и заземление	Согласно ПУЭ.
Срок действия технических условий	3 года
Дополнительные условия:	

#### Внешнее электроснабжение куста:

- 2 Проектом выполнить расчёт электрических нагрузок для вновь проектируемого оборудования;
- 3 Предусмотреть проектом подключение от ячеек № 9,10;
- 4 Проектом предусмотреть замену оборудования высоковольтных отсеков, выключателей и трансформаторов тока ячеек №9, №10 в ЗРУ-6кВ ПС-35/6кВ «1ВВ», номиналы определить проектом, согласовать с ОГЭ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» и ПТО УРУ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ»;
- 5 В ЗРУ-6кВ для управления, защиты, измерения и сигнализации предусмотреть цифровые микропроцессорные устройства типа ТОР-200 или ЭКРА и блок защит Сириус-033 для определения однофазного замыкания на «землю»;
- 6 В составе ЗРУ-6кВ в проекте предусмотреть установку клеммных шкафов для подключения контрольных кабелей. В клеммные шкафы в заводских условиях должны быть проложены и подключены контрольные кабели от каждой ячейки;

169710, Российская Федерация,  
Республика Коми, г. Усинск,  
ул. Транспортная, д. 4

Тел: (82144) 5-56-52  
Факс: (82144) 5-55-97

E-mail: UsnReferentTPP@lukoil.com

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №				
			Изм.	Кол.уч	Лист	№

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

86

- 7 Ячейки 6 кВ должны быть оснащены системой блокировок, предотвращающих неправильные действия персонала при производстве оперативных переключений, а также с электромагнитной блокировкой на приводах:
- Блокировка, препятствующая включению выключателя при нахождении выдвижного элемента в промежуточном положении;
  - Блокировка, препятствующая перемещению выдвижного элемента при включенном выключателе;
  - Блокировка, фиксирующая выдвижной элемент в рабочем и контрольном положениях;
  - Блокировка, препятствующая перемещению выдвижного элемента при включенном заземлителе;
  - Блокировка, препятствующая операциям с заземлителем при нахождении выдвижного элемента в рабочем или промежуточном положениях;
  - Блокировка, препятствующая открытию створок в контрольном или ремонтном положениях выдвижного элемента. Узлы блокировок должны быть легко доступными для осмотра и устранения неисправностей в них;
- 8 Для питания цепей оперативного тока предусмотреть установку источников бесперебойного питания (ИБП) с двойным преобразованием. Предусмотреть АКБ со сроком службы не менее 12 лет;
- 9 Предусмотреть проектом строительство кабельных эстакад от ячеек ВЛ-6 кВ ЗРУ-6 кВ ПС-35/6 кВ «1ВВ» до первых опор проектируемых ВЛЗ - 6 кВ и от вводных ячеек ЗРУ-6 кВ ЗКТПК до конечных опор проектируемой ВЛЗ. Предусмотреть окраску кабельной эстакады согласно стандарта предприятия по применению фирменного стиля на объектах ПАО «ЛУКОЙЛ-Коми» (Окраска и Маркировка объектов). Кабельные стойки и кабельные полки применить из оцинкованного металла;
- 10 Применить кабель с медными жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена. Марку, сечение кабеля определить проектом;
- 11 В проекте предусмотреть закрепление кабельных линий по всей длине кабельной эстакады. Предусмотреть установку ламинированных бирок для маркировки кабельной продукции;
- 12 Проектом предусмотреть строительство ВЛЗ-6кВ №1 и ВЛЗ-6кВ №2 до кустовой площадки 4084, трассу согласовать с ОГЭ, маркшейдерской службой ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» и ПТО УРУ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ»;
- 13 Трассу проектируемых ВЛЗ-6кВ определить проектом с учетом рельефа местности и существующей сети коммуникаций в указанном районе;
- 14 Первую и последние опоры проектируемых ВЛЗ-6 кВ применить анкерного типа;
- 15 При проектировании ВЛЗ-6кВ предусмотреть применение опор согласно проекта «Опоры ВЛ 6-10кВ из стальных труб для районов крайнего севера» Шифр 25.0074. На опорах предусмотреть установку степ-болтов (ступенек), обеспечивающих возможность подъема на опору;
- 16 Применить свайное закрепление опор с коническим основанием, с применением ЦПС, способ закрепления опор к свае определить проектом;
- 17 Монтаж ВЛЗ-6кВ выполнить с применением изолированного провода марки СИП;
- 18 Сечение провода магистральной линии определить проектом;
- 19 В проекте предусмотреть установку информационных знаков (плакатов), знаков безопасности и нумерацию на всех опорах проектируемой ВЛЗ-6кВ;
- 20 Способ заземления траверс и разъединителей на опорах ВЛЗ-6кВ определить проектом;
- 21 Габарит в местах пересечения с автомобильными дорогами выдержать не менее 8,0м для обеспечения провоза крупногабаритных грузов;
- 22 При пересечении проектируемой ВЛЗ-6кВ с инженерными коммуникациями и автодорогами, не принадлежащими ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», самостоятельно запросить технические условия на пересечение у владельцев коммуникаций, а также согласовать с ними проект в части пересечения;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
			06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата		



- 23 На конечных опорах, проектируемой ВЛЗ-6кВ (заход на кусты и одиночные скважины) предусмотреть установку разъединителей с полимерными изоляторами марки РЛК-СЭЩ-1Б-II-10-УХЛ1. Включение разъединителей должно происходить при движении приводной тяги вверх (исключающее самопроизвольное включение при неисправности привода). На приводах всех разъединителей предусмотреть установку замков под «Мастер-ключ»;
- 24 При проектировании ВЛЗ - 6кВ предусмотреть защиты от грозových перенапряжений, на основе РДИП-10-IV-УХЛ-1;
- 25 На первых отпаечных опорах проектируемых ВЛЗ-6кВ предусмотреть установку индикаторов короткого замыкания. Тип и марку определить проектом, согласовать с ОГЭ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» и эксплуатирующей организацией УРУ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ»;
- 26 Эскизный вариант проектируемых трасс ВЛЗ-6кВ согласовать с маркшейдерской службой ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» и ПТО УРУ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ»;
- 27 Выполнить изыскания под трассы проектируемых ВЛЗ-6кВ;
- 28 В проекте предусмотреть антикоррозионное покрытие металлоконструкций;
- 29 Ширину просеки применить как для неизолированного провода (10м от проекции крайнего провода);
- 30 В местах пересечения ВЛ и автодорогой предусмотреть установку сигнальных шаров – маркеров;

#### Обустройство площадки скважин:

- 31 Проектом выполнить установку 2КТПК-6/0,4кВ киоскового типа, полной заводской готовности с тупиковой схемой УВН и масляными герметичными трансформаторами. Секционирование выполнить с применением АВР по стороне 0,4кВ. Предусмотреть окраску 2КТПК в соответствии стандарту СТП «Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Окраска и маркировка объектов»;
- 32 Мощность трансформаторов определить проектом, при этом учесть существующее технологическое оборудование, а также ввод в работу новых скважин, согласно графика строительства (бурения) скважин по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»;
- 33 Место расположения 2КТПК определить проектом, предусмотреть возможность подъезда техники для замены и ремонта вышедшего из строя оборудования, согласовать с КЦДНГ-4, ОГЭ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» и УРУ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ»;
- 34 Площадку под 2КТПК предусмотреть совмещенной с площадкой под СУ и трансформатор ТМПН и систем телемеханики;
- 35 Для монтажа 2КТПК-6/0,4кВ предусмотреть устройство ростверка с площадкой обслуживания на свайном поле высотой не менее 2м от уровня земли;
- 36 Проектом предусмотреть наружное освещение площадки обслуживания, освещение выполнить светодиодными светильниками;
- 37 На площадке обслуживания 2КТПК возле проемов для установки СУ и трансформаторов ТМПН, проектом предусмотреть монтаж болтовых соединений для присоединения заземляющих проводников к этому оборудованию. Лестницы на площадке обслуживания 2КТПК должны иметь уклон не более 50°;
- 38 РУ-0,4кВ проектируемых КТП укомплектовать автоматическими выключателями Российского производства, номинальный ток автоматических выключателей определить проектом, предусмотреть не менее трёх резервных выключателей. В КТПК предусмотреть установку узла учёта электрической энергии с применением электронного счётчика типа МИР С-03 с классом точности 1,0, с хранением профиля нагрузок, оптопортом и интерфейсом RS485 (протокол Modbus);

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№		

- 39 Выполнить проект на контур заземления 2КТПК и систему уравнивания электропотенциалов;
- 40 Проектом предусмотреть разработку паспорта контура заземления и молниезащиты.
- 41 Подключения 2КТПК-6/0,4кВ выполнить посредством воздушного ввода спусками от концевых опор ВЛЗ-6кВ до КТПК проводом СИП, при невозможности применения воздушного ввода, подключение 2КТПК-6/0,4кВ выполнить кабелем, данное решение согласовать с ОГЭ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», УРУ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ»;
- 42 От КТПК-6/0,4кВ предусмотреть проектом прокладку кабельных линий 0,4кВ до энергопотребителей вновь проектируемых потребителей;
- 43 Кабельные линии проложить по кабельным эстакадам, для чего проектом предусмотреть строительство кабельных эстакад, высотой не менее 2,5м. Трассы кабельных эстакад определить проектом. При пересечении кабельной эстакады с проезжей частью, переходы определить проектом согласно ПУЭ. При спусках-подъемах кабелей по кабельной эстакаде выполнить защиту кабелей от механических повреждений на высоту до 2 м. Применить кабель с медными жилами, с изоляцией, не распространяющей горение с низким дымо- и газовыделением;
- 44 При строительстве применить кабеленесущие системы Российского производства;
- 45 В проекте предусмотреть монтаж кабельных лотков под площадкой трансформаторной подстанции для прокладки кабельных линий;
- 46 Определить проектом место установки прожекторных мачт для наружного освещения территории скважин, высоту мачт определить проектом. Применить светильники со светодиодными лампами с автоматическим (с применением астрономического таймера российского производства и фотореле) и ручным (с помощью кнопочных постов) управлением освещением, мощность и количество светильников определить проектом, предусмотреть ЗИП светильников не менее двух по классу применения;
- 47 Проектом предусмотреть установку ШС-0,4кВ для подключения переносного и сварочного оборудования. ШС-0,4кВ укомплектовать автоматическими выключателями на 32А и 63А. ШС-0,4кВ разместить в центре площадки вновь строящихся скважин куста и закрепить на стойке кабельной эстакады. Исполнение ШС-0,4кВ - IP54. Выполнить заземление щита;
- 48 В проекте необходимо предусмотреть установку приустьевых соединительных коробок для подключения кабелей электропогружного оборудования;
- 49 Предусмотреть проектом электрообогрев обратных клапанов скважин;
- 50 При мощности трансформаторов свыше 250кВА, проектом предусмотреть мероприятия по компенсации реактивной мощности с поддержанием tg φ не выше 0,4;
- 51 Предусмотреть молниезащиту согласно действующей НТД. Разработать очертания зон в двух проекциях с нанесением размеров на чертежи, совместить с очертаниями взрывоопасных зон;
- 52 Все технические и основные проектные решения согласовать на техническом совете.
- 53 Проект согласовать с эксплуатирующей организацией ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ»;
- 54 При проектировании электрооборудования, освещения, отопления, систем вентиляции применять энергоэффективное оборудование с предоставлением расчета индикатора энергетической эффективности в соответствии с Постановлением Правительства РФ №963 от 27.05.2022 г. Расчет параметров энергоэффективности выполнить в виде приложения к энергетическому паспорту;
- 55 Предусмотреть объем работ по установке термоиндикаторных наклеек для контроля нагрева и перегрева контактных соединений электротехнического подстанционного оборудования, в частности, в местах, по которым затруднено проведение применяемых методов тепловизионного контроля (закрытые части шкафов распределительных устройств 0,4кВ, закрытых комплектных распределительных устройств 6кВ и выше

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	

- (выкатные и выдвигаемые элементы, отсеки сборных шин и силовых присоединений) шкафы батарей статических конденсаторов. ЧРП, УПП и т.п.);
- 56 В сметах полном объеме предусмотреть затраты на пусконаладочные работы и поставку ЗИП на смонтированное оборудование;
- 57 В проекте соблюсти требования ПУЭ, ПТЭЭП и других руководящих и нормативно-технических документов при сооружении электроустановок, а также ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» во всех режимах работы электроустановок, относительно всего оборудования, включая устройства РЗА, защиты от грозных и внутренних перенапряжений»;
- 58 При проектировании учитывать ранее принятые проектные решения по данному объекту.

Главный энергетик

М.А. Подболотов

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель главного инженера по электроснабжению  
УРУ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ»

И.Н. Шестеркин

5


Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			Изм.	Кол.уч	Лист	№		Подп.
							06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	90

## Приложение И

### Технические условия на проектирование раздела «автоматизация и метрология»

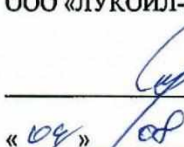
**СОГЛАСОВАНО:**

Начальник отдела  
автоматизации и метрологии  
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

  
С.В. Хахриков  
« 08 » 2021г.

**УТВЕРЖДАЮ:**

Главный инженер  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»  
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

  
А.В. Косак  
« 08 » 2021г.

#### Технические условия на автоматизацию и метрологию

**Наименование проекта:** Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства.

**Наименование объекта:** Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства.

#### 1. Общие требования к применяемому оборудованию

Все проектные решения в обязательном порядке согласовать с Заказчиком.

Проектная документация должна быть выполнена в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору N534-ФЗ от 15.12.2020.
- Федеральный закон "Об обеспечении единства измерений" от 26.06.2008 N 102-ФЗ.
- Федеральный закон от 26.07.2017 N 187-ФЗ "О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации".
- Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ.
- СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015 АСУТП «Автоматизированная система управления технологическими процессами добычи нефти и газа».
- Приказ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» №1043 от 12.12.2019 «О введении требований к объему автоматизации объектов добычи нефти и газа для Интегрированной модели месторождения».
- СТО ЛУКОЙЛ 1.14-2013 «Система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение в группе «ЛУКОЙЛ». Основные положения».
- СП 77.13330.2016. СВОД ПРАВИЛ. Системы автоматизации.
- Правила устройства электроустановок (7 издание).
- ГОСТ 34.201-89. Информационная технология. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем.
- ГОСТ 34.602-89. ГОСТ 21.408-93. Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации. Автоматизации технологических процессов.
- ГОСТ 24.104-85. Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования.
- СНиП 23-01-99. Строительная климатология.
- ГОСТ 15150-69. Исполнение для различных климатических районов.
- Архитектура сетевого взаимодействия между АСУ ТП и ЛВС Требования по обеспечению ИБ при подключении к АСУ ТП.

Тип средств КИПиА, АСУТП согласовать с Заказчиком.

Предусмотреть ЗИП средств КИПиА, АСУТП на 2 года эксплуатации.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	



Комплекс программно-технических средств должен соответствовать СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015, и быть включен в перечень программных и технических средств ПАО «ЛУКОЙЛ». Применение других программно-технических средств, требует обоснования и положительного заключения Департамента ИТО ПАО «ЛУКОЙЛ» (ПТК согласовать с профильным подразделением Заказчика).

## 2. Объекты контроля и управления

Объектами контроля и управления является технологическое оборудование кустовых площадок Верхне-Возейского нефтяного месторождения:

- добывающие, нагнетательные и водозаборные скважины;
- блоки дозирования реагентов;
- путевой подогреватель нефти (необходимость определить проектом);
- установки депарафинизации скважин;
- установка для измерения производительности скважин (АГЗУ);
- станции управления ПЭД;
- сепаратор нефтегазовый со встроенным газосепаратором (при установке путевого подогревателя);
- электроприводная запорно-регулирующая арматура;
- системы электрообогрева трубопроводов.

Перечень объектов и уровень автоматизации должны быть уточнены на этапе проектирования в соответствии с этапами строительства. Объем автоматизации предусмотреть в соответствии с приказом ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» №1043 от 12.12.2019 «О введении требований к объему автоматизации объектов добычи нефти и газа для Интегрированной модели месторождения».

Проектом предусмотреть подключение технологических объектов в телемеханику объектов Верхне-Возейского месторождения (проект комплекса технических средств верхнего уровня запросить у заказчика).

Проектом предусмотреть разработку сметной документации на пуско-наладочные работы и в случае необходимости работы по корректировке ППО системы ТМ Верхне-Возейского месторождения (шаблоны сбора данных, отчетные формы, мнемосхемы и т.п.).

## 3. Требования к полевому оборудованию автоматизации и метрологии

Оборудование КИПиА, размещаемое в неотапливаемых помещениях должно быть климатического исполнения УХЛ1 по ГОСТ 15150-69 (абсолютно минимальная температура воздуха минус 45 °С).

Устанавливаемое во взрывоопасных зонах оборудование и приборы КИПиА должны быть взрывозащищенного исполнения, преимущественным видом взрывозащиты принять Exia, в случае отсутствия технической возможности Exd.

Степень защиты оболочки контрольно-измерительных приборов, распределительных коробок и т.д., включая кабельные вводы и заглушки, размещаемые на открытом воздухе, должна быть не ниже IP56, а для оборудования, размещаемого в укрытии, не ниже IP42 в соответствии с требованиями ГОСТ 14254-2015.

Проектом предусмотреть следующие типы управляющих и информационных сигналов:

- выходной сигнал аналоговых датчиков: 4-20 мА (HART);
- выходной сигнал счетчиков расхода: частотно-импульсный;
- вторичные приборы СИ и СА (вычислители, системы учета) должны иметь возможность передачи данных по интерфейсу RS485 (протокол ModBus RTU/TCP).

Предпочтительным интерфейсом подключения преобразователей расхода является интерфейс RS485 (протокол ModBus RTU/TCP).

Подключение СУ ЭЦН должно быть выполнено с учетом возможности смены СУ без изменения ППО ПЛК (транзитное подключение) или с применением преобразователя интерфейсов.

Для средств измерений давления в обязательном порядке применить единицу измерения паскаль (Па), либо кратные и дольные ей единицы (МПа, кПа и т.д.).

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
			06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата		

Шкалы средств измерений давления должны быть подобраны так, чтобы значения измеряемого давления находились в пределах от 1/3 до 2/3 шкалы, а при интенсивно изменяющемся давлении – в пределах от 1/3 до 1/2 шкалы датчика.

Средства измерений температуры необходимо выбирать таким образом, чтобы нормальное значение измеряемой величины находилось в пределах от 60 % до 75% от их диапазона измерений.

Средства измерений расхода необходимо выбирать таким образом, чтобы нормальное значение измеряемой величины находилось в пределах рабочего диапазона измерений, указанного в технической документации завода изготовителя средства измерений.

Нормы точности измеряемых параметров должны соответствовать требованиям технологии и техники безопасности.

Измерительные каналы должны обеспечивать получение результатов измерения с нормируемой точностью и иметь единый состав метрологических характеристик (ГОСТ 8.009-84 Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений.).

Погрешность применяемых средств измерений согласовать с Заказчиком.

Технические СИ давления (манометры) должны иметь межповерочный интервал не менее 2 лет.

Позиционные обозначения оборудования КИПиА принять в соответствии с «Инструкцией по обозначению СИ на технологических объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Средства КИПиА должны проектироваться с комплектом монтажных частей, отсечной арматурой.

Все применяемые средства измерений, измерительные системы должны быть сертифицированы в России и иметь действующие свидетельства утверждения типа средств измерений, аттестованные МИ и соответствовать требованиям технических регламентов.

Все внешние элементы технических средств, находящиеся под напряжением, должны иметь защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства - иметь защитное заземление в соответствии с ПУЭ.

#### 4. Технические требования к применяемым исполнительным механизмам

Для запорной и регулирующей арматуры применить электрические ИМ, отвечающие техническим требованиям, установленным в ГОСТ 7192-89 (СТ СЭВ 5983-87) «Механизмы исполнительные электрические постоянной скорости ГСП. Общие технические условия».

Все ИМ должны комплектоваться ручным дублёром и блоками местного управления и сигнализации.

Управление с местных постов управления предусмотреть независимо от системы ТМ с исключением возможности одновременного управления ЗРА с поста управления и системы ТМ объекта.

Блоки местного управления ИМ запорной и регулирующей арматуры должны обеспечивать выполнение следующих команд:

- открыть;
- закрыть;
- стоп;
- переключение режима управления «местный/дистанционный»,
- и обеспечивать передачу данных сигналов в систему ТМ.

ИМ запорной и регулирующей арматуры должны обеспечивать передачу в СУ ТМ следующих сигналов:

- открыто;
- закрыто;
- режим управления «местный/дистанционный»;
- неисправность/сработала муфта.

Все управляющие и контрольные сигналы ИМ должны передаваться по физическим каналам (аналоговым или дискретным) в качестве основного способа, и интерфейсные каналы (RS-485) - в качестве резервного способа передачи данных. Все ИМ запорной арматуры должны иметь

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
			06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата		



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

94

возможность передачи данных по RS-485 интерфейсу, использовать протокол MODBUS-RTU. Способ передачи сигналов от ИМ в СУ ТМ в обязательном порядке согласовываются с Заказчиком на этапе разработки как проектной, так и рабочей документации.

Пуско-коммутирующая аппаратура должна располагаться внутри ИМ.

ИМ регулирующей арматуры должны управляться по аналоговому сигналу 4-20 мА постоянного тока 24 В и иметь обратную связь по текущему положению.

Уровень взрывозащиты исполнительных механизмов, устанавливаемых во взрывоопасных зонах (определяется проектировщиком), должен соответствовать:

классу зоны по ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон»;

категории и группе взрывоопасной смеси по ПУЭ (6-е, 7-е издание).

Исполнительные механизмы, размещаемые на трубопроводах, находящихся на открытом воздухе, должны быть климатического исполнения УХЛ1 по ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды» (абсолютно минимальная температура воздуха минус 45 °С).

Степень защиты оболочки ИМ, размещаемых на открытом воздухе, должна быть не ниже IP65, а для ИМ, размещаемых в укрытии, не ниже IP42 в соответствии с требованиями ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89) «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками».

#### **5. Технические требования к применяемой кабельной продукции и соединительным коробкам, кабеленесущим системам**

Кабельная продукция, соединительные коробки должны соответствовать требованиям: Федерального закона от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»; ГОСТ Р 53315-2009 «Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности»; действующим ПУЭ «Правила устройства электроустановок».

Проектом предусмотреть применение экранированной кабельной продукции. Монтаж кабельной продукции предусмотреть в лотках или кабель-каналах. От кабель-канала до датчика предусмотреть прорезиненный металлорукав. Корпуса первичных датчиков должны быть заземлены.

Предусмотреть кабеленесущие системы Российского производителя без ухудшения качества конечной продукции, но со снижением ценовой политики по сравнению с импортными производителями.

Предусмотреть соединительные клеммные коробки, обеспечивающие требования взрывозащиты, повышенную пылевлагозащищенность, надежность соединения, удобство монтажа и укладки проводников. Монтаж клеммных коробок для подключения датчиков следует монтировать на оптимальной высоте и оптимальном расстоянии от места установки датчиков на опорах кабельной эстакады, на стойках, рамах и др. металлоконструкциях. Степень защиты соединительных коробок, включая кабельные вводы и заглушки, размещаемые на открытом воздухе, должна быть не ниже IP56, а для оборудования, размещаемого в укрытии, не ниже IP42.

В местах прохода кабелей, предусмотреть унифицированные кабельные вводы с уплотнениями согласно требований ВСН 332-74 и ВНТП 01/87/04-84.

#### **6. Технические требования к шкафам контроля и управления и телемеханики**

При проектировании учесть технические решения, предусмотренные проектом КТС ТМ Верхне-Возейского месторождения (расположение и состав КТС верхнего уровня запросить у Заказчика перед началом проектирования). Предусмотреть совместимость применяемых интерфейсов и применение проприетарного протокола передачи данных промышленной сети передачи данных проектируемых средств ТМ и средств КТС верхнего уровня ТМ Верхне-Возейского месторождения.

Перед началом проектирования проектная организация разрабатывает и согласовывает с Заказчиком структурную схему АСУТПиТМ и телемеханики объекта, границы проектирования, тип применяемых средств АСУТПиТМ.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	



Шкафы управления, в т.ч. ЛСУ, должны компоноваться в унифицированных шкафах стандартной конструкции производства РФ.

Шкафы контроля и управления системы телемеханики, ЛСУ блочно-комплектно поставляемых установок должны иметь резерв по входным и выходным каналам не менее 20% в т.ч. по цифровым каналам, в том числе искробезопасным барьерам.

Подключение СУ ЭЦН должно быть выполнено с учетом возможности смены СУ без изменения ППО ПЛК (транзитное подключение) или с применением преобразователя интерфейсов.

В шкафу телемеханики предусмотреть размещение оборудования связи (состав оборудования разрабатывается отдельным разделом по отдельным ТУ). Передачу информации технологических параметров со шкафа телемеханики в телемеханику предусмотреть по ШБД (разрабатывается отдельным разделом).

При наличии помещения и места для установки шкафа управления, шкаф установить в помещении. На улице использовать обогреваемые шкафы с защитой от влияния внешних факторов (антивандальное исполнение), монтаж шкафа предусмотреть на площадке КТП.

Шкафы управления должны быть установлены вне взрывоопасной зоны.

В случае необходимости проектом предусмотреть расширение лицензий ПО, комплектацию дополнительными техническими средствами в т.ч. модулями ввода вывода КТС верхнего уровня ТМ Верхне-Возейского месторождения.

Источники бесперебойного питания шкафов управления, в т.ч. ЛСУ должны обеспечить их работу в течение не менее 60 минут при аварийном отключении электроэнергии.

Предусмотреть вывод значений технологических параметров и функции управления технологическим оборудованием на центральный АРМ(ы) оператора ТМ Верхне-Возейского месторождения.

## 7. Требования к метрологическому обеспечению

Метрологическое Обеспечение измерительных систем (ИС) должно удовлетворять требованиям Закона №102 Российской Федерации «Об обеспечении единства измерений», ГОСТов и Правил по метрологии.

Метрологическое обеспечение измерительных систем должны соответствовать ГОСТ Р 8.596-2002. ГСИ. "Метрологическое Обеспечение измерительных систем. Основные положения".

Должны быть предоставлены следующие сведения и документы:

- сведения об измеряемых величинах и их характеристиках;
- перечни измерительных каналов и нормы их погрешностей;
- условия измерений;
- условия метрологического обслуживания.

Средства измерения (СИ), входящие в Систему должны иметь сертификат об утверждении типа СИ, описание типа СИ, методику поверки.

Значения контролируемых параметров (технологического процесса, технологического оборудования) должны быть выражены в соответствии с ГОСТ 8.417- 2002 ТСИ. Единицы величин".

Метрологическое обслуживание Системы должно обеспечивать возможность как поэлементной (покомпонентной), так и комплектной поверки или калибровки измерительных каналов.

Все методики измерения, используемые в сфере государственного метрологического контроля и надзора, должны быть аттестованы.

При поверке и калибровке каналов Системы должна быть предоставлена возможность доступа ко всем элементам системы для подключения образцовых приборов (калибраторов).

Для измерительных каналов ИС должны быть представлены рекомендации (инструкции) по поверке (калибровке) ИК, утвержденные в установленном порядке.

Все метрологические характеристики измерительных и управляющих модулей должны быть представлены фирмой-изготовителем в документации на технические и программные средства.

Пределы допускаемых значений погрешности измерительных каналов не должны превышать 0,1% диапазона шкалы датчиков.

Изм. № подл.	Подп. и Дата	Взам. инв №					06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№		

Средства измерений должны иметь заводские, серийные номера или другие буквенно-цифровые обозначения, однозначно идентифицирующие каждый экземпляр средства измерений. Место, способ и форма нанесения номера или другого обозначения должны обеспечивать возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации средств измерений согласно требованиям ФЗ-496 от 27.12.2019.

#### 8. Электроснабжение

Выполнить электроснабжение аппаратуры КИПиА. За источник электроснабжения принять шины НКУ через автоматические выключатели. Требования по электробезопасности выполнить в соответствии с ПУЭ. Электропроводки выполнить на площадке по существующим эстакадам. Электропроводки низковольтных измерительных и интерфейсных каналов выполнить по отдельным лоткам, удаленным от лотков с силовыми кабелями на расстояние не менее 0,4 м

#### 9. Требования к документированию

Документация представляется Заказчику на бумажном носителе в трех экземплярах и в одном экземпляре на CD-диске в электронном виде.

Состав документации:

- схемы функциональные автоматизации, с указанием контуров контроля, управления, регулирования);
- разделы КА и АСУ в соответствии с требованиями ГОСТ 34.201-89, ГОСТ 34.602-89, ГОСТ 21.408-93, ГОСТ 24.104-85, РД 50-34.698-90;
- раздел Метрологическое обеспечение содержащий:
  - перечень измерительных каналов (далее ИК) в составе системы;
  - перечень ИК, находящихся в сфере распространения ГРОЕИ;
- раздел промышленные сети связи.

Проектом предусмотреть разработку сметной документации на пуско-наладочные работы и работы по корректировке ППО АРМ ТМ КЦДНГ-3 (шаблоны сбора данных, отчетные формы, мнемосхемы и т.п.).

#### 10. Требования к проектной организации

Для разработки проектной документации в части КИПиА, АСУТП, сети связи, привлекать специализированную организацию по согласованию с Заказчиком. При согласовании исполнителя работ Заказчику предоставить следующую информацию:

- лицензии;
- разрешение СРО на право осуществления деятельности, по которой предполагается привлечение данной организации для работ;
- информацию об опыте привлекаемой организации по аналогичным работам;
- данные о наличии материально-технических и людских ресурсов.

В случае отсутствия согласования исполнителя работ, представленная документация на согласование Заказчиком не рассматривается.

Начальник ОАиМ  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

Ведущий инженер  
Отдел автоматизации и метрологии  
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»



К.И. Антонов

Э.Ю. Улядаров

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№		



9.12

**Перечень учтенных Предложений по оптимизации затрат  
автоматизация и метрология  
Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства**

№	Предложение по оптимизации	Учено в ТУ (да\нет)	Примечание (заполняется при отсутствии возможности применения предложений по оптимизации затрат\указать пояснения при ответе «нет»)
4	Предложения по объектам Обустройства месторождений.		
4.1	Применение одиночных замерных установок (вместо групповых)	Нет	Определяется проектом
4.2	Замена импортных кабеленесущих систем на кабеленесущие системы Российского производителя (замена производится на Российского производителя без ухудшения качества конечной продукции, но со снижением ценовой политики).	Да	

Составил:

Начальник ОАиМ  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»



К.И. Антонов

Согласовано:

Начальник ОАиМ  
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»



С.В. Хахриков

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

98

9.12

## Приложение И

### Технические условия на проектирование сетей связи



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
**ЛУКОЙЛ-Коми**

#### ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ № 45/2021

на проектирование сетей связи «Обустройство Верхне-Возейского н/м. 2-я очередь.»

30 июля 2021 г.

Размещение оборудования на объекте должно быть выполнено в соответствии с рабочим проектом, разработанным специализированной проектной организацией, имеющей соответствующую лицензию с учетом следующих технических требований:

1. Проектируемое телекоммуникационное оборудование должно удовлетворять техническим требованиям, указанным в «Перечне программных и технических средств, обязательных и рекомендуемых для применения при разработке и эксплуатации информационных систем в организациях группы «ЛУКОЙЛ» (далее – ПТС).
2. Проектирование необходимо проводить в соответствии требованиями действующих нормативных документов, ГОСТов, СНИПов и перечня национальных стандартов 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 проектирование линий и систем связи, утвержденных в установленном порядке.
3. Произвести изыскания на предмет определения зон покрытия существующих базовых станций (далее БС) включая систему ТМ цеха. При необходимости предусмотреть проектом необходимое количество БС ТМ проектируемых для полного покрытия необходимой территории для организации сети связи с проектируемых объектов и кустовых площадок.
4. При отсутствии возможности организации канала ПД через существующую систему ШБД в качестве канала для включения в корпоративную сеть ЛУКНЕТ предусмотреть волоконно-оптическую линию связи (далее ВОЛС) использовать одномодовый волоконно-оптический кабель не менее 4 волокон способ прокладки и строительства определить проектом (возможно прокладка в грозотросе линии электропитания месторождения, либо подвесом на линии ЛЭП).
5. При проектировании сети связи системы телемеханики СТМ определить проектом исходя из расчетов радиопролетов и зон покрытия БС существующих и проектируемых:
  - в качестве радиооборудования СТМ использовать оборудование марки INFINET стандарта «точка-многоточка»;
  - определить проектом высоту подвеса, азимут радиоантенн, коэффициент усиления антенны исходя из расчетов энергетика радиопролетов и зон покрытия БС АС существующих и проектируемых радио модулей ШБД;
  - предусмотреть проектом установку мачты на объекте для установки радиоантенн абонентских модулей ШБД, место размещения АМС определить проектом исходя из максимально допустимой протяженности трассы прокладки радиокабеля от точки подвеса радио модуля на АМС до узла связи (не более 95 метров) предусмотреть заземление АМС;
  - места установки АМС согласовать с управлением маркшейдерско-геодезических работ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».
  - выполнить расчет электромагнитной совместимости, расчет включить в состав документации.
  - получить санитарно-эпидемиологическое заключение в соответствии с п. 6.18 СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 «Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона» и гл. III СанПиН 2.1.8/2.2.4.1383-03 «Гигиенические требования к размещению и эксплуатации передающих радиотехнических объектов». Полученную документацию включить в состав документации.
6. После проведения изыскательных работ и выполнения пунктов данного ТУ, данные по

169710, Российская Федерация,  
Республика Коми,  
г.Усинск, ул.Нефтяников, 31

Тел.:(82144) 5-53-60  
Факс:(82144) 41-3-38

E-mail:  
Usn.postman@lucoil.com

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №						Лист
							06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	91
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата			



проектируемым БС необходимо направить в адрес Заказчика письмом с приложенной таблицей по форме ФС-2 на каждую БС для инициирования регистрации и получение разрешений на использование радиочастот и радиочастотных каналов.

7. Электропитание проектируемого оборудования выполнить от проектируемых источников бесперебойного питания (ИБП производства APC с платой AP9630 для организации мониторинга) подключением к отдельному автоматическому выключателю. Для подключения оборудования к ИБП предусмотреть блок электрических розеток. Тип автоматического выключателя и мощность ИБП определить проектом исходя из потребляемой мощности оборудования, при необходимости предусмотреть дополнительные аккумуляторные батареи (время автономной работы не менее 2 часов).

8. Произвести заземление оборудования связи, АМС, шкафов, выполнить путем присоединения к системе заземления (при необходимости предусмотреть систему заземления) действующих объектов в соответствии с требованиями ПУЭ 7 издание и ГОСТ 464-79.

9. Для включения проектируемой сети связи в сеть передачи данных ЛУКНЕТ предусмотреть организацию канала ПД путем подключения к оборудованию существующих узлов связи по интерфейсу Ethernet, SFP, SFP+.

10. Для обеспечения межсетевого взаимодействия диапазоны IP адресов запросить в ООО «ЛУКОЙЛ-ТЕХНОЛОГИИ» при выполнении строительно-монтажных работ.

11. Предусмотреть удалённое управление телекоммуникационным оборудованием (маршрутизаторы, коммутаторы, ИБП), а также передачу данных о состоянии оборудования по протоколу SNMP в единую систему мониторинга филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

12. Для организации сети связи объекта предусмотреть следующие оборудование:

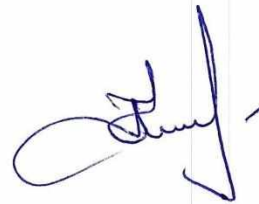
- коммутатор Cisco Catalyst 1000, количество портов определить проектом в зависимости количества пользователей проектируемой сети и линий связи на объекте (но не менее 8 портов) с обязательной поддержкой питания устройств по витой паре PoE, PoE+;
- все внутриплощадочные проектируемые сети подключить с помощью ВОЛС;
- IP-телефон SIP-T27G, количество телефонов и места их установки определить проектом (при необходимости предусмотреть взрывозащищённые ip-телефонов в помещениях предусмотренных данной категории и нормами РФ определить проектом).

13. Применяемое оборудование и материалы должны иметь соответствующие разрешения, заключения, сертификаты, свидетельства, паспорта, формуляры. Данная документация входит в состав исполнительной документации.

14. Принятые проектные решения согласовать с ОИТиС ООО «ЛУКОЙЛ - Коми».

**Данное техническое условие действует в течение двух лет с момента подписания.**

Начальник отдела информационных технологий и связи



И.Н. Платонов

А.М. Попов  
59-90

Россия  
169710, Республика Коми,  
г.Усинск, ул.Нефтяников, 31

Тел.:(82144) 41-9-80  
Факс:(82144) 41-3-38

E-mail: [postman@Lukoil-Komi.ru](mailto:postman@Lukoil-Komi.ru)

2

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	

## Приложение И

### Технические условия на проектирование обустройства строительства эксплуатационных скважин

**СОГЛАСОВАНО**


Начальник геологического отдела  
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

  
(подпись) Л.В. Дивин

«05» \_\_\_\_\_ 07 \_\_\_\_\_ 2022 г.

**УТВЕРЖДАЮ**

И.о. заместителя директора по  
геологии и разработке  
ТНП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»  
М.О. Курапаткин

  
(подпись) « » \_\_\_\_\_ 2022 г.

#### Исходные данные на проектирование обустройства строительства (реконструкции) эксплуатационных скважин Верхневозейского нефтяного месторождения

Наименование проекта:	Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. Обустройство куста № 4084 (замена 219бис).
Наименование объекта (-ов):	Куст № 4084 (замена 219бис).
<b>Содержание исходных данных и технических условий:</b>	
Месторождение, залежь, куст:	Верхневозейское нефтяное месторождение, Нижнесилурийская залежь (S1 mk+sn, sn, vk). Куст № 4084
Количество и назначение скважин: (добывающих, нагнетательных, водозаборных, резервных), номера скважин с координатами (акты выноса устьев скважин).	Куст 4084. Добывающие скважины: №№312р, 4083, 4086, 3600, 4085, 3610, 4088, 4092; Добывающие скважины (зависимые): 4094, 4098, 4097, 4091; Нагнетательные скважины: №№ 3606; Нагнетательные скважины (зависимые): 4093, 4096, 4087, 4089, 4090; Водозаборные скважины: №№ 10Вз, 11Вз
Координаты устьев (Пулково 1942):	Приложение 1
Координаты пластопересечения (Пулково 1942):	Приложение 1
Координаты КГУ (Пулково 1942):	Приложение 1
Проектный средний дебит жидкости:	Куст 4084 – 27-67т/сут.
Приемистость по скважинам:	100-350 м <sup>3</sup> /сут
Проектный средний дебит жидкости по водозаборным скважинам:	350 м <sup>3</sup> /сут
Проектный средний дебит нефти одной скважины:	Куст 4084 – 25-64т/сут.
Проектная средняя обводненность:	Куст 4084 – 0,1-5%
Газовый фактор:	165-225 м3/т (для S1mk+sn), 165-260 м3/т (для S1vk), содержание сероводорода в газе 0,1-1,44% об.
Способ эксплуатации скважин:	Все скважины куста 4084 – ЭЦН
Режим эксплуатации залежей:	По всем скважинам – добыча, нагнетание по скважинам: №№ 3606, (4093, 4096, 4087, 4089, 4090)-зависимые.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №				
			Изм.	Кол.уч	Лист	№

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

91

Давление устьевое, температура добываемой жидкости в пластовых условиях, на устье	Давление устьевое – 200-220атм, температура в пласте – 96 <sup>0</sup> , на устье – н.д.
Свойства нефти, газа, конденсата и воды по месторождению	Приложение № 2
Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти	Приложение № 2
Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной нефти и пластовой воды	Приложение № 2

Приложения:

- 1– Предварительные данные наклонно-направленного бурения скважин по кусту 4084 Верхневозейского н.м. на \_\_\_ л.  
2 – Параметры нефтеносности, газоносности, пластовых вод – на \_\_\_ л.

И.о. начальника геологического отдела  
ТНП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

(подпись)

А.А. Баянов

Исполнитель: Баянов А.А.  
№ телефона 5-56-79

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
								92
			Изм.	Кол.уч	Лист	№		Подп.

Приложение №

## Верхневозейское месторождение Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

	Макарихинская свита (S1 mkt)			Сандивейская свита (S1 sn)			Вежская свита (S1 vk)					
	блок I	блок II	блок Р-н скв.223	блок I	блок II	блок I	блок II	блок I	блок II	блок Ц-В	блок IV	блок Р-н скв.218
	структурная, литологические и тектонические экранированная	структурная, литологические и тектонические экранированная	структурная, литологические и тектонические экранированная	структурная, литологические и тектонические экранированная	структурная, литологические и тектонические экранированная	структурная, литологические и тектонические экранированная	структурная, литологические и тектонические экранированная	структурная, литологические и тектонические экранированная	структурная, литологические и тектонические экранированная	структурная, литологические и тектонические экранированная	структурная, литологические и тектонические экранированная	структурная, литологические и тектонические экранированная
Средняя глубина залегания кровли абсолютная отметка, м	-3320	-3600	-3620	-3450	-3515	-3350	-3380	-3300	-3440	-3480		
Тип залежи	структурная, литологические и тектонические экранированная	структурная, литологические и тектонические экранированная	структурная, литологические и тектонические экранированная	структурная, литологические и тектонические экранированная	структурная, литологические и тектонические экранированная	структурная, литологические и тектонические экранированная	структурная, литологические и тектонические экранированная	структурная, литологические и тектонические экранированная	структурная, литологические и тектонические экранированная	структурная, литологические и тектонические экранированная	структурная, литологические и тектонические экранированная	структурная, литологические и тектонические экранированная
Тип коллектора	карбонатный, трещинно-каверно-поровый											
*Площадь нефтегазонасыщенности, тыс.м <sup>2</sup>	27056	4967	649	43210	17691	32447	36795	6195	38013	19833		
Средняя общая толщина, м	150,2	140,2	140,2	68,3	114,8	71,5	113,9	116,6	83,9	113,9		
*Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	12,02	4,07	2,23	9,26	9,48	13,00	10,82	16,93	7,2	5,14		
*Коэффициент пористости, доли ед.	0,105	0,090	0,093	0,101	0,094	0,109	0,102	0,100	0,106	0,118		
*Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,890	0,861	0,859	0,878	0,863	0,864	0,853	0,854	0,819	0,799		
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	30,8	16,4	16,4	26,6	16,4	33,0	49,5	192,7	11,2			
Коэффициент гранулярности, доли ед.	0,11	0,09		0,22	0,25	0,36	0,2	0,3	0,22	0,22		
Расцененность	11,1	12,1	3	9,4	13,3	18,8	14,7	21,8	12	3		
Начальная пластовая температура, °С	89-97/93,2	96,0	96,0	91-97/94,7	96,0	97/94,5	96,3	80-98/89	96,0	96,0		
Начальное пластовое давление, МПа	35,9-38,5/36,9	39,0	39,0	36,3-38,5/37,2	39,0	38,5	36,4	37-38,3/37,7	35,0	38,9		
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,67-0,78	0,5	0,5	0,59-0,73	0,5	0,8	0,62	1,23	0,63-0,82	0,68		
Вязкость нефти в стандартных условиях, мПа·с	3,64-7,18/5,04	7,52	7,52	3,63-7,18/5,88	7,52	7,18-7,21/7,2	7,84	8,4	8,4	8,09		
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0,656-0,672	0,658	0,675	0,656-0,675	0,658	0,687	0,644	0,627	0,68	0,687		
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0,822-	0,823	0,823	0,820-	0,823	0,825-	0,822	0,823-	0,840	0,837		

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

06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

93



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

0,826/0,824	0,824	0,823	0,823	0,825/0,822	0,823	0,824	0,831/0,828	0,824/0,824	0,840	0,837
принято к ПЗ	3497±2	3555,0	0	3497±2	3555	3497±2	3497±2	3395	3482	3515
Абсолютная отметка ВНК, м	1,341-1,531/1,466	1,533	1,533	1,341-1,425/1,397	1,533	1,417/1,379	1,577-1,711/1,644	1,503	1,504	1,461
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	принято к ПЗ	1,531	1,531	1,425	1,531	1,425	1,425	1,645	1,504	1,462
Содержание серы в нефти, %	0,19-0,26	0,17	0,17	0,15-0,26	0,25	0,15	0,21	0,44	0,16	0,39
Содержание парафина в нефти, %	6,1-8,8	6,4	6,4	6,1-6,85	6,70	6,60	6,50	5,35	8,00	5,50
Давление насыщения нефти газом, МПа	18,37-20,74/18,57	25,8	25,8	16,6-20,74/18,57	25,8	16,6-17,6/17,1	21,4	27-28/27	17,810	20,0
Газосодержание (ДР), м <sup>3</sup> /т	167,4-209,8/170,8	237,1	237,1	135,4-172,7/158,3	237,1	135,4-155,5/145,5	202,1	255,9-265,7/260,8	176,8	178,2
Содержание сероводорода в газе (ДР), %об.	0,10-0,94/0,47	0,6-2,03/1,44	0,6-2,03/1,44	0,07-0,94/0,5	1,440	3,07	3,07	0,83-1,52/1,18 (одн.разг.)	0,40	0,05
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,400	0,40	0,40	0,400	0,400	0,40	0,400	0,410	0,40	н.д.
Плотность воды в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	1,075	1,0622	1,0622	1,075	1,062	1,07	1,062	1,087	1,078	н.д.
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	1,056	1,0558	1,0558	1,056	1,056	1,06	1,056	1,060	1,0542	н.д.
Сжимаемость, 1/МПа × 10 <sup>-4</sup>	14,1-17,9	17,7	17,7	16,2-17,9	16,3	14,1-15,9	17,1	30,0	18,0	15,6
нефти										
воды										
породы										
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,657-727					0,746		0,525	0,636	

\* данные приведены для каверно-порового коллектора

06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

94



Заместитель директора  
по геологии и разработке  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

И.Н. Ямсков  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 г.

Сообщаем предварительные данные наклонно-направленного бурения скважин  
по К-4084 Верхневозейское н.м.:

**НДС 180° 00' Н<sub>зем</sub> 101,7м.**

1. Скв. 312	устье	X= 389 602.8	СШ 66°41'34.30"
		Y= 448 674.0	ВД 57°08'07.24"
	вход в пласт	X= 390 120.7	СШ 66°41'50,85"
		Y= 448 959.7	ВД 57°08'31,27"
		<b>Азимут = 28°53'</b>	<b>Отход = 591 м</b>
2. Скв. 10В3	устье	X= 389 597,8	СШ 66° 41' 34,14"
		Y= 448 674.0	ВД 57°08'07.23"
3. Скв. 11В3	устье	X= 389 592,8	СШ 66°41'33.98"
		Y= 448 674.0	ВД 57°08'07.22"
4. Скв. 4083	устье	X= 389 587.8	СШ 66°41'33.81"
		Y= 448 674.0	ВД 57°08'07.21"
	вход в пласт	X= 390 489.0	СШ 66°41'03.24"
		Y= 448 071.0	ВД 57°07'19.36"
		<b>Азимут = 326°13'</b>	<b>Отход = 1084 м</b>
5. Скв. 4086	устье	X= 389 572.8	СШ 66°41'33.33"
		Y= 448 674.0	ВД 57°08'07.19"
	вход в пласт	X= 389 711.0	СШ 66°41'38.15"
		Y= 448 037.0	ВД 57°07'15.48"
		<b>Азимут = 282°14'</b>	<b>Отход = 652 м</b>
6. Скв. 3600	устье	X= 389 567.8	СШ 66°41'33.17"
		Y= 448 674.0	ВД 57°08'07.18"
	вход в пласт	X= 390 150.0	СШ 66°41'52.67"
		Y= 447 410.0	ВД 57°06'25.00"
		<b>Азимут = 294°44'</b>	<b>Отход = 1392 м</b>
7. Скв. 4085	устье	X= 389 562.8	СШ 66°41'33.01"
		Y= 448 674.0	ВД 57°08'07.18"
	вход в пласт	X= 388 867.0	СШ 66°41'10,66"
		Y= 448 487.0	ВД 57°07'50,94"
		<b>Азимут = 195°03'</b>	<b>Отход = 720 м</b>
8. Скв. 3610	устье	X= 389 557.8	СШ 66°41'32.85"
		Y= 448 674.0	ВД 57°08'07.17"
	вход в пласт	X= 388 113.0	СШ 66°40'46,43"
		Y= 448 299.0	ВД 57°07'34,55"
		<b>Азимут = 194°33'</b>	<b>Отход = 1493 м</b>

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
			06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата		

9. Скв. 3606	устье	X= 389 542.8 Y= 448 674.0	СШ 66°41'32.36" ВД 57°08'07.15"
	вход в пласт	X= 387 962.0 Y= 447 529.0	СШ 66°40'41,99" ВД 57°06'31,63"
		<b>Азимут = 215°55'</b>	<b>Отход = 1952 м</b>

10. Скв. 4088	устье	X= 389 537.8 Y= 448 674.0	СШ 66°41'32.20" ВД 57°08'07.14"
	вход в пласт	X= 389 097.0 Y= 449 632.0	СШ 66°41'17,42" ВД 57°09'24,56"
		<b>Азимут = 114°43'</b>	<b>Отход = 1055 м</b>

11. Скв. 4092	устье	X= 389 532.8 Y= 448 674.0	СШ 66°41'32.04" ВД 57°08'07.13"
	вход в пласт	X= 388 240.0 Y= 449 960.0	СШ 66°40'49,57" ВД 57°09'50,01"
		<b>Азимут = 135°09'</b>	<b>Отход = 1823 м</b>

**Резервные скважины:**

12. Скв. 4093	устье	X= 389 527.8 Y= 448 674.0	СШ 66°41'31.88" ВД 57°08'07.13"
	вход в пласт	X= 389 446.0 Y= 448 801.0	СШ 66°41'29,16" ВД 57°08'17,36"
		<b>Азимут = 122°47'</b>	<b>Отход = 151 м</b>

13. Скв. 4094	устье	X= 389 512.8 Y= 448 674.0	СШ 66°41'31.39" ВД 57°08'07.11"
	вход в пласт	X= 390 684.0 Y= 449 092.0	СШ 66°42'08,95" ВД 57°08'42,87"
		<b>Азимут = 19°38'</b>	<b>Отход = 1244 м</b>

14. Скв. 4098	устье	X= 389 507.8 Y= 448 674.0	СШ 66°41'31.23" ВД 57°08'07.10"
	вход в пласт	X= 389 748.0 Y= 449 886.0	СШ 66°41'38,28" ВД 57°09'46,21"
		<b>Азимут = 78°47'</b>	<b>Отход = 1236 м</b>

15. Скв. 4096	устье	X= 389 502.8 Y= 448 674.0	СШ 66°41'31.07" ВД 57°08'07.09"
	вход в пласт	X= 390 423.0 Y= 449 770.0	СШ 66°42'00,14" ВД 57°09'37,75"
		<b>Азимут = 49°59'</b>	<b>Отход = 1431 м</b>

16. Скв. 4097	устье	X= 389 497.8 Y= 448 674.0	СШ 66°41'30.91" ВД 57°08'07.08"
	вход в пласт	X= 390 042.0 Y= 450 529.0	СШ 66°41'47,40" ВД 57°10'39,05"
		<b>Азимут = 73°39'</b>	<b>Отход = 1933 м</b>

17. Скв. 4087	устье	X= 389 482.8 Y= 448 674.0	СШ 66°41'30.43" ВД 57°08'07.06"
	вход в пласт	X= 388 983.0 Y= 450 206.0	СШ 66°41'13,41" ВД 57°10'11,15"
		<b>Азимут = 108°04'</b>	<b>Отход = 1611 м</b>

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
			06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата		

18. Скв. 4091	устье	X= 389 477.8	СШ 66°41'30.26"
		Y= 448 674.0	ВД 57°08'07.06"
	вход в пласт	X= 388 478.0	СШ 66°40'56,66"
		Y= 450 966.0	ВД 57°11'12,31"
		<b>Азимут = 113°34'</b>	<b>Отход = 2501 м</b>
19. Скв. 4089	устье	X= 389 472.8	СШ 66°41'30.10"
		Y= 448 674.0	ВД 57°08'07.05"
	вход в пласт	X= 387 840.0	СШ 66°40'37,05"
		Y= 449 289.0	ВД 57°08'54,78"
		<b>Азимут = 159°22'</b>	<b>Отход = 1745 м</b>
20. Скв. 4090	устье	X= 389 467.8	СШ 66°41'29.94"
		Y= 448 674.0	ВД 57°08'07.04"
	вход в пласт	X= 387 576.0	СШ 66°40'27,88"
		Y= 450 397.0	ВД 57°10'24,62"
		<b>Азимут = 137°40'</b>	<b>Отход = 2559 м</b>

Главный маркшейдер по Усинскому региону-  
Начальник ОГПР:



В.В. Устинов

Начальник ГО:

Д.В. Безинов

Исп.: Дайненко В.А. (23.03.2023)  
5-58-15



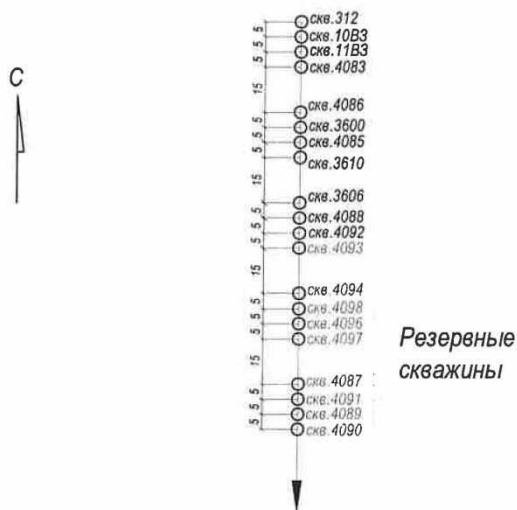
Справщик: Серд / Сергеевская ИИ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	

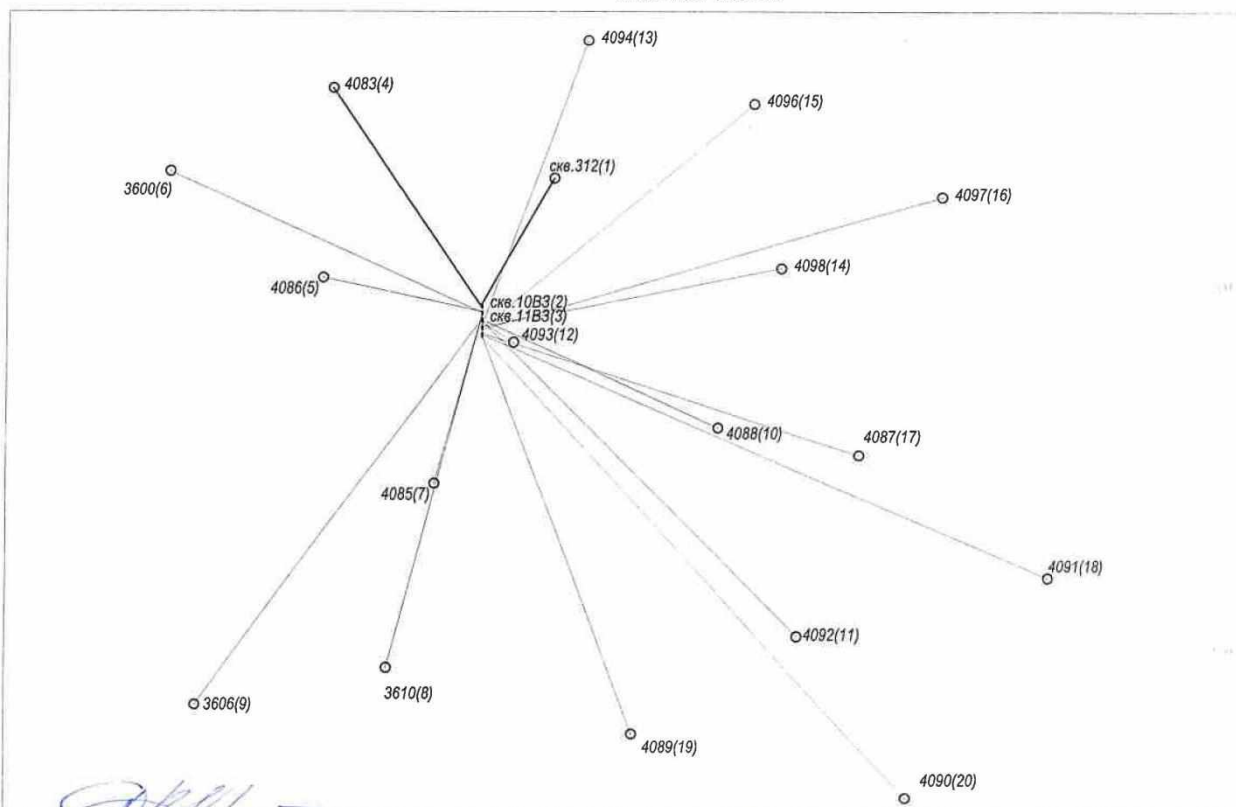
"УТВЕРЖДАЮ:"  
 Заместитель директора  
 по геологии и разработке  
 ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз"

И.Н. Ямсков  
 " " " 2023 год

**СХЕМА**  
 разбуривания куста № 4084  
 Верхне-Возейского нефтяного месторождения  
 1. Расположение устьев скважин в кусте  
 НДС - 180°



2. Порядок разбуривания куста  
 Масштаб 1:25000



Выполнил: *В.А. Дайненко* Дайненко В.А.

*Проверил: [подпись]*

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист  
98